



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

**Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la
Producción**

**“Prefactibilidad Tecno-económica para un FPSO de Amoniac
Verde Frente a las Costas de Manta”**

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo a la obtención del Título de:

**MAGÍSTER EN SISTEMAS DE ENERGÍA
MENCIÓN EN ENERGÍAS RENOVABLES**

Presentada por:

César Humberto Venegas Silverio

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2025

DEDICATORIA

A Juli, compañera de cada desafío y cómplice de mis sueños. Por tu paciencia infinita y por ser mi luz cuando el camino se oscureció. Este logro es tuyo tanto como mío.

AGRADECIMIENTO

A mi novia, por ser mi refugio en las noches largas
y mi alegría en los días difíciles.

A mi familia, por su apoyo incondicional y por creer
en mí incluso cuando yo dudaba.

A mis profesores, por guiarme con paciencia y
exigencia, transformando ideas en resultados.

TRIBUNAL DE TITULACIÓN

Ian M. Sosa, Ph.D.
DIRECTOR DE PROYECTO

Juan M. Peralta, Ph.D.
VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

Yo César Humberto Venegas Silverio acuerdo y reconozco que: La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor. El estudiante deberá procurar en cualquier caso de cesión de sus derechos patrimoniales incluir una cláusula en la cesión que proteja la vigencia de la licencia aquí concedida a la ESPOL.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, secreto empresarial, derechos patrimoniales de autor sobre software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por mí/nosotros durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que me corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de mi innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique al autor que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, 20 de julio del 2025.

César H. Venegas

RESUMEN

La producción actual de vectores energéticos como el amoníaco, hidrógeno o metanol sigue dependiendo mayoritariamente de combustibles fósiles, especialmente del gas natural, lo que exige acelerar su reemplazo por alternativas renovables. Si bien existen estudios sobre la producción de amoníaco con fuentes renovables, el requerimiento de grandes cantidades de agua dulce, energías renovables ultra competitivas y disponibilidad geográfica puede limitar su producción. Este trabajo busca determinar la prefactibilidad técnica y económica que tiene Manabí para la producción de amoníaco verde en alta mar.

El estudio se desarrolló en dos etapas: Primero, se estudió la disponibilidad de recursos meteorológicos como irradiancia solar, altura de las olas, velocidad de viento y corrientes oceánicas frente a las costas de Manta, mediante datos históricos analizados en diferentes temporalidades. Luego, se diseñó un parque de generación híbrida eólica-pv flotante que entregue energía limpia a una planta de producción offshore FPSO de amoníaco diseñada en el mismo parque a 3000 millas náuticas, al oeste de San Mateo.

En la zona de estudio, la velocidad media del viento a 200 msnm es de 7 m/s desde el suroeste, la irradiancia global horizontal de 4.15 kWh/m²/día con una radiación media de 326.24 W/m². El parque de 115 MW de potencia instalada contiene 21 barcasas, cada una sostiene una turbina de 5 MW y 792 módulos PV. El FPSO es un buque con capacidad de producción máxima de 233 ton NH₃/día. El proyecto de 30 años de vida útil obtuvo un LCOE de \$101.91/MWh, LCOA de \$802.71/ton TIR de 11.5% y un VAN de \$747M.

Se concluye que, la producción de amoníaco verde offshore en Manabí es técnica y financieramente viable solo a largo plazo con un modelo de financiamiento mixto que supera la TMAR estimada con la situación de los últimos años en Ecuador.

Palabras Clave: Amoníaco, hidrógeno, irradiancia, generación híbrida eólica-pv, FPSO.

ABSTRACT

The current production of energy vectors such as ammonia, hydrogen, or methanol still relies heavily on fossil fuels—especially natural gas—highlighting the urgent need to accelerate their replacement with renewable alternatives. Although there are studies on ammonia production from renewable sources, the requirement for large volumes of freshwater, ultra-competitive renewable energy, and geographic availability may limit its development. This study aims to assess the technical and economic pre-feasibility of producing green ammonia offshore in Manabí.

The study was conducted in two stages. First, meteorological resource availability—such as solar irradiance, wave height, wind speed, and ocean currents—was analyzed off the coast of Manta using historical data across various timeframes. Then, a hybrid floating wind-PV generation park was designed to supply clean energy to an offshore FPSO ammonia production plant located 3,000 nautical miles west of San Mateo.

In the study area, the average wind speed at 200 masl is 7 m/s from the southwest, with global horizontal irradiance of 4.15 kWh/m²/day and an average radiation of 326.24 W/m². The 115 MW installed capacity park consists of 21 barges, each hosting a 5 MW wind turbine and 792x700W PV modules. The FPSO is a vessel with a maximum production capacity of 233 tons of NH₃ per day. Over a 30-year lifespan, the project achieved an LCOE of \$101.91/MWh, LCOA of \$802.71/ton, an IRR of 11.5%, and an NPV of \$747 million.

It is concluded that offshore green ammonia production in Manabí is technically and financially feasible in the long term, provided a mixed financing model is used that exceeds the estimated MARR under Ecuador's recent economic conditions.

