

**Máster Universitario en Energías Renovables
Escuela de Arquitectura**

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**Estudio de Prefactibilidad para el Aprovechamiento del Recurso Eólico y
Solar en la Cobertura de la Demanda Eléctrica en la Isla de San Andrés**

Tutor: José Miguel Márquez Martinon
Autores: Harold Enrique Arroyo Barros
Diego Alberto López Osorio
Alejandro Castro Alzate
Sergio Augusto Beltrán Gómez
Fabián Miguel Contreras García

Abril 2025

Anexo IV

ESTUDIO TECNICO ECONOMICO DE VIABILIDAD



Índice de contenido

1	OBJETIVO.....	7
2	DEFINICIONES	7
3	INVERSION INICIAL	11
3.1	Presupuesto de inversión – Granja Solar onshore 3,5 MW	12
3.2	Presupuesto de inversión – Turbina eólica offshore 8 MW.....	13
3.3	Resumen de inversiones	15
3.4	Cronograma de inversiones	16
4	FINANCIACIÓN.....	18
4.1	Fuentes de financiamiento	18
4.2	Parámetros de financiamiento para el Proyecto.....	19
4.3	Amortización del préstamo.....	19
4.4	WACC (Costo Promedio Ponderado de Capital)	21
5	VIDA UTIL DE PROYECTO	21
6	COSTOS	22
6.1	Operación y mantenimiento.....	22
6.1.1	O&M Parque solar onshore 3.5 MW.....	22
6.1.2	O&M Parque eólico offshore 8 MW	24
6.2	Seguros	26
6.3	Gastos generales	27
6.4	Impuesto por transferencias eléctricas.....	28
6.5	Impuesto de renta.....	28
7	INGRESOS	28
7.1	Generalidades:	28
7.2	Factores clave que influyen en el precio de la energía:	29
7.3	Opciones de venta de energía en Colombia.....	30
7.4	Modelo de Negocio para el Proyecto híbrido solar-eólico	30
7.5	Evolución de precios de la energía eléctrica.....	31
7.5.1	Precios de energía en Bolsa (Colombia)	31
7.5.2	Descomposición del precio de la energía	33
7.5.3	Propuesta metodológica para estimar un valor referencial de remuneración y LCOE del proyecto híbrido	39

7.6	Cálculo de ingresos por venta de energía	40
8	EVALUACION FINANCIERA	42
8.1	Resumen del proyecto.....	42
8.2	Costos de explotación.....	43
8.3	Equity Cash Flow	45
8.4	Indicadores de viabilidad económica (TIR, VAN, PAYBACK, LCOE)	47
8.5	Análisis de sensibilidad	48
8.5.1	Variación en la relación (EQUITY / DEUDA)	49
8.5.2	Variación del precio base para venta de energía	50
8.5.3	Variación en el crecimiento anual del precio de la energía.....	51
8.5.4	Variación del monto de la Inversión	52
8.5.5	Variación en la tasa de interés de la deuda.....	53
9	CONCLUSIONES	54
10	BIBLIOGRAFIA	55

Índice de tablas

Tabla 1	Rango Referencial del Costo de Capital Propio para Renovables.....	8
Tabla 2	Rangos típicos de FC en solar fotovoltaica	10
Tabla 3	Rangos típicos de Factor de Capacidad en Eólica	11
Tabla 4	Presupuesto de inversión – Granja Solar onshore 3,5 MW	12
Tabla 5	Presupuesto de inversión – Turbina eólica offshore 8 MW SITE 02	13
Tabla 6	Presupuesto de inversión – Turbina eólica offshore 8 MW SITE 04	14
Tabla 7	Resumen monto de inversiones por tecnología y SITE.....	15
Tabla 8	Cronograma de inversiones Alternativa 1	16
Tabla 9	Cronograma de inversiones Alternativa 2	17
Tabla 10	Condiciones de financiamiento para proyecto renovables en Colombia.....	18
Tabla 11	Parámetros de financiamiento para el Proyecto.....	19
Tabla 12	Tabla de amortización Alternativa 1.....	20
Tabla 13	Tabla de amortización Alternativa 2.....	20
Tabla 14	Costos O&M Parque solar onshore 3.5 MW	23
Tabla 15	Costos O&M Parque eólico offshore 8 MW SITE 02	25
Tabla 16	Costos O&M Parque eólico offshore 8 MW SITE 04.....	26
Tabla 17	Tipos de seguros para el proyecto híbrido solar + eólico	27
Tabla 18	Fuentes de información sobre precios de energía en Colombia	29
Tabla 19	Opciones de venta de energía en Colombia.....	30

Tabla 20 Histórico de precios de energía en bolsa Colombia (elaboración propia, fuente: https://www.xm.com.co).....	32
Tabla 21 Porcentajes promedio Nacional descomposición precio de la energía en zonas conectadas al SIN.....	33
Tabla 22 Valor promedio componente generación 3T 2024 – Grupo 4 Zona Interconectada (fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD. (2022). Boletín tarifario de energía – IV trimestre 2022 https://www.superservicios.gov.co/).....	34
Tabla 23 Composición del CU en ZNI 2024 (elaboración propia, fuente: https://sui.superservicios.gov.co/).....	36
Tabla 24 Tarifas promedio aplicada al usuario ZNI 2024 (elaboración propia, fuente: https://sui.superservicios.gov.co/).....	36
Tabla 25 Composición del CU en ASU San Andrés Islas 2024 (elaboración propia, fuente: https://sui.superservicios.gov.co/).....	37
Tabla 26 Costo asociados al combustible ASU San Andrés Islas 2024 (elaboración propia, fuente: https://sui.superservicios.gov.co/).....	38
Tabla 27 Tarifas promedio aplicada al usuario ASU San Andrés Islas 2024 (elaboración propia, fuente: https://sui.superservicios.gov.co/)	38
Tabla 28 Consumos de energía, facturación y subsidios ASU San Andrés Islas 2024 (elaboración propia, fuente: https://sui.superservicios.gov.co/)	38
Tabla 29 Supuestos para calculo de ingresos por venta de energía (elaboración: propia)	40
Tabla 30 Proyección de ingresos a 25 años Proyecto híbrido solar + eólico (elaboración: propia)	41
Tabla 31 Resumen del proyecto.....	42
Tabla 32 Costos de explotación Alternativa 1 (elaboración: propia)	43
Tabla 33 Costos de explotación Alternativa 2 (elaboración: propia)	44
Tabla 34 Equity Cash Flow Alternativa 1 (elaboración: propia).....	45
Tabla 35 Equity Cash Flow Alternativa 2 (elaboración: propia).....	46
Tabla 36 Resultado indicadores de viabilidad económica (elaboración: propia)	47
Tabla 37 Sensibilidad TIR, VAN, LCOE por variación en la relación (EQUITY / DEUDA).....	49
Tabla 38 Sensibilidad TIR, VAN, LCOE por variación del precio base para venta de energía....	50
Tabla 39 Sensibilidad TIR, VAN, LCOE por variación en el crecimiento anual del precio de la energía.....	51
Tabla 40 Sensibilidad TIR, VAN, LCOE por variación del monto de la inversión	52
Tabla 41 Sensibilidad TIR, VAN, LCOE por variación en la tasa de interés de la deuda	53

Índice de ilustraciones

Ilustración 1 Incentivos estipulados por la ley 1715 de 2014 en Colombia	15
Ilustración 2 Reporte Tarifario SOPESA febrero 2025 (fuente: https://sopesa.com/)	37

Índice de graficas

Gráfica 1 Precio promedio ponderado de energía en bolsa Colombia (fuente: https://www.xm.com.co).....	32
Gráfica 2 Valor promedio componente generación 3T 2024 – Grupo 4 Zona Interconectada (fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD. (2022). Boletín tarifario de energía – IV trimestre 2022 https://www.superservicios.gov.co/).....	34
Gráfica 3 Sensibilidad TIR, VAN por variación en la relación (EQUITY / DEUDA)	49
Gráfica 4 Sensibilidad LCOE por variación en la relación (EQUITY / DEUDA).....	49
Gráfica 5 Sensibilidad TIR, VAN por variación del precio base para venta de energía	50
Gráfica 6 Sensibilidad LCOE por variación del precio base para venta de energía	50
Gráfica 7 Sensibilidad TIR, VAN por variación en el crecimiento anual del precio de la energía.....	51
Gráfica 8 Sensibilidad LCOE por variación en el crecimiento anual del precio de la energía.....	51
Gráfica 9 Sensibilidad TIR, VAN por variación del monto de la inversión.....	52
Gráfica 10 Sensibilidad LCOE por variación del monto de la inversión	52
Gráfica 11 Sensibilidad TIR, VAN por variación en la tasa de interés de la deuda.....	53
Gráfica 12 Sensibilidad LCOE por variación en la tasa de interés de la deuda	53

1 OBJETIVO

Este capítulo presenta el análisis técnico-económico de la hibridación de dos tecnologías renovables no convencionales (energía eólica offshore y solar fotovoltaica onshore) como alternativa para diversificar y reforzar el suministro eléctrico en la isla de San Andrés - Colombia. La propuesta contempla la instalación de una turbina eólica offshore Adwen AD8-180, con dos posibles ubicaciones (SITE 02 a 151 metros de la costa y 10 metros de profundidad, SITE 04 a 3.000 metros de la costa y 374 metros de profundidad), combinada con una planta solar fotovoltaica onshore de 3.5 MW, con el objetivo conjunto de cubrir aproximadamente el 30% de la demanda energética insular. Dada la localización geográfica del proyecto y las limitaciones propias de un territorio no continental, factores como la logística de transporte, las condiciones marinas, la infraestructura de conexión y el mantenimiento especializado adquieren un peso significativo en el perfil de inversión. Por ello, el presente análisis no solo detalla los costos de capital (CAPEX) y los costos operativos (OPEX), sino que también evalúa la viabilidad económica a través de indicadores como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el período de recuperación (Payback). Finalmente, se incluye un análisis de sensibilidad que permite estimar el comportamiento financiero del proyecto ante variaciones en los costos de inversión, la relación EQUITY/DEUDA, la tasa de interés, el precio de venta de la energía a la red y el incremento anual de mismo, lo cual resulta esencial para dimensionar su viabilidad y resiliencia frente a escenarios de incertidumbre.

2 DEFINICIONES

CAPEX (Capital Expenditures – Inversión de Capital)

Corresponde al conjunto de gastos iniciales necesarios para la adquisición, instalación y puesta en marcha de los activos físicos del proyecto. En proyectos de generación renovable, incluye la compra de equipos (turbinas, paneles solares, inversores), obras civiles, infraestructura eléctrica, sistemas de control y costos asociados a estudios técnicos, permisos, ingeniería y logística de instalación. El CAPEX representa el valor base sobre el cual se evalúa la rentabilidad del proyecto.

OPEX (Operational Expenditures – Costos Operativos)

Hace referencia a los costos recurrentes asociados a la operación y mantenimiento del sistema una vez está en funcionamiento. Incluye servicios de supervisión técnica, mantenimiento preventivo y correctivo, seguros, personal, consumibles, monitoreo SCADA, costos logísticos, y otros gastos relacionados con la vida útil operativa del sistema. El OPEX es determinante en el flujo de caja y en el cálculo del costo nivelado de energía (LCOE).

EQUITY (Capital Propio)

Es el aporte de recursos financieros realizado directamente por los inversionistas del proyecto, sin representar deuda. El equity constituye una parte del financiamiento total y, generalmente,

implica asumir mayor riesgo, pero también mayor rentabilidad potencial. Su proporción en el financiamiento afecta directamente el apalancamiento financiero y el retorno esperado sobre la inversión.

Costo de capital propio

También conocido como Tasa de retorno exigida por los inversionistas (Re), es un componente crítico y debe reflejar el riesgo asumido por el inversionista al aportar capital sin garantía de retorno fijo. En el caso de proyectos de energías renovables (solar, eólico o híbrido), este costo varía según varios factores: país, tecnología, escala del proyecto, madurez del mercado y perfil de riesgo.

Región / Tipo de Proyecto	Rango estimado de Re
Países OCDE / mercados maduros	6% – 9%
Latinoamérica (proyectos con PPA sólido)	9% – 12%
Colombia (REN con mitigación de riesgos)	8% – 10%
Colombia (REN sin contrato asegurado)	11% – 15%
Zonas No Interconectadas (ZNI)	10% – 16% (mayor riesgo percibido)

Tabla 1 Rango Referencial del Costo de Capital Propio para Renovables

Factores que afectan el costo del capital propio:

- Contratos PPA firmes
- Tipo de divisa (USD/COP)
- Proyecto en zona ZNI
- Estabilidad regulatoria
- Tipo de tecnología (solar vs eólica vs híbrido)
- Apalancamiento (deuda vs equity)

WACC (Weighted Average Cost of Capital – Costo Promedio Ponderado de Capital)

Representa el costo promedio de los recursos financieros del proyecto, ponderando la proporción entre equity y deuda, así como sus respectivos costos. El WACC se utiliza como tasa de descuento en el análisis financiero para traer los flujos de caja futuros a valor presente. Es un indicador clave en la toma de decisiones de inversión, ya que refleja el rendimiento mínimo que debe generar el proyecto para ser viable.

Formula:

$$WACC = \left(\frac{E}{V} \times r_e \right) + \left(\frac{D}{V} \times r_d \times (1 - T) \right)$$

Donde:

- E: Valor del capital propio (equity)
- D: Valor de la deuda
- V: Valor total del capital = E+D
- Re: Costo del capital propio (tasa de retorno esperada por los inversionistas)
- Rd: Costo de la deuda (tasa de interés sobre préstamos u obligaciones)
- T: Tasa impositiva (corporativa) aplicable al proyecto

VAN (Valor Actual Neto)

Es el indicador que mide el valor presente de los flujos de caja netos futuros del proyecto descontados a una tasa determinada (generalmente el WACC), menos la inversión inicial. Un VAN positivo indica que el proyecto genera valor económico y es financieramente viable; un VAN negativo sugiere lo contrario. Es uno de los criterios más utilizados para evaluar la rentabilidad de proyectos a largo plazo.

TIR (Tasa Interna de Retorno)

Es la tasa de descuento que iguala el valor presente de los flujos de caja futuros con la inversión inicial, es decir, el punto de equilibrio financiero del proyecto. Si la TIR es superior al WACC, el proyecto es considerado rentable. Es una medida clave de la eficiencia del capital invertido y permite comparar entre diferentes alternativas de inversión.

Payback (Período de Recuperación)

Corresponde al tiempo requerido para recuperar la inversión inicial del proyecto a partir de los flujos de caja generados. Aunque no considera el valor del dinero en el tiempo, es útil como referencia para evaluar el nivel de riesgo y la liquidez del proyecto, especialmente en contextos donde los períodos de recuperación cortos son estratégicos.

Costo Nivelado de la Energía (LCOE – Levelized Cost of Energy)

El Costo Nivelado de la Energía (LCOE) es un indicador económico que representa el costo promedio por unidad de energía generada (USD/MWh) a lo largo de toda la vida útil del proyecto. Incluye todos los costos de inversión (CAPEX), operación y mantenimiento (OPEX), reemplazos, y eventualmente desmantelamiento, divididos por la cantidad total de energía que se espera generar en ese mismo período.

Matemáticamente, se define como:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + O_t + M_t + R_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Donde:

- ItI: Inversión de capital en el año t
- Ot, Mt, Rt: Costos operativos, de mantenimiento y reemplazo en el año t
- Et: Energía generada en el año t
- r: Tasa de descuento (usualmente el WACC)
- n: Vida útil del proyecto (en años)

✚ Factor de Capacidad / Factor de planta (FC)

Es un índice que mide la eficiencia de uso de la capacidad instalada de una planta de generación eléctrica. Representa la relación entre la energía realmente generada en un periodo determinado y la energía máxima que podría haberse generado si la planta hubiera operado a su potencia nominal las 24 horas del día durante todo ese periodo.

Fórmula del Factor de Capacidad (FC):

$$FC = \frac{\text{Energía generada real (kWh)}}{\text{Potencia nominal (kW)} \times \text{Horas del periodo}}$$

Debido a que la radiación solar no está disponible todo el tiempo (solo durante las horas de sol y dependiendo de las condiciones climáticas), el factor de capacidad de una planta solar es típicamente bajo en comparación con otras tecnologías.

Tipo de planta solar	Factor de capacidad (%)
Pequeñas instalaciones residenciales	10–15%
Plantas a gran escala (sin seguimiento)	15–20%
Plantas con seguimiento solar (1 eje)	20–25%
Plantas con seguimiento 2 ejes / ubicaciones óptimas	25–30%+

Tabla 2 Rangos típicos de FC en solar fotovoltaica

El factor de capacidad en energía eólica tiende a ser más alto que en solar fotovoltaica, pero depende fuertemente del recurso eólico local, la tecnología del aerogenerador y el tipo de instalación (onshore u offshore).

