

UNIVERSIDAD EXTERNADO DE COLOMBIA
FACULTAD ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS
MAESTRÍA EN GESTION Y EVALUACION DE PROYECTOS DE INVERSION

**MODELO DE OPTIMIZACIÓN ESTOCASTICA PARA LA EVALUACION DE
ALTERNATIVAS DE INVERSIÓN PARA UN CENTRO DE GENERACIÓN EÓLICO
OFF-SHORE**

FELIPE HUMBERTO CORREDOR CALDERÓN
GISSELLE GIOVANNA FORERO ROMERO

DIRECTOR DE TRABAJO DE GRADO:
MSC. JENNY CAROLINA SALDAÑA CORTÉS

BOGOTÁ D.C.

ENERO, 2020

Nombre de jurado

Nombre de jurado

Nombre de jurado

BOGOTA D.C.

NOVIEMBRE, 2019

TABLA DE CONTENIDO

Resumen	18
Introducción.....	19
1. Planteamiento del Problema	21
1.1. Antecedentes.....	21
1.2. Planteamiento del Problema	24
1.3. Preguntas de Investigación	25
1.4. Objetivos.....	26
1.5. Justificación	26
1.6. Hipótesis	29
1.7. Supuestos	29
1.8. Delimitaciones.....	30
2. Marco Teórico y Contextual.....	31
2.1. Marco Teórico.....	31
2.1.1. Proyectos de Inversión	31
2.1.2. Evaluación de alternativas de inversión	33
2.1.3. Optimización Matemática	36
2.1.4. Modelos de Optimización para alternativas de inversión en tecnologías de generación	39
2.2. Marco Contextual	45

2.2.1 Centro de generación eólico Off-Shore.....	48
2.2.2 Sistema de transmisión de energía eléctrica en Baja Tensión al interior del centro de generación	50
3. Metodología de Investigación.....	54
3.1. Diseño de la Investigación.....	54
3.2. Conveniencia del diseño.	55
3.3. Población impactada con el proyecto	55
3.4. Recopilación de datos	56
3.5. Análisis de datos	57
4. Modelo Propuesto de Optimización de Alternativas de Inversión para un Centro de Generación Eólico Off-Shore	60
4.1. Descripción y caracterización del sistema de operación.....	60
4.2. Diseño de un modelo de optimización técnico – económico.....	86
4.2.1. Identificación de sistema.....	87
4.2.2. Especificación Matemática y Formulación	89
4.2.3. Solución Generada- Escenario Base	107
4.2.4. Verificación y Validación	112
4.3. Optimización Estocástica para Valoración de las Alternativas	117
4.3.1 Escenario con variabilidad de WACC	117
4.3.2 Escenario con variación de indicadores económicos	120

4.4. Interpretación y Análisis de Resultados.....	123
4.5. Selección de la opción optima de inversión.....	124
5. Conclusiones.....	127
6. Referencias	129
7. Anexos	142

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Proyectos de transmisión de energía usando High Voltage Direct Current (HVDC)	22
Tabla 2. Principales Proyectos de energía eólica Off- Shore	23
Tabla 3. Especificaciones técnicas de la turbina de generación eólica	62
Tabla 4. Especificaciones de construcción del centro de generación eólico Off-Shore	64
Tabla 5. Capacidad instalada de los principales centros de generación a nivel mundial	68
Tabla 6. Presupuesto estimado para el centro de generación eólico Off-Shore con capacidad de 300 MW	72
Tabla 7. Presupuesto estimado para la alternativa Caso Base, Transmisión de energía eléctrica empleando tecnología HVAC	77
Tabla 8. Presupuesto estimado para la Alternativa Caso 1, Transmisión de energía eléctrica empleando tecnología HVDC – Monopolar	79
Tabla 9. Presupuesto estimado para la Alternativa Caso 2, Transmisión de energía eléctrica empleando tecnología HVDC – Bipolar	81
Tabla 10. Resumen de presupuesto de inversión asociados a cada una de las alternativas planteadas	83
Tabla 11. Costos asociados a la operación y mantenimiento del proyecto	84
Tabla 12. Tasa de descuento optima, por cada uno de los escenarios que se pueden presentar para el precio de la energía en bolsa	124
Tabla 13. Máximo EBITDA en función de la tasa de descuento óptima por escenario de inversión	125

tabla A 1. Elementos dobles requeridos en la subestación Off-Shore.....	184
tabla A 2. Elementos dobles requeridos en la subestación On-Shore	184
tabla A 3. Costos asociados a la operación y mantenimiento del proyecto.....	190
tabla A 4. Energía mínima que puede ser comprometida por el centro de generación eólico	194

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Costo Vs Distancia en la construcción de líneas empleando tecnologías HVDC y HVAC para la misma potencia	25
Figura 2. Potencial de Velocidades del Viento en el Territorio Colombiano.....	28
Figura 3. Modelos de optimización para realizar la selección de portafolios, según el comportamiento del riesgo.	39
Figura 4. Modelos de optimización de alternativas de inversión en proyectos de generación de energía eléctrica.	40
Figura 5. Partes fundamentales de un Aerogenerador.....	47
Figura 6. Distribución óptima de aerogeneradores en el centro de generación eólico .	48
Figura 7. Componentes Fundamentales para garantizar la operación del centro de generación Off-Shore	49
Figura 8. Subestación típica Off-Shore	52
Figura 9. Etapas de desarrollo de un modelo.	55
Figura 10. Metodología empleada para realizar la selección de la mejor alternativa de inversión	58
Figura 11. Perfil de velocidad del viento promedio Mensual [m/s].	61
Figura 12. Capacidad del aerogenerador según la velocidad del viento.	63
Figura 13. Potencial de generación del Parque Eólico Off-Shore.....	66
Figura 14. Costo de inversión en los centros de generación eólicos Off-Shore a nivel mundial.....	68
Figura 15. Distribución de los costos de inversión requerida para los elementos que componen el centro de generación.	69

Figura 16. Inversión desagregada de cada uno de los elementos que componen el aerogenerador.	71
Figura 17. Energía efectivamente suministrada al sistema durante un año de operación del centro de generación eólico empleando la alternativa de transmisión HVAC.	73
Figura 18. Energía efectivamente suministrada durante un año de operación al sistema en tierra con la alternativa HVDC Monopolar. Tomado de: resultados de optimización técnica en (Digsilent, 2019).....	74
Figura 19. Energía efectivamente suministrada durante un año de operación al sistema en tierra con la alternativa HVDC Bipolar.	75
Figura 20. Pérdidas de potencia evidenciadas en las líneas de transmisión a partir de la tecnología empleada.	76
Figura 21. Flujograma para la construcción del modelo de optimización de alternativas de inversión	86
Figura 22. Diagrama para la identificación del sistema	89
Figura 23. Velocidad del viento promedio mensual durante el tiempo de evaluación del proyecto.	90
Figura 24. Energía promedio mensual producida por el centro de generación eólico Off-Shore [MW/h].....	91
Figura 25. Factor de pérdidas asociado a cada una de las alternativas de inversión. ...	92
Figura 26. Energía Real producida con cada una de las alternativas de inversión.....	93
Figura 27. Proyección del comportamiento de la inflación anual.	93
Figura 28. Proyección del comportamiento del precio de la energía en bolsa [COP/kWh].....	94
Figura 29. Proyección del comportamiento del precio de las toneladas de CO ₂	95

Figura 30. Cargo por confiabilidad [COP/MWh].....	96
Figura 31. Proyección Costo mensual Operación y Mantenimiento del Centro de generación [COP/kWh].	96
Figura 32. Proyección del costo de operación y mantenimiento mensual de cada una de las alternativas.	97
Figura 33. Inversión realizada según la alternativa seleccionada.	107
Figura 34. Energía demandada por el sistema de transmisión nacional.....	108
Figura 35. Energía total producida por el centro de generación y suministrada al sistema de la alternativa 2.	109
Figura 36. Energía real producida por el sistema con la Alternativa 2.	110
Figura 37. Energía transportada por la línea de transmisión que compone la alternativa 2.	111
Figura 38. Resultado para la variable binaria W.	111
Figura 39. Resultado de maximizar el valor presente de los flujos futuros del EBITDA del proyecto de inversión con la alternativa seleccionada.	112
Figura 40. Energía real producida Versus Energía Demandada.....	114
Figura 41. Energía real producida con la alternativa 2.	116
Figura 42. Alternativas Planteadas para el proyecto de Inversión de generación para el centro de generación de energía eléctrica Off-Shore	117
Figura 43. Máximo EBITDA a partir de la variación del WACC.....	119
Figura 44. Proyección del comportamiento del precio de la energía en Bolsa, Escenario Máximo, Medio y Mínimo	121
Figura 45. Optimización del EBITDA, por escenario de precios de la energía y según variación del WACC.	122

Figura A 1. Configuración típica del centro de generación eólico.....	147
Figura A 2. Ejemplo 1 de configuración de centros de generación con estructura radial.....	149
Figura A 3. Ejemplo 2 de configuración de centros de generación con estructura radial.....	149
Figura A 4. Ejemplo de Configuración en Anillo para la conexión de aerogeneradores.	150
Figura A 5. Ejemplo 1 de configuración del centro de generación en estrella.....	151
Figura A 6. Ejemplo 2 de configuración del centro de generación en estrella.....	151
Figura A 7. Estructura Básica de conexión del centro de generación eólico Off-Shore.	153
Figura A 8. Línea de transmisión empleando tecnología HVAC.....	154
Figura A 9. Línea de transmisión empleando tecnología HVDC.....	155
Figura A 10. Configuración HVDC Monopolar Simétrica	157
Figura A 11. Configuración HVDC Monopolar Asimétrica con retorno Metálico. ..	157
Figura A 12. Configuración Monopolar Asimétrica con retorno por tierra.	158
Figura A 13. Configuración Bipolar con Electrodos de tierra.....	158
Figura A 14. Configuración Bipolar con retorno de neutro.	159
Figura A 15. Configuración Homopolar Multiterminal.	159
Figura A 16. Partes fundamentales de un Aerogenerador.....	162
Figura A 17. Conductores empleados al interior del centro de generación.....	163
Figura A 18. Plataforma para instalación del Aerogenerador.	165
Figura A 19. Sistema de Fondeo para la plataforma de los aerogeneradores.....	166

Figura A 20. Conductor Submarino AC a 220 kV.	171
Figura A 21. Conductor Subterráneo AC a 220 kV.	173
Figura A 22. Conductor Submarino DC a 320 kV.	181
Figura A 23. Conductor Subterráneo DC a 320 kV.	183
Figura A 24. Conductor Submarino DC a 320 kV.	186
Figura A 25. Conductor Submarino DC a 150 kVdc.	188
Figura A 26. Velocidad del viento promedio mensual durante el tiempo de evaluación del proyecto.	197
Figura A 27. Energía promedio mensual producida por el centro de generación eólico Off-Shore [MW/h].....	199
Figura A 28. Factor de pérdidas asociado a cada una de las alternativas de inversión.	200
Figura A 29. Energía Real producida con cada una de las alternativas de inversión.	201
Figura A 30. Proyección del comportamiento de la inflación anual.	202
Figura A 31. Proyección del comportamiento del precio de la energía en bolsa [COP/kWh].....	203
Figura A 32. Proyección del comportamiento del precio de las toneladas de CO ₂ . ..	205
Figura A 33. Cargo por confiabilidad [COP/MWh].....	206
Figura A 34. Proyección Costo mensual Operación y Mantenimiento del Centro de generación [COP/kWh].	208
Figura A 35. Proyección del costo de operación y mantenimiento mensual de cada una de las alternativas.	209
Figura A 36. Resultado Demanda de energía.	212

Figura A 37. Energía total producida por el centro de generación y suministrada al sistema de la Alternativa seleccionada.	216
Figura A 38. Energía real producida al sistema con la Alternativa seleccionada.	219
Figura A 39. Energía real transportada por las líneas de la alternativa seleccionada.	223
Figura A 40. EBITDA con WACC del 1%.	226
Figura A 41. EBITDA con WACC del 1.5%.	226
Figura A 42. EBITDA con WACC del 2%.	227
Figura A 43. EBITDA con WACC del 2.5%.	227
Figura A 44. EBITDA con WACC del 3%.	227
Figura A 45. EBITDA con WACC del 3.5%.	228
Figura A 46. EBITDA con WACC del 4%.	228
Figura A 47. EBITDA con WACC del 4.5%.	228
Figura A 48. EBITDA con WACC del 5%.	229
Figura A 49. EBITDA con WACC del 5.5%.	229
Figura A 50. EBITDA con WACC del 6%.	229
Figura A 51. EBITDA con WACC del 6.5%.	230
Figura A 52. EBITDA con WACC del 7%.	230
Figura A 53. EBITDA con WACC del 7.5%.	230
Figura A 54. EBITDA con WACC del 8%.	231
Figura A 55. EBITDA con WACC del 8.5%.	231
Figura A 56. EBITDA con WACC del 9%.	231
Figura A 57. EBITDA con WACC del 9.5%.	232
Figura A 58. EBITDA con WACC del 10%.	232
Figura A 59. EBITDA con WACC del 10.5%.	232

Figura A 60. EBITDA con WACC del 11%	233
Figura A 61. EBITDA con WACC del 11.5%	233
Figura A 62. EBITDA con WACC del 12%	233
Figura A 63. EBITDA con WACC del 1%	234
Figura A 64. EBITDA con WACC del 1.5%	234
Figura A 65. EBITDA con WACC del 2%	235
Figura A 66. EBITDA con WACC del 2,5%	235
Figura A 67. EBITDA con WACC del 3%	235
Figura A 68. EBITDA con WACC del 3.5%	236
Figura A 69. EBITDA con WACC del 4%	236
Figura A 70. EBITDA con WACC del 4.5%	236
Figura A 71. EBITDA con WACC del 5%	237
Figura A 72. EBITDA con WACC del 5.5%	237
Figura A 73. EBITDA con WACC del 6%	237
Figura A 74. EBITDA con WACC del 6.5%	238
Figura A 75. EBITDA con WACC del 7%	238
Figura A 76. EBITDA con WACC del 7.5%	238
Figura A 77. EBITDA con WACC del 8%	239
Figura A 78. EBITDA con WACC del 8.5%	239
Figura A 79. EBITDA con WACC del 9%	239
Figura A 80. EBITDA con WACC del 5%	240
Figura A 81. EBITDA con WACC del 10%	240
Figura A 82. EBITDA con WACC del 10.5%	240
Figura A 83. EBITDA con WACC del 11%	241

Figura A 84. EBITDA con WACC del 11.5%.....	241
Figura A 85. EBITDA con WACC del 12%.....	241
Figura A 86. EBITDA con WACC del 5%.....	242
Figura A 87. EBITDA con WACC del 1.5%.....	242
Figura A 88. EBITDA con WACC del 2%.....	243
Figura A 89. EBITDA con WACC del 2.5%.....	243
Figura A 90. EBITDA con WACC del 3%.....	243
Figura A 91. EBITDA con WACC del 3.5%.....	244
Figura A 92. EBITDA con WACC del 5%.....	244
Figura A 93. EBITDA con WACC del 4.5%.....	244
Figura A 94. EBITDA con WACC del 5%.....	245
Figura A 95. EBITDA con WACC del 5%.....	245
Figura A 96. EBITDA con WACC del 6%.....	245
Figura A 97. EBITDA con WACC del 5%.....	246
Figura A 98. EBITDA con WACC del 7%.....	246
Figura A 99. EBITDA con WACC del 7.5%.....	246
Figura A 100. EBITDA con WACC del 8%.....	247
Figura A 101. EBITDA con WACC del 8.5%.....	247
Figura A 102. EBITDA con WACC del 9%.....	247
Figura A 103. EBITDA con WACC del 9.5%.....	248
Figura A 104. EBITDA con WACC del 9.5%.....	248
Figura A 105. EBITDA con WACC del 5%.....	248
Figura A 106. EBITDA con WACC del 11%.....	249
Figura A 107. EBITDA con WACC del 5%.....	249

Figura A 108. EBITDA con WACC del 12%	249
---	-----

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Principales proyectos a nivel mundial de líneas de transmisión y centros de generación empleando energía eléctrica eólica	142
Anexo 2. Configuraciones típicas de centros de generación eólicos Off-Shore	147
Anexo 3. Configuraciones típicas de líneas de transmisión para conexión del centro de generación eólico con el sistema en tierra.....	152
Anexo 4. Costos de Operación y Mantenimiento del Proyecto.....	189
Anexo 5. Emisiones de Bonos de Carbono	191
Anexo 6. Cargo por Confiabilidad	193
Anexo 7. Variables asociadas a la especificación Matemática	196
Anexo 8. Resultados de Simulación.....	210
Anexo 9. Variación del WACC maximizando el EBITDA.....	226
Anexo 10. EBITDA con escenarios del precio de la energía en Bolsa y Variación del WACC.....	234

Resumen

El presente proyecto se encuentra enfocado en proponer un modelo de optimización estocástica para la evaluación de alternativas de inversión en un proyecto de generación de energía eléctrica eólica Off-Shore (En el mar), a través del cual se pueda seleccionar la mejor alternativa de inversión bajo condiciones de incertidumbre, maximizando el EBITDA de la alternativa seleccionada.

El proyecto de evaluación se realizó para la evaluación de alternativas de generación eléctrica en el departamento de la Guajira, Colombia, a 100 km de distancia de la costa y para realizar la transmisión de energía eléctrica será requerida la valoración de la puesta en operación de una línea de transmisión la cual contará con 70 km submarinos y 30 km subterráneos, las alternativas de inversión se encontrarán planteadas en función de la tecnología empleada para realizar la transmisión de energía (HVAC¹ y HVDC²) y a partir de la maximización del valor presente de los flujos futuros del EBITDA³ en la alternativa seleccionada, se podrá garantizar la sostenibilidad del proyecto durante la vida útil del mismo.

¹HVAC: High Voltage Alternating Current

²HVDC: High Voltage Direct Current

³ Utilidad antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones, por sus siglas en inglés (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization)

Introducción

A partir de las tendencias a nivel mundial, para modificar las matrices energéticas de los diferentes países incentivando proyectos de generación de energía eléctrica que empleen como recurso principal la energía contenida en el viento, el sol, la biomasa (Energías Renovables), dejando de depender de proyectos de generación que emplean como principal recurso la energía proveniente de combustibles fósiles (Energías No Renovables) y con la oficialización en Colombia de la ley 1715 del 2014, la cual según sus artículos 11,12 y 13 busca generar impactos positivos con beneficios tributarios sobre los flujos de caja de los proyectos de inversión en fuentes de generación con energías renovables, surge el presente proyecto de inversión, en un centro de generación de energía eléctrica Off-Shore (En el mar).

El presente proyecto de optimización estocástica de alternativas de inversión, se encuentra enfocado en aportar herramientas para la toma de decisiones bajo incertidumbre desde el punto de vista técnico y económico para un centro de generación de energía eléctrica que emplea como fuente principal la energía contenida en el viento, a partir de la valoración de alternativas de inversión para la puesta en operación de un centro de generación Off-Shore ubicado en el departamento de la Guajira, donde se evaluarán alternativas de transmisión en función de la tecnología empleada para realizar la transmisión de energía eléctrica (HVAC⁴ o HVDC⁵).

Partiendo de la valoración técnico -económica del proyecto, se busca generar un modelo de optimización estocástica través del cual se maximice el EBITDA para la

⁴HVAC (High Voltage Alternating Current)

⁵HVDC (High Voltage Direct Current)

alternativa seleccionada, bajo los diferentes escenarios de incertidumbre planteados, garantizando con esto, la sostenibilidad del proyecto durante su vida útil.

1. Planteamiento del Problema

1.1. Antecedentes

Hacia el siglo XIX, la electricidad se convirtió en el principal impulsor de las economías a nivel mundial, debido al gran auge de los motores eléctricos industriales, lo cual elevó los requerimientos de demanda de energía eléctrica, esto trajo consigo, grandes cambios notorios, desde la construcción de nuevas y más grandes centrales eléctricas buscando modificar los niveles de tensión en los cuales era transmitida la energía eléctrica 110 V, el cual es el nivel de tensión empleado para iluminación (Universidad Tecnológica Nacional de Argentina , 2019).

Nicola Tesla creía en la superioridad de la corriente alterna, mientras que Thomas Edison fundamentaba sus principios en la corriente continua (Pino , 2019) . Edison colaboró en la construcción de la silla eléctrica, electrocutando diferentes animales para lograr demostrar el poder que podía tener la corriente alterna sobre las personas, sin embargo, Tesla en el año 1891, se expuso a una corriente alterna que atravesó su cuerpo sin causarle ningún daño. A partir de esto para la Feria Mundial de Chicago en 1893, Westinghouse Electric de la mano de las teorías de la corriente alterna propuestas por Tesla, presentó un presupuesto inferior al de la corriente continua presentado por General Electric quien confiaba en las teorías de Edison, lo cual catapultó la forma de transmitir energía basando los sistemas de potencia en Corriente Alterna (Universidad Tecnológica Nacional de Argentina , 2019).

A partir de lo anterior, la mayoría de la transmisión de energía eléctrica a nivel mundial, se realiza a través de líneas de transmisión aéreas en corriente alterna, ya que las subterráneas tienen costos más elevados, sin embargo, dependiendo del tipo de terreno, o de las distancias de separación entre los puntos que se requiere sean interconectados, se hace

indispensable contar con líneas de transmisión de energía eléctrica de forma subterránea o submarina, esta transmisión subterránea o submarina, puede ser realizada a través de líneas de transmisión en corriente continua HVDC⁶ o en corriente alterna HVAC⁷

El objeto principal de la investigación se enfoca en analizar y seleccionar la forma más eficiente de realizar la transmisión de energía eléctrica (HVAC o HVDC), desde un centro de generación de energía eólica, el cual se encuentra ubicado a 300 km costa afuera (Off-Shore), y cuenta con una capacidad de potencia instalada de 300 MW. En la Tabla 1, se presentan los proyectos más importantes a nivel mundial en los cuales se emplea transmisión de energía eléctrica a través de tecnología HVDC y en la Tabla 2 se muestran los principales centros de generación empleando energía eléctrica eólica a nivel mundial. En el Anexo 1 se presenta un mayor nivel de detalle asociado a cada uno de los proyectos presentados a continuación.

Tabla 1.

Proyectos de transmisión de energía usando High Voltage Direct Current (HVDC)

Proyecto	Tipo de conexión	Distancia	Potencia	Nivel de
		de conexión	Instalada	tensión
		[km]	[MW]	[kV]
Interconexión entre Suecia y la Isla de Gotland	Monopolar - LCC	100	20	110
Interconexión entre Brthwest y Los Angeles	Bipolar - VSC	1.362	320	± 400
Interconexión entre Jimping y Sunan	Bipolar - VSC	2.090	7.600	± 800
Interconexión entre Río Madeira y el Amazonas	Bipolar - VSC	2.375	6.300	± 600
Interconexión entre Feda y Eemshaven	Bipolar - VSC	580	700	± 450
Interconexión entre España y Francia	Bipolar - VSC	64,56	2.800	± 320
Interconexión entre la Península Ibérica y Las Islas Baleares	Bipolar - VSC	237	400	± 400
Interconexión entre Zambezi y Gerius en África	Bipolar - VSC	950	300	± 350
Interconexión entre Benmore y Haywards	Bipolar - LCC	611	735	± 350

⁶HVDC⁶ (High Voltage Direct Current)

⁷HVAC⁷ (High Voltage Alternating Current).

Proyecto	Tipo de conexión	Distancia	Potencia	Nivel de
		de conexión	Instalada	tensión
		[km]	[MW]	[kV]
Interconexión entre Nueva Gales y Queensland	Bipolar - VSC	59	180	± 80
Interconexión entre Xiangjiaba y Sichuan en Sangghai	Bipolar - LCC	1.980	6.400	± 800
Interconexión entre Tres Gargantas y Gunfgong	Bipolar - LCC	940	3.000	± 500
Interconexión entre Irlanda y Gran Bretaña	Monopolar - VSC	130	500	± 200

Nota. Tomado de: (Olguín, 2018), (ABB, 2019), (ABB, The most Powerful Transmission Line in the World, 2019), (ABB, Río Madeira, 2019), (ABB, Norned, sostenibilidad en Europa, 2019), (ESPAÑA, Interconexión Península - Baleares, 2018), (Cigre, 2010), (Cigre, 2010) (ABB, Directlink Interconnector, 2018), (Sector electricidad, 2014), (ABB, Three Gorges - Guangdong, 2018), (ABB, East West Interconnector, 2016).

Tabla 2.

Principales Proyectos de energía eólica Off- Shore

Proyecto	Ubicación	Cantidad de Aerogeneradores	Capacidad de Potencia	Capacidad
			por Aerogenerador	instalada
			[MW]	[MW]
Walney	Reino Unido	47	8,25	667,75
		40	7	
London Array	Reino Unido	175	3,6	630
Gemini WindFarm	Holanda	150	4	600
GodeWind	Alemania	97	6	582
Gwynt y Mor	Reino Unido	160	3,6	576
Rance Bank	Reino Unido	91	6	573
GreaterGabbard	Reino Unido	140	3,6	504
Dudgeon	Reino Unido	67	6	402
Veja Mate	Alemania	67	6	402
Bard	Alemania	80	5	400
Global Techa	Alemania	80	5	400

Nota. Tomado de: (Roca, 2018)

1.2. Planteamiento del Problema

La necesidad de realizar este proyecto se encuentra enfocada en que para conectar el centro de generación eólico Off-Shore y el sistema de transmisión ubicado en la costa a través de una línea de transmisión submarina, se debe realizar la selección de la mejor alternativa desde el punto técnico y económico. Haciendo un enfoque particular en el costo de transmisión, el costo de la inversión, el costo de la operación y el mantenimiento según la selección de tecnología a emplear para la construcción de la línea.

Se tiene la creencia que, para determinada distancia de transmisión de energía eléctrica, las pérdidas de la línea desde el punto de vista económico aumentan de forma considerable para las líneas construidas empleando tecnología HVAC. Por el contrario, cuando se implementan soluciones empleando tecnología HVDC, si bien las pérdidas de energía en la línea aumentan de forma lineal con la distancia, estas no se ven afectadas de la misma forma que las líneas HVAC debido a que no interfiere el efecto capacitivo de la transmisión de energía sobre las mismas (Gómez, Guamán, Quizhpi, & San Martín, 2017). El caso de estudio busca analizar las alternativas de inversión para realizar la construcción de 100 km de línea de los cuales 70 km son submarinos y 30 km son subterráneos, bajo el escenario del posible uso de los dos tipos de tecnologías HVAC y HVDC, para determinar cuál es la más conveniente en términos de eficiencia a implementar.

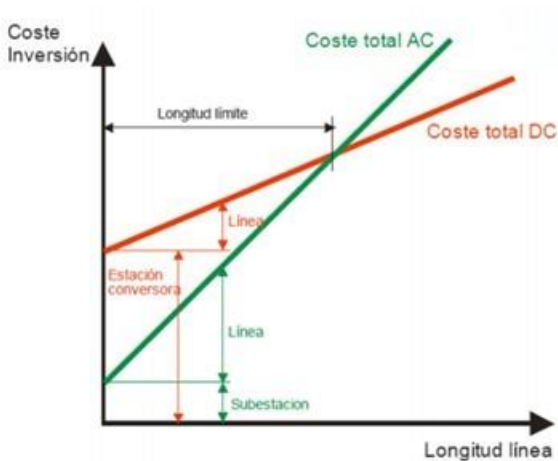


Figura 1. Costo Vs Distancia en la construcción de líneas empleando tecnologías HVDC y HVAC para la misma potencia. Tomado de: (Gómez, Guamán, Quizhpi, & San Martín, 2017)

El problema principal se evidencia en la Figura 1, donde se presenta que para un proyecto de inversión asociado a la construcción de una línea de transmisión que transporta la misma energía, no siempre es más conveniente desde el punto de vista técnico y económico realizar la implementación de la solución empleando tecnología HVAC como se ha pensado a lo largo de los años desde el inicio de la guerra de las corrientes y que existen alternativas de construcción empleando tecnologías HVDC que pueden resultar altamente competitivas y que esto puede generar variación del costo como función de la longitud de la línea.

1.3. Preguntas de Investigación

Con el objeto de formular un proyecto de inversión asociado a la construcción de un centro de generación con capacidad instalada fija, el cual se encuentra ubicado costa afuera (Off-Shore) y requiere para su puesta en operación la construcción de una línea de transmisión submarina y subterránea, surgen algunos cuestionamientos: i) Al realizar un enfoque técnico y económico para este tipo de modelos de inversión ¿Cuál será la mejor alternativa (HVDC o HVAC), para realizar la conexión del centro de generación eólico?, ii)

¿Es más económico realizar la conexión del centro de generación empleando tecnología HVAC?; iii) ¿Es viable realizar la inversión en un centro de generación eólico Off-Shore, teniendo en cuenta las diferentes variables económicas que surgen a partir de este tipo de proyectos de inversión?; y iv) ¿Cuál debe ser el tiempo para hacer que el proyecto para que sea sostenible?

1.4. Objetivos

El objetivo principal de esta investigación aplicada es la de proponer un modelo de optimización de alternativas de inversión para un centro de generación eólico Off-Shore. Para conseguir la realización de este objetivo es necesario la consecución de los siguientes objetivos específicos: i) Describir y caracterizar el sistema con el cual se garantizará la correcta operación del Proyecto. ii) Plantear un modelo de optimización técnico – económico con el cual se permita evaluar, verificar y validar cada una de las alternativas técnicas planteadas para el proyecto de inversión. iii) Seleccionar la mejor opción de inversión para este tipo de proyectos de acuerdo al valor esperado de la inversión y la sostenibilidad en el largo plazo.

1.5. Justificación

En países como Colombia el 70% de la energía eléctrica proviene de centrales de generación de energía hidroeléctrica, las cuales son impactadas de forma directa por los cambios en los comportamientos climáticos como el fenómeno del Niño y la Niña, los cuales afectan la disponibilidad del recurso hídrico a lo largo del territorio, modificando los niveles de embalse en las centrales cuyo recurso principal de generación es el agua.

Con los cambios regulatorios existentes en Colombia a partir del surgimiento de la Ley 1715 del 2014 (Cardenas Santamaría , Sarmiento Villamizar , & Arias Pulgarín , 2014) ,

se busca incentivar la implementación de proyectos que empleen para la generación de energía, fuentes no convencionales (Energías Renovables) que se encuentran conectadas y operando en conjunto con las fuentes convencionales de energía eléctrica (Energías No Renovables), en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y buscando enfocarse en las decisiones a nivel mundial de modificar la matriz energética a partir de la implementación de proyectos de energía eléctrica los cuales empleen fuentes de generación con energías renovables como el Viento, El Sol, Biomasa, entre otras, dejando de depender de los combustibles fósiles (Petróleo, Carbón y Gas), de las cuales se depende en un 80% (Portafolio, 2016). Surge el desarrollo del presente trabajo el cual se fundamenta en varios aspectos

i) El desarrollo de las energías renovables y las acciones ante el cambio climático ha generado que las primeras sean altamente competitivas; situación que en Colombia se ha evidenciado a través de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME con estudios de conexión, circulares y resoluciones, las cuales reflejan el interés existente en el país por desarrollar centros de generación que empleen fuentes no convencionales de energía (Henao Ramírez, y otros, 2018). Por lo anterior, el incentivo del presente proyecto es aprovechar el recurso energético renovable que se encuentra disponible costa afuera (Off-Shore), en el departamento de la Guajira, en el cual se evidencia un alto potencial de velocidades del viento las cuales actualmente no están siendo aprovechadas en su totalidad, contando con velocidades del viento que oscilan entre los 9 y 12 m/s, las cuales son velocidades del viento ideales para generar energía eléctrica, como se puede observar en la Figura 2.

ii) En cualquier centro de generación de energía eólica el factor más importante es la velocidad del viento. En el mar (Off-Shore), se calcula que la producción anual de energía eólica se encuentra un 20% superior a esta (On-Shore) que puede ser producida, lo anterior,

debido a que no existen obstáculos y la rugosidad del suelo es inferior (Quir, 2014).

Adicionalmente, se tiene una tendencia al crecimiento en la instalación de centrales de generación con energía eólica Off-Shore, ya que actualmente la tecnología requerida para la instalación de este tipo de centrales se encuentra madura desde el punto de vista tecnológico, lo cual genera reducción en los costos de inversión requeridos para la instalación de estas soluciones(Mártil, 2018), garantizando sostenibilidad en los proyectos de inversión relacionados con esta fuente de generación de energía renovable.

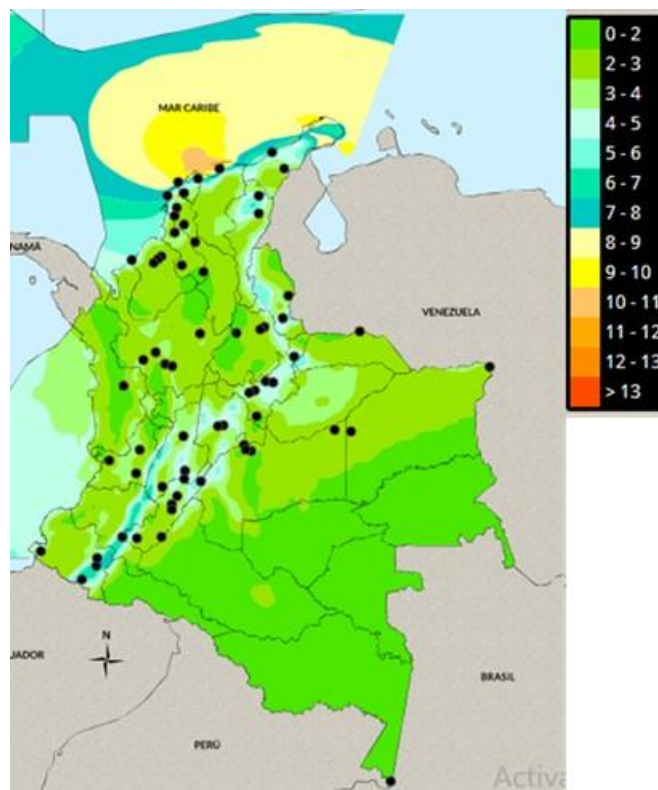


Figura 2. Potencial de Velocidades del Viento en el Territorio Colombiano. Tomado de:(IDEAM, 2019)

iii) Según el Plan de expansión de la UPME (2017 - 2031), puede existir complementariedad entre la energía hidroeléctrica y la energía eólica, ya que en las épocas

donde se presentan reducciones de la generación hidroeléctrica, se podría aprovechar en mayor medida la generación eólica debido a que las velocidades del viento incrementan, lo cual podría compensar la reducción generada en la energía hidroeléctrica producida. Sin embargo, en la actualidad los proyectos de generación de energía eólica, no suplen los requerimientos de demanda del Sistema de Transmisión Nacional, debido a la baja capacidad de energía eólica instalada (Henaó Ramírez, y otros, 2018), lo cual incentiva el desarrollo de estudios de nuevos proyectos de inversión donde estén presentes el uso de energías alternativas.

iv) El aporte del presente trabajo es del tipo metodológico y puede servir como herramienta para la valoración de proyectos de inversión similares.

1.6. Hipótesis

El criterio para evaluar las alternativas de inversión para realizar la transmisión de energía eléctrica entre el centro de generación Off-Shore y el sistema en tierra empleando tecnología HVDC o HVAC es la viabilidad o factibilidad técnico- económica y evaluación de la sostenibilidad del proyecto.

1.7. Supuestos

Para el desarrollo de este trabajo se deben tener en cuenta los siguientes supuestos: i) se espera tomar un perfil de velocidad de viento para cada uno de los meses del año (asumiéndolo homogéneo), una vez este perfil de velocidad del viento sea caracterizado, será replicado el comportamiento de velocidad del viento durante el periodo de análisis del proyecto. ii) El sistema en tierra al cual se encontrará conectado el centro de generación, será modelado como un nodo barra infinita, lo cual implica que no tendrá un comportamiento de demanda horaria y por ende será consumida la totalidad de la energía que pueda ser

suministrada por el centro de generación eólico. iii) Las proyecciones de las series de tiempo asociadas a las variables económicas que influyen en el proyecto, serán proyectadas en función de su promedio móvil.

1.8. Delimitaciones

El proyecto de inversión consiste en un centro de generación con energía eólica, el cual contará con una capacidad instalada de 300 MW, el este se encontrará operando a 100 km de distancia de la costa, por lo cual se requiere para su operación, contar con la instalación de una línea de transmisión de 100 km hasta el sistema de transmisión conectado en tierra. Dicha línea de transmisión se encontrará compuesta por 70 km submarinos y 30 km subterráneos. Para tomar la mejor alternativa de inversión, será valorada la construcción de la línea de transmisión empleando dos tecnologías (HVDC y HVAC).

2. Marco Teórico y Contextual

2.1. Marco Teórico

La finalidad del siguiente capítulo consiste en determinar los fundamentos básicos requeridos para poder desarrollar el Modelo de Optimización de Alternativas de Inversión para un Centro de Generación Eólico Off – Shore y se busca explicar de forma práctica aquellos términos y procesos necesarios para la valoración de este tipo de proyectos.

2.1.1. Proyectos de Inversión

Los proyectos de inversión se describen como “aquellos planes en donde se asigna un determinado monto de capital y se le proporcionan insumos de varios tipos, para producir un bien o servicio útil a la sociedad” (Meza, 2010, pág. 16) y que, en la mayoría de casos, incrementan la eficiencia de un proceso, una vez se logra la implementación de dicho proyecto. Estos proyectos de inversión surgen de las necesidades del ser humano y a su vez de la evolución social, cultural y tecnológica a la que está expuesta hoy por hoy la sociedad, dado que el fin último de realizar un proyecto de inversión, está en satisfacer o modificar las condiciones existentes a través de la adecuada asignación de recursos, tomando como un provecho la oportunidad de negocio que genera el satisfacer dichas necesidades.

Los proyectos de inversión están clasificados en tres campos (Meza, 2010, p.17):

- i) Según la categoría: se encuentran los proyectos para producción de bienes, orientados en la transformación de recursos primarios en productos para el consumo y los proyectos de prestación de servicios orientados a satisfacer las necesidades humanas utilizando bienes ya producidos por el hombre.
- ii) Según la actividad económica: se asigna el proyecto de acuerdo con el sector económico que atiende.
- iii) Según el carácter y entidad que los promueve: pueden clasificarse en proyectos de inversión privados y proyectos de

carácter social, el primero satisface unos rendimientos esperados y los proyectos sociales tienen como finalidad mejorar el bienestar de una comunidad a través del suministro de un bien o la prestación de un servicio.

Dentro de los proyectos de inversión, Meza (2010, p.21) afirmó que:

La etapa de inversión es considerada como la materialización de las acciones revisadas durante todo el ciclo de vida de un proyecto, es decir en donde se formula, evalúa y se realizan los diferentes estudios de factibilidad del proyecto, teniendo en cuenta la rentabilidad esperada y la satisfacción de la necesidad generada y finaliza hasta el momento en el que el proyecto está en condiciones de entrar en operación y generar por si solo los beneficios del estudio técnico realizado.

Se busca que dichos proyectos de inversión sean desarrollados bajo diferentes circunstancias, puesto que, durante el desarrollo de este, se deberán tomar decisiones que afectan las condiciones normales de dicho sitio y por tanto al disminuir las restricciones, la toma de decisiones se realizará de forma más práctica.

Es importante analizar todas las condiciones atadas a un proyecto, tales como los insumos o productos a utilizar y la forma como serán transportados, debe evaluarse también los costos laborales, las limitaciones tecnológicas, disponibilidad de recursos, las políticas regionales y condiciones ambientales en las que se desarrollara el proyecto de inversión (Mendoza, 2010) y con ello poder determinar todos los riesgos asociados para operar y llevar a cabo un proyecto.

Como se ha mencionado, para el desarrollo de un proyecto de inversión se deben realizar diferentes estudios que permiten identificar todos los riesgos asociados al proyecto y adicional los beneficios que generará el desarrollo del mismo. Meza (2010, pp22-28) hizo referencia a:

i) Estudio de Mercado: de este estudio parte el desarrollo técnico, organizacional y el financiero, puesto que con este se mostrará la demanda real y la posibilidad de venta del bien o servicio. Con este estudio se recogerá toda la información sobre el producto o servicio que se desarrollará y aporta toda la información para la decisión final de invertir o no en un proyecto, lo que permitirá disminuir la incertidumbre. ii) Estudio Técnico: verificar la posibilidad técnica de fabricación del producto, o producción del servicio, para lograr los objetivos del proyecto. El objetivo principal de este estudio es determinar si es posible lograr producir y vender el producto o servicio con la calidad, cantidad y costo requerido; para ello es necesario identificar tecnologías, maquinarias, equipos, insumos, materias primas, procesos, recursos humanos, entre otros. iii) Estudio Organizacional: En este estudio se evalúan todos los eventos jurídicos asociados al desarrollo del proyecto, teniendo como base las necesidades funcionales y presupuestales. En este punto se establecen los reglamentos que regularán las actividades durante el periodo de operación del proyecto y se segmenta la estructura empresarial del proyecto en cuanto a funcionalidades y actividades a cargo de cada involucrado en el proyecto, con el fin de no desperdiciar esfuerzos técnicos y operativos. iv) Estudio Financiero: Esta es la última etapa de evaluación de un proyecto, no sin decir que es la menos importante, puesto que en esta etapa se recoge y se cuantifica toda la información de los estudios anteriores, para definir los ingresos y costos de poner en marcha la operación el proyecto de inversión y se generan los indicadores de rentabilidad necesarios para medir el retorno de la inversión y los beneficios que se generarán una vez finalizado el mismo.

2.1.2. Evaluación de alternativas de inversión

Desde el punto de vista financiero, una inversión “es la asignación de recursos en el presente, con el fin de obtener unos beneficios en el futuro” (Vélez, 1998,p. 65) y se busca

con ella “obtener unos beneficios que satisfagan las expectativas de rendimiento y excedentes que aumenten la riqueza de los inversionistas” (Meza, 2010, p. 148). Como base fundamental para la toma de decisiones en cuanto a inversión se trata, se deben buscar métodos de evaluación que tengan inmerso la evaluación de la tasa de interés de oportunidad del inversionista y que permitan comprobar que con la inversión que hace en el presente y los beneficios futuros, el proyecto va a rentar a la tasa de interés que él ha fijado como mínima para hacer su inversión y que además le quede algo adicional para que aumente su riqueza (Meza, 2010, p. 148).

Tasa de Descuento: se define como “el costo de oportunidad en que se incurre al tomar la decisión de invertir en el proyecto en lugar de hacerlo con otras alternativas que ofrezca el mercado financiero” (Meza, 2010, p. 149), lo que indica que cualquier inversión que se realice tiene un costo financiero. Usando esta, se trasladan todos los beneficios futuros al momento cero, en donde se encuentran los costos incurridos de la inversión. Los tipos de financiación que se pueden encontrar dentro de un proyecto de Inversión: i)**Financiación con Recursos Propios:** “El costo de esta fuente corresponde al costo de oportunidad del dinero del inversionista, que es la mayor rentabilidad que dejaría de obtener por invertir en el proyecto” (Meza, 2010, p.149).ii)**Financiación con Pasivos:** “Su costo corresponde a la tasa de interés que pagaría el inversionista por la obtención del préstamo” (Meza, 2010, p. 149).iii)**Financiación con Recursos Propios y Pasivos:** “Su costo corresponde a una tasa de interés promedio ponderada, que involucra la tasa de oportunidad del inversionista y el costo del préstamo, conocida como Costo de Capital” (Meza, 2010, p. 149).

Según (Cano, 2017), se afirma que:

El **Valor Presente Neto**, se define como una cifra monetaria que resulta de comparar el valor presente de los flujos de efectivo que genera el proyecto, y estos son a su

vez la diferencia entre los ingresos y los egresos del proyecto, con la inversión inicial. Los flujos se descuentan a una misma fecha con la tasa de interés que maneje el inversionista para realizar la inversión, es decir: se debe utilizar la tasa de oportunidad esperada cuando la inversión se realiza con recursos propios o la tasa del costo de capital cuando se utilizan diferentes fuentes de financiamiento. Normalmente se tiene como parámetro que: i) Si el $VPN > 0$ se acepta el proyecto. ii) Si el $VPN = 0$ se es indiferente a aceptar el proyecto. iii) Si el $VPN < 0$ se rechaza el proyecto. Sin embargo, se resalta que, al obtener el resultado de dicho cálculo, no se puede concluir que el proyecto es bueno o malo, si no por el contrario dependerá de las exigencias del inversionista para poder aceptar o no a realizar la inversión.

La **Tasa Interna de Retorno (TIR)** se define como la tasa de descuento que iguala el valor presente de los ingresos del proyecto con el valor presente de los egresos y los criterios de aceptación o rechazo de un proyecto al evaluarlo con la TIR son: i) Cuando la TIR es $>$ que la tasa de oportunidad, el proyecto se debe aceptar. ii) Cuando la TIR es $=$ a la tasa de oportunidad, es indiferente emprender o no el proyecto de inversión. iv) cuando la $TIR <$ que la tasa de oportunidad, el proyecto se debe rechazar. (Mete, 2014)

Son muchos los inversionistas que prefieren evaluar los proyectos por la TIR que por el VPN, dado que no se requiere de la tasa de descuento para tomar la decisión de inversión; sin embargo, “si los proyectos a realizar son independientes, el VPN y la TIR conducen al mismo resultado” (Meza, 2010, pág. 179), por lo que la valoración por este método puede limitarse en algún momento.

El **Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE)** “es conocido también como costo anual equivalente (CAE) o promedio financiero y representa el promedio financiero de ganancias o pérdidas del flujo de caja de un proyecto de inversión” (Ramírez, 2010, p.108) es decir que el CAUE es cada una de las partes anuales iguales, en las que se reparte el Valor

Presente Neto, teniendo en cuenta la tasa de descuento (tasa de interés) utilizada para el proyecto. Se puede establecer que el mismo comportamiento del VPN aplica para el CAUE en cuanto a la aceptación o rechazo del proyecto se trata. Existen varios métodos para calcular el CAUE: i) **Método del fondo de amortización de salvamento:** mediante este método, el costo inicial se convierte en un costo anual uniforme equivalente, calculando la cuota (A) de una anualidad vencida. Se resta a esta cantidad el valor de salvamento, una vez convertido en un costo anual uniforme equivalente mediante el cálculo de la cuota (A) de una anualidad vencida conocido el valor futuro. A esta diferencia se le suma cualquier otro costo anualizado (Meza, 2010, p. 192). ii) **Método del valor presente de salvamento:** el valor presente de salvamento se resta del costo de inversión inicial o costo inicial y a la diferencia resultante se le calcula la cuota anual uniforme. A este último resultado se le suma cualquier otro costo anualizado. (Meza, 2010, p. 192). iii) **Método de la recuperación del capital más intereses:** Se le resta al costo inicial el valor de salvamento y a la diferencia se le calcula la cuota anual uniforme. Se multiplica la tasa de interés por el valor de salvamento y se suma este valor con la anterior cuota anual uniforme. Si existen otros costos anuales uniformes se le añaden al resultado anterior (Meza, 2010, p. 192). iv) **Método del valor presente neto:** mediante este método, se calcula el VPN para el flujo de caja y se convierte este VPN en una serie anual uniforme equivalente, utilizando en todos los casos como tasa de descuento la tasa de oportunidad de la empresa o inversionista (Meza, 2010, p. 192).

2.1.3. Optimización Matemática

Dentro de los proyectos de inversión, es importante considerar las variables que pueden maximizar el rendimiento esperado del proyecto, haciéndolo más eficiente y estable, por lo que, al momento de evaluar dichos proyectos y portafolios, deben considerarse los

modelos que permiten hacer de estas variables un mejor resultado para el inversionista. A continuación, se mencionan los modelos de optimización que se utilizan para el análisis de las inversiones.

Modelo Markowitz: en 1952 el economista norteamericano Harry Markowitz, especialista en análisis de inversiones, publicó un artículo llamado “Portfolio Selection” en donde expone su teoría sobre cómo hallar la composición óptima de un portafolio de valores, maximizando la rentabilidad para un determinado nivel máximo de riesgo aceptable; o en forma alternativa, minimizar el riesgo para una rentabilidad mínima esperada (Franco, Avendaño, & Barbutín-Díaz, 2011, p. 73).

El modelo de Markowitz parte de las siguientes hipótesis: i) El rendimiento de cualquier portafolio, es considerado una variable aleatoria, para la cual el inversionista estima una distribución de probabilidad para el periodo de estudio. El valor esperado de la variable aleatoria es utilizado para cuantificar la rentabilidad de la inversión; ii) la varianza o la desviación estándar son utilizadas para medir la dispersión, como medida del riesgo de la variable aleatoria rentabilidad; ésta medición debe realizarse en forma individual, a cada activo y a todo el portafolio; y iii) la conducta racional del inversionista lo lleva a preferir la composición de un portafolio que le represente la mayor rentabilidad, para determinado nivel de riesgo (Franco, Avendaño, & Barbutín-Díaz, 2011, p. 74)

Con cualquiera de las dos alternativas, optimizando la varianza o el valor esperado, se encuentran las ponderaciones de los activos, que optimizan el objetivo con las restricciones dadas, y se puede determinar un conjunto de portafolios eficientes, que proporcionen el máximo rendimiento para cada nivel de riesgo. El principal aporte del modelo de Markowitz para la selección de un portafolio óptimo se encuentra en su utilidad para recoger los aspectos fundamentales que deben guiar a un inversionista racional en la elección de la composición

de su portafolio, de tal forma, “que le produzca la máxima rentabilidad, al controlar el riesgo; o en forma alternativa, minimizar el riesgo, controlando el rendimiento” (Franco, Avendaño, & Barbutín-Díaz, 2011, p. 75).

Modelo CAPM – Sharpe, Se encuentra fundamentado en un modelo económico basado en el equilibrio del mercado, esto quiere indicar que la oferta de activos financieros iguala a la demanda de la misma, o lo que se traduce en una competencia de mercado perfecta, por lo tanto, a partir del comportamiento que pueda presentar la oferta y la demanda, marcará el precio final de los activos. La relación del comportamiento entre la relación del activo y el mercado es conocida como Beta. Adicionalmente, es importante resaltar que este modelo considera dos tipos de riesgo, el sistemático y el no sistemático (Juste, 2017).

Modelo APT – Ross (Arbitrage Pricing Theory) se encuentra fundamentado en el equilibrio de la valoración de los activos, por lo tanto la rentabilidad que puede ser esperada de un activo se encuentra como una función lineal del riesgo sistemático, lo cual se traduce en que el modelo no solo depende del comportamiento del mercado sino de varios factores que pueden generar diferentes riesgos para el mismo (Cubillos, 2013).

Modelo Black – Litterman, parte del supuesto “que los inversionistas no solo toman decisiones basadas en los rendimientos históricos de los instrumentos financieros, sino en las expectativas sobre los rendimientos futuros que estos tienen sobre dichos instrumentos” (Giraldo, y otros, 2015, p. 115), y por tanto tomar la mejor decisión en la elección óptima del portafolio.

<i>Autor</i>	<i>Modelo</i>	<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>
Markowitz (1952)	$E(r_p) = \sum_{i=1}^n Z_i F(r_i)$	<ul style="list-style-type: none"> • Considera la conducta racional del inversionista en condiciones de riesgo. • Frontera eficiente de portafolios 	<ul style="list-style-type: none"> • La única información que utiliza es la media y la varianza de los rendimientos • Se asume estabilidad del mercado
Sharpe (1964) CAPM	$E(R_p) = \sigma_p + B_p E(R_M)$	<ul style="list-style-type: none"> • Considera dos tipos de riesgo, el sistemático y el no sistemático. • Mide la relación activo-mercado mediante el beta • El beta ofrece un método sencillo para medir el riesgo de un activo que no puede ser diversificado 	<ul style="list-style-type: none"> • Todos los inversionistas tienen la misma opinión acerca de la distribución de las rentabilidades y riesgos esperados. • El beta no siempre es un factor determinante en el rendimiento de un título
Ross (1976) APT	$E(R_i - R_e) = \lambda_1 + \lambda_1 \beta_{i1} + \lambda_2 \beta_{i2} + \dots + \lambda_n \beta_{in}$	<ul style="list-style-type: none"> • La rentabilidad de los activos es generada por un proceso estocástico en el que intervienen varios factores de riesgo, no solo del mercado. 	<ul style="list-style-type: none"> • El modelo no dice cuántos ni cuáles son los factores de riesgo.
Black-Litterman (1992)	$[R] = \left[(\tau \Sigma)^{-1} + P \Omega^{-1} P \right]^{-1} \left[(\tau \Sigma)^{-1} \Pi + P \Omega^{-1} Q \right]$	<ul style="list-style-type: none"> • Incluye las expectativas del inversionista y de acuerdo a su nivel de confianza será la ponderación del activo dentro del portafolio. • Permite una revisión flexible del mercado y por ende de estrategias de inversión. • Se logran portafolios razonables, intuitivos, equilibrados y estables en el tiempo 	<ul style="list-style-type: none"> • Se basa en el supuesto que el mercado tiene una distribución normal • Se requieren bases de teoría bayesiana.

Figura 3. Modelos de optimización para realizar la selección de portafolios, según el comportamiento del riesgo. Tomado de: (Lecturas de Economía, 2013)

2.1.4. Modelos de Optimización para alternativas de inversión en tecnologías de generación de energía

Los proyectos de inversión en generación de energía eléctrica presentan características especiales dentro de las cuales se resalta como la más importante, que los inversionistas realizan la valoración de cada una de sus alternativas de inversión, bajo escenarios de incertidumbre elevada, por lo anterior, los proyectos de inversión en generación de energía

deben contemplar el riesgo y la incertidumbre en la inversión a realizar, razón por la cual existen formas de realizar la valoración de alternativas de inversión en proyectos de generación de energía(Gurkan, Reinhard , & Mustafa, 2008), en la Figura 4, se presenta el resumen de los modelos de optimización de alternativas de inversión en tecnologías de generación.

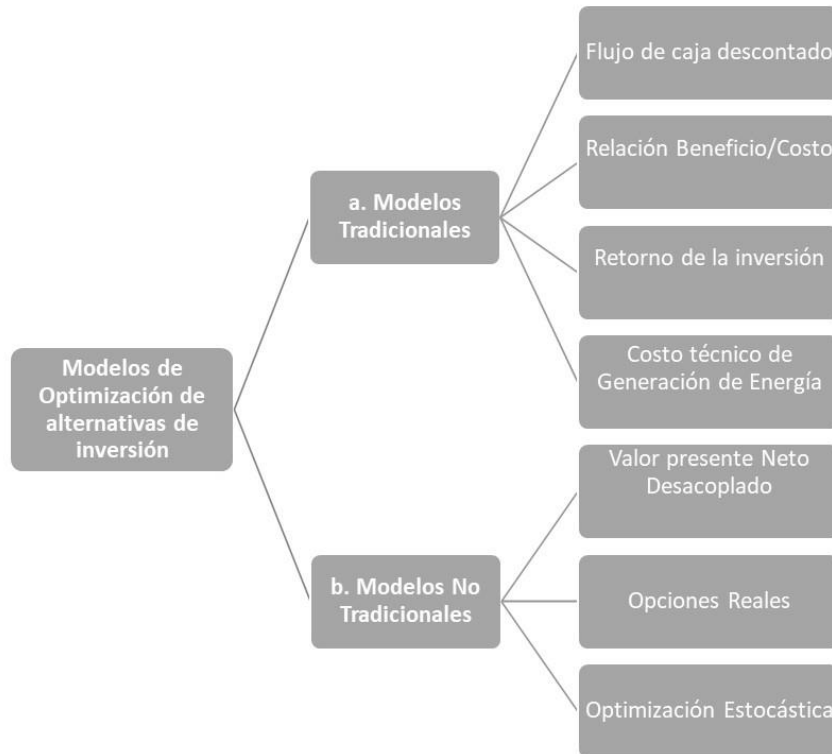


Figura 4. Modelos de optimización de alternativas de inversión en proyectos de generación de energía eléctrica. Tomado de: (Ayús, Lenin, & Velásquez, 2016)

A continuación, se realiza una descripción de cada uno de los modelos de valoración de alternativas de inversión.

Modelos tradicionales de valoración de alternativas de inversión: i) Flujo de Caja

Descontado: Fisher propone este método empleado para la toma de decisiones en activos reales, permitiendo a los proyectos de generación de energía eléctrica tomar decisiones a partir de los beneficios futuros en términos de los flujos de efectivo. Se fundamenta en el

cálculo de los flujos de caja futuro del proyecto y la determinación del valor presente del mismo (Mascareñas, 2018). Para apoyar la toma de decisión a partir del flujo de cada descontado se emplean los siguientes indicadores: Valor Presente Neto (VPN), si: $VPN > 0$; Tasa Interna de Retorno (TIR), si: $TIR > WAC$; Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI), si: $PRI < \text{tiempo de vida útil del proyecto}$. ii) **Relación Beneficio / Costo**: es funcional como herramienta analítica, debido a que funciona como una balanza de costos y beneficios que serán obtenidos a partir de la implementación del proyecto. Esta relación puede ser cuantificada desde dos perspectivas: la primera de ellas desde el punto de vista privado y la segunda desde el punto de vista del sector público (García , Corredor , Caldrón , & Gómez, 2013).

Desde la perspectiva del inversionista privado, la relación beneficio costo, consiste en cuantificar la rentabilidad que se obtendrá en un proyecto a partir de las ganancias que obtendrán los inversionistas, desde la perspectiva del sector público, la relación beneficio costo puede ser medida a partir de los beneficios y costos sociales que obtendrán con cada una de las alternativas contempladas para realizar la inversión en el respectivo proyecto (García , Corredor , Caldrón , & Gómez, 2013). iii) El **Retorno de la inversión**, también conocido como ROI, hace referencia a la expresión que relaciona el monto total de inversión en un negocio y el beneficio total obtenido de esta inversión. El parámetro de selección para realizar la inversión en el proyecto de análisis es: Si el $ROI > 1$ el proyecto es rentable (Ochoa , Hernandez , & Gallego , 2012). ii) **Costo teórico de generar energía eléctrica**: Se conoce también como el costo nivelado de la energía (LCOE), este costo expresa la razón entre el total de gastos durante la vida útil del proyecto y la totalidad de la electricidad que se espera generar a través del centro de generación de energía eléctrica (García , Corredor , Caldrón , & Gómez, 2013). En general este costo se encuentra expresado

a través de la sumatoria del valor presente de los costos requeridos para realizar la inversión, operación y mantenimiento del proyecto, dividido en el valor presente de la energía eléctrica que se espera sea producida por el centro de generación. Este costo se puede ver representado a través de la siguiente ecuación 1(Colciencias, UPME, Universidad Antioquia , 2015):

Ec1. Costo teórico de generar energía

$$LCOE = \frac{C_i + C_{O\&M} + C_d}{E[VP A_{ep}]}$$

Donde:

LCOE: Costo teórico de generar energía

C_i : Valor presente de los costos de inversión requerida [COP]

$C_{O\&M}$: Valor presente de los costos de Operación y Mantenimiento de la alternativa de generación. [COP]

C_d : Valor presente de los costos en los cuales se pueda incurrir para garantizar la operación de la alternativa de generación. [COP]

$E[VP N_{ep}]$: Valor presente Acumulado esperado de la producción de energía por parte del centro de generación [MWh].