Keywords: Ammonia, hydrogen, irradiance, hybrid wind-PV generation, FPSO.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	6
ABSTRACT	7
ÍNDICE GENERAL	8
ABREVIATURAS O SIGLAS.....	13
LISTA DE FIGURAS	14
LISTA DE TABLAS	18
CAPÍTULO 1.....	20
1. INTRODUCCIÓN.....	21
1.1. Antecedentes y Problemática	21
1.2. Justificación	22
1.3. Objetivos	23
1.3.1. Objetivo General	23
1.3.2. Objetivos Específicos.....	23
CAPÍTULO 2.....	23
2. MARCO TEÓRICO	24
2.1. Generación Eólica	24
2.1.1. Distribución de la Velocidad del Viento.....	24
2.1.2. Curva de Energía.....	25
2.1.3. Producción de Energía no Ajustada	26
2.1.4. Efecto Estela Aerodinámico.....	26
2.2. Generación Fotovoltaica.....	27
2.2.1. Declinación y Ángulos Solares	27
2.2.2. Radiación Solar Terrestre	28
2.2.3. Características de una Celda Solar	29
2.2.4. Sistema Fotovoltaico	30
2.3. Generación Hidrocinética Oceánica	32
2.3.1. Efecto Estela Hidrodinámico.....	33
2.4. Factor de Capacidad del Parque	33
2.5. Plataformas Offshore de Generación.....	33
2.5.1. Características de una Plataforma Barcaza.....	34

2.5.2.	Área de Fondeo	34
2.6.	Sistemas de Colección y Transmisión de Potencia	35
2.7.	Configuración del Cableado Submarino	36
2.8.	Pérdidas en los Cables.....	38
2.8.1.	Pérdidas Óhmicas	38
2.8.2.	Pérdidas Dieléctricas	39
2.9.	Pérdidas de Transformación.....	39
2.10.	Capacidades de la FPSO	40
2.10.1.	Producción de Agua.....	41
2.10.2.	Producción de Hidrógeno.....	44
2.10.3.	Producción de Nitrógeno	45
2.10.4.	Producción de Amoníaco	47
2.11.	Topología de la FPSO	50
2.11.1.	Estimación de Áreas y Pesos	50
2.12.	Costos de Capital	52
2.12.1.	Conjunto Rotor-Góndola y Torre	52
2.12.2.	Barcaza de Generación.....	54
2.12.3.	Sistema de Colección y Transformación	55
2.12.4.	Casco y Superestructura FPSO y Sistemas Auxiliares del Casco	56
2.12.5.	Síntesis de Amoníaco	57
2.12.6.	Producción de Hidrógeno.....	60
2.12.7.	Producción de Nitrógeno.....	60
2.12.8.	Desalinización	61
2.12.9.	Almacenamiento NH ₃	61
2.13.	Costos de Producción.....	62
2.13.1.	Planta FPSO.....	62
2.13.2.	Mano de Obra Operativa.....	63
2.14.	Indicadores Económicos	64
2.14.1.	Costo Nivelado de Energía - LCOE.....	64
2.14.2.	Costo Nivelado de Amoníaco - LCOA	65
2.14.3.	Periodo de Recuperación – Payback Period	65
2.14.4.	Retorno sobre la Inversión - ROI	65

2.14.5.	Valor Actual Neto - VAN	66
2.14.6.	Tasa Interna de Retorno - TIR.....	66
CAPÍTULO 3.....		68
3.	METODOLOGÍA PARA GENERACIÓN.....	68
3.1.	Área de Estudio	68
3.2.	Recursos Meteorológicos y Geofísicos.....	70
3.2.1.	Energía Eólica.....	71
3.2.2.	Energía Solar Fotovoltaica	74
3.2.3.	Energía Hidrocinética.....	76
3.3.	Tecnologías de Generación.....	82
3.3.1.	Energía Eólica.....	82
3.3.2.	Energía Solar Fotovoltaica	85
3.3.3.	Energía Hidrocinética.....	87
3.4.	Plataformas de Generación	90
3.4.1.	Subdivisión y Arreglo	91
3.5.	Distribución del Parque.....	93
3.6.	Generación Híbrida del Parque.....	94
3.6.1.	Arreglo Fotovoltaico	95
3.7.	Sistema de Colección y Transformación de Potencia	97
3.7.1.	Sistema de Colección	97
3.7.2.	Pérdidas Óhmicas	98
3.7.3.	Pérdidas Dieléctricas	99
3.7.4.	Pérdidas Totales en el Sistema de Colección	101
3.7.5.	Sistema de Transformación	101
CAPÍTULO 4.....		104
4.	METODOLOGÍA PARA PRODUCCIÓN DE AMONIACO	104
4.1.	Capacidades de Producción y Demanda Energética de la Planta	104
4.1.1.	Producción de Agua.....	104
4.1.2.	Producción de Hidrógeno.....	105
4.1.3.	Producción de Nitrógeno.....	105
4.1.4.	Producción de Amoniacó	106
4.1.5.	Almacenamiento de Amoniacó.....	108

4.2.	Topología de la FPSO	109
4.2.1.	Subdivisión y Arreglo	110
4.2.2.	Almacenamiento	112
4.3.	Transporte a la Costa	113
4.3.1.	Modelado del Amoniaducto	114
4.4.	Costos de Capital	115
4.4.1.	Generación y Transmisión	115
4.4.2.	Planta NH ₃	118
4.4.3.	Casco FPSO, Superestructura y Sistemas Auxiliares	121
4.5.	Costos de Operación y Mantenimiento	121
4.5.1.	Generación y Transmisión	122
4.5.2.	Producción FPSO	122
4.6.	Análisis Financiero	123
4.6.1.	Costo Nivelado de Energía - LCOE	123
4.6.2.	Costo Nivelado de Amoniaco - LCOA	124
4.6.3.	Flujo de Caja	126
4.7.	Estudio de Mercado	129
4.7.1.	Productos	129
4.7.2.	Demanda	130
4.7.3.	Oferta	131
CAPÍTULO 5		133
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	133
5.1.	Conclusiones	133
5.2.	Recomendaciones	134
BIBLIOGRAFÍA		135
ANEXOS		141
ANEXO A		142
FICHA TÉCNICA DE MÓDULO FOTOVOLTAICO		142
ANEXO B		143
TOPO-BATIMETRÍA DE LA REGIÓN		143
ANEXO C		144
BASE DE DATOS DE PARQUES EÓLICOS OFFSHORE		144