Tipo de instalación	Rango típico (%)
Eólica terrestre (onshore, promedio mundial)	25 – 35%
Eólica terrestre en sitios óptimos	35 – 45%
Eólica marina (offshore)	40 – 55%
Proyectos offshore en el Mar del Norte o el Atlántico Norte	hasta 60%

Tabla 3 Rangos típicos de Factor de Capacidad en Eólica

3 INVERSION INICIAL

La evaluación de las inversiones constituye una etapa crítica en el análisis de viabilidad de proyectos de generación híbrida con energías renovables, especialmente en contextos insulares como el archipiélago de San Andrés. Este apartado presenta el desglose detallado del presupuesto de capital (CAPEX) requerido para la implementación de dos configuraciones tecnológicas complementarias: una planta solar fotovoltaica terrestre de 3,5 MW y una turbina eólica marina de 8 MW, evaluada en dos ubicaciones con diferentes condiciones geotécnicas y de profundidad. Se consideran no solo los costos directos de adquisición de equipos, montaje y conexión a la red, sino también los costos indirectos asociados a la logística, adecuaciones portuarias, y servicios especializados que impone la ubicación remota del proyecto. Esta caracterización económica inicial es fundamental para valorar el impacto de cada componente en el retorno del proyecto, optimizar la asignación de recursos y orientar decisiones estratégicas sobre la mejor alternativa de inversión.

3.1 Presupuesto de inversión – Granja Solar onshore 3,5 MW

Concepto	Valor paramétrico	Descripción del componente y cálculo	Costo total (USD)	Categoría	Peso
Estudios previos y licencias	2% CAPEX directo	Permisos, topografía. $2\% \times$ total directo	53.735	Other soft cost	1,3%
Ingeniería y diseño	3% CAPEX directo	Memorias, planos, detalles técnicos	80.603	Installation/EPC/development	1,9%
Módulos fotovoltaicos	0.33 USD/Wp	Paneles JKM585M-7RL4-V. $0.33 \times 3,875,210$ W	1.279.149	Module	30,5%
Inversores	0.07 USD/Wp	10 inversores de 350 kW. $0.07 \times 3,875,210$ W	271.335	Inverter	6,5%
Estructura tipo Double Tilt	0,045 USD/Wp	Sistema de seguimiento $0,045 \times 3,500,000$ W	157.500	Racking and mounting	3,8%
Transporte e importación	6% costo equipos	Costos logísticos por insularidad	109.309	Installation/EPC/development	2,6%
Sistema de cableado y canalización	0.02 USD/Wp	CC y CA + canalizaciones. $0.02 \times 3,875,210$ W	77.524	Other BoS hardware	1,8%
Obra civil y adecuación del terreno	13,000 USD/ha	7 ha \times 13,000 USD/ha	91.000	Installation/EPC/development	2,2%
Sistema de monitoreo SCADA	35,000 USD	Software, sensores, control. Costo fijo	35.000	Other BoS hardware	0,8%
Subestación eléctrica 480V/34.5kV (Solar) + 8 MW (eólica)		Transformador 3.5 MVA 34.5/0.48 kV 100,000 – 140,000 Celdas MT (5 a 7 posiciones) 150,000 – 250,000 Sistema de protección y medida 40,000 – 60,000 Obra civil, edificio, puesta a tierra 100,000 – 150,000 Integración SCADA y comunicación 25,000 – 35,000	550.000	Other BoS hardware	13,1%
Línea de interconexión (BT/MT)	80,000 USD	1 km a red MT. Costo estimado medio	80.000	Other BoS hardware	1,9%
Instalación y montaje	0.13 USD/Wp	Instalación eléctrica y mecánica. $0.13 \times 3,875,210$ W	503.907	Installation/EPC/development	12,0%
Supervisión y puesta en marcha	0.015 USD/Wp	Pruebas, certificaciones. $0.015 \times 3,875,210$ W	58.143	Installation/EPC/development	1,4%
Terrenos	USD 28,53 / m ²	Adquisición de terreno 22,000 m ² para sistema "V"	627.660	Other soft cost	15,0%
Contingencia	7.5% subtotal	Riesgos, ajustes presupuestales	219.782	Other soft cost	5,2%
Total estimado inversión (CAPEX)			4.194.648		100%

Tabla 4 Presupuesto de inversión – Granja Solar onshore 3,5 MW

3.2 Presupuesto de inversión – Turbina eólica offshore 8 MW

SITE 02: Aerogenerador marino con cimentación fija, Profundidad= 10m, Distancia a la costa=151m, Tipo cimentación=Jacket

Concepto	Valor paramétrico	Descripción de la operación	Valor total (USD)	Categoría	Peso
Adquisición turbina AD8-180	1850 €/kW	$1850 \times 1000 \times 8$	16.280.000	Turbine	47,7%
Cimentación tipo Jacket (10 m profundidad)	471 €/kW	$471 \times 1000 \times 8$	4.144.800	Foundations	12,1%
Instalación general turbina	2.000.000 €	Costo estimado base	2.200.000	Installation	6,4%
Desarrollo y gestión del proyecto	100.000 €/MW	100.000×8	1.100.000	Development	3,2%
Cable submarino 132 kV (300 m)	690 €/m	690×300	227.700	Electrical Interconnection	0,7%
Instalación cable submarino (300 m)	157 €/m	157×300	51.810	Electrical Interconnection	0,2%
Movilización y desmovilización	1.628.000 €	Costo estimado base	1.790.800	Installation	5,2%
Conexión a la red	$8.047 \times P^{1.66}$	$8.047 \times 8^{1.66} (1.66 \times 1000)$	279.355	Electrical Interconnection	0,8%
Sistema SCADA	45.000 €	Costo fijo por turbina	49.500	Development	0,1%
Línea aérea 34,5 kV - conexión SE	80.000 USD / km	3 X 80.000	240.000	Electrical Interconnection	0,7%
Adecuación vías terrestres	100.000 USD/km	7 x 100.000	700.000	Contingency & Other	2,1%
Adecuaciones portuarias (adecuación moderada)	5.000.000 €	Costo estimado base	5.450.000	Contingency & Other	16,0%
Contingencias y otros	5% del subtotal	$0.05 \times \text{subtotal anterior}$	1.625.698	Contingency & Other	4,8%
Total estimado inversión (CAPEX)			34.139.663		100%

Tabla 5 Presupuesto de inversión – Turbina eólica offshore 8 MW SITE 02

SITE 04: Aerogenerador marino sobre plataforma flotante, Profundidad= 374m, Distancia a la costa=3000m, Tipo cimentación=Semi-sumergible

Concepto	Valor paramétrico	Descripción de la operación	Valor total (USD)	Categoría	Peso
Adquisición turbina AD8-180	1850 €/kW	$1850 \times 1000 \times 8$	16.280.000	Turbine	38,1%
Cimentación flotante (semi-sumergible)	972 €/kW	$972 \times 1000 \times 8$	8.553.600	Foundations	20,0%
Instalación general turbina	2.000.000 €	Costo estimado base	2.200.000	Installation	5,1%
Desarrollo y gestión del proyecto	1.000.000 €	Costo estimado base	1.100.000	Development	2,6%
Cable submarino 132 kV (3 km)	690 €/m	690×3000	2.277.000	Electrical Interconnection	5,3%
Instalación cable submarino (3 km)	157 €/m	157×3000	518.100	Electrical Interconnection	1,2%
Sistema SCADA	45.000 €	Costo fijo por turbina	49.500	Development	0,1%
Compensación tensión (STATCOM)	$128\text{k€}/\text{MVA} \times 10$	128.000×10	1.408.000	Electrical Interconnection	3,3%
Movilización y desmovilización	1.628.000 €	Costo estimado base	1.790.800	Installation	4,2%
Conexión a la red	$8.047 \times P^{1.66}$	$8.047 \times 8^{(1.66 \times 1000)}$	279.355	Electrical Interconnection	0,7%
Línea aérea 34,5 kV - conexión SE	80,000 USD / km	3 X 80,000	80.000	Electrical Interconnection	0,2%
Adecuación vías terrestres	100.000 USD/km	7 x 100,000	700.000	Contingency & Other	1,6%
Adecuaciones portuarias (adecuación moderada)	5,000,000 €	Costo estimado base	5.450.000	Contingency & Other	12,8%
Contingencias y otros	5% del subtotal	$0.05 \times \text{subtotal anterior}$	2.034.318	Contingency & Other	4,8%
Total estimado inversión (CAPEX)			42.720.672		100%

Tabla 6 Presupuesto de inversión – Turbina eólica offshore 8 MW SITE 04

3.3 Resumen de inversiones

Granja Solar Onshore 3,5 MW	
USD 3.603.299	
Turbina eólica offshore Adwen AD8-180	
SITE 02: Aerogenerador marino con cimentación fija, Profundidad= 10m, Distancia a la costa=151m, Tipo cimentación=Jacket	SITE 04: Aerogenerador marino sobre plataforma flotante, Profundidad= 374m, Distancia a la costa=3000m, Tipo cimentación=Semi-sumergible
USD 33.971.663	USD 42.720.672

Tabla 7 Resumen monto de inversiones por tecnología y SITE

Consideraciones especiales para la inversión en energías Renovables en Colombia:

- **Ley 1715 de 2014:** Permite deducir el 50% de la inversión en energía renovable del impuesto de renta por hasta 15 años.
- **Exención de IVA y aranceles:** Aplicable a ciertos equipos importados para proyectos con certificación ambiental.
- **Depreciación acelerada:** Hasta 20% anual para tecnologías limpias, lo cual mejora el flujo de caja en los primeros años.

Tabla 3. Incentivos estipulados por la ley 1715 de 2014 en Colombia

Sección	Incentivo	Descripción
Artículo 11. (Artículo modificado por el artículo 174 de la Ley 1955 de 2019)	Deducción Especial del Impuesto sobre la Renta	"Los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en este sentido, tendrán derecho a deducir de su renta, en un período no mayor de 15 años, contados a partir del año gravable siguiente en el que haya entrado en operación la inversión, el 50% del total de la inversión realizada. El valor a deducir por este concepto en ningún caso podrá ser superior al 50% de la Renta Líquida del contribuyente, determinada antes de restar el valor de la inversión."
Artículo 12. (Artículo modificado por el artículo 130 del Decreto Ley 2106 de 2019)	Incentivo Tributario IVA	" Los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la pre-inversión e inversión, para la producción y utilización de energía a partir de las fuentes no convencionales, así como para la medición y evaluación de los potenciales recursos estarán excluidos de IVA."
Artículo 13.	Incentivo Arancelario	"Las personas naturales o jurídicas que a partir de la vigencia de la presente ley sean titulares de nuevas inversiones en nuevos proyectos de FNCE gozarán de exención del pago de los Derechos Arancelarios de Importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de pre-inversión y de inversión de proyectos con dichas fuentes."
Artículo 14.	Incentivo Contable Depreciación Acelerada de Activos	"La depreciación acelerada será aplicable a las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la reinversión, inversión y operación de la generación con FNCE, que sean adquiridos y/o construidos, exclusivamente para ese fin, a partir de la vigencia de la presente ley. Para estos efectos, la tasa anual de depreciación será no mayor de veinte por ciento (20%) como tasa global anual."

Fuente: Congreso de la República, «Secretaría senado,» 13 mayo 2014. [En línea]. Disponible: http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html.

Ilustración 1 Incentivos estipulados por la ley 1715 de 2014 en Colombia

3.4 Cronograma de inversiones

Alternativa 1 = Granja Solar Onshore + Turbina eólica offshore SITE 02: Aerogenerador marino con cimentación fija, Profundidad= 10m, Distancia a la costa=151m, Tipo cimentación=Jacket

Categoría	Concepto	2026	2027	2028	2029	2030	Total inversion (USD)
Granja Solar Onshore 3,5 MW							
Other soft cost	Estudios previos y licencias	53.735	-	-	-	-	53.735
Installation/EPC/development	Ingeniería y diseño	-	-	80.603	-	-	80.603
Module	Módulos fotovoltaicos	-	-	-	639.575	639.575	1.279.149
Inverter	Inversores	-	-	-	135.667	135.667	271.335
Racking and mounting	Estructura tipo Double Tilt	-	-	-	78.750	78.750	157.500
Installation/EPC/development	Transporte e importación	-	-	-	54.655	54.655	109.309
Other BoS hardware	Sistema de cableado y canalización	-	-	-	-	77.524	77.524
Installation/EPC/development	Obra civil y adecuación del terreno	-	-	-	-	91.000	91.000
Other BoS hardware	Sistema de monitoreo SCADA	-	-	-	-	35.000	35.000
Other BoS hardware	Subestación eléctrica 480V/34.5kV (Solar) + 8 MW (eolica)	-	-	-	165.000	385.000	550.000
Other BoS hardware	Línea de interconexión (BT/MT)	-	-	-	24.000	56.000	80.000
Installation/EPC/development	Instalación y montaje	-	-	-	-	503.907	503.907
Installation/EPC/development	Supervisión y puesta en marcha	-	-	-	-	58.143	58.143
Other soft cost	Terrenos	-	-	627.660	-	-	627.660
Other soft cost	Contingencia	-	-	-	109.891	109.891	219.782
SITE 02 : Aerogenerador marino con cimentación fija Profundidad= 10m Distancia a la costa=151m Tipo cimentacion=Monopilote							
Turbine	Adquisición turbina AD8-180	-	-	11.396.000	4.884.000	-	16.280.000
Foundations	Cimentación tipo Jacket (10 m profundidad)	-	-	-	1.657.920	2.486.880	4.144.800
Installation	Instalación general turbina	-	-	-	-	2.200.000	2.200.000
Development	Desarrollo y gestión del proyecto	220.000	220.000	110.000	330.000	220.000	1.100.000
Electrical Interconnection	Cable submarino 132 kV (300 m)	-	-	-	227.700	-	227.700
Electrical Interconnection	Instalación cable submarino (300 m)	-	-	-	-	51.810	51.810
Installation	Movilización y desmovilización	-	-	-	895.400	895.400	1.790.800
Electrical Interconnection	Conexión a la red	-	-	-	-	279.355	279.355
Development	Sistema SCADA	-	-	-	-	49.500	49.500
Electrical Interconnection	Línea aérea 34,5 kV - conexión SE	-	-	-	-	240.000	240.000
Contingency & Other	Adecuación vías terrestres	-	-	350.000	350.000	-	700.000
Contingency & Other	Adecuaciones portuarias (adecuación moderada)	-	-	2.725.000	2.725.000	-	5.450.000
Contingency & Other	Contingencias y otros	-	-	487.709	487.709	650.279	1.625.698
Total inversion Proyecto Solar + Eolico		273.735	220.000	15.776.973	12.765.267	9.298.336	38.334.311
		0,7%	0,6%	41,2%	33,3%	24,3%	100,0%

Tabla 8 Cronograma de inversiones Alternativa 1

Alternativa 2 = Granja Solar Onshore + Turbina eólica offshore SITE 04: Aerogenerador marino sobre plataforma flotante, Profundidad= 374m, Distancia a la costa=3000m, Tipo cimentación=Semi-sumergible

Categoría	Concepto	2026	2027	2028	2029	2030	Total inversion (USD)
Granja Solar Onshore 3,5 MW							
Other soft cost	Estudios previos y licencias	53.735	-	-	-	-	53.735
Installation/EPC/development	Ingeniería y diseño	-	-	80.603	-	-	80.603
Module	Módulos fotovoltaicos	-	-	-	639.575	639.575	1.279.149
Inverter	Inversores	-	-	-	135.667	135.667	271.335
Racking and mounting	Estructura tipo Double Tilt	-	-	-	78.750	78.750	157.500
Installation/EPC/development	Transporte e importación	-	-	-	54.655	54.655	109.309
Other BoS hardware	Sistema de cableado y canalización	-	-	-	-	77.524	77.524
Installation/EPC/development	Obra civil y adecuación del terreno	-	-	-	-	91.000	91.000
Other BoS hardware	Sistema de monitoreo SCADA	-	-	-	-	35.000	35.000
Other BoS hardware	Subestación eléctrica 480V/34.5kV (Solar) + 8 MW (eólica)	-	-	-	165.000	385.000	550.000
Other BoS hardware	Línea de interconexión (BT/MT)	-	-	-	24.000	56.000	80.000
Installation/EPC/development	Instalación y montaje	-	-	-	-	503.907	503.907
Installation/EPC/development	Supervisión y puesta en marcha	-	-	-	-	58.143	58.143
Other soft cost	Terrenos	-	-	627.660	-	-	627.660
Other soft cost	Contingencia	-	-	-	109.891	109.891	219.782
SITE 04 : Aerogenerador marino sobre plataforma flotante Profundidad= 374m Distancia a la costa=3000m Tipo cimentacion=Semi-sumergible							
Turbine	Adquisición turbina AD8-180	-	-	11.396.000	4.884.000	-	16.280.000
Foundations	Cimentación flotante (semi-sumergible)	-	-	-	3.421.440	5.132.160	8.553.600
Installation	Instalación general turbina	-	-	-	-	2.200.000	2.200.000
Development	Desarrollo y gestión del proyecto	220.000	220.000	110.000	330.000	220.000	1.100.000
Electrical Interconnection	Cable submarino 132 kV (3 km)	-	-	-	2.277.000	-	2.277.000
Electrical Interconnection	Instalación cable submarino (3 km)	-	-	-	-	518.100	518.100
Development	Sistema SCADA	-	-	-	24.750	24.750	49.500
Electrical Interconnection	Compensación tensión (STATCOM)	-	-	-	-	1.408.000	1.408.000
Installation	Movilización y desmovilización	-	-	-	-	1.790.800	1.790.800
Electrical Interconnection	Conexión a la red	-	-	-	-	279.355	279.355
Electrical Interconnection	Línea aérea 34,5 kV - conexión SE	-	-	40.000	40.000	-	80.000
Contingency & Other	Adecuación vías terrestres	-	-	350.000	350.000	-	700.000
Contingency & Other	Adecuaciones portuarias (adecuación moderada)	-	-	1.635.000	1.635.000	2.180.000	5.450.000
Contingency & Other	Contingencias y otros	-	-	610.295	610.295	813.727	2.034.318
Total inversion Proyecto Solar + Eólico		273.735	220.000	14.849.559	14.780.023	16.792.004	46.915.321
		0,6%	0,5%	31,7%	31,5%	35,8%	100,0%

Tabla 9 Cronograma de inversiones Alternativa 2

4 FINANCIACIÓN

Las condiciones de financiamiento para proyectos de energías renovables tales como tasas de interés, plazos de amortización, períodos de gracia, garantías y fuentes de financiación, son factores clave que determinan la viabilidad económica de estos proyectos. A continuación se resumen las características típicas en Colombia y a nivel internacional, con énfasis en proyectos solares, eólicos e híbridos.