El criterio para realizar la selección de la alternativa de generación a través del uso del LCOE, se fundamenta en la selección del menor LCOE, es importante resaltar que asociado a tecnologías de generación de energía renovables, se tiene en cuenta los siguientes componentes claves(García , Corredor , Caldrón , & Gómez, 2013): i) Calidad de los recursos renovable,ii) Costos de los equipos y desempeño de los mismos, iii) Costos de operación y mantenimiento de la alternativa de generación, yiv)Vida útil del proyecto y Costo del capital requerido para la inversión (WACC).

Modelos no tradicionales de valoración de alternativas de inversión. i) Valor

Presente Neto Desacoplado, a diferencia de la valoración tradicional a través del VPN de los proyectos de inversión, en la cual se asume una tasa de descuento para tratar de cuantificar la incertidumbre asociada a los flujos de caja descontados de los proyectos evaluados, en el Valor Presente Neto Desacoplado, se permite realizar una identificación de los riesgos potenciales que podrían afectar el flujo de cada del proyecto lo cual obliga a los inversionistas a pensar en el riesgo potencial del proyecto y su posible plan de acción para lograr mitigar el mismo(Espinoza & Rojo, 2014). ii) **Opciones Reales**: En los métodos tradicionales de toma de decisión bajo escenarios de incertidumbre para los proyectos de inversión, las decisiones se toman sin analizar a profundidad los diferentes escenarios que podrían generarse con el proyecto de inversión que se está analizando. Sin embargo, aplicando el método de simulaciones de Monte Carlo, pueden llegar a ser generados diferentes escenarios para la valoración de los proyectos de inversión, aunque las reinversiones requeridas para la elaboración del proyecto son tomadas en un tiempo exacto. Adicional a lo anterior, con la toma de decisiones siguiendo algún parámetro, se deja de lado el grado de flexibilidad en la toma de las decisiones por parte de los gerentes de los proyectos.

Debido a lo mencionado anteriormente, se han aplicado los métodos de valoración de opciones reales para proyectos de inversión (Ochoa, Hernandez , & Gallego , 2012), dado que a través de estos métodos, se puede definir la opción de tomar o no una decisión en un proyecto, más no una obligación a la toma de decisión del proyecto de inversión. A continuación se presentan algunos de los métodos empleados en opciones reales para la toma de decisión en proyectos de inversión: **Aplazar**: Asociada a la opción de realizar la inversión del dinero en el proyecto valorado, con esta se tendrá la opción de gastar el dinero ahora o esperar a futuro para recopilar mayor información que permita resolver la incertidumbre de

inversión (Moreno Mosquera, 2015). **Abandonar:** Esta opción, permite al gerente del proyecto, suspender el proyecto a través de diferentes opciones, entre las cuales se encuentran: Vender el proyecto, liquidarlo según la etapa de ejecución en la que se encuentre, modificar el uso del proyecto a través de la búsqueda de otros beneficios (Moreno Mosquera, 2015). iii) **Cambio de escala de operación:** Esta opción, permite cuantificar que si el valor esperado del mercado es más favorable de lo planeado para el proyecto en el cual se planea realizar la inversión se podría pensar en la opción de ampliar la escala de producción, de la misma forma en el caso tal que el mercado marque lo contrario, se podrá tomar una decisión que modifique el alcance del proyecto. (Moreno Mosquera, 2015). iv) **Intercambio de opciones:** Esta opción, permite a los ejecutores del proyecto, realizar modificaciones directas sobre las principales tecnologías a ser empleadas, ya que de esta forma se pueden obtener insumos a costos más económicos, permitiendo así generar economías de escala entre los proveedores y los principales interesados en la ejecución del proyecto. (Moreno Mosquera, 2015). v) **Construcción de etapas:** Permite al gerente del proyecto tomar la opción de abandonar el proyecto en cualquier etapa de ejecución, si la información con la cual se está alimentando el proyecto a medida que se recopilan más datos del mercado, indican que el proyecto será desfavorable. Es importante resaltar que con etapas del proyecto se hace referencia a dividir las inversiones del proyecto en pequeñas inversiones logrando generar con esto diferentes etapas de ejecución presupuestal (Moreno Mosquera, 2015). vi) **Optimización Estocástica:** los problemas de optimización estocástica, buscan resolver problemas más complejos, problemas en los cuales se toma una decisión sobre todo un conjunto de escenarios posibles los cuales pueden encontrarse establecidos bajo una condición probabilística. Un modelo de optimización estocástica considera los siguientes aspectos fundamentales: a. Se compone por una serie de variables o diversas decisiones que

podrían tomarse, b. cada una de las posibles decisiones se encuentran sujetas de diferentes restricciones, c. Se construye una función objetivo a través de la cual se busca optimizar uno de los criterios fundamentales del modelo planteado. A partir de lo anterior para un modelo de optimización estocástico, la solución es factible en el punto en el cual se satisface la función objetivo la cual se encuentra sujeta a las respectivas restricciones. Para mitigar el riesgo asociado a la toma de decisión bajo incertidumbre en los diferentes escenarios y alternativas planteadas, es conservador tomar como criterio el peor escenario, así no se trabajará sobre los más optimistas, por el contrario, la decisión se encontrará tomada bajo el escenario más crítico. (Ramos A & Cerisola , 2005)(Cortes Vega , 2018)

Modelos de optimización empleando GAMS: Sistema de Modelamiento Algebraico General (GAMS), es empleado para suplir dos tipos de necesidades. En primer lugar se encuentran los problemas de optimización con modelos lineales, no lineales y mixtos, en segundo lugar realizar cualquier tipo de programación matemática. A través del software se permite realizar la solución de problemas complejos que emplean para su construcción gran tamaño y se encuentran referenciados por problemas dinámicos es decir que pueden presentar nuevas situaciones en cualquier momento. El software GAMS se encuentra diseñado para aplicaciones que emplean un modelamiento complejo y de gran escala que requieren en gran medida para su solución la optimización a través de métodos numéricos enteros lineales, no lineales o mixtos (GAMS, 2019)

2.2. Marco Contextual

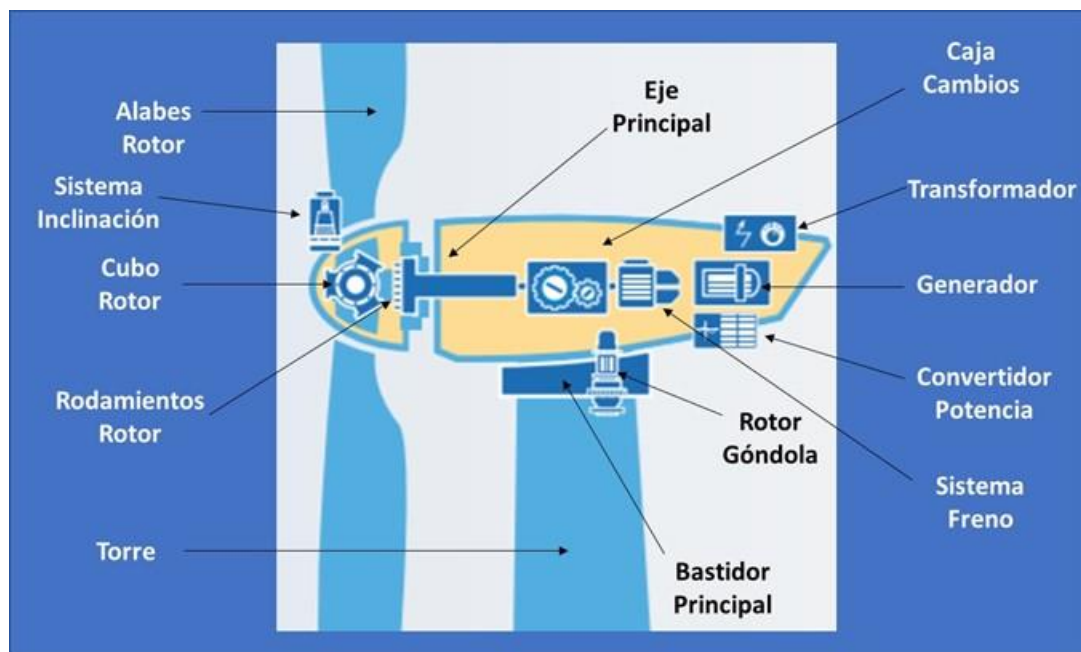
La energía eólica, es la energía obtenida del viento, es aquella energía que se obtiene a partir de la energía cinética generada por efecto de las corrientes y vibraciones del aire producto del desplazamiento de este, desde áreas de alta presión atmosférica hasta áreas de

baja presión atmosférica. Los vientos son generados a partir del calentamiento no uniforme de la superficie terrestre causada por la radiación solar, ocasionando que entre el 1% y el 2% de la energía proveniente del sol sea convertida en viento.

El viento es una fuente de energía renovable tomada directamente de la naturaleza, puede ser convertida en energía eléctrica a partir de generadores eólicos. Este tipo de energía no genera emisiones al ambiente por lo tanto puede ser considerada como una forma de generación de energía renovable(Universidad de Antioquia , 2015). A continuación, se presenta la composición del elemento principal de conversión de la energía del viento, en energía eléctrica. El **Aerogenerador** es el elemento fundamental para realizar la conversión de la energía cinética contenida en el viento, en energía mecánica de rotación para ser aprovechada por un generador eléctrico el cual realiza la conversión de la energía mecánica de rotación en energía eléctrica(Universidad de Antioquia , 2015). La vida útil de los aerogeneradores puede superar los 25 años, adicionalmente este elemento puede contar con más de 8.000 componentes (Gielen , 2012, p. 116), sin embargo, a continuación, se presentan algunos de los elementos principales que lo componen:

i) **Torre:** Puede encontrarse en un rango de altura de 40 a 100 m, es fabricada principalmente de acero laminado. ii) **Alabes del Rotor:** pueden contar con longitudes de hasta 60 m, estas son fabricadas en fibra de vidrio y resina epoxi. iii) **Rodamientos del Rotor:** soportan las fuerzas y las cargas generadas por el viento. iv) **Eje principal:** Se encuentra encargado de realizar la transferencia de la fuerza de la rotación del rotor a la caja de cambios. v) **Caja de cambios:** controlan la velocidad de rotación de los engranajes del motor. vi) **Generador:** se encarga de realizar la conversión de la energía mecánica en energía eléctrica. vii) **Rotor de la góndola:** sistema de giro de la góndola el cual se mueve de acuerdo a la dirección de la velocidad del viento. viii) **Sistema de Inclinación:** se encuentra

encargado de realizar el ajuste en el ángulo de inclinación de las cuchillas de la turbina para aprovechar en mejor medida la velocidad del viento. ix) **Convertidor de potencia:** Se encarga de realizar la conversión de la corriente continua generada por el generador en la turbina a corriente alterna para ser exportada a la subestación Off-Shore. x) **Transformador:** Convierte el nivel de tensión generado por la turbina al nivel de tensión requerido para la red. xi) **Sistema de Freno:** Cuando la velocidad del viento supera el punto máximo de velocidad soportada por la turbina eólica, se activa este sistema con la finalidad de garantizar la seguridad del aerogenerador. En la Figura 5 se evidencia la ubicación de los componentes principales del Aerogenerador.



*Figura 5.*Partes fundamentales de un Aerogenerador. Tomado de: (Gielen , 2012)

Una agrupación de aerogeneradores implantados en un territorio situado en tierra (On-Shore) o en el mar (Off-Shore), componen un centro de generación eólico. El número de aerogeneradores que compone un centro de generación eólico puede variar dependiendo de las características del viento y el potencial de aprovechamiento del mismo recurso. Uno de los

aspectos fundamentales para realizar la implementación del centro de generación eólico, es la distribución de los aerogeneradores, ya que se requiere que los aerogeneradores, no interfieran aerodinámicamente con la operación de los aerogeneradores alrededor. Por lo anterior se dispone para la instalación de los aerogeneradores al interior del parque eólico una distancia de separación comprendida entre $3D$ y $5D$, para aerogeneradores ubicados en la misma fila y de $5D$ a $10D$, para la separación entre filas de aerogeneradores, siendo D , el diámetro de la turbina eólica. En la Figura 6, se evidencia la distribución de aerogeneradores al interior del centro de generación eólico(Universidad de Antioquia , 2015).

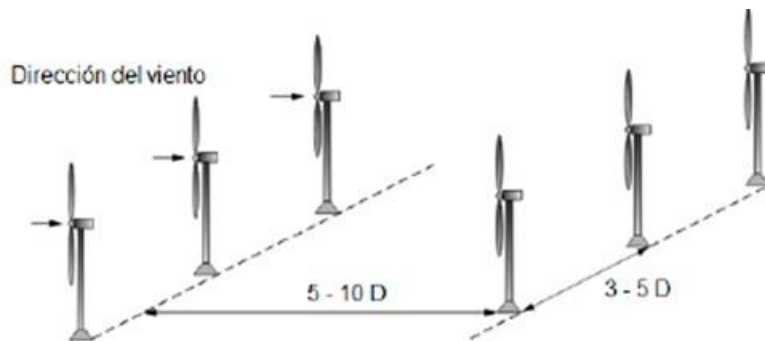


Figura 6. Distribución óptima de aerogeneradores en el centro de generación eólico Tomado de: (Universidad de Antioquia , 2015)

2.2.1 Centro de generación eólico Off-Shore

A partir de lo mencionado anteriormente, a continuación, se identifican los componentes fundamentales para garantizar la puesta en operación de un centro de generación eólico en el mar (Off-Shore), con la finalidad de aprovechar el potencial energético del viento.

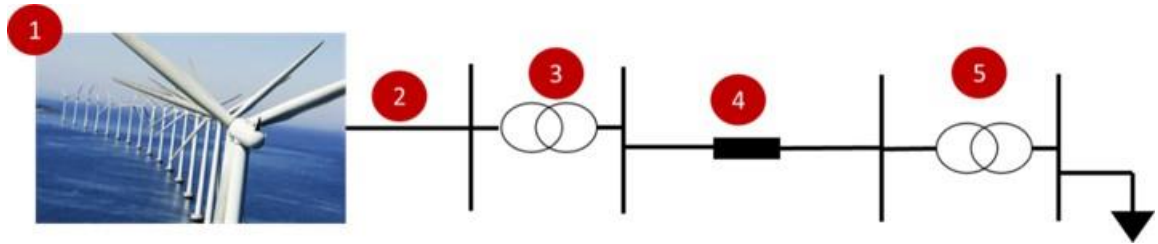


Figura 7. Componentes Fundamentales para garantizar la operación del centro de generación Off-Shore

Los **elementos al interior del centro de generación:** i) Aerogeneradores, ii)

Cimentaciones: Las cimentaciones hacen referencia a la estructura de soporte, sobre la cual se encontrarán los aerogeneradores y la subestación Off-Shore, de la estructura seleccionada, dependerá que el aerogenerador y la subestación puedan soportar adecuadamente los esfuerzos generados por las olas del mar y los vientos elevados (Torre, Análisis de Viabilidad socioeconómica de un Parque Eólico Off-Shore, 2018). Algunas de las cimentaciones típicas son elevadas (Torre, Análisis de Viabilidad socioeconómica de un Parque Eólico Off-Shore, 2018, p. 16):

- i) **Monopilotes:** Son las más empleadas, con estas se realiza una perforación de 10 a 20 metros en el fondo marino. Consiste en un tubo de acero de aproximadamente 3 a 5 metros de diámetro. (Torre, Análisis de Viabilidad socioeconómica de un Parque Eólico Off-Shore, 2018).
- ii) **Trípode:** Inspirada en cimentaciones para plataformas petroleras marinas, se clavan unos 10 – 20 metros en el lecho marino, dependiendo de las condiciones del clima.
- iii) **Jackets:** Son similares a los trípodes, pero esta cuenta con una estructura adicional conformando cuatro pilotes de acero sobre los cuales se transmiten los esfuerzos que realiza la estructura en la superficie.

iv) Por Gravedad: Es la más empleada en centros de generación eólicos Off-Shore, debido a que son económicas, se fundamenta en el peso de la estructura en la base de hormigón, el cual se encuentra entre 80 a 100 toneladas reforzado en hormigón.

El sistema de fondeo permite anclar cada una de las plataformas requeridas al fondo marino, dentro de los sistemas más empleados para realizar el fondeo de las plataformas se emplean las líneas y las catenarias, ya que representan un bajo costo y son fáciles de implementar, a través de cables de fuerza los cuales permiten mantener la plataforma estable para que esta no se vuelque (Guzmán Montón, Ulzurrun Romero, & Herreros Sierra, 2018).

2.2.2 Sistema de transmisión de energía eléctrica en baja tensión al interior del centro de generación

Cableado de baja tensión: estos cables realizan la interconexión entre aerogeneradores con la subestación Off-Shore, estos cables se encuentran recubiertos de un aislamiento especial en XLPE (Polietileno Extruido), debido a que estos conductores se encuentran sumergidos en el mar. (Torre, Análisis de Viabilidad socioeconómica de un Parque Eólico Off-Shore, 2018). Debido a que estos conductores cumplen la función de realizar el transporte de la energía generada por cada uno de los Aerogeneradores hasta la Subestación Off-Shore, se cuentan con tres tipos de configuración para el cableado al interior del centro de generación eólico (Ardal Flo, 2009, p. 24):

i) Configuración Radial 1: Es una de las configuraciones más empleadas, debido a que con esta se reduce la cantidad de conductores requeridos para realizar la conexión

de los Aerogeneradores con la Subestación Off-Shore, presenta beneficios desde el punto de vista constructivo. También existe la **Configuración Radial 2**: Este tipo de configuración se parece a la anterior, sin embargo, se incurre en gastos superiores debido a la longitud de conductor requerido, adicionalmente, la operación y mantenimiento de los conductores se dificulta. ii) **Configuración en Anillo**: Esta configuración es una extensión del sistema radial, se compone por dos ramales de aerogeneradores conectados en una disposición en anillo, la ventaja de esta configuración se evidencia en que si al momento de operación, se presentan fallas en alguna conexión de Aerogeneradores, esta puede ser aislada, sin embargo, al igual que en la configuración radial 2, se ven incrementados los costos de instalación del conductor para realizar la conexión de Aerogeneradores. iii) **Configuración en Estrella**: Esta configuración, se realiza a través de 9 turbinas de conexiones de aerogeneradores de 3x3, cada una de las configuraciones cuenta con un conductor a través del cual se realiza la transferencia de potencia a la Subestación Off-Shore, las desventajas en esta configuración se evidencian en el incremento de las pérdidas de energía al momento de ser transferida a la subestación Off-Shore, además de un incremento en los costos de inversión debido a la disposición de los conductores.

Para obtener un mayor nivel de detalle asociado a las diferentes configuraciones de centros de generación de energía eólica Off-Shore, remítase al Anexo 2.

Subestación Off-Shore, esta subestación de transformadores ubicada en el mar, constituye el origen de la línea eléctrica de Alta tensión a través de la cual se realizará la transferencia de energía eléctrica a la subestación conectada en tierra. Para realizar la instalación de la subestación Off-Shore, se emplea una estructura Semi-Sumergible, las cuales son usuales en la extracción crudo y gas. Este tipo de estructuras, cuentan con una gran

cubierta, las patas de la estructura se encuentran conectadas en su parte inferior a través de unos tanques de flotación, con la finalidad de reducir el movimiento en la estructura producido por las olas, especialmente en temporadas de grandes tormentas. Este tipo de estructuras presentan las siguientes características: i) Posición estable, con pequeños movimientos. ii) Son de alto acceso comercial, ya que se producen en masa. iii) Su sistema de fondeo se realiza igual que la estructura empleada para los aerogeneradores, a través de cables de fuerza. iv) Cuentan con la posibilidad de ser reparadas fuera del agua.



Figura 8. Subestación típica Off-Shore Tomado de: (Torre, Análisis de Viabilidad socioeconómica de un Parque Eólico Off-Shore, 2018)

Las subestaciones marinas (Off-Shore), sirven para elevar el nivel de tensión de (30 a 36 kV), a un nivel de tensión más alto (100 a 200 Kv), estos niveles de tensión por lo general corresponden a los estipulados para la línea de transmisión, es decir realiza la transformación de la energía de AC a DC para realizar la respectiva transmisión de energía al sistema en tierra (González, 2018).

Las **líneas de transmisión de energía en Alta Tensión** tienen como función principal realizar la transferencia de toda la energía eléctrica producida por el centro de generación eólico Off-Shore, hasta el sistema eléctrico que se encuentra operando en tierra. Las principales tecnologías empleadas para realizar esta transmisión de energía son (Torre, Análisis de Viabilidad socioeconómica de un Parque Eólico Off-Shore, 2018):i) Líneas de Alta tensión en Corriente Continua (HVDC) y ii) Líneas de Alta tensión en Corriente Alterna (HVAC). Es importante resaltar que los conductores empleados se encuentran protegidos con un aislamiento especial en XLPE (Polietileno Extruido) debido a que para realizar la conexión del centro de generación Off-Shore con el sistema en tierra por lo general los conductores se encuentran sumergidos en el mar. Para obtener un mayor nivel de detalle asociado a la forma de realizar la transmisión de energía remítase al Anexo 3.

Subestación On-Shore, es una subestación en tierra, se encuentra encargada de recibir las líneas de transmisión en alta tensión y realizar a través de esta la transformación de energía al nivel de tensión al cual será distribuida para el sistema interconectado que se encuentra instalado en tierra, a través del cual se suplen los requerimientos de demanda energética de la zona de influencia del proyecto.

3. Metodología de Investigación

Para el cumplimiento del objetivo de esta investigación de proponer un modelo de optimización estocástica de alternativas de inversión para un centro de generación eólico Off-Shore, se desarrollará una investigación aplicada de enfoque mixto con alcance explicativo de diseño no experimental y la recolección de información se realizará para una muestra piloto, donde su mayor aporte es de tipo metodológico.

La metodología a desarrollar, se encuentra enfocada en lograr determinar si existe o no algún punto de equilibrio óptimo en el cual proyectos de inversión en centros de generación con energía eólica Off-Shore pueden ser viables, aprovechando el potencial de generación que se puede tener en las diferentes zonas del territorio y generando impactos sobre el comportamiento energético del país, que como se evidenció en capítulos precedentes depende netamente de las fuentes de generación de energía no renovables. Garantizando la complementariedad energética entre los recursos no renovables y los recursos renovables.

3.1. Diseño de la Investigación

Debido a los dos tipos de inversión que se requiere sean realizados al momento de la puesta en operación del centro de generación eólico Off-Shore (Centro de Generación y la Línea de transmisión), la metodología de desarrollo será realizada por medio de las siguientes fases: i) Descripción y caracterización del sistema de operación del Proyecto. ii) Diseño de un modelo de optimización técnico – económico. Para el diseño del modelo se tendrán en cuenta las etapas que se muestran en la Figura 9.



Figura 9. Etapas de desarrollo de un modelo. Tomado de: (Linares, Ramos, Sánchez , Sarabia, & Vitoriano, 2001)

iii) Seleccionar de la opción óptima de inversión para este tipo de proyectos de acuerdo al valor esperado de la inversión y la sostenibilidad en el largo plazo.

3.2. Conveniencia del diseño.

El desarrollo del presente trabajo presenta un enfoque explicativo mixto de diseño no experimental. Lo anterior se debe a que la elaboración del modelo de optimización de alternativas de inversión será del tipo cuantitativo con variables de ingreso al modelo de tipo subjetivo para una muestra piloto, con un alto grado de aporte metodológico. El lineamiento principal para justificar como metodología y diseño el uso de herramientas analíticas de optimización en los procesos de toma de decisiones es que el conocimiento efectivo de un sistema no puede basarse sólo en modelos mentales, y es aquí cuando es necesario construir mundos virtuales, paralelos al mundo real, para mejorar la capacidad de aprendizaje y por ende dar mejores soluciones que aumenten la eficiencia de los sistemas.

3.3. Población impactada con el proyecto

La población que será impactada, serán: i) Todas aquellas compañías de consultoría, las cuales fundamentan la selección de las mejores alternativas de inversión para sus clientes

bajo escenarios de incertidumbre, ii) Entidades estatales como el Ministerio de Minas y Energía (MME) y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) quienes se encuentran encargados de realizar la valoración de proyectos que pretenden acceder a los beneficios de diferentes fondos estatales para el apalancamiento de proyectos de inversión en fuentes de generación que emplean como principal insumo energías renovables, iii) Bancas de Inversión en las cuales se realiza la estructuración y el apalancamiento financiero de proyectos que impacten de forma positiva el desarrollo sostenible de las regiones en los cuales se encontrarán implementados los proyectos valorados.

3.4. Recopilación de datos

Para realizar la recopilación de la información de los resultados técnicos se emplea el software DigsilentPowerSystem⁸, a través del cual pueden ser realizados los flujos de carga con los cuales se evidenciará el comportamiento técnico de cada una de las alternativas de inversión planteadas.

Para realizar la recopilación de la información de las variables de ingreso al modelo económico, son empleados software como Homer Energy, a través del cual pueden ser obtenidas variables asociadas al comportamiento de velocidad del viento para los diferentes meses del año, el Atlas de velocidad del viento promedio en Colombia, en el cual puede se presenta el comportamiento de la velocidad del viento en las diferentes regiones del territorio, el plan de expansión de la UPME (2017 – 2031), en el cual se muestra el comportamiento de

⁸Digsilent Power System, es un software, desarrollado por la compañía Digsilent, a través del cual se realizan los análisis de simulación de redes de transmisión, distribución, generación de energía eléctrica, redes de energías renovables, permitiendo simular las condiciones técnicas a las cuales se verán enfrentados los equipos eléctricos en un sistema, permitiendo optimizar la operación técnica del sistema. Las simulaciones se encuentran realizadas a partir de optimización con modelos Newton Rapson. (Digsilent, 2019)

los meses en los cuales puede existir complementariedad del recurso eólico con el recurso hídrico del país.

Para la toma de las variables macroeconómicas que interferirán en el modelo se emplea la información disponible en el Banco de la República y la publicada por el DANE. Adicionalmente, es importante resaltar que para la elaboración de los presupuestos de cada una de las alternativas de inversión, serán empleados los catálogos de los diferentes fabricantes, en los cuales se encuentran los productos que actualmente son comerciales y sus estimaciones de inversión, así como también subproductos encontrados en diferentes investigaciones realizadas para la inversión en fuentes de generación con energía renovable, con los cuales se permita realizar la construcción de los presupuestos requeridos para cada una de las alternativas de inversión.

3.5. Análisis de datos

Para realizar el análisis de datos, se hará un proceso de alistamiento de información utilizando la metodología presentada en la Figura 10, una vez se tenga el alistamiento de la información se construirá el modelo económico de optimización estocástica de alternativas con el cual se podrá realizar la selección de la mejor alternativa de inversión para el proyecto de inversión asociado a un centro de generación de energía eléctrica eólica Off-Shore. Una vez se tenga el diseño del modelo de optimización se implementará en GAMS, este es un sistema de modelado de alto nivel para resolver problemas de optimización. Permite modelar y resolver problemas de programación lineal, no lineal, y el uso de variables binarias.

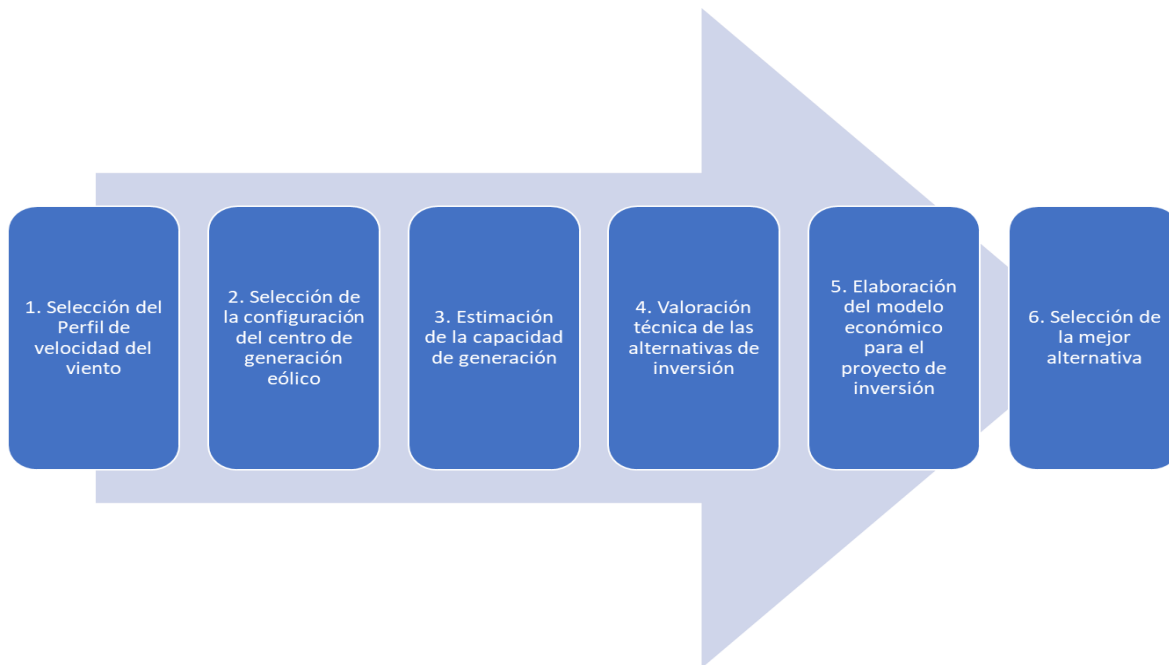


Figura 10. Metodología empleada para realizar la selección de la mejor alternativa de inversión

La Figura 10 muestra una descripción de la información del detalle del desarrollo metodológico que será empleado: i) Se realiza la selección de la zona en la cual se encontrará ubicado el centro de generación costa afuera, ii) Una vez seleccionada la ubicación geográfica, se emplea el software Homer-Pro para realizar construcción del perfil de velocidad del viento promedio mensual en la zona en la cual se encontrará el proyecto, iii) Con la construcción del perfil de velocidad del viento, se procede a realizar una revisión de los diferentes fabricantes de Aerogeneradores Off-Shore, con la finalidad de realizar la selección del Aerogenerador más conveniente, y su respectiva distribución a lo largo del área disponible para la construcción del centro de generación eólico Off-Shore, y a fin de aprovechar de la mejor forma el potencial energético disponible, iv) Con el perfil de velocidad del viento y la selección del aerogenerador más conveniente, se procede a realizar

la estimación de la energía que puede ser generada por el centro de generación eólico mensualmente. v) Una vez estimado el potencial energético del centro de generación eólico, se procede a realizar la valoración técnica de cada una de las alternativas de inversión tanto para la línea de transmisión como para el centro de generación, para esto se emplea el software DissilentPowerSystem. Es importante resaltar que las alternativas de inversión planteadas serán las siguientes: **Alternativa (Caso Base) – HVAC**, transmisión a 220 kV, **Alternativa 1 – HVDC**, Monopolar a 320 kV y **Alternativa 2 – HVDC**, Bipolar a 150 kV.

vi) Con el cumplimiento de los parámetros técnicos, se realiza la construcción de los presupuestos asociados a cada una de las inversiones planteadas, vii) Con el cumplimiento de la operación técnica de las alternativas planteadas, se procede a realizar la construcción del modelo de optimización económica con el cual se permitirá evaluar, verificar y validar cada una de las alternativas planteadas para el proyecto de inversión, viii) Por último se realiza un análisis de sensibilidad para cada una de las alternativas de inversión, optimizando cada una de estas para que sean comparables, ix) Con la optimización de las alternativas de inversión se procede a realizar la toma de decisión bajo incertidumbre de la mejor alternativa con la cual se podrá garantizar la operación del proyecto, debido al valor esperado de inversión y la sostenibilidad en el largo plazo del proyecto.

4. Modelo Propuesto de Optimización de Alternativas de Inversión para un Centro de Generación Eólico Off-Shore

A continuación, se realiza el desarrollo del modelo de optimización de alternativas de inversión para un centro de generación eólico Off-Shore.

4.1. Descripción y caracterización del sistema de operación

Una vez identificada la necesidad de generar energía empleando fuentes renovables y con el fin de plantear un modelo de optimización, a continuación, se describe el sistema de operación del Centro de Generación Eólica Off-Shore y la construcción de los presupuestos requeridos para cada una de las alternativas a ser evaluadas:

4.1.1. Primer Paso: Consiste en realizar la validación del mapa de vientos y determinar, la zona en la que será ubicado el centro de generación de energía eólico Off-Shore, para este modelo de optimización de alternativas de inversión, el centro de generación estará ubicado costa afuera en el departamento de la Guajira. Las velocidades del viento costa afuera en esta zona, oscilan entre los 9 y los 12 m/s, velocidades que son ideales para generar energía eléctrica.

4.1.2. Segundo Paso: Se realiza la optimización técnica del centro de generación eléctrico. En este punto se construye un perfil de viento, se determinan los tipos de aerogeneradores según las especificaciones técnicas detalladas en los catálogos de los fabricantes, tomando como criterio de selección del aerogenerador los siguientes: i) Disponibilidad comercial de los aerogeneradores, ii) Espacio dentro del aerogenerador para la instalación de un transformador elevador, iii) Capacidad de generación del aerogenerador a partir de la velocidad del viento; con la selección del Aerogenerador, se elabora la curva de generación de energía eólica, a continuación se presenta un resumen de los pasos a seguir en la elaboración de la curva de generación del parque eólico:

i) Selección del Perfil de velocidad del viento: se realizó la selección de un punto a 100 km de distancia costa afuera en el extremo noroeste de Colombia, en la región Caribe, las coordenadas de ubicación del centro de generación eólico costa afuera son: Latitud $12^{\circ}47'4''N$ y Longitud $73^{\circ}34'5''N$. Para realizar la construcción de la curva del perfil de velocidad del viento promedio mensual se emplea el Software HybridOptimizationOfMultiple Energy Resources (HOMER-Pro)⁹(Energy, 2018), el cual permite determinar el perfil de velocidad del viento, así como también el comportamiento de otros recursos naturales no renovables en cualquier parte del mundo, ya que toma como fuente principal el comportamiento meteorológico de la base de datos de la NASA. En la Figura 11 se puede observar el perfil de comportamiento de velocidad del viento promedio mensual para el año 2018 en las coordenadas descritas anteriormente, el promedio de velocidad del viento anual se encuentra en 9,20 m/s.

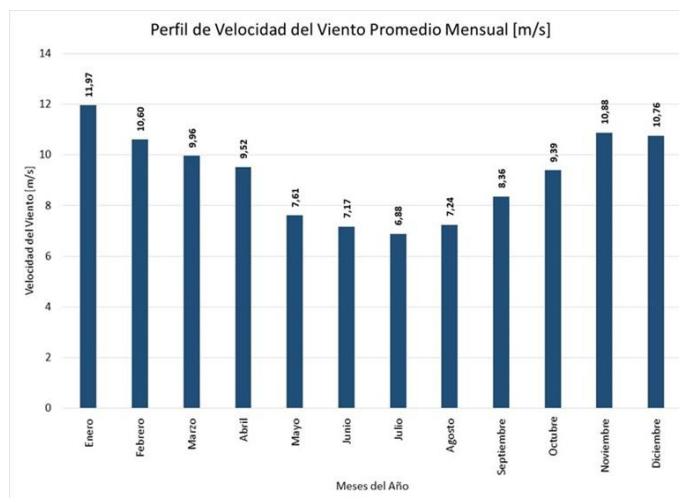


Figura 11. Perfil de velocidad del viento promedio Mensual [m/s]. Tomado de:(Energy, 2018)

⁹El software Homer – Pro, es un software desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables en el cual se permite realizar desarrollo híbridos teniendo en cuenta aspectos económicos y técnicos de sistemas de energía que emplean recursos renovables operando en conjunto con los sistemas convencionales (Energy, 2018)

ii) Selección de la turbina de generación eólica (Aerogenerador): para realizar la selección de la turbina de generación eólica que será empleada en el centro de generación, se realizó una revisión de los catálogos de fabricantes de aerogeneradores tales como: AMSC: American Superconductor (AMSC, 2019), SWAY: Wind Turbines , AREVA: WindGmbH (AREVA, 2019), VESTAS: TheWindPower(VESTAS, 2019), ENERCON: Energy Fort TheWorld (ENERCON, 2019), SAMSUNG: Wind Turbine Models (SAMSUNG, 2019), SENVION: WindPowerEngineering&Development (SENVION, 2019), SIMENS: Renewable Energy (SIMENS, 2019), ALSTOM: Wind Turbine(ALSTOM, 2019), SINOVEL: Wind Turbine(SINOVEL, 2019). Con base en los criterios de selección mencionados anteriormente, se realiza la selección de la turbina de generación AREVA M5.000-116, cuyas especificaciones técnicas se encuentran descritas en la Tabla 3 y cuya curva de producción de potencia a partir de la velocidad del viento se puede observar en la Figura 12, evidenciando que la capacidad de generación es de 5 MW y su capacidad de generación de energía se encuentra comprendida entre velocidades del viento de 3,91 m/s y 25 m/s.

Tabla 3.

Especificaciones técnicas de la turbina de generación eólica

ÍTEM	UNIDAD	VALOR
Especificaciones técnicas		
Fabricante Turbina		AREVA
Referencia de la Turbina		M5000-116
Potencia Nominal	MW	5

Tensión Nominal	kV	3,3
Velocidad Mínima del viento para generar	m/s	4
Velocidad Máxima del viento para generar	m/s	25
Diámetro del rotor	m	116
Numero de álabes	UN	3
Peso Rotor	Ton	111,5
Peso Góndola	Ton	233
Peso Total	Ton	344,5

Nota. Tomado de:(AREVA, 2019)



Figura 12. Capacidad del aerogenerador según la velocidad del viento. Tomado de: Fuente: (AREVA, 2019)

iii) Configuración física del centro de generación eólico: la distribución de los aerogeneradores al interior del parque eólico seguirá una distribución radial, gracias a que con

esta configuración de equipos, se reduce la cantidad del conductor requerido para realizar la conexión de aerogeneradores con el punto común Off-Shore(Ardal Flo, 2009).

Adicionalmente, con esta configuración se generan impactos directos sobre la reducción de la turbulencia generada por el viento una vez pasa por los alabes de las turbinas generadoras que se encuentran aledañas a los aerogeneradores instalados. Para obtener un mayor nivel de detalle asociado a las configuraciones típicas de centros de generación eólicos Off-Shore, remítase al

Anexo 2.

En el centro de generación serán instalados 60 Aerogeneradores Areva M5000-116 cada uno con capacidad de generación de hasta 5 MW. Los Aerogeneradores se encontrarán distribuidos en 10 arreglos con 6 Aerogeneradores cada uno, garantizando con esto la capacidad instalada de 300 MW. Debido a que los niveles de tensión al interior del centro de generación eólico se encuentran entre 20 kV y 40 kV (Djapic & Strbac, 2006), se determinó que la tensión de operación del centro de generación eólico será de 33 kV.

Tabla 4.

Especificaciones de construcción del centro de generación eólico Off-Shore

ÍTEM	UNIDAD	VALOR
Capacidad de potencia instalada por Aerogenerador	MW	5
Número de Filas en el Centro de Generación	UN	6
Número de Aerogeneradores por Fila	UN	10
Cantidad de Aerogeneradores instalados en parque Eólico	UN	60
Tipo de configuración del centro de generación	Radial	

Nivel de tensión al interior del centro de generación	kV	33
Diámetro del rotor de cada Aerogenerador	m	116
Distancia de separación de cada Aerogenerador	m	580
Capacidad Nominal de potencia instalada en el centro de generación	MW	300
Parámetros de Ubicación del Centro de generación		
Distancia de la costa	km	100
Distancia Submarina	km	70
Distancia Subterránea	km	30

Nota. Tomado de: (Cowdroy, Hill, Halliday , Glendinning, & Nicholson , 2005)(Djapic & Strbac, 2006)

Para garantizar el nivel de tensión al cual se encontrará operando el centro de generación eólico, se requiere que cada uno de los aerogeneradores cuente con un transformador elevado el cual elevará el nivel de tensión de 3,3 kV a 33 kV, con una capacidad instalada cada uno de 6 MVA. Es importante tener en cuenta que la distancia de separación entre cada uno de los aerogeneradores será de cinco veces del diámetro del rotor (Cowdroy, Hill, Halliday , Glendinning, & Nicholson , 2005). Adicionalmente, el centro de generación eólico se encontrará construido a 100 km costa afuera, para lo cual se requiere sea transmitida la energía eléctrica eólica generada a través de líneas de transmisión las cuales se encontrarán construidas a través de 70 km submarinos y 30 km subterráneos. En la Tabla 4, presentan las especificaciones de construcción del centro de generación eólico Off-Shore.

iv) Estimación de la capacidad de generación del parque eólico Off-Shore: luego de realizar la selección de los aerogeneradores más adecuados a implementar, la configuración con la cual se encontrará operando el centro de generación eólico y el perfil de velocidad del viento en el punto geográfico en el cual será instalado el parque generador, se realiza la estimación del potencial de generación para el parque eólico la cual se evidencia en la Figura

13, en donde primero se realiza la estimación de la capacidad de generación que puede ser suministrada por cada uno de los aerogeneradores que se encuentran instalados al interior del centro de generación eólico, según el perfil de velocidad del viento al cual se encontrarán expuestos y una vez se estima cual es el comportamiento de suministro de energía eléctrica eólica que puede ser aportada por cada aerogenerador, esta se multiplica por la cantidad de aerogeneradores que se encuentran operando en el parque eólico, construyendo con esto el perfil de potencia mensual que puede ser suministrada por el parque eólico a partir de una velocidad del viento promedio mensual como se presenta en la siguiente figura.

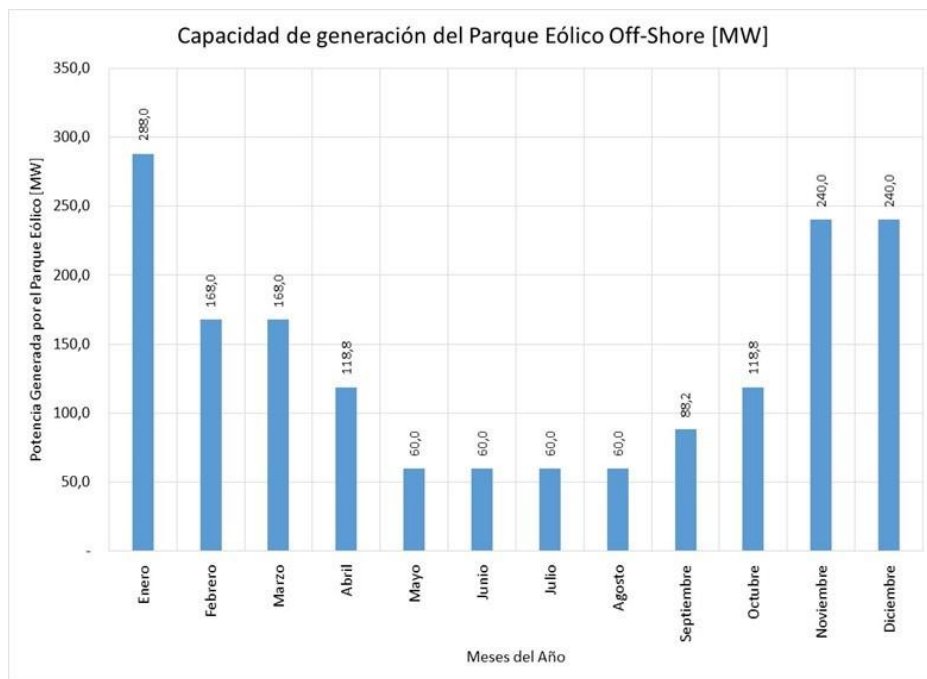


Figura 13. Potencial de generación del Parque Eólico Off-Shore. Tomado de: (Energy, 2018)

Es de resaltar que la optimización técnica realizada en este punto debe cumplir con las exigencias mínimas técnicas (estabilidad de los perfiles de tensión y no superar la cargabilidad técnica de los equipos), para poder continuar con el modelo de evaluación del proyecto, puesto que, sin esta optimización de la viabilidad técnica del centro de generación

eólico, no se puede determinar el comportamiento técnico de las diferentes líneas de transmisión de energía.

4.1.3. Tercer Paso: Una vez determinada la viabilidad técnica del centro de generación eólico Off-Shore, se procede con la elaboración de los costos de inversión, con el objetivo de identificar el costo a incurrir para cubrir la capacidad de generación de energía instalada. Para realizar la estimación del costo requerido de inversión en el centro de generación Off-Shore del presente trabajo, se realizó una revisión detallada de la inversión en los principales proyectos de generación con energía eólica Off-Shore a nivel mundial, como se muestra en la Figura 14, llegando a la conclusión que el monto de mayor inversión se realizó para la construcción del proyecto Hywind Scotland Pilot Park el cual cuenta con una capacidad instalada de 30 MW y fue requerido para su construcción un monto de 9,08 MUSD/MW instalado. Adicionalmente, se evidencia que el menor monto de inversión aplicado a nivel mundial se realizó para el proyecto Horsea Project One, ascendiendo a un monto de 3,14 MUSD/MW instalado, dicho proyecto cuenta con una capacidad instalada de 1.218 MW. En la

Tabla 5, se muestra la capacidad instalada de cada uno de los centros de generación Off-Shore a nivel mundial.

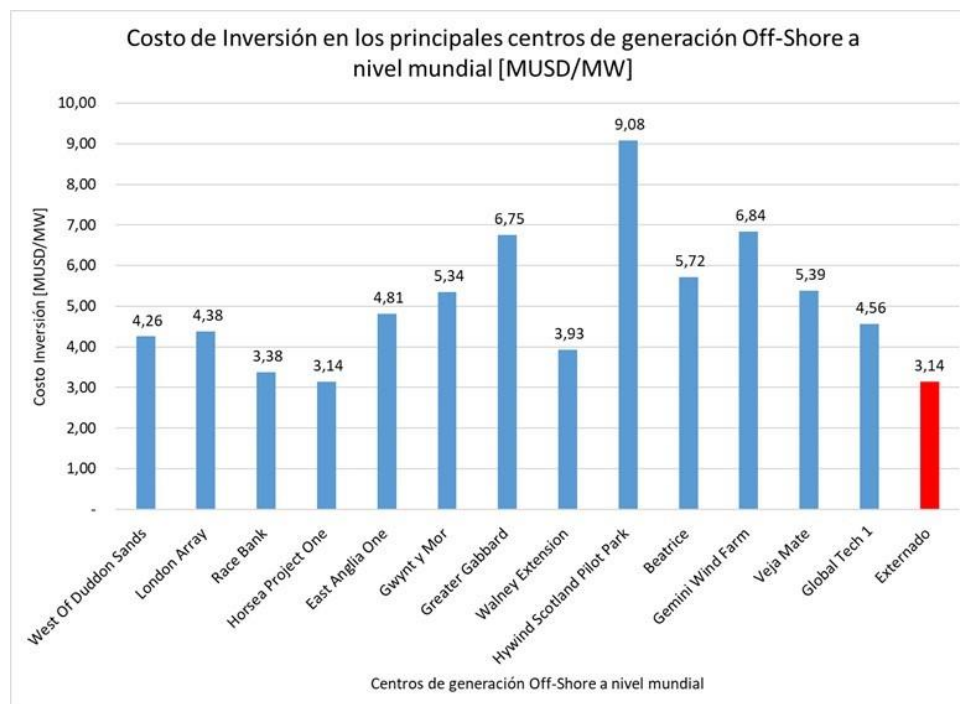


Figura 14. Costo de inversión en los centros de generación eólicos Off-Shore a nivel mundial. Tomado de: Fuente: (Pradillo , 2018)(Roca, 2018)

Tabla 5.

Capacidad instalada de los principales centros de generación a nivel mundial

Capacidad instalada de los principales centros de generación		
Principales Proyectos	Unidad	Valor
West OfDuddonSands	MW	389
London Array	MW	630
Race Bank	MW	573,3
Horsea Project One	MW	1218
East AngliaOne	MW	714
Gwynt y Mor	MW	576
GreaterGabbard	MW	504
Walney Extension	MW	659
Hywind Scotland Pilot Park	MW	30
Beatrice	MW	588
Gemini WindFarm	MW	600
Veja Mate	MW	402
Global Tech 1	MW	400

Nota. Tomado de: (Pradillo , 2018)(Roca, 2018)

Una vez realizada la profundización en los elementos principales que componen el centro de generación eólico Off-Shore y luego de revisar las inversiones realizadas a nivel mundial para la construcción de los principales centros de generación que emplean como fuente de energía principal el viento, se procede a realizar la estimación del costo de la inversión requerida para garantizar la puesta en operación del centro de generación eólico Off-Shore con capacidad instalada de 300 MW, objeto del presente trabajo.

Para realizar la construcción del presupuesto asociado a la inversión requerida para el centro de generación eólico Off-Shore, es indispensable presentar la distribución de los costos de los elementos fundamentales con los cuales se garantizará la puesta en operación del centro de generación eólico Off-Shore, dicha distribución de costos se presenta en la Figura 15.

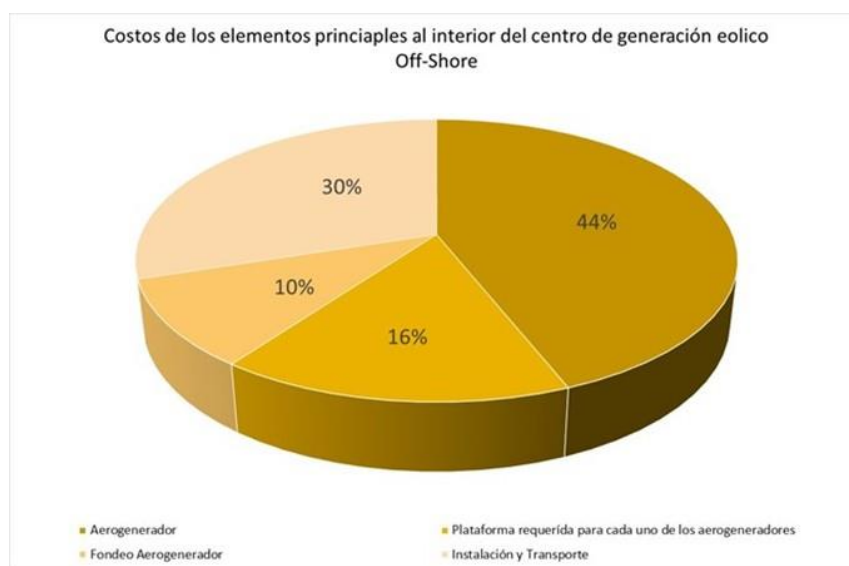


Figura 15. Distribución de los costos de inversión requerida para los elementos que componen el centro de generación. Tomado de: (Gielen , 2012) (Cowdroy, Hill, Halliday , Glendinning, & Nicholson , 2005)

Según la información recopilada de inversión en centros de generación eólicos a nivel mundial y la distribución de los costos de los componentes fundamentales del centro de

generación eólico Off-Shore, se determina que los costos de inversión se encuentran comprendidos en un rango de 3,01 MUSD/MW instalado a 9,08 MUSD/MW instalado, sin embargo el único proyecto que emplea el tipo de aerogenerador Areva M5000-116 es el centro de generación Global Tech 1 (Pradillo , 2018), aerogenerador que será empleado para la puesta en operación del centro de generación eólico de 300 MW objeto del presente trabajo.

El proyecto Global Tech 1 cuenta con una capacidad instalada de 400 MW y fue requerido para su inversión un monto de 4,56 MUSD por MW instalado, a partir de lo anterior, se estima un monto de 3,42 MUSD por MW instalado, para el centro de generación eólico a implementar en el desarrollo del presente trabajo, el cual cuenta con una capacidad instalada de 300 MW.

Como se evidencia en la información presentada en la Figura 15, el monto más elevado de inversión se encuentra asociado a la inversión requerida para garantizar la instalación de los aerogeneradores que componen el parque eólico, en la Figura 16, se desagrega el porcentaje de peso que tiene sobre la inversión en el Aerogenerador, cada uno de los elementos que lo componen.

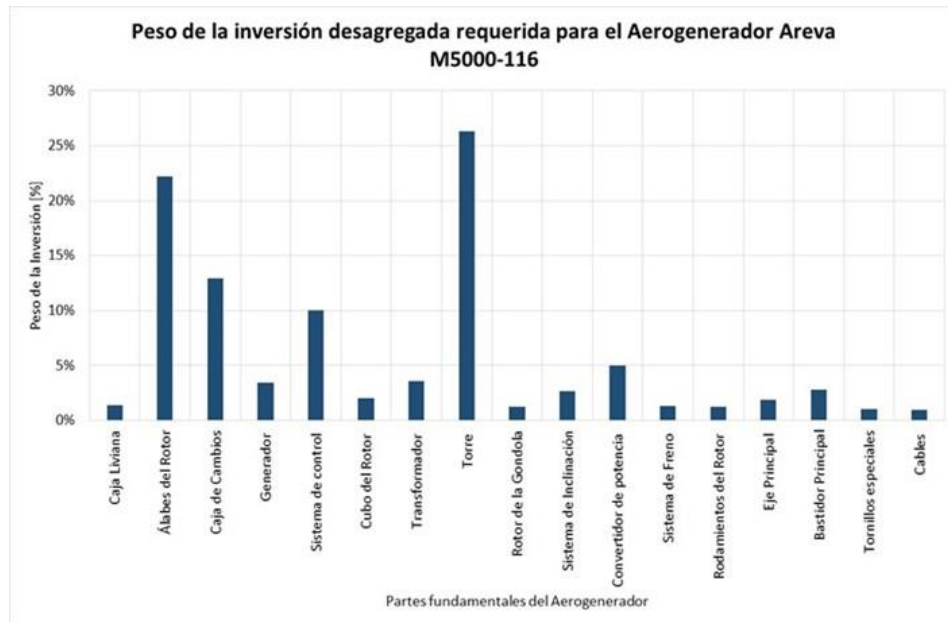


Figura 16. Inversión desagregada de cada uno de los elementos que componen el aerogenerador. Tomado de: (Cowdroy, Hill, Halliday , Glendinning, & Nicholson , 2005)(Pradillo , 2018)(Pradillo , 2018)

Es importante resaltar que el costo unitario para los conductores, se estimó según el calibre del mismo y no según la distancia requerida por conductor al interior del centro de generación, con la finalidad de representar el costo del conductor como puede ser ofertado por los fabricantes de los mismos; adicionalmente, para los costos de fondeo de cada uno de los aerogeneradores, como se mencionó anteriormente, serán requeridas unas líneas de Fondeo con las cuales se encontrará anclado cada uno de los aerogeneradores al fondo del lecho marino y un pilote sobre el cual será construida la plataforma que soportará cada uno de los aerogeneradores, para estimar el valor de cada uno de estos se estima que el 74 % del monto requerido para el fondeo de los aerogeneradores se encuentra asociado a las líneas de anclaje y el 26 % restante se encuentra asociado a los pilotes de cada uno de los aerogeneradores (Couce , 2012).

Tabla 6.

Presupuesto estimado para el centro de generación eólico Off-Shore con capacidad de 300 MW

ÍTEM	Unidad	Cantidad Unitaria	Cantidad Total	Valor Unitario [COP] Abril 2019	Valor total [COP] Abril 2019
Conductores requeridos					
Conductores					13.001.472.000
Conductor Calibre 120 mm	km		10,44	135.241.816	1.411.924.561
Conductor Calibre 185 mm	km		24,36	89.356.200	2.176.717.032
Conductor Calibre 300 mm	km		10,44	338.104.540	3.529.811.403
Conductor Calibre 500 mm	km		3,48	1.690.522.702	5.883.019.005
Equipos requeridos para el centro de generación de 300 MW con Aerogeneradores de 5 MW					
Aerogenerador AREVA M 5000-116	5 MW		60		1.341.318.528.000
Nacelle Housing (Caja Liviana)	5 MW	1	60	304.722.000	18.283.320.000
Rotor Blades (Álabes del Rotor)	5 MW	1	60	5.010.984.000	300.659.040.000
Gearbox (Caja de Cambios)	5 MW	1	60	2.914.045.200	174.842.712.000
Generador	5 MW	1	60	776.476.800	46.588.608.000
Sistema de control	5 MW	1	60	2.257.200.000	135.432.000.000
Rotor Hub (Cubo del Rotor)	5 MW	1	60	460.468.800	27.628.128.000
Transformador	5 MW	1	60	810.334.800	48.620.088.000
Torre	5 MW	1	60	5.936.436.000	356.186.160.000
Yaw System (Rotor de la Gondola)	5 MW	1	60	282.150.000	16.929.000.000
Pitch System (Sistema de Inclinación)	5 MW	1	60	600.415.200	36.024.912.000
Convertidor de potencia	5 MW	1	60	1.130.857.200	67.851.432.000
Sistema de Freno	5 MW	1	60	297.950.400	17.877.024.000
Rotor Bearings (Rodamientos del Rotor)	5 MW	1	60	275.378.400	16.522.704.000
Main Shaft (Eje Principal)	5 MW	1	60	431.125.200	25.867.512.000
Main Frame (Bastidor Principal)	5 MW	1	60	632.016.000	37.920.960.000
Screws (Tornillos especiales)	5 MW	1	60	234.748.800	14.084.928.000
Estructura de Soporte para cada Aerogenerador					
Plataforma requerida por Aerogenerador		1	60	8.208.000.000	492.480.000.000
Andaje de estructuras para Aerogeneradores (Fondeo)					
Anciaje de Aerogeneradores				5.130.000.000	307.800.000.000
Líneas de fondeo con profundidad de 2x150m		2	120	3.796.200.000	227.772.000.000
Pilote		1	60	1.333.800.000	80.028.000.000
Instalación y Transporte de Equipos					
Instalación y Transporte del centro de generación incluye (Instalación y Transporte Aerogenerador, Instalación y transporte del sistema de Fondeo y Plataformas del Aerogenerador, Instalación y transporte de la infraestructura eléctrica)		1	60	15.390.000.000	923.400.000.000
Subtotal Centro de Generación MCOP					3.078.000
Subtotal Centro de Generación MUSD					1.026
Costo en COP por MW instalado					10.260
Costo en USD por MW instalado					3,42

Nota. Tomado de: (Gielen, 2012) (Cowdroy, Hill, Halliday, Glendinning, & Nicholson, 2005) (Corredor, 2017)

A partir de las anteriores estimaciones y descripciones se da origen al presupuesto estimado para garantizar la puesta en operación del centro de generación eólico con capacidad instalada de 300 MW, dicho presupuesto detallado se muestra en la Tabla 6.