ANEXO D	145
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE INVERSOR SOLAR HIVERTER	145
ANEXO E	146
DATOS TÉCNICOS PARA SISTEMAS DE CABLES SUBMARINOS XLPE	146
ANEXO F	147
ELECTROLIZADOR ALCALINO DQ1000 / 1000 Nm ³ /h.....	147
ANEXO G.....	148
ÍNDICES PPI PARA COMPONENTES DE AEROGENERADORES.....	148
ANEXO H.....	149
DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO DE COLECCIÓN.....	149
ANEXO I.....	155
FLUJO DE CAJA	155

ABREVIATURAS O SIGLAS

A	Ampere
ABS	American Bureau of Shipping
B	Manga
BH	Bulkhead (Mamparo)
CP	Capacidad Nominal del Parque
D	Puntal
D _H	Profundidad
DHI	Irradiación/Irradiancia Difusa Horizontal
DNI	Irradiación/Irradiancia Directa Normal
DPE	Densidad de Potencia Eólica
F	Frame (Cuaderna)
FCP	Factor de Capacidad del Parque
FPI	Floating Production Installations
FPSO	Floating Production Storage and Offloading (Unidad Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga)
FLNG	Floating Liquefied Natural Gas (Unidad Flotante de Gas Natural Licuado)
GHI	Irradiación/Irradiancia Global Horizontal
GRI	Irradiación/Irradiancia Reflejada en el Suelo
GW	Gigawatts
HV	Alta Tensión
kV	Kilovolts
kW	Kilowatts
LH2	Hidrógeno Líquido
LN2	Nitrógeno Líquido
LNH3	Amoniaco Líquido
LOA	Eslora Total
Lpp	Eslora entre Perpendiculares
LV	Baja Tensión
Lwl	Eslora de la Línea de Flotación
MV	Media Tensión
MVC	Compresión Mecánica de Vapor
MVR	Marine Vessel Rules
MW	Megawatts
NMOT	Normal Module Operating Temperature
Ω	Ohms
OMI	Organización Marítima Internacional
PEM	Proton Exchange Membrane (Membrana de Intercambio de Protones)
PV	Energía Solar Fotovoltaica
RO	Ósmosis Inversa
SCH	Schedule (Cédula)
STC	Standard Test Conditions
SVT	Specific Vessel Types
T	Calado
ν	Viscosidad Cinemática
V	Volts
W	Watts
XLPE	Polietileno Reticulado (Cross-linked PE)

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Configuración de una turbina típica de eje horizontal (CANMET, 2004)	24
Figura 2 Atenuación de la radiación solar a medida que pasa a través de la atmósfera (Goswami, 2015)	29
Figura 3 Características Típicas de corriente, voltaje y potencia de una celda solar (Goswami, 2015)	30
Figura 4 Diferencias entre celda, módulo, panel y arreglo (UCF, 2025)	30
Figura 5 Características de dos celdas conectadas en serie (izquierda) y paralelo (derecha); (Goswami, 2015)	31
Figura 6 Características de 2 celdas conectadas en (a) serie y (b) paralelo (Goswami, 2015).....	31
Figura 7 Esquema de un sistema PV (Goswami, 2015)	31
Figura 8 Distribución mundial de las corrientes oceánicas, mostrando posiciones promedio y temperaturas relativas (de Blij & Muller, 1976).....	32
Figura 9 Tipos de plataformas flotantes offshore para generación eólica: Spar, Barcaza, Semi-sub y TLP, (B. Cerfontaine, 2024).....	34
Figura 10 Diagrama esquemático de un alimentador en el circuito de recolección de un parque eólico (Chang Xu, 2023)	36
Figura 11 Símbolos usados para la formulación matemática de la catenaria submarina (Mamatsopoulos, Michailides, & Theotokoglou, 2020).....	37
Figura 12 Distribución del amoniaco verde offshore desde su producción (Yinson, 2025) 41	
Figura 13 Proceso de compresión mecánica de vapor (MVC) de efecto simple con evaporación por aspersión (Ettouney, 2002)	42
Figura 14 Principios de operación de los tres principales tipos de tecnologías de electrólisis (Foteini M. Sapountzi, 2016).....	45
Figura 15 Componentes principales de un sistema de destilación criogénica (JALON, 2018).....	46
Figura 16 Sistema generador PSA de nitrógeno (Dobrev, 2018).....	46
Figura 17 Diagrama esquemático de un proceso Haber-Bosch basado en electrólisis y destilación criogénica (Reindert Rouwenhorst, Jardali, Bogaerts, & Lefferts, 2021).....	48
Figura 18 Distribución del área vista desde arriba de la FPSO con forma de barco. Cubierta principal (superior) con una capacidad de electrólisis de 200 MW y conversión a NH_3 . Los tanques de almacenamiento están ubicados en el casco del FPSO (inferior). (Baardsen, 2022).....	52
Figura 19 Índices CEPCI promediados anualmente desde 2001 hasta junio de 2024	58
Figura 20 Distribución geográfica de velocidades de viento con buje a 200m en Ecuador, la línea negra indica el límite fronterizo con Perú (GWA, 2025)	68
Figura 21 Distribución geográfica de zonas con factibilidad técnica para instalación de parques offshore flotantes y fijos (Esri, 2025).....	69
Figura 22 Distribución geográfica de LCOE para parques offshore (IREC, 2025)	69
Figura 23 Filtración de ráster por mapa de colores en QGIS para velocidad media mayor o igual a 7.25 m/s (Fuente: Autor).....	70