4.1 Fuentes de financiamiento

Instituciones de financiamiento para proyectos renovables:

- **Bancos nacionales:** Bancolombia, Davivienda, Banco de Bogotá, BBVA.
- **Banca de desarrollo:** Findeter, Bancóldex.
- **Organismos multilaterales:** BID (Banco Interamericano de Desarrollo), IFC (International Finance Corporation), CAF (Banco de Desarrollo de América Latina y el Caribe).
- **Fondos climáticos:** Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE), GCF (Green Climate Fund), CIF (Climate Investment Funds)
- **Otros organismos:** KFW (Instituto de Crédito para la Reconstrucción - Alemania), AFD (Agencia Francesa de Desarrollo)

Condiciones típicas:

Característica	Valores Aproximados (Colombia)
Tasa de interés	4% – 9% anual en USD (dependiendo del riesgo) 10% – 14% en COP (puede haber subsidios o blending)
Plazo de amortización	10 – 20 años 15 – 25 años (en países OCDE o vía bonos verdes)
Período de gracia	6 – 24 meses (durante construcción o puesta en marcha)
Relación deuda/capital	70/30 hasta 90/10
Tipo de tasa	Fija o variable (frecuente indexación a IBR, DTF, LIBOR/SOFR)
Garantías	Activos del proyecto, flujos futuros, contratos PPA
Bonos verdes / Climate Bonds	Creciente en países como Chile, Brasil, México

Tabla 10 Condiciones de financiamiento para proyecto renovables en Colombia

En Zonas No Interconectadas (ZNI) como las Isla de San Andrés, pueden aplicarse condiciones especiales por su ubicación estratégica y alto costo de generación actual (diésel) y recibir un posible apoyo del FENOGE o BID.

4.2 Parámetros de financiamiento para el Proyecto

Fuente de financiación		Alternativa 1: Solar Onshore + Eólico Offshore SITE 02	Alternativa 2: Solar Onshore + Eólico Offshore SITE 04
Monto de la inversión		USD 38.166.311	USD 46.915.321
Capital propio (EQUITY)	15%	USD 5.724.947	USD 7.037.298
Deuda	85%	USD 32.441.364	USD 39.878.023
Costo del capital propio		12.0 %	
Tiempo de amortización de la deuda		15 años	
Tasa de interés del préstamo		4.0 %	
Periodo de gracia		2 años	
Tasa impositiva Corporativa		35%	

Tabla 11 Parámetros de financiamiento para el Proyecto

Para el proyecto híbrido en la Isla de San Andrés, un valor razonable para el costo de capital propio sería entre 9%-12% anual en USD, dado que:

- Es una zona no interconectada (ZNI).
- Tiene un alto CAPEX por logística insular.
- Puede tener acceso a incentivos y PPA con SOPESA o Gobierno.

Este rango permite:

- Atraer inversionistas con expectativas realistas.
- Mantener un WACC competitivo (especialmente si la deuda es barata).
- Evaluar rentabilidad frente al LCOE actual (que puede ser muy alto en ZNI).

4.3 Amortización del préstamo

Durante el periodo de gracia (2 años), la deuda suma intereses y una vez finalizado este tiempo, dichos montos se incorporan a la cuota periódica que debe cancelar el Proyecto. Para este análisis, se seleccionó un sistema de amortización francés o de “cuota fija” en relación con la estabilidad de los ingresos.

Alternativa 1 = Granja Solar Onshore + Eólico Offshore SITE 02

Año	Saldo inicial (USD)	Cuota (USD)	Interés (USD)	Amortización (USD)	Saldo insoluto (USD)
1	32.441.364		1.297.655		33.739.019
2	33.739.019		1.297.655		35.036.674
3	35.036.674	3.151.237	1.401.467	1.749.770	33.286.904
4	33.286.904	3.151.237	1.331.476	1.819.761	31.467.143
5	31.467.143	3.151.237	1.258.686	1.892.551	29.574.591
6	29.574.591	3.151.237	1.182.984	1.968.253	27.606.338
7	27.606.338	3.151.237	1.104.254	2.046.983	25.559.355
8	25.559.355	3.151.237	1.022.374	2.128.863	23.430.492
9	23.430.492	3.151.237	937.220	2.214.017	21.216.475
10	21.216.475	3.151.237	848.659	2.302.578	18.913.897
11	18.913.897	3.151.237	756.556	2.394.681	16.519.216
12	16.519.216	3.151.237	660.769	2.490.468	14.028.747
13	14.028.747	3.151.237	561.150	2.590.087	11.438.660
14	11.438.660	3.151.237	457.546	2.693.691	8.744.969
15	8.744.969	3.151.237	349.799	2.801.438	5.943.531
16	5.943.531	3.151.237	237.741	2.913.496	3.030.036
17	3.030.036	3.151.237	121.201	3.030.036	-

Tabla 12 Tabla de amortización Alternativa 1

Alternativa 2 = Granja Solar Onshore + Eólico Offshore SITE 04

Año	Saldo inicial (USD)	Cuota (USD)	Interés (USD)	Amortización (USD)	Saldo insoluto (USD)
1	39.878.023		1.595.121		41.473.143
2	41.473.143		1.595.121		43.068.264
3	43.068.264	3.873.607	1.722.731	2.150.877	40.917.388
4	40.917.388	3.873.607	1.636.696	2.236.912	38.680.476
5	38.680.476	3.873.607	1.547.219	2.326.388	36.354.088
6	36.354.088	3.873.607	1.454.164	2.419.444	33.934.645
7	33.934.645	3.873.607	1.357.386	2.516.221	31.418.423
8	31.418.423	3.873.607	1.256.737	2.616.870	28.801.553
9	28.801.553	3.873.607	1.152.062	2.721.545	26.080.008
10	26.080.008	3.873.607	1.043.200	2.830.407	23.249.602
11	23.249.602	3.873.607	929.984	2.943.623	20.305.978
12	20.305.978	3.873.607	812.239	3.061.368	17.244.611
13	17.244.611	3.873.607	689.784	3.183.823	14.060.788
14	14.060.788	3.873.607	562.432	3.311.176	10.749.612
15	10.749.612	3.873.607	429.984	3.443.623	7.305.990
16	7.305.990	3.873.607	292.240	3.581.367	3.724.622
17	3.724.622	3.873.607	148.985	3.724.622	-

Tabla 13 Tabla de amortización Alternativa 2

4.4 WACC (Costo Promedio Ponderado de Capital)

Formula:

$$WACC = \left(\frac{E}{V} \times r_e \right) + \left(\frac{D}{V} \times r_d \times (1 - T) \right)$$

Donde:

E (Valor del capital propio- equity) / V (Valor total del capital) = 15%

D (Valor de la deuda) / V (Valor total del capital) = 85%

Re - Costo del capital propio (tasa de retorno esperada por los inversionistas) = 12%

Rd - Costo de la deuda (tasa de interés sobre préstamos u obligaciones) = 4%

T: Tasa impositiva (corporativa) aplicable al proyecto = 35%

WACC = 4.01%

Este es un valor bajo y competitivo, muy favorable para proyectos de energías renovables, especialmente en zonas como San Andrés donde los costos actuales de generación son altos. Esto permite obtener un LCOE más atractivo y evaluar con mayor viabilidad la inversión.

5 VIDA UTIL DE PROYECTO

La vida útil de un sistema de generación renovable constituye un parámetro fundamental en la evaluación técnica y económica del proyecto energético. En el presente caso, se estima un horizonte operativo de 25 años tanto para el sistema solar fotovoltaico onshore de 3.5 MW ubicado en la isla de San Andrés, como para la turbina eólica offshore AD8-180 de 8 MW. Esta estimación se sustenta en estándares tecnológicos actuales y en experiencias de operación de proyectos similares a nivel internacional.

Sistema solar fotovoltaico onshore – 3.5 MW:

Los módulos fotovoltaicos disponibles comercialmente en la actualidad cuentan con garantías de producción del 80-85% a 25 años, lo que respalda su capacidad operativa eficiente en dicho período. De acuerdo con datos de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, 2020) y del National Renewable Energy Laboratory (NREL, 2021), los sistemas fotovoltaicos bien mantenidos presentan tasas de degradación típicas entre 0.5% y 1% anual, lo que permite mantener la producción energética dentro de márgenes aceptables durante al menos 25 años.

Sistema eólico offshore – Turbina AD8-180 de 8 MW:

Las turbinas eólicas offshore de gran escala, como la AD8-180 empleada en este proyecto, están diseñadas para operar en condiciones marinas exigentes. Su vida útil típica oscila entre 20 y 25 años, según lo establecido por organismos como WindEurope (2021) e IEA Wind (2020). A pesar de los altos niveles de esfuerzo mecánico y corrosión asociados a entornos marinos, las

tecnologías modernas incorporan sensores de monitoreo en tiempo real, sistemas de protección y mantenimiento predictivo que permiten alcanzar el horizonte de 25 años con confiabilidad.

El diseño de la turbina AD8-180 está orientado a la operación en entornos offshore con velocidades de viento medias a altas, como las que se presentan en el mar Caribe. No obstante, la infraestructura de acceso, la logística de mantenimiento y los costos operativos son significativamente mayores que en instalaciones terrestres, lo que hace crítico planificar intervenciones periódicas y presupuestar reemplazos estratégicos de componentes clave para garantizar su longevidad.

6 COSTOS

Los gastos en los que incurre un proyecto solar/eólico se pueden dividir en pre-operativos y operativos en función de si se realizan antes o después de la puesta en funcionamiento. Los gastos pre-operativos se relacionan en el calendario de inversiones; los gastos operativos consisten en un gran porcentaje de los costos a lo largo de la vida útil de un parque, sin embargo durante los 5 primeros años todos los componentes e instalaciones se encuentran bajo garantía, no infiriéndose en gasto adicional alguno.

6.1 Operación y mantenimiento

6.1.1 O&M Parque solar onshore 3.5 MW

Supuestos:

Costo O&M inicial: Según la UPME, en sus bases para estudios tarifarios, los costos de O&M para plantas de menor escala pueden oscilar entre 25 a 40 USD/kW-año, sin incluir costos insulares. Con base en informes del Ministerio de Minas y Energía y experiencias en Zonas No Interconectadas (ZNI), se recomienda aplicar un ajuste del 40% al 80% sobre el costo nacional estimado, debido a:

- Transporte marítimo o aéreo de equipos y personal.
- Alta corrosión por salinidad (requiere limpieza y mantenimiento frecuente).
- Baja disponibilidad de servicios técnicos especializados en la isla.

Tasa de incremento anual: 4% (por inflación y repuestos).

Periodo de evaluación: 25 años.

Capacidad del parque: 3,5 MW.

Alcance de la operación y mantenimiento:

- Personal técnico básico local (continuo) y especialista por demanda.
- Vigilancia de la instalación.
- Monitoreo, control, supervisión remota y reporte SCADA.

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo
- Limpieza regular de los módulos (muy importante en ambiente marino).
- Sustitución de inversores (si aplica a 10-15 años).
- Costos logísticos (insularidad)

Factores que afectan el costo O&M:

- **Ambiente marino:** exige componentes resistentes a la corrosión (por ejemplo, acero galvanizado en caliente o aluminio anodizado).
- **Mayor frecuencia de limpieza** por salinidad.
- **Logística compleja:** transporte de repuestos, personal técnico desde el continente.
- **Capacitación local limitada:** puede implicar mayor dependencia de contratistas externos.

Año de operación	Costo O&M +4% año (USD/KW/año)	Costo O&M total anual (USD)	Costo O&M acumulado (USD)
1	40,00	140.000	140.000
2	41,60	145.600	285.600
3	43,26	151.424	437.024
4	44,99	157.481	594.505
5	46,79	163.780	758.285
6	48,67	170.331	928.617
7	50,61	177.145	1.105.761
8	52,64	184.230	1.289.992
9	54,74	191.600	1.481.591
10	56,93	199.264	1.680.855
11	59,21	207.234	1.888.089
12	61,58	215.524	2.103.613
13	64,04	224.145	2.327.757
14	66,60	233.110	2.560.868
15	69,27	242.435	2.803.302
16	72,04	252.132	3.055.434
17	74,92	262.217	3.317.652
18	77,92	272.706	3.590.358
19	81,03	283.614	3.873.972
20	84,27	294.959	4.168.931
21	87,64	306.757	4.475.688
22	91,15	319.028	4.794.716
23	94,80	331.789	5.126.504
24	98,59	345.060	5.471.565
25	102,53	358.863	5.830.427

Tabla 14 Costos O&M Parque solar onshore 3.5 MW

6.1.2 O&M Parque eólico offshore 8 MW

- **Supuestos:**

Costo O&M inicial: Según IRENA los valores de referencia para eólica offshore en países como Colombia, es de 62 USD/kW/año, este parámetro se aplicará al SITE 02.

En el caso del SITE 04, aunque IRENA no da un valor directo según distancia, sí indica que: “La distancia al puerto y el tipo de cimentación (fija o flotante) impactan directamente los costos de O&M, así como la disponibilidad de embarcaciones y la logística.” y según reporte de IEA Wind a 3.000m de la playa se sugiere un incremento del 10%–15% por mayor tiempo de desplazamiento, uso de embarcaciones y posibles condiciones más adversas. Lo anterior representa un valor de 70 USD/kW/año

Referencias y comparables

- IRENA (2023): promedio mundial de O&M para offshore → 22 USD/MWh
- NREL (2022): para turbinas offshore >6 MW → entre 20–30 USD/MWh, dependiendo de acceso
- UK Offshore Wind Reports: costos en proyectos individuales: 800,000 – 1,000,000 USD por turbina/año

Tasa de incremento anual: 4% (por inflación y repuestos).

Periodo de evaluación: 25 años.

Capacidad del parque: 8 MW

- **Alcance de la operación y mantenimiento:**

- Mantenimiento preventivo con inspecciones programadas, lubricación, limpieza de sensores
- Mantenimiento correctivo con reparación de fallas no programadas (ej. generador, pitch system, etc.)
- Logística offshore con barcos, helicópteros, equipos de izaje, seguros marítimos, etc.
- Monitoreo remoto, diagnóstico de fallas, reportes SCADA
- Seguros y vigilancia con coberturas por daños mecánicos y ambientales
- Repuestos y consumibles
- Mantenimiento del cableado submarino.
- Se requieren barcos especializados, personal entrenado y más tiempo de respuesta.
- El entorno marino acelera la corrosión y desgaste de los componentes.
- Los contratos de mantenimiento suelen ser más largos y con soporte 24/7.

Este costeo NO incluye reparaciones mayores (como cambio completo de generador o torre), ni actualizaciones tecnológicas. Debemos considerar que los primeros cinco años los equipos se encuentran en garantía, a partir de allí existe el riesgo de la reinversión.

• **Factores que afectan costo O&M:**

- La proximidad a la costa reduce costos logísticos.
- El ambiente marino genera mayor corrosión y mantenimientos frecuentes.
- No existencia una base técnica local lo que aumenta costos en transporte de personal y piezas.
- Por ser una sola turbina no hay economía de escala y los costos fijos no se distribuyen.