4.1.4. Cuarto Paso: Con la viabilidad técnica realizada para el centro de generación eólica, se realiza la optimización técnica de cada una de las líneas de transmisión de energía:

HVAC (caso base), HVDC Monopolar (caso 1) y HVDC Bipolar (caso2), para así poder determinar la cantidad de energía que se transmite por cada una de estas líneas, desde el centro de generación eólico hasta la subestación en tierra, por cada uno de los meses según la capacidad de generación del parque eólico y el perfil de velocidad del viento mensual. A continuación, se presentan los resultados técnicos obtenidos.

i) Con la alternativa Caso Base HVAC se origina la Figura 12 en la cual se evidencia la energía que efectivamente puede ser suministrada al sistema en tierra luego de cuantificar las pérdidas de energía en la línea de transmisión.

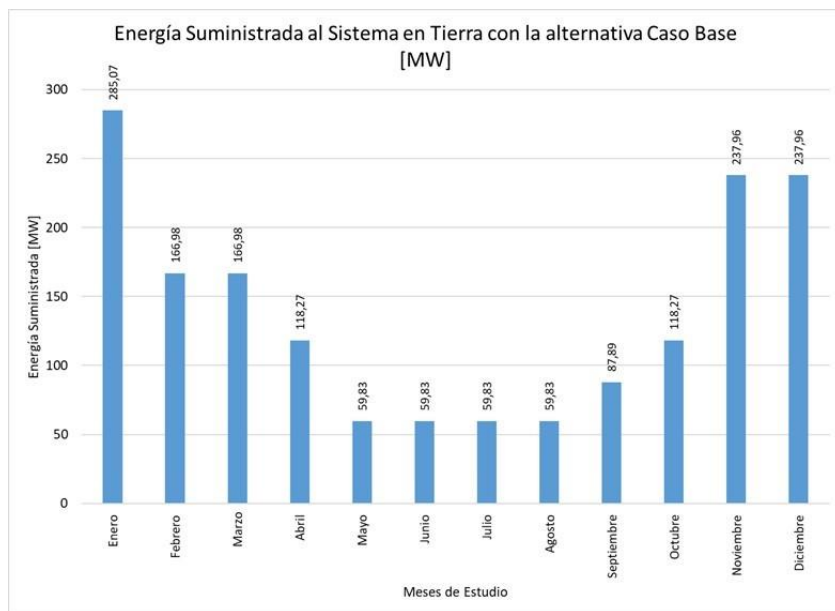


Figura 17. Energía efectivamente suministrada al sistema durante un año de operación del centro de generación eólico empleando la alternativa de transmisión HVAC. Tomado de resultados de optimización técnica en (Digsilent, 2019) (Corredor, 2017)

ii) Con la alternativa Caso 1 HVDC Monopolar se origina la Figura 18, en la cual se evidencia la energía que efectivamente puede ser suministrada al sistema en tierra luego de cuantificar las pérdidas de energía en la línea de transmisión:

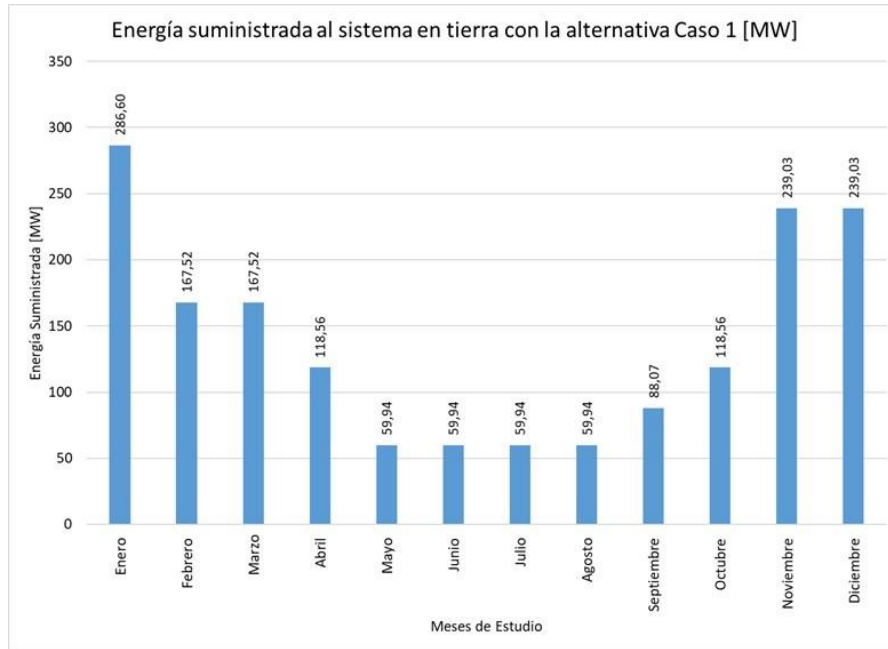


Figura 18. Energía efectivamente suministrada durante un año de operación al sistema en tierra con la alternativa HVDC Monopolar. Tomado de: resultados de optimización técnica en(Digsilent, 2019) (Corredor, 2017)

iii) Se realiza la evaluación técnica de la alternativa Caso 2 de transmisión de energía HVDC Bipolar, se origina la Figura 19, en la cual se evidencia la energía que efectivamente puede ser suministrada al sistema en tierra luego de cuantificar las pérdidas de energía en la línea de transmisión.

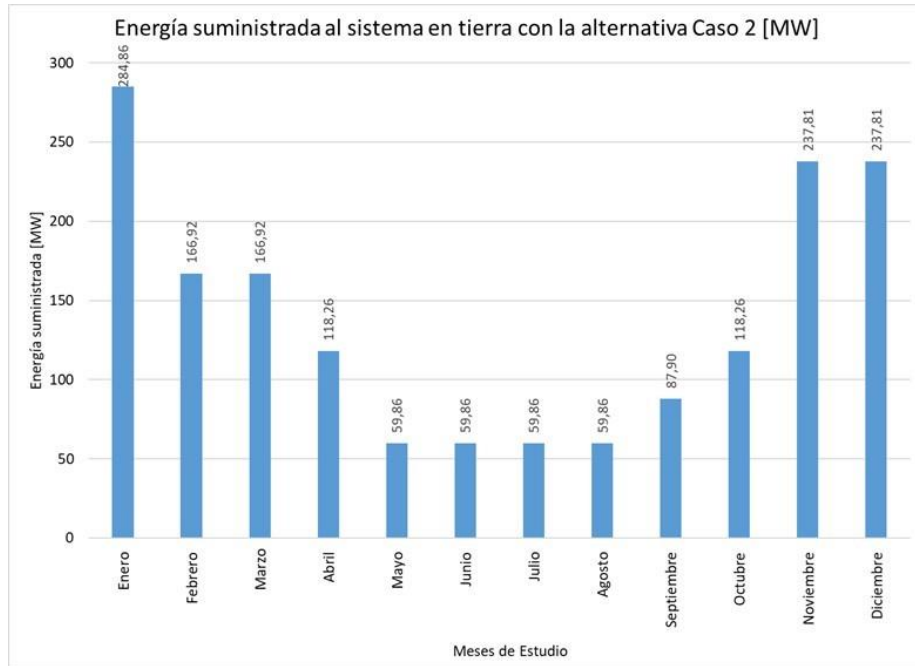


Figura 19. Energía efectivamente suministrada durante un año de operación al sistema en tierra con la alternativa HVDC Bipolar. Tomado de: resultados de optimización técnica en (Digsilent, 2019) (Corredor, 2017)

En la Figura 20, se presenta la comparación de las pérdidas de energía evidenciadas en cada una de las líneas de transmisión que componen los casos de análisis, durante un año de operación del parque generador, teniendo en cuenta la capacidad de generación del parque eólico, y según el perfil de velocidad del viento promedio mensual al cual es expuesto cada uno de los aerogeneradores.

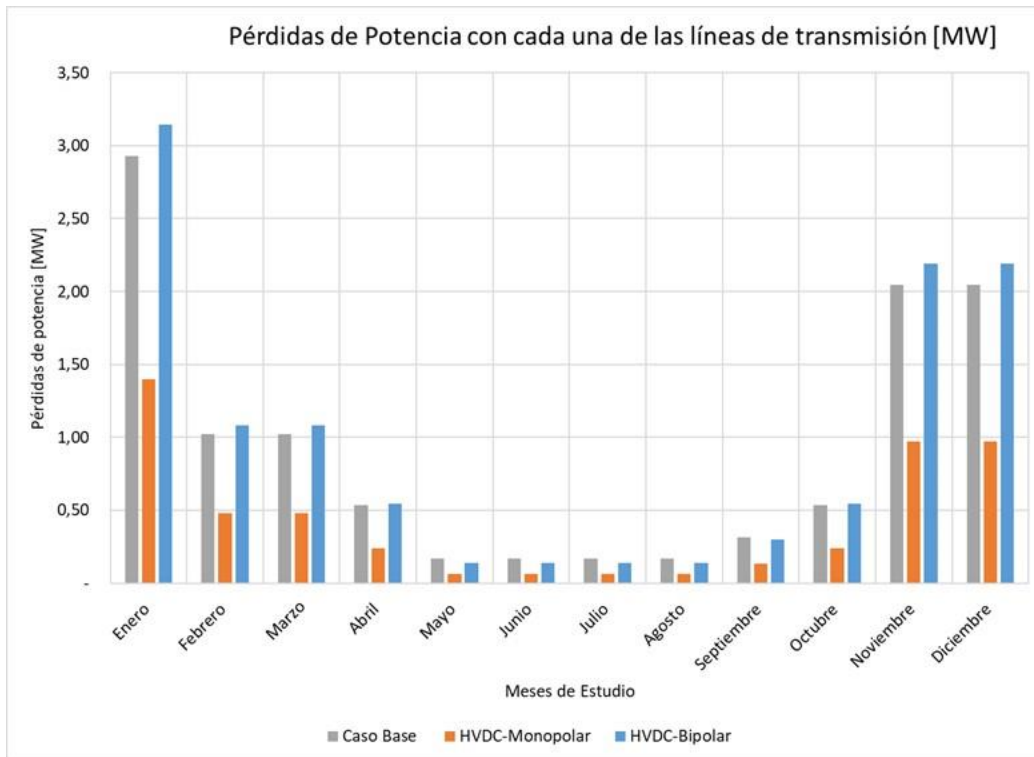


Figura 20. Pérdidas de potencia evidenciadas en las líneas de transmisión a partir de la tecnología empleada. Tomado de: Los resultados de optimización técnica modelados en el software(Digsilent, 2019) (Corredor, 2017)

4.1.5.Paso Quinto: Una vez se determinan las pérdidas de energía según el tipo de tecnología empleada para la construcción de las líneas de transmisión (HVAC o HVDC), y se obtiene una optimización técnica de las mismas, se determinan los costos de inversión asociados a cada una de las líneas de transmisión a través de las cuales se realizará la transferencia de energía desde el centro de generación eólico Off-Shore, al sistema en tierra, la inversión realizada en cada alternativa se encuentra desagregada de la siguiente forma:

i) Para cada una de las líneas, se establece el costo de inversión en la subestación Off-Shore, el costo de inversión en la subestación On-Shore, el costo de inversión en la línea submarina y el costo de inversión en la línea subterránea, dando como resultado la Tabla 7, en la cual se presenta el presupuesto asociado a la **Alternativa (Caso Base) – HVAC**, en la

Tabla 8, se presenta el presupuesto asociado a la **Alternativa1 – HVDC Monopolar** y en la Nota. Tomado de: (Comisión de Regulación de Energía y Gas , 2019, p. 193).

Tabla 9, se presenta el presupuesto estimado para la **Alternativa 2 – HVDC Bipolar**. Es importante resaltar que los costos de la alternativa bipolar se ven incrementados debido a que técnicamente, se requieren el doble de componentes al interior de las subestaciones, al ser comparada esta con la alternativa Monopolar. Para obtener un mayor nivel de detalle asociado a la construcción del presupuesto de cada una de las alternativas remítase al Anexo 3.

Tabla 7.

Presupuesto estimado para la alternativa Caso Base, Transmisión de energía eléctrica empleando tecnología HVAC

Nota. Tomado de: (Comisión de Regulación de Energía y Gas , 2019, p. 193).(Grainger & Stevenson , 1998)(The Crown State, 2010)(Bresesti, 2007)(López, 2010) (Maíz, 2014)(Schoenmakers, 2008)(Tong, 1998)(Bresesti, 2007)(Tong, 1998)(Vithya, 2011)(ABB, 2010)(Corredor, 2017)

ÍTEM	Unidad	Cantidad Unitaria	Cantidad Total	Valor Unitario [COP] Abril 2019	Valor total [COP] Abril 2019
Subestación Off-Shore - 350 MVA					
Acople de conductores que llegan del centro de generación eólico					
Acople de las líneas del centro de generación eólico		1	1	644.288.066	644.288.066
Costo de la subestación Off-Shore de 33 kV a 220 kV					
Bahía de línea configuración barra sencilla SF6		1	1	1.506.024.638	1.506.024.638
Bahía de maniobra SF6		1	1	1.186.879.092	1.186.879.092
Bahía de transformador SF6		1	1	1.464.275.338	1.464.275.338
Transformador Trifásico 33 kV / 220 kV	MVA	1	350	27.658.191	9.680.366.723
SwitchGear de Alta Tensión 220 kV		1	1	37.558.623.957	37.558.623.957
Terminaciones de cable		1	1	22.193.732.338	22.193.732.338
Sistemas de Instrumentación, protección y control		1	1	25.608.152.698	25.608.152.698
Sistemas de puesta a tierra		1	1	34.144.203.597	34.144.203.597
Generador de emergencia para las facilidades de la subestación		1	1	8.536.050.899	8.536.050.899
Facilidades de la subestación					
Sistema de refrigeración		1	1	11.950.471.259	11.950.471.259
Equipo de Extensión de incendios		1	1	15.364.891.619	15.364.891.619
Sala de control		1	1	8.536.050.899	8.536.050.899
Espacio para alojamiento		1	1	6.828.840.719	6.828.840.719
Compensación Reactiva					
Compensación reactiva de 146 MVar		1	1	20.562.897.009	20.562.897.009
Estructura de soporte de la subestación					
Plataforma requerida para la subestación		1	1	32.922.519.816	32.922.519.816
Anclaje de la estructura de la subestación					
Anclaje de la plataforma requerida para la subestación		1	1	20.576.574.885	20.576.574.885
Instalación y transporte de equipos					
Instalación y transporte de equipos		1	1	61.729.724.655	61.729.724.655
Costo total de la subestación Off-Shore de 350 MVA - AC					320.994.568.207
Subestación On-Shore					
Bahía de línea configuración barra sencilla - Tipo convencional		1	1	585.167.242	585.167.242
Bahía de maniobra - (Acople-transferencia o seccionamiento) - Tipo convencional		1	1	277.151.001	277.151.001
Módulo común de barraje tipo 1 - Configuración barra sencilla - Tipo convencional		1	1	92.619.829	92.619.829
Módulo común tipo 1 - Tipo Convencional - Cualquier configuración		1	1	295.346.996	295.346.996
Compensación Reactiva					
Compensación reactiva en tierra		1	1	12.337.738.205	12.337.738.205
Costo total de la subestación On-Shore					13.588.023.273

ÍTEM	Unidad	Cantidad Unitaria	Cantidad Total	Valor Unitario [COP] Abril 2019	Valor total [COP] Abril 2019
Línea de transmisión submarina HVAC - 220 KV					
Conductor submarino calibre 1000 mm2	Km	3	70	4.868.890.190	1.022.466.939.914
Instalación del conductor submarino	km	3	70	1.535.927.505	322.544.775.998
Costo Total de la línea de transmisión Submarina					1.345.011.715.913
Línea de transmisión subterránea HVAC - 220 KV					
Conductor subterráneo calibre 1000 mm2	km	3	30	279.439.714	25.149.574.239
Instalación del conductor subterráneo	km	3	30	867.055.849	78.035.026.451
Costo de la línea de transmisión subterránea					103.184.600.690
Subtotal Alternativa Caso Base - HVAC [COP]					1.782.778.908.083

Nota. Tomado de: (Comisión de Regulación de Energía y Gas , 2019, p. 193) (Comisión de Regulación de Energía y Gas , 2019, p. 192) (The Crown State, 2010)(Bresesti, 2007)(Muyeen, 2010)(Bresesti, 2007)(Tong, 1998)(Schoenmakers, 2008)(Vithya, 2011)(Grainger, 1996)(CREG, 2008)(ABB, 2010) (Corredor, 2017)

Tabla 8.

Presupuesto estimado para la Alternativa Caso 1, Transmisión de energía eléctrica empleando tecnología HVDC – Monopolar

ÍTEM	Unidad	Cantidad Unitaria	Cantidad Total	Valor Unitario [COP] Abril 2019	Valor total [COP] Abril 2019
Subestación Off-Shore - 350 MVA					
Acople de conductores que llegan del centro de generación eólico					
Bahía de línea, configuración barra sencilla tipo encapsulada SF6		1	1	644.288.066	644.288.066
Costo de la subestación Off-Shore de 33 kV a 110 kV-DC					
Bahía de línea en configuración barra sencilla SF6		1	1	1.910.281.335	1.910.281.335
Bahía de maniobra SF6		1	1	1.186.879.092	1.186.879.092
Bahía de transformador SF6		1	1	1.464.275.338	1.464.275.338
Transformador trifásico de 33 kV a 110 kV		1	350	27.658.191	9.680.366.723
HVDC - VSC Convertidores		1	1	78.154.533.063	78.154.533.063
Válvulas (Importantes para la conversión de energía AC en DC)		1	1	78.154.533.063	78.154.533.063
Filtro de Armónicos		1	1	21.585.537.703	21.585.537.703
Reactor de Fase		1	1	22.329.866.589	22.329.866.589
Condensador DC		1	1	11.164.933.295	11.164.933.295

ÍTEM	Unidad	Cantidad Unitaria	Cantidad Total	Valor Unitario [COP] Abril 2019	Valor total [COP] Abril 2019
SwitchGear de alta tensión [110 kV]		1	1	26.051.511.021	26.051.511.021
Terminaciones de cable		1	1	10.048.439.965	10.048.439.965
Sistemas de instrumentación, protección y control		1	1	29.773.155.452	29.773.155.452
Sistemas de puesta a tierra		1	1	18.608.222.158	18.608.222.158
Generador de emergencia para las facilidades de la subestación		1	1	9.304.111.079	9.304.111.079
Facilidades de la subestación					
Sistemas de Refrigeración		1	1	18.608.222.158	18.608.222.158
Equipo de extinción de Incendios		1	1	29.773.155.452	29.773.155.452
Sala de Control		1	1	11.164.933.295	11.164.933.295
Alojamiento		1	1	7.443.288.863	7.443.288.863
Estructura de soporte de la subestación					
Plataforma requerida para la subestación		1	1	61.928.085.394	61.928.085.394
Anclaje de la estructura de la subestación					
Anclaje de la plataforma requerida para la subestación		1	1	38.705.053.371	38.705.053.371
Instalación y transporte de equipos					
Instalación y transporte de equipos		1	1	116.115.160.113	116.115.160.113
<u>Costo total de la subestación Off-Shore de 350 MVA - DC</u>					<u>603.798.832.588</u>
Subestación On-Shore					
Bahía de Línea - Configuración barra sencilla - Tipo convencional		1	1	585.167.242	585.167.242
Bahía de transformador - Configuración barra sencilla - Tipo Convencional		1	1	543.033.306	543.033.306
Bahía de maniobra - (Acople - Transferencia o Seccionamiento) - Tipo Convencional		1	1	277.151.001	277.151.001
Módulo de barraje tipo 1 - Configuración barra sencilla - Tipo convencional		1	1	92.619.829	92.619.829
Módulo Común tipo 1		1	1	290.997.913	290.997.913
Transformador trifásico 110 kV a 220 kV a 350 MVA	MVA	1	350	27.658.191	9.680.366.723
Válvulas (Importantes para garantizar el proceso de conversión DC a AC)		1	1	40.815.550.761	40.815.550.761
Filtro de armónicos		1	1	13.205.031.128	13.205.031.128
Reactor de Fase		1	1	15.605.945.879	15.605.945.879
Condensador DC		1	1	9.603.659.002	9.603.659.002
HVDC - VSC Convertidores		1	1	40.815.550.761	40.815.550.761
<u>Costo total de la subestación On-Shore</u>					<u>131.515.073.544</u>
Línea de transmisión submarina HVDC a 320 KV					
Conductor submarino calibre 1000 mm2	Km	1	70	1.315.447.589	92.081.331.212
Instalación del conductor submarino	km	1	70	1.008.262.088	70.578.346.146
<u>Costo Total de la línea de transmisión Submarina</u>					<u>162.659.677.358</u>
Línea de transmisión subterránea HVDC - 320 KV					
Conductor subterráneo calibre 1000 mm2	km	1	30	279.439.714	8.383.191.413

ÍTEM	Unidad	Cantidad Unitaria	Cantidad Total	Valor Unitario [COP] Abril 2019	Valor total [COP] Abril 2019
Instalación del conductor subterráneo	km	1	30	754.358.407	22.630.752.223
Costo de la línea de transmisión submarina					31.013.943.636
Subtotal Alternativa 1 - HVDC Monopolar					928.987.527.127

Nota. Tomado de: (Comisión de Regulación de Energía y Gas , 2019, p. 193).(Grainger & Stevenson , 1998)(The Crown State, 2010)(Bresesti, 2007)(López, 2010) (Maíz, 2014)(Schoenmakers, 2008)(Tong, 1998)(Bresesti, 2007)(Tong, 1998)(Vithya, 2011)(ABB, 2010)(Corredor, 2017)

Tabla 9.

Presupuesto estimado para la Alternativa Caso 2, Transmisión de energía eléctrica empleando tecnología HVDC – Bipolar

ÍTEM	Unidad	Cantidad Unitaria	Cantidad Total	Valor Unitario [COP] Abril 2019	Valor total [COP] Abril 2019
Subestación Off-Shore - 350 MVA					
Acople de conductores que llegan del centro de generación eólico					
Bahía de línea, configuración barra sencilla tipo encapsulada SF6		1	1	644.288.066	644.288.066
Costo de la subestación Off-Shore de 33 kV a 110 kV-DC					
Bahía de línea en configuración barra sencilla SF6		1	2	1.910.281.335	3.820.562.671
Bahía de maniobra SF6		1	2	1.186.879.092	2.373.758.185
Bahía de transformador SF6		1	1	1.464.275.338	1.464.275.338
Transformador trifásico de 33 kV a 110 kV		1	350	27.658.191	9.680.366.723
HVDC - VSC Convertidores		1	2	78.154.533.063	156.309.066.125

ÍTEM	Unidad	Cantidad Unitaria	Cantidad Total	Valor Unitario [COP] Abril 2019	Valor total [COP] Abril 2019
Válvulas (Importantes para la conversión de energía AC en DC)		1	2	78.154.533.063	156.309.066.125
Filtro de Armónicos		1	2	21.585.537.703	43.171.075.406
Reactor de Fase		1	2	22.329.866.589	44.659.733.179
Condensador DC		1	2	11.164.933.295	22.329.866.589
SwitchGear de alta tensión [110 kV]		1	1	26.051.511.021	26.051.511.021
Terminaciones de cable		1	2	10.048.439.965	20.096.879.930
Sistemas de instrumentación, protección y control		1	2	29.773.155.452	59.546.310.905
Sistemas de puesta a tierra		1	1	18.608.222.158	18.608.222.158
Generador de emergencia para las facilidades de la subestación		1	1	9.304.111.079	9.304.111.079
Facilidades de la subestación					
Sistemas de Refrigeración		1	1	18.608.222.158	18.608.222.158
Equipo de extinción de Incendios		1	1	29.773.155.452	29.773.155.452
Sala de Control		1	1	11.164.933.295	11.164.933.295
Alojamiento		1	1	7.443.288.863	7.443.288.863
Estructura de soporte de la subestación					
Plataforma requerida para la subestación		1	1	102.617.390.923	102.617.390.923
Anclaje de la estructura de la subestación					
Anclaje de la plataforma requerida para la subestación		1	1	64.135.869.327	64.135.869.327
Instalación y transporte de equipos					
Instalación y transporte de equipos		1	1	192.407.607.980	192.407.607.980
Costo total de la subestación Off-Shore de 350 MVA - DC					<u>1.000.519.561.498</u>
Subestación On-Shore					
Bahía de Línea - Configuración barra sencilla - Tipo convencional		1	1	585.167.242	585.167.242
Bahía de transformador - Configuración barra sencilla - Tipo Convencional		1	1	543.033.306	543.033.306
Bahía de maniobra - (Acople - Transferencia o Seccionamiento) - Tipo Convencional		1	1	277.151.001	277.151.001
Módulo de barraje tipo 1 - Configuración barra sencilla - Tipo convencional		1	1	92.619.829	92.619.829
Módulo Común tipo 1		1	1	290.997.913	290.997.913
Transformador trifásico 110 kV a 220 kV a 350 MVA	MVA	1	350	27.658.191	9.680.366.723
Válvulas (Importantes para garantizar el proceso de conversión DC a AC)		1	2	40.815.550.761	81.631.101.521
Filtro de armónicos		1	2	13.205.031.128	26.410.062.257
Reactor de Fase		1	2	15.605.945.879	31.211.891.758
Condensador DC		1	2	9.603.659.002	19.207.318.005
HVDC - VSC Convertidores		1	2	40.815.550.761	81.631.101.521
Costo total de la subestación On-Shore					<u>251.560.811.076</u>
Línea de transmisión submarina HVDC a 150 KV					
Conductor submarino calibre 1000 mm2	Km	2	70	1.092.490.370	152.948.651.844

ÍTEM	Unidad	Cantidad Unitaria	Cantidad Total	Valor Unitario [COP] Abril 2019	Valor total [COP] Abril 2019
Instalación del conductor submarino	km	2	70	1.008.262.088	141.156.692.292
Costo Total de la línea de transmisión Submarina					<u>294.105.344.136</u>
Línea de transmisión subterránea HVDC a 150 KV					
Conductor subterráneo calibre 1000 mm2	km	2	30	31.709.471	1.902.568.264
Instalación del conductor subterráneo	km	2	30	754.358.407	45.261.504.447
Costo de la línea de transmisión submarina					<u>47.164.072.711</u>
Subtotal Alternativa 2 - HVDC Bipolar					<u>1.593.349.789.421</u>

Nota. Tomado de: (The Crown State, 2010)(Bresesti, 2007)(López, 2010) (Maíz, 2014)(Schoenmakers, 2008)(Universidad Tecnológica Nacional , 2019, p. 42) (Tong, 1998)(Vithya, 2011)(ABB, 2010)(Corredor, 2017)

A partir de la construcción de cada uno de los presupuestos de inversión requeridos para cada una de las alternativas planteadas, en la

Tabla 10, se presenta el resumen de los presupuestos estimados para cada una de las soluciones a ser evaluadas en el modelo económico.

Tabla 10.

Resumen de presupuesto de inversión asociados a cada una de las alternativas planteadas

ÍTEM	Caso Base - HVAC [COP]	Alternativa 1 - Monopolar [COP]	Alternativa 2 - Bipolar [COP]	Centro de generación [COP]
Subestación Off-Shore	320.994.568.207	603.798.832.588	1.000.519.561.498	
Subestación On-Shore	13.588.023.273	131.515.073.544	251.560.811.076	
Línea Submarina	1.345.011.715.913	162.659.677.358	294.105.344.136	
Línea Subterránea	103.184.600.690	31.013.943.636	47.164.072.711	
Inversión total	1.782.778.908.083	928.987.527.127	1.593.349.789.421	3.078.000.000.000
Inversión Alternativa + CG	4.860.778.908.083	4.006.987.527.127	4.671.349.789.421	

4.1.5. Paso Sexto: Una vez determinados los costos de inversión requeridos para cada una de las alternativas planteadas, se procede a realizar la estimación de los posibles ingresos y egresos que se generarán con el proyecto, los cuales se encuentran asociados a: i) Ventas de energía, la cual depende de la energía que efectivamente es suministrada al sistema en tierra, esta energía será vendida al precio de la energía en bolsa, ii) Costos de operación y mantenimiento¹⁰, tanto del centro de generación como de las líneas de transmisión, como se puede observar en la Tabla 11, iii) Ingresos ambientales, los cuales son generados a partir de la emisión de bonos de carbono, ya que al producir energía limpia, se permite realizar la transferencia de dichos bonos de carbono a un vendedor final, el factor de emisión de carbono por parte del centro de generación es de 0,401TonCO₂/MWh generado, para obtener el detalle de la estimación de este indicador remítase al Anexo 5, iv) Ingresos por el cargo por confiabilidad¹¹, los cuales se encuentran asociados a la cantidad de energía que puede ser comprometida como mínimo mensualmente la cual asciende a 61.313 MWh al mes, la cual será cobrada por el centro de generación a un valor de 51.030 COP por cada MWh generados.

A partir de los ingresos y los costos mencionados anteriormente, se realiza la proyección de crecimiento de cada uno de estos rubros, los cuales se encuentran afectados por la inflación, con esto se construye el EBITDA generado por cada una de las alternativas planteadas, para garantizar el suministro de energía eléctrica al sistema eléctrico en tierra, a partir de este indicador se establece el modelo de optimización de alternativas de inversión para el centro de generación eólico Off-Shore, haciendo que la inversión a realizar se optimice dentro del horizonte de vida útil del proyecto.

¹⁰ Para obtener el detalle de cada uno de estos rubros en los cuales se incurre con la puesta en operación del proyecto, remítase al Anexo 4.

¹¹Para obtener un mayor nivel de detalle asociado al cálculo de cargo por confiabilidad, remítase al Anexo 6.

Tabla 11.

Costos asociados a la operación y mantenimiento del proyecto

ÍTEM	UNIDAD	VALOR
Operación y Mantenimiento del centro de generación Eólico	COP/MWh - Año	0,035
Operación y Mantenimiento sistema HVAC alternativa Caso Base	COP - año	13.370.841.811
Operación y Mantenimiento sistema HVDC Monopolar Caso 1	COP - año	4.644.937.636
Operación y Mantenimiento sistema HVDC Bipolar Caso 2	COP - año	7.966.748.947

Nota. Tomado de: (Eeckhout, 2008, p. 91),(Rashwan, 2005),(IRENA, 2015, p. 50).

Para realizar la modelación financiera del proyecto, se tuvieron en cuenta los siguientes supuestos: i) No se tiene un WACC establecido para actividades de generación de energía eléctrica, solamente existe WACC regulado a través de la resolución CREG 095 de 2015, para actividades de distribución y transmisión de energía eléctrica (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018); ii) los costos de mantenimiento y operación serán indexados a un incremento de IPC, el cual se encuentra proyectado a partir del promedio de las variaciones encontradas en los últimos años, iii) El comportamiento del precio de la energía en bolsa y el precio de venta de los bonos de carbono, debido a que se requiere contar con el comportamiento de tendencia y volatilidad de la serie de tiempo, serán proyectados a partir de la proyección realizada para el Índice de Precios al Productor - IPP, permitiendo con esto proyectar los precios de los rubros en los cuales se incurrirá para ingresos y egresos del centro de generación eólico con cada una de sus alternativas planteadas, iv) Para estimar el horizonte de valoración del proyecto, se parte del principio de buscar obtener el retorno a la inversión antes de realizar re inversiones en los diferentes equipos que componen cada una de las alternativas de inversión planteadas, para esto el equipo que falla en el menor tiempo son los transformadores instalados en las subestaciones y en los aerogeneradores, estos equipos tienen una vida útil estimada de 30 años, por ende se busca obtener retorno a la inversión antes de 360 meses, a partir de lo anterior, se garantiza que con la alternativa seleccionada, si

se tiene retorno a la inversión dentro del tiempo mencionado, se tendrá el recurso requerido para realizar la re inversión necesaria para aquellos equipos que van saliendo de operación, a través de los cuales se garantiza funcionalidad del proyecto; v) todas las variables serán manejadas periodos de tiempo en meses.

En la Figura 21 se puede observar el flujograma que describe como se construye el modelo de optimización de alternativas de inversión en centros de generación de energía eólica Off-Shore, para así tomar la mejor alternativa de inversión.

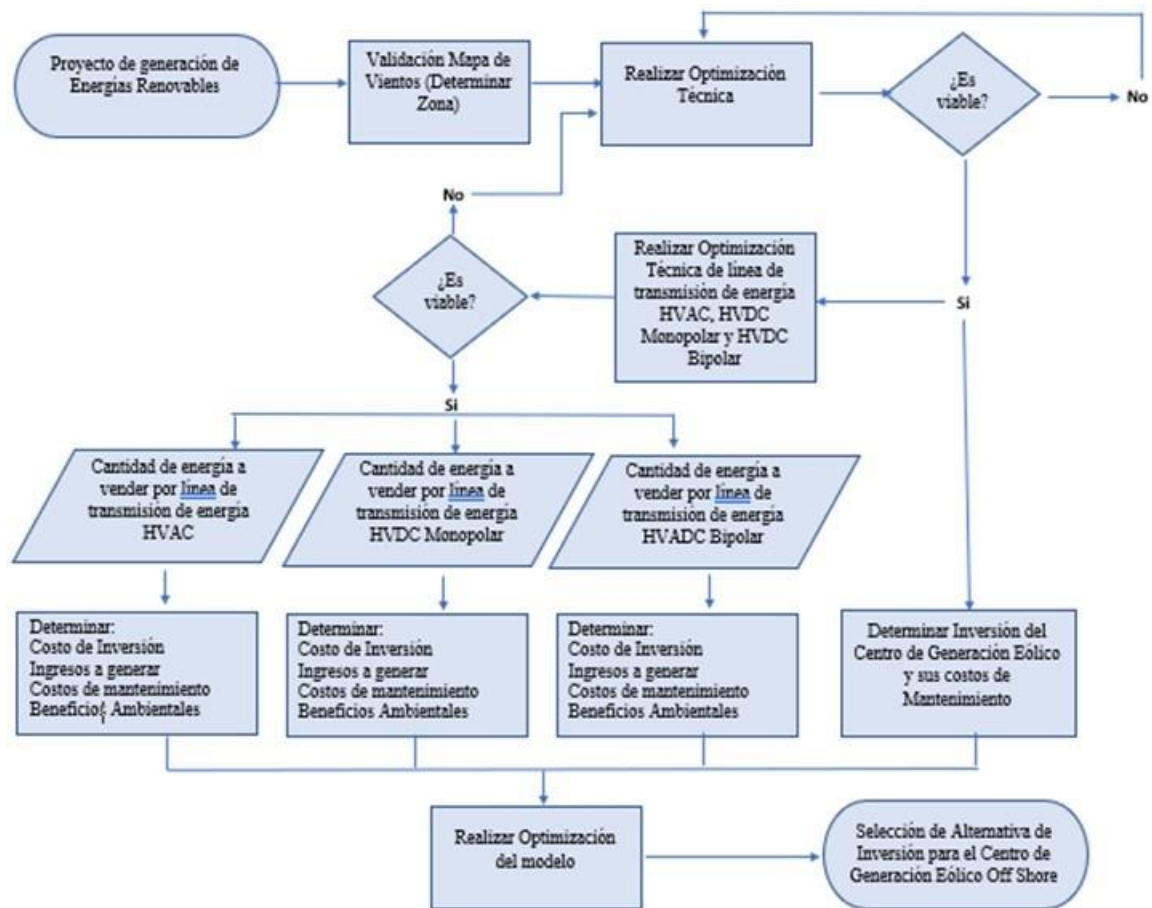


Figura 21. Flujograma para la construcción del modelo de optimización de alternativas de inversión

4.2. Diseño de un modelo de optimización técnico – económico

Para realizar la construcción del modelo de optimización técnico económico, una vez encontrados los comportamientos que tendrá el sistema desde el punto de vista técnico, se procede a realizar las proyecciones de las variables que interfieren desde el punto de vista económico las cuales afectarán los ingresos y los gastos de operación y mantenimiento de las alternativas planteadas. Con la parametrización de todas las variables que interferirán en la construcción del modelo, se procede a realizar la implementación del mismo en el Software GAMS, con la finalidad de obtener la respuesta más óptima con la cual se podría realizar la inversión para el centro de generación de energía eólico Off-Shore.

4.2.1. Identificación de sistema

En la Figura 22, se puede observar el diagrama general para realizar la identificación del comportamiento del sistema, el cual será modelado en GAMS.

Como se puede observar en este diagrama, de izquierda a derecha, se encuentra parametrizado el comportamiento tanto técnico como económico del sistema. En primer lugar, parametrizado como PVM, se encuentra Potencia contenida en la Velocidad del viento que ingresa a cada uno de los aerogeneradores del sistema eólico, con el impacto del viento sobre cada uno de los aerogeneradores y a partir de la disposición de Aerogeneradores al interior del parque eólico, se obtiene una energía total producida por el centro de generación eólico (EP), dicha energía producida entra en cada una de las alternativas planteadas como (E1, E2, E3). En el diagrama la alternativa 1 – Caso Base (HVAC), se encuentra parametrizada como la caja AC, la alternativa 2 – Caso 1 (HVDC Monopolar), se encuentra parametrizada como la caja DC y la Alternativa 3 – Caso 2 (HVDC Bipolar), se encuentra parametrizada como la caja DC2.

Una vez la energía total producida entra a cada una de las alternativas esta energía es transportada por cada una de las líneas que conforman el sistema, las líneas dentro del diagrama, se encuentran representadas como:

1. L11, L12, L13 para las líneas que conforman la alternativa 1 – Caso Base (HVAC), ya que esta opera a través de un sistema trifásico de transporte de energía.
2. L21, para la línea que conforma la alternativa 2 – Caso 1 (HVDC – Monopolar), ya que esta opera a través de una línea de transmisión en DC.
3. L31 y L32, para las líneas que conforman la alternativa 3 – Caso 2 (HVDC – Bipolar), ya que esta opera a través de dos líneas de transmisión en DC.

Cada una de las alternativas debido a la forma en la cual transmite energía eléctrica tendrá asociada unas pérdidas, como fue mencionado en capítulos anteriores, una vez la energía total transportada por las líneas llega al sistema en tierra, se representa como Energía Real (ER) suministrada al sistema de transmisión de energía eléctrica en tierra, dicha energía será vendida al Sistema de Transmisión Nacional a través del Precio de la energía en bolsa. Adicionalmente, es indispensable tener en cuenta las delimitaciones técnicas del modelo, las cuales fueron mencionadas anteriormente, pero dentro de las cuales se resaltan las siguientes:

- i) Toda la energía producida por el centro de generación, la cual está llegando al sistema en tierra como Energía Real, será consumida por el Sistema de Transmisión Nacional, ya que se parte del supuesto que el punto de entrega de la energía se comporta como un nodo de demanda infinita.
- ii) Debido a la particularidad técnica de cada una de las alternativas, no se pueden presentar combinaciones de las líneas con las subestaciones, por ende, el modelo de optimización deberá seleccionar la mejor alternativa tanto técnica como económica en la cual se contemple la restricción operativa de cada alternativa.
- iii) Dado que no se pueden obtener

combinaciones de alternativas por sus características tecnológicas, GAMS deberá garantizar que $EP = E1 + E2 + E3$, teniendo presente que al seleccionar una alternativa de las tres, la energía enviada por las líneas de los otros modelos será cero, por ejemplo: Si el modelo de optimización selecciona la Alternativa 1 – Caso Base, esto se verá reflejado como $EP = E1$.

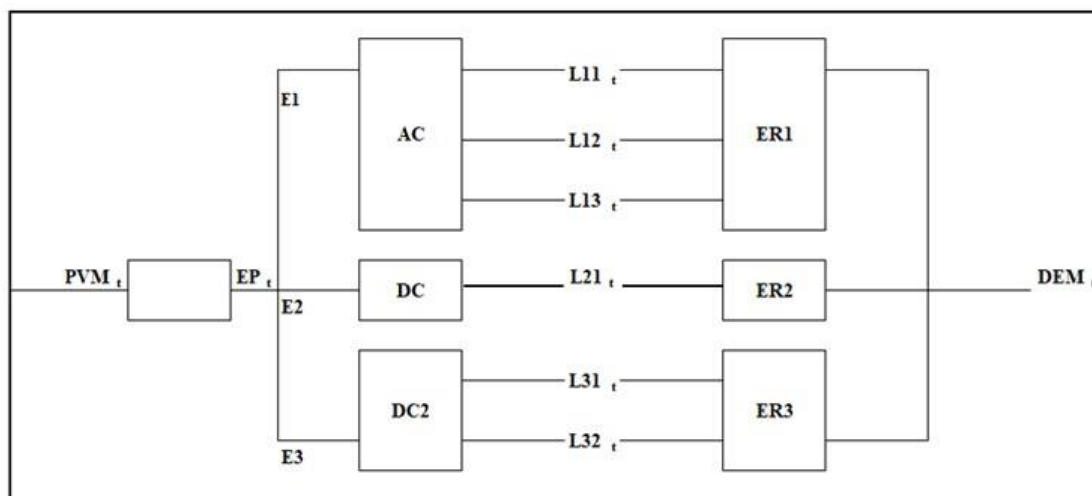


Figura 22. Diagrama para la identificación del sistema

4.2.2. Especificación Matemática y Formulación

- **Especificación Matemática**

Para realizar la construcción del modelo de optimización técnico y económico, se requiere contar con las proyecciones del comportamiento de las siguientes variables, durante los 360 meses equivalentes a 30 años, en los cuales se espera sea obtenido el retorno a la inversión antes de requerir recursos adicionales para la re-inversión en los equipos que comienzan a salir de operación.

Para realizar la modelación de las variables, se tienen en cuenta dos aspectos fundamentales. En primer lugar, se encuentra la proyección de las variables desde el aspecto

técnico y en segundo lugar se encuentra la proyección de las variables desde el aspecto económico.

a. Desde el aspecto técnico

i. Perfil de velocidad del viento: la siguiente figura presenta la proyección del comportamiento del perfil de velocidad del viento, durante los 360 meses. Para obtener el detalle de la proyección del perfil de velocidad del viento, remítase al Anexo 7

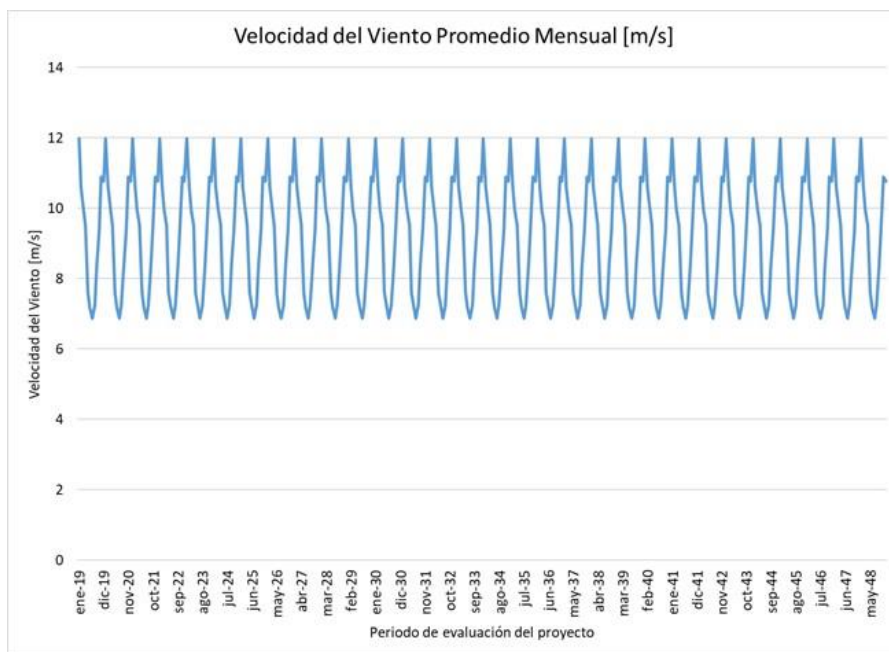


Figura 23. Velocidad del viento promedio mensual durante el tiempo de evaluación del proyecto. Tomado de: (Energy, 2018)

ii. Energía total producida por el parque eólico: la Figura 24 presenta la proyección del comportamiento de la energía promedio mensual producida durante los 360 meses. Para obtener el detalle de la proyección de la energía promedio entregada por el centro de generación eólico, remítase al Anexo 7.

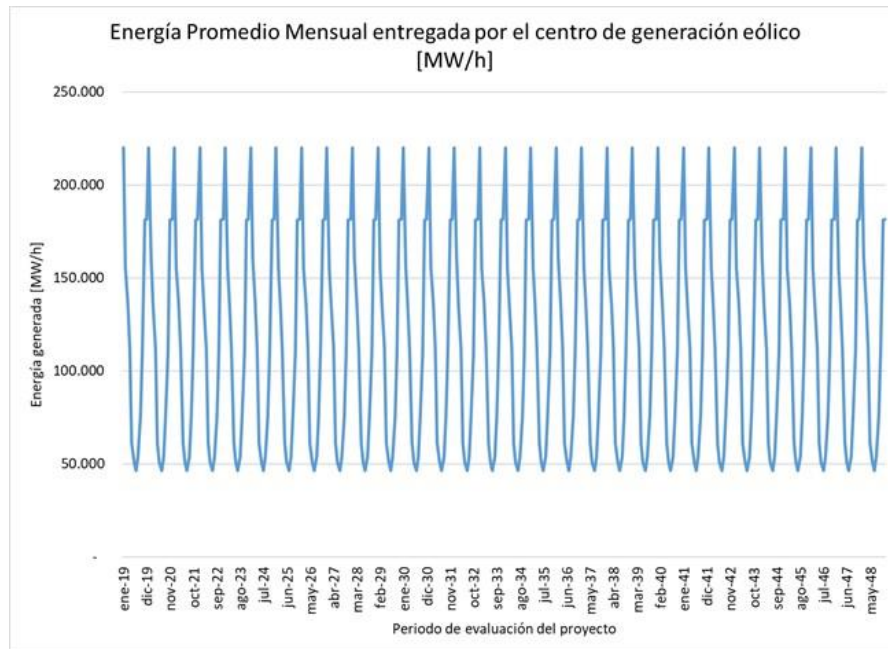


Figura 24. Energía promedio mensual producida por el centro de generación eólico Off-Shore [MW/h]

iii. Pérdidas de energía por las líneas de cada una de las alternativas: La siguiente figura presenta el comportamiento de las pérdidas evidenciadas con cada una de las alternativas, debido a que el perfil de velocidad del viento está siendo replicado durante la vida útil del proyecto, el comportamiento técnico de cada una de las alternativas se ve replicado también, durante los 360 meses de evaluación del proyecto de inversión. Para obtener el detalle de la siguiente gráfica, remítase al Anexo 7.

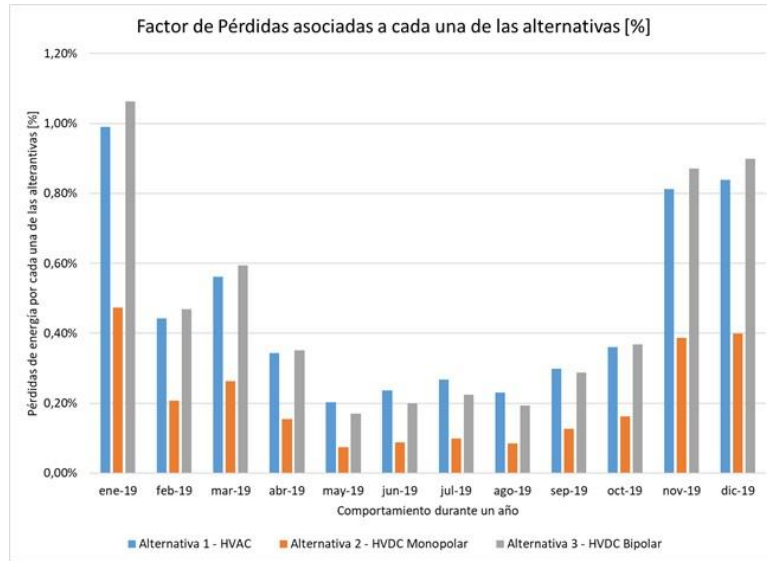


Figura 25. Factor de pérdidas asociado a cada una de las alternativas de inversión. Tomado de: Simulación en (Digsilent, 2019)(Corredor, 2017)

iv. Energía real producida por alternativa: la siguiente figura presenta el comportamiento de la energía real producida promedio por cada una de las alternativas, debido a que el perfil de velocidad del viento está siendo replicado durante la vida útil del proyecto, el comportamiento técnico de cada una de las alternativas se ve replicado también, durante los 360 meses de evaluación del proyecto de inversión. Para obtener el detalle de la siguiente gráfica, remítase al Anexo 7

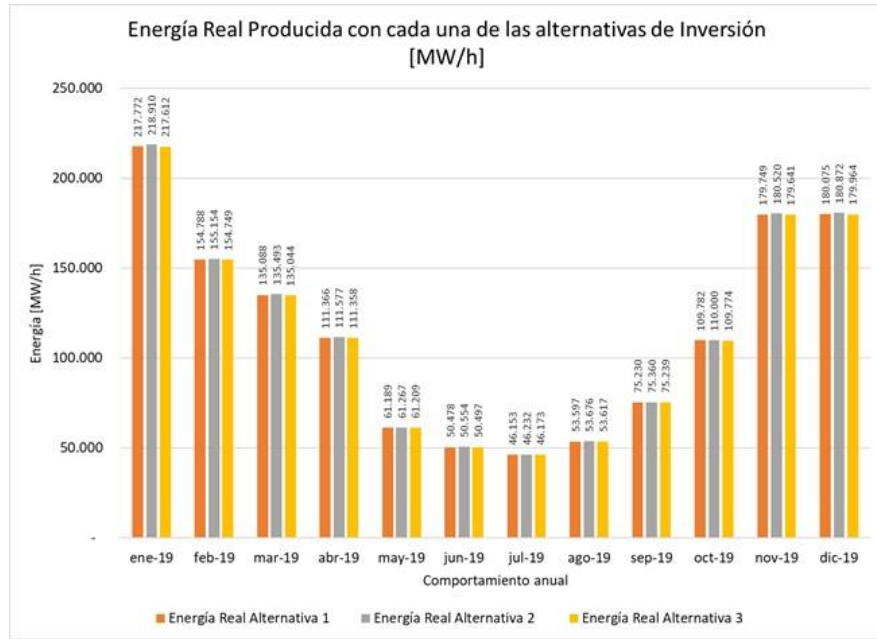


Figura 26. Energía Real producida con cada una de las alternativas de inversión

b. Desde el aspecto económico

i. Proyección de la inflación: la siguiente figura presenta la proyección del comportamiento de la inflación, durante los 360 meses. Para obtener el detalle de la proyección de la inflación, remítase al Anexo 7

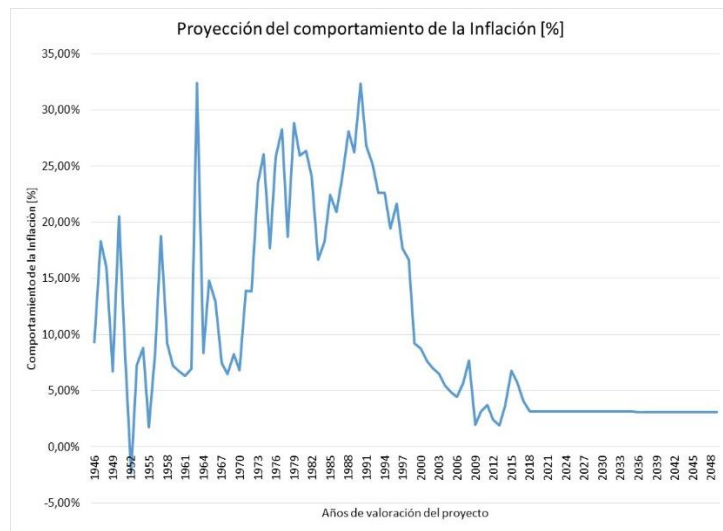


Figura 27. Proyección del comportamiento de la inflación anual. Tomado de: (DANE, 2019)

ii. Proyección del comportamiento del precio de la energía en bolsa: la siguiente figura presenta la proyección del comportamiento del precio de la energía en bolsa, durante los 360 meses. Para obtener el detalle de la proyección del precio de la energía en bolsa, remítase al Anexo 7

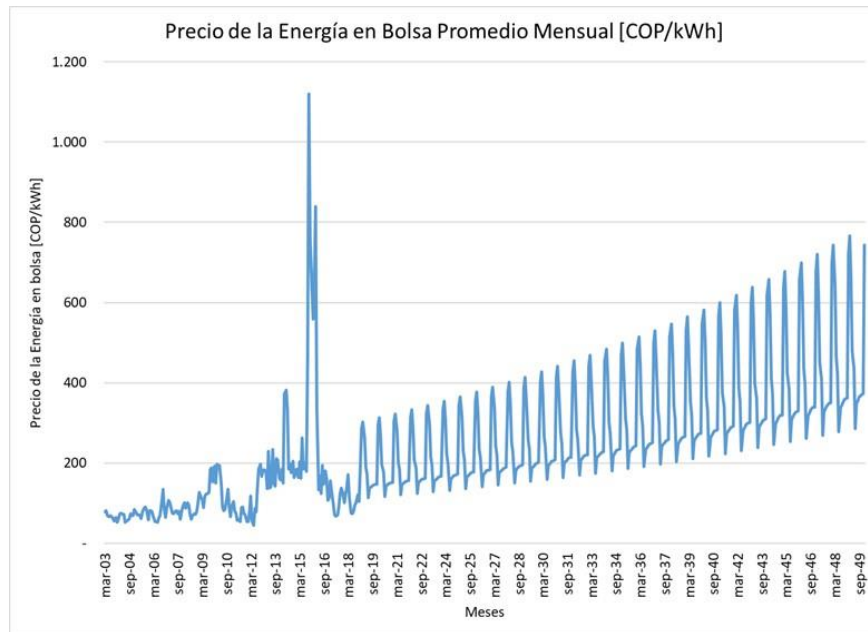


Figura 28. Proyección del comportamiento del precio de la energía en bolsa [COP/kWh]. Tomado de: (XM, 2019)

iii. Proyección del comportamiento del precio de venta de las toneladas de CO₂: la siguiente figura presenta la proyección del precio de venta de las toneladas de CO₂, durante los 360 meses. Para obtener el detalle de la proyección del precio de venta de las toneladas de CO₂, remítase al Anexo 7

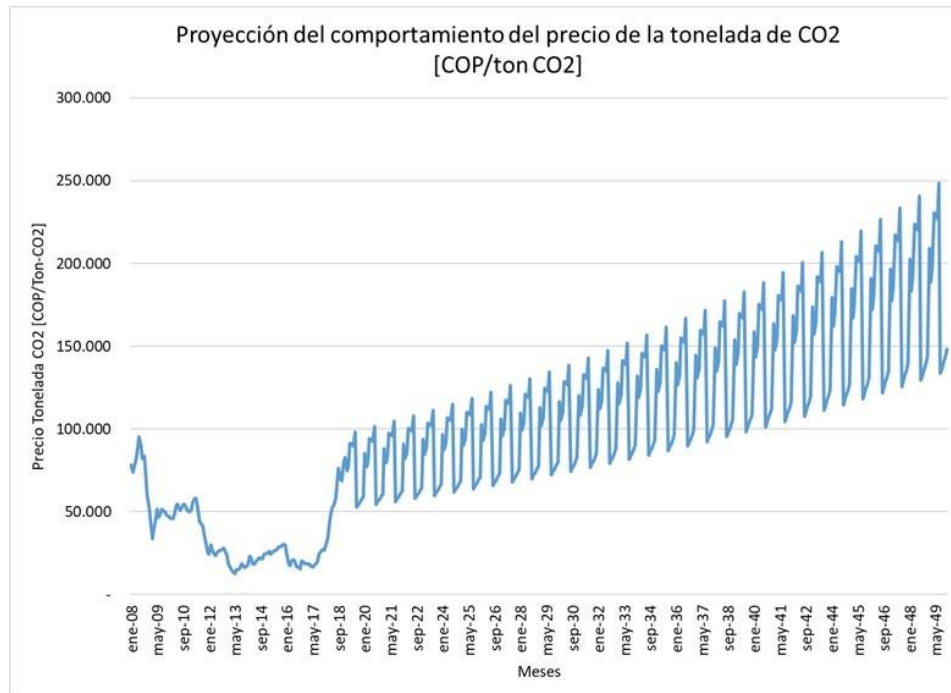


Figura 29. Proyección del comportamiento del precio de las toneladas de CO2. Tomado de: (SENDECO, 2019)

iv. Proyección del comportamiento del cargo por confiabilidad: la siguiente figura presenta la proyección comportamiento del cargo por confiabilidad, durante los 360 meses. Para obtener el detalle de la proyección del comportamiento del cargo por confiabilidad, remítase al Anexo 7.

v. Proyección del costo mensual de operación y mantenimiento del centro de generación: La siguiente figura presenta la proyección comportamiento del costo de operación y mantenimiento del centro de generación, durante los 360 meses. Para obtener el detalle de la proyección del costo mensual de operación y mantenimiento del centro de generación, remítase al Anexo 7.