Figura 24 Batimetría y Topografía de la región de estudio y ruta a instalaciones onshore. 3D izquierda y Puntos 2D derecha (Fuente: Autor)	71
Figura 25 Rosa anual de direcciones de viento (Fuente: Autor).....	71
Figura 26 Distribución de probabilidades de dirección de viento (Fuente: Autor).....	72
Figura 27 Histograma de frecuencias para velocidades de viento (Fuente: Autor).....	72
Figura 28 Ajuste de Distribución de probabilidad de Weibull a los datos de velocidades de viento (Fuente: Autor)	73
Figura 29 Promedios mensuales de velocidad media de viento y densidad de potencia (Fuente: Autor).....	74
Figura 30 Curvas de Densidad de Potencia [W/m ²] y Distribución de Weibull (Fuente Autor).....	74
Figura 31 Histograma de frecuencias para los datos de temperatura ambiental a 2m del suelo (Fuente: Autor)	75
Figura 32 Histograma de frecuencias para los datos de GHI diaria (Fuente: Autor).....	75
Figura 33 Promedio mensual de horas pico solares e irradiancia global horizontal (Fuente: Autor).....	76
Figura 34 Variación de velocidad de corrientes oceánicas con respecto a la profundidad (Fuente: Autor).....	77
Figura 35 Rosa Anual de Direcciones de Corriente (Fuente: Autor).....	78
Figura 36 Distribución de probabilidades de dirección de corrientes oceánicas (Fuente: Autor).....	79
Figura 37 Histograma de frecuencias para velocidad de corrientes oceánicas (Fuente: Autor).....	80
Figura 38 Ajuste de las distribuciones de probabilidad de Gumbel, Wakeby y Weibull a los datos de velocidades de corrientes oceánicas (Fuente: Autor)	81
Figura 39 Promedios mensuales de velocidad media de corrientes oceánicas y densidad de potencia (Fuente: Autor)	81
Figura 40 Curvas de Densidad de Potencia [W/m ²] y Distribución de Weibull (Fuente Autor).....	82
Figura 41 Curva de potencia de Turbina G132-5MW Offshore (Gamesa Corporación Tecnológica, 2014).....	83
Figura 42 Distribución Weibull y curva de potencia de la turbina G132-5MW Offshore (Fuente: Autor).....	83
Figura 43 Distribución anual de la energía generada por un aerogenerador con respecto a las velocidades de viento disponibles (Fuente: Autor)	84
Figura 44 Potencia eólica por turbina sin considerar pérdidas eléctricas (Fuente: Autor) .	85
Figura 45 Producción mensual de energía eólica por turbina (Fuente: Autor).....	85
Figura 46 Variación de la temperatura ambiental y del módulo a lo largo del año (Fuente: Autor).....	86
Figura 47 Potencia PV por módulo (Fuente: Autor).....	87
Figura 48 Curva de potencia de turbina Garman Φ 4m (Thropton, 2025)	88
Figura 49 Distribución Weibull y curva de potencia de la turbina Garman Φ 4m (Fuente: Autor).....	88

Figura 50 Distribución anual de la energía generada por una turbina con respecto a las velocidades de corrientes oceánicas disponibles (Fuente: Autor)	89
Figura 51 Potencia hidrocínética por plataforma sin considerar pérdidas eléctricas (Fuente: Autor).....	90
Figura 52 Producción mensual de energía hidrocínética por plataforma (Fuente: Autor) ..	90
Figura 53 Modelo 3D del casco para cada barcaza de generación (Fuente: Autor)	91
Figura 54 Ubicación de las plataformas de generación con sus respectivos radios de fondeo para 1 y 2 anclas (Fuente: Autor)	94
Figura 55 Arreglos fotovoltaicos de módulos sobre cubierta (Fuente: Autor).....	95
Figura 56 Configuración de conexiones de módulos del arreglo fotovoltaico (Fuente: Autor).....	96
Figura 58 Sistema de colección submarino para el parque híbrido	97
Figura 59 Transformación de Potencia en cada plataforma de generación híbrida Adaptada de: (Álvaro Carreno, 2021)	102
Figura 60 Resumen de cargas para una planta flotante de producción de amoníaco	109
Figura 61 Distribución del área vista desde arriba del FPSO en forma de barco. Cubiertas con una capacidad de electrólisis de 103.86 MW y conversión de NH_3 . Los tanques de almacenamiento están ubicados en el casco del FPSO.....	110
Figura 62 Regresión cuadrática de Calado vs Eslora para FPSOs de 100 a 400 m (Fuente: Autor).....	111
Figura 63 Localización de los tanques de almacenamiento	112
Figura 64 Vistas 3D y 2D del tendido del Amonioducto desde el FPSO hasta almacenamiento en San Mateo (Fuente: Autor).....	113
Figura 65 Perfil batimétrico del amonioducto con tramo submarino y tramo terrestre (Fuente: Autor).....	114
Figura 66 Modelo de Amonioducto (639.04 kg/m^3) $\Phi 12"$ SCH160 en PipeFlow (Fuente: Autor).....	115
Figura 67 Costos Totales de Capital del Parque de Generación.....	118
Figura 68 Distribución de costos de la planta de producción de amoníaco	121
Figura 69 Índice de precio de amoníaco $[\$/\text{kg}]$ global y por regiones 2018-2026.....	125
Figura 70 Evolución de los ingresos y egresos para la producción de amoníaco	127
Figura 71 Evolución del Flujo de Salida y Entrada para producción de Amoníaco	128
Figura 72 Flujo neto de efectivo y flujo neto acumulado para producir amoníaco	128
Figura 73 Participación de los principales fertilizantes importados por Ecuador en 2014 (izquierda) y Origen de las importaciones durante el año 2014 (derecha)	130
Figura 74 Ciclo histórico de refrigerantes	130
Figura 75 Demanda esperada de amoníaco hasta 2050 para el escenario 1.5°C	131
Figura 76 Volumen de exportación mundial en 2023, por país en miles de toneladas métricas.....	132
Figura 77 Producción mundial de amoníaco en 2022, por región	132
Figura 78 Módulos AE TME-132BDS Series (AESOLAR, 2003).....	142
Figura 79 Representación del campo de elevaciones (Fuente: Autor).....	143