SITE 02: Aerogenerador marino con cimentación fija, Profundidad= 10m, Distancia a la costa=151m, Tipo cimentación=Jacket

Año de operación	Costo O&M +4% año (USD/MW/año)	Costo O&M total anual (USD)	Costo O&M acumulado (USD)
1	62,00	496.000	496.000
2	64,48	515.840	1.011.840
3	67,06	536.474	1.548.314
4	69,74	557.933	2.106.246
5	72,53	580.250	2.686.496
6	75,43	603.460	3.289.956
7	78,45	627.598	3.917.554
8	81,59	652.702	4.570.256
9	84,85	678.810	5.249.066
10	88,25	705.963	5.955.029
11	91,78	734.201	6.689.230
12	95,45	763.569	7.452.800
13	99,26	794.112	8.246.911
14	103,23	825.876	9.072.788
15	107,36	858.912	9.931.699
16	111,66	893.268	10.824.967
17	116,12	928.999	11.753.966
18	120,77	966.159	12.720.125
19	125,60	1.004.805	13.724.930
20	130,62	1.044.997	14.769.927
21	135,85	1.086.797	15.856.724
22	141,28	1.130.269	16.986.993
23	146,93	1.175.480	18.162.473
24	152,81	1.222.499	19.384.972
25	158,92	1.271.399	20.656.371

Tabla 15 Costos O&M Parque eólico offshore 8 MW SITE 02

SITE 04: Aerogenerador marino sobre plataforma flotante, Profundidad= 374m, Distancia a la costa=3000m, Tipo cimentación=Semi-sumergible

Año de operación	Costo O&M +4% año (USD/MW/año)	Costo O&M total anual (USD)	Costo O&M acumulado (USD)
1	70,00	560.000	560.000
2	72,80	582.400	1.142.400
3	75,71	605.696	1.748.096
4	78,74	629.924	2.378.020
5	81,89	655.121	3.033.141
6	85,17	681.326	3.714.466
7	88,57	708.579	4.423.045
8	92,12	736.922	5.159.967
9	95,80	766.399	5.926.365
10	99,63	797.055	6.723.420
11	103,62	828.937	7.552.357
12	107,76	862.094	8.414.451
13	112,07	896.578	9.311.029
14	116,56	932.441	10.243.470
15	121,22	969.739	11.213.209
16	126,07	1.008.528	12.221.737
17	131,11	1.048.869	13.270.607
18	136,35	1.090.824	14.361.431
19	141,81	1.134.457	15.495.888
20	147,48	1.179.836	16.675.724
21	153,38	1.227.029	17.902.753
22	159,51	1.276.110	19.178.863
23	165,89	1.327.155	20.506.018
24	172,53	1.380.241	21.886.258
25	179,43	1.435.450	23.321.709

Tabla 16 Costos O&M Parque eólico offshore 8 MW SITE 04

6.2 Seguros

Los seguros forman parte del OPEX anual y, en algunos casos, del CAPEX (si se contratan antes de la puesta en marcha). Su objetivo es proteger los activos físicos, ingresos y responsabilidades legales del proyecto frente a diversos riesgos.

Tipos de seguros relevantes:

Tipo de seguro	¿Qué cubre?	Aplicabilidad
Seguro de todo riesgo construcción (CAR/EAR)	Daños durante construcción o montaje (accidentes, fallos estructurales).	Sí, para fase de instalación.

Seguro de propiedad o daños físicos	Incendio, hurto, vandalismo, colapso estructural, rayos, etc.	Sí, riesgo alto por condiciones climáticas.
Seguro contra catástrofes naturales.	Huracanes, inundaciones, tormentas tropicales, sismos, marea alta.	Altamente recomendado.
Seguro de responsabilidad civil	Daños a terceros (personas o propiedades) causados por el parque (por ejemplo, caída de equipos).	Obligatorio en muchos contratos.
Seguro de interrupción de negocios (BI)	Compensación por pérdida de ingresos ante paradas no previstas.	Útil si hay PPA con penalización por indisponibilidad.
Seguro de transporte marítimo/logístico	Daños a equipos durante el traslado desde el continente o el extranjero.	Crítico por la logística marítima/aérea.

Tabla 17 Tipos de seguros para el proyecto híbrido solar + eólico

Características de los costos de seguros:

- Forma de cobro: Anual, en función del valor asegurado del activo (porcentaje del CAPEX).
- Valor:
 - Para parques solares pequeños del 0.5% – 1.2% del CAPEX por año (valor asegurado),
 - Para turbinas eólicas offshore el seguro puede representar 0.8% – 1.5% del valor asegurado por mayor exposición a tormentas.
- Factores que aumentan la prima:
 - Proximidad al mar
 - Riesgo de huracanes
 - Limitado acceso a mantenimiento inmediato.

6.3 Gastos generales

Los gastos generales son aquellos costos indirectos necesarios para la gestión y operación continua del proyecto, pero que no están directamente relacionados con la generación de energía ni con el mantenimiento técnico de los equipos. Estos gastos incluyen actividades administrativas, legales, logísticas, y de apoyo, que permiten el funcionamiento adecuado del proyecto desde una perspectiva organizacional y contractual.

Los gastos generales en un proyecto solar o eólico normalmente incluyen:

- Salarios y prestaciones del personal administrativo, gestor del proyecto, contabilidad, etc.
- Honorarios legales, cumplimiento regulatorio, auditorías
- Costos de viaje, transporte no técnico.

- Alquiler de oficinas y pago de servicios públicos
- Licencias de software, archivo, reportes regulatorios
- Costos de consultoría externa, etc.

Para este rubro se asignará el 1.0% del CAPEX, lo cual está dentro de los parámetros para este tipo de proyectos.

6.4 Impuesto por transferencias eléctricas

El proyecto se localiza en el archipiélago de San Andrés Islas, fuera del Sistema Interconectado Nacional (SIN), y utiliza fuentes renovables no convencionales (solar o eólica). En consecuencia, no está sujeto al pago del impuesto por transferencias eléctricas, el cual aplica principalmente a centrales hidroeléctricas y térmicas conectadas al SIN que hacen uso de recursos naturales concesionados como el agua. De acuerdo con la normativa vigente (Ley 99 de 1993, Ley 143 de 1994 y Ley 1715 de 2014), no se requiere la realización de transferencias monetarias a comunidades o municipios en este tipo de proyectos ZNI.

6.5 Impuesto de renta

El impuesto de renta se calcula conforme a la legislación colombiana vigente, con una tasa general del 35% sobre la utilidad neta anual. No obstante, el proyecto se acoge a los incentivos establecidos en la Ley 1715 y Ley 2099, los cuales permiten deducir hasta el 50% de la inversión en el impuesto de renta durante un período de hasta 15 años, adicionalmente, si se aplica depreciación acelerada a los activos del proyecto. Esto reduce significativamente la carga tributaria efectiva en los primeros años de operación, impactando positivamente en los indicadores financieros como el VAN, TIR y el LCOE.

- ✓ Si el beneficio bruto del periodo es negativo, el impuesto es cero.
- ✓ Las pérdidas fiscales acumuladas pueden compensar utilidades futuras hasta por 12 años.

7 INGRESOS

7.1 Generalidades:

Los ingresos del este proyecto están directamente relacionados con la energía generada por la granja solar y el parque eólico offshore (recurso que ha sido evaluado previamente con el software especializado), los precios del mercado energético según modelo de negocio y los subsidios aplicables de acuerdo a la regulación.

En Colombia, las proyecciones oficiales y técnicas de precios de la energía provienen principalmente de entidades como la UPME (Unidad de Planeación Minero-Energética), XM (Administrador del Mercado Eléctrico) y estudios de entidades financieras y consultoras.

Los aspectos regulatorios están vigilados por la CREG – Comisión reguladora de energía y gas, según la Ley 142 de 1994 (Ley de Servicios Públicos) y la Ley 143 de 1994 (Ley Eléctrica), siendo sus principales funciones:

- Regular tarifas y metodologías de remuneración para garantizar precios justos y sostenibles.
- Establecer reglas del mercado eléctrico y de gas, promoviendo la libre competencia.
- Definir condiciones de acceso y uso de redes de transmisión y distribución.
- Velar por la calidad, continuidad y seguridad del servicio energético.
- Fomentar la eficiencia económica y la incorporación de nuevas tecnologías, incluyendo fuentes no convencionales de energía renovable (FNCE).

Fuentes de información disponibles:

Entidad/Fuente	Alcance	Horizonte	Tipo de precio proyectado
UPME – Proyección de Precios Energéticos	Oferta y demanda esperada	Hasta 15 años	Costos nivelados por tecnología (LCOE) y precios esperados
XM – Precios de Bolsa	Históricos y tendencia	Anual – Mediano Plazo	Precio spot de bolsa (Mercado No Regulados)
CREG – Comisión de Regulación de Energía y Gas	Indicadores tarifarios	Variable según estudio	Tarifas para mercado regulado, con esquemas de indexación
Corficolombiana / Bancolombia / ANIF	Estudios macroeconómicos	5 a 10 años	Análisis de impacto del IPP, inflación, oferta/demanda
UPME – Plan Energético Nacional (PEN)	Planeación estratégica	Hasta 2050	Escenarios de precios y penetración tecnológica (no detallados)
IEA & IRENA (globales, aplicables)	Precios globales proyectados	Hasta 2050	Costos de tecnologías y LCOE, con posibilidad de adaptación a Colombia

Tabla 18 Fuentes de información sobre precios de energía en Colombia

7.2 Factores clave que influyen en el precio de la energía:

En Colombia, los precios de la energía están determinados por una combinación de factores climáticos, económicos, regulatorios y estructurales, que varían significativamente entre el territorio continental y las zonas insulares como el archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

A nivel continental, el sistema energético se encuentra interconectado y altamente dependiente de la generación hidroeléctrica, la cual representa cerca del 65% de la matriz, fenómenos climáticos como El Niño reducen los caudales de los embalses, disminuyendo la oferta hídrica y aumentando la necesidad de generación térmica, más costosa, lo que presiona al alza los precios en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), a ello se suman las variaciones en los costos internacionales de los combustibles fósiles, la creciente demanda energética y la indexación de

tarifas al Índice de Precios al Productor (IPP), lo cual ha generado aumentos de hasta el 21.9% anual en el mercado no regulado (CREG, 2022).

En contraste, en el contexto insular, como en San Andrés, el sistema energético es aislado y dependiente en gran medida de generación térmica diésel, lo que implica costos significativamente más altos y alta vulnerabilidad frente a la volatilidad del precio internacional del petróleo, además, el transporte de combustibles y equipos implica sobre costos logísticos. La falta de interconexión limita la participación en el mercado nacional y reduce la posibilidad de diversificar fuentes, aunque se han planteado estrategias para integrar energías renovables (principalmente solar y eólica), los retrasos en la ejecución de estos proyectos mantienen la dependencia térmica y elevan los costos del suministro eléctrico.

En ambos contextos, las decisiones regulatorias, los incentivos a fuentes no convencionales y la planificación de infraestructura energética juegan un papel determinante en la evolución de las tarifas y la sostenibilidad del sistema.

7.3 Opciones de venta de energía en Colombia

Venta en el Mercado Regulado (a comercializadores)	-Involucra contratos con comercializadores que atienden usuarios regulados. -Menor riesgo, pero también menor rentabilidad. -No aplica directamente si SOPESA actúa como generador y autogenerador.
Venta en el Mercado No Regulados (grandes consumidores)	-Contratos bilaterales con empresas o entidades con demanda ≥ 55 MWh/mes. -Mayor flexibilidad para negociar precio, duración, indexación.
Contratos PPA (Power Purchase Agreement)	-Contratos a mediano o largo plazo (10–20 años). -Pueden ser on-site (autogeneración) u off-site (con entrega a red). -Dan previsibilidad de ingresos y financiamiento más favorable.
Venta en el Mercado Spot (Bolsa de Energía)	-Precio variable, basado en oferta/demanda horaria. -Mayor riesgo, ingresos inciertos, útil para excedentes.
Autogeneración a pequeña o gran escala (AGGE)	Según la Resolución CREG 030 de 2018 (modificada por la 075 de 2021), se definen dos tipos de autogeneradores: Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE): Capacidad instalada hasta 100 kW. Autogenerador a Gran Escala (AGGE): Capacidad mayor a 100 kW.

Tabla 19 Opciones de venta de energía en Colombia

7.4 Modelo de Negocio para el Proyecto híbrido solar-eólico

Dado el contexto insular y los siguientes supuestos:

- Baja interconexión con el SIN (o ninguna).
- Alta dependencia de diésel para generación térmica.
- Meta de transición energética y reducción de costos y emisiones.
- Necesidad de confiabilidad 24/7.

Se recomienda un modelo de **Autogeneración AGGE**, reduciendo el consumo de diésel, estabilizando los costos de energía y mejorando la sostenibilidad ambiental. SOPESA operaría directamente las plantas abasteciendo la demanda local ya que está autorizado por la CREG para Generar, Distribuir y Comercializar energía eléctrica en San Andrés Islas sin competencia.

La regulación de la AGGE en Colombia, especialmente en Zonas No Interconectadas (ZNI) como el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, presenta particularidades que es importante considerar:

- **Definición de AGGE:** La AGGE se refiere a sistemas de autogeneración cuya capacidad instalada supera 1 MW, según lo establecido por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME).
- **Regulación en Zonas No Interconectadas (ZNI):** Las ZNI, que incluyen a San Andrés y Providencia, cuentan con un marco regulatorio específico debido a su desconexión del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ha establecido metodologías tarifarias para estas zonas mediante la Resolución CREG 091 de 2007. Sin embargo, es importante destacar que esta resolución no aplica al Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

Consideraciones para la Implementación de AGGE en San Andrés:

- **Marco Regulatorio Específico:** Dado que la Resolución CREG 091 de 2007 excluye al Archipiélago, es esencial revisar las regulaciones particulares aplicables a esta región para la implementación de proyectos de AGGE.
- **Procedimientos de Conexión y Operación:** Es fundamental establecer procedimientos claros para la conexión, operación de sistemas AGGE en San Andrés.
- **Beneficios y Limitaciones:** La implementación de AGGE en San Andrés puede contribuir a diversificar la matriz energética y reducir la dependencia de combustibles fósiles. Sin embargo, es necesario considerar las limitaciones de espacio y las condiciones ambientales específicas de la isla.

7.5 Evolución de precios de la energía eléctrica

7.5.1 Precios de energía en Bolsa (Colombia)

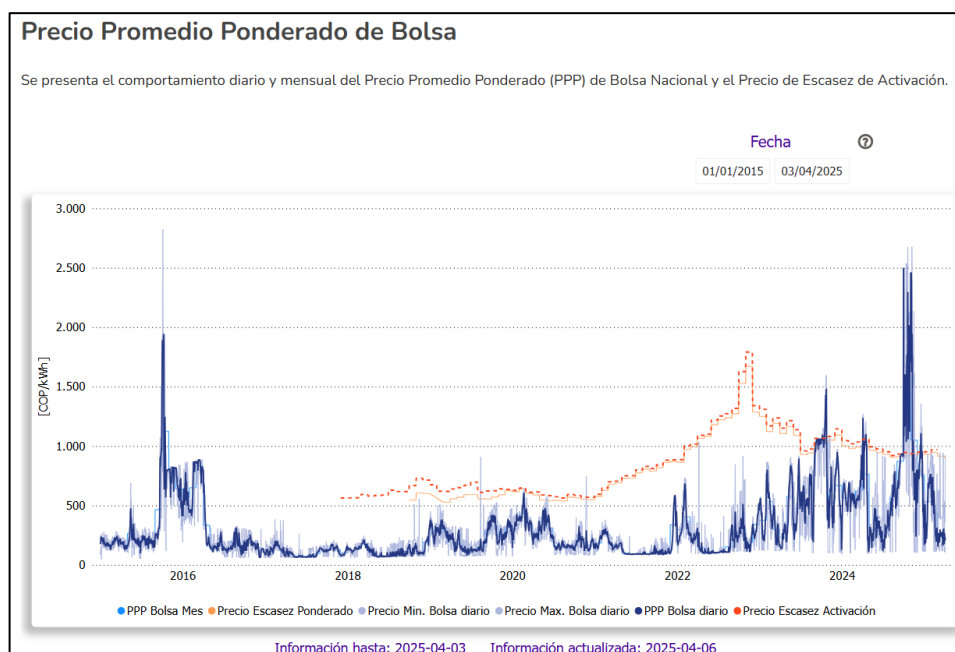
El precio de energía en bolsa en Colombia refleja el valor de la electricidad negociada diariamente en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), administrado por XM S.A. E.S.P., y se aplica principalmente a transacciones spot entre agentes generadores y comercializadores. Este precio varía cada hora y se forma con base en la oferta y la demanda del sistema interconectado.

El precio de bolsa no es una suma de componentes tarifarios como el Costo Unitario (CU), sino que es un precio de mercado marginal horario, y está compuesto por:

- Precio marginal del sistema (PMS): Precio más alto entre las ofertas aceptadas de los generadores para cubrir la demanda en una hora determinada. Es el principal valor que define el precio spot.
- Costo de restricciones: Ajustes adicionales que se aplican cuando hay congestión en la red y es necesario redispatching (reorganización de generación).
- Precio de escasez: Es un umbral que activa el Cargo por Confiabilidad cuando el precio en bolsa supera cierto nivel. No forma parte directa del precio de bolsa, pero tiene efectos regulatorios.