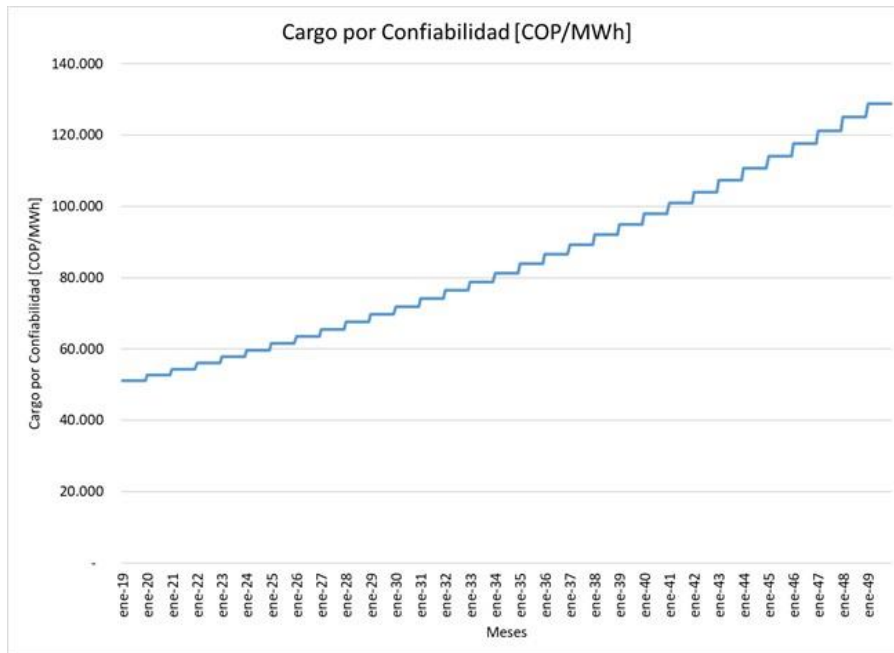


Figura 30. Cargo por confiabilidad [COP/MWh]. Tomado de: (XM, 2019)



Figura 31. Proyección Costo mensual Operación y Mantenimiento del Centro de generación [COP/kWh]. Tomado de: (International Renewable Energy Agency , 2018, p. 109)

vi. Proyección del costo mensual de operación y mantenimiento de las

alternativas de inversión: La siguiente figura presenta la proyección comportamiento del costo de operación y mantenimiento de las alternativas de inversión, durante los 360 meses. Para obtener el detalle de la proyección del costo de operación y mantenimiento de las alternativas de inversión, remítase al Anexo 7.

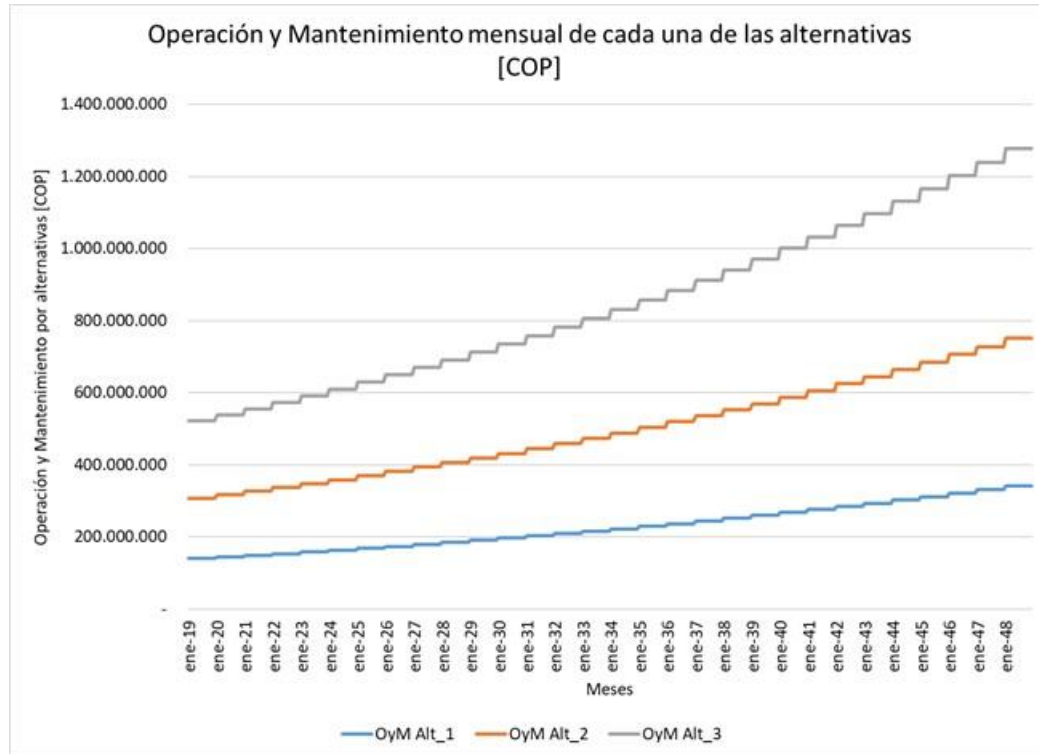


Figura 32. Proyección del costo de operación y mantenimiento mensual de cada una de las alternativas. Tomado de: (Eeckhout, 2008, p. 91), (Lancheros, 2017, p. 57), (Elliott, y otros, 2018, p. 8)

- **Formulación**

A continuación, se presenta el desarrollo del modelamiento en el Software GAMS (Sistema General de Modelaje Algebraico), del modelo de optimización de alternativas de inversión para el centro de generación eólico Off-Shore, el cual se encuentra dividido en los siguientes: índices, parámetros variables y ecuaciones

a. ÍNDICES

- t Periodos de planeación del proyecto (meses)
- a Alternativas de inversión
- b Línea de transmisión

Para realizar el modelamiento, son fundamentales los periodos de tiempo t , los cuales serán tenidos en cuenta para la valoración del proyecto, el tiempo se encontrará dividido en pasos de 360 meses, el cual será el periodo de evaluación del proyecto de inversión, antes de que los transformadores de las subestaciones y de los aerogeneradores que componen el sistema entren en falla y sea requerido realizar re-inversiones en equipos.

b. PARÁMETROS

CSG	Capacidad Instalada del Centro de generación [MW]
CSE	Capacidad de la Subestación [MVA]
CSL	Máxima capacidad de energía transportada por las líneas de los sistemas [MWh]
ICG	Inversión en el centro de generación eólico [COP]
IA _a	Inversión en cada alternativa [COP]
EC	Energía asociada al cargo por confiabilidad [MWh]
WACC2	Tasa de descuento Mensual [%]
EP _t	Energía generada por el parque eólico MWh en cada t
FP _{a,t}	Factor de pérdidas por las líneas de cada alternativa a en cada t

VE_t	Precio de venta de la energía en Bolsa en COP por MWh en cada t
VC_t	Precio de venta de las toneladas de CO2 en COP por Ton en cada t
$Co_{a,t}$	Costo de Operación y Mantenimiento de la Alternativa a en t
PC_t	Precio de Ingreso del cargo por confiabilidad COP por MWh en cada t

Los parámetros a tener en cuenta en la modelación son: La capacidad instalada del centro de generación la cual es de 300 MW, la capacidad de potencia instalada en la subestación la cual equivale a 350 MVA, la máxima capacidad de energía que puede ser transportada por cada una de las líneas de transmisión, la cual asciende a 223.200 MWh, las inversiones asociadas al centro de generación y a cada una de las alternativas de inversión en COP, dichas inversiones fueron presentadas en la

Tabla 10 del presente documento, se parametriza la energía que puede ser comprometida para ser transada a través del cargo por confiabilidad, la cual se encuentra presentada en el Anexo 6, y la tasa de descuento que será aplicada para el proyecto (WACC), la tasa inicial aplicada es del 11.80% E.A., la cual es equivalente al 0.9338% E.M., está es la tasa regulatoria existente para actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica. (CREG, 2018)

La generación de los parámetros se realiza a partir de las series de tiempo proyectadas de cada uno para cada alternativa (1,2,3):

- $EP(t)$ = Energía generada total por el centro de generación eólico, el comportamiento de la serie de tiempo ingresada se puede observar en la Figura 24.

- $FP1(t)$ = Factor de pérdidas de energía por las líneas de transmisión de la alternativa 1 – Caso Base HVAC en porcentaje, el comportamiento de la serie de tiempo ingresada puede ser observada en la Figura 25.
- $FP2(t)$ = Factor de pérdidas de energía por las líneas de transmisión de la alternativa 2 – Caso 1 HVDC (Monopolar) en porcentaje, el comportamiento de la serie de tiempo ingresada puede ser observada en la Figura 25.
- $FP3(t)$ = Factor de pérdidas de energía por las líneas de transmisión de la alternativa 3 – Caso 2 HVDC (Bipolar) en porcentaje, el comportamiento de la serie de tiempo ingresada puede ser observado en la Figura 25.
- $VE(t)$ = Proyección del precio de venta de la energía en bolsa en COP/MWh, el comportamiento de la serie de tiempo ingresada, puede ser observado en la Figura 28.
- $VC(t)$ = Proyección del precio de venta de las toneladas de CO₂ producidas por el centro de generación en COP/Ton-CO₂, el comportamiento de la serie de tiempo ingresada, puede ser observado en la Figura 29.
- $CO1(t)$ = Proyección del comportamiento del costo de operación y mantenimiento de la alternativa 1 – Caso Base HVAC, el comportamiento de la serie de tiempo ingresada, puede ser observado en la Figura 32.
- $CO2(t)$ = Proyección del comportamiento del costo de operación y mantenimiento de la alternativa 2 – Caso 1 HVDC Bipolar, el comportamiento de la serie de tiempo ingresada, puede ser observado en la Figura 32.

- $CO3(t)$ = Proyección del comportamiento del costo de operación y mantenimiento de la alternativa 3 – Caso 2 HVDC Monopolar, el comportamiento de la serie de tiempo ingresada, puede ser observado en la Figura 32.
- $PC(t)$ = Proyección del comportamiento del precio del cargo por confiabilidad en COP/MWh, el comportamiento de la serie de tiempo ingresada, puede ser observado en la Figura 30.

c. VARIABLES

A continuación, se presentan las variables requeridas para realizar la implementación de cada una de las ecuaciones que componen el modelo de optimización estocástica de alternativas de inversión.

z Función Objetivo (Maximizar el valor presente de los flujos futuros del EBITDA)

DEM_t Demanda de energía por el sistema en tierra [MWh]

INV Inversión total [COP]

W_a Variable que cuantifica la toma de decisión, si se encuentra en 1 indica que se realiza la inversión, por el contrario, si se encuentra en 0 indica que no se realiza la inversión en la alternativa analizada.

$E_{a,t}$ Energía de entrada al sistema de la alternativa a en t

$ER_{a,t}$ Energía real generada por el sistema de la alternativa a en t

$L_{a,b,t}$ Energía transportada por las líneas, en este caso, energía transportada por la línea b que compone la alternativa a en MWh por cada t.

EP_t Energía total producida en el mes t

H Corresponde a los costos de operación y mantenimiento por \$27.050 del centro de generación por cada MW producido, para más información remitirse al Anexo 4.

Dentro de las variables presentadas, es necesario mencionar las variables W1, W2 y W3, dichas variables son variables binarias y son las variables que tomarán la decisión de la mejor alternativa de inversión, por lo tanto la sumatoria de las 3 debe ser 1, sin embargo, al seleccionar la mejor alternativa de inversión dos de ellas se cancelan, por ende la variable asociada a la alternativa de inversión seleccionada equivaldrá a 1, dichas variables son respectivamente (Alternativa 1, Alternativa 2 y Alternativa 3).

d. ECUACIONES

La función objetivo a ser implementada para el modelo de optimización de alternativas de inversión, se encuentra fundamentada en la maximización del valor presente de los flujos futuros del EBITDA obtenido con el proyecto de inversión, dicha ecuación se encuentra representada de la siguiente forma:

Maximizar:

$$Z = \left[\sum_{t=1}^{360} \sum_{a=1}^3 VE_t * ER_{a,t} + \sum_{t=1}^{360} \sum_{a=1}^3 0.401 * VC_t * ER_{a,t} + \sum_{t=1}^{360} PC_t * EC - H \sum_{t=1}^{360} \sum_{a=1}^3 ER_{a,t} - \sum_{t=1}^{360} \sum_{a=1}^3 CO_{a,t} * \left(\frac{1}{(1 + WACC)^t} \right) \right] - INV$$

Por lo anterior, la función expresa, la sumatoria del ingreso por las ventas totales de energía según la alternativa seleccionada, más el ingreso por las toneladas de CO2 comercializadas, según la capacidad de generación de toneladas de CO2 por alternativa seleccionada, más el ingreso por el cargo por confiabilidad del centro de generación, menos el

costo de operación y mantenimiento del centro de generación, en función de la energía generada por alternativa seleccionada, menos los costos de operación y mantenimiento por alternativa, todos los anteriores valores se encuentran traídos a valor presente neto empleando la tasa de descuento de 11.80 % E.A., es decir 0.009338% E.M., finalmente al valor presente neto, en función de la alternativa seleccionada, se les resta la inversión total realizada según la alternativa seleccionada.

La función objetivo presentada, se encuentra sujeta a las siguientes restricciones:

Restricción 1: La inversión total de la alternativa seleccionada, se encuentra dada por la Inversión en cada una de las alternativas por W seleccionado, el cual se encuentra en 1 para la alternativa seleccionada y en 0 para las demás alternativas.

$$INV = \sum_{a=1}^3 IA_a W_a$$

Restricción 2: Con esta restricción se busca presentar el balance de energía del sistema debido a que según la alternativa seleccionada, debe ser suministrada al sistema que compone la alternativa la totalidad de la energía producida por el centro de generación eólico, como se presenta en la siguiente ecuación.

$$EP_t = \sum_{a=1}^3 E_{a,t}$$

Restricción 3: Restricción de selección de alternativa de inversión, como se mencionó previamente, las variables W_1 , W_2 y W_3 , representan respectivamente la Alternativa 1, 2 y 3, al estar modeladas como binarias, una vez se realizan las respectivas iteraciones y el Software GAMS determina la alternativa más óptima, la selección de la alternativa se verá reflejada

desde la variable seleccionada por el mismo, debido a que serán canceladas las alternativas menos favorables y la más óptima adquirirá un valor de uno.

$$\sum_{a=1}^3 W_a = 1$$

Restricción 4: Restricción que refleja el consumo de energía que será demandada por el sistema, a través de la ecuación presentada, se garantiza que una vez sea seleccionada la alternativa más óptima, la energía será consumida en su totalidad por el sistema, como se mencionó previamente, el modelo parte del supuesto que el centro de generación se encontrará conectado a un nodo con demanda infinita.

$$DEM_t = \sum_{a=1}^3 ER_{a,t}$$

Restricción 5: Esta restricción refleja las condiciones operativas que debe cumplir la Alternativa 1 en caso de ser la más alternativa más óptima, por ende, esta restricción se encuentra dividida en dos: una primera restricción que se encuentra asociada a las pérdidas de energía por las líneas, se modela como la energía real que es suministrada al sistema luego de restar el factor de pérdidas y una segunda restricción la cual se encuentra asociada al comportamiento técnico de las líneas, ya que la tecnología empleada en la alternativa 1 – Caso Base HVAC, no permite que las líneas del sistema operen por separado, por lo tanto, si una de las líneas falla la alternativa no podrá transportar energía.

$$ER_{a,t} = E_{a,t} * (1 - FP_{a,t})$$

$$ER_{a=1,t} = \sum_{b=1}^3 L_{a=1,b,t}$$

Restricción 6: Esta restricción al igual que la Restricción 4, refleja las condiciones operativas que debe cumplir la alternativa 2 – Caso 1 en caso de ser la alternativa más óptima, por ende, esta restricción se encuentra dividida en dos: Una primera restricción asociada a las pérdidas por la línea de la alternativa Monopolar DC, por ende se modela como la energía real que es suministrada al sistema luego de restar el factor de pérdidas asociado a la alternativa y una segunda restricción la cual se encuentra asociada al comportamiento técnico de la línea DC, ya que esta tecnología empleada en la alternativa 2 – Caso 1 HVDC Monopolar, solo puede transmitir energía por un solo conductor, si este conductor falla, el sistema saldría de operación.

$$ER_{a,t} = E_{a,t} * (1 - FP_{a,t})$$

$$ER_{a=2,t} = L_{a=2,b=1,t}$$

Restricción 7: Esta restricción al igual que la Restricción 4 y 5, refleja las condiciones operativas que debe cumplir la alternativa 3 – Caso 2 en caso de ser la alternativa más óptima, por ende, esta restricción también se encuentra dividida en dos: Una primera restricción asociada a las pérdidas por las líneas de la alternativa Bipolar DC, lo cual se modela como la energía real que es suministrada al sistema luego de restar el factor de pérdidas asociado a la alternativa y una segunda restricción, la cual se encuentra asociada al comportamiento técnico de las líneas DC que componen el sistema, ya que esta alternativa se encuentra compuesta por dos líneas de transmisión y la energía transportada es repartida por las dos líneas DC, la ventaja operativa que presenta esta alternativa, como se mencionó en capítulos previos, es que si falla una de las líneas la otra puede asumir la energía que estaba siendo transportada por la línea en falla.

$$ER_{a,t} = E_{a,t} * (1 - FP_{a,t})$$

$$ER_{a=3,t} = \sum_{b=1}^2 L_{a=3,b,t}$$

Restricción 8: Restricción a través de la cual se limita la energía que puede ser transportada por las líneas de cada alternativa, colocando como límite máximo el CSL (223.200 MW), punto crítico de generación en el cual el centro de generación produciría la totalidad de su energía instalada durante todas las horas del mes. Esta restricción se encuentra dividida en tres ya que cada una se asocia a una alternativa de inversión (Alternativa 1,2 y 3) respectivamente.

$$ER_{a,t} \leq W_a * CSL$$

Restricción 9: A través de esta restricción se especifica el flujo de energía que puede ser transmitido por las líneas que componen la Alternativa 1 – Caso Base, garantizando que será distribuido en las tres líneas que componen el sistema trifásico.

$$L_{a=1,b=1,t} = L_{a=1,b=2,t}$$

$$L_{a=1,b=1,t} = L_{a=1,b=3,t}$$

Según la estructura de las ecuaciones planteadas, se puede parametrizar la forma en la que se quiere sea resuelto el modelo de optimización, por lo tanto, se tiene cuatro tipos principales: Programación Lineal (PI), Programación lineal entera mixta (MIP), Programación Cuadrática (QP), Programación no lineal (NLP) (GAMS, 2019). Debido a la estructura de las variables, la solución del problema se realiza a través de una Programación Lineal Entera Mixta, con la finalidad de maximizar el valor presente de los flujos futuros del EBITDA.

4.2.3. Solución Generada- Escenario Base

La solución del modelo, puede ser verificada a través de los resultados arrojados para las siguientes variables:

a. Inversión realizada

En la siguiente figura, se puede observar el valor de la inversión requerida asociada a la alternativa seleccionada una vez el modelo de optimización arroja la respectiva respuesta.

```
General Algebraic Modeling System
Execution

---- 3760 VARIABLE INV.L                = 4.00699E+12 Inversion
```

Figura 33. Inversión realizada según la alternativa seleccionada. Tomado de: (GAMS, 2019)

b. Demanda de energía

En la siguiente figura se puede observar el comportamiento de la demanda de energía del sistema una vez el software arroja los respectivos resultados de la simulación, para obtener el detalle del resultado arrojado por GAMS, remítase al Anexo 8.

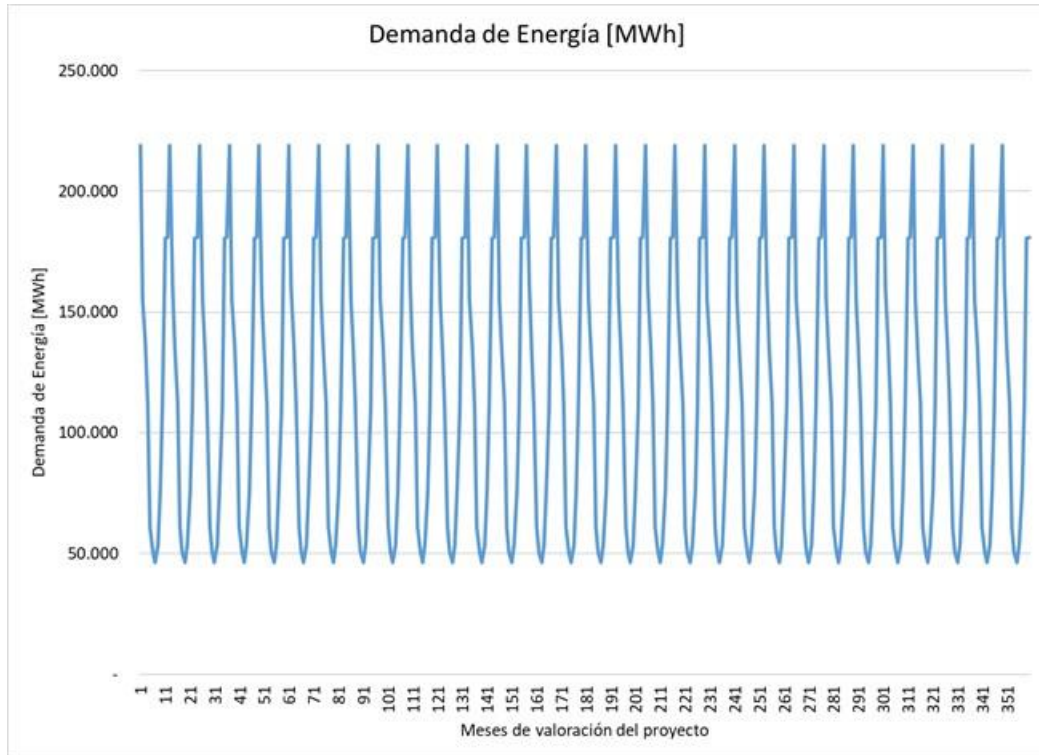


Figura 34. Energía demandada por el sistema de transmisión nacional. Tomado de: (GAMS, 2019)

c. Energía Producida por el centro de generación y suministrada al sistema con cada alternativa

La energía producida por el centro de generación y suministrada al sistema a través de las alternativas 1 y 3, son cero, por lo tanto ($E1 = 0$ y $E3 = 0$), el resultado asociado a la energía total suministrada al sistema a través de la alternativa 2 ($E2$), se puede observar en la siguiente figura. Para obtener el detalle del resultado arrojado por GAMS, remítase al Anexo 8.

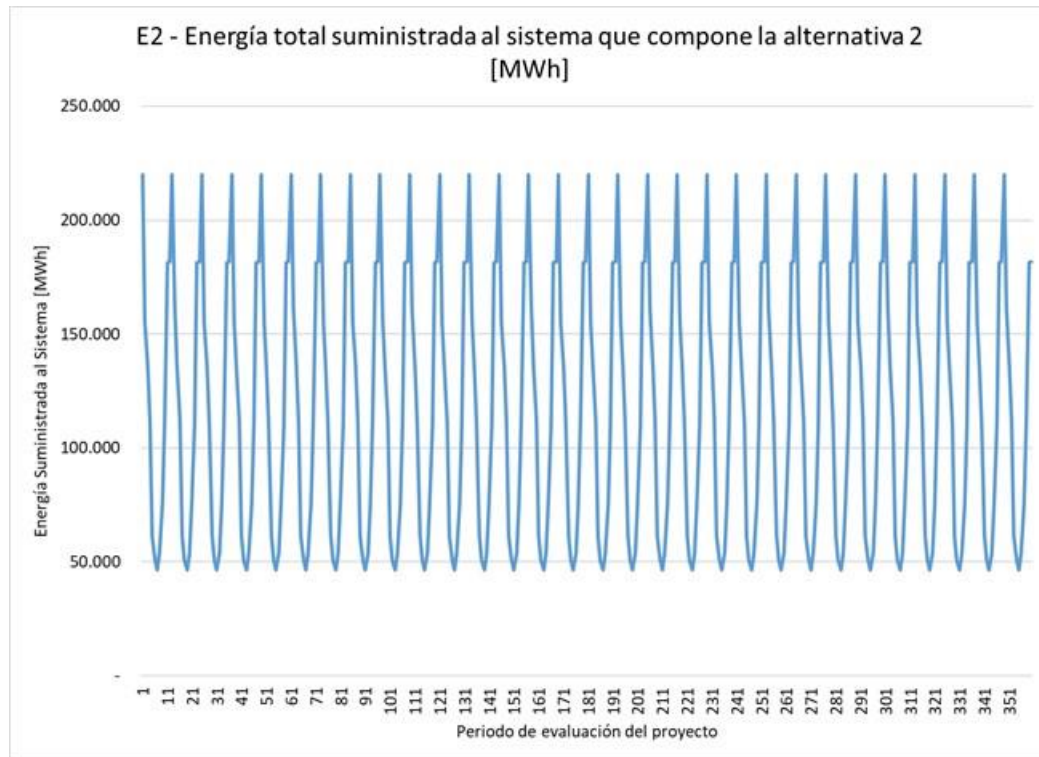


Figura 35. Energía total producida por el centro de generación y suministrada al sistema de la alternativa 2. Tomado de: (GAMS, 2019)

d. Energía real suministrada al sistema

Luego de pasar la respectiva energía suministrada al sistema por cada una de las líneas de transmisión, y de ser aplicado el respectivo factor de pérdidas, se obtiene la energía real suministrada al sistema, esta energía real suministrada al sistema será la energía transada al precio de la energía en bolsa. La energía real suministrada al sistema con la Alternativa 1 y 3 son cero ($ER1=0$ y $ER3=0$), la energía real suministrada al sistema con la Alternativa 2, puede ser observada en la siguiente gráfica. Para obtener el detalle del resultado arrojado por GAMS, remítase al Anexo 8.

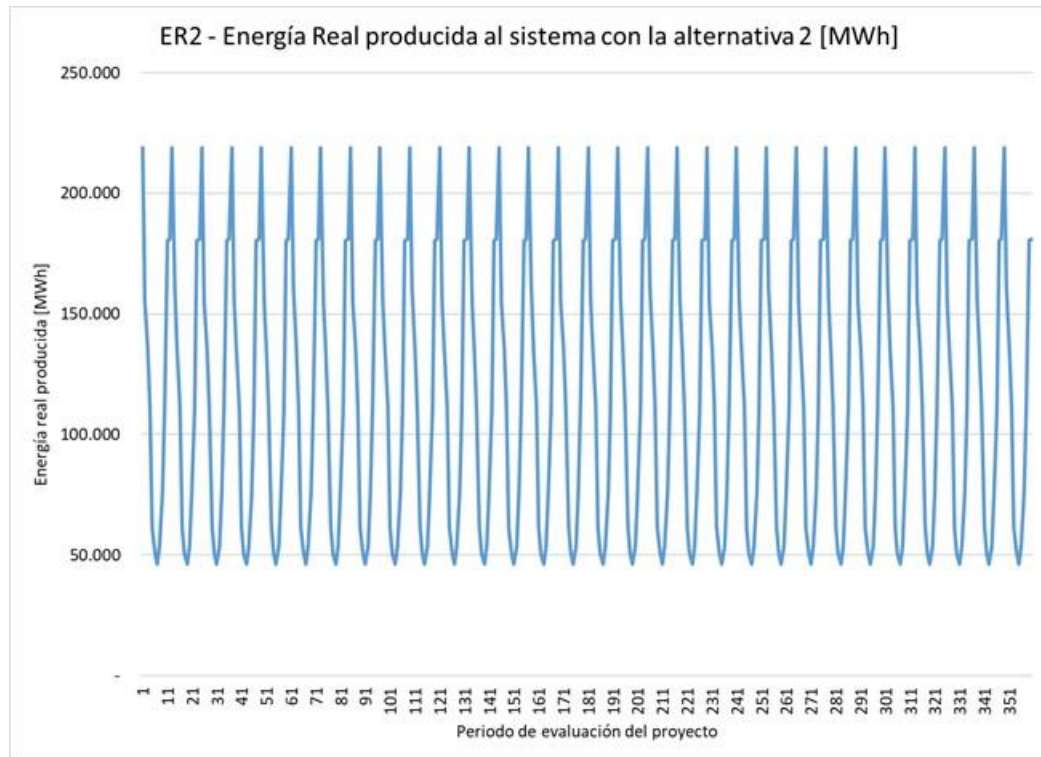


Figura 36. Energía real producida por el sistema con la Alternativa 2. Tomado de: (GAMS, 2019)

e. Energía transportada por las líneas de cada alternativa

La energía transportada por las líneas de la Alternativa 1 son cero al igual que la energía que está siendo transportada por las líneas que componen la Alternativa 3, sin embargo, en la siguiente figura, se presenta la energía que está siendo transportada por la línea que compone Alternativa 2. Para obtener el detalle del resultado arrojado por GAMS, remítase al Anexo 8.

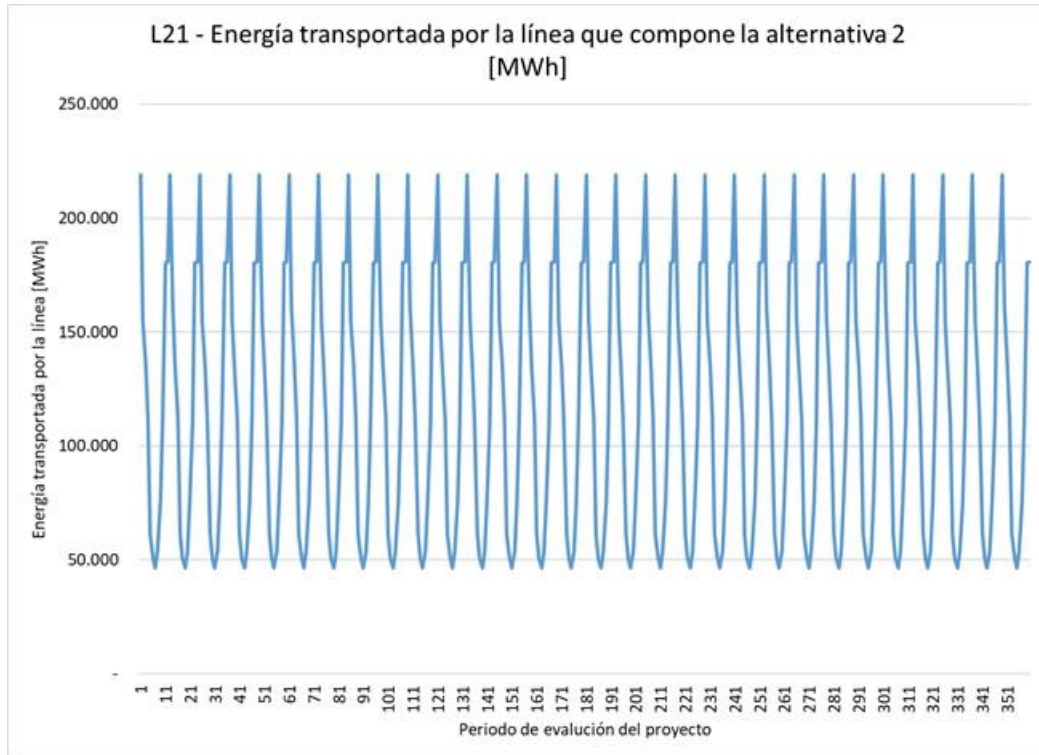


Figura 37. Energía transportada por la línea de transmisión que compone la alternativa 2. Tomado de: (GAMS, 2019)

f. Alternativa seleccionada

La selección de la alternativa puede ser corroborada desde la variable binaria W, la cual representa la alternativa más óptima, para las alternativas 1 y 3, la variable W se encuentra en cero ($W1 = 0$ y $W3 = 0$), en la siguiente figura, se presenta el valor asumido por la variable W2. Para obtener el detalle del resultado arrojado por GAMS, remítase al Anexo 8.

```
VARIABLE W2.L           =           1.000  1: si se hace Alt2 0:
                                   DLC
```

Figura 38. Resultado para la variable binaria W. Tomado de: (GAMS, 2019)

g. EBITDA

A continuación, se presenta el resultado arrojado con la tasa de descuento aplicada, para la función objetivo, la cual maximiza el EBITDA y arroja el mayor Valor Presente Neto que puede ser obtenido para la alternativa de inversión seleccionada, a través del modelo de optimización, el cual asciende a -3.457.677 MCOP.

```
RESOURCE USAGE, LIMIT      0.718      1000.000
ITERATION COUNT, LIMIT     0      2000000000

IBM ILOG CPLEX   24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 VS8 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.20sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.06sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution:  -3457677071329.051300      (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve:   -3457677071329.049800      (0 iterations)

Best possible: -3457677071329.051300
Absolute gap:      0.000000
Relative gap:      0.000000
```

Figura 39. Resultado de maximizar el valor presente de los flujos futuros del EBITDA del proyecto de inversión con la alternativa seleccionada. Tomado de: (GAMS, 2019)

4.2.4. Verificación y Validación

Restricción 1: La restricción asociada al balance de energía se cumple, ya que la energía total producida por el centro de generación está siendo asumida por solo una de las alternativas, en este caso la alternativa 2. Para obtener mayor detalle asociado a los valores asumidos para la energía de cada alternativa remítase al Anexo 8.

Restricción 2: Esta restricción se encuentra asociada a la variable binaria (W), lo que se busca con esta restricción es que refleje la alternativa de inversión seleccionada, como se puede observar en los resultados obtenidos del modelo de optimización, la alternativa que se encuentra en uno es la alternativa 2, las demás fueron canceladas, indicando que la alternativa más óptima a realizar sería la alternativa 2. Para obtener un mayor nivel de detalle asociado al resultado obtenido para la variable binaria W , remítase al Anexo 8.

Restricción 3: Esta restricción refleja el consumo de energía que debe ser consumido por el sistema en tierra, por lo tanto la energía real producida de cada una de las alternativas luego de ser aplicado el factor de pérdidas de las líneas debe ser igual a la demanda, para este caso, como la alternativa seleccionada es la alternativa 2, el total de la energía producida con la alternativa 2 debe ser igual a la demanda, como queda demostrado en la Figura 40, en la cual se evidencia el comportamiento para un año de operación del centro de generación, como el perfil de velocidad del viento no se está proyectando, solo se replica durante el periodo de vida útil del proyecto, el comportamiento presentado en esta figura será el mismo para los 30 años de valoración del proyecto. Para obtener un mayor nivel de detalle asociado a la respuesta de energía y demanda del centro de generación, remítase al Anexo 8.

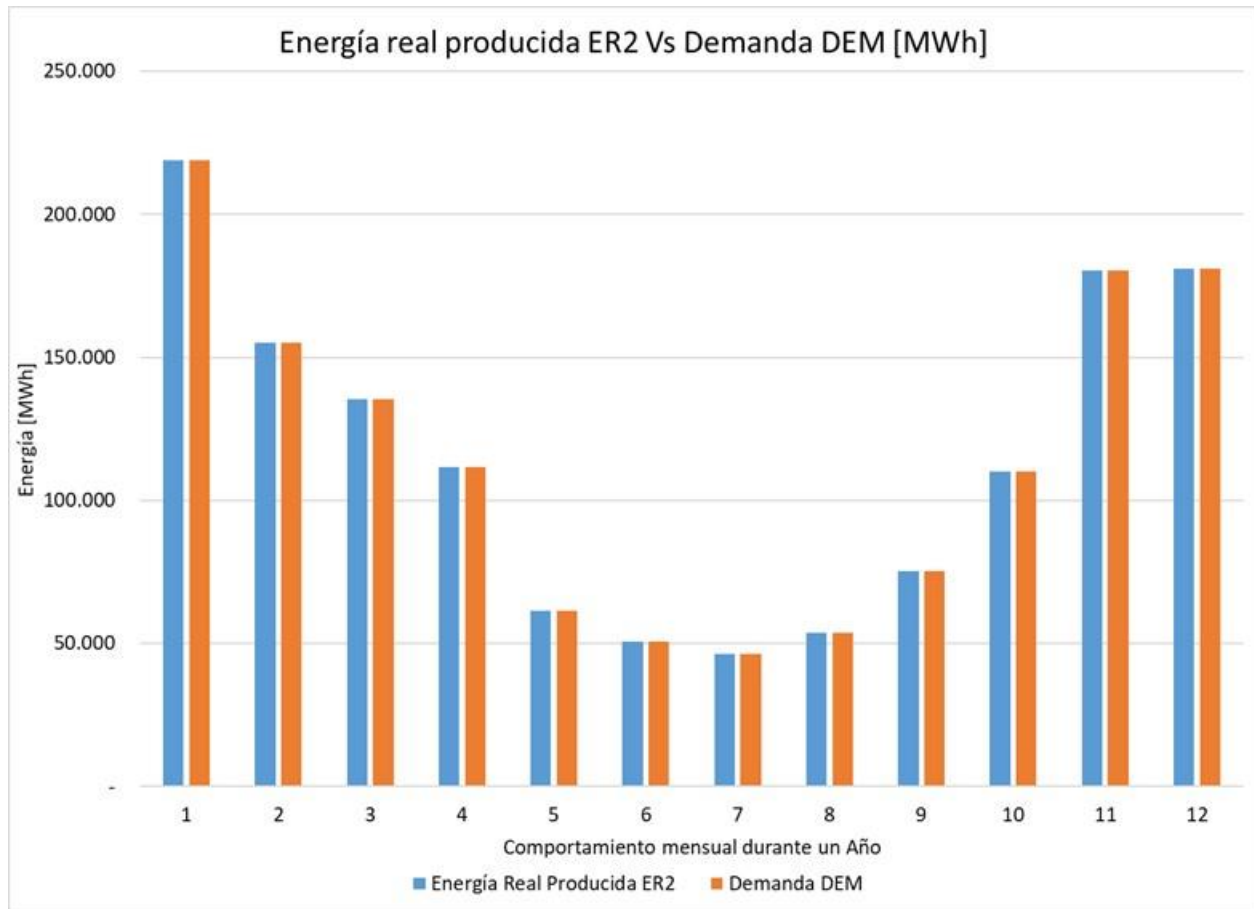


Figura 40. Energía real producida Versus Energía Demandada. Tomado de: (GAMS, 2019)

Restricción 4, 5 y 6: Estas restricciones reflejan el comportamiento que deben tener las líneas desde las pérdidas hasta la operación técnica de las mismas, debido a que el modelo de optimización está seleccionando como alternativa optima la Alternativa 2 (HVDC-Monopolar), la única línea por la cual debería estar fluyendo energía debería ser la línea (L21), esto quedó reflejado en la Figura 37, donde se evidencia el comportamiento de la energía transportada por la línea, el resto de líneas que componen las alternativas no transportan energía, para obtener mayor detalle asociado al comportamiento de las líneas remítase al Anexo 8.

Restricción 7: Se garantiza el cumplimiento de la restricción ya que en ningún mes del año, la energía real producida por la alternativa 2, supera los 223.200 MWh, el punto más elevado de generación de energía es de 218.910 MWh, punto que ocurre con el comportamiento del viento en el mes de enero, como se puede observar en la Figura 41, en la cual se presenta el comportamiento típico para la energía real producida durante un año de operación del centro de generación, debido a que no se está proyectando el comportamiento del perfil de velocidad del viento, este solo se replica, el comportamiento de la energía real producida durante los 30 años, será el mismo que se presentan en la figura. Para obtener un mayor nivel de detalle asociado al comportamiento de la energía real producida remítase al Anexo 8.

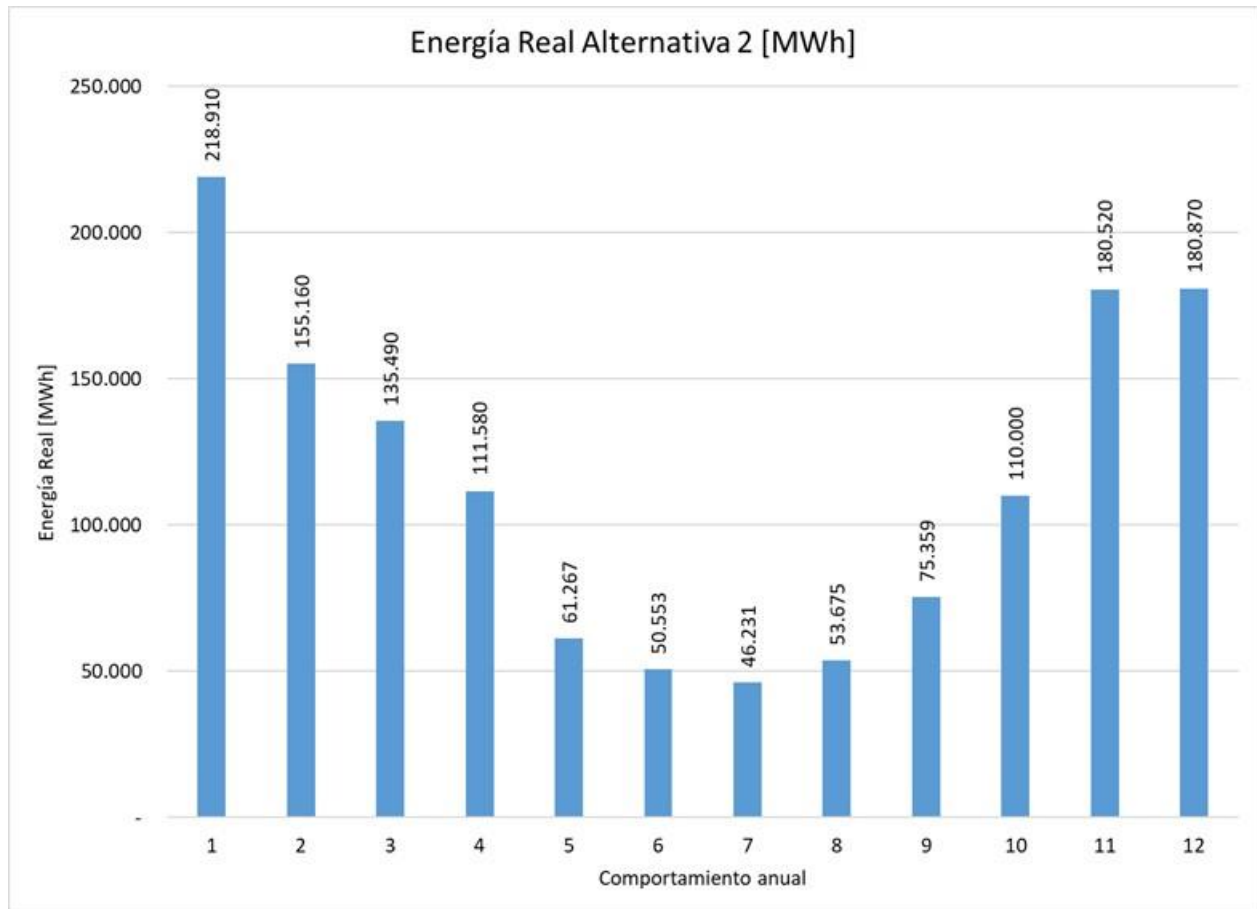


Figura 41. Energía real producida con la alternativa 2. Tomado de: (GAMS, 2019)

Restricción 8: Esta restricción hace referencia al flujo de energía que debe ser transportado por las líneas de la alternativa 1 en caso de ser seleccionada esta como alternativa optima, sin embargo, debido a que se está seleccionando la alternativa 2 como optima los valores para la energía transportada por las líneas de la alternativa 1 son cero. Para obtener un mayor nivel de detalle asociado a los resultados obtenidos, remítase al Anexo 8.

Con la información presentada anteriormente, la cual se encuentra asociada a la verificación del cumplimiento de las restricciones planteadas para el modelo de optimización, se puede concluir que el modelo de optimización se encuentra operando correctamente.

4.3. Optimización Estocástica para Valoración de las Alternativas

En la siguiente figura se puede observar el árbol de alternativas de decisión bajo incertidumbre para el proyecto de inversión, en este árbol de alternativas se contempla para cada una de las alternativas la modelación previa en GAMS de los diferentes escenarios de ventas de energía en bolsa, a partir de las cuales se realiza la selección de la mejor alternativa de inversión por cada uno de los escenarios propuestos.

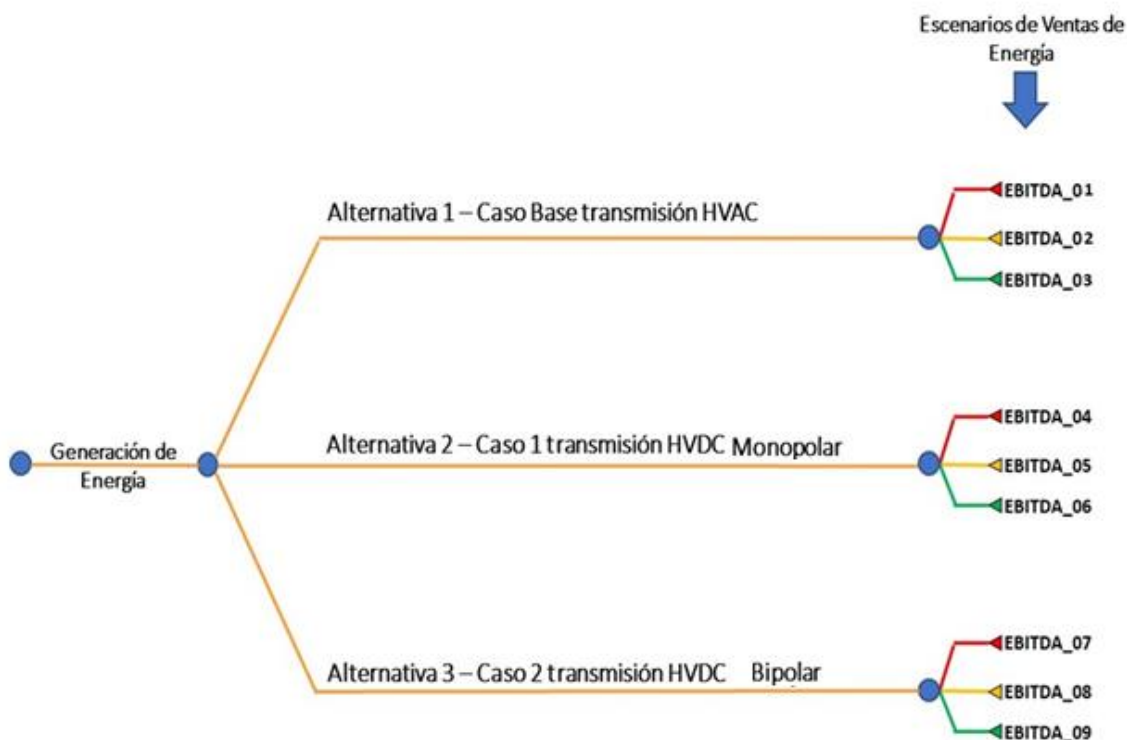


Figura 42. Alternativas Planteadas para el proyecto de Inversión de generación para el centro de generación de energía eléctrica Off-Shore

4.3.1 Escenario con variabilidad de WACC

Como se puede observar en los resultados, para la mejor alternativa de inversión al emplear la tasa de descuento del 11.80% E.A., es decir el 0.9338% E.M., la cual corresponde a la tasa regulada por la Comisión de Energía y Gas (CREG), para actividades de transmisión

y distribución de energía eléctrica en Colombia (CREG, 2018), el resultado para el proyecto de inversión arroja como mejor alternativa de inversión la Alternativa 2 (HVDC-Monopolar), sin embargo, genera un resultado de -3.457.677 MCOP, resultado que no permitiría realizar el retorno de la inversión en el transcurso de 30 años, antes de dar inicio a las labores de compra de equipos que comienzan a salir de operación.

Dado que la tasa de descuento aplicable es empleada para actividades de distribución y transmisión de energía eléctrica y al ser contemplado el proyecto global como un centro de generación, y debido a que no se cuenta con un WACC regulado para actividades de generación y teniendo en cuenta que con la tasa utilizada del 11.08% E.A se genera un valor presente neto negativo, se hace indispensable la construcción de una curva de EBITDA en función del WACC, a partir de la cual se evidencien los resultados obtenidos para el proyecto de inversión, al realizar la variación del WACC desde un 1% E.A. hasta un 12% E.A., que permita identificar una maximización de la alternativa elegida, antes de realizar la reinversión de los equipos en 30 años . En la Figura 43, se puede observar el resultado obtenido. Para obtener un mayor nivel de detalle asociado a los resultados presentados en la siguiente figura, remítase al Anexo 9.

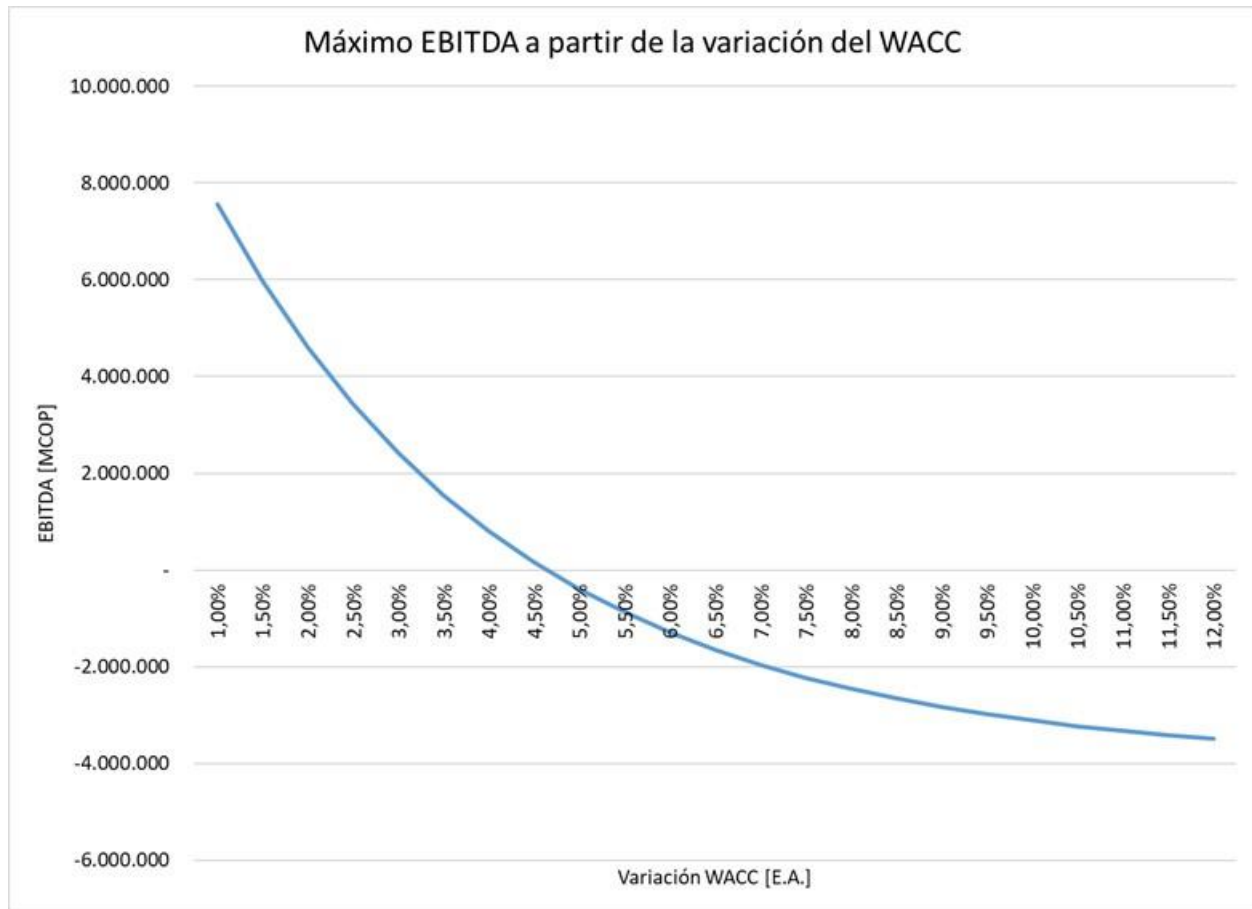


Figura 43. Máximo EBITDA a partir de la variación del WACC. Tomado de: (GAMS, 2019)

Al realizar la valoración del WACC, para todos los casos la alternativa más óptima de inversión sigue siendo la alternativa 2 (HVDC-Monopolar) y como se puede observar en la anterior gráfica, se obtiene un retorno a la inversión durante el periodo de 30 años con un WACC máximo del 4,50% E.A., el cual es equivalente a un WACC 0.367% E.M., para WACC superiores, en actividades de generación de energía eléctrica para centros de generación de energía eólica Off-Shore, no es rentable realizar la inversión.

4.3.2 Escenario con variación de indicadores económicos

Para contemplar escenarios de sensibilidad en el riesgo asociado al proyecto de inversión, para cada una de las variables que interfieren sobre la función objetivo la cual busca el máximo EBITDA asociado al proyecto, se realiza sobre la serie de datos proyectados un análisis de desviación estándar, a partir de lo cual, la variable que presente una mayor desviación estándar, se le realiza un escenario máximo y un escenario mínimo y se elabora el mismo análisis del WACC, buscando el comportamiento del proyecto de inversión según el riesgo que presenta y el punto en el cual se hace óptimo el retorno a la inversión durante el periodo de vida útil del proyecto.

Las variables económicas que interfieren sobre la función objetivo son: i. El precio de la energía en Bolsa COP/MWh, ii. El precio de las toneladas de CO₂ producidas por el centro de generación COP/Ton-CO₂ y el precio del ingreso del cargo por confiabilidad COP/MWh. La desviación obtenida sobre el precio de la energía en bolsa es de 130.403 COP/MWh, la desviación obtenida sobre el precio de venta de la tonelada de CO₂ es de 42.117 COP/Ton-CO₂ y la desviación obtenida sobre el precio del ingreso del cargo por confiabilidad es de 22.078 COP/MWh, por lo anterior, la variable para la cual serán creados los escenarios máximos y mínimos de sensibilidad, será el precio de la energía en bolsa.

Para realizar la generación de escenarios del precio de la energía en bolsa, se contempla para el escenario máximo y mínimo un 25 % más y un 25 % menos del valor proyectado respectivamente, obteniendo como resultado la Figura 44.

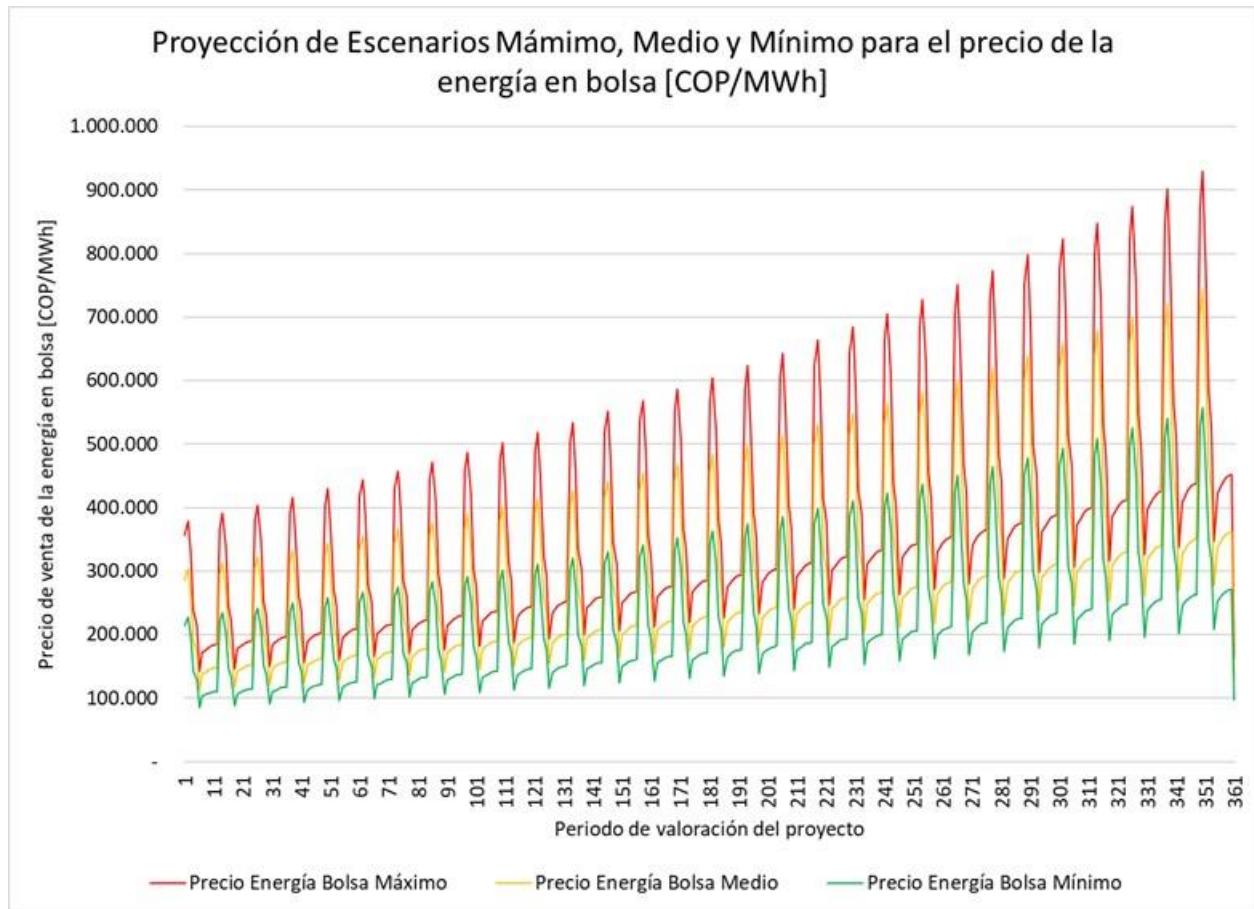


Figura 44. Proyección del comportamiento del precio de la energía en Bolsa, Escenario Máximo, Medio y Mínimo

Con estos escenarios de sensibilidad se procede a realizar la valoración del EBITDA obtenido para el proyecto a partir de la variación del WACC desde el 1% E.A. hasta el 12% E.A., obteniendo como resultado lo que se observa en la Figura 45. Para obtener mayor nivel de detalle asociado a los resultados obtenidos para las sensibilidades presentadas en la figura, remítase al Anexo 10.