Figura 80 Relación entre distancia entre turbinas en dirección al viento y transversal a la dirección del viento (Fuente: Autor).....	144
---	-----

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Área de fondeo* en amarre con ancla (Ali Sheikhbahaei, 2016).....	35
Tabla 2 Capacidad de corriente para cables submarinos de tres conductores.....	36
Tabla 3 Resistividad de materiales para cables (Castro, 2022).....	38
Tabla 4 Pérdidas de carga y en vacío para transformador de elevador de 6.5 MVA (Ahmad, 2012)	40
Tabla 5 Pérdidas en transformador trifásico de baja tensión (ABB, Samdex Low Voltage Transformers, 2025).....	40
Tabla 6 Características de los tres mayores procesos eléctricos de desalinización (Morgan, 2013)	42
Tabla 7 Coeficientes usados en el cálculo de calores específicos de los gases presentes en el ciclo de síntesis (Morgan, 2013)	49
Tabla 8 Fracciones molares de gases durante reacción de síntesis del Amoníaco (Dumesic, 1994)	50
Tabla 9 Áreas y pesos del concepto de producción de H ₂ y NH ₃ con conversión y almacenamiento (Baardsen, 2022).....	51
Tabla 10 Características principales de la FPSO Modelo NH ₃ de (Baardsen, 2022).....	51
Tabla 11 Estimación de masas para cada componente de cada aerogenerador (L. Fingersh, 2006).....	52
Tabla 12 Estimación de costos para cada componente de cada aerogenerador (L. Fingersh, 2006).....	53
Tabla 13 Costos de Plataforma de Generación y Sistema de Fondeo (BVGA, 2023).....	54
Tabla 14 Índices de inflación representados por el deflactor del PIB (WBG, 2025) & (TEconomics, 2025).....	55
Tabla 15 Distribución de costos 2015 de FPSO de 180000 ton (COMPASS, 2015)	56
Tabla 16 Parámetros de costos de equipos de proceso de síntesis (Morgan, 2013)	57
Tabla 17 Factores de costo modular base para equipos de síntesis de amoníaco (Morgan, 2013).....	59
Tabla 18 Exponentes de escala asumidos para equipos del subsistema de electrólisis (Morgan, 2013)	60
Tabla 19 Factores de costo para equipos y componentes de ASU (Morgan, 2013).....	61
Tabla 20 Factores de costo para equipos y componentes de Planta MVC	61
Tabla 21 Factores de costo para equipos y componentes para almacenamiento de NH ₃ (Morgan, 2013)	61
Tabla 22 Costos directos de producción para plantas químicas (Morgan, 2013).....	62
Tabla 23 Parámetros de la distribución de Weibull ajustada a los datos de viento	72
Tabla 24 Parámetros de la distribución de Weibull ajustada a los datos de irradiación GHI	76
Tabla 25 Parámetros de la distribución de Weibull ajustada a los datos de corrientes oceánicas.....	80
Tabla 26 Características técnicas del módulo seleccionado en STC y NMOT	86