Año	Precio promedio (COP/kWh)	TRM Promedio (COP/USD)	Precio en USD/kWh	Observaciones
2014	144,00	2.000,00	0,072	Alta hidrología.
2015	290,00	2.740,00	0,106	Inicio fenómeno de El Niño.
2016	415,00	3.050,00	0,136	Pico por El Niño.
2017	177,00	2.950,00	0,060	Recuperación.
2018	200,00	2.950,00	0,068	Estabilidad.
2019	223,00	3.280,00	0,068	Mercado balanceado.
2020	320,00	3.690,00	0,087	COVID-19.
2021	280,00	3.743,00	0,075	Reajustes post-pandemia.
2022	217,00	4.163,00	0,052	Alta hidrología.
2023	572,47	4.180,00	0,137	Influencia de El Niño.
2024	759,54	4.071,00	0,187	Promedio estimado anual.
2025	532,49	4.344,00	0,123	Enero-marzo.

Tabla 20 Histórico de precios de energía en bolsa Colombia (elaboración propia, fuente: <https://www.xm.com.co>)



Gráfica 1 Precio promedio ponderado de energía en bolsa Colombia (fuente: <https://www.xm.com.co>)

7.5.2 Descomposición del precio de la energía

a) Fórmula de descomposición del precio para zonas conectadas al SIN (Sistema Interconectado Nacional)

Formula del Costo Unitario de Prestación del Servicio:

$$CU = G + T + D + C + PR + R$$

Donde:

- G:** Componente Generación
T: Componente Transmisión
D: Componente Distribución
C: Componente Comercialización
PR: Componente Pérdidas reconocidas
R: Restricciones operativas

Componente	Promedio estimado
Generación (G)	35–45%
Transmisión (T)	5–7%
Distribución (D)	20–30%
Comercialización (C)	5–10%
Pérdidas (PR)	5–8%
Restricciones (R)	1–3%

Tabla 21 Porcentajes promedio Nacional descomposición precio de la energía en zonas conectadas al SIN

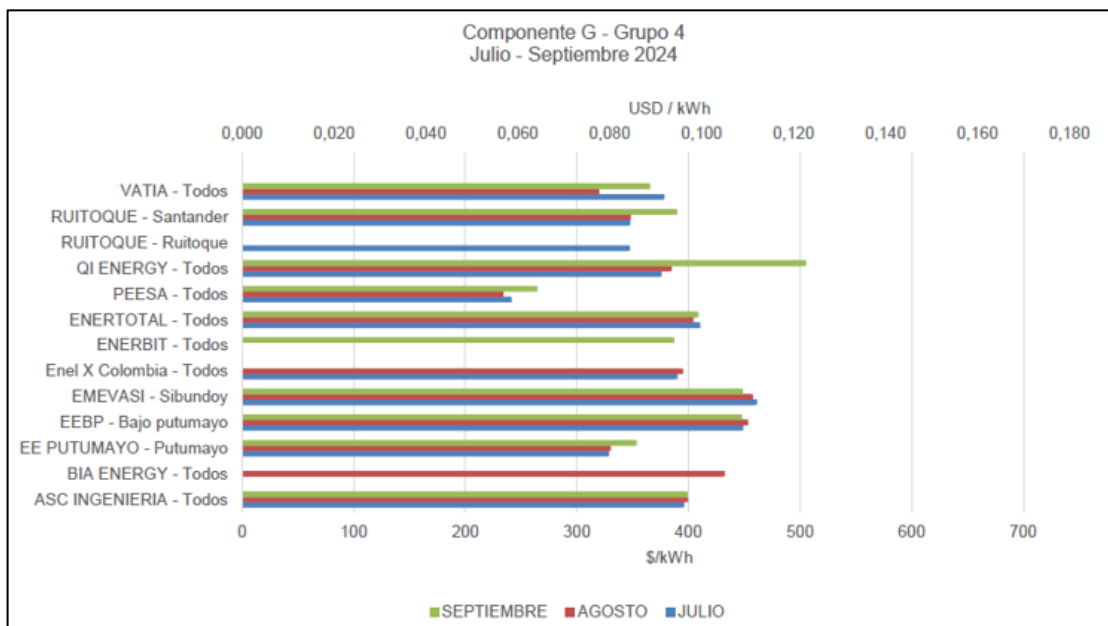
Para la aplicación del CU en zona conectadas al SIN (San Andrés Islas NO está conectado al SIN), la CREG creo 4 grupos adaptando el esquema tarifario a la diversidad de agentes del mercado, garantizando equidad, transparencia y viabilidad en la aplicación del régimen tarifario regulado. Dado lo anterior, se crearon de la siguiente manera:

- Grupo 1: empresas con más de 750.000 usuarios
- Grupo 2: empresas con número de usuarios entre 200.000 y 749.999
- Grupo 3: empresas con número de usuarios entre 50.000 y 199.999
- Grupo 4: empresas con menos de 49.999 usuarios.

Buscando llegar a un comparativo acorde, utilizaremos información del Grupo 4 por estar en el mismo rango de cantidad de usuarios que SOPESA en San Andrés Islas. De la Tabla 22 calculamos un valor medio $G = 378,87 \text{ \$COP/KWh}$ y siendo este aproximadamente el 40% de CU, tenemos un $CU = 947.17 \text{ \$COP/KWh}$.

COMERCIALIZADOR – MERCADO	JULIO Componente G (\$/kWh)	AGOSTO Componente G (\$/kWh)	SEPTIEMBRE Componente G (\$/kWh)
ASC INGENIERIA - Todos	393,57	397,26	396,87
BIA ENERGY - Todos	445,33	430,13	-
EE PUTUMAYO - Putumayo	326,66	328,51	351,54
EEBP - Bajo putumayo	446,35	450,55	445,37
EMEVASI - Sibundoy	458,57	454,96	446,20
Enel X Colombia - Todos	387,98	392,62	-
ENERBIT - Todos	-	-	384,88
ENERTOTAL - Todos	407,88	401,91	406,37
PEESA - Todos	240,16	232,72	262,88
QI ENERGY - Todos	373,74	382,71	502,46
RUITOQUE - Ruitoque	345,30	345,75	387,41
RUITOQUE - Santander	345,72	346,17	387,62
VATIA - Todos	376,20	317,88	363,63

Tabla 22 Valor promedio componente generación 3T 2024 – Grupo 4 Zona Interconectada (fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD. (2022). Boletín tarifario de energía – IV trimestre 2022 <https://www.superservicios.gov.co/>)



Gráfica 2 Valor promedio componente generación 3T 2024 – Grupo 4 Zona Interconectada (fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD. (2022). Boletín tarifario de energía – IV trimestre 2022 <https://www.superservicios.gov.co/>)

b) Fórmula de descomposición del precio en Zonas No Interconectadas – ZNI

Las ZNI se definen como áreas geográficas donde no se presta el servicio público de electricidad a través del SIN. Se caracterizan por presentar una baja densidad poblacional, una ubicación lejana de los centros urbanos, dificultad en el acceso y una gran riqueza de recursos naturales. La integración de estas zonas al SIN presenta altos costos, haciéndose necesaria la prestación del servicio mediante la cogeneración.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, mediante la Resolución CREG 091 de 2007, definió la metodología para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como las fórmulas tarifarias generales para establecer el Costo Unitario de Prestación del Servicio público de energía eléctrica - CUPS en las Zonas No Interconectadas.

Formula del Costo Unitario de Prestación del Servicio:

$$CU_{nm} = \frac{Gm}{1-p} + Dm,n + Cm$$

Donde:

CUnm: Costo unitario aplicado en el mes m y nivel de tensión n (COP/kWh)

Gm: Componente de generación para el mes m (COP/kWh)

P: Pérdidas reconocidas en el sistema para el nivel de tensión n (en proporción, no en %)

Dm,n: Costo del uso del sistema de distribución en el nivel de tensión n en el mes m (COP/kWh)

Cm: Componente de comercialización (COP/kWh)

De acuerdo con lo previsto en el artículo 2 de la Resolución MME 40239 de 2022 del Ministerio de Minas y Energía, las tarifas a aplicar a los usuarios residenciales de las ZNI corresponden a las tarifas de referencia aplicadas a los Usuarios Residenciales de estrato e , conectado al nivel de tensión n , para el mes de facturación m , incluido subsidio o contribución, por el comercializador incumbente del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en el departamento donde se encuentran ubicados los Usuarios Residenciales de una ZNI.

De acuerdo con la Tabla 23, para el año 2024 el cargo por generación (G) alcanzó un valor de \$1.489 COP/kWh, lo que representa aproximadamente el 77 % del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU=\$1.917 COP/kWh). Este dato evidencia el elevado peso que tiene la generación con fuentes fósiles, principalmente diésel, en zonas no interconectadas. Por su parte, la Tabla 24 muestra que la tarifa final cobrada al usuario es constantemente inferior al CU, diferencia que se cubre mediante subsidios otorgados por el Gobierno, con el fin de garantizar la asequibilidad del servicio para la población.

Mes	COSTO PRESTACION CU (\$KWH)	CARGO GENERACION (\$KWH)	CARGO DISTRIBUCION (\$KWH)	CARGO COMERCIALIZACION (\$KWH)
Enero	1.861,45	1.447,71	145,98	106,90
Febrero	1.865,56	1.448,60	145,93	110,07
Marzo	1.880,44	1.460,00	147,10	111,12
Abril	1.879,98	1.459,08	147,62	111,17
Mayo	1.891,08	1.467,59	148,66	111,76
Junio	1.893,11	1.468,99	148,56	112,34
Julio	1.908,31	1.480,71	151,51	111,56
Agosto	1.930,93	1.496,64	152,88	115,12
Septiembre	1.990,24	1.553,02	152,57	112,09
Octubre	1.955,51	1.525,28	146,90	113,85
Noviembre	1.963,31	1.533,11	146,85	113,00
Diciembre	2.005,70	1.555,38	149,52	127,98
Promedios	1.917,05	1.489,90	148,66	112,95

Tabla 23 Composición del CU en ZNI 2024 (elaboración propia, fuente: <https://sui.superservicios.gov.co/>)

Mes	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5	ESTRATO 6	SECTOR COMERCIAL E INDUSTRIAL	SECTOR OFICIAL
Enero	384,66	474,46	795,11	875,96	944,56	944,56	1.122,06	949,60
Febrero	389,28	480,19	790,04	870,49	945,96	946,58	1.079,33	943,59
Marzo	394,34	486,49	790,29	870,68	944,07	944,07	1.120,75	942,86
Abril	396,34	488,73	787,36	858,68	928,35	928,35	1.121,63	939,67
Mayo	400,27	493,19	811,26	886,34	957,71	957,71	1.157,54	971,60
Junio	401,39	496,13	767,98	839,27	905,49	905,49	1.099,57	921,40
Julio	402,80	506,32	786,32	847,14	919,98	923,34	1.121,27	939,65
Agosto	403,66	497,99	774,43	840,37	923,17	926,07	1.125,14	943,03
Septiembre	403,26	497,40	760,54	838,54	903,39	903,39	1.084,44	909,02
Octubre	407,12	487,71	766,48	846,88	940,92	940,92	1.092,36	917,54
Noviembre	406,72	501,31	775,62	857,52	950,30	950,30	1.107,60	930,23
Diciembre	407,94	502,92	789,54	869,85	962,73	962,73	1.119,52	942,77
Promedios	399,57	492,51	783,15	858,67	935,40	935,97	1.112,73	937,84

Tabla 24 Tarifas promedio aplicada al usuario ZNI 2024 (elaboración propia, fuente: <https://sui.superservicios.gov.co/>)

c) Fórmula de descomposición del precio en el Área de Servicio Exclusivo (ASU) Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina

Formula del Costo Unitario de Prestación del Servicio:

$$CU_{n,m} = IAOM_{n,m} + \frac{GC_m + A_m}{(1 - p_{n,m})} + M_m$$

Donde:

CUn,m: Costo Unitario de prestación del servicio (en COP/kWh).


IAOMn: Remuneración de la inversión y de los gastos de AOM.

GCm: Remuneración de los costos de los combustibles de origen fósil.

Am: Ahorro en los costos de combustibles de origen fósil.

pn,m: Porcentaje de pérdidas reconocidas en la prestación del servicio.

Mm: Cargo de la Actividad Monitoreo.

 sopesa <small>SOCIEDAD PRODUCTORA DE ENERGÍA DE SAN ANDRÉS Y PROVIDENCIA S.A. S.R.L.</small>		GESTION COMERCIAL						CÓDIGO: FT-GFA-10	
		TARIFA						VERSIÓN:003	
								FECHA: 20 DE OCTUBRE DE 2022	
								PAGINA 1 DE 1	

La tarifa aplicada es el resultado del cálculo de la formula tarifaria asignada por la Comisión Reguladora de Energía y Gas, CREG en su Resolución No. 160 /2008 Modificada por la Resolución 073/2009 A continuación publicamos la tarifa correspondiente al mes de febrero de 2025

CUn,m		INDUSTRIAL Y COMERCIAL		OFICIAL Y ESPECIAL		PROVISIONAL		ALUMBRADO PUBLICO	
NIVEL I	1272,20	ENERGIA	SUBSIDIO	ENERGIA	SUBSIDIO	ENERGIA	SUBSIDIO	ENERGIA	SUBSIDIO
		756,63	515,57	630,52	641,68	756,63	515,57	630,52	641,68
NIVEL 2	1117,97	ENERGIA	SUBSIDIO	ENERGIA	SUBSIDIO	ENERGIA	SUBSIDIO	ENERGIA	SUBSIDIO
		647,82	470,15	539,86	578,11	647,82	470,15	539,86	578,11

RESIDENCIAL

ESTRATO	CUn,m	TARIFA <= 187	SUBSIDIO <= 187	TARIFA > 187-800	SUBSIDIO > 187-800	TARIFA > 800
1	1272,20	333,85	938,35	630,52	641,68	1272,20
2	1272,20	398,53	873,67	630,52	641,68	1272,20
3	1272,20	533,96	738,22	630,52	641,68	1272,20

ESTRATO	CUn,m	TARIFA 0-800	SUBSIDIO	TARIFA > 800
4	1272,20	630,52	641,68	1272,20
5	1272,20	756,63	515,57	1272,20
6	1272,20	756,63	515,57	1272,20

COMPONENTES CUn,m	NIVEL I	NIVEL II
CUn,m	1272,20	1117,97
Gcm	470,92	470,92
IAOMn,m	737,07	616,97
Am	0,0000	0,0000
Mm	0,0000	0,0000
Pn,m	0,1200	0,0600

Ilustración 2 Reporte Tarifario SOPESA febrero 2025 (fuente: <https://sopesa.com/>)

Mes	CU (\$/KWh)	IAOM (\$/KWh)	GC (\$/KWh)	AM (\$/KWh)	PM	MM (\$/KWh)
Enero	1.177,10	698,95	420,77	-	0,12	-
Febrero	1.169,54	692,52	419,78	-	0,12	-
Marzo	1.176,50	696,73	422,20	-	0,12	-
Abril	1.181,59	703,51	420,71	-	0,12	-
Mayo	1.193,70	703,31	431,54	-	0,12	-
Junio	1.200,40	705,97	435,10	-	0,12	-
Julio	1.203,55	703,58	439,97	-	0,12	-
Agosto	1.211,22	710,05	441,03	-	0,12	-
Septiembre	1.219,12	710,88	447,25	-	0,12	-
Octubre	1.270,64	704,82	497,92	-	0,12	-
Noviembre	1.255,47	710,77	479,34	-	0,12	-
Diciembre	1.261,21	716,20	479,61	-	0,12	-
Promedios	1.210,00	704,77	444,60	-	0,12	-

Tabla 25 Composición del CU en ASU San Andrés Islas 2024 (elaboración propia, fuente: <https://sui.superservicios.gov.co/>)

PARAMETRO	2022	2023	2024	2025
TOTAL VOLUMEN DE COMBUSTIBLE (GL)	13.643.773,00	14.825.410,00	15.094.352,00	1.267.400,00
PROMEDIO PRECIO COMBUSTIBLES (\$/GL)	6.114,42	6.541,66	7.095,58	7.479,27
TOTAL VALOR TRANSPORTE	692.661.123,00	851.758.540,00	1.113.039.976,00	79.846.200,00
IAOM (\$/kWh)	661,94	704,28	704,77	725,37
GC (\$/kWh)	382,50	424,61	444,60	480,01
AM (\$/kWh)	-	-	-	-

Tabla 26 Costo asociados al combustible ASU San Andrés Islas 2024 (elaboración propia, fuente: <https://sui.superservicios.gov.co/>)