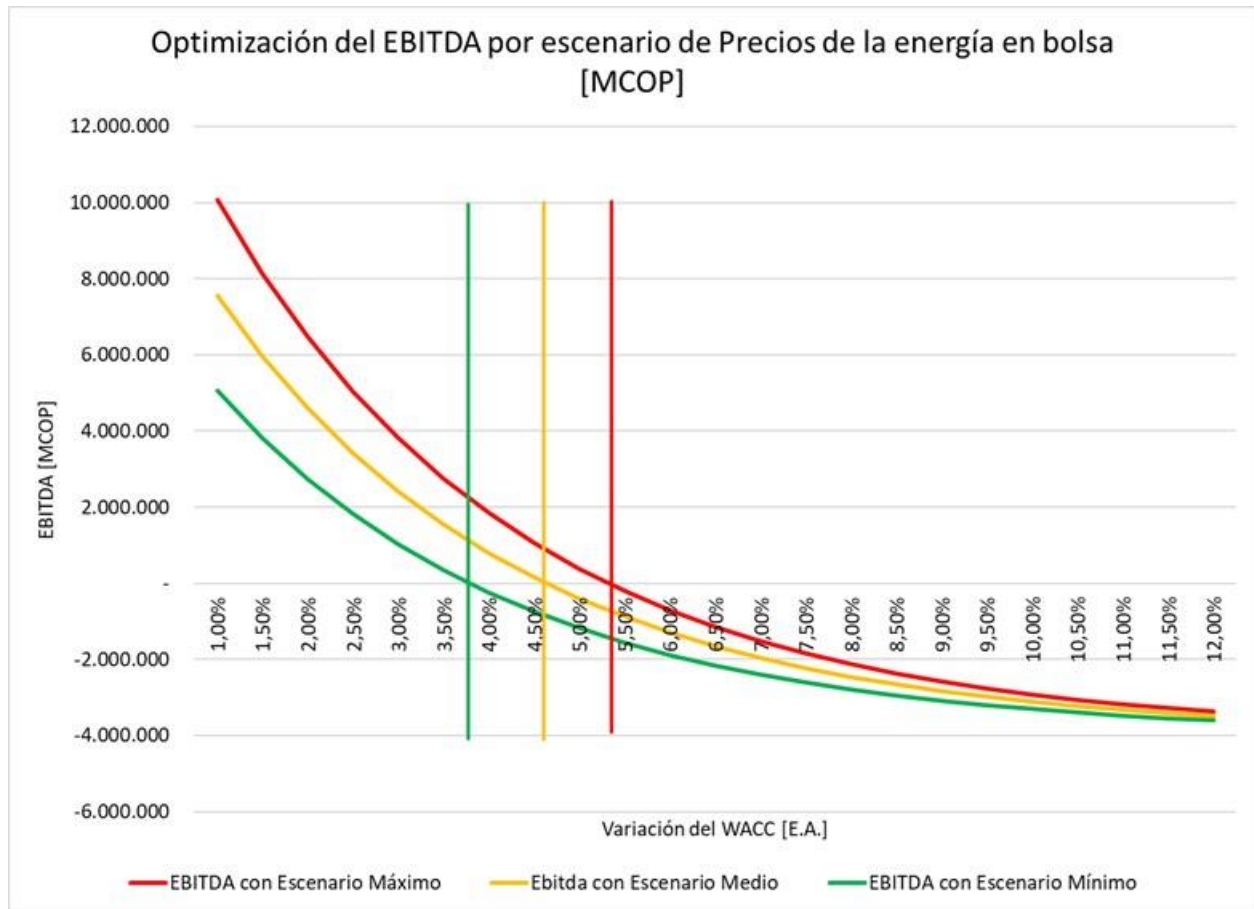


Figura 45. Optimización del EBITDA, por escenario de precios de la energía y según variación del WACC. Tomado de (GAMS, 2019)

4.4. Interpretación y Análisis de Resultados

Como se puede observar en el numeral anterior, al realizar la selección de la alternativa optima de inversión, aplicando el WACC regulado para actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica, el modelo de optimización selecciona la alternativa en la cual se presenta el máximo EBITDA, sin embargo, en el periodo de evaluación asociado a 30 años, no se evidencia retorno a la inversión, se requiere garantizar que en esos 30 años se obtiene retorno de la inversión, debido a que en este periodo, comenzarán a salir de operación los diferentes equipos que componen el centro de generación, por lo anterior, se realiza un análisis con la tasa de descuento (WACC), a través del cual se busca determinar bajo que tasa de descuento es viable realizar la puesta en operación de un centro de generación de energía eléctrica Off-Shore, garantizando con esto contar con el recurso económico necesario para las labores de re compra de la nueva infraestructura.

Adicionalmente, debido a que las variables económicas que están interfiriendo sobre el beneficio económico obtenido, requieren contar con el respectivo riesgo, se estiman tres escenarios (Alto, Medio y Bajo), para los precios de la energía en bolsa, garantizando con esto que se selecciona la mejor alternativa de inversión y se tiene en cuenta el riesgo asociado a no presentarse el escenario más óptimo de inversión. En la siguiente tabla, se resume el resultado obtenido.

Tabla 12.

Tasa de descuento optima, por cada uno de los escenarios que se pueden presentar para el precio de la energía en bolsa

WACC	WACC	WACC
Con escenario máximo del precio de la energía	Con escenario medio del precio de la energía	Con escenario mínimo del precio de la energía
5.00%	4.50%	3.50%

Nota. Tomado de (GAMS, 2019)

4.5. Selección de la opción optima de inversión

Como se presentó a lo largo del presente capítulo, la alternativa optima de inversión, es la alternativa 2 – Caso 1 (HVDC-Monopolar), esta es la alternativa seleccionada, debido a que cuenta con un menor costo de inversión, ascendiendo este a \$4.006.987.527.127 COP, adicionalmente, es la alternativa que presenta menores costos de operación y mantenimiento anuales, ascendiendo estos a \$4.644.937.636 COP anuales, una vez realizada la selección de la alternativa más óptima de inversión, y luego de realizar los escenarios de sensibilidad, para el precio de la energía en bolsa se determina que por escenario, el mayor EBITDA que será obtenido, según la respectiva tasa de descuento (WACC) optima encontrada, se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 13.

Máximo EBITDA en función de la tasa de descuento óptima por escenario de inversión

EBITDA Con escenario máximo del precio de la energía [MCOP]	EBITDA Con escenario medio del precio de la energía [MCOP]	EBITDA Con escenario mínimo del precio de la energía [MCOP]
382.876	157.042	346.199

Nota. Tomado de (GAMS, 2019)

La respuesta de la simulación empleando el Software GAMS se obtiene luego de aplicar una solución de programación lineal entera mixta, la cual hace parte fundamental de los métodos clásicos de algoritmos de optimización (GAMS, 2019), la programación del sistema se encuentra compuesta por dieciséis bloques de ecuaciones con cinco ecuaciones simples, dieciocho bloques de variables con cinco variables individuales, ascienden a trece los coeficientes distintos de cero generados en la matriz que explica el problema, del modelo también se resaltan tres variables discretas, las cuales se encuentran encargadas de proporcionar la información de la respuesta óptima asociada a la alternativa de inversión más conveniente.

El tiempo empleado para obtener la respuesta asciende a 0,109 segundos y emplea 4 MB de uso del procesador, la solución empleada por el software para reportar el óptimo se encuentra basado en el modelamiento CPLEX el cual emplea métodos numéricos de aritmética de precisión finita, las cuales dependen de la tolerancia del modelo para obtener los límites de la solución. Dentro de los parámetros de tolerancia del modelo se encuentran: El reloj empleado para el tope máximo de la solución es de 1000 Segundos y el número de

máximo de iteraciones permitidas es de 2000000000 iteraciones, la solución del problema debe ser encontrada dentro de estos límites de simulación.

Dentro de la solución arrojada se evidencia que presenta una solución (Normal Completion), lo cual se traduce en que el software termino la simulación de forma normal, indicando que no se interrumpió la simulación por limitantes de recursos o iteraciones, adicionalmente, la solución como se evidencia en el software es de tipo 1 optima, lo cual indica que es factible y por lo tanto no existen más soluciones que se acoplen al valor objetivo (GAMS, 2019).

5. Conclusiones

A partir de la caracterización de cada una de las alternativas de inversión planteadas Alternativa 1 – Caso Base (Transmisión de energía HVAC), alternativa 2 – Caso 1 (Transmisión de energía HVDC Monopolar) y Alternativa 3 – Caso 2 (Transmisión de energía HVDC Bipolar), se garantiza la puesta en operación desde el punto de vista técnico del centro de generación, evidenciando la energía que puede ser producida real por el centro de generación al sistema en tierra, luego de ser contempladas las pérdidas de energía que se tendrán por cada una de las líneas de transmisión.

Con la implementación del modelo de optimización de alternativas de inversión en el Software GAMS, se logró garantizar la operación técnica del centro de generación en cada una de las alternativas de transmisión de energía eléctrica planteadas, a partir de la validación de la respectiva información se puede garantizar que los ingresos y los egresos se ven influenciados por el comportamiento técnico de cada una de las alternativas.

Es importante resaltar que el periodo de valoración del proyecto se ajustó a 30 años, el cual es el horizonte de vida útil que tendrán los equipos que presentan fallos más tempranos al interior del centro de generación, dichos equipos son los transformadores de energía ubicados en las subestaciones y en los aerogeneradores, una vez se parametrizó este como el horizonte del proyecto en el cual se requería fuera obtenido el retorno a la inversión, se busca a través del modelo de optimización planteado, obtener la mejor alternativa de inversión, la cual para este proyecto, es la alternativa 2 – Caso 1 (Transmisión de energía empleando tecnología HVDC), evidenciando que no siempre es más conveniente realizar la transmisión de energía de forma tradicional, a través de la tecnología HVAC.

Al realizar el respectivo análisis de las alternativas de inversión, se determina que el WACC regulado para actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica del 11.80 %

E.A., no permite obtener ganancias para el proyecto de inversión, por lo tanto se plantea empezar a generar un WACC regulado que permita generar beneficios económicos para este tipo de proyectos, más allá de los beneficios tributarios establecidos en la ley 1715 del 2014, a través del cual se logre hacer atractiva la inversión en proyectos con fuentes de generación de energías renovables, que busquen aprovechar el recurso energético Off-Shore disponible en el departamento de la Guajira.

Luego de realizar la validación del modelo de optimización, se logra evidenciar que la alternativa de inversión más conveniente para la puesta en operación del centro de generación es la alternativa 2 – Caso 2 (Transmisión de energía empleando tecnología HVDC), ya que esta alternativa genera un EBITDA máximo de \$157.042 MCOP.

Luego de realizar la valoración de los escenarios de sensibilidad que se pueden presentar a partir de los escenarios futuros del comportamiento del precio de la energía eléctrica, se determina que el proyecto generaría beneficios económicos percibidos por el inversionista, en el escenario crítico con un WACC del 3.50% generando un EBITDA Máximo de 346.199 MCOP y en el mejor escenario con un WACC del 5% con un EBITDA Máximo de 382.876 MCOP.

6. Referencias

ABB. (2010). Land Cable Systems. *Users Guide* , 1-25.

ABB. (03 de 04 de 2016). *East West Interconnector*. Obtenido de East West Interconnector:

<https://new.abb.com/systems/hvdc/references/east-west-interconnector>

ABB. (09 de 12 de 2018). *Directlink Interconnector*. Obtenido de Directlink Interconnector:

<https://new.abb.com/systems/hvdc/references/terranora-interconnector>

ABB. (05 de 09 de 2018). *Three Gorges - Guangdong*. Obtenido de Three Gorges - Guangdong:

<https://new.abb.com/systems/hvdc/references/three-gorges---guangdong>

ABB. (03 de 01 de 2019). *ABB Pacific Intertie* . Obtenido de ABB Pacific Intertie :

<https://new.abb.com/systems/hvdc/references/pacific-intertie>

ABB. (03 de 01 de 2019). *Norned, sostenibilidad en Europa*. Obtenido de Norned, sostenibilidad en Europa:

<http://www.abb.com/cawp/seitp202/cfd6983cd38a12fdc12570530025452f.aspx>

ABB. (03 de 01 de 2019). *Río Madeira* . Obtenido de Río Madeira :

<https://new.abb.com/systems/hvdc/references/rio-madeira>

ABB. (03 de 01 de 2019). *The most Powerful Transmission Line in the World*. Obtenido de The most Powerful Transmission Line in the World:

<https://new.abb.com/systems/hvdc/references/jinping---sunan>

ABB, X. (2010). Land Cable Systems. *User's Guide, rev, 5.*, 1-25.

ALSTOM. (09 de 01 de 2019). *ALSTOM*. Obtenido de ALSTOM: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/793-alstom-eco-100>

AMSC. (09 de 01 de 2019). *American Superconductores* . Obtenido de American Superconductores : <https://www.amsc.com/windtec/>

Ardal Flo, R. (15 de 06 de 2009). Configuration Of Large OffShore Wind Farms. *Norweigan University Of Science And Technology*.

AREVA. (09 de 01 de 2019). *AREVA*. Obtenido de AREVA: <https://en.wind-turbine-models.com/manufacturers/18-areva>

Ayús, T., Lenin, A., & Velásquez, A. (2016). *Las opciones reales como metodología alternativa en la evaluación de proyectos de inversión*. Medellín: ECOS de Economía.

Borja. (14 de 09 de 2017). *Twenergy* . Obtenido de Twenergy : <https://twenergy.com/a/la-electricidad-frente-al-combustible-2734>

Breستي, P. K. (2007). *HVDC connection of offshore wind farms to the transmission system*.IEEE Transactions on energy conversion, 22(1), 37-43.

Cano, A. M. (2017). *Matemáticas financieras, aplicada a ciencias económicas, administrativas y contables* . Bogotá: Ediciones de la U.

Cardenas Santamaría , M., Sarmiento Villamizar , L. H., & Arias Pulgarín , P. M. (2014). *Ley 1715 - Por medio de la cua se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético Nacional*.Bogota: MME.

Cigre. (2010). *Caprivi Link Interconector*.

- Clean Development Mechanism. (2016). *Tool To Calculate The Emission Factor For an Electricity System*.
- Colciencias, UPME, Universidad Antioquia . (2015). *Costos Nivelados de Generación de Electricidad en Colombia* . Medellín .
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2016). *Metodología Para Determinar La Energía en Firma de Plantas Eólicas*. Bogota : Documentos CREG - 97.1.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). *Tasa de Retorno para la Actividad de Distribución de energía Eléctrica*. Bogotá: CREG.
- Corredor, F. H. (2017). *Selección de conexión para un parque eólico empleando tecnología HVAC o HVDC* . Bogotá: Universidad de Los Andes .
- Cortes Vega , J. (2018). *Estimación de la desigualdad CHSH para estados cuánticos desconocidos vía optimización estocástica* .Universidad de concepción .
- Cowdroy, S. H. (2005). *Study on the development of offshore grid for connection of the round two wind farms*. Econnect Project, (1312), 1-75.
- Cowdroy, S., Hill, J., Halliday , M., Glendinning, P., & Nicholson , G. (2005). *Study on the development of offshore grid for connection of the round two wind farms* .Econnect Project.
- CREG. (2018). *Comisión de Regulación de Energía y Gas* . BOGOTA.
- CREG. (14 de 11 de 2018). *Resultados publicados por el administrador de la subasta para asignación de energía en firma Confiabilidad 2020-2023*. Obtenido de Resultados publicados por el administrador de la subasta para asignación de energía en firma

Confiabilidad 2020-2023: <http://www.creg.gov.co/comunicaciones/noticias/noticias-2019/resultados-publicados-por-el-administrador-de-la-subasta-para-la-asignacion-de-obligaciones-de-energia-firme-del-cargo-por-confiabilidad-2022-2023>

CREG, R. (2008). *097. Comisión de Regulación de Energía y Gas*. Bogotá.

Cubillos Rincón , C. A. (2013). *Teoría de valoración por Arbitraje en la construcción de portafolios sectorizados de acciones colombianas* . Bogotá: Universidad Nacional.

DANE. (02 de 09 de 2019). *Índice de precios al productor*. Obtenido de Índice de precios al productor: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-del-productor-ipp>

Digsilent. (14 de 01 de 2019). *Power System Software & Engineering* . Obtenido de Power System Software & Engineering : <https://www.digsilent.de/en/>

Djapic, P. &. (2006). *Grid Integration Options for Offshore Wind Farms*. DTI.

Djapic, P., & Strbac, G. (2006). *Grid Integration Options For OffShore Wind Farms* .

Eeckhout, B. V. (2008). *The Economic Valur of VSC HVDC compared to HVAC for Offshore Wind Farms* .Katholieke UIniversiteit Leuven.

Egea , A., & Gomis , O. (2008). Introducción a los sistemas de alta tensión en corriente continua HVDC . *CITCEA* , 1-12.

Elliott, D., Bell, K., Adapa, R., Brozio, C., Yu, J., & Hussain, K. (2018). *A comparison Of AC and HVDC options for the connection of offshore wind generation in Great Britain*.IEEE.

ENERCON. (09 de 01 de 2019). *ENERCON*. Obtenido de ENERCON: <https://www.enercon.de/en/home/>

Energy, H. (09 de 01 de 2018). *Homer Energy* . Obtenido de Homer Energy :

<https://www.homerenergy.com/company/index.html>

ESPAÑA, R. E. (10 de 12 de 2018). *Interconexión Península - Baleares* . Obtenido de

Interconexión Península - Baleares : <https://www.ree.es/es/actividades/proyectos-singulares/interconexion-peninsula-baleares>

ESPAÑA, R. E. (11 de 12 de 2018). *Interconexión Subterránea España - Francia*. Obtenido de

Interconexión Subterránea España - Francia: <https://www.ree.es/es/actividades/proyectos-singulares/nueva-interconexion-electrica-con-francia>

Espinoza, R. D., & Rojo, J. (2014). Using DNPV for valuing investments in the energy sector: A

solar project case of study . *Renewable Energy*, 44-49.

Flo, R. (2009). *Configuration Of Large OffShore Wind Farms* . Master's Thesis, Institutt for

Elkraftteknikk.

Franco, L. C., Avendaño, C. T., & Barbutín Díaz, H. (Junio de 2011). Modelo de Markowitz y

Modelo de Black-Litterman en la Optimización de portafolios de Inversión. *Revista Tecnológica*(26), 100.

GAMS. (03 de 09 de 2019). *Sistema General de Modelaje Algebraico*. Obtenido de Sistema

General de Modelaje Algebraico: <https://www.gams.com/>

García , H., Corredor , A., Caldrón , L., & Gómez, M. (2013). *Análisis costo beneficio de*

energías renovables no convencionales en Colombia .WWF.

Gielen , D. (2012). *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series* . IRENA.

- Giraldo, L., Díaz, J. M., Arboleda, S., Galarcio, C., Lotero, J., & Isaza, F. (2015). Modelo de selección de portafolio óptimo de acciones mediante el análisis de Black-Litterman. *Revista Ingenierías Universidad de Medellín*, 21.
- Gómez, F., Guamán, T., Quizhpi, M., & San Martín, C. (2017). *Transmisión en Corriente Directa*. Universidad Politécnica Salesiana.
- González, I. P. (2018). *Estudio de Implantación de un parque eólico Off-Shore flotante en la costa cantabria*. Universidad de Cantabria.
- Grainger, J. J. (1996). *Análisis de sistemas de potencia*. McGraw-Hill Interamericana.
- Grainger, J. J., & Stevenson, W. D. (1998). *Análisis de Sistemas de Potencia*. McGrawHill.
- Grainger, J., Acero, H., & Matsch, L. (1997). *Análisis de sistemas de potencia*. McGraw Hill.
- Gurkan, K., Reinhard, M., & Mustafa, D. (2008). *A real options evaluation model for the diffusion prospects of new renewable power generation technologies*. Energy Economics.
- Guzmán Montón, S., Ulzurrun Romero, I., & Herreros Sierra, M. (2018). *Plataforma Off-Shore para un aerogenerador de 5 MW*. Escuela Técnica de Ingenieros Navales.
- Haugland, P. (2008). It's time to connect: Technical description of HVDC Light® technology. *ABB. Tech. Rep*, 7.
- Haugland, P. (2008). *It's time to connect: technical description of HVDC LIGHT TECHNOLOGY*.
- Henaó Ramírez, W., Zapata Lesmes, H., Aponte Gutiérrez, J., Hernández Beleño, L., Castaño Ramírez, D., & Zárate Herrera, J. (2018). *Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2017-2031*. bogota.

IDEAM. (22 de 02 de 2019). *Atlas de Viento de Colombia* . Obtenido de Atlas de Viento de Colombia : <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

International Renewable Energy Agency . (2018). *Renewable Power Generation Costs in 2017*. Abu Dhabi: IRENA.

IPSE. (26 de 02 de 2018). *Instituto de Planeación y Promoción de soluciones energéticas para las Zonas No Interconectadas* . Obtenido de Instituto de Planeación y Promoción de soluciones energéticas para las Zonas No Interconectadas : <http://www.ipse.gov.co/>

IRENA. (2015). *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*.

Jiménez Bahamón, L. (2016). *Impacto de la transmisión HVDC en la estabilidad transitoria del sistema de potencia* . Universidad tecnológica de Pereira .

Jover Couce , F. M. (2012). *Análisis de Viabilidad de un parque eólico Off-Shore* . Madrid: Universidad Comillas .

Juste, C. A. (27 de 06 de 2017). *Economipedia*. Obtenido de Economipedia: <https://economipedia.com/definiciones/modelo-valoracion-activos-financieros-capm.html>

Lancheros, C. (2017). *Transmission Systems For Offshore Wind Farms* . Technische Universitat Hamburg Harburg.

Lecturas de Economía. (2013). *Red de Revistas Científicas de América Latina*, 273.

Linares, P., Ramos, A., Sánchez , P., Sarabia, A., & Vitoriano, B. (2001). *Modelos matemáticos de optimización* . Madrid : Universidad Pontificia de Comillas .

López, A. R. (2010). *Evacuación de energía a media tensión en parque eólico marino piloto*.

- Lundberg, S. (2003). *Configuration Study Of large Wind Parks* .
- Maclean, R. (2004). *Electrical System Design For The Proposed One Gigawatt Beatrice OffShore Wind Farm*. University Of Strathclyde.
- Madriñan, M. B., Herrera , H. H., & Sánchez , J. D. (2017). *Factores de Emisión del Sistema Interconectado Nacional Colombia - SIN* . Bogotá: UPME .
- Maíz, P. H. (2014). *ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI) INGENIERO INDUSTRIAL*.
- Mártel, I. (19 de 09 de 2018). *Situación actual y perspectivas de futuro de la energía eólica* .
Obtenido de Situación actual y perspectivas de futuro de la energía eólica :
<https://blogs.publico.es/ignacio-martil/2018/09/19/situacion-actual-y-perspectivas-de-futuro-de-la-energia-eolica/>
- Mascareñas, J. (2018). *Opciones Reales en valoración de proyectos de inversión*. Madrid :
Universidad Complutense .
- Mete, R. M. (2014). Valor Actual Neto y Tasa de Retorno: Su Utilidad Como Heramientas para el Análisis y Evaluación de proyectos de Inversión . *Fides et Ratio - Revista de Difusión cultural y científica de la universidad de La Salle en Bolivia* , 100.
- Meza, J. d. (2010). *Evaluación Financiera de Proyectos*. Bogotá: Ecoe Ediciones.
- Montilla , J. (2010). *Control de parques eólicos Off-Shore conectados a la red mediante enlaces HVDC* .
- Moreno Mosquera, R. L. (2015). *Evaluación de un proyecto de generación de energía eólica en colombia mediante opciones reales* .Bogota .

- Muyeen, S. M. (2010). *Operation and control of HVDC-connected offshore wind farm*. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 1(1), 30-37.
- NEXANS. (2003). Submarine Power Cables . NEXANS, 1-20.
- Ochoa , C. M., Hernandez , J. D., & Gallego , O. M. (2012). *La valoración de proyectos de energía eólica en colombia bajo el enfoque de opciones reales* . Bogotá.
- Ochoa, C., Hernandez , D., & Gallego , M. (2012). *La valoración de proyectos de energía eólica en colombia bajo el enfoque de opciones reales*. bogotá.
- Olgún, G. (06 de 06 de 2018). *Electricidad la revista energética de Chile* . Obtenido de Electricidad la revista energética de Chile: <http://www.revistaei.cl/reportajes/hvdc-la-nueva-interconexion-sic-sing/>
- Pech, P. J. (2015). *Ingeniería en Alta Tensión de Corriente Directa*. HVDC (High Voltage Direct Current).
- Pino , F. (03 de 01 de 2019). *Tesla Vs Edison: La guerra de las corrientes* . Obtenido de Tesla Vs Edison: La guerra de las corrientes : <https://www.vix.com/es/btg/curiosidades/4935/tesla-vs-edison-la-guerra-de-las-corrientes>
- Pradillo , S. S. (2018). *Situación actual y perspectivas de la energía eólica Marina en Europa* . Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía .
- Portafolio. (2016). Energías renovables, la apuesta que debe hacer el país . *Portafolio* .
- Quir, J. (15 de 04 de 2014). *OffShore Vs Onshore*. Obtenido de OffShore Vs Onshore: <https://gcmula.wordpress.com/2014/04/15/offshore-vs-onshore/>

- Ramírez, J. A. (2010). *Evaluación Financiera de Proyectos. Con Aplicaciones en Excel*. Bogotá: Ediciones de la U.
- Ramos A, & Cerisola , S. (2005). *Optimización estocástica*. Madrid : Pontificia Universidad Comillas.
- Rashwan, M. (2005). *Evaluation of HVDC Light® as an Alternative for the Vancouver Island transmission Reinforcement (VITR) Project–Appendix Q. Transgrid Solutions, Report C1023*. Tech. Report.
- Reidy, A. &. (2005). *Comparison of VSC based HVDC and HVAC interconnections to a large offshore wind farm. In Power Engineering Society General Meeting, 2005*. IEEE (pp. 1-8). IEEE.
- Roca, J. (10 de 09 de 2018). *El periódico de la Energía* . Obtenido de El periódico de la Energía : <https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-mayores-parques-eolicos-marinos-del-mundo/>
- SAMSUNG. (09 de 01 de 2019). *SAMSUNG*. Obtenido de SAMSUNG: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/285-samsung-s7.0-171>
- Schoenmakers, D. (2008). *Optimization of the coupled grid connection of offshore wind farms*. Technical University of Eindhoven. Obtenido de [https://www. web. archive. org/web/20151107091436/http://www. lr. tudelft. nl/fileadmin/Faculteit/LR/Organisatie/](https://www.web.archive.org/web/20151107091436/http://www.lr.tudelft.nl/fileadmin/Faculteit/LR/Organisatie/)
- Sectorelectricidad. (03 de 11 de 2014). *Sector Electricidad* . Obtenido de Sector Electricidad : <http://www.sectorelectricidad.com/9808/sistema-hvdc-en-el-proyecto-xiangjiaba-shanghai/>
- Semana, R. (2016). Colombia Segurá apostando a la energía fósil . *Revista Semana* .

SENDECO. (02 de 09 de 2019). *Precios CO2*. Obtenido de Precios CO2:

<https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>

SENVION. (09 de 01 de 2019). *SENVION*. Obtenido de SENVION:

<https://www.windpowerengineering.com/business-news-projects/uncategorized/new-name-engineering-excellence-repower-now-senvion/>

SIMENS. (09 de 01 de 2019). *SIMENS*. Obtenido de SIMENS:

<https://www.siemensgamesa.com/en-int/products-and-services/>

SINOVEL. (09 de 01 de 2019). *SINOVEL* . Obtenido de SINOVEL:

<http://www.sinovel.com/english/content/?108.html>

SWAY. (09 de 01 de 2019). *SWAY*. Obtenido de SWAY: <http://www.sway.no/?page=164>

The Crown State. (2010). A guide to an offshore wind farm. *Power*, 1-70. *Estate* , C., 72.

Tong, K. C. (1998). Technical and economic aspects of a floating offshore wind farm. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*.

Torre, L. H. (2018). *Análisis de Viabilidad Socioeconómica de un Parque Eólico Offshore en Cantabria*.

Torre, L. H. (2018). *Análisis de Viabilidad socioeconómica de un Parque Eólico Off-Shore*. Universidad de Cantabria.

Transpower. (2010). *HVDC Inter Island Link Pole 3 Project* .

Unidad de Planeación Minero Energetica. (2016). Resolución 843 del 2016.

Universidad de Antioquia . (2015). *Costos Nivelados de generación de electricidad en Colombia* . Medellín .

Universidad Tecnológica Nacional . (05 de 06 de 2019). *Transmisión de energía con corriente continua en Alta Tensión* . Obtenido de Transmisión de energía con corriente continua en Alta Tensión :

https://www.frro.utn.edu.ar/repositorio/catedras/electrica/5_anio/transmision_distribucion_energia_electrica/files/U8_Transmisi%C3%B3n%20de%20energ%C3%ADa%20con%20Corriente%20Continua%20en%20AT.pdf

Universidad Tecnológica Nacional de Argentina . (03 de 01 de 2019). *Transmisión de Energía con corriente continua en alta tensión. Argentina* . Obtenido de Facultad Regional Rosario.

Universidad Veracruzana . (21 de 03 de 2019). *Centro de Investigación en Recursos Energéticos y Sustentables*. Obtenido de Centro de Investigación en Recursos Energéticos y Sustentables: <https://www.uv.mx/coatza/cires/energia-eolica/ventajaseolo/>

VESTAS. (09 de 01 de 2019). *VESTAS*. Obtenido de VESTAS: <https://www.vestas.com/#!>

Vithya, V. &. (2011). *An Economic Dispatch Model with Correlated Wind Speed Data Using Particle Swarm Optimization*.

Wei, Q., Wu, B., Xu, D., & Zargari, N. (2009). *Overview Of Shore Wind Farm Configurations* .Canada: NEFES .

XM. (12 de 02 de 2019). *ABC Cargo por confiabilidad*. Obtenido de ABC Cargo por confiabilidad :

<https://www.xm.com.co/Promocin%20Primera%20Subasta%20de%20Energia%20Firme/a>
bc2.pdf

7. Anexos

Anexo 1. Principales proyectos a nivel mundial de líneas de transmisión y centros de generación empleando energía eléctrica eólica

Realizando un enfoque puntual sobre el objeto principal del proyecto, a través del cual se analizará la inversión para un centro de generación eólico Off-Shore y cual deberá ser la alternativa de conexión al sistema de transmisión que se encuentra operando en tierra, a continuación, se evidencia la siguiente información:

- a. Principales proyectos de transmisión de energía eléctrica empleando High Voltage Direct Current (HVDC).
- b. Principales centros de generación con energía eólica Off-Shore a nivel mundial.

a) Proyectos de transmisión de energía High Voltage Direct Current (HVDC)

1. Interconexión Submarina HVDC Monopolar entre Suecia Continental y la Isla de Gotland en el Mar Báltico, con una longitud de 100 km, una potencia de 20 MW y un nivel de tensión de 110 kV, el cual entro en operación en el año 1954. (Olguín, 2018)

2. Interconexión Subterránea HVDC Bipolar el cual conecta a la Región Pacific Northwest con Los Ángeles, con una longitud de 1.362 km, una potencia de 320 MW, operando a un nivel de tensión de ± 400 kV, el cual entro en operación en 1970 y se han realizado obras de repotenciación de la infraestructura eléctrica, incrementando su capacidad de transmisión a ± 560 kV en el 2016. (ABB, 2019)

3. Interconexión Aérea HVDC Bipolar entre la estación de generación hidroeléctrica en Jimping y la costa este del país en Sunan en China, con una longitud de 2.090 km, una potencia de 7.600 MW, operando a un nivel de tensión de ± 800 kV, el cual entro en operación en el año 2013 (ABB, The most Powerful Transmission Line in the World, 2019)

4. Interconexión Aérea HVDC Bipolar entre las centrales hidroeléctricas en el río Madeira en la cuenca del Amazonas, al noroeste de Brasil y el suroeste de Brasil cerca de Sao Paulo, con una longitud de 2.375 km, una potencia de 6.300 MW, operando a un nivel de tensión de ± 600 kV, el cual entro en operación en el año 2013 (ABB, Río Madeira , 2019)

5. Interconexión Submarina HVDC Bipolar el proyecto lleva como nombre Norned y se encuentra ubicado en Europa, a través de este proyecto se conecta Fedra en Noruega y Eemshaven en los países bajos, cuenta con una longitud de 580 km, una capacidad de transmisión de 700 MW y opera a un nivel de tensión de ± 450 kV, el proyecto comenzó su operación en el año 2007 (ABB, Norned, sostenibilidad en Europa, 2019)

6. Interconexión Subterránea HVDC Bipolar entre España y Francia por el este de los pirineos, buscando garantizar una mayor incorporación de energías renovables especialmente la energía eólica procedente de España, la línea cuenta con una longitud de 64,56 km, con una capacidad de potencia de 2.800 MW y operando a un nivel de tensión de ± 320 kV, el acuerdo para la construcción de la línea se firmó en el año 2008 (ESPAÑA, 2018)

7. Interconexión Submarina HVDC Bipolar entre la península Ibérica y las islas Baleares, es conocido como el proyecto Romulo, cuenta con una distancia de 237 km, con una potencia instalada de 400 MW y se encuentra operando a un nivel de tensión de ± 400 kV, el proyecto inicio su operación en el 2012 (ESPAÑA, Interconexión Península - Baleares , 2018)

8. Interconexión Caprivi Link HVDC-VSC Bipolar aérea, el proyecto se encuentra ubicado en África, interconecta la subestación Zambezi y la Subestación Gerius, el proyecto cuenta con una distancia de 950 km con una potencia instalada de 300 MW, operando a un nivel de tensión de ± 350 kV, el año de puesta en operación del proyecto fue 2010(Cigre, 2010)

9. Proyecto HVDC-LCC bipolar, ubicado en Nueva Zelanda, el cual se encarga de conectar Benmore con Haywards, el proyecto cuenta con una distancia de 611 km, se encuentra operando a un nivel de tensión de ± 350 kV con una capacidad instalada de 735 MW el año de puesta en operación del proyecto fue el 2013. (Transpower, 2010)

10. Proyecto HVDC-VSC subterráneo Bipolar, el cual conecta las redes eléctricas de Nueva Gales del Sur y Queensland en Australia, el proyecto cuenta con una distancia de 59 km, una capacidad de tensión de ± 80 KV y una potencia instalada de 180 MW el proyecto entro en operación en el año 2000 (ABB, Directlink Interconnector, 2018)

11. Proyecto HVDC- LCC bipolar, el proyecto buscó exportar energía hidroeléctrica desde la presa Xiangjiaba en la provincia de Sichuan a la ciudad de Shangghai, cuenta con una distancia de 1.980 km, operando a un nivel de tensión de ± 800 KV con una capacidad instalada de 6.400 MW, el proyecto fue puesto en operación en el año 2010 (Sectorelectricidad, 2014)

12. Proyecto HVDC-LCC bipolar, el proyecto transmite electricidad desde la central hidroeléctrica tres gargantas hasta la provincia de Gungdong en la costa sur de China, cuenta con una distancia total de 940 km, se encuentra operando a un nivel de tensión de ± 500 KV con una capacidad instalada de 3.000 MW, el proyecto entro en operación en el año 2004. (ABB, Three Gorges - Guangdong, 2018)

13. Proyecto East West Interconector HVDC-VSC Monopolar Submarino, el Proyecto conecta las redes eléctricas de Irlanda y Gran Bretaña, cuenta con una distancia de 130 km, el cual opera a un nivel de tensión de ± 200 KV con una capacidad instalada de 500 MW, el proyecto entro en operación en el año 2012 (ABB, East West Interconnector, 2016)

b) Principales proyectos de energía eólica Off-Shore

1. Proyecto Walney en Reino Unido, el centro de generación de energía eólica cuenta con 87 turbinas de las cuales 47 son de 8,25 MW y 40 son de 7 MW garantizando así una capacidad instalada de 659 MW, este se encuentra ubicado a 14 km al Oeste de Walney Island. (Roca, 2018)

2. Proyecto London Array en Reino Unido, el centro de generación de energía eólica, se encuentra ubicado en el perímetro exterior del estuario del Támesis, a 20 km de las costas de Essex, el centro de generación cuenta con 175 aerogeneradores de 3,6 MW cada uno garantizando así una capacidad instalada de 630 MW. (Roca, 2018)

3. Proyecto Gemini WindFarm en Holanda, el proyecto se encuentra ubicado a 85 km de la costa holandesa al norte de Groningen, el centro de generación cuenta con 150 turbinas con capacidad de 4 MW cada una garantizando así una capacidad instalada de 600 MW. (Roca, 2018)

4. Proyecto GodeWind en Alemania, se encuentra ubicado al noroeste de Norderney en el Mar del Norte, el proyecto cuenta con 97 turbinas cada una con una capacidad de generación de 6 MW garantizando así una capacidad instalada del centro de generación de 582 MW. (Roca, 2018)

5. Proyecto Gwynt y Mor en el Reino Unido, el proyecto se encuentra ubicado a 12 km de la bahía de Liverpool, el centro de generación cuenta con 160 turbinas cada una con la capacidad de suministrar hasta 3.6 MW, garantizando así una capacidad instalada de 576 MW. (Roca, 2018)

6. Proyecto Rance Bank en Reino Unido, el centro de generación se encuentra ubicado a 27.03 km de la costa Lincolnshire en ChapelStLeonards, el parque generador cuenta con 91 aerogeneradores cada uno con la capacidad de suministrar hasta 6 MW, garantizando así una capacidad instalada de 573 MW. (Roca, 2018)

7. Proyecto GreaterGabbard en Reino Unido, se encuentra ubicado a 25 km de la costa de Suffolk, en el Mar del Norte de Reino Unido, el centro de generación cuenta con 140 turbinas cada una con la capacidad de suministrar hasta 3.6 MW, garantizando así una capacidad instalada de 504 MW. (Roca, 2018)

8. Proyecto Dudgeon en Reino Unido, el proyecto se encuentra ubicado a 32 km al norte de Cromer, el centro de generación cuenta con 67 turbinas cada una con la capacidad de suministrar hasta 6 MW, garantizando así una capacidad instalada de 402 MW. (Roca, 2018)

9. Proyecto Veja Mate en Alemania, el proyecto se encuentra ubicado a 95 km al noroeste de Borkum, el centro de generación eólico cuenta con 67 aerogeneradores cada uno con una capacidad de suministrar hasta 6 MW, garantizando así una capacidad instalada de 402 MW. (Roca, 2018)

10. Proyecto Bard en Alemania, el centro de generación se encuentra ubicado a 100 km al noroeste de la isla de Borkum en el Mar norte, cuenta con 80 aerogeneradores cada uno con la capacidad de suministrar hasta 5 MW garantizando así una capacidad instalada de 400 MW. (Roca, 2018)

11. Proyecto Global Tech en Alemania, el centro de generación se encuentra ubicado a 180 km de Bremerhaven Emden, el centro de generación cuenta con 80 aerogeneradores de 5 MW cada uno, garantizando así una capacidad instalada de 400 MW. (Roca, 2018)

Anexo 2. Configuraciones típicas de centros de generación eólicos Off-Shore

Las configuraciones de centros de generación de energía eólica Off-Shore, se encuentran compuestas por dos partes fundamentales, la configuración del centro de generación y la configuración del sistema de transmisión de energía eléctrica. En general, la configuración típica del centro de generación eólico Off-Shore, se puede evidenciar en la Figura A 1, la configuración típica.

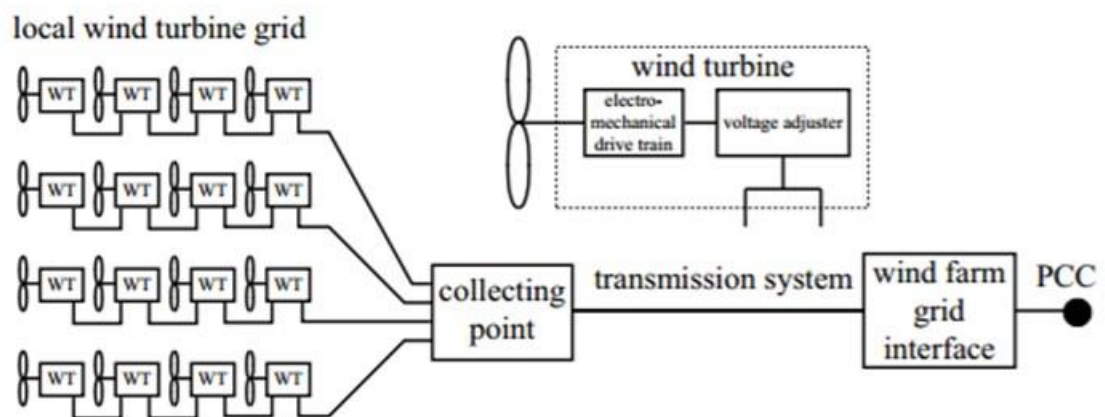


Figura A 1. Configuración típica del centro de generación eólico. Tomado de:(Lundberg, 2003)

1. Configuración del centro de generación eólico

Al interior del centro de generación de energía eólica, se cuenta con una red de energía eléctrica que se encarga de realizar la conexión de los aerogeneradores para garantizar así la capacidad instalada de generación del parque eólico. Los niveles de tensión para cada uno de los puntos de los aerogeneradores se encuentran entre los 20 y los 36 kV. Una vez es realizada la respectiva configuración garantizando la capacidad instalada del centro de generación, conecta a un punto común Off-shore, en el cual se encuentra instalada la subestación elevadora desde la cual parte la energía eléctrica a través de una línea de

transmisión a la subestación reductora en tierra, para realizar así, la distribución de energía eléctrica en el sistema en tierra. (Flo, 2009)

Para realizar la instalación de las turbinas de generación Off-Shore, es indispensable tener en cuenta las turbulencias que se pueden presentar por las turbinas que se encuentran instaladas al interior del parque de generación eólico, por lo tanto se hace fundamental contar con una distancia de separación entre cada una de las turbinas entre cinco y nueve diámetros del rotor (Flo, 2009). A partir de lo anterior se cuenta con tres tipos de configuraciones para realizar la instalación de los aerogeneradores al interior del parque eólico.

a. Configuración Radial

Es una de las configuraciones más empleadas, debido a que con esta se reduce la cantidad de conductores requeridos para realizar la instalación de los aerogeneradores al interior del parque eólico, adicionalmente presenta beneficios desde el punto de vista constructivo, debido a que reduce en gran medida los impactos generados por la estela dejada por el paso de la velocidad del viento por cada uno de los alabes de las turbinas aledañas (Ardal Flo, 2009). En la Figura A 2, se evidencia un ejemplo de una forma simétrica de configuración radial, en la Figura A 3 se evidencia un segundo ejemplo de configuración radial, a través del cual se incrementan los costos de longitud del conductor al interior del centro de generación eólico, adicionalmente esta configuración presente en el segundo ejemplo, podría presentar problemas asociados a los mantenimientos, debido a la distribución de los conductores al interior del centro de generación.

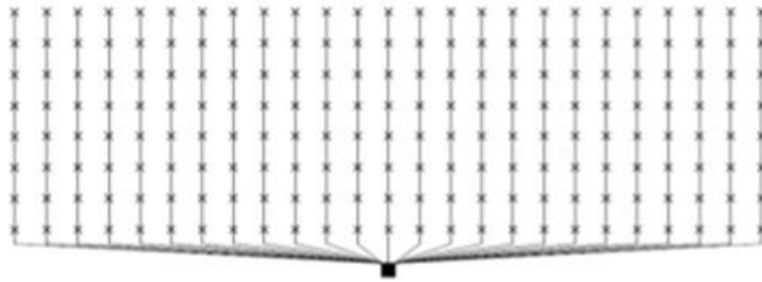


Figura A 2. Ejemplo 1 de configuración de centros de generación con estructura radial. Tomado de:(Ardal Flo, 2009)

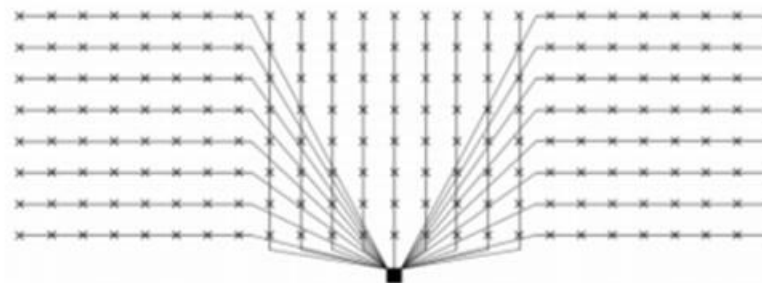


Figura A 3. Ejemplo 2 de configuración de centros de generación con estructura radial. Tomado de:(Ardal Flo, 2009)

b. Configuración en Anillo

Esta configuración, se encuentra compuesta como una extensión del sistema radial, en esta configuración, dos ramales de aerogeneradores están conectadas en una disposición de configuración en anillo, la ventaja operativa de este sistema es que, si se presentan fallas en una línea de configuración de conexión de aerogeneradores, esta podrá ser aislada para realizar las maniobras de operación. Sin embargo, la configuración en anillo resulta más costosa debido al incremento en los requerimientos de conductor al interior del centro de generación (Ardal Flo, 2009), lo cual se verá reflejado en una reducción en las fallas presentadas en el conductor submarino las cuales serían de 0.1 fallas cada 100 km, sin

embargo, la mejora en la confiabilidad no compensa el incremento en los costos del conductor (Maclean, 2004). En la Figura A 4 se puede observar un ejemplo de configuración en anillo para realizar la conexión de los aerogeneradores al interior del parque generador.

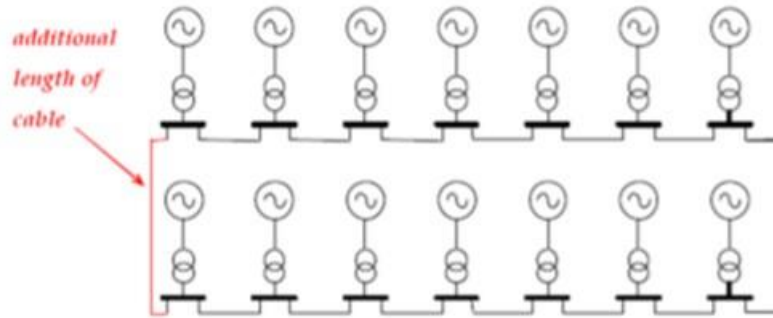


Figura A 4. Ejemplo de Configuración en Anillo para la conexión de aerogeneradores. Tomado de:(Ardal Flo, 2009)

c. Configuración en Estrella

La configuración en estrella se realiza a través de 9 turbinas a través de conexiones de aerogeneradores de 3x3, cada una de las configuraciones cuenta con un conductor a través del cual se realiza la transferencia de potencia a la subestación que se encuentra ubicada en el punto central de la estrella, al realizar la comparación con las configuraciones anteriores, en esta el nivel de tensión no se eleva en cada aerogenerador, por el contrario se cuenta con un transformador en cada bloque de 3x3 el cual eleva la tensión para transferirla al punto central. A través de esta configuración se pueden generar incrementos en las pérdidas de energía al interior del centro de generación eólico a través de la Figura A 5 y Figura A 6, se pueden evidenciar ejemplos de configuración en estrella para los aerogeneradores conectados al interior del centro de generación eólico Off-Shore (Ardal Flo, 2009).

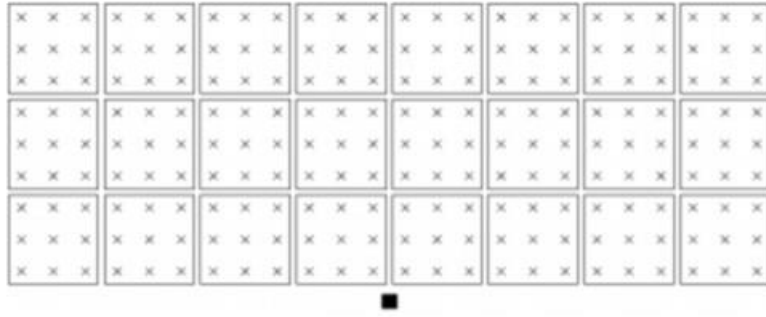


Figura A 5. Ejemplo 1 de configuración del centro de generación en estrella. Tomado de:(Ardal Flo, 2009)

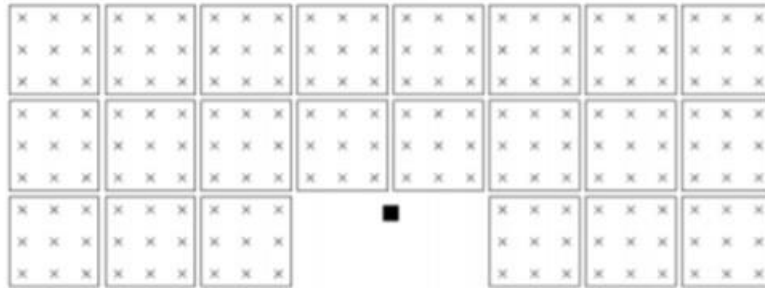


Figura A 6. Ejemplo 2 de configuración del centro de generación en estrella. Tomado de:(Ardal Flo, 2009)

Anexo 3. Configuraciones típicas de líneas de transmisión para conexión del centro de generación eólico con el sistema en tierra

Para realizar la transmisión de potencia de energía eléctrica eólica generada por el parque eólico Off-Shore, desde la subestación ubicada off-shore hasta la subestación en tierra, se emplean dos tipos de transmisión de energía eléctrica:

1. Líneas de transmisión HVAC (Corriente alterna)
2. Líneas de transmisión HVDC (Corriente Continua)

Cada uno de los aerogeneradores que se encuentran instalados al interior del centro de generación de energía eólica Off-Shore, cuenta con la capacidad de generar energía a 690 V, esta energía es elevada a través de transformadores que se encuentran instalados en cada uno de los aerogeneradores, los cuales elevan el nivel de tensión a 33 kV AC, a través de este sistema se realiza la transferencia de potencia hasta la subestación ubicada costa afuera, desde este punto se realiza la transmisión de energía eléctrica empleando tecnología HVAC o HVDC hasta la subestación ubicada en la costa, desde la cual se realizará la distribución de energía eléctrica al sistema en tierra para suplir el consumo de la población (Wei, Wu, Xu, & Zargari, 2009). En la Figura A 7, se evidencia la estructura básica de conexión para un centro de generación eólico Off-Shore.

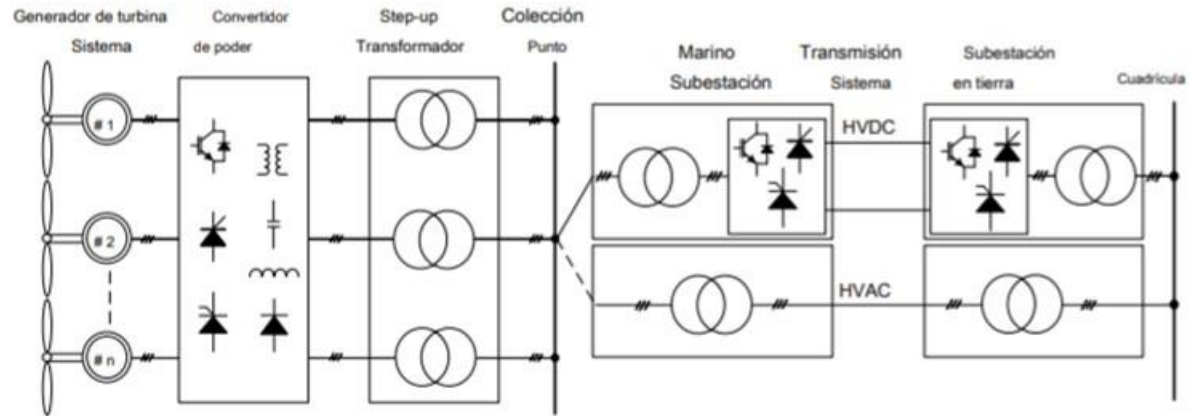


Figura A 7. Estructura Básica de conexión del centro de generación eólico Off-Shore. Tomado de:(Wei, Wu, Xu, & Zargari, 2009)

A continuación, se realizará la profundización en cada uno de los tipos de configuración para las líneas de transmisión empleadas en la construcción de centros de generación de energía eólica Off-Shore:

1. Líneas de transmisión empleando tecnología HVAC

El sistema al interior del centro de generación se encuentra conectado a través de líneas de conexión en corriente alterna que parten desde los transformadores elevadores a 33 kV, desde este punto se realiza la recolección de la energía en un punto común Off-Shore en el cual se encontrará instalada la subestación elevadora de transmisión la cual empleará tecnología HVAC. Es allí donde se ejecuta la transmisión empleando líneas AC hasta la subestación ubicada en tierra la cual es implementada con tecnología AC y será el punto de suministro de energía para el sistema en tierra (Wei, Wu, Xu, & Zargari, 2009). En la Figura A 8, se evidencia la configuración de conexión empleando líneas de transmisión HVAC.

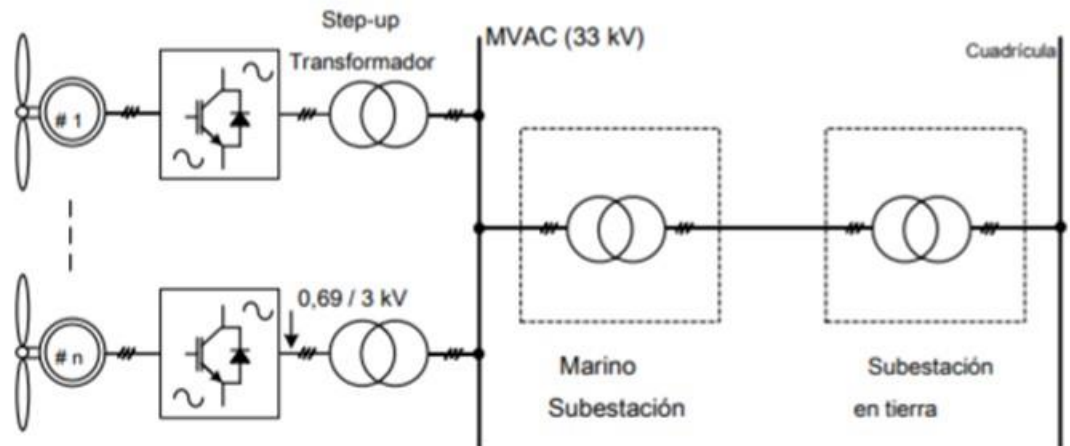


Figura A 8. Línea de transmisión empleando tecnología HVAC. Tomado de:(Wei, Wu, Xu, & Zargari, 2009)

Sin embargo, la anterior configuración presenta grandes inconvenientes, debido al efecto capacitivo que es generado sobre las líneas, lo cual reduce significativamente la capacidad de transportar energía eléctrica por las líneas, por lo cual son requeridas compensaciones reactivas en el sistema.

2. Líneas de transmisión empleando tecnología HVDC

Debido a los requerimientos de transmisión de energía eléctrica a grandes distancias, y debido a las limitantes de potencia reactiva que se presentan por los efectos capacitivos de las líneas de transmisión en corriente continua, se realizaron implementaciones de soluciones empleando sistemas de transmisión de Alta tensión con corriente continua. La tecnología se desarrolló en 1930 por ASEA, el cual fue uno de los principales fundadores de ABB.

Dentro de las principales ventajas de realizar la transmisión de energía eléctrica empleando tecnología HVDC se encuentran:

- Se puede realizar la transmisión de energía eléctrica a mayores distancias que al emplear un sistema HVDC

- Se requieren menos conductores para realizar la transmisión de energía eléctrica, lo cual genera impactos directos sobre las estimaciones económicas de inversión en las líneas.

La transmisión de energía eléctrica a través de líneas de transmisión en corriente continua (HVDC), se realiza a través de un Rectificador que realiza la conversión de la señal AC en DC, sin importar la frecuencia a la cual se encuentre operando el sistema. La energía que es rectificadora, es transmitida a través de líneas de transmisión que se encuentran instaladas subterránea o submarinamente, las cuales operan en DC, una vez la energía es transmitida a través de las líneas DC, se llega a un inversor el cual se encarga de realizar la conversión de energía eléctrica DC a energía eléctrica AC, realizando así la conexión con el subsistema de conexión desde el cual se realizará la distribución de energía eléctrica, buscando suplir la demanda de un punto específico(Jiménez Bahamón, 2016).

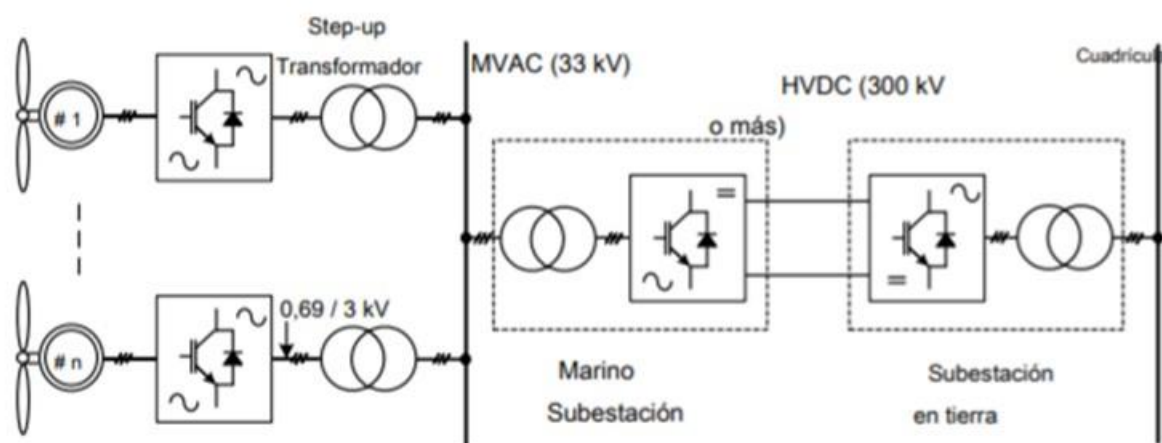


Figura A 9. Línea de transmisión empleando tecnología HVDC. Tomado de:(Wei, Wu, Xu, & Zargari, 2009)

Las estaciones encargadas de rectificar la energía eléctrica, son implementadas a través de dos tecnologías las cuales se encuentran descritas a continuación:

a. Tecnología HVDC – LCC (Line Commutated Converter)

Esta tecnología emplea tiristores para realizar la conversión de la energía eléctrica AC a energía eléctrica DC, esta tecnología se encuentra implementada para operar a grandes niveles de corriente, por ende, operan con bajos niveles de tensión. Una de las ventajas más significativa es que este tipo de tecnología permite realizar un control de potencia activa pero no un control de potencia reactiva (Pech, 2015)

b. Tecnología HVDC – VSC (Voltage Sourced Converter)

Esta tecnología emplea IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor), para realizar la conversión de energía eléctrica DC a energía eléctrica AC, los IGBT se encuentran conectados en serie y realizan una modelación a través de PWM (Pulse Width Modulation), a través de la cual se puede realizar un control independiente de potencia activa y potencia reactiva.

Dentro de las configuraciones típicas de transmisión de energía eléctrica empleando tecnología HVDC se encuentran las siguientes:

1. Monopolar Simétrica

Para realizar esta conexión se requiere contar con la implementación de dos conductores los cuales se encuentran completamente aislados, al ser comparada esta con la configuración bipolar, se llega a la conclusión que existe redundancia de conductores, desde el punto de vista de ventajas al realizar la conexión a través de esta configuración es que las corrientes de falla provenientes de los sistemas de corriente alterna no pueden pasar a las líneas DC lo cual reduce las pérdidas por la línea de transmisión. (Haugland, 2008). En la Figura A 10, se puede observar un ejemplo de implementación de este sistema.