Tabla 27 Características principales de cada barcaza de generación	91
Tabla 28 Elección de espaciamiento entre cuadernas para la barcaza de generación	91
Tabla 29 Determinación del mamparo de colisión de la barcaza de generación	92
<i>Tabla 30 Determinación de la altura de doble fondo y ancho de doble costado</i>	92
Tabla 31 Distribución de compartimentos de la barcaza	92
Tabla 32 Cálculo de espaciamiento entre plataformas por efecto estela eólico	93
Tabla 33 Radios de fondeo entre barcasas de generación del parque	93
Tabla 34 Arreglos posibles de módulos PV sobre cubierta	95
Tabla 35 Características técnicas de inversor central Hiverter, ver Anexo D (HITACHI, 2025)	96
Tabla 36 Demanda de cargas para una generación de 6 MW (Berggren, 2013)	97
Tabla 37 Resistencias de los conductores en cada tramo	98
Tabla 38 Pérdidas óhmicas en los conductores por cada tramo	99
Tabla 39 Capacitancias de cables seleccionados por tramo	100
Tabla 40 Perdidas eléctricas en el material aislante por tramo	100
Tabla 41 Pérdidas totales en el cableado submarino de colección	101
Tabla 42 Pérdidas en transformadores de distribución para planta central FPSO	102
Tabla 43 Potencia máxima entregada a la planta centralizada offshore	102
Tabla 44 Capacidad máxima de producción de NH ₃ en ton/día	104
Tabla 45 Peso molecular de los componentes del Amoniaco y composición molar del gas	104
Tabla 46 Capacidades de producción de la planta de amoniaco	104
Tabla 47 Dimensionamiento de evaporador e intercambiadores de destilado y salmuera	105
Tabla 48 Dimensionamiento de intercambiadores para la unidad separadora de aire	106
Tabla 49 Parámetros de cálculo de compresión del gas de síntesis	106
Tabla 50 Dimensionamiento de los intercambiadores de calor del ciclo de síntesis	107
Tabla 51 Áreas y pesos del concepto de producción con conversión y almacenamiento de amoniaco	109
Tabla 52 Distribución de compartimentos del FPSO	111
Tabla 53 Capacidad de almacenamiento y autonomía para cada sistema	113
Tabla 54 Características de fluido de trabajo para Amoniaducto en PipeFlow	114
Tabla 55 Costos de Capital para componentes de una turbina de 5 MW	115
Tabla 56 Costos de Capital del Casco y Sistema de Fondeo por barcaza de generación	116
Tabla 57 Costos de Capital de Transformadores	116
Tabla 58 Costo de Tableros [\$2025] de Distribución en el parque	116
Tabla 59 Costos de capital de cables incluyendo instalación	117
Tabla 60 Costos de Capital del Parque de Generación (\$2025)	117
Tabla 61 Costos de adquisición e instalación de la planta desalinizadora	118
Tabla 62 Costos de adquisición e instalación del sistema de producción de hidrógeno 2025	119

Tabla 63 Costos de adquisición e instalación del sistema de producción de nitrógeno 2025	119
Tabla 64 Costos de adquisición e instalación del sistema de síntesis de amoníaco	120
Tabla 65 Costos de adquisición e instalación del sistema de almacenamiento.....	120
Tabla 66 Mano de Obra Operativa Offshore en FPSO	122
Tabla 67 Costos de Producción (COM=DMC+FMC+GE) del FPSO NH3	122
Tabla 68 Comparación de LCOA del proyecto con diferentes tecnologías	124
Tabla 69 Comparación de LCOA entre producción con fuente renovable y fósil	124
Tabla 70 Tabla de Amortización Francesa resumida en cuotas anuales.....	126
Tabla 71 Tabla de Amortización Alemana resumida en cuotas anuales.....	126
Tabla 72 Parques eólicos offshore con turbinas de 3 a 8 MW.....	144
Tabla 73 Especificaciones técnicas para inversores desde 500 hasta 715 kW (HITACHI, 2025).....	145
Tabla 74 Cables de tres conductores con cubierta de plomo (ABB, 2025)	146
Tabla 75 Índices PPI de componentes de aerogeneradores para el año 2002 y promediados de enero hasta abril para el año 2025	148
Tabla 76 Capacidad nominal calculada de corriente para cada tramo de cable en el parque	149
Tabla 77 Cables XLPE ABB de cobre y aluminio adecuados por tensión	149
Tabla 78 Secciones transversales de los cables submarinos seleccionados	150
Tabla 79 Pesos húmedos de los cables submarinos seleccionados	150
Tabla 80 Distancia horizontal bajo la catenaria sumergida para cables de aluminio	151
Tabla 81 Distancia horizontal bajo la catenaria sumergida para cables de cobre	151
Tabla 82 Longitud de catenarias sumergidas para cables de aluminio	152
Tabla 83 Longitud de catenarias sumergidas para cables de cobre.....	153
Tabla 84 Longitudes totales de cables de aluminio por tramo	153
Tabla 85 Longitudes totales de cables de cobre por tramo	154
Tabla 86 Entradas y Salidas de Efectivo para proyecto de Amoníaco Verde Offshore de 30 años de vida útil.....	155

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes y Problemática

En 2024, Ecuador experimentó numerosos apagones que acumularon más de 300 horas sin electricidad en distintas zonas del país, impactando tanto a los hogares como a las actividades productivas. La causa principal fue la alta dependencia de la generación hidroeléctrica —que constituye cerca del 80 % de la matriz energética nacional— junto con una intensa sequía provocada por el fenómeno de El Niño, la cual disminuyó significativamente los niveles de las represas. Durante el mandato del presidente Guillermo Lasso se presentó una Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde en Ecuador (Energía y Minas, 2023); para impulsar el hidrógeno verde como eje de su transición energética, aprovechando su alta proporción de energías renovables, recursos hídricos, biomasa residual e infraestructura existente. La estrategia busca descarbonizar la economía, atraer inversión, generar empleo y fomentar la innovación, con metas claras de capacidad instalada hasta 2050. Entre los vectores energéticos limpios mencionados en esta hoja de ruta, la producción de amoníaco ya es una tecnología muy madura y practicada desde hace un siglo. Producir amoníaco verde a partir de hidrógeno permite facilitar su almacenamiento y transporte, especialmente en el comercio marítimo global. Además, el amoníaco puede ser usado directamente como combustible limpio en buques y como insumo clave en la industria de fertilizantes sostenibles, ampliando así el impacto del hidrógeno verde en sectores estratégicos de la transición energética (Energía y Minas, 2023). Fuera de la energía hidroeléctrica en el país como fuente renovable, se destaca la energía eólica y fotovoltaica, pero a menor escala.