TARIFA	VALOR (\$/KWh)
TARIFA ESTRATO 1 < CS	323,33
TARIFA ESTRATO 1 > CS <= 800	610,65
TARIFA ESTRATO 2 < CS	385,97
TARIFA ESTRATO 2 > CS <= 800	610,65
TARIFA ESTRATO 3 < CS	517,15
TARIFA ESTRATO 3 > CS <= 800	610,65
TARIFA ESTRATO 4 <= 800	610,65
TARIFA ESTRATO 5 <= 800	732,78
TARIFA ESTRATO 6 <= 800	732,78
TARIFA SECTOR OFICIAL	610,65
TARIFA COMERCIAL E INDUSTRIAL	732,78
TARIFA BOMBEO AGUA	-
TARIFA ESPECIAL EDUCATIVO	-
TARIFA ESPECIAL ASISTENCIAL	610,65
TARIFA ESTRATOS RESIDENCIALES > 800	1.204,75
COSTO PRESTACIÓN SERVICIO CABECERA	1.204,75
COSTO PRESTACIÓN SERVICIO LOCALIDADES	-
TARIFA DE REFERENCIA	517,15

Tabla 27 Tarifas promedio aplicada al usuario ASU San Andrés Islas 2024 (elaboración propia, fuente: <https://sui.superservicios.gov.co/>)

YO USUARIO	CONSUMO (KWh)	CONSUMO BASICO DE SUBSISTENCIA (KWh)	CONSUMO COMPLEMENTARIO (KWh)	CONSUMO MAYOR 800 KWH (KWh)	FACTURACION (\$COP)	SUBSIDIO (\$COP)	CANTIDAD USUARIOS
ALUMBRADO PUBLICO	2.087.855	2.087.855	-	-	2.523.494.688	1.249.282.837	2
COMERCIAL	120.456.032	120.453.411	2.205	416	139.051.699.265	55.544.738.426	3.057
EDUCATIVO							-
ESPECIAL ASISTENCIAL	1.245.949	1.245.949	-	-	1.508.992.990	747.797.650	136
ESTRATO 1	12.372.827	7.542.254	4.710.458	120.115	14.976.963.151	9.535.024.390	4.366
ESTRATO 2	27.085.665	15.346.157	11.184.351	555.157	32.789.803.950	19.368.580.656	8.994
ESTRATO 3	23.968.684	11.320.191	11.390.439	1.258.054	28.998.800.616	14.726.933.756	6.598
ESTRATO 4	6.008.074	5.176.386	831.688	-	7.264.845.819	3.099.092.355	1.194
ESTRATO 5	5.229.083	3.939.120	1.289.963	-	6.318.437.775	1.876.179.893	718
ESTRATO 6	954.586	592.492	362.094	-	1.154.368.261	283.322.837	118
INDUSTRIAL							-
OFICIAL	17.912.797	17.912.797	-	-	20.241.975.293	10.152.355.513	275
PROVISIONAL	3.443.241	3.442.521	613	107	4.162.673.714	1.641.052.007	955
SECTOR BOMBEO DE AGUA							-
Total	220.764.793	189.059.133	29.771.811	1.933.849	258.992.055.522	118.224.360.321	26.413

Tabla 28 Consumos de energía, facturación y subsidios ASU San Andrés Islas 2024 (elaboración propia, fuente: <https://sui.superservicios.gov.co/>)

La estructura tarifaria del ASU en San Andrés refleja una alta dependencia de combustibles fósiles, donde el componente GCm representa en promedio el 36,6 % del Costo Unitario (CU) en 2024. Esta condición, unida a los elevados costos logísticos propios del contexto insular, incrementa significativamente el costo de generación. Para mitigar este impacto, el Gobierno Nacional subsidia cerca del 46 % del CU, permitiendo tarifas accesibles para la población. Solo en 2021, el archipiélago recibió \$65.754 millones en subsidios, equivalentes al 25 % del total nacional en ZNI, mientras que concentró el 52 % de la energía generada en estas zonas, lo que evidencia la urgencia de incorporar fuentes renovables que reduzcan la exposición al precio del diésel y mejoren la sostenibilidad del sistema.

7.5.3 Propuesta metodológica para estimar un valor referencial de remuneración y LCOE del proyecto híbrido

Dado que la estructura de costos del servicio eléctrico en el ASU San Andrés difiere significativamente de la del SIN y otras ZNI, se propone una metodología para estimar el valor de referencia del costo de generación y evaluar el LCOE de un proyecto híbrido eólico-solar, considerando un aporte inicial del 14 % de la demanda energética anual.

Perspectiva Nacional

Como referencia para el costo de generación fósil actual, se toma el componente GC (costo del combustible) reflejando el costo variable más representativo de la generación térmica actual y la fracción del IAOM, correspondiente al mantenimiento de plantas térmicas. Se excluyen los componentes Am (ahorro) y Mm (monitoreo), ya que no representan costos directos de generación. Así, se estima:

Para aislar los costos de generación de los de distribución, se requiere un supuesto basado en estándares del sector, ya que SOPESA no desglosa el IAOMn,m en su informe, usaremos una proporción típica en sistemas térmicos aislados:

- **Generación:** El 80% del IAOM corresponde a mantenimiento de plantas térmicas (O&M de generación) y el 20% restante se asigna a distribución (mantenimiento de redes).
- **Distribución:** Incluye el 20% del IAOM + el 100% de **P** (pérdidas).

$$G \text{ referencia} = 80\% \text{ IAOM} + \text{costo combustibles (GC)} = 0.8 \times 704,77 + 444,60$$

$$G \text{ referencia} = 1.008,41 \text{ COP/kWh} = 234,4 \text{ USD/MWh}$$

Perspectiva Internacional

Según los informes de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), se presentan los costos nivelados de energía (LCOE) con énfasis en América Latina (Fuente: IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2023*):

Energía Solar Fotovoltaica (Onshore)

- LCOE promedio global en 2023: 44 USD/MWh
- Reducción desde 2010: 89%
- Reducción interanual (2022–2023): 12%

Energía Eólica Marina (Offshore)

- LCOE promedio global en 2023: 162 USD/MWh
- Reducción interanual (2022–2023): 7%

Se utiliza un LCOE ponderado por participación energética de cada tecnología en el proyecto:

$$\text{LCOE referencia} = (24.905/31.106) \times 162 + (6.201/31.106) \times 44 = \mathbf{138,5 \text{ USD/MWh}}$$

Se adoptará este valor como tarifa de ingreso base por MWh para 2026 en el modelo financiero. El proyecto será considerado competitivo si su LCOE es $\leq 138,5$ USD/MWh, y viable ambientalmente si no supera los 234,4 USD/MWh, que es el costo estimado de la generación fósil actual en San Andrés. Esto permitiría justificar la transición, incluso sin reducción inmediata de costos, por sus beneficios climáticos y estratégicos.

7.6 Cálculo de ingresos por venta de energía

Supuestos:

Parámetro	Solar Onshore	Eólico Offshore SITE 02	Eólico Offshore SITE 04
Capacidad instalada (MW)	3,5	8	8
Factor de planta	20,2%	37,2%	34,4%
Producción (MWh/año)	6.201,00	26.084,00	24.905,00
Tasa de degradación (% -año)	-0,40%	-0,80%	-0,80%
Año inicio proyecto	2026		
Año inicio de operación comercial	2031		
Periodo de evaluación	25 años		
Precio base de energía en bolsa (2026) USD/MWh	138,5		
Escenarios incremento anual del precio de la energía	Optimista:		2,50%
	Base:		1,80%
	Pesimista:		1,0%

Tabla 29 Supuestos para calculo de ingresos por venta de energía (elaboración: propia)

Proyección de ingresos:

Año	Energía producida + Tasa degradación (MWh)			Precio energía base + incremento anual (USD/MWh)	Ingreso venta energía (USD)		
	Solar Onshore	Eólico Offshore SITE 02	Eólico Offshore SITE 04		Solar Onshore	Eólico Offshore SITE 02	Eólico Offshore SITE 04
2026	-	-	-	138,50	-	-	-
2027	-	-	-	140,99	-	-	-
2028	-	-	-	143,53	-	-	-
2029	-	-	-	146,11	-	-	-
2030	-	-	-	148,74	-	-	-
2031	6.201	26.084	24.905	151,42	938.967	3.949.689	3.771.162
2032	6.226	26.293	25.104	154,15	959.692	4.052.949	3.869.755
2033	6.251	26.503	25.305	156,92	980.874	4.158.910	3.970.926
2034	6.276	26.715	25.508	159,75	1.002.524	4.267.640	4.074.742
2035	6.301	26.929	25.712	162,62	1.024.652	4.379.213	4.181.272
2036	6.326	27.144	25.917	165,55	1.047.268	4.493.703	4.290.587
2037	6.351	27.361	26.125	168,53	1.070.383	4.611.187	4.402.761
2038	6.377	27.580	26.334	171,56	1.094.009	4.731.742	4.517.866
2039	6.402	27.801	26.544	174,65	1.118.156	4.855.448	4.635.981
2040	6.428	28.023	26.757	177,79	1.142.836	4.982.389	4.757.185
2041	6.454	28.247	26.971	180,99	1.168.060	5.112.649	4.881.556
2042	6.479	28.473	27.186	184,25	1.193.842	5.246.314	5.009.180
2043	6.505	28.701	27.404	187,57	1.220.192	5.383.473	5.140.140
2044	6.531	28.931	27.623	190,95	1.247.124	5.524.219	5.274.524
2045	6.557	29.162	27.844	194,38	1.274.651	5.668.644	5.412.421
2046	6.584	29.396	28.067	197,88	1.302.785	5.816.845	5.553.923
2047	6.610	29.631	28.291	201,44	1.331.540	5.968.921	5.699.125
2048	6.636	29.868	28.518	205,07	1.360.930	6.124.972	5.848.123
2049	6.663	30.107	28.746	208,76	1.390.968	6.285.104	6.001.016
2050	6.690	30.348	28.976	212,52	1.421.670	6.449.421	6.157.907
2051	6.716	30.590	29.208	216,34	1.453.049	6.618.035	6.318.899
2052	6.743	30.835	29.441	220,24	1.485.121	6.791.057	6.484.100
2053	6.770	31.082	29.677	224,20	1.517.900	6.968.602	6.653.621
2054	6.797	31.330	29.914	228,24	1.551.403	7.150.789	6.827.573
2055	6.825	31.581	30.154	232,35	1.585.646	7.337.740	7.006.073
Total	162.700	718.716	686.230		30.884.243	136.929.655	130.740.418

Tabla 30 Proyección de ingresos a 25 años Proyecto híbrido solar + eólico (elaboración: propia)

8 EVALUACION FINANCIERA

8.1 Resumen del proyecto

Tecnología/ site		Potencia Instalada (MW)	Energía generada (MWh/año)	Factor de capacidad (CF)
Granja Solar Onshore 3,5 MW	SITE : Punta Evans	3,5	6.201,00	20,22%
Turbina eólica offshore Adwen AD8-180	SITE 02 : Aerogenerador marino con cimentación fija Profundidad= 10m Distancia a la costa=151m Tipo cimentacion=Monopilote	8,0	26.084,00	37,22%
	SITE 04 : Aerogenerador marino sobre plataforma flotante Profundidad= 374m Distancia a la costa=3000m Tipo cimentacion=Semi-sumergible	8,0	24.905,00	34,38%

Concepto	Alternativa 1 = Granja Solar Onshore + Eólico Offshore SITE 02	Alternativa 2 = Granja Solar Onshore + Eólico Offshore SITE 04
Inversion inicial	38.166.311	46.915.321
Precio de venta de energía (USD/MWh)	138,50	
Coste O&M (año 1 de operación)	636.000,00	700.000,00
Produccion MW-h (año 1 de operación)	881.415	848.929
Incremento anual en el costo de la energía	1,80%	

Tabla 31 Resumen del proyecto

8.2 Costos de explotación

Alternativa 1 = Granja Solar Onshore + Eólico Offshore SITE 02

Año	Costo O&M Granja Solar total anual (USD)	Costo O&M Turbina eolica total anual (USD)	Costos financieros (USD)	Costos de Depreciacion (85% CAPEX) Maximo 20%/año	Costos de explotación (USD)
2026	-	-			-
2027	-	-			-
2028	-	-	1.401.467		1.401.467
2029	-	-	1.331.476		1.331.476
2030	-	-	1.258.686		1.258.686
2031	140.000	496.000	1.182.984	6.488.273	8.307.257
2032	145.600	515.840	1.104.254	6.488.273	8.253.966
2033	151.424	536.474	1.022.374	6.488.273	8.198.545
2034	157.481	557.933	937.220	6.488.273	8.140.906
2035	163.780	580.250	848.659	6.488.273	8.080.962
2036	170.331	603.460	756.556		1.530.347
2037	177.145	627.598	660.769		1.465.512
2038	184.230	652.702	561.150		1.398.082
2039	191.600	678.810	457.546		1.327.956
2040	199.264	705.963	349.799		1.255.025
2041	207.234	734.201	237.741		1.179.177
2042	215.524	763.569	121.201		1.100.294
2043	224.145	794.112			1.018.256
2044	233.110	825.876			1.058.987
2045	242.435	858.912			1.101.346
2046	252.132	893.268			1.145.400
2047	262.217	928.999			1.191.216
2048	272.706	966.159			1.238.865
2049	283.614	1.004.805			1.288.419
2050	294.959	1.044.997			1.339.956
2051	306.757	1.086.797			1.393.554
2052	319.028	1.130.269			1.449.296
2053	331.789	1.175.480			1.507.268
2054	345.060	1.222.499			1.567.559
2055	358.863	1.271.399			1.630.261
Total	5.830.427	20.656.371	12.231.881	32.441.364	71.160.043

Tabla 32 Costos de explotación Alternativa 1 (elaboración: propia)

Alternativa 2 = Granja Solar Onshore + Eólico Offshore SITE 04

Año	Costo O&M Granja Solar total anual (USD)	Costo O&M Turbina eolica total anual (USD)	Costos financieros (USD)	Costos de Depreciacion (85% CAPEX) Maximo 20%/año	Costos de explotación (USD)
2026	-	-			-
2027	-	-			-
2028	-	-	1.722.731		1.722.731
2029	-	-	1.636.696		1.636.696
2030	-	-	1.547.219		1.547.219
2031	140.000	560.000	1.454.164	7.975.605	10.129.768
2032	145.600	582.400	1.357.386	7.975.605	10.060.990
2033	151.424	605.696	1.256.737	7.975.605	9.989.461
2034	157.481	629.924	1.152.062	7.975.605	9.915.071
2035	163.780	655.121	1.043.200	7.975.605	9.837.706
2036	170.331	681.326	929.984		1.781.641
2037	177.145	708.579	812.239		1.697.962
2038	184.230	736.922	689.784		1.610.937
2039	191.600	766.399	562.432		1.520.430
2040	199.264	797.055	429.984		1.426.303
2041	207.234	828.937	292.240		1.328.411
2042	215.524	862.094	148.985		1.226.603
2043	224.145	896.578			1.120.723
2044	233.110	932.441			1.165.551
2045	242.435	969.739			1.212.174
2046	252.132	1.008.528			1.260.660
2047	262.217	1.048.869			1.311.087
2048	272.706	1.090.824			1.363.530
2049	283.614	1.134.457			1.418.072
2050	294.959	1.179.836			1.474.794
2051	306.757	1.227.029			1.533.786
2052	319.028	1.276.110			1.595.138
2053	331.789	1.327.155			1.658.943
2054	345.060	1.380.241			1.725.301
2055	358.863	1.435.450			1.794.313
Total	5.830.427	23.321.709	15.035.842	39.878.023	84.066.000

Tabla 33 Costos de explotación Alternativa 2 (elaboración: propia)