Figura A 10. Configuración HVDC Monopolar Simétrica. Tomado de:(Haugland, 2008)

2. Monopolar Asimétrico, Retorno Metálico

Al realizar este tipo de conexión, al igual que en la anterior se requiere contar con la implementación de dos conductores los cuales se encuentran completamente aislados, sin embargo desde el punto de vista de ventajas de la implementación de este sistema es que a futuro permite la expansión del sistema a un sistema bipolar en caso de ser requerido (Haugland, 2008) En la Figura A 11, se evidencia un ejemplo de esta configuración.

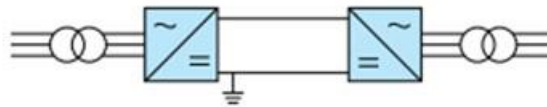


Figura A 11. Configuración HVDC Monopolar Asimétrica con retorno Metálico. Tomado de: (Haugland, 2008)

3. Monopolar Asimétrica con retorno por tierra

Esta presenta ventajas al ser comparada con las anteriores configuraciones, debido a que el retorno se realiza por tierra y no requiere contar con un conductor de retorno metálico. Al igual que la configuración anterior, esta permite realizar la expansión del sistema a un configuración Bipolar (Haugland, 2008). En la Figura A 12 se evidencia un ejemplo de esta configuración.

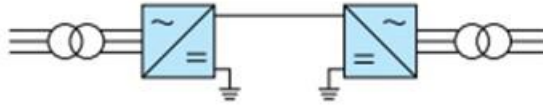


Figura A 12. Configuración Monopolar Asimétrica con retorno por tierra. Tomado de:(Haugland, 2008)

4. Bipolar con electrodos de tierra

Este tipo de configuración bipolar se realiza a través de dos conductores, uno opera con polaridad positiva y el otro opera con polaridad negativa. Estos conductores se encuentran en la capacidad de transmitir la misma cantidad de potencia. Es por esto que cada uno puede encontrarse operando al 50 % de la potencia que se requiere sea transmitida. Por lo general este tipo de configuración resulta ser un poco más costosa al ser comparada con las anteriores, debido a que para garantizar su implementación son requeridos el doble de elementos por subestación (Haugland, 2008). En la Figura A 13, se evidencia un ejemplo de la configuración de este tipo de conexión.

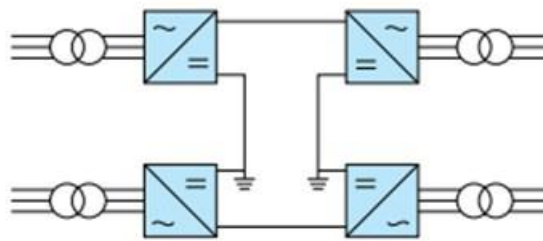


Figura A 13. Configuración Bipolar con Electrodo de tierra. Tomado de:(Haugland, 2008)

5. Bipolar con retorno de neutro

Al igual que la anterior configuración, esta solución es implementada a través de dos conductores, uno que opera con polaridad positiva el otro que opera con polaridad negativa. Este tipo de sistemas suele ser uno de los más costosos, debido a que para su implementación

se requiere contar con un conductor de neutro en corriente continua (Haugland, 2008). En la Figura A 14 se evidencia un ejemplo de esta configuración.

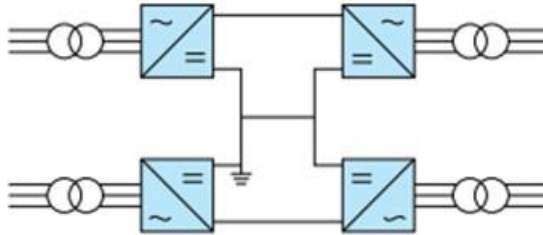


Figura A 14. Configuración Bipolar con retorno de neutro. Tomado de:(Haugland, 2008)

6. Homopolar Multiterminal

Este tipo de configuración emplea para su implementación dos o más conductores por lo general son implementados empleando la tierra como un conductor metálico con retorno y puede ser implementado con la mezcla de cada una de las configuraciones anteriormente señaladas.

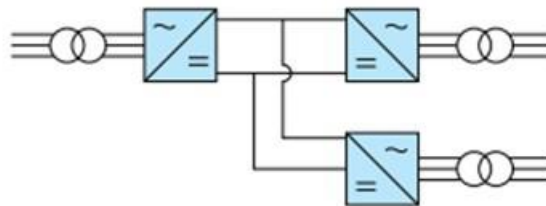


Figura A 15. Configuración Homopolar Multiterminal. Tomado de: (Haugland, 2008)

Anexo 4. Construcción de los presupuestos asociados a la puesta en operación del centro de generación eólico Off-Shore

En el presente anexo se desarrolla la construcción de los presupuestos asociados a: i) Centro de generación Eólico Off-Shore, ii) Alternativa Caso Base HVAC, iii) Alternativa 1 HVDC Monopolar y, iii) Alternativa 2 HVDC Bipolar.

1. Presupuesto Centro de Generación Eólico Off-Shore

Para poder determinar el costo estimado del centro de generación eólico, es importante realizar una profundización sobre los componentes principales, dentro de los cuales se encuentran: i) Aerogenerador, ii) Conductores que conectan cada aerogenerador con la subestación Off-Shore, iii) La Plataforma requerida para la implementación de cada uno de los aerogeneradores, iv) Los costos de transporte de cada uno de los elementos requeridos hasta el punto en el cual serán instalados, v) Fondeo de cada Aerogenerador.

A continuación, se describen algunos de los componentes fundamentales requeridos al interior del centro de generación, con los cuales se garantizará la puesta en operación del mismo.

a. Aerogeneradores:

A continuación, se resaltan algunos de los componentes principales de los aerogeneradores, ya que estos pueden encontrarse contruidos hasta con 8000 diferentes partes (Gielen , 2012) , sin embargo a continuación se resaltan los elementos fundamentales.

1. Torre: Puede encontrarse en un rango de altura de 40 a 100 m, es fabricada principalmente de acero laminado(Gielen , 2012) .

2. Alabes del Rotor: pueden contar con longitudes de hasta 60 m, estas son fabricadas en fibra de vidrio y resina epoxi.(Gielen , 2012)

3. Cubo del Rotor: Por lo general se encuentra construido en hierro fundido.(Gielen , 2012)

4. Rodamientos del Rotor: soportan las fuerzas y las cargas generadas por el viento.(Gielen , 2012)

5. Eje principal: Se encuentra encargado de realizar la transferencia de la fuerza de la rotación del rotor a la caja de cambios.(Gielen , 2012)

6. Bastidor Principal: se encuentra construido en acero, debe contar con la fuerza suficiente para soportar el tren motriz de la turbina.(Gielen , 2012)

7. Caja de cambios: controlan la velocidad de rotación de los engranajes del motor.(Gielen , 2012)

8. Generador: se encarga de realizar la conversión de la energía mecánica en energía eléctrica. (Gielen , 2012)

9. Rotor de la góndola: sistema de giro de la góndola el cual se mueve de acuerdo a la dirección de la velocidad del viento. (Gielen , 2012)

10. Sistema de Inclinación: se encuentra encargado de realizar el ajuste en el ángulo de inclinación de las cuchillas de la turbina para aprovechar en mejor medida la velocidad del viento.(Gielen , 2012)

11. Convertidor de potencia: Se encarga de realizar la conversión de la corriente continua generada por el generador en la turbina a corriente alterna para ser exportada a la subestación Off-Shore.(Gielen , 2012)

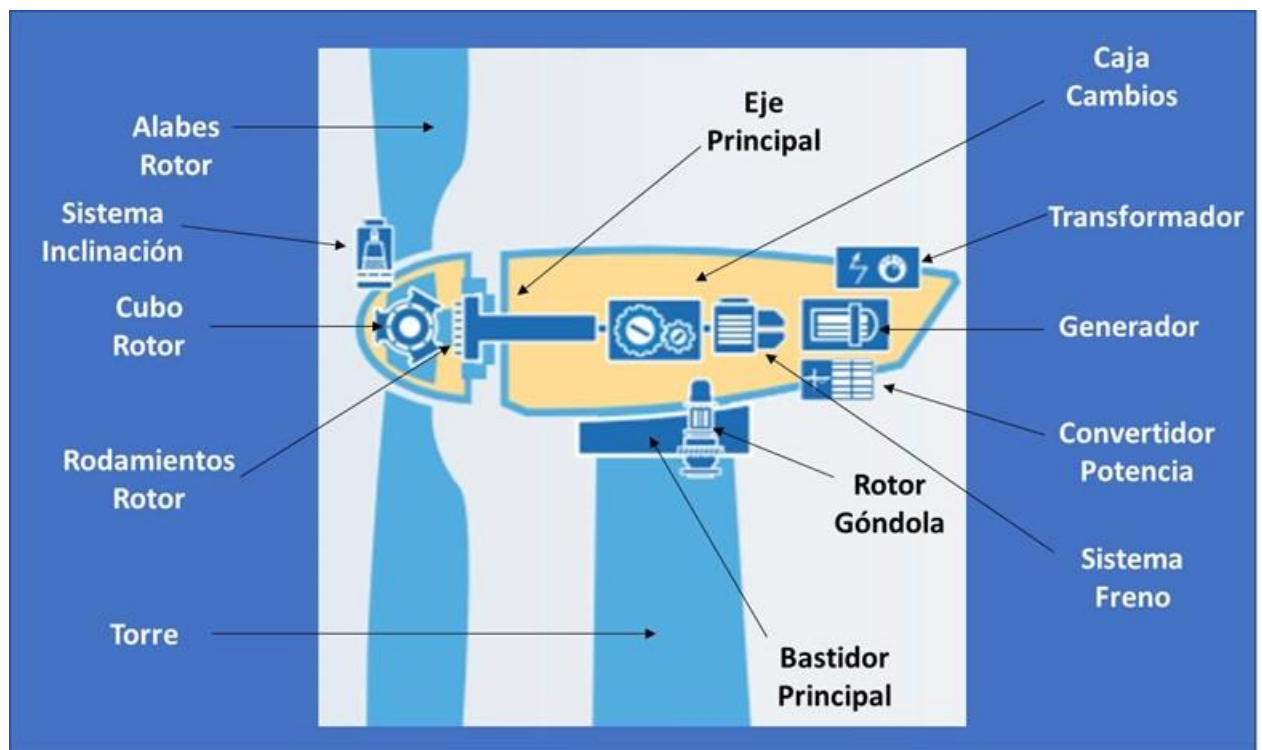
12. Transformador: Convierte el nivel de tensión generado por la turbina al nivel de tensión requerido para la red. (Gielen , 2012)

13. Sistema de Freno: Cuando la velocidad del viento supera el punto máximo de velocidad soportada por la turbina eólica, se activa este sistema con la finalidad de garantizar la seguridad del aerogenerador. (Gielen , 2012)

14. Caja Liviana: se encarga de cubrir el tren motriz de la turbina. (Gielen , 2012)

15. Tornillos especiales: Se encuentra encargado de mantener los componentes principales en su lugar, los tornillos son llamados especiales, debido a que se encuentran diseñados para soportar cargas extremas.(Gielen , 2012)

En la Figura A 16 , se puede observar la relación de algunas de las partes principales del Aerogenerador mencionado anteriormente.



*Figura A 16.*Partes fundamentales de un Aerogenerador. Tomado de: (Gielen , 2012)

b. Conductores al interior del centro de generación

Una vez el nivel de tensión que producen los aerogeneradores es elevado a 33 kV el cual será el nivel de tensión al interior del centro de generación de energía eólica, se requiere interconectar cada uno de los aerogeneradores que componen las 10 líneas de 6 aerogeneradores con el punto común costa afuera, para transferir la energía total generada hasta la subestación desde la cual serán construidas las líneas de transmisión. Para realizar esta distribución de energía hasta el punto común, se emplea el conductor tripolar, con aislamiento de polímero XLPE. Es indispensable aclarar que para realizar las labores de mantenimiento del centro de generación serán requeridos barcos para el transporte de materiales y personal, por ende, este conductor con el cual se realizará la transferencia de energía se encontrará enterrado entre 1 y 4 metros de profundidad (Montilla , 2010)

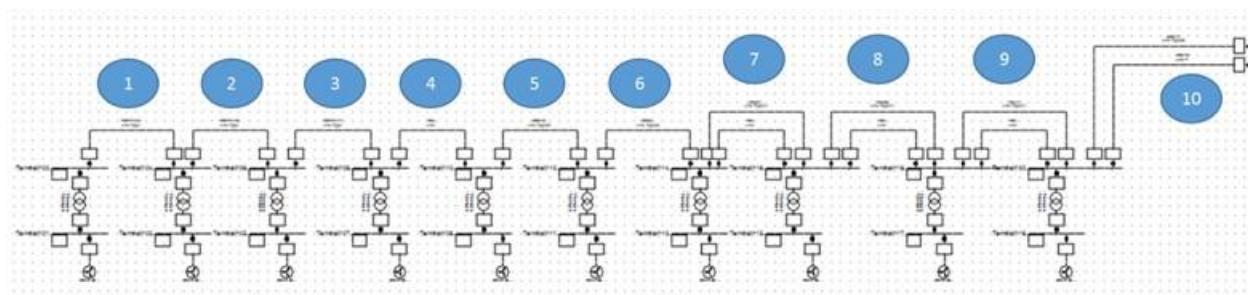


Figura A 17. Conductores empleados al interior del centro de generación. Tomado de:(Digsilent, 2019)

Para garantizar que se realice adecuadamente la transferencia de energía al punto común en el cual se encontrará ubicada la subestación costa afuera se requiere sean empleados los siguientes calibres de conductores por cada uno de los tramos presentados en laFigura A 17.

- Entre los puntos 1 y 3, se emplea un conductor calibre 120 mm

- En el punto 4, se emplea un conductor calibre 185mm.
- En el punto 5, se emplea un conductor calibre 300mm.
- En el punto 6, se emplea un conductor calibre 500mm.
- En los puntos 7 y 9, se emplean conductores con calibre 185 mm en doble circuito.
- En el punto 10, se realiza la conexión a través de un doble circuito en conductor calibre 300 mm.

Es importante aclarar que la configuración de conductores mencionada anteriormente, será implementada de la misma forma para cada una de las 10 líneas de aerogeneradores que se encontrarán transfiriendo energía al punto común en la subestación costa afuera. Es importante aclarar que la librería seleccionada para la implementación de los conductores al interior del centro de generación será la librería Nexans con conductores submarinos 2XS2YRAA 18/30 los cuales operan a 36 kV (NEXANS, 2003).

c. Plataforma requerida para la implementación de cada uno de los aerogeneradores

Consiste en una plataforma flotante semi sumergible, sobre la cual se encuentra descansando el aerogenerador, es ideal para aerogeneradores que se encuentran instalados entre los 30 y los 300 metros de profundidad, el sistema se encuentra diseñado con la finalidad de fluctuar con el movimiento de las olas, (Guzmán Montón, Ulzurrun Romero, & Herreros Sierra , 2018). En laFigura A 18, se evidencia un ejemplo de la plataforma sobre la cual se encontrará instalado el Aerogenerador.



*Figura A 18.*Plataforma para instalación del Aerogenerador. Tomado de:(Guzmán Montón, Ulzurrun Romero, & Herreros Sierra , 2018)

d. Sistema de Fondeo para el Aerogenerador

Este sistema permite anclar la plataforma del Aerogenerador al fondo marino, dentro de los sistemas más empleados para realizar el fondeo de las plataformas en la actualidad se encuentra fundamentado en líneas y catenarias, ya que representan un bajo costo y son fáciles de implementar, para esto son empleados cables de fuerza los cuales mantienen la plataforma estable y no permiten que esta se vuelque. (*Guzmán Montón, Ulzurrun Romero, & Herreros Sierra , 2018*), En laFigura A 19, se evidencia el ejemplo del sistema de fondeo empleado para garantizar el anclaje de los aerogeneradores

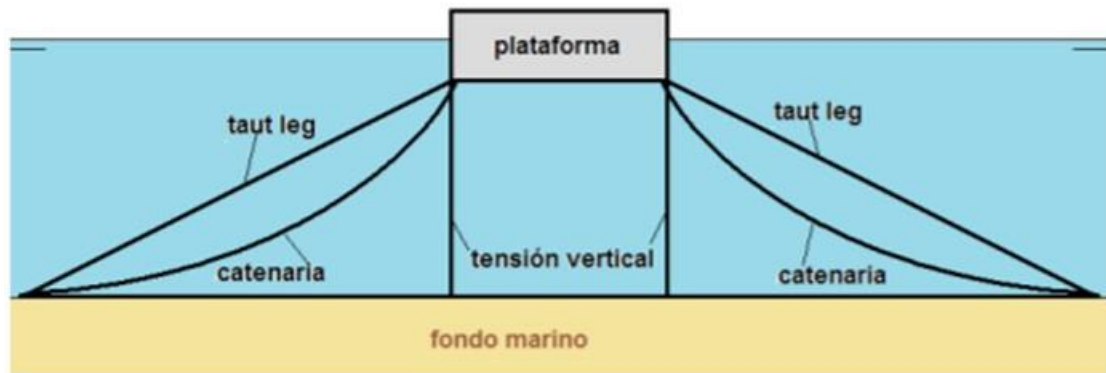


Figura A 19. Sistema de Fondeo para la plataforma de los aerogeneradores. Tomado de: (Guzmán Montón, Ulzurrun Romero, & Herreros Sierra, 2018)

2. Presupuesto para la alternativa Caso Base – Conexión HVAC

Para garantizar la puesta en operación del centro de generación eólico Off-Shore, a través de la alternativa Caso Base, se realiza la construcción de la subestación Off-Shore, a través de la cual se realiza la elevación del perfil de tensión con el cual se podrá realizar la transmisión de energía eléctrica, se construye la línea de transmisión, a través de la cual se transportará el suministro de energía eléctrica y por último se realizan las obras requeridas para acoplar la línea en la subestación On-Shore. A continuación, se presenta el detalle de la construcción del presupuesto asociado a la implementación de esta alternativa.

a. Costos asociados a la subestación Off-Shore:

Para realizar el acople de las líneas que llegan de cada uno de los aerogeneradores a la subestación Off-Shore, se realiza el acople en la subestación a través de una bahía de línea en su configuración barra sencilla tipo encapsulada en Hexafluoruro de azufre SF₆, operando a un nivel de tensión de 33 kV. Para esto se emplean las unidades constructivas expresadas en la resolución Creg 015 del 2018 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2019, p. 193).

- De la misma forma se requiere para la salida de la subestación, contar con un punto de acople comun, a un nivel de tensión de 220 kV, este punto de acople, tambien se encontrará operando del tipo encapsulado en Hexafluoruro de azufre SF6, para esto se emplean las unidades constructivas expresadas en la resolución Creg 015 del 2018, y la unidad requerida será la bahía de línea en configuración de barra doble del tipo convencional. (Comisión de Regulación de Energía y Gas , 2019, p. 192).

- Se requiere contar en la subestación Off-Shore, con una bahía de maniobra, la cual se encontrará también encapsulada en Hexafluoruro de azufre SF6, esta bahía de maniobra se encontrará operando a un nivel de tensión de 220 kV, para estimar el valor asociado a la puesta en operación de este elemento, se emplea la resolución Creg 015 del 2018, (Comisión de Regulación de Energía y Gas , 2019, p. 193).

- Al interior de la subestación se necesita un transformador trifásico en su configuración elevadora, el cual se encargará de convertir la tensión de 33 kV a 220 kV, este transformador contará con una capacidad instalada de 350 MVA. El costo asociado a la puesta en operación del transformador es tomado de la resolución Creg 015 del 2018, y la unidad se encuentra expresada en COP por MVA instalado, según el nivel de tensión en el cual se encuentra. (Comisión de Regulación de Energía y Gas , 2019, p. 193).

- Se requiere contar con un tablero en el cual se encoentrarán las protecciones requeridas para la subestación, desde el cual se realizará la coordinación de las protecciones tanto en baja como en alta tensión en la subestación. (The Crown State, 2010)(Bresesti, 2007).

- Sistemas de instrumentación, protección y control, para todos los elementos al interior de la subestación (Muyeen, 2010),(Bresesti, 2007)

- Serán requeridos sistemas de puesta a tierra para la subestación, con la finalidad de tener controladas las descargas atmosféricas que se puedan presentar. (Muyeen, 2010), (Tong, 1998)

- Para garantizar la operación continua de la subestación, se requiere sea instalado un generador que opera con combustibles fósiles para garantizar el alumbrado y las facilidades asociadas a la subestación Off-Shore, dentro de las cuales se encuentran los sistemas contra incendios, los sistemas de refrigeración que mantendrán la temperatura adecuada del Hexafluoruro de azufre presente en la subestación SF₆, la iluminación de los espacios de alojamiento para el personal de la subestación. (The Crown State, 2010), (Bresesti, 2007),(Tong, 1998).

- Para garantizar la correcta operación de la subestación, se requiere sea puesta en operación una compensación reactiva en la subestación Off-Shore, la cual contará con una capacidad instalada de 146 MVar, esta compensación opera con la finalidad de reducir las pérdidas por energía reactiva generada por la línea, así mismo en tierra será requerida la puesta en operación de una subestación On –Shore con la misma capacidad(Grainger, 1996) , El costo para esta compensación reactiva presentada se estima en COP/MVar. (Schoenmakers, 2008).

- Siguiendo el mismo principio que fue empleado para la estimación del monto requerido para la puesta en operación de las plataformas asociados a los aerogeneradores el cual es del 16 % del costo total del aerogenerador, se emplea el mismo principio, estimando un costo del 16% del monto total requerido (Schoenmakers, 2008), (Vithya, 2011).

- Para estimar el costo del anclaje de la subestación Off-Shore, se supone un valor del 10%, del monto total de gasto requerido en los equipos a ser instalados en la subestación,

este valor se estima, gracias a que es el mismo empleado para el garantizar el anclaje de los aerogeneradores. (Vithya, 2011), (Schoenmakers, 2008), (Reidy, 2005).

- El costo estimado para la instalación y transporte de los equipos requeridos para garantizar la puesta en operación de la subestación Off-Shore que se encontrará operando en el centro de generación se estima en un 30% del valor total requerido para los equipos empleados en la subestación. (Vithya, 2011), (Schoenmakers, 2008), (Reidy, 2005).

Es importante resaltar que los elementos dentro de la subestación Off-Shore, se encuentran embebidos en Hexafluoruro de Azufre, debido a que se encuentran operando en condiciones extremas de operación en intemperie, por ende, se requiere un grado de protección mayor, así también, se reduce el espacio requerido para garantizar la puesta en operación de la subestación.

b. Costos asociados a la subestación On-Shore

- Se requiere una bahía de línea, en su configuración de barra sencilla, con la finalidad de realizar el acople de las líneas que entran en la subestación On-Shore. Este acople se realiza a un nivel de tensión de 220 kV, para estimar el valor asociado a la unidad constructiva se emplea la Creg 015 del 2018 (Comisión de Regulación de Energía y Gas , 2019, p. 192).

- Dentro de los elementos se requiere una bahía de maniobra que será puesta en operación en la subestación On-Shore, con la finalidad de realizar el acople, transferencia y seccionamiento de los elementos a un nivel de tensión de 220 kV (Comisión de Regulación de Energía y Gas , 2019, p. 193).

- Módulo común de barraje tipo 1 – configuración barra doble con seccionador de transferencia, dentro de este módulo se encuentran todos los elementos requeridos para realizar la protección de la subestación, para estimar el valor de inversión en este ítem se emplean las

unidades constructivas establecidas en la resolución Creg 015 del 2019 (Comisión de Regulación de Energía y Gas , 2019, p. 193).

- Módulo común, es el conjunto de equipos y obras comunes que sirven para toda subestación, se encuentra compuesto por los servicios auxiliares, la malla de puesta a tierra, las obras civiles requeridas para la subestación. El tipo de módulo se selecciona a partir del número de bahías requeridas (1 a 4), para estimar el valor se emplea la resolución Creg 015 del 2018 (Comisión de Regulación de Energía y Gas , 2019, p. 193).

- Como se mencionó anteriormente, en el punto de conexión en tierra, se requiere sea instalada una compensación reactiva, con una capacidad de 167 MVar, con la finalidad de realizar la compensación de energía reactiva que pueda llegar a ser transportada por la línea de transmisión,(Grainger, 1996),(CREG, 2008).

c. Costos asociados a la línea de transmisión HVAC

i) Etapa de la línea HVAC Submarina

La estimación del costo de inversión requerido para la puesta en operación del conductor submarino que opera a un nivel de tensión de 220 kV y cuenta con un diámetro de 1.000 mm², con una distancia de separación desde el centro de generación de 70 km. Se realizó basado en el modelo de optimización expuesto por(Schoenmakers, 2008), en el cual se evidencian los diferentes costos que influyen en la estimación del costo del conductor. Es importante resaltar que para lograr determinar el costo final del conductor es necesario realizar la reconstrucción de la curva de costos del conductor con la finalidad de estimar el valor exacto de inversión requerida, en la siguiente figura se evidencia el monto requerido para realizar la inversión en el conductor submarino para esta alternativa. Es indispensable contemplar que el conductor realmente sea producido por algún fabricante, por lo anterior se

realizó una revisión detallada de los fabricantes, encontrado en los catálogos de ABB, la disponibilidad del conductor (ABB, 2010).

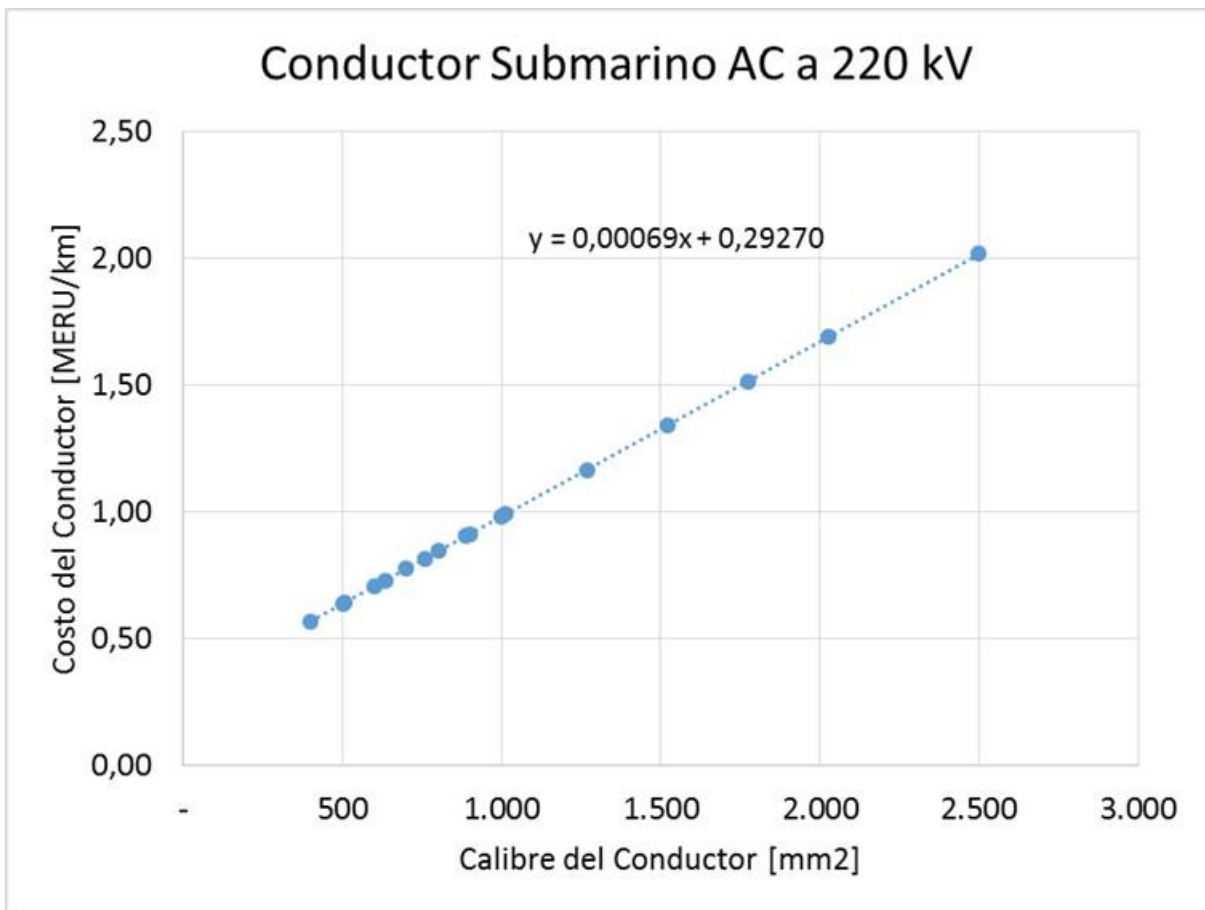


Figura A 20. Conductor Submarino AC a 220 kV. Tomado de:(Schoenmakers, 2008, p. 96)(ABB, 2010)

Los costos anteriormente presentados, se encuentran estimados a septiembre del 2008, por lo anterior, se realiza la actualización al valor actual empleando el IPP. Así como también la respectiva tasa de cambio, ya que el presupuesto se estimó en pesos. Para estimar el costo de instalación asociado al conductor submarino, se establece un monto de 310.000 EUR/km a septiembre del 2008, tomando como referencia el modelo de optimización mencionado anteriormente (Schoenmakers, 2008, p. 102), de igual forma se realiza la actualización del valor previamente establecido.

ii) Etapa de la línea HVAC Subterránea

Para estimar la inversión requerida, asociada a la puesta en operación del conductor subterráneo con calibre 1.000 mm², que se encuentra operando a un nivel de tensión de 220 kV y contará con una distancia de 30 km a partir del acople con el conductor submarino, se tiene en cuenta la estimación similar a la anterior, teniendo como insumo principal la recopilación de información obtenida en el modelo de optimización establecido por (Schoenmakers, 2008), ya que en la inversión estimada, según el modelo, se tienen en cuenta muchas variables, dentro de las cuales se encuentran como principales el aislamiento del conductor y los valores estimados de instalación del conductor, es importante resaltar que para el acople del conductor, solo se requiere una caja de concreto. En la siguiente figura, se presenta la reconstrucción de la curva a través de la cual se estima el monto requerido de inversión para el conductor AC mencionado anteriormente.

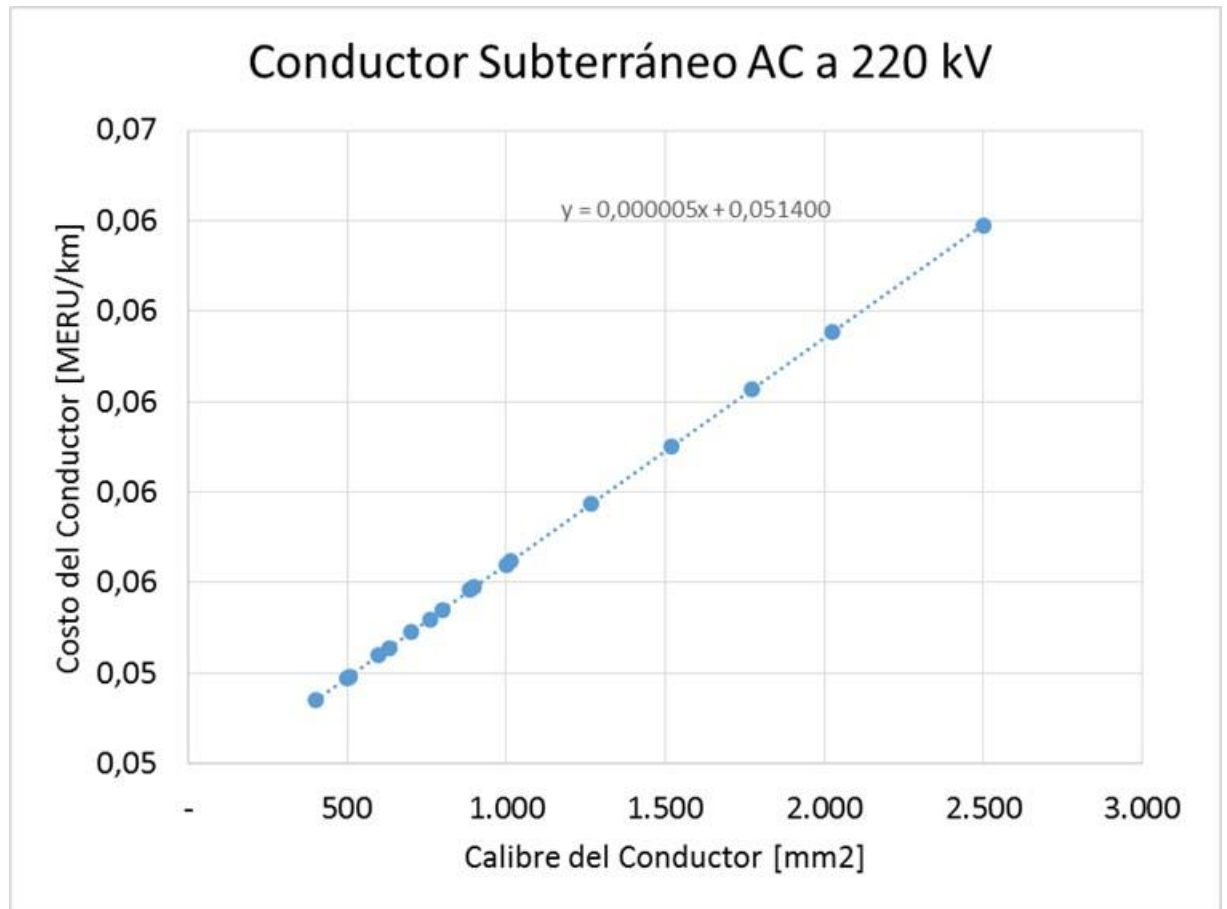


Figura A 21. Conductor Subterráneo AC a 220 kV. Tomado de: (Schoenmakers, 2008, p. 100)(ABB, 2010)

Para la estimación de la inversión asociada a la instalación del conductor se estima un valor de 175.000 EUR/km, es importante resaltar que la información recopilada asociada a la inversión en el conductor (Schoenmakers, 2008, p. 103) y la instalación del mismo, se encuentra estimada a septiembre del 2008, por lo anterior se realiza la respectiva indexación de los valores respectivos.

3. Presupuesto alternativa 1 – HVDC Monopolar

Para garantizar la puesta en operación del centro de generación eólico Off-Shore, a través de la alternativa Caso 1 (HVDC Mono Polar), se realiza la construcción de la subestación Off-Shore, a través de la cual se eleva el perfil de tensión y se transforma la energía eléctrica generada por el parque de generación eólico en AC a DC, para realizar la transmisión de energía eléctrica en DC. Se realiza la construcción de la línea de transmisión la cual se encontrará operando en DC y transportará la energía generada por el centro de generación eólico y por último, se realizan las obras requeridas para acoplar la línea en la subestación On-Shore, en este punto es requerido un sistema de conversión de energía eléctrica de DC a AC, ya que la subestación en tierra se encuentra operando en DC así como también se realiza la transformación de energía eléctrica para garantizar la conexión al nivel de tensión disponible en la subestación On-Shore. A continuación, se presenta el detalle de la construcción del presupuesto asociado a la implementación de esta alternativa.

a. Costos asociados a la subestación Off-Shore

- Para realizar el acople de las líneas que llegan de cada uno de los aerogeneradores a la subestación Off-Shore, se realiza el acople en la subestación a través de una bahía de línea en su configuración barra sencilla tipo encapsulada en Hexafluoruro de azufre SF₆, operando a un nivel de tensión de 33 kV. Para esto se emplean las unidades constructivas expresadas en la resolución Creg 015 del 2018 (Comisión de Regulación de Energía y Gas , 2019, p. 193).
- Para garantizar el acople de las líneas de transmisión, en la subestación, se emplea una bahía de línea en configuración barra sencilla a un nivel de tensión de 110 kV encapsulada en Hexafluoruro de azufre SF₆. Para estimar el costo asociado a la puesta en

operación de este acople de líneas, se emplean las unidades constructivas aportadas por la Creg 015 del 2018. (Comisión de Regulación de Energía y Gas , 2019, p. 193).

- Se emplea en la subestación Off-Shore, una bahía de maniobra en Hexafluoruro de Azufre la cual se encontrará operando a un nivel de tensión de 110 kV. Para estimar el costo asociado a la puesta en operación de este componente requerido en la subestación se emplea como insumo las unidades constructivas establecidas en la resolución Creg 015 del 2018. (Comisión de Regulación de Energía y Gas , 2019, p. 193).

- Se requiere un transformador trifásico en su configuración elevadora, el cual realiza la transformación de tensión de 33 kV a 110 kV, el cual es el nivel de tensión en el cual opera el rectificador AC – DC, el cual hace parte de los elementos fundamentales para realizar la transmisión de energía. El transformador mencionado anteriormente contará con una capacidad instalada de 350 MVA. El costo asociado a la puesta en operación del transformador es tomado de la resolución Creg 015 del 2018, y la unidad se encuentra expresada en COP por MVA instalado, según el nivel de tensión en el cual se encuentra. (Comisión de Regulación de Energía y Gas , 2019, p. 193).

- Se requiere un rectificador HVD-VSC con tecnología Monopolar, este rectificador, modifica la señal de onda AC y la convierte en DC, en el proceso de transformación se transforma 110 kVac en 320 kVac, La capacidad requerida para el rectificador será de 350 MVA. (Grainger & Stevenson , 1998)

- Al interior de la subestación Off-Shore, se requiere sea puesto en operación un tablero general, en el cual se encontrarán ubicadas todas las protecciones requeridas por la subestación tanto en baja como en alta tensión. (The Crown State, 2010)(Bresesti, 2007)

- Son necesarios reactores al interior de la subestación. Estos reactores son indispensables para realizar una regulación de la corriente antes de la entrada en el rectificador de la subestación, estos adicionalmente son empleados como filtros AC, reduciendo el impacto de los armónicos de alta frecuencia generados en la conversión de corriente (López, 2010) (Maíz, 2014).

- Los convertidores al interior de la subestación son el componente fundamental del sistema HVDC – VSC, estos emplean electrónica de potencia y a través de una modulación por ancho de pulso PWM, regulan el perfil de tensión en la salida de la subestación. (López, 2010) (Maíz, 2014).

- Las válvulas son indispensables dentro de la subestación, ya que a través de estas, se garantiza realizar la correcta conversión de la energía generada en AC a energía generada en DC. (Schoenmakers, 2008).

- Debido a que la subestación emplea electrónica de potencia para realizar la modulación con ancho de pulso (PWM), se requiere contar con filtros armónicos y condensadores DC.

- Se requiere contar con sistemas de protección, instrumentación y control de los dispositivos que serán puestos en operación en la subestación (Muyeen, 2010), (Bresesti, 2007).

- Para garantizar la protección de los dispositivos que serán instalados en la subestación contra las descargas atmosféricas que se puedan presentar, se requiere contar con un sistema de puesta a tierra. (Muyeen, 2010), (Tong, 1998)

- Para garantizar la operación continua de la subestación, se requiere sea instalado un generador que opera con combustibles fósiles para garantizar el alumbrado y las

facilidades asociadas a la subestación Off-Shore, dentro de las cuales se encuentran los sistemas contra incendios, los sistemas de refrigeración que mantendrán la temperatura adecuada del Hexafluoruro de azufre presente en la subestación SF6, la iluminación de los espacios de alojamiento para el personal de la subestación. (The Crown State, 2010), (Bresesti, 2007), (Tong, 1998).

- Siguiendo el mismo principio que fue empleado para la estimación del monto requerido para la puesta en operación de las plataformas asociados a los aerogeneradores el cual es del 16 % del costo total del aerogenerador, se emplea el mismo principio, estimando un costo del 16% del monto total requerido (Schoenmakers, 2008), (Vithya, 2011).

- Para estimar el costo del anclaje de la subestación Off-Shore, se supone un valor del 10%, del monto total de gasto requerido en los equipos a ser instalados en la subestación, este valor se estima, gracias a que es el mismo empleado para el garantizar el anclaje de los aerogeneradores. (Vithya, 2011), (Schoenmakers, 2008), (Reidy, 2005).

- El costo estimado para la instalación y transporte de los equipos requeridos para garantizar la puesta en operación de la subestación Off-Shore que se encontrará operando en el centro de generación se estima en un 30% del valor total requerido para los equipos empleados en la subestación. (Vithya, 2011), (Schoenmakers, 2008), (Reidy, 2005).

Al igual que ocurre con la subestación en AC, se requiere los elementos que hacen parte del sistema AC presentes en la subestación Off-Shore, se encuentren embebidos en Hexafluoruro de azufre, con la finalidad de generar reducciones en el área requerida para garantizar la puesta en operación de la subestación Off-Shore.

b. Costos asociados a la subestación On-Shore

- A la entrada de la subestación, se requiere contar con un convertidor, a través del cual se realizará la regulación de la estabilidad del perfil de tensión de la línea de transmisión que está llegando a la subestación, así como también, actuará como inversor, y realizará la conversión de la energía suministrada en DC a energía suministrada en AC. (López, 2010) (Maíz, 2014).

- Al igual que en la subestación Off-Shore, se requiere contar con unas válvulas, a través de las cuales se garantiza la correcta conversión de la energía generada en DC a energía en AC (Schoenmakers, 2008).

- Debido a que la subestación emplea electrónica de potencia para realizar la modulación con ancho de pulso (PWM), se requiere contar con filtros armónicos y condensadores DC (Maíz, 2014).

- Es requerido contar con reactores, ya que a través de estos se regula la corriente, estos operan como filtros AC, reduciendo los armónicos de alta frecuencia generados en la conversión de corriente (López, 2010) (Maíz, 2014).

Una vez se ha realizada la conversión de la energía DC en energía AC, se procede a realizar el acople de los elementos en la subestación AC, para que la energía sea repartida al sistema que se encuentra en tierra, para garantizar lo anterior, se requieren los siguientes elementos:

- Una bahía de línea, en la cual se realizará el acople de las líneas que llegan a la subestación, esta bahía de línea se encontrará instalada en configuración barra sencilla a un nivel de tensión de 110 kV. Para estimar el costo de la inversión en este dispositivo, se emplean las unidades constructivas establecidas en la resolución CREG 015 del 2018 (Comisión de Regulación de Energía y Gas , 2019, p. 193).

- Una Bahía de transformador, ya que el inversor ubicado en la salida del acople DC exporta una energía a un nivel de tensión de 110 kVac, por ende, se requiere sea instalado un transformador que eleve el nivel de tensión de 110 kVac a 220 kVac el cual es el nivel de tensión disponible en la subestación a la cual se realizará la conexión. Para estimar el costo de la inversión en este dispositivo, se emplean las unidades constructivas establecidas en la resolución CREG 015 DEL 2018 (Comisión de Regulación de Energía y Gas , 2019, p. 193).

- Se requiere contar con una bahía de maniobra a través de la cual se realizará el acople, la transferencia y el seccionamiento, dicha bahía es del tipo convencional se requiere se encuentre operando a un nivel de tensión de 220 kV. Para estimar el costo de inversión de este dispositivo, se emplean las unidades constructivas establecidas en la resolución CREG 015 del 2018 (Comisión de Regulación de Energía y Gas , 2019, p. 193)

- Para estimar el costo asociado a las inversiones requeridas en las obras civiles las protecciones de la subestación, se emplea un módulo común del tipo 1, este módulo es seleccionado de acuerdo a la cantidad de Bahías que se evidencian en la subestación, a partir de lo anterior, se emplea para determinar el costo de esta inversión las unidades constructivas establecidas en la resolución Creg 015 del 2019 (Comisión de Regulación de Energía y Gas , 2019, p. 193).

- Módulo comun de barraje tipo 1 – configuración barra doble con seccionador de transferencia, dentro de este módulo se encuentran todos los elementos requeridos para realizar la protección de la subestación, para estimar el valor de inversión en este ítem se emplean las unidades constructivas establecidas en la resolución Creg 015 del 2019 (Comisión de Regulación de Energía y Gas , 2019, p. 193).

- Para estimar el monto requerido asociado a los equipos y obras comunes, dentro de las cuales se encuentran incluidos los servicios auxiliares, la malla de puesta a tierra y las obras civiles, con las cuales se garantizará la puesta en operación de la subestación, se requiere contar con un módulo común del tipo 1, la estimación del costo de inversión requerido para este módulo, es tomado a partir de las unidades constructivas establecidas en la resolución Creg 015 del 2019 (Comisión de Regulación de Energía y Gas , 2019, p. 193).

- Como se mencionó anteriormente, a la salida del inversor encargado de transformar la energía DC en AC en la subestación On-Shore, sale la energía a un nivel de tensión de 110 kV, por lo anterior, se requiere sea puesto en operación un transformador en configuración elevadora, el cual se encontrará encargado de realizar la elevación del perfil de tensión de 110 kV a 220 kV para suministrar la energía al sistema en tierra. La capacidad requerida a ser instalada a través de este transformador es de 350 MVA, el costo estimado de inversión es tomado a partir de las unidades constructivas establecidas en la resolución Creg 015 del 2019(Comisión de Regulación de Energía y Gas , 2019, p. 193), en la cual se evidencia el costo del transformador, por MVA requerido a ser instalado.

c. Costos asociados a la línea de transmisión

i) Etapa de la línea submarina

La estimación del costo de inversión requerido para garantizar la puesta en operación del conductor submarino que opera con tecnología DC a un nivel de tensión de 350 kVdc y cuenta con un diámetro de 1.000 mm², con una distancia de separación desde el centro de generación de 70 km. Se realizó basado en el modelo de optimización expuesto por (Schoenmakers, 2008, en el cual se evidencian los diferentes costos que influyen en la estimación del costo del conductor. Para realizar la estimación del costo del conductor final,

se realiza la construcción de la curva asociada a la tendencia de los costos del conductor. En la siguiente figura se presenta la estimación de la inversión requerida a ser realizada para garantizar la puesta en operación del conductor monopolar con tecnología DC.

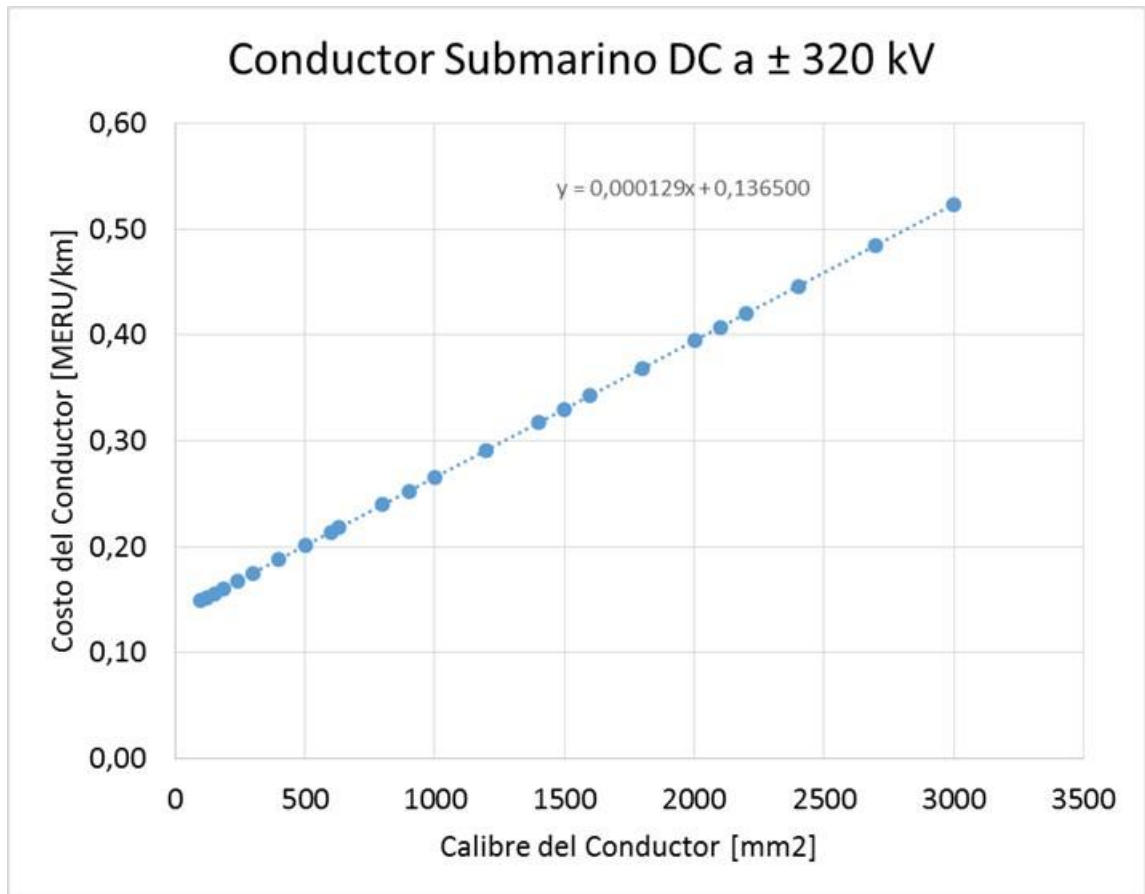


Figura A 22. Conductor Submarino DC a 320 kV. Tomado de: (Schoenmakers, 2008, p. 98)(ABB, 2010)

Los costos anteriormente presentados, se encuentran estimados a septiembre del 2008, por lo anterior, se realiza la actualización al valor actual empleando el IPP. Así como también la respectiva tasa de cambio, ya que el presupuesto se estimó en pesos. Para estimar el costo de instalación asociado al conductor submarino, se establece un monto de 203.500 EUR/km a septiembre del 2008.

ii) Etapa de la línea Subterránea

Para estimar la inversión requerida, asociada a la puesta en operación del conductor subterráneo con calibre 1.000 mm², que se encuentra operando a un nivel de tensión de 320 kV dc y contará con una distancia de 30 km a partir del acople con el conductor submarino, se tiene en cuenta la estimación similar a la anterior, teniendo como insumo principal la recopilación de información obtenida en el modelo de optimización establecido por (Schoenmakers, 2008), ya que en la inversión estimada, según el modelo, se tienen en cuenta muchas variables, dentro de las cuales se encuentran como principales el aislamiento del conductor y los valores estimados de instalación del conductor, es importante resaltar que para el acople del conductor, solo se requiere una caja de concreto. En la siguiente figura, se presenta la reconstrucción de la curva a través de la cual se estima el monto requerido de inversión para el conductor DC mencionado anteriormente.

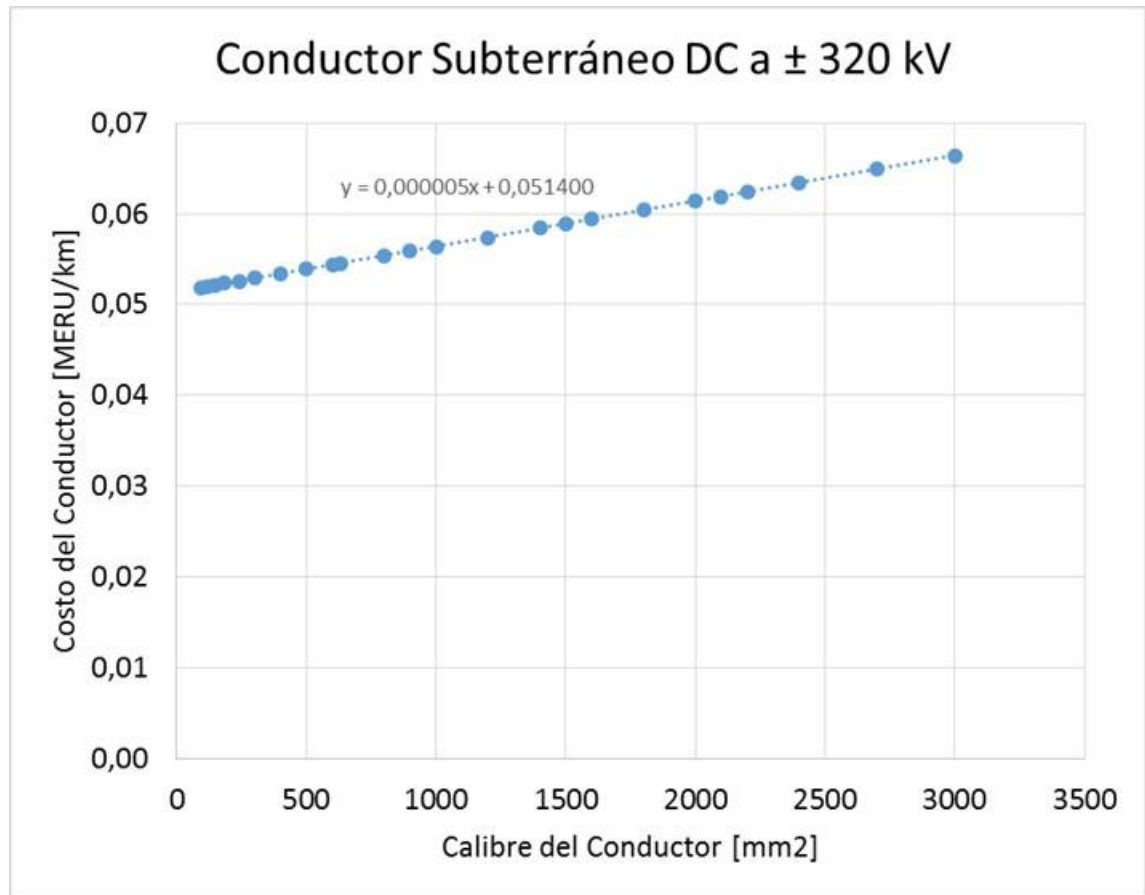


Figura A 23. Conductor Subterráneo DC a 320 kV. Tomado de: (Schoenmakers, 2008, p. 100)(ABB, 2010)

Para la estimación de la inversión asociada a la instalación del conductor se estima un valor de 152.254 EUR/km, es importante resaltar que la información recopilada asociada a la inversión en el conductor (Schoenmakers, 2008, p. 103) y la instalación del mismo, se encuentra estimada a septiembre del 2008, por lo anterior se realiza la respectiva indexación de los valores respectivos.

4. Presupuesto alternativa2 – HVDC Bipolar

Como se mencionó en el Anexo 3, asociado a las diferentes configuraciones establecidas para realizar la conexión del centro de generación eólico con el sistema en tierra, se establece que la configuración Bipolar, se encuentra compuesta por 2 polos monopolares, lo anterior, debido a que en caso de falla por alguno de los polos, el otro se encuentra en capacidad de seguir transmitiendo el 50% de la energía al sistema. (Universidad Tecnológica Nacional , 2019, p. 42), por lo tanto, los elementos requeridos para garantizar la puesta en operación de la subestación Off-Shore y la Subestación On-Shore, son los mismos pero se requiere el doble de los siguientes elementos:

a. Subestación Off-Shore

tabla A 1.

Elementos dobles requeridos en la subestación Off-Shore

Elementos dobles requeridos
Bahía de línea en configuración barra sencilla SF6
Bahía de maniobra SF6
HVDC - VSC Convertidores
Válvulas (Importantes para la conversión de energía AC en DC)
Filtro de Armónicos
Reactor de Fase
Condensador DC
Terminaciones de cable
Sistemas de instrumentación, protección y control

b. Subestación On -Shore

tabla A 2.

Elementos dobles requeridos en la subestación On-Shore

Elementos dobles requeridos
Válvulas (Importantes para garantizar el proceso de conversión DC a AC)

Filtro de armónicos
Reactor de Fase
Condensador DC
HVDC - VSC Convertidores

A partir de lo mencionado anteriormente, los costos unitarios estimados para la alternativa bipolar, son los mismos que en la alternativa monopolar, teniendo una diferencia significativa en la cantidad de equipos requeridos. Sin embargo, las líneas de transmisión debido a encontrarse operando a niveles de tensión DC diferentes a los de la alternativa monopolar, si presentan modificaciones en el costo requerido para la inversión.

c. Costos asociados a la línea de transmisión

i) Etapa de la línea submarina

La estimación del costo de inversión requerido para garantizar la puesta en operación del conductor submarino que opera con tecnología DC a un nivel de tensión de 150 kVdc y cuenta con un diámetro de 1.000 mm², con una distancia de separación desde el centro de generación de 70 km. Se realizó basado en el modelo de optimización expuesto por (Schoenmakers, 2008), en el cual se evidencian los diferentes costos que influyen en la estimación del costo del conductor. Para realizar la estimación del costo del conductor final, se realiza la construcción de la curva asociada a la tendencia de los costos del conductor. En la siguiente figura se presenta la estimación de la inversión requerida a ser realizada para garantizar la puesta en operación del conductor bipolar con tecnología DC.