Ecuador está impulsando la energía eólica como parte de su transición energética, con proyectos emblemáticos como el Parque Eólico Villonaco en Loja (16.5 MW), pionero en el país, y el Parque Minas de Huascachaca (30-50 MW) en la misma región. En las Islas Galápagos, destacan los proyectos San Cristóbal y Baltra, estos últimos con escasos aerogeneradores que, pese a su instalación, no han entrado en operación plena debido a desafíos técnicos y ambientales. La energía eólica marina avanza hacia turbinas más grandes y flotantes. Un hito clave fue el proyecto Burbo Bank Extension (Reino Unido, 2017), que implementó por primera vez turbinas Vestas V164 de 8 MW con rotores de 164 m, prototipadas en 2014. Ese mismo año se presentó una versión mejorada de 9.5 MW. Este crecimiento es evidente en el aumento del tamaño promedio global: de 3.4 MW (2015) a 4.7 MW (2017) y más de 7 MW (2021). La tendencia hacia turbinas más grandes reduce el número de instalaciones necesarias y los costos de operación y mantenimiento, abaratando la producción eólica (Parmar, 2019). Frente a esto, la producción de amoníaco con energía eólica marina tiene el potencial de transformar los mercados de energía y fertilizantes en países que puedan tener una región con buen viento en altamar para así también aprovechar la abundante disponibilidad de agua. Un vasto recurso eólico marino puede convertirse directamente en amoníaco líquido utilizando tecnologías existentes. El amoníaco líquido puede luego transportarse por barcos o gasoductos (Morgan, 2013). Una planta de síntesis de amoníaco puede operar entre el 65 % y el 100 % de carga. Esto significa que no habrá producción de amoníaco cuando la energía generada por el parque

productor sea inferior a la necesaria para operar la planta al 65 % de su capacidad mínima (Parmar, 2019). Por lo tanto, resultará en un desperdicio de la energía generada si no es suficiente para producir amoníaco. Para una mayor confiabilidad en un sistema que produzca amoníaco verde; es vital que la generación sea híbrida usando recursos fotovoltaicos y solares aparte del eólico si el lugar de producción es en el mar, debido a que todas estas fuentes de energía son limpias pero intermitentes y no están presentes en su máximo potencial a lo largo del año. De los posibles portadores de energía disponibles, el amoníaco está considerado como uno de los más prometedores. En comparación con otros portadores de energía, como el hidrógeno líquido, el amoníaco tiene una mayor densidad volumétrica (1.5 veces superior a la del hidrógeno líquido) y es más fácil de licuar y transportar (Eikeng, 2023). El amoníaco (NH_3), sintetizado a partir de hidrógeno y nitrógeno mediante el proceso Haber-Bosch, se licúa a $-33\text{ }^\circ\text{C}$, mientras que el hidrógeno líquido requiere una temperatura de $-253\text{ }^\circ\text{C}$, lo que hace que su producción y almacenamiento a largo plazo o a grandes distancias sean más complejos (Eikeng, 2023). Además, el amoníaco ya se produce a escala industrial, con una producción global anual de aproximadamente 175 millones de toneladas (Eikeng, 2023). El movimiento de electrones en un conductor está sujeto a resistencia eléctrica y genera pérdidas en forma de energía térmica.

Por otro lado, el transporte de NH_3 líquido (LNH_3) por gasoductos requiere una pequeña cantidad de energía para mover las moléculas de NH_3 mediante bombas presurizadas, debido a la fricción entre las moléculas y las paredes internas de la tubería. Sin embargo, la energía del hidrógeno contenida en las moléculas de NH_3 se conserva durante el transporte. Esto permite el movimiento eficiente de grandes cantidades de energía (Kobayashi, 2023). Para 2030 se estima el costo de amoníaco entre 528 USD/t y 1.050 USD/t, el costo del metanol entre 667 USD/t y 1.246 USD/t, el costo del diésel sintético entre 1.912 USD/t y 3.520 USD/t y, finalmente, el costo de la gasolina sintética entre 2.215 USD/t y 4.316 USD/t (Energía y Minas, 2023). Dado que más del 80% del amoníaco se utiliza para la fabricación de fertilizantes, la producción de amoníaco aumentará en proporción al crecimiento de la población, que se prevé que aumente un 30% para 2050.

1.2. Justificación

En los últimos años se ha generado algo de literatura respecto a la implementación de plantas flotantes de producción de hidrógeno o amoníaco centralizadas que dependan de energías renovables offshore. Sin embargo, la aplicación de un FPSO de amoníaco verde a escala comercial dependerá de avances en reducción de costos, marcos regulatorios claros y soluciones innovadoras para entornos marinos adversos; una ventaja en Ecuador es que no se presentan entornos marinos adversos como en los mares alejados de la línea ecuatorial. Algunos autores han estudiado proyectos pilotos y conceptos que combinan la energía eólica flotante, electrólisis y separación de aire. (Morgan, 2013) realizó un estudio de viabilidad técnico-económica para plantas de amoníaco alimentadas por energía eólica offshore en EE.UU., desarrollando modelos de costos para instalaciones eólicas marinas y plantas de amoníaco electrificadas. Morgan analizó un caso de estudio en el Golfo de Maine, integrando datos reales de precios de la red eléctrica y recursos eólicos. Los resultados mostraron que, aunque el costo del amoníaco renovable sigue siendo alto frente al convencional, es menos volátil y podría ser viable con créditos de energía renovable o menores costos eólicos. Morgan también identificó la necesidad de respaldo de fuentes alternas debido a la intermitencia del viento. (Eikeng, 2023) desarrolló un marco computacional para optimizar la producción de amoníaco verde mediante energías