8.3 Equity Cash Flow

Alternativa 1 = Granja Solar Onshore + Eólico Offshore SITE 02

Año	Energía producida - Tasa degradacion (MWh/año)	Ingresos (USD)	Costos de explotacion (USD)	Beneficio bruto (USD)	Impuesto de renta (USD)	Beneficio neto (USD)	Beneficio neto acumulado (USD)	Amortizacion (USD)	Costos de Depreciacion *acelerada* (USD)	CashFlow (USD)	CashFlow acumulado (USD)
2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2028	-	-	1.401.467	- 1.401.467	-	- 1.401.467	- 1.401.467	1.749.770	-	- 3.151.237	- 3.151.237
2029	-	-	1.331.476	- 1.331.476	-	- 1.331.476	- 2.732.943	1.819.761	-	- 3.151.237	- 6.302.474
2030	-	-	1.258.686	- 1.258.686	-	- 1.258.686	- 3.991.629	1.892.551	-	- 3.151.237	- 9.453.711
2031	32.285	4.888.656	8.307.257	- 3.418.601	-	- 3.418.601	- 7.410.230	1.968.253	6.488.273	1.101.419	- 8.352.292
2032	32.518	5.012.641	8.253.966	- 3.241.325	-	- 3.241.325	- 10.651.555	2.046.983	6.488.273	1.199.964	- 7.152.328
2033	32.754	5.139.784	8.198.545	- 3.058.761	-	- 3.058.761	- 13.710.316	2.128.863	6.488.273	1.300.649	- 5.851.679
2034	32.991	5.270.164	8.140.906	- 2.870.742	-	- 2.870.742	- 16.581.057	2.214.017	6.488.273	1.403.514	- 4.448.165
2035	33.230	5.403.865	8.080.962	- 2.677.097	-	- 2.677.097	- 19.258.154	2.302.578	6.488.273	1.508.598	- 2.939.567
2036	33.470	5.540.971	1.530.347	4.010.624	1.403.719	2.606.906	- 16.651.248	2.394.681	-	212.225	- 2.727.342
2037	33.713	5.681.570	1.465.512	4.216.059	1.475.621	2.740.438	- 13.910.810	2.490.468	-	249.970	- 2.477.372
2038	33.957	5.825.751	1.398.082	4.427.668	1.549.684	2.877.984	- 11.032.826	2.590.087	-	287.897	- 2.189.475
2039	34.203	5.973.604	1.327.956	4.645.648	1.625.977	3.019.671	- 8.013.155	2.693.691	-	325.980	- 1.863.495
2040	34.451	6.125.225	1.255.025	4.870.200	1.704.570	3.165.630	- 4.847.525	2.801.438	-	364.192	- 1.499.303
2041	34.701	6.280.709	1.179.177	5.101.533	1.785.536	3.315.996	- 1.531.529	2.913.496	-	402.500	- 1.096.802
2042	34.953	6.440.156	1.100.294	5.339.861	1.868.952	3.470.910	1.939.381	3.030.036	-	440.874	- 655.928
2043	35.207	6.603.666	1.018.256	5.585.409	1.954.893	3.630.516	5.569.897	-	-	3.630.516	2.974.588
2044	35.462	6.771.343	1.058.987	5.712.357	1.999.325	3.713.032	9.282.929	-	-	3.713.032	6.687.620
2045	35.720	6.943.295	1.101.346	5.841.949	2.044.682	3.797.267	13.080.196	-	-	3.797.267	10.484.887
2046	35.979	7.119.630	1.145.400	5.974.230	2.090.981	3.883.250	16.963.445	-	-	3.883.250	14.368.136
2047	36.241	7.300.461	1.191.216	6.109.245	2.138.236	3.971.009	20.934.454	-	-	3.971.009	18.339.145
2048	36.504	7.485.902	1.238.865	6.247.037	2.186.463	4.060.574	24.995.029	-	-	4.060.574	22.399.720
2049	36.770	7.676.072	1.288.419	6.387.653	2.235.678	4.151.974	29.147.003	-	-	4.151.974	26.551.694
2050	37.037	7.871.091	1.339.956	6.531.135	2.285.897	4.245.238	33.392.241	-	-	4.245.238	30.796.931
2051	37.307	8.071.084	1.393.554	6.677.529	2.337.135	4.340.394	37.732.635	-	-	4.340.394	35.137.326
2052	37.578	8.276.177	1.449.296	6.826.881	2.389.408	4.437.473	42.170.107	-	-	4.437.473	39.574.798
2053	37.852	8.486.502	1.507.268	6.979.234	2.442.732	4.536.502	46.706.609	-	-	4.536.502	44.111.300
2054	38.128	8.702.193	1.567.559	7.134.634	2.497.122	4.637.512	51.344.121	-	-	4.637.512	48.748.812
2055	38.406	8.923.385	1.630.261	7.293.124	2.552.593	4.740.531	56.084.652	-	-	4.740.531	53.489.343
Total	881.415	167.813.898	71.160.043	96.653.855	40.569.203	56.084.652		35.036.674	32.441.364	53.489.343	

Tabla 34 Equity Cash Flow Alternativa 1 (elaboración: propia)

Alternativa 2 = Granja Solar Onshore + Eólico Offshore SITE 04

Año	Energía producida - Tasa degradación (MWh/año)	Ingresos (USD)	Costos de explotación (USD)	Beneficio bruto (USD)	Impuesto de renta (USD)	Beneficio neto (USD)	Beneficio neto acumulado (USD)	Amortización (USD)	Costos de Depreciación *acelerada* (USD)	CashFlow (USD)	CashFlow acumulado (USD)
2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2028	-	-	1.722.731	- 1.722.731	-	- 1.722.731	- 1.722.731	2.150.877	-	- 3.873.607	- 3.873.607
2029	-	-	1.636.696	- 1.636.696	-	- 1.636.696	- 3.359.426	2.236.912	-	- 3.873.607	- 7.747.214
2030	-	-	1.547.219	- 1.547.219	-	- 1.547.219	- 4.906.645	2.326.388	-	- 3.873.607	- 11.620.821
2031	31.106	4.710.129	10.129.768	- 5.419.639	-	- 5.419.639	- 10.326.284	2.419.444	7.975.605	136.522	- 11.484.299
2032	31.330	4.829.447	10.060.990	- 5.231.543	-	- 5.231.543	- 15.557.827	2.516.221	7.975.605	227.840	- 11.256.459
2033	31.556	4.951.801	9.989.461	- 5.037.661	-	- 5.037.661	- 20.595.487	2.616.870	7.975.605	321.074	- 10.935.385
2034	31.783	5.077.266	9.915.071	- 4.837.805	-	- 4.837.805	- 25.433.292	2.721.545	7.975.605	416.255	- 10.519.131
2035	32.012	5.205.924	9.837.706	- 4.631.782	-	- 4.631.782	- 30.065.074	2.830.407	7.975.605	513.416	- 10.005.714
2036	32.243	5.337.856	1.781.641	3.556.214	1.244.675	2.311.539	- 27.753.535	2.943.623	-	632.084	- 10.637.798
2037	32.476	5.473.144	1.697.962	3.775.181	1.321.314	2.453.868	- 25.299.667	3.061.368	-	607.500	- 11.245.298
2038	32.710	5.611.875	1.610.937	4.000.939	1.400.328	2.600.610	- 22.699.057	3.183.823	-	583.213	- 11.828.511
2039	32.947	5.754.137	1.520.430	4.233.707	1.481.798	2.751.910	- 19.947.147	3.311.176	-	559.266	- 12.387.776
2040	33.184	5.900.020	1.426.303	4.473.718	1.565.801	2.907.916	- 17.039.231	3.443.623	-	535.706	- 12.923.483
2041	33.424	6.049.617	1.328.411	4.721.206	1.652.422	3.068.784	- 13.970.446	3.581.367	-	512.583	- 13.436.066
2042	33.666	6.203.022	1.226.603	4.976.419	1.741.747	3.234.672	- 10.735.774	3.724.622	-	489.950	- 13.926.016
2043	33.909	6.360.332	1.120.723	5.239.610	1.833.863	3.405.746	- 7.330.028		-	3.405.746	- 10.520.270
2044	34.154	6.521.648	1.165.551	5.356.097	1.874.634	3.481.463	- 3.848.565		-	3.481.463	- 7.038.807
2045	34.402	6.687.072	1.212.174	5.474.898	1.916.214	3.558.684	- 289.881		-	3.558.684	- 3.480.123
2046	34.651	6.856.708	1.260.660	5.596.048	1.958.617	3.637.431	3.347.550		-	3.637.431	157.308
2047	34.901	7.030.665	1.311.087	5.719.578	2.001.852	3.717.726	7.065.275		-	3.717.726	3.875.034
2048	35.154	7.209.053	1.363.530	5.845.522	2.045.933	3.799.589	10.864.865		-	3.799.589	7.674.623
2049	35.409	7.391.984	1.418.072	5.973.913	2.090.869	3.883.043	14.747.908		-	3.883.043	11.557.666
2050	35.666	7.579.576	1.474.794	6.104.782	2.136.674	3.968.108	18.716.016		-	3.968.108	15.525.775
2051	35.924	7.771.948	1.533.786	6.238.162	2.183.357	4.054.805	22.770.821		-	4.054.805	19.580.580
2052	36.185	7.969.221	1.595.138	6.374.083	2.230.929	4.143.154	26.913.976		-	4.143.154	23.723.734
2053	36.447	8.171.521	1.658.943	6.512.578	2.279.402	4.233.175	31.147.151		-	4.233.175	27.956.909
2054	36.712	8.378.976	1.725.301	6.653.675	2.328.786	4.324.889	35.472.040		-	4.324.889	32.281.798
2055	36.978	8.591.719	1.794.313	6.797.406	2.379.092	4.418.314	39.890.354		-	4.418.314	36.700.112
Total	848.929	161.624.661	84.066.000	77.558.661	37.668.307	39.890.354		43.068.264	39.878.023	36.700.112	

Tabla 35 Equity Cash Flow Alternativa 2 (elaboración: propia)

8.4 Indicadores de viabilidad económica (TIR, VAN, PAYBACK, LCOE)

Indicador	Categoría <i>Enfoque</i>	Referencia	Alternativa 1 Granja Solar Onshore + Eólico Offshore SITE 02	Alternativa 2 Granja Solar Onshore + Eólico Offshore SITE 04
Tasa interna de retorno (TIR)	Indicadores de rentabilidad <i>Evaluar si el proyecto crea valor</i>	> 4.1 % (WACC)	13.15 %	7.34 %
Valor presente neto (VAN)		> 0	USD 18.993.699	USD 8.619.048
PAYBACK	Indicadores de recuperación <i>Medir el tiempo de retorno de la inversión</i>	15 años	12 años	15 años
LCOE – Costo nivelado de la energía	Indicadores de competitividad energética <i>Comparar tecnologías de generación</i>	< 138.5 MWh IRENA < 234.4 USD/MWh CU San Andrés	122,3356	151,5511

Tabla 36 Resultado indicadores de viabilidad económica (elaboración: propia)

Análisis de resultados:

TIR: Ambos resultados superan el WACC (4,1 %), indicando que ambas alternativas son rentables. Site 02 muestra una mejor eficiencia de retorno del capital, siendo más atractiva para inversionistas.

VAN: Ambas alternativas tienen VAN positivo, lo que confirma la generación de valor neto. La alternativa 1 duplica el valor económico generado respecto a la alternativa 2, consolidando su superioridad financiera.

Payback: Ambas alternativas recuperan la inversión antes del límite de 15 años, pero la alternativa 1 lo hace 3 años antes, lo que implica menor exposición al riesgo de largo plazo y mayor liquidez anticipada. Estos son algunos valores típicos de Payback:

- Solar fotovoltaico (onshore, utility-scale): 6 – 10 años
- Eólico terrestre (onshore): 7 – 12 años
- Eólico marino (offshore): 12 – 20 años
- Proyectos híbridos (solar + eólico + baterías): 10 – 15 años
- Proyectos industriales o comerciales (autogeneración): 4 – 8 años

LCOE: La alternativa 1 se ubica por debajo de ambos umbrales, lo que lo hace más atractivo, el proyecto planteado está por debajo del estándar internacional de los 138,5 MWh y a su vez ofrece la posibilidad de empezar a reducir el CU (Costo Uniforme de prestación del Servicio) e impactar de manera positiva el medio ambiente con la reducción del consumo de diesel.

En el caso de la alternativa 2, el LCOE está por encima del umbral de competitividad internacional en un 10%, sin embargo a nivel local estamos por debajo de los 234,4 USD/MWh lo cual lo hace perfectamente viable para iniciar la transición energética en dicha Región.

En ambos casos, el LCOE incluye costos por reemplazo de partes y los efectos por degradación anual en la producción de energía de estos sistemas adicional del incremento anual de los costos de mantenimiento.

Consideración del riesgo financiero y margen de maniobra:

- Aunque ambos proyectos superan el umbral mínimo de viabilidad financiera, la alternativa 1 ofrece mayor margen frente a escenarios adversos, como aumentos en el CAPEX, disminución en el recurso eólico/solar, o retrasos en la operación. Su mayor TIR y VAN lo hacen más resiliente ante cambios en las variables clave del modelo financiero.
- Ambos proyectos implican la sustitución parcial de generación fósil con energías renovables, en ese sentido, además del valor financiero, se debe considerar el beneficio ambiental en términos de reducción de emisiones de CO₂, y el impacto positivo sobre la seguridad energética de San Andrés. Este aspecto, aunque no cuantificado en el VAN o el LCOE, aumenta la relevancia estratégica del proyecto.
- La alternativa 1, al estar cerca de la costa, puede afectar negativamente la percepción de paisaje marino y valor turístico, aspectos especialmente sensibles en zonas insulares como San Andrés, donde el turismo es un pilar económico. La aceptación social es clave para la viabilidad política y ambiental del proyecto. Una evaluación de impacto visual y un proceso de consulta previa o socialización podrían ser determinantes para la licencia ambiental.

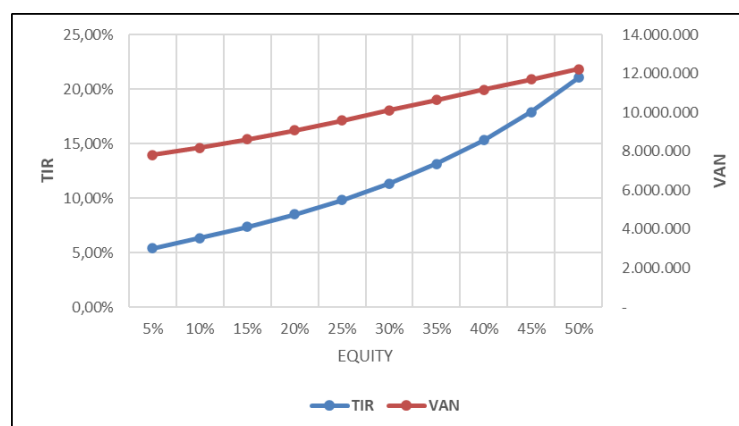
8.5 Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad de las variables se realiza sobre la alternativa 2, ya que, si bien presenta una menor favorabilidad financiera frente a la alternativa 1, ofrece una condición de mayor aceptación social, particularmente en relación con la vocación turística del Archipiélago. Este análisis permite identificar los factores críticos que podrían ser optimizados para fortalecer el caso de negocio y mejorar la viabilidad integral de esta propuesta.

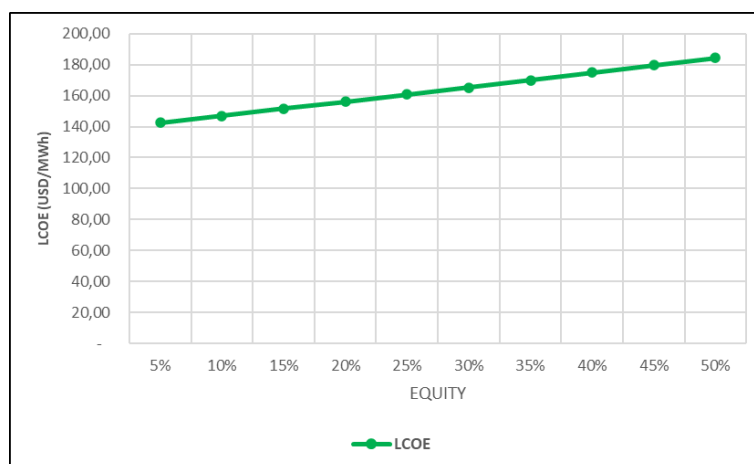
8.5.1 Variación en la relación (EQUITY / DEUDA)

EQUITY	TIR	VAN (USD)	LCOE (USD/MWh)
5%	5,4%	7.807.728,00	142,69
10%	6,3%	8.186.336,69	147,08
15%	7,3%	8.619.048,90	151,55
20%	8,5%	9.091.669,53	156,09
25%	9,8%	9.592.349,27	160,69
30%	11,4%	10.111.235,72	165,36
35%	13,2%	10.640.175,02	170,08
40%	15,3%	11.172.456,58	174,86
45%	17,9%	11.702.594,86	179,68
50%	21,0%	12.226.142,69	184,54

Tabla 37 Sensibilidad TIR, VAN, LCOE por variación en la relación (EQUITY / DEUDA)



Gráfica 3 Sensibilidad TIR, VAN por variación en la relación (EQUITY / DEUDA)

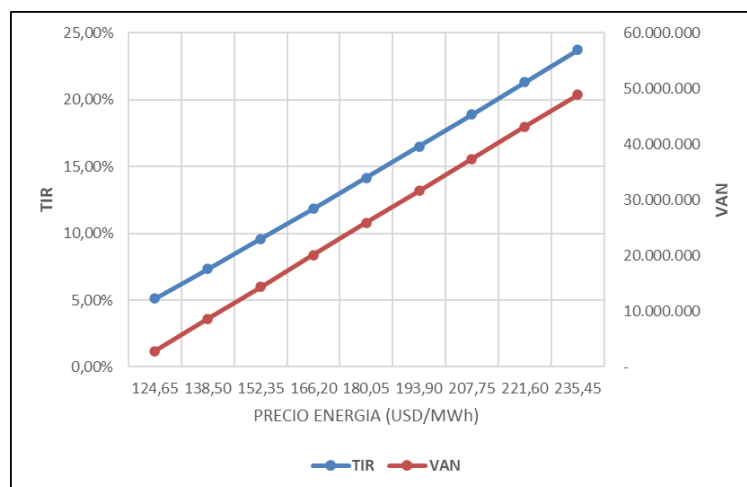


Gráfica 4 Sensibilidad LCOE por variación en la relación (EQUITY / DEUDA)