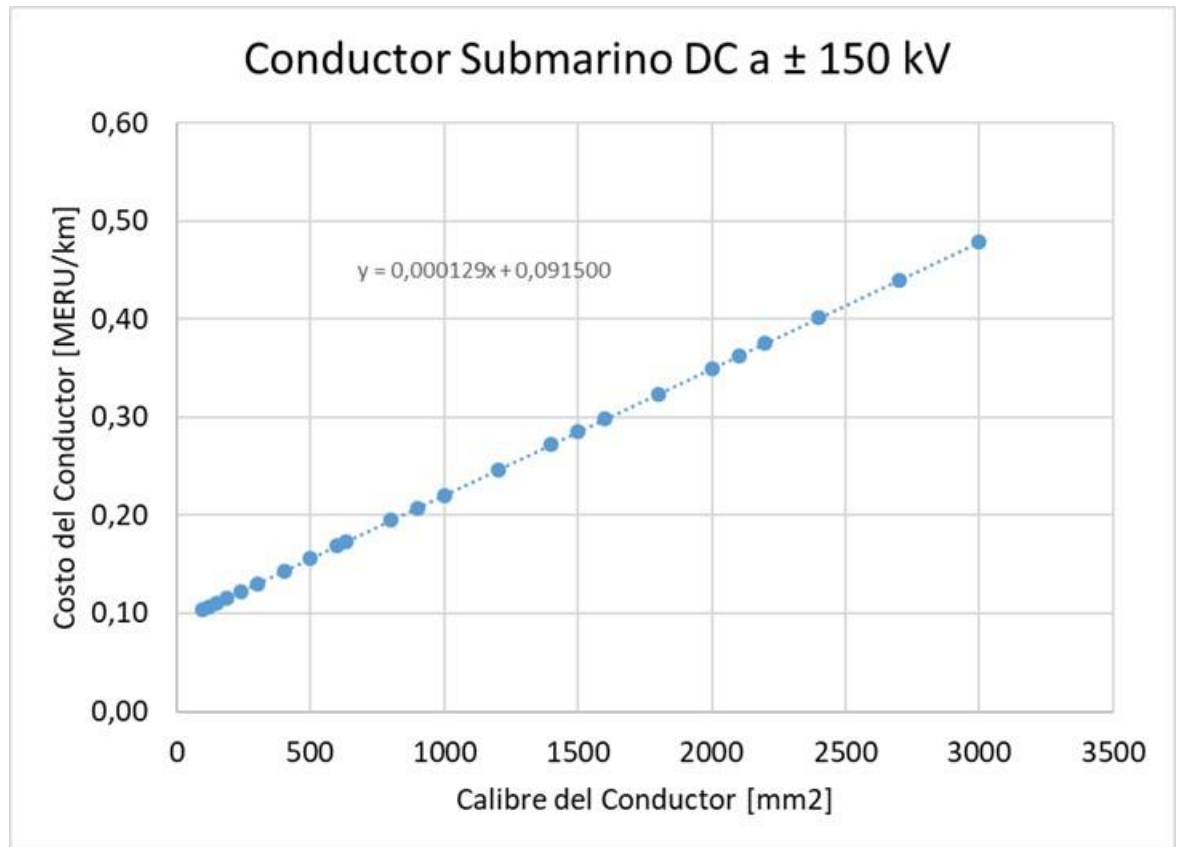


Figura A 24. Conductor Submarino DC a 320 kV. Tomado de: (Schoenmakers, 2008, p. 97)(ABB, 2010)

Los costos anteriormente presentados, se encuentran estimados a septiembre del 2008, por lo anterior, se realiza la actualización al valor actual empleando el IPP. Así como también la respectiva tasa de cambio, ya que el presupuesto se estimó en pesos. Para estimar el costo de instalación asociado al conductor submarino, se establece un monto de 203.500 EUR/km a septiembre del 2008, el cual es el mismo valor de instalación para el conductor monopolar, sin embargo, es importante tener en cuenta que para esta alternativa serán puestos en operación 2 conductores monopolares.

ii) Etapa de la línea Subterránea

Para estimar la inversión requerida, asociada a la puesta en operación del conductor subterráneo con calibre 1.000 mm², que se encuentra operando a un nivel de tensión de 150 kV dc y contará con una distancia de 30 km a partir del acople con el conductor submarino, se tiene en cuenta la estimación similar a la anterior, teniendo como insumo principal la recopilación de información obtenida en el modelo de optimización establecido por (Schoenmakers, 2008), ya que en la inversión estimada, según el modelo, se tienen en cuenta muchas variables, dentro de las cuales se encuentran como principales el aislamiento del conductor y los valores estimados de instalación del conductor, es importante resaltar que para el acople del conductor, solo se requiere una caja de concreto. En la siguiente figura, se presenta la reconstrucción de la curva a través de la cual se estima el monto requerido de inversión para el conductor DC bipolar mencionado anteriormente.

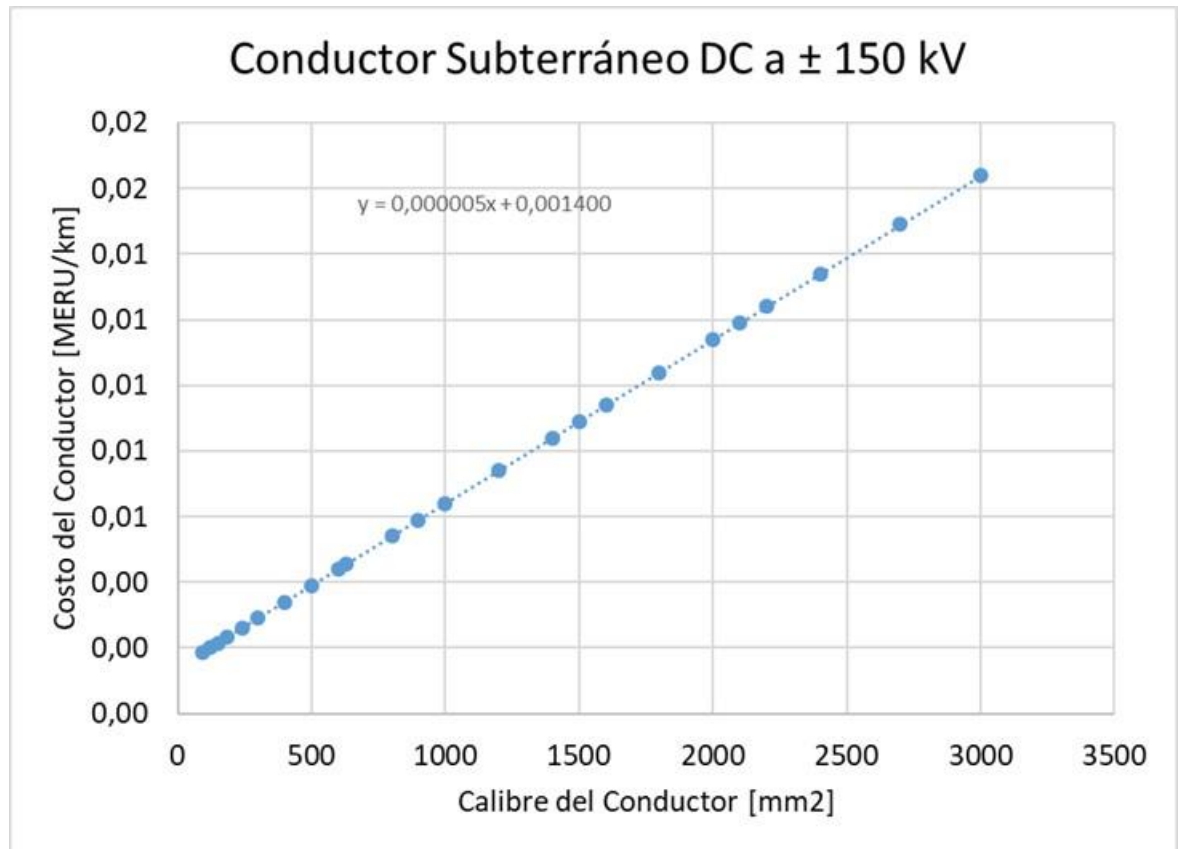


Figura A 25. Conductor Submarino DC a 150 kVdc. Tomado de: (Schoenmakers, 2008, p. 100)(ABB, 2010)

Para la estimación de la inversión asociada a la instalación del conductor se estima un valor de 152.254 EUR/km, es importante resaltar que la información recopilada asociada a la inversión en el conductor (Schoenmakers, 2008, p. 103) y la instalación del mismo, se encuentra estimada a Septiembre del 2008, por lo anterior se realiza la respectiva indexación de los valores respectivos, el monto al igual que el conductor submarino es tomado igual al monto presentado para el conductor monopolar, debido a que como se mencionó anteriormente, esta alternativa contempla la puesta en operación de dos monopolos.

Anexo 4. Costos de Operación y Mantenimiento del Proyecto

La operación y mantenimiento del sistema en general, se encuentra compuesto por dos aspectos importantes. Uno de ellos la operación y mantenimiento del centro de generación eólico y el segundo la operación y mantenimiento del sistema de transmisión de energía eléctrica.

i) Operación y mantenimiento del centro de generación

A partir de la energía efectiva que puede ser suministrada por el centro de generación eólico, se cuantifica el monto asociado a la operación y mantenimiento del mismo. El cual asciende a 79 USD/kWh-año, dicho valor es transformado a USD/kWh empleando la cantidad de horas del año ($79 \text{ USD/kWh}/8760\text{h}$) para tener la expresión en USD/kWh y por último, estimando un monto en pesos a través de la tasa de cambio, dicho monto asciende a 27,05 COP/kWh. (International Renewable Energy Agency , 2018, p. 109)

ii) Operación y mantenimiento del sistema de transmisión de energía

En general los costos de operación y mantenimiento de los conductores que se encuentran enterrados en el lecho marino, es mínima, debido a que las fallas que pueden presentar estos conductores son presentadas en el momento en el cual embarcaciones ponen anclas sobre el lecho marino que da origen al desplazamiento de los conductores (Eeckhout, 2008, p. 91). A partir de lo anterior, se estima que el costo de operación y mantenimiento asociado al sistema de transmisión de energía empleando tecnología HVAC se encuentra estimado en un 15% del valor estimado para la puesta en operación de las subestaciones, este valor es el costo de Operación y Mantenimiento del sistema durante la vida útil de la conexión del centro de generación empleando tecnología HVAC. (Elliott, y otros, 2018, p. 8)

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, el costo de operación y mantenimiento del sistema de transmisión empleando tecnología HVAC asciende a 139.409.413 COP/mensuales.

Debido a que los conductores requeridos para la puesta en operación del sistema HVDC operan con el mismo principio de confiabilidad de operación en el suministro de energía eléctrica, el valor de operación y mantenimiento se estima en el 0.50% anual del valor requerido para garantizar la puesta en operación de las subestaciones asociadas al sistema con este tipo de tecnología (Lancheros, 2017, p. 57). El costo de operación y mantenimiento para la alternativa Monopolar asciende a 306.380.794 COP/mensual y la alternativa bipolar asciende a 521.700.155 COP/mensual.

A partir de lo mencionado anteriormente, se obtiene la tabla resumen con la operación y mantenimiento mensual estimada para cada una de las alternativas que serán evaluadas en el desarrollo del modelo económico del proyecto.

tabla A 3.

Costos asociados a la operación y mantenimiento del proyecto

ÍTEM	UNIDAD	VALOR
Operación y Mantenimiento del centro de generación Eólico	COP/kWh	27,05
Operación y Mantenimiento sistema HVAC alternativa Caso Base	COP/mes	139.409.413
Operación y Mantenimiento sistema HVDC Monopolar Caso 1	COP/mes	306.380.794
Operación y Mantenimiento sistema HVDC Bipolar Caso 2	COP/mes	521.700.155

Nota. Tomado de: (Eeckhout, 2008, p. 91), (Lancheros, 2017, p. 57),(Elliott, y otros, 2018, p. 8)

Anexo 5. Emisiones de Bonos de Carbono

La emisión de bonos de carbono, es una herramienta establecida por la convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático la cual tenía como finalidad determinar cómo encontrar las emisiones de CO₂ (Carbono) en proyectos que desplacen dichas emisiones. (Clean Development Mechanism, 2016)

Para lo cual se estableció una herramienta a través de la cual se puede estimar el desplazamiento en Toneladas de CO₂, cuando se realiza la generación con plantas de energía renovable en el sistema eléctrico, es decir cuando se genera energía eléctrica y esta es inyectada de forma directa a una red eléctrica, que en el caso del presente proyecto será el Sistema Interconectado Nacional. Luego de realizar el respectivo análisis de cada uno de los factores implicados en la estimación de las emisiones de CO₂, por parte de la UPME en el Sistema Eléctrico Nacional, se determina un factor de emisión debido al margen de construcción de la planta de generación (Madrñan, Herrera , & Sánchez , 2017). La expresión empleada es la siguiente:

Ecuación 1.

Factor de emisión de Carbono (TonCO₂/MWh)

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum EG_{m,y} * EF_{EL,m,y}}{\sum EG_{m,y}}$$

Donde:

$EF_{grid,BM,y}$: Factor de emisión margen (tCO₂/MWh)

$EG_{m,y}$: Energía neta entregada a la red por todas las unidades de generación en Colombia
(MWh/año)

$EF_{EL,m,y}$: Factor de emisión de las unidades de generación m en el año y (t CO₂/MWh)

m = Todas las unidades de generación del sistema de transmisión nacional

y = Año histórico más reciente para el que los datos de generación de plantas en el sistema nacional se encuentran disponibles.

A partir de lo anterior, la UPME, determina que el factor de emisión de carbono es de **0.401TonCo₂ por MWh** generados con el proyecto(Unidad de Planeación Minero Energetica, 2016).

Anexo 6. Cargo por Confiabilidad

El cargo por confiabilidad permite hacer viable la inversión en centros de generación con fuentes de generación no convencionales, a partir del estudio de las condiciones ambientales, permitiendo con esto garantizar la atención de la demanda de energía del sistema eléctrico nacional a partir de la puesta en operación de centrales que emplean fuentes de generación con energía renovable, en los meses en los cuales es escaso el recurso hídrico en el territorio nacional (XM, 2019).

Este cargo por confiabilidad fue creado a partir de la nueva subasta energética, con la finalidad de cubrir la demanda de energía del sistema eléctrico nacional, ya que las plantas de generación con energía no convencional, se comprometen a suministrar una energía mínima y estable durante un plazo determinado, cuando el umbral del precio de bolsa supera el umbral establecido por la CREG, esto permite a los generadores contar con un ingreso de dinero fijo, sin tener en cuenta su participación diaria en el mercado mayorista, lo cual reduce el riesgo de inversión en los centros de generación con energía renovables (XM, 2019).

Para realizar la estimación del cargo por confiabilidad se emplea la siguiente metodología:

1. Se toma la serie de velocidad del viento histórico, a partir de esto se determina para un año el valor máximo y el valor mínimo de velocidad del viento para cada mes del año(Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016).

2. Con la capacidad de potencia que puede ser generada por el parque eólico, se determina la capacidad de generación máxima y mínima por mes durante un año de operación(Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016).

3. Se organizan los valores de máximo a mínimo donde el valor mínimo de generación tiene un 100% de probabilidad de ser superado y el valor máximo un valor de probabilidad de 0% de ser superado(Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016).

4. Se emplea una interpolación lineal para estimar las probabilidades de ser superada la generación en cada uno de los meses del año a partir de la siguiente expresión

$$y = y_a + (x - x_a) \frac{y_b - y_a}{x_b - x_a}$$

5. A partir de esto, se determina el punto en el cual la energía producida tiene el 90% de probabilidad de ser superado y esta será la energía en firme que será remunerada a una tarifa establecida(Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016).

A continuación se presenta el comportamiento probabilístico para la posibilidad de superar la capacidad de generación del centro de generación eólico, estableciendo que dicha capacidad puede ser superada en el mes de mayo, por lo tanto la energía confiable que puede ser entregada por el centro de generación asciende a 61.313 MWh por mes al año, como se presenta en la siguiente tabla.

tabla A 4.

Energía mínima que puede ser comprometida por el centro de generación eólico

Fecha	Energía generada [MWh-mes]	Probabilidad [%]
Enero	219.950	0%
Diciembre	181.596	22%
Noviembre	181.221	22%
Febrero	155.477	37%
Marzo	135.850	48%
Abril	111.750	62%
Octubre	110.179	63%
Septiembre	75.455	83%
Mayo	61.313	91%

Agosto	53.721	96%
Junio	50.598	98%
Julio	46.277	100%

Nota. Tomado de: Elaboración propia

La energía que será vista como ingreso para el centro de generación a partir del cargo por confiabilidad, será cobrada al Sistema Interconectado Nacional a través de una tarifa establecida de 17,01 USD por cada MWh generado(CREG, 2018), luego de aplicar la tasa de cambio, dicho valor asciende a 51.030 COP por MWh generado.

Anexo 7. Variables asociadas a la especificación Matemática

A continuación, se presentan las proyecciones de cada una de las variables que interfieren en la modelación matemática del proyecto de inversión, durante los 30 años de operación del proyecto, periodo en el cual se espera sea obtenido el retorno a la inversión antes de hacer re-inversión en los equipos comienzan a salir de operación. Es indispensable aclarar que la modelación económica del proyecto será realizada de forma mensual, por ende, todas las variables proyectadas en este anexo serán presentadas para los 360 meses de operación del proyecto.

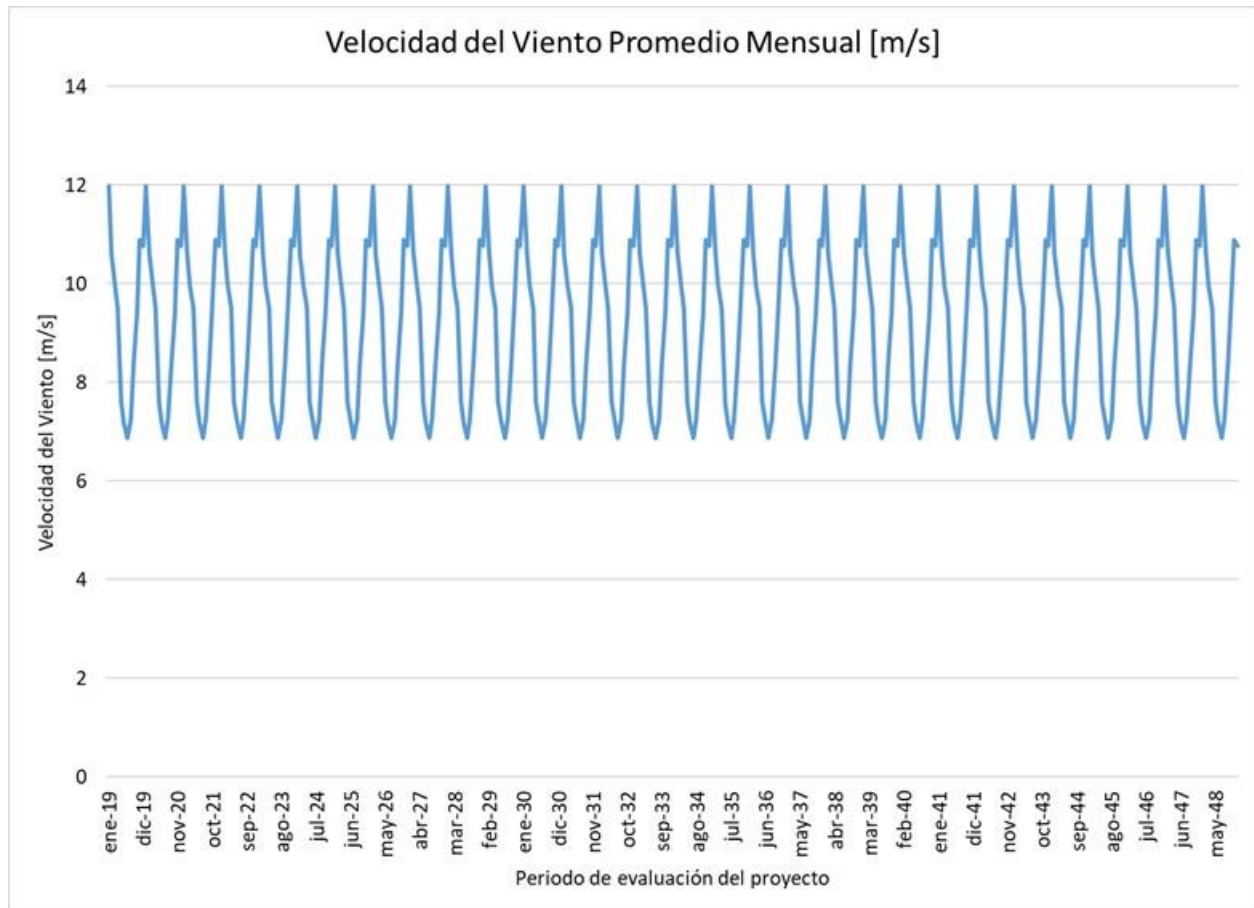
Para realizar la modelación de las variables, se tienen en cuenta dos aspectos fundamentales. En primer lugar, se encuentra la proyección de las variables desde el aspecto técnico y en segundo lugar se encuentra la proyección de las variables desde el aspecto económico.

a. Desde el aspecto técnico

i. Perfil de velocidad del viento

El perfil de velocidad del viento se tomó a partir de la selección de un punto a 100 km de distancia de la costa, en el extremo Noroeste de Colombia, para determinar la velocidad del viento, se tomó el promedio mensual arrojado por el Software HybridOptimizationMultiple Energy Resources (Homer-Pro), el cual como se mencionó dentro del presente documento, toma como referencia el perfil meteorológico de la Nasa(Energy, 2018). El perfil de velocidad del viento se encuentra replicado durante el periodo de vida útil del proyecto, ya que Software como Hommer replican el comportamiento de las variables meteorológicas durante el periodo de vida útil de los proyectos de inversión en fuentes no convencionales de energía a (Energy, 2018). En la siguiente figura se puede

observar el comportamiento del perfil de velocidad del viento promedio mensual, durante el tiempo de evaluación del proyecto de inversión, 360 meses.



$$P[W] =$$

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 \text{ m/s} - 4,87 \text{ m/s} \Rightarrow 0 \\ 4,88 \text{ m/s} - 10,6 \text{ m/s} \Rightarrow -1,8923(v^5) + 79,14(v^4) - 1283,2(v^3) + 10156(v^2) - 38952(v) - 58039 \\ 10,7 \text{ m/s} - 12,64 \text{ m/s} \Rightarrow -318,84(v^2) + 7957,3(v) - 44638 \\ 12,65 \text{ m/s} - 25 \text{ m/s} \Rightarrow 5000 \\ 25,1 \text{ m/s} - 28 \text{ m/s} \Rightarrow 0 \end{array} \right.$$

A partir de la anterior expresión se obtiene la potencia entregada por cada Aerogenerador, en función de la velocidad del viento con la cual este siendo impactado, al multiplicar esta potencia por el número de aerogeneradores y las horas de cada mes, se construye la gráfica de la energía que puede ser suministrada por el centro de generación promedio mensual, para el periodo de evaluación del proyecto de inversión (360 meses), como se presenta a continuación.

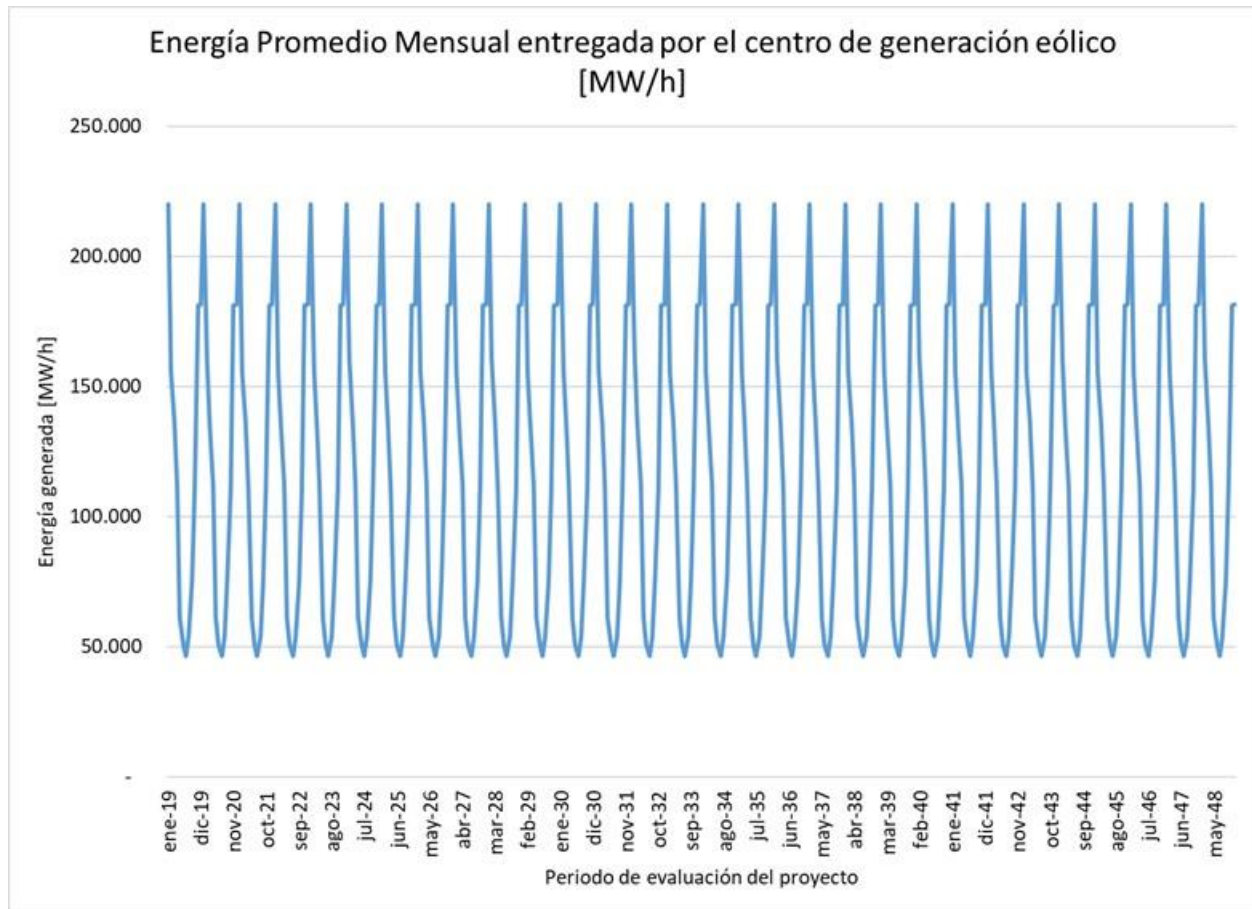


Figura A 27. Energía promedio mensual producida por el centro de generación eólico Off-Shore [MW/h]

iii. Pérdidas de energía por las líneas de cada una de las alternativas

Luego de realizar las respectivas simulaciones técnicas empleando el software DigsilentPowerSystem, para cada una de las alternativas de inversión, se determinan las pérdidas de energía que se tendrán a través de las líneas, durante el periodo de evaluación del proyecto. En la siguiente figura se presenta el porcentaje de energía perdida promedio mensual por cada una de las líneas que componen las alternativas de inversión.

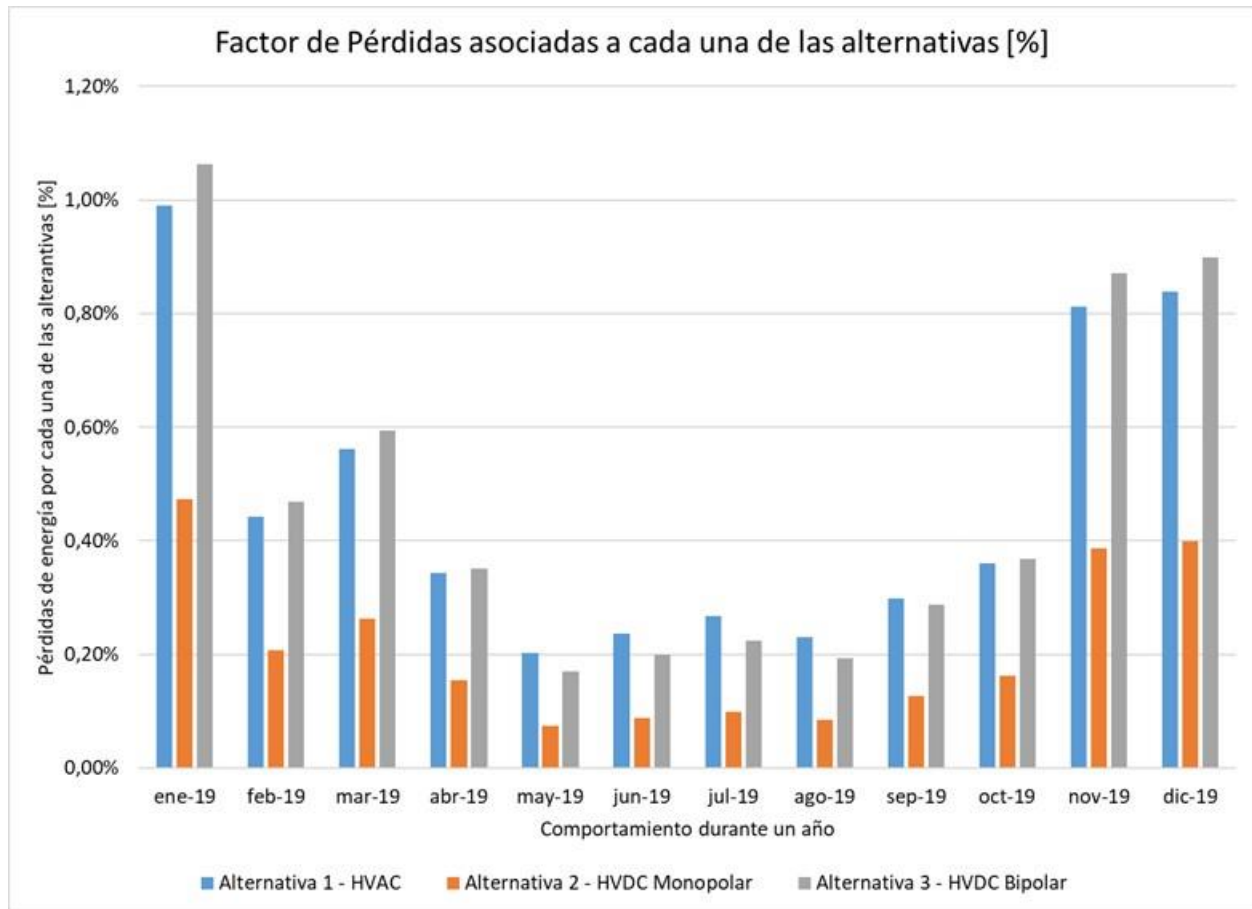


Figura A 28. Factor de pérdidas asociado a cada una de las alternativas de inversión. Tomado de: Simulación en (Digsilent, 2019)

Debido a que el perfil de velocidad del viento se replica en cada uno de los periodos, se tendrá el mismo comportamiento de pérdidas durante el tiempo de vida útil del proyecto de inversión.

iv. Energía real producida con cada alternativa

Luego de cuantificar la energía que puede ser producida por el centro de generación eólico y las pérdidas de energía que se tendrán con cada una de las alternativas, se procede a estimar la energía promedio mensual que puede ser suministrada efectivamente al sistema en tierra por con cada una de las alternativas planteadas, en la siguiente figura, se presenta la energía producida real.

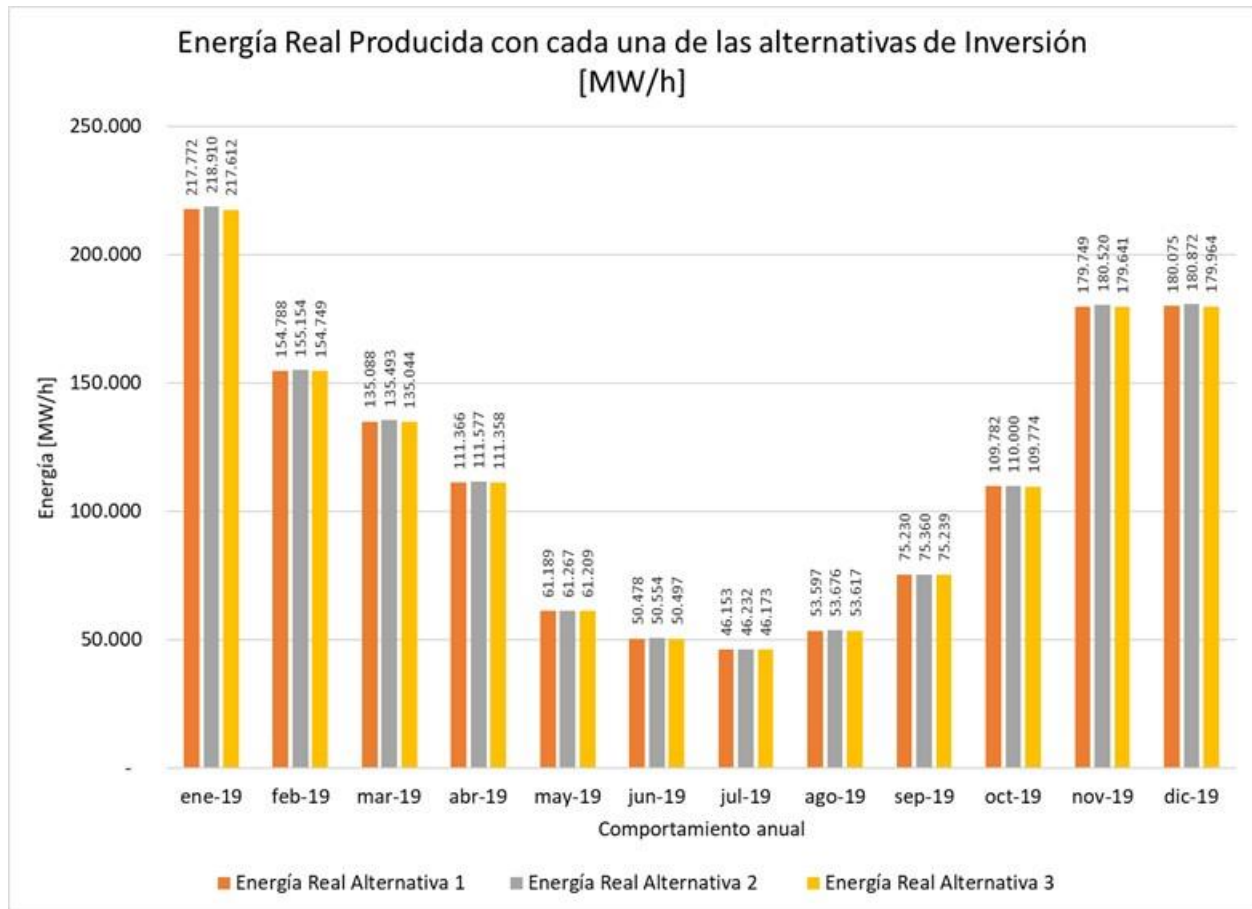


Figura A 29. Energía Real producida con cada una de las alternativas de inversión

Debido a que la velocidad del viento se está replicando durante el periodo de vida útil del proyecto, el comportamiento técnico será el mismo durante los 30 años de evaluación del proyecto de inversión.

b. Desde el aspecto económico

i. Proyección de la Inflación

Para la proyección de crecimiento de la Inflación, con la cual se realizará la indexación de cada uno de los parámetros que conforman el modelo económico que será modelado en GAMS, se toma como referencia el promedio de variación porcentual del valor anual estimado para el periodo comprendido entre 1946 y el 2018, este porcentaje será el aumento asignado dado al último valor de inflación publicado por el DANE(DANE, 2019). A

partir de lo anterior se obtiene la siguiente gráfica de comportamiento de la inflación anual, durante el periodo en el cual se espera obtener el retorno a la inversión (30 años).

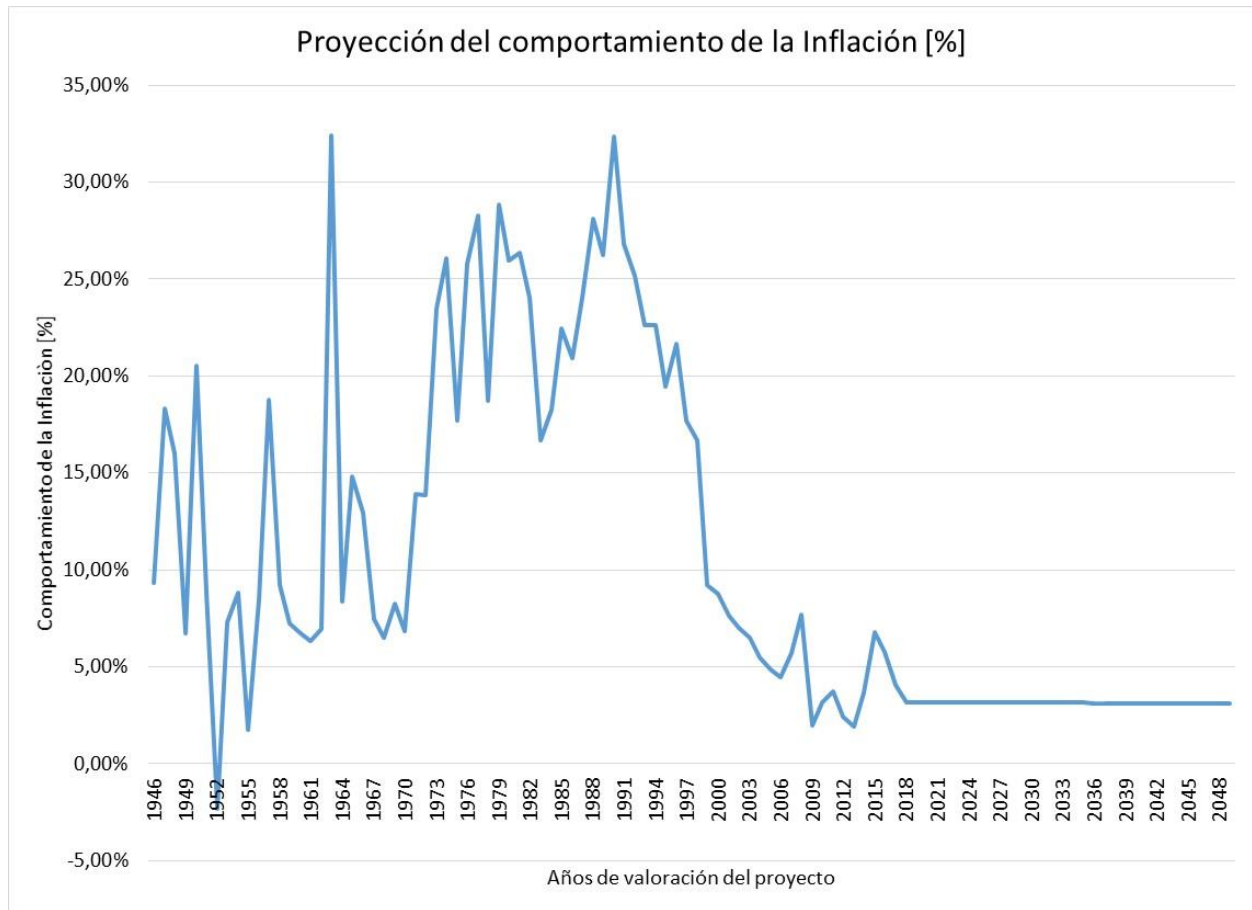


Figura A 30. Proyección del comportamiento de la inflación anual. Tomado de: (DANE, 2019)

Del anterior gráfico, se resalta que el horizonte de evaluación del proyecto será de 30 años iniciando en el 2019 y terminando en el 2048.

ii. Proyección del comportamiento del precio de la energía en bolsa

Se cuenta con el comportamiento del precio de la energía en bolsa promedio mensual, desde marzo 2003 hasta marzo del 2019, para realizar la proyección del precio de la energía en bolsa, se realiza una proyección empleando el promedio móvil de los últimos 25 periodos,

obteniendo la siguiente gráfica, para los 360 meses en los cuales se espera sea obtenido el retorno a la inversión del proyecto.

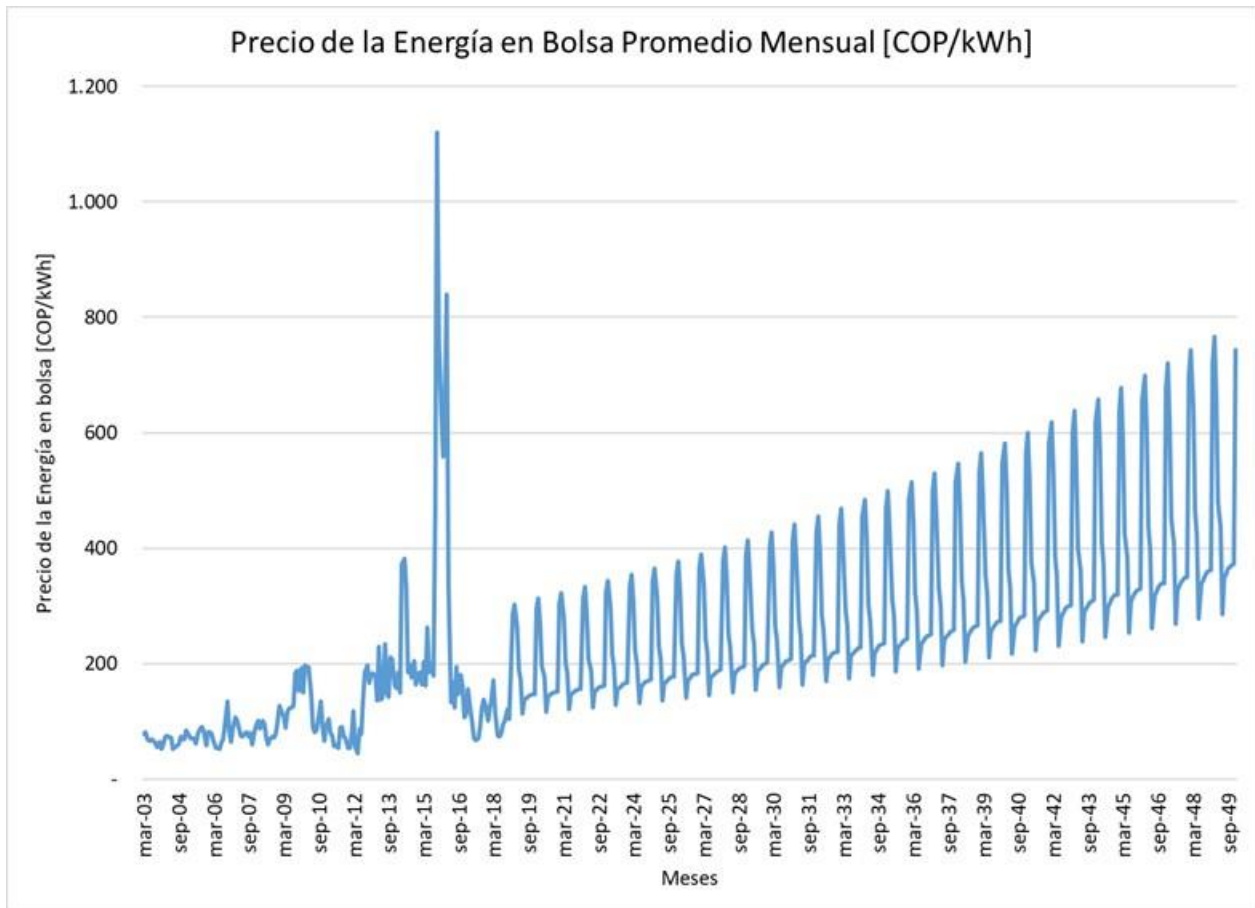


Figura A 31. Proyección del comportamiento del precio de la energía en bolsa [COP/kWh]. Tomado de: (XM, 2019)

La proyección se realiza de esta forma, debido a que se requiere contar con el comportamiento de tendencia y volatilidad de la serie de tiempo. Como se puede observar en la anterior gráfica, el precio de la energía en bolsa se encuentra en COP por kWh, y la energía del centro de generación eólico se encuentra en MWh, se multiplica el precio de la energía en bolsa promedio mensual proyectado por 1000, obteniendo con esto el precio de la energía en bolsa en COP por MWh.

iii. Proyección del comportamiento del precio de venta de la tonelada de CO2

Debido a que se cuenta con el comportamiento del precio de venta de las toneladas de CO2 para el periodo comprendido entre enero del 2008 y julio del 2019 (SENDECO, 2019), se emplea el mismo principio de promedio móvil para realizar la proyección del comportamiento del precio de las toneladas de CO2 a ser comercializadas durante el periodo de vida útil del proyecto, como se presenta en la siguiente gráfica. El indicador para establecer cuantos bonos de carbono son producidos por el centro de generación eólico, fue mencionado en el Anexo 5.

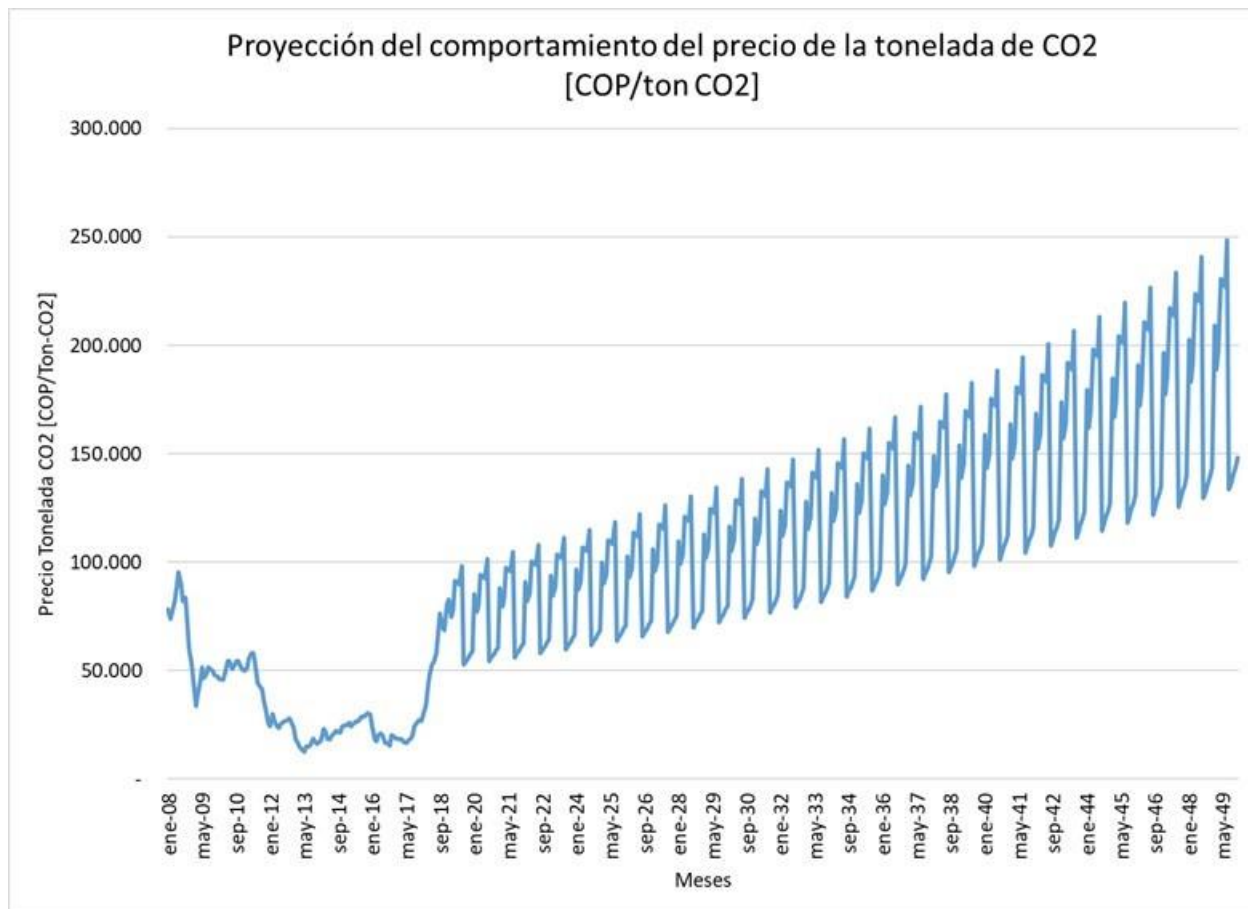


Figura A 32. Proyección del comportamiento del precio de las toneladas de CO2. Tomado de: (SENDECO, 2019)

La proyección se realiza de esta forma, debido a que se requiere contar con el comportamiento de tendencia y volatilidad de la serie de tiempo. Como se puede observar en la anterior gráfica, el precio de la tonelada de CO2, se encuentra en COP por Ton-CO2, sin embargo la tonelada de CO2 se transa en Euros, para esto se emplea la tasa representativa del mercado la cual es 3.600 EUR.

iv. Proyección del comportamiento del cargo por confiabilidad

El cargo por confiabilidad fue establecido en 17 USD/MWh (XM, 2019), este será el precio al cual será vendida la energía que puede ser comprometida por el centro de generación, al realizar la conversión de este cargo a COP con la tasa representativa de 3000 USD, se obtiene un valor de 51.030 COP/MWh. Este valor es proyectado, empleando la serie de la inflación para el periodo de vida útil del proyecto, arrojando como resultado la siguiente gráfica. La obtención de la energía que puede ser comprometida para el cargo por confiabilidad fue cuantificada en el Anexo 6.

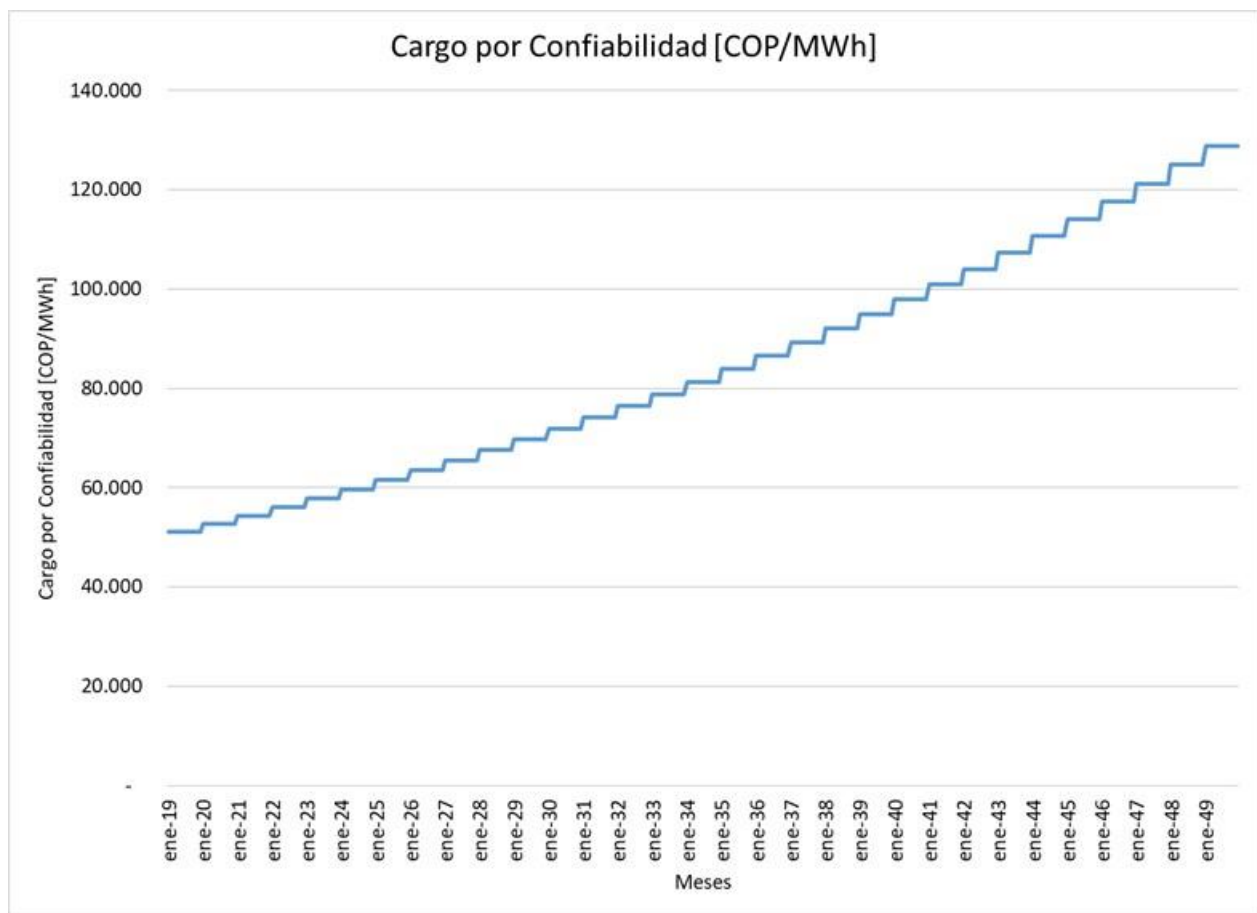


Figura A 33. Cargo por confiabilidad [COP/MWh]. Tomado de: (XM, 2019)

v. Proyección del costo mensual de operación y mantenimiento del centro de generación

Como se determinó el precio de la operación y el mantenimiento se encuentra asociado a 27,05 COP por kWh generado con el centro de generación, para realizar la proyección del precio de la operación y el mantenimiento se empleó la proyección del IPP, indexando el valor encontrado anualmente. Obteniendo como resultado la siguiente gráfica. El detalle de la obtención del costo de operación y mantenimiento fue mencionado en el Anexo 4.

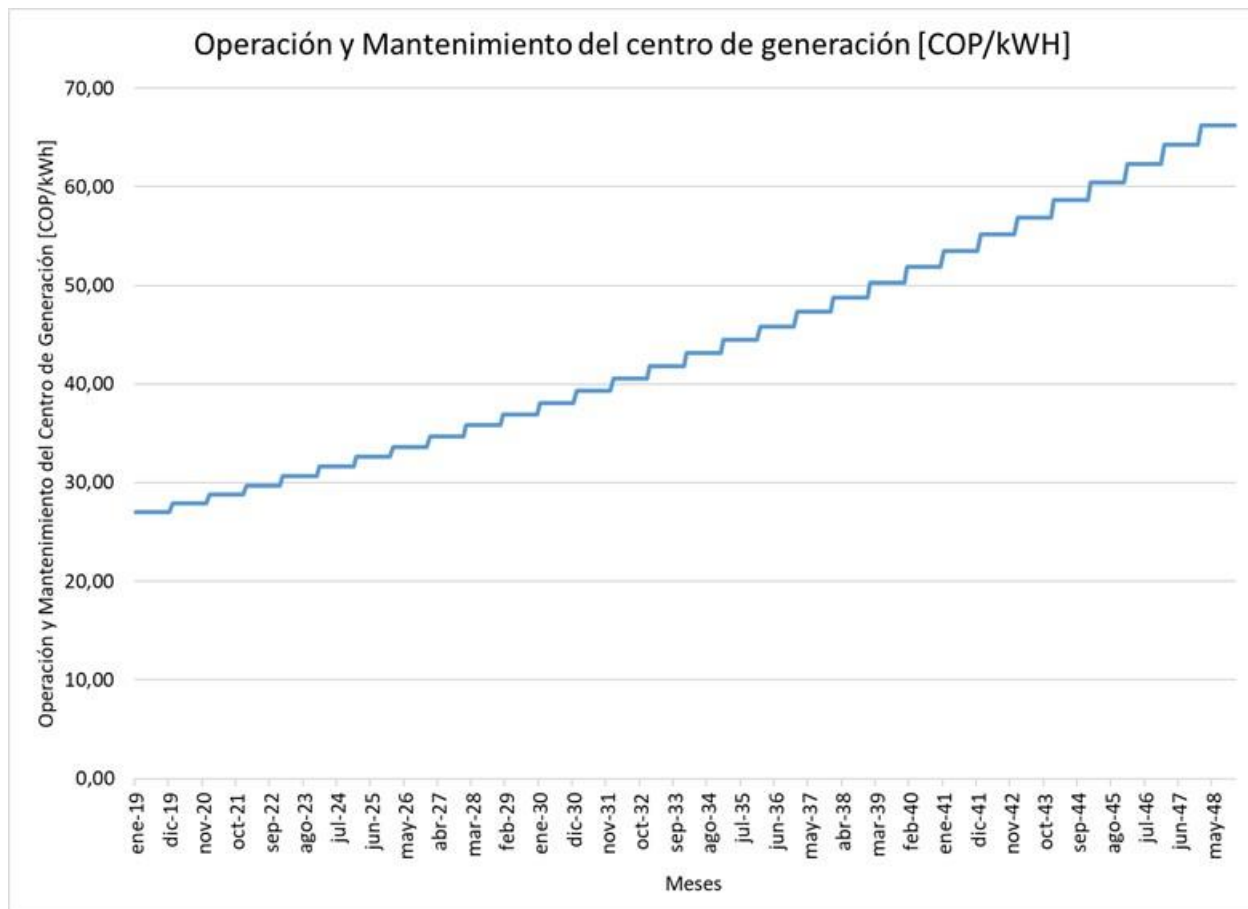


Figura A 34. Proyección Costo mensual Operación y Mantenimiento del Centro de generación [COP/kWh]. Tomado de: (International Renewable Energy Agency , 2018, p. 109)

Es importante resaltar que el costo mensual de operación y mantenimiento se encuentra estimado en COP por kWh, debido a que la energía suministrada por el centro de generación eólico, se encuentra suministrada en MWh, el costo de la operación y mantenimiento será multiplicado por 1.000, con la finalidad de obtener el costo de operación y mantenimiento en COP por MWh.

vi. Proyección del costo mensual de operación y mantenimiento de cada una de las alternativas

Para determinar el comportamiento de la proyección de la operación y el mantenimiento de cada una de las alternativas, se empleó la proyección del comportamiento

del IPP, con lo cual se realizó la indexación de cada uno de los valores asociados a la operación y mantenimiento de las alternativas, obteniendo como resultado la siguiente gráfica. El detalle de la obtención del costo de operación y mantenimiento fue mencionado en el Anexo 4.

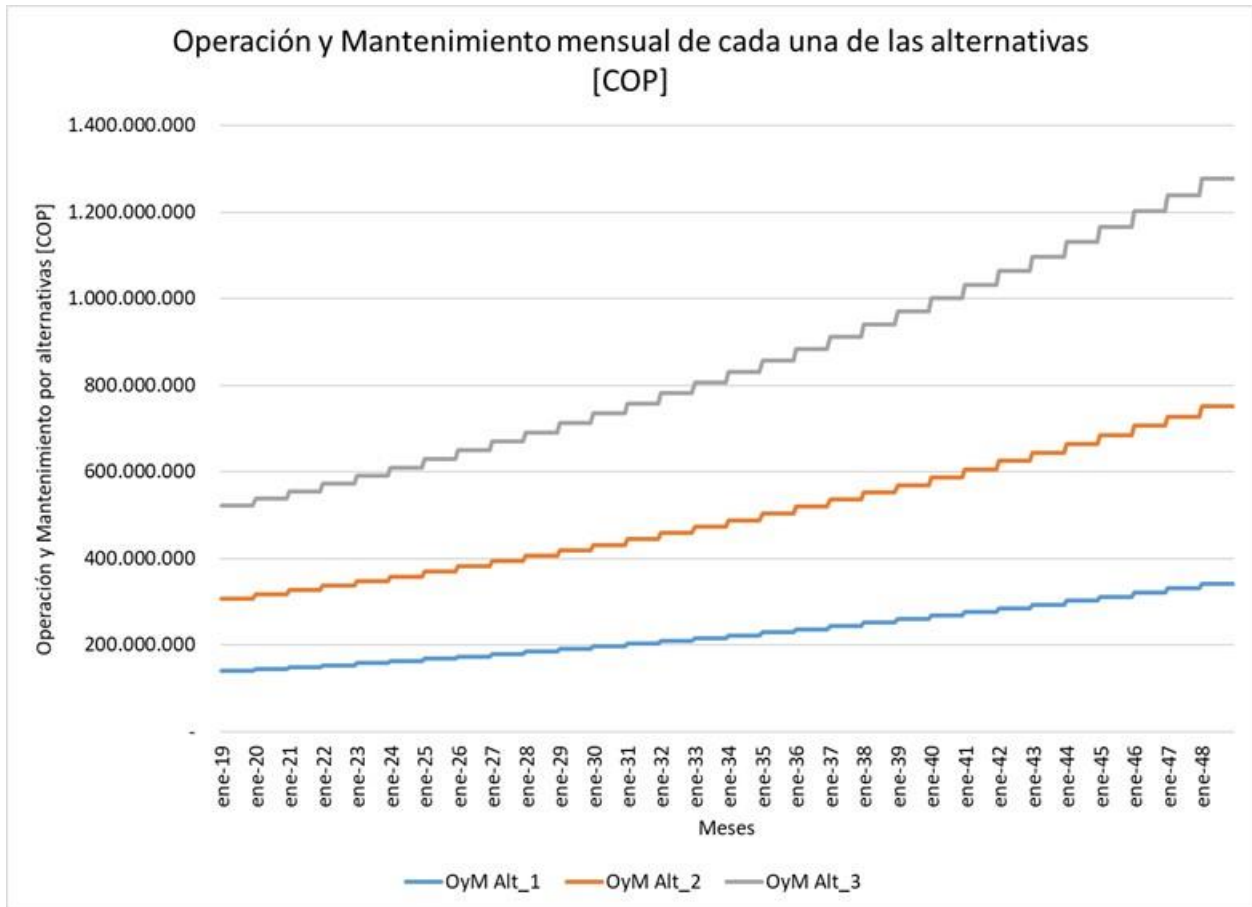


Figura A 35. Proyección del costo de operación y mantenimiento mensual de cada una de las alternativas. Tomado de: (Eeckhout, 2008, p. 91), (Lancheros, 2017, p. 57), (Elliott, y otros, 2018, p. 8)

Anexo 8. Resultados de Simulación

- **Demanda de energía**

A continuación, se presenta la demanda de energía arrojada por el software GAMS, en la Figura A 36, se puede observar el comportamiento gráfico de la demanda de energía.