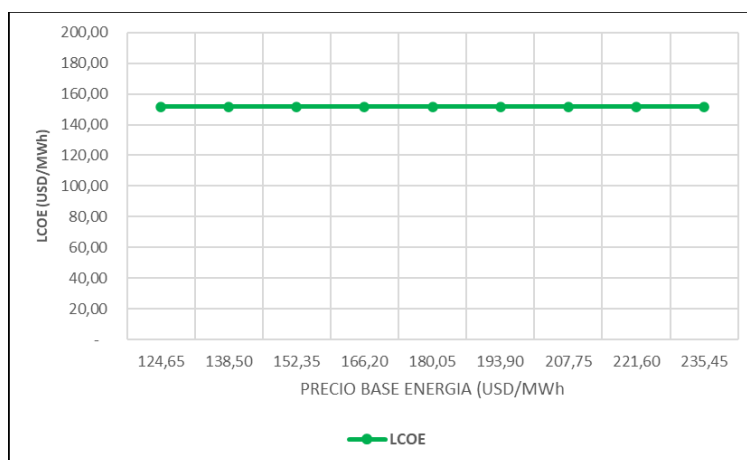
8.5.2 Variación del precio base para venta de energía

VARIACION	PRECIO BASE (USD/MWh)	TIR	VAN (USD)	LCOE (USD/MWh)
-10%	124,65	5,1%	2.865.781,40	151,55
0%	138,50	7,3%	8.619.048,90	151,55
10%	152,35	9,6%	14.372.316,39	151,55
20%	166,20	11,8%	20.125.583,88	151,55
30%	180,05	14,1%	25.878.851,37	151,55
40%	193,90	16,5%	31.632.118,87	151,55
50%	207,75	18,9%	37.385.386,36	151,55
60%	221,60	21,3%	43.138.653,85	151,55
70%	235,45	23,7%	48.891.921,34	151,55

Tabla 38 Sensibilidad TIR, VAN, LCOE por variación del precio base para venta de energía



Gráfica 5 Sensibilidad TIR, VAN por variación del precio base para venta de energía

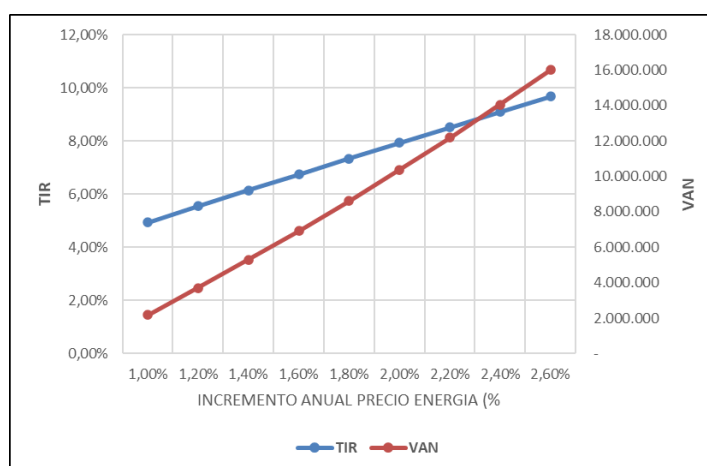


Gráfica 6 Sensibilidad LCOE por variación del precio base para venta de energía

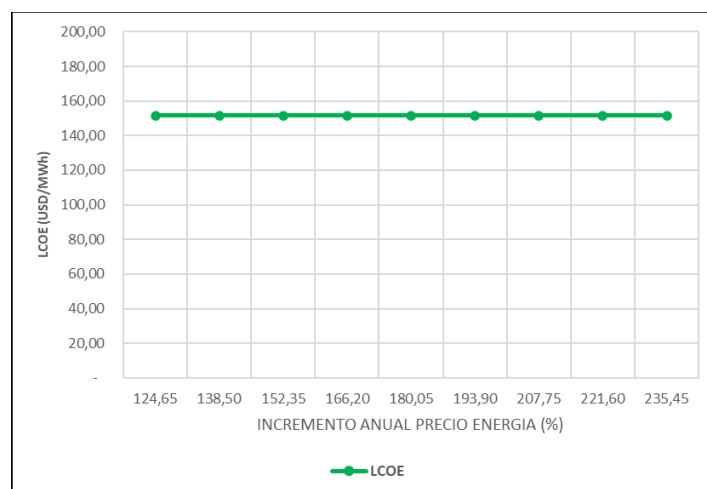
8.5.3 Variación en el crecimiento anual del precio de la energía

INCREMENTO ANUAL PRECIO BASE	TIR	VAN (USD)	LCOE (USD/MWh)
1,00%	4,9%	2.188.409,52	151,55
1,20%	5,5%	3.713.309,79	151,55
1,40%	6,1%	5.291.968,26	151,55
1,60%	6,7%	6.926.485,74	151,55
1,80%	7,3%	8.619.048,90	151,55
2,00%	7,9%	10.371.933,83	151,55
2,20%	8,5%	12.187.509,77	151,55
2,40%	9,1%	14.068.242,88	151,55
2,60%	9,7%	16.016.700,32	151,55

Tabla 39 Sensibilidad TIR, VAN, LCOE por variación en el crecimiento anual del precio de la energía



Gráfica 7 Sensibilidad TIR, VAN por variación en el crecimiento anual del precio de la energía

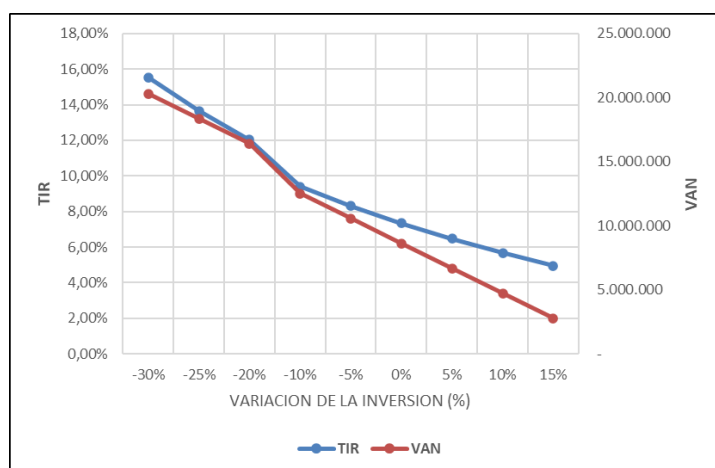


Gráfica 8 Sensibilidad LCOE por variación en el crecimiento anual del precio de la energía

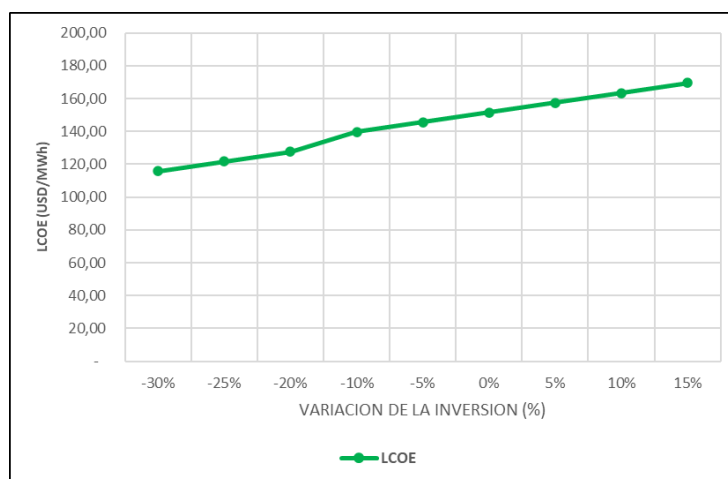
8.5.4 Variación del monto de la Inversión

VARIACION DE LA INVERSIÓN	INVERSIÓN (USD)	TIR	VAN (USD)	LCOE (USD/MWh)
-30,00%	32.840.724	15,5%	20.310.634,00	115,74
-25,00%	35.186.490	13,7%	18.362.036,48	121,71
-20,00%	37.532.257	12,0%	16.413.438,97	127,68
-10,00%	42.223.789	9,4%	12.516.243,93	139,61
-5,00%	44.569.555	8,3%	10.567.646,41	145,58
0,00%	46.915.321	7,3%	8.619.048,90	151,55
5,00%	49.261.087	6,5%	6.670.451,38	157,52
10,00%	51.606.853	5,7%	4.721.853,86	163,49
15,00%	53.952.619	4,9%	2.773.256,34	169,46

Tabla 40 Sensibilidad TIR, VAN, LCOE por variación del monto de la inversión



Gráfica 9 Sensibilidad TIR, VAN por variación del monto de la inversión

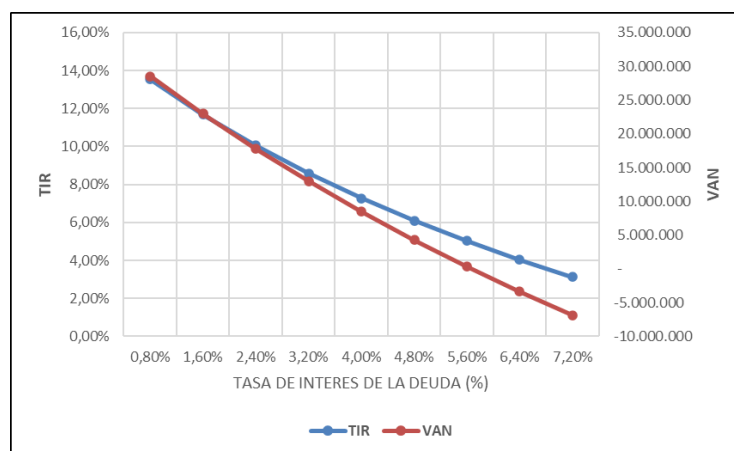


Gráfica 10 Sensibilidad LCOE por variación del monto de la inversión

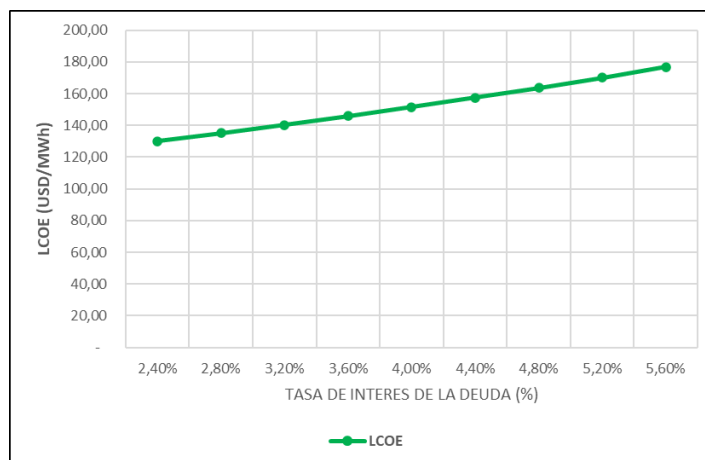
8.5.5 Variación en la tasa de interés de la deuda

TASA DE INTERES DE LA DEUDA	TIR	VAN (USD)	LCOE (USD/MWh)
2,40%	13,6%	17.919.814,80	130,11
2,80%	11,8%	15.473.150,35	135,14
3,20%	10,1%	13.110.069,77	140,39
3,60%	8,7%	10.826.613,95	145,86
4,00%	7,3%	8.619.048,90	151,55
4,40%	6,2%	6.483.851,94	157,48
4,80%	5,1%	4.417.698,74	163,64
5,20%	4,1%	2.417.451,18	170,04
5,60%	3,2%	480.145,92	176,68

Tabla 41 Sensibilidad TIR, VAN, LCOE por variación en la tasa de interés de la deuda



Gráfica 11 Sensibilidad TIR, VAN por variación en la tasa de interés de la deuda



Gráfica 12 Sensibilidad LCOE por variación en la tasa de interés de la deuda

9 CONCLUSIONES

- + Los precios de la electricidad en Colombia han mostrado una tendencia al alza en los últimos años, influenciados por factores como afectación de fuentes hídricas por cambios climáticos, fluctuaciones en los costos de combustibles y decisiones regulatorias. Las proyecciones sugieren que, sin intervenciones significativas y diversificación de la matriz energética, esta tendencia podría continuar en el futuro. Es esencial que el país implemente estrategias para diversificar su matriz energética y mejorar la eficiencia en la generación y distribución, con el fin de mitigar posibles incrementos en los precios y garantizar un suministro energético sostenible y asequible para todos los colombianos.
- + La generación con diésel en San Andrés implica altos costos que, aunque actualmente son cubiertos por subsidios estatales, generan una carga fiscal insostenible y una alta exposición a la volatilidad de precios internacionales. Esta situación refuerza la necesidad de avanzar hacia una matriz energética renovable, que permita reducir tarifas al usuario final, disminuir el riesgo financiero del sistema y garantizar una transición energética sostenible en el territorio insular.
- + La alternativa 1 (fotovoltaica + eólica Site 02) presenta una rentabilidad financiera sólida con una TIR de 13,15 % y un VAN de USD 18,9 millones, superando ampliamente el WACC del 4,1 %, lo que confirma su viabilidad económica. El LCOE de 122,33 USD/MWh la posiciona como una opción competitiva frente a los costos actuales de generación fósil en el archipiélago.
La cercanía a la costa reduce costos pero puede afectar la aceptación social, al estar ubicado a solo 151 m de la costa, implica menores costos logísticos, de interconexión y O&M, pero puede enfrentar resistencia por parte de la comunidad por su impacto visual. Este aspecto debe considerarse en futuras fases mediante procesos de consulta y evaluación paisajística.
- + Con una menor rentabilidad, la alternativa 2 (fotovoltaica + eólica Site 04) es económicamente viable, su TIR de 7,34 % y su LCOE de 151,55 USD/MWh la hacen menos competitiva que la alternativa 1, su ubicación alejada de la costa podría facilitar la aceptación social y minimizar el impacto visual, lo cual refuerza su viabilidad política y ambiental.”
- + El análisis de sensibilidad realizado muestra que el proyecto mantiene su viabilidad ante variaciones en parámetros críticos como el costo de inversión, la tasa de interés de la deuda o el precio base de venta de energía, lo que demuestra su resiliencia financiera ante escenarios de incertidumbre.
- + La implementación de un sistema híbrido basado en energía solar y eólica en el Archipiélago de San Andrés no solo contribuye a reducir la dependencia del diésel, sino que también representa una acción concreta de mitigación del cambio climático al disminuir significativamente las emisiones de CO₂. Este beneficio ambiental puede ser valorizado económicamente mediante la certificación y comercialización de bonos de carbono, lo que abre la posibilidad de obtener ingresos adicionales o apalancar financieramente el proyecto a través de esquemas de financiamiento climático, aumentando así su viabilidad integral.

10 BIBLIOGRAFIA

1. Ayres, D., & Zamora, L. (2024). *Renewable power generation costs in 2023*. International Renewable Energy Agency (IRENA). <https://www.irena.org/publications>
2. Banco Interamericano de Desarrollo. (2019). *Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina* (Nota técnica IDB-TN-01831). <https://www.iadb.org>
3. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2008). *Resolución CREG 160 de 2008*. Bogotá, Colombia.
4. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2009). *Resolución CREG 073 de 2009*. Bogotá, Colombia.
5. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2022). *Resolución CREG 101 026 de 2022*. Bogotá, Colombia.
6. IRENA. (2022). *Costos de generación de energías renovables en 2021 - Resumen ejecutivo*. Agencia Internacional de Energías Renovables. <https://www.irena.org>
7. IRENA. (2024). *Costos de generación de energías renovables en 2023 - Resumen ejecutivo*. Agencia Internacional de Energías Renovables. <https://www.irena.org>
8. Leybourne, M., Vásquez Suárez, C. I., & Estévez Magnasco, R. L. (2022). *Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia*. The Renewables Consulting Group & ERM. Encargado por el Banco Mundial.
9. Ministerio de Minas y Energía. (2024). *Costos escenarios nacionales de la Transición Energética Justa (TEJ)*. Bogotá, Colombia. <https://www.minenergia.gov.co>
10. Morales Sánchez, D. H., & Ramírez Contreras, D. F. (2020). *Propuesta de una metodología para el cálculo del costo nivelado de energía (LCOE) en proyectos de generación renovable, basado en el flujo de caja financiero* [Tesis de pregrado, Universidad Autónoma de Bucaramanga]. Repositorio UNAB.
11. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). (2018). *Evaluación integral de prestadores – SOPESA S.A. E.S.P. (Año 2017)*. Dirección Técnica de Energía.
12. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). (2022). *Boletín tarifario de energía – IV trimestre 2024*. Dirección Técnica de Gestión de Energía. <https://www.superservicios.gov.co>
13. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). (2024b). *Boletín tarifario de energía ZNI – IV trimestre 2024*. Dirección Técnica de Gestión de Energía, Grupo ZNI.
14. Universidad Politécnica de Cataluña. (2013). *Desarrollo de un modelo de costes para parques eólicos offshore* [Proyecto final de carrera, UPC].
15. U.S. Energy Information Administration. (2020). *Annual Energy Outlook 2020 with projections to 2050*. <https://www.eia.gov/aeo>
16. National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2023). *U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks, Q1 2023*. NREL/TP-7A40-87303. <https://www.nrel.gov>