121	218909.636,	122	155155.163,	123	135492.714,	124	111576.787
125	61267.015,	126	50553.474,	127	46231.186,	128	53675.337
129	75359.172,	130	110000.510,	131	180519.675,	132	180871.432
133	218909.636,	134	155155.163,	135	135492.714,	136	111576.787
137	61267.015,	138	50553.474,	139	46231.186,	140	53675.337
141	75359.172,	142	110000.510,	143	180519.675,	144	180871.432
145	218909.636,	146	155155.163,	147	135492.714,	148	111576.787
149	61267.015,	150	50553.474,	151	46231.186,	152	53675.337
153	75359.172,	154	110000.510,	155	180519.675,	156	180871.432
157	218909.636,	158	160695.670,	159	135492.714,	160	111576.787
161	61267.015,	162	50553.474,	163	46231.186,	164	53675.337
165	75359.172,	166	110000.510,	167	180519.675,	168	180871.432
169	218909.636,	170	155155.163,	171	135492.714,	172	111576.787
173	61267.015,	174	50553.474,	175	46231.186,	176	53675.337
177	75359.172,	178	110000.510,	179	180519.675,	180	180871.432
181	218909.636,	182	155155.163,	183	135492.714,	184	111576.787
185	61267.015,	186	50553.474,	187	46231.186,	188	53675.337
189	75359.172,	190	110000.510,	191	180519.675,	192	180871.432
193	218909.636,	194	155155.163,	195	135492.714,	196	111576.787
197	61267.015,	198	50553.474,	199	46231.186,	200	53675.337
201	75359.172,	202	110000.510,	203	180519.675,	204	180871.432
205	218909.636,	206	160695.670,	207	135492.714,	208	111576.787
209	61267.015,	210	50553.474,	211	46231.186,	212	53675.337
213	75359.172,	214	110000.510,	215	180519.675,	216	180871.432
217	218909.636,	218	155155.163,	219	135492.714,	220	111576.787
221	61267.015,	222	50553.474,	223	46231.186,	224	53675.337
225	75359.172,	226	110000.510,	227	180519.675,	228	180871.432
229	218909.636,	230	155155.163,	231	135492.714,	232	111576.787

233	61267.015,	234	50553.474,	235	46231.186,	236	53675.337
237	75359.172,	238	110000.510,	239	180519.675,	240	180871.432
241	218909.636,	242	155155.163,	243	135492.714,	244	111576.787
245	61267.015,	246	50553.474,	247	46231.186,	248	53675.337
249	75359.172,	250	110000.510,	251	180519.675,	252	180871.432
253	218909.636,	254	160695.670,	255	135492.714,	256	111576.787
257	61267.015,	258	50553.474,	259	46231.186,	260	53675.337
261	75359.172,	262	110000.510,	263	180519.675,	264	180871.432
265	218909.636,	266	155155.163,	267	135492.714,	268	111576.787
269	61267.015,	270	50553.474,	271	46231.186,	272	53675.337
273	75359.172,	274	110000.510,	275	180519.675,	276	180871.432
277	218909.636,	278	155155.163,	279	135492.714,	280	111576.787
281	61267.015,	282	50553.474,	283	46231.186,	284	53675.337
285	75359.172,	286	110000.510,	287	180519.675,	288	180871.432
289	218909.636,	290	155155.163,	291	135492.714,	292	111576.787
293	61267.015,	294	50553.474,	295	46231.186,	296	53675.337
297	75359.172,	298	110000.510,	299	180519.675,	300	180871.432
301	218909.636,	302	160695.670,	303	135492.714,	304	111576.787
305	61267.015,	306	50553.474,	307	46231.186,	308	53675.337
309	75359.172,	310	110000.510,	311	180519.675,	312	180871.432
313	218909.636,	314	155155.163,	315	135492.714,	316	111576.787
317	61267.015,	318	50553.474,	319	46231.186,	320	53675.337
321	75359.172,	322	110000.510,	323	180519.675,	324	180871.432
325	218909.636,	326	155155.163,	327	135492.714,	328	111576.787
329	61267.015,	330	50553.474,	331	46231.186,	332	53675.337
333	75359.172,	334	110000.510,	335	180519.675,	336	180871.432
337	218909.636,	338	155155.163,	339	135492.714,	340	111576.787
341	61267.015,	342	50553.474,	343	46231.186,	344	53675.337
345	75359.172,	346	110000.510,	347	180519.675,	348	180871.432
349	218909.636,	350	160695.670,	351	135492.714,	352	111576.787
353	61267.015,	354	50553.474,	355	46231.186,	356	53675.337
357	75359.172,	358	110000.510,	359	180519.675,	360	180871.432

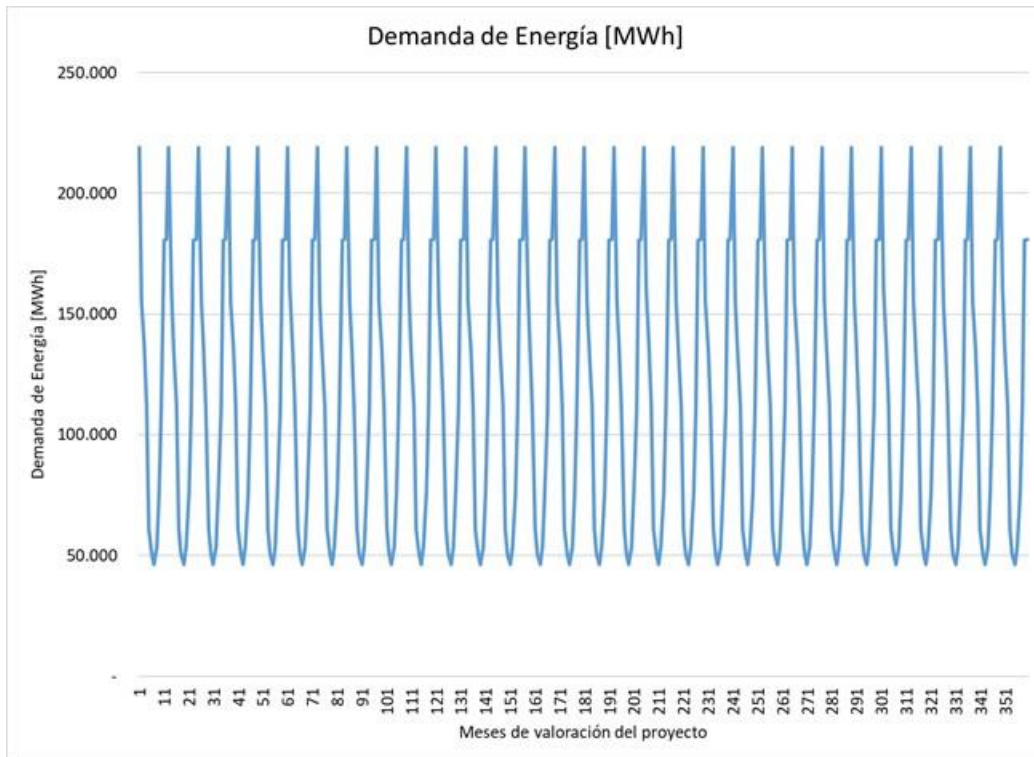


Figura A 36. Resultado Demanda de energía. Tomado de: (GAMS, 2019)

- **Energía total suministrada al sistema**

A continuación, se presenta la energía que está siendo suministrada a los sistemas planteados para cada una de las alternativas de inversión, es importante resaltar que esta es la energía total que sale del centro de generación, sin pasar por las líneas de transmisión.

a. E1 = Energía producida por el centro de generación y suministrada al sistema planteado para la alternativa 1

```

|---- 3760 VARIABLE E1.L  Energía de entrada al sistema Alt1 HVAC en el mes t M
      Wh
      ( ALL      0.000 )
  
```

b. E2 = Energía producida por el centro de generación y suministrada al sistema planteado para la alternativa 2, en la Figura A 37, se puede observar el comportamiento

gráfico de la energía producida por el centro de generación y suministrada al sistema de la Alternativa 2.

```
----- 3760 VARIABLE E2.L  Energía de entrada al sistema Alt2 HVDC Monopolar en
                    el mes t MWh
```

1	219950.000,	2	155477.000,	3	135850.000,	4	111750.000
5	61313.000,	6	50598.000,	7	46277.000,	8	53721.000
9	75455.000,	10	110179.000,	11	181221.000,	12	181596.000
13	219950.000,	14	161029.000,	15	135850.000,	16	111750.000
17	61313.000,	18	50598.000,	19	46277.000,	20	53721.000
21	75455.000,	22	110179.000,	23	181221.000,	24	181596.000
25	219950.000,	26	155477.000,	27	135850.000,	28	111750.000
29	61313.000,	30	50598.000,	31	46277.000,	32	53721.000
33	75455.000,	34	110179.000,	35	181221.000,	36	181596.000
37	219950.000,	38	155477.000,	39	135850.000,	40	111750.000
41	61313.000,	42	50598.000,	43	46277.000,	44	53721.000
45	75455.000,	46	110179.000,	47	181221.000,	48	181596.000
49	219950.000,	50	155477.000,	51	135850.000,	52	111750.000
53	61313.000,	54	50598.000,	55	46277.000,	56	53721.000
57	75455.000,	58	110179.000,	59	181221.000,	60	181596.000
61	219950.000,	62	161029.000,	63	135850.000,	64	111750.000
65	61313.000,	66	50598.000,	67	46277.000,	68	53721.000
69	75455.000,	70	110179.000,	71	181221.000,	72	181596.000
73	219950.000,	74	155477.000,	75	135850.000,	76	111750.000
77	61313.000,	78	50598.000,	79	46277.000,	80	53721.000
81	75455.000,	82	110179.000,	83	181221.000,	84	181596.000
85	219950.000,	86	155477.000,	87	135850.000,	88	111750.000
89	61313.000,	90	50598.000,	91	46277.000,	92	53721.000
93	75455.000,	94	110179.000,	95	181221.000,	96	181596.000
97	219950.000,	98	155477.000,	99	135850.000,	100	111750.000
101	61313.000,	102	50598.000,	103	46277.000,	104	53721.000
105	75455.000,	106	110179.000,	107	181221.000,	108	181596.000
109	219950.000,	110	161029.000,	111	135850.000,	112	111750.000
113	61313.000,	114	50598.000,	115	46277.000,	116	53721.000
117	75455.000,	118	110179.000,	119	181221.000,	120	181596.000
121	219950.000,	122	155477.000,	123	135850.000,	124	111750.000
125	61313.000,	126	50598.000,	127	46277.000,	128	53721.000

129	75455.000,	130	110179.000,	131	181221.000,	132	181596.000
133	219950.000,	134	155477.000,	135	135850.000,	136	111750.000
137	61313.000,	138	50598.000,	139	46277.000,	140	53721.000
141	75455.000,	142	110179.000,	143	181221.000,	144	181596.000
145	219950.000,	146	155477.000,	147	135850.000,	148	111750.000
149	61313.000,	150	50598.000,	151	46277.000,	152	53721.000
153	75455.000,	154	110179.000,	155	181221.000,	156	181596.000
157	219950.000,	158	161029.000,	159	135850.000,	160	111750.000
161	61313.000,	162	50598.000,	163	46277.000,	164	53721.000
165	75455.000,	166	110179.000,	167	181221.000,	168	181596.000
169	219950.000,	170	155477.000,	171	135850.000,	172	111750.000
173	61313.000,	174	50598.000,	175	46277.000,	176	53721.000
177	75455.000,	178	110179.000,	179	181221.000,	180	181596.000
181	219950.000,	182	155477.000,	183	135850.000,	184	111750.000
185	61313.000,	186	50598.000,	187	46277.000,	188	53721.000
189	75455.000,	190	110179.000,	191	181221.000,	192	181596.000
193	219950.000,	194	155477.000,	195	135850.000,	196	111750.000
197	61313.000,	198	50598.000,	199	46277.000,	200	53721.000
201	75455.000,	202	110179.000,	203	181221.000,	204	181596.000
205	219950.000,	206	161029.000,	207	135850.000,	208	111750.000
209	61313.000,	210	50598.000,	211	46277.000,	212	53721.000
213	75455.000,	214	110179.000,	215	181221.000,	216	181596.000
217	219950.000,	218	155477.000,	219	135850.000,	220	111750.000
221	61313.000,	222	50598.000,	223	46277.000,	224	53721.000
225	75455.000,	226	110179.000,	227	181221.000,	228	181596.000
229	219950.000,	230	155477.000,	231	135850.000,	232	111750.000
233	61313.000,	234	50598.000,	235	46277.000,	236	53721.000
237	75455.000,	238	110179.000,	239	181221.000,	240	181596.000
241	219950.000,	242	155477.000,	243	135850.000,	244	111750.000
245	61313.000,	246	50598.000,	247	46277.000,	248	53721.000
249	75455.000,	250	110179.000,	251	181221.000,	252	181596.000
253	219950.000,	254	161029.000,	255	135850.000,	256	111750.000
257	61313.000,	258	50598.000,	259	46277.000,	260	53721.000
261	75455.000,	262	110179.000,	263	181221.000,	264	181596.000
265	219950.000,	266	155477.000,	267	135850.000,	268	111750.000
269	61313.000,	270	50598.000,	271	46277.000,	272	53721.000
273	75455.000,	274	110179.000,	275	181221.000,	276	181596.000

277	219950.000,	278	155477.000,	279	135850.000,	280	111750.000
281	61313.000,	282	50598.000,	283	46277.000,	284	53721.000
285	75455.000,	286	110179.000,	287	181221.000,	288	181596.000
289	219950.000,	290	155477.000,	291	135850.000,	292	111750.000
293	61313.000,	294	50598.000,	295	46277.000,	296	53721.000
297	75455.000,	298	110179.000,	299	181221.000,	300	181596.000
301	219950.000,	302	161029.000,	303	135850.000,	304	111750.000
305	61313.000,	306	50598.000,	307	46277.000,	308	53721.000
309	75455.000,	310	110179.000,	311	181221.000,	312	181596.000
313	219950.000,	314	155477.000,	315	135850.000,	316	111750.000
317	61313.000,	318	50598.000,	319	46277.000,	320	53721.000
321	75455.000,	322	110179.000,	323	181221.000,	324	181596.000
325	219950.000,	326	155477.000,	327	135850.000,	328	111750.000
329	61313.000,	330	50598.000,	331	46277.000,	332	53721.000
333	75455.000,	334	110179.000,	335	181221.000,	336	181596.000
337	219950.000,	338	155477.000,	339	135850.000,	340	111750.000
341	61313.000,	342	50598.000,	343	46277.000,	344	53721.000
345	75455.000,	346	110179.000,	347	181221.000,	348	181596.000
349	219950.000,	350	161029.000,	351	135850.000,	352	111750.000
353	61313.000,	354	50598.000,	355	46277.000,	356	53721.000
357	75455.000,	358	110179.000,	359	181221.000,	360	181596.000

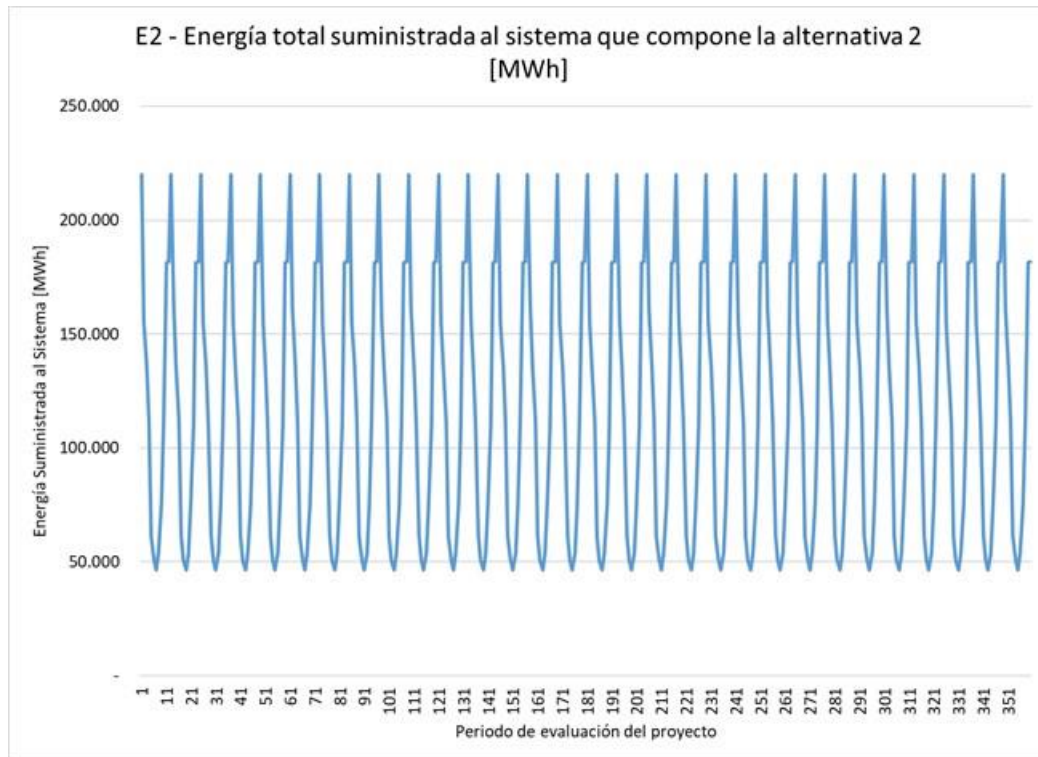


Figura A 37. Energía total producida por el centro de generación y suministrada al sistema de la Alternativa seleccionada. Tomado de: (GAMS, 2019)

c. E3 = Energía producida por el centro de generación y suministrada al sistema planteado para la alternativa 3

```

---- 3760 VARIABLE E3.L  Energía de entrada al sistema Alt3 HVDC Bipolar en el
      mes t MWh
      ( ALL      0.000 )
  
```

- **Energía real suministrada al sistema**

A continuación, se presentan los resultados asociados a la energía real que está siendo suministrada al sistema, dicha energía será la producida por cada una de las alternativas luego de ser aplicado el factor de pérdidas que ejercen las líneas de transmisión.

a. ER1 = Energía real producida con la alternativa 1

----- 3760 VARIABLE ER1.L Energía generada real por el sistema eléctrico Alt1
HVAC MWh

(ALL 0.000)

b. ER2 = Energía real producida con la alternativa 2, a continuación se presenta la energía real producida con la alternativa 2 y en la Figura A 38, se puede observar el comportamiento gráfico de la energía real producida con la alternativa 2.

----- 3760 VARIABLE ER2.L Energía generada real por el sistema eléctrico Alt2
HVDC MWh

1	218909.636,	2	155155.163,	3	135492.714,	4	111576.787
5	61267.015,	6	50553.474,	7	46231.186,	8	53675.337
9	75359.172,	10	110000.510,	11	180519.675,	12	180871.432
13	218909.636,	14	160695.670,	15	135492.714,	16	111576.787
17	61267.015,	18	50553.474,	19	46231.186,	20	53675.337
21	75359.172,	22	110000.510,	23	180519.675,	24	180871.432
25	218909.636,	26	155155.163,	27	135492.714,	28	111576.787
29	61267.015,	30	50553.474,	31	46231.186,	32	53675.337
33	75359.172,	34	110000.510,	35	180519.675,	36	180871.432
37	218909.636,	38	155155.163,	39	135492.714,	40	111576.787
41	61267.015,	42	50553.474,	43	46231.186,	44	53675.337
45	75359.172,	46	110000.510,	47	180519.675,	48	180871.432
49	218909.636,	50	155155.163,	51	135492.714,	52	111576.787
53	61267.015,	54	50553.474,	55	46231.186,	56	53675.337
57	75359.172,	58	110000.510,	59	180519.675,	60	180871.432
61	218909.636,	62	160695.670,	63	135492.714,	64	111576.787
65	61267.015,	66	50553.474,	67	46231.186,	68	53675.337
69	75359.172,	70	110000.510,	71	180519.675,	72	180871.432
73	218909.636,	74	155155.163,	75	135492.714,	76	111576.787
77	61267.015,	78	50553.474,	79	46231.186,	80	53675.337
81	75359.172,	82	110000.510,	83	180519.675,	84	180871.432
85	218909.636,	86	155155.163,	87	135492.714,	88	111576.787
89	61267.015,	90	50553.474,	91	46231.186,	92	53675.337
93	75359.172,	94	110000.510,	95	180519.675,	96	180871.432
97	218909.636,	98	155155.163,	99	135492.714,	100	111576.787
101	61267.015,	102	50553.474,	103	46231.186,	104	53675.337
105	75359.172,	106	110000.510,	107	180519.675,	108	180871.432
109	218909.636,	110	160695.670,	111	135492.714,	112	111576.787
113	61267.015,	114	50553.474,	115	46231.186,	116	53675.337
117	75359.172,	118	110000.510,	119	180519.675,	120	180871.432
121	218909.636,	122	155155.163,	123	135492.714,	124	111576.787
125	61267.015,	126	50553.474,	127	46231.186,	128	53675.337

129	75359.172,	130	110000.510,	131	180519.675,	132	180871.432
133	218909.636,	134	155155.163,	135	135492.714,	136	111576.787
137	61267.015,	138	50553.474,	139	46231.186,	140	53675.337
141	75359.172,	142	110000.510,	143	180519.675,	144	180871.432
145	218909.636,	146	155155.163,	147	135492.714,	148	111576.787
149	61267.015,	150	50553.474,	151	46231.186,	152	53675.337
153	75359.172,	154	110000.510,	155	180519.675,	156	180871.432
157	218909.636,	158	160695.670,	159	135492.714,	160	111576.787
161	61267.015,	162	50553.474,	163	46231.186,	164	53675.337
165	75359.172,	166	110000.510,	167	180519.675,	168	180871.432
169	218909.636,	170	155155.163,	171	135492.714,	172	111576.787
173	61267.015,	174	50553.474,	175	46231.186,	176	53675.337
177	75359.172,	178	110000.510,	179	180519.675,	180	180871.432
181	218909.636,	182	155155.163,	183	135492.714,	184	111576.787
185	61267.015,	186	50553.474,	187	46231.186,	188	53675.337
189	75359.172,	190	110000.510,	191	180519.675,	192	180871.432
193	218909.636,	194	155155.163,	195	135492.714,	196	111576.787
197	61267.015,	198	50553.474,	199	46231.186,	200	53675.337
201	75359.172,	202	110000.510,	203	180519.675,	204	180871.432
205	218909.636,	206	160695.670,	207	135492.714,	208	111576.787
209	61267.015,	210	50553.474,	211	46231.186,	212	53675.337
213	75359.172,	214	110000.510,	215	180519.675,	216	180871.432
217	218909.636,	218	155155.163,	219	135492.714,	220	111576.787
221	61267.015,	222	50553.474,	223	46231.186,	224	53675.337
225	75359.172,	226	110000.510,	227	180519.675,	228	180871.432
229	218909.636,	230	155155.163,	231	135492.714,	232	111576.787
233	61267.015,	234	50553.474,	235	46231.186,	236	53675.337
237	75359.172,	238	110000.510,	239	180519.675,	240	180871.432
241	218909.636,	242	155155.163,	243	135492.714,	244	111576.787
245	61267.015,	246	50553.474,	247	46231.186,	248	53675.337
249	75359.172,	250	110000.510,	251	180519.675,	252	180871.432
253	218909.636,	254	160695.670,	255	135492.714,	256	111576.787
257	61267.015,	258	50553.474,	259	46231.186,	260	53675.337
261	75359.172,	262	110000.510,	263	180519.675,	264	180871.432
265	218909.636,	266	155155.163,	267	135492.714,	268	111576.787
269	61267.015,	270	50553.474,	271	46231.186,	272	53675.337
273	75359.172,	274	110000.510,	275	180519.675,	276	180871.432

277	218909.636,	278	155155.163,	279	135492.714,	280	111576.787
281	61267.015,	282	50553.474,	283	46231.186,	284	53675.337
285	75359.172,	286	110000.510,	287	180519.675,	288	180871.432
289	218909.636,	290	155155.163,	291	135492.714,	292	111576.787
293	61267.015,	294	50553.474,	295	46231.186,	296	53675.337
297	75359.172,	298	110000.510,	299	180519.675,	300	180871.432
301	218909.636,	302	160695.670,	303	135492.714,	304	111576.787
305	61267.015,	306	50553.474,	307	46231.186,	308	53675.337
309	75359.172,	310	110000.510,	311	180519.675,	312	180871.432
313	218909.636,	314	155155.163,	315	135492.714,	316	111576.787
317	61267.015,	318	50553.474,	319	46231.186,	320	53675.337
321	75359.172,	322	110000.510,	323	180519.675,	324	180871.432
325	218909.636,	326	155155.163,	327	135492.714,	328	111576.787
329	61267.015,	330	50553.474,	331	46231.186,	332	53675.337
333	75359.172,	334	110000.510,	335	180519.675,	336	180871.432
337	218909.636,	338	155155.163,	339	135492.714,	340	111576.787
341	61267.015,	342	50553.474,	343	46231.186,	344	53675.337
345	75359.172,	346	110000.510,	347	180519.675,	348	180871.432
349	218909.636,	350	160695.670,	351	135492.714,	352	111576.787
353	61267.015,	354	50553.474,	355	46231.186,	356	53675.337
357	75359.172,	358	110000.510,	359	180519.675,	360	180871.432

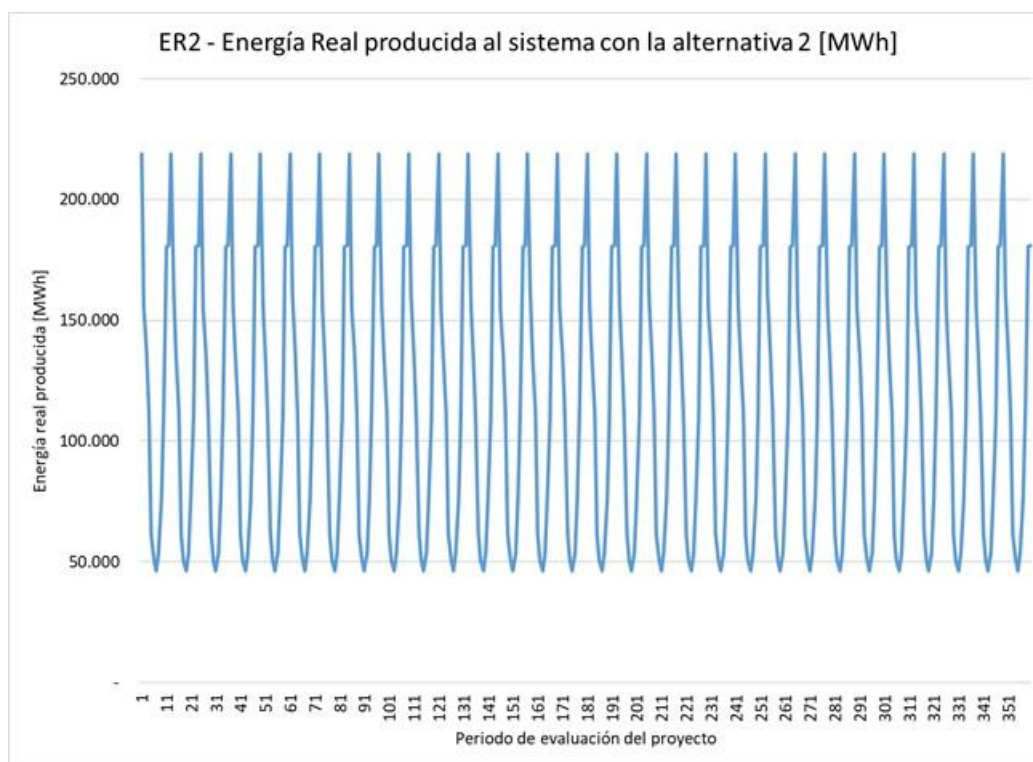


Figura A 38. Energía real producida al sistema con la Alternativa seleccionada. Tomado de: (GAMS, 2019)

c. ER3 = Energía real producida con la alternativa 3

```
|---- 3760 VARIABLE ER3.L  Energía generada real por el sistema eléctrico Alt3  
                                HVDC MWh  
  
                                ( ALL      0.000 )
```

- **Energía transportada por las líneas de cada alternativa**

A continuación, se presenta la energía que está siendo transportada por las líneas que componen cada una de las alternativas de inversión planteadas.

a. Energía transportada por las líneas que componen la Alternativa 1, es indispensable recordar que la Alternativa 1, se encuentra compuesta por un sistema trifásico, es decir, se encuentra compuesta por tres líneas de transmisión.

- L11 = Resultados energía transportada por la línea de transmisión 1 de la alternativa 1

```
|---- 3760 VARIABLE L11.L  Energía transportada por la línea 1 de la Alt1 MWh  
  
                                ( ALL      0.000 )
```

- L12 = Resultados energía transportada por la línea de transmisión 2 de la alternativa 2

```
|---- 3760 VARIABLE L12.L  Energía transportada por la línea 2 de la Alt1 MWh  
  
                                ( ALL      0.000 )
```

- L13 = Resultados energía transportada por la línea de transmisión 3 de la alternativa 3

```
|---- 3760 VARIABLE L13.L  Energía transportada por la línea 3 de la Alt1 MWh  
  
                                ( ALL      0.000 )
```

b. Energía transportada por las líneas que componen la Alternativa 2, es indispensable recordar que la Alternativa 2, se encuentra compuesta por una línea de transmisión en corriente continua.

- L21 = Resultados energía transportada por la línea de transmisión 1 de la alternativa 2, a continuación se presenta el resultado de la energía transportada por la línea de transmisión de la alternativa 2 y en la Figura A 39, se puede ver su comportamiento gráfico.

```

|--- 3760 VARIABLE L21.L Energia transportada por la línea 1 de la Alt2 MWh

```

1	218909.636,	2	155155.163,	3	135492.714,	4	111576.787
5	61267.015,	6	50553.474,	7	46231.186,	8	53675.337
9	75359.172,	10	110000.510,	11	180519.675,	12	180871.432
13	218909.636,	14	160695.670,	15	135492.714,	16	111576.787
17	61267.015,	18	50553.474,	19	46231.186,	20	53675.337
21	75359.172,	22	110000.510,	23	180519.675,	24	180871.432
25	218909.636,	26	155155.163,	27	135492.714,	28	111576.787
29	61267.015,	30	50553.474,	31	46231.186,	32	53675.337
33	75359.172,	34	110000.510,	35	180519.675,	36	180871.432
37	218909.636,	38	155155.163,	39	135492.714,	40	111576.787
41	61267.015,	42	50553.474,	43	46231.186,	44	53675.337
45	75359.172,	46	110000.510,	47	180519.675,	48	180871.432
49	218909.636,	50	155155.163,	51	135492.714,	52	111576.787
53	61267.015,	54	50553.474,	55	46231.186,	56	53675.337
57	75359.172,	58	110000.510,	59	180519.675,	60	180871.432
61	218909.636,	62	160695.670,	63	135492.714,	64	111576.787
65	61267.015,	66	50553.474,	67	46231.186,	68	53675.337
69	75359.172,	70	110000.510,	71	180519.675,	72	180871.432
73	218909.636,	74	155155.163,	75	135492.714,	76	111576.787
77	61267.015,	78	50553.474,	79	46231.186,	80	53675.337
81	75359.172,	82	110000.510,	83	180519.675,	84	180871.432
85	218909.636,	86	155155.163,	87	135492.714,	88	111576.787
89	61267.015,	90	50553.474,	91	46231.186,	92	53675.337
93	75359.172,	94	110000.510,	95	180519.675,	96	180871.432
97	218909.636,	98	155155.163,	99	135492.714,	100	111576.787
101	61267.015,	102	50553.474,	103	46231.186,	104	53675.337
105	75359.172,	106	110000.510,	107	180519.675,	108	180871.432
109	218909.636,	110	160695.670,	111	135492.714,	112	111576.787
113	61267.015,	114	50553.474,	115	46231.186,	116	53675.337
117	75359.172,	118	110000.510,	119	180519.675,	120	180871.432
121	218909.636,	122	155155.163,	123	135492.714,	124	111576.787
125	61267.015,	126	50553.474,	127	46231.186,	128	53675.337
129	75359.172,	130	110000.510,	131	180519.675,	132	180871.432
133	218909.636,	134	155155.163,	135	135492.714,	136	111576.787

137	61267.015,	138	50553.474,	139	46231.186,	140	53675.337
141	75359.172,	142	110000.510,	143	180519.675,	144	180871.432
145	218909.636,	146	155155.163,	147	135492.714,	148	111576.787
149	61267.015,	150	50553.474,	151	46231.186,	152	53675.337
153	75359.172,	154	110000.510,	155	180519.675,	156	180871.432
157	218909.636,	158	160695.670,	159	135492.714,	160	111576.787
161	61267.015,	162	50553.474,	163	46231.186,	164	53675.337
165	75359.172,	166	110000.510,	167	180519.675,	168	180871.432
169	218909.636,	170	155155.163,	171	135492.714,	172	111576.787
173	61267.015,	174	50553.474,	175	46231.186,	176	53675.337
177	75359.172,	178	110000.510,	179	180519.675,	180	180871.432
181	218909.636,	182	155155.163,	183	135492.714,	184	111576.787
185	61267.015,	186	50553.474,	187	46231.186,	188	53675.337
189	75359.172,	190	110000.510,	191	180519.675,	192	180871.432
193	218909.636,	194	155155.163,	195	135492.714,	196	111576.787
197	61267.015,	198	50553.474,	199	46231.186,	200	53675.337
201	75359.172,	202	110000.510,	203	180519.675,	204	180871.432
205	218909.636,	206	160695.670,	207	135492.714,	208	111576.787
209	61267.015,	210	50553.474,	211	46231.186,	212	53675.337
213	75359.172,	214	110000.510,	215	180519.675,	216	180871.432
217	218909.636,	218	155155.163,	219	135492.714,	220	111576.787
221	61267.015,	222	50553.474,	223	46231.186,	224	53675.337
225	75359.172,	226	110000.510,	227	180519.675,	228	180871.432
229	218909.636,	230	155155.163,	231	135492.714,	232	111576.787
233	61267.015,	234	50553.474,	235	46231.186,	236	53675.337
237	75359.172,	238	110000.510,	239	180519.675,	240	180871.432
241	218909.636,	242	155155.163,	243	135492.714,	244	111576.787
245	61267.015,	246	50553.474,	247	46231.186,	248	53675.337
249	75359.172,	250	110000.510,	251	180519.675,	252	180871.432
253	218909.636,	254	160695.670,	255	135492.714,	256	111576.787
257	61267.015,	258	50553.474,	259	46231.186,	260	53675.337
261	75359.172,	262	110000.510,	263	180519.675,	264	180871.432
265	218909.636,	266	155155.163,	267	135492.714,	268	111576.787
269	61267.015,	270	50553.474,	271	46231.186,	272	53675.337
273	75359.172,	274	110000.510,	275	180519.675,	276	180871.432
277	218909.636,	278	155155.163,	279	135492.714,	280	111576.787
281	61267.015,	282	50553.474,	283	46231.186,	284	53675.337

285	75359.172,	286	110000.510,	287	180519.675,	288	180871.432
289	218909.636,	290	155155.163,	291	135492.714,	292	111576.787
293	61267.015,	294	50553.474,	295	46231.186,	296	53675.337
297	75359.172,	298	110000.510,	299	180519.675,	300	180871.432
301	218909.636,	302	160695.670,	303	135492.714,	304	111576.787
305	61267.015,	306	50553.474,	307	46231.186,	308	53675.337
309	75359.172,	310	110000.510,	311	180519.675,	312	180871.432
313	218909.636,	314	155155.163,	315	135492.714,	316	111576.787
317	61267.015,	318	50553.474,	319	46231.186,	320	53675.337
321	75359.172,	322	110000.510,	323	180519.675,	324	180871.432
325	218909.636,	326	155155.163,	327	135492.714,	328	111576.787
329	61267.015,	330	50553.474,	331	46231.186,	332	53675.337
333	75359.172,	334	110000.510,	335	180519.675,	336	180871.432
337	218909.636,	338	155155.163,	339	135492.714,	340	111576.787
341	61267.015,	342	50553.474,	343	46231.186,	344	53675.337
345	75359.172,	346	110000.510,	347	180519.675,	348	180871.432
349	218909.636,	350	160695.670,	351	135492.714,	352	111576.787
353	61267.015,	354	50553.474,	355	46231.186,	356	53675.337
357	75359.172,	358	110000.510,	359	180519.675,	360	180871.432

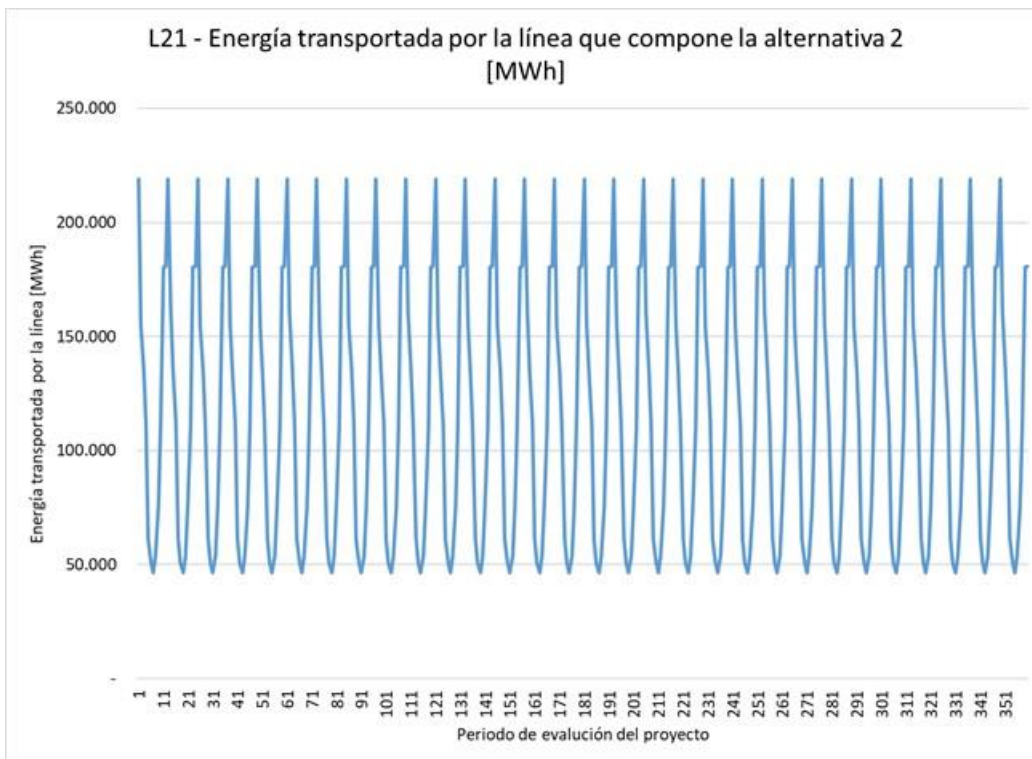


Figura A 39. Energía real transportada por las líneas de la alternativa seleccionada. Tomado de: (GAMS, 2019)

c. Energía transportada por las líneas que componen la Alternativa 3, es indispensable recordar que la Alternativa 3, se encuentra compuesta por dos líneas de transmisión en corriente continua.

- L31 = Resultados energía transportada por la línea de transmisión 1 de la alternativa 3

```
|---- 3760 VARIABLE L31.L  Energía transportada por la línea 1 de la Alt3 MWh
      ( ALL      0.000 )
```

- L32 = Resultados energía transportada por la línea de transmisión 2 de la alternativa 3

```
---- 3760 VARIABLE L32.L  Energía transportada por la línea 2 de la Alt3 MWh
      ( ALL      0.000 )
```

• **Variables Binarias W**

Las variables binarias W, representan la selección de la alternativa por el modelo de optimización, para lo cual, la variable seleccionada según la respectiva restricción tomará el valor de uno, anulando las otras variables. A continuación, se presentan los resultados asociados a cada una de las variables.

a. W1 = Alternativa 1

```
|---- 3760 VARIABLE W1.L          =      0.000  1: si se hace Alt1 0:
                                     DLC
```

b. W2 = Alternativa 2

```
VARIABLE W2.L          =      1.000  ---
                                     1: si se hace Alt2 0:
                                     DLC
```

c. W3 = Alternativa 3

VARIABLE W3.L

= 0.000 1: si se hace Alt3 0:
DLC

Anexo 9. Variación del WACC maximizando el EBITDA

A continuación, se presentan los resultados asociados a la variación porcentual del WACC Efectivo Anual, para obtener el punto óptimo del mismo con el cual sería viable realizar la inversión en centros de generación de energía eólica Off-Shore, en el territorio Colombiano

- Resultado EBITDA WACC 1.0%: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a 7.563.915.970.593,22 COP

```
MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.03sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.01sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: 7563757336999.625000 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: 7563757336999.621100 (0 iterations)
```

Figura A 40. EBITDA con WACC del 1%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 1.5%: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a 5.970.501.606.354,18 COP

```
MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.02sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: 5970501606354.180700 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: 5970501606354.189500 (0 iterations)
```

Figura A 41. EBITDA con WACC del 1.5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 2.0%: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a 4.602.898.015.094,34 COP

```

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.03sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: 4602898015094.347700 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: 4602898015094.353500 (0 iterations)

```

Figura A 42. EBITDA con WACC del 2%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 2.5%: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a 3.428.108.281.101,88

```

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: 3428108281101.884800 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: 3428108281101.887700 (0 iterations)

```

Figura A 43. EBITDA con WACC del 2.5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 3.0%: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a 2.418.199.736.227,85 COP

```

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.03sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: 2418199736227.855500 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: 2418199736227.857400 (0 iterations)

```

Figura A 44. EBITDA con WACC del 3%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 3.5%: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a 1.549.393.723.329,06 COP

```

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: 1549393723329.061500 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: 1549393723329.062500 (0 iterations)

```

Figura A 45. EBITDA con WACC del 3.5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 4.0%: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a 801.431.997.920,871 COP

```

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.03sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: 801431997920.871340 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: 801431997920.866210 (0 iterations)

```

Figura A 46. EBITDA con WACC del 4%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 4.5%: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a 157.042.163.941,381 COP

```

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: 157042163941.379270 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: 157042163941.381350 (0 iterations)

```

Figura A 47. EBITDA con WACC del 4.5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 5.0%: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -398.513.706.564,901 COP

```
MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution:  -398513706564.901860    (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve:   -398513706564.906740    (0 iterations)
```

Figura A 48. EBITDA con WACC del 5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 5.5%: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a-877.820.524.426,995 COP

```
MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.03sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution:  -877820524426.990970    (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve:   -877820524426.995610    (0 iterations)
```

Figura A 49. EBITDA con WACC del 5.5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 6.0%: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a-1.291.632.798.584,73 COP

```
MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.02sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.01sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution:  -1291632798584.731900    (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve:   -1291632798584.730500    (0 iterations)
```

Figura A 50. EBITDA con WACC del 6%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 6.5%: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a-1.649.147.708.422,07 COP

```

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution:  -1649147708422.078600    (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve:   -1649147708422.077100    (0 iterations)

```

Figura A 51. EBITDA con WACC del 6.5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 7.0%: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -195.8236.424.160,94 COP

```

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.03sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution:  -1958236424160.950700    (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve:   -1958236424160.947300    (0 iterations)

Best possible: -1958236424160.950700
Absolute gap:      0.000000
Relative gap:      0.000000

```

Figura A 52. EBITDA con WACC del 7%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 7.5%: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -2.225.640.212.595,45 COP

```

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution:  -2225640212595.451200    (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve:   -2225640212595.454100    (0 iterations)

```

Figura A 53. EBITDA con WACC del 7.5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 8.0%: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -2.457.136.818.051,36 COP


```

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.06sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -2457136818051.360800 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -2457136818051.363800 (0 iterations)

```

Figura A 54. EBITDA con WACC del 8%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 8.5%: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -2.657.681.732.648,75 COP

```

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -2657681732648.750500 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -2657681732648.751000 (0 iterations)

Best possible: -2657681732648.750500
Absolute gap: 0.000000
Relative gap: 0.000000

```

Figura A 55. EBITDA con WACC del 8.5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 9.0%: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -2.831.528.237.018,09 COP

```

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -2831528237018.099100 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -2831528237018.095200 (0 iterations)

```

Figura A 56. EBITDA con WACC del 9%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 9.5%: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -2.982.329.478.742,76 COP

```

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution:  -2982329478742.767600    (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve:  -2982329478742.762700    (0 iterations)

```

Figura A 57. EBITDA con WACC del 9.5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 10.0%: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a-3.113.225.341.213,58 COP

```

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution:  -3113225341213.584000    (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve:  -3113225341213.585000    (0 iterations)

```

Figura A 58. EBITDA con WACC del 10%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 10.5%: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a-3.226.916.423.876,77

```

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution:  -3226916423876.781700    (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve:  -3226916423876.775900    (0 iterations)

```

Figura A 59. EBITDA con WACC del 10.5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 11.0%: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a-3.325.727.092.389,15 COP


```

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution:  -3325727092389.150900    (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve:   -3325727092389.157700    (0 iterations)

```

Figura A 60. EBITDA con WACC del 11%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 11.5%: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a-3.411.659.252.615,27 COP

```

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution:  -3411659252615.273400    (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve:   -3411659252615.271500    (0 iterations)

```

Figura A 61. EBITDA con WACC del 11.5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 12.0%: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a-3.486.438.246.264,57 COP

```

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.02sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution:  -3486438246264.565900    (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve:   -3486438246264.570800    (0 iterations)

```

Figura A 62. EBITDA con WACC del 12%. Tomado de: (GAMS, 2019)

Anexo 10. EBITDA con escenarios del precio de la energía en Bolsa y Variación del WACC

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para el EBITDA, a partir de la variación del WACC desde el 1% hasta el 12%, tomando como referencia cada uno de los escenarios de sensibilidad creados para el precio de la energía en bolsa.

a. Variación del WACC para el escenario Máximo del Precio de la energía en bolsa

- Resultado EBITDA WACC 1 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a 10.069.320.276.406,9 COP

```
MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.03sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.02sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: 10069320276406.949000 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: 10069320276406.943000 (0 iterations)
```

Figura A 63. EBITDA con WACC del 1%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 1.5 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a 8.131.056.289.285,25 COP

```
IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 V58 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.03sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.02sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: 8131056289285.250000 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: 8131056289285.257800 (0 iterations)
```

Figura A 64. EBITDA con WACC del 1.5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 2 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a 6.467.307.815.885,2 COP

```
MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.03sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: 6467307815885.203100 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: 6467307815885.201200 (0 iterations)
```

Figura A 65. EBITDA con WACC del 2%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 2.5 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a 5.038.125.676.420,73 COP

```
IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 VSS x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.03sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.02sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: 5038125676420.737300 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: 5038125676420.738300 (0 iterations)
```

Figura A 66. EBITDA con WACC del 2,5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 3 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a 3809528581073,82 COP

```
IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 VSS x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: 3809528581073.827600 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: 3809528581073.822300 (0 iterations)
```

Figura A 67. EBITDA con WACC del 3%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 3.5 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a 2.752.588.772.726,59 COP

```
IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 V86 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.01sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.02sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: 2752588772726.600600 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: 2752588772726.595700 (0 iterations)
```

Figura A 68. EBITDA con WACC del 3.5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 4 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a 1.842.661.227.374,66 COP

```
IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 V86 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.03sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: 1842661227374.666500 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: 1842661227374.668000 (0 iterations)
```

Figura A 69. EBITDA con WACC del 4%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 4.5 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a 1.058.733.333.787,99 COP

```
IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 V86 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: 1058733333787.998500 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: 1058733333787.998000 (0 iterations)
```

Figura A 70. EBITDA con WACC del 4.5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 5 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a 382.875.769.980,49 COP

```
IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 V86 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.02sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: 382875769980.491580 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: 382875769980.490230 (0 iterations)
```

Figura A 71. EBITDA con WACC del 5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 5.5 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -200.221.548.280,92 COP

```
IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 V86 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.01sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -200221548280.923070 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -200221548280.920900 (0 iterations)
```

Figura A 72. EBITDA con WACC del 5.5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 6 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -703.641.942.760,813 COP

```
IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 V86 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -703641942760.811890 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -703641942760.813960 (0 iterations)
```

Figura A 73. EBITDA con WACC del 6%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 6.5 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -1.138.574.176.970,36 COP

```
IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 VS8 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.01sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -1138574176970.359400 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -1138574176970.366200 (0 iterations)
```

Figura A 74. EBITDA con WACC del 6.5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 7 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -1.514.593.867.355,94 COP

```
IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 VS8 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.03sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -1514593867355.940900 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -1514593867355.940900 (0 iterations)
```

Figura A 75. EBITDA con WACC del 7%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 7.5 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -1.839.902.054.342,68 COP

```
IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 VS8 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.03sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -1839902054342.685100 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -1839902054342.683600 (0 iterations)
```

Figura A 76. EBITDA con WACC del 7.5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 8 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -2.121.527.611.913,61 COP

```
IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 VSS x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.03sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -2121527611913.620600 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -2121527611913.619600 (0 iterations)
```

Figura A 77. EBITDA con WACC del 8%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 8.5 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -2.365.499.108.948,21 COP

```
IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 VSS x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.01sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -2365499108948.210400 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -2365499108948.211900 (0 iterations)
```

Figura A 78. EBITDA con WACC del 8.5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 9 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -2.576.990.843.906,28 COP

```
IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 VSS x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.02sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.01sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -2576990843906.282700 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -2576990843906.284200 (0 iterations)
```

Figura A 79. EBITDA con WACC del 9%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 9.5 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -2.760.447.027.635,02 COP

```
IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 VS8 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.02sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.02sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -2760447027635.022500 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -2760447027635.022000 (0 iterations)
```

Figura A 80. EBITDA con WACC del 5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 10 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -2.919.687.463.059,44 COP

```
IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 VS8 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.03sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -2919687463059.446800 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -2919687463059.441900 (0 iterations)
```

Figura A 81. EBITDA con WACC del 10%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 10.5 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -3.057.997.545.329,57 COP

```
IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 VS8 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -3057997545329.584500 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -3057997545329.579100 (0 iterations)
```

Figura A 82. EBITDA con WACC del 10.5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 11 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -3.178.204.965.040,77 COP

```
IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 VSS x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -3178204965040.777300 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -3178204965040.777800 (0 iterations)
```

Figura A 83. EBITDA con WACC del 11%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 11.5 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende -3.282.745.126.609,42 COP

```
MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -3282745126609.421400 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -3282745126609.424800 (0 iterations)
```

Figura A 84. EBITDA con WACC del 11.5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 12 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -3.373.716.982.285,67 COP

```
IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 VSS x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -3373716982285.674300 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -3373716982285.676300 (0 iterations)
```

Figura A 85. EBITDA con WACC del 12%. Tomado de: (GAMS, 2019)

b. Variación del WACC para el escenario Mínimo del Precio de la energía en bolsa

- Resultado EBITDA WACC 1 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a 5.058.194.941.460,93 COP

```
IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 V86 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.01sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: 5058194941460.937500 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: 5058194941460.931600 (0 iterations)
```

Figura A 86. EBITDA con WACC del 5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 1.5 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a 3.809.947.392.402,72 COP

```
IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 V86 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.06sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: 3809947392402.724100 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: 3809947392402.726600 (0 iterations)
```

Figura A 87. EBITDA con WACC del 1.5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 2 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a 2.738.488.619.000,58 COP

```

IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 V88 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: 2738488619000.584000 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: 2738488619000.585900 (0 iterations)

```

Figura A 88. EBITDA con WACC del 2%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 2.5 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a 1.818.091.235.260,56 COP

```

IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 V88 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.02sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.09sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: 1818091235260.569300 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: 1818091235260.568400 (0 iterations)

```

Figura A 89. EBITDA con WACC del 2.5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 3 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a 1.026.871.193.389,91 COP

```

IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 V88 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.03sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.01sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: 1026871193389.907600 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: 1026871193389.910200 (0 iterations)

```

Figura A 90. EBITDA con WACC del 3%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 3.5 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a 346.198.935.102,394 COP

```

IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 V86 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.06sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: 346198935102.393860 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: 346198935102.394040 (0 iterations)

```

Figura A 91. EBITDA con WACC del 3.5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 4 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -239.797.005.519,079 COP

```

IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 V86 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.02sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -239797005519.078160 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -239797005519.079100 (0 iterations)

```

Figura A 92. EBITDA con WACC del 5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 4.5 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -744.648.810.180,135 COP

```

IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 V86 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -744648810180.135130 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -744648810180.137210 (0 iterations)

```

Figura A 93. EBITDA con WACC del 4.5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 5 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -1.179.903.013.498,42 COP

```

IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 V86 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.03sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -1179903013498.426000 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -1179903013498.423300 (0 iterations)

```

Figura A 94. EBITDA con WACC del 5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 5.5 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -1.555.419.353.490,41 COP

```

IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 V86 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.01sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -1555419353490.417200 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -1555419353490.415500 (0 iterations)

```

Figura A 95. EBITDA con WACC del 5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 6 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -1.879.623.526.776,73 COP

```

IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 V86 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.02sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.01sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -1879623526776.735600 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -1879623526776.737100 (0 iterations)

```

Figura A 96. EBITDA con WACC del 6%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 6.5 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -2.159.721.129.046,43 COP

```

IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 V58 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -2159721129046.435800 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -2159721129046.433600 (0 iterations)

```

Figura A 97. EBITDA con WACC del 5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 7 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -2.401.878.884.666,93 COP

```

IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 V58 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -2401878884666.931200 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -2401878884666.928700 (0 iterations)

```

Figura A 98. EBITDA con WACC del 7%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 7.5 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -2.611.378.287.118,17 COP

```

IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 V58 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.03sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -2611378287118.179700 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -2611378287118.181600 (0 iterations)

```

Figura A 99. EBITDA con WACC del 7.5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 8 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -2.792.745.951.340,27 COP


```

IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 V58 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.02sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -2792745951340.278800 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -2792745951340.278800 (0 iterations)

```

Figura A 100. EBITDA con WACC del 8%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 8.5 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -2.949.864.292.926,83 COP

```

IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 V58 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.03sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -2949864292926.832500 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -2949864292926.828100 (0 iterations)

```

Figura A 101. EBITDA con WACC del 8.5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 9 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -3.086.065.574.878,88 COP

```

IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 V58 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.02sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.01sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -3086065574878.888700 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -3086065574878.886200 (0 iterations)

```

Figura A 102. EBITDA con WACC del 9%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 9.5 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende -3.204.211.881.687,7 COP

```

IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 V86 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -3204211881687.708500 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -3204211881687.710000 (0 iterations)

```

Figura A 103. EBITDA con WACC del 9.5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 10 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -3.306.763.177.357,53 COP

```

IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 V86 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.03sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.02sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -3306763177357.538100 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -3306763177357.535600 (0 iterations)

```

Figura A 104. EBITDA con WACC del 9.5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 10.5 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -3.395.835.265.757,68 COP

```

IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 V86 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.03sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -3395835265757.689900 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -3395835265757.689500 (0 iterations)

```

Figura A 105. EBITDA con WACC del 5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 11 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -3.473.249.187.715,72 COP


```

IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 VS8 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.05sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -3473249187715.725600 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -3473249187715.729000 (0 iterations)

```

Figura A 106. EBITDA con WACC del 11%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 11.5 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende -3.540.573.350.638,44 COP

```

IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 VS8 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.03sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -3540573350638.448700 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -3540573350638.443800 (0 iterations)

```

Figura A 107. EBITDA con WACC del 5%. Tomado de: (GAMS, 2019)

- Resultado EBITDA WACC 12 %: En la siguiente figura se puede observar el resultado obtenido para el EBITDA, el cual asciende a -3.599.159.485.775,68 COP

```

IBM ILOG CPLEX 24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 VS8 x86/MS Windows
--- GAMS/Cplex licensed for continuous and discrete problems.
Cplex 12.5.1.0

MIP status(101): integer optimal solution
Cplex Time: 0.03sec (det. 11.96 ticks)
Fixing integer variables, and solving final LP...
Fixed MIP status(1): optimal
Cplex Time: 0.00sec (det. 3.37 ticks)
Proven optimal solution.

MIP Solution: -3599159485775.684600 (0 iterations, 0 nodes)
Final Solve: -3599159485775.685100 (0 iterations)

```

Figura A 108. EBITDA con WACC del 12%. Tomado de: (GAMS, 2019)

c. Variación del WACC para el escenario Medio del Precio de la energía en bolsa

- Los resultados obtenidos para el escenario medio del precio de la energía en bolsa, fueron presentados en Anexo 9