renovables aisladas (eólica/solar), integrando almacenamiento con baterías e hidrógeno. Evaluó tres casos: Tan-Tan (Marruecos, sistema solar, costo 595 USD/tNH₃), Utsira (Noruega, eólico, 599 USD/tNH₃) y Patagonia (Argentina, híbrido, 501 USD/tNH₃), demostrando que el amoníaco verde puede ser competitivo frente al convencional. La herramienta permite diseñar plantas óptimas adaptadas a cada ubicación, destacando su potencial para descarbonización y como vector energético. (Kobayashi, 2023) propuso un sistema global para producir amoníaco verde (NH₃) como combustible, utilizando plantas fotovoltaicas flotantes en aguas ecuatoriales (por su alta radiación solar) y transportándolo mediante una red mundial de tuberías, evitando así la intermitencia de las renovables y reduciendo emisiones. Su solución busca eliminar 33 Gt de CO₂ anuales, cumpliendo el Acuerdo de París para 2050, mientras evita la dependencia de minerales escasos. La propuesta combina tecnologías existentes (electrólisis, síntesis de NH₃) con infraestructura escalable, aunque enfrenta desafíos económicos (costos de tuberías submarinas) y políticos (permisos).

El alcance de esta tesis combina el conocimiento de ingeniería naval, generación energética renovable y tecnologías de producción de amoníaco verde partiendo de la evaluación de recursos disponibles y aptos al buscar una región offshore con buen viento, radiación solar y alguna otra fuente de energía renovable. Es decir, la evaluación de recursos meteorológicos será necesaria para determinar la energía disponible que tendrá la planta flotante de producción de amoníaco verde en la región seleccionada. Métodos estadísticos y cálculos de ingeniería serán aplicados en el análisis; la ingeniería naval es aplicada para dimensionar y establecer el arreglo del parque, plataformas de generación, FPSO, cables y tuberías submarinas para poder englobar todo el proceso de producción desde la generación energética hasta el transporte de la materia prima fuera del parque.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Diseñar un sistema integrado para la producción de amoníaco verde (NH₃) frente a las costas de Manta, Ecuador evaluando los recursos energéticos disponibles, dimensionando el parque de generación híbrido offshore, y modelando la infraestructura de transporte a costa, con base en tecnologías renovables y de síntesis de amoníaco.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Evaluar la capacidad de generación del parque energético offshore frente a las costas de Manta a partir de los recursos renovables disponibles en la región.
- Diseñar una planta de producción offshore de amoníaco por medio de la energía disponible estimada para los diferentes sistemas a bordo.
- Modelar un amonioducto submarino para el transporte de amoníaco desde el parque offshore hasta la costa de San Mateo.
- Analizar la prefactibilidad económica mediante estimación de indicadores económicos como LCOE, LCOA, Periodo Payback, ROI, TIR y VAN.

CAPÍTULO 2

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Generación Eólica

Los aerogeneradores modernos funcionan automáticamente, comenzando a girar cuando el viento supera la fricción a una velocidad de arranque "cut-in wind speed" de alrededor de 4 m/s. La potencia aumenta rápidamente, estabilizándose en la potencia nominal "rated power" al alcanzar la velocidad nominal "rated wind speed" cerca de 15 m/s. Si el viento excede los 25 m/s, el sistema se detiene "cut-out wind speed" para prevenir daños (CANMET, 2004).

Los componentes principales de los sistemas modernos de energía eólica suelen consistir en lo siguiente:

- **Rotor**, con 2 o 3 palas, que convierte la energía del viento en energía mecánica en el eje del rotor;
- **Caja de cambios (gearbox)**, que adapta la rotación lenta del eje del rotor al generador eléctrico;
- **Torre alta**, que sostiene el rotor a gran altura sobre el suelo para capturar velocidades de viento más elevadas;
- **Buje**, que es el componente central de un aerogenerador que conecta las palas del rotor al eje principal.
- **Base sólida**, que evita que el aerogenerador se vuelque con vientos fuertes y/o condiciones de hielo; y
- **Sistema de control**, que inicia y detiene el aerogenerador y supervisa el funcionamiento adecuado de la maquinaria.

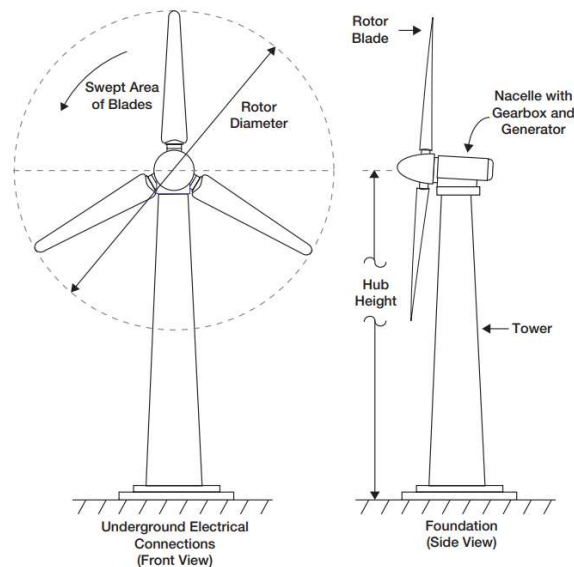


Figura 1 Configuración de una turbina típica de eje horizontal (CANMET, 2004)

2.1.1. Distribución de la Velocidad del Viento

La distribución de la velocidad del viento se calcula comúnmente mediante la función de densidad de probabilidad de Weibull, usada en ingeniería eólica por su ajuste a las velocidades medias observadas. En algunos casos, se emplea la distribución de Rayleigh, un caso especial de Weibull con factor de forma igual a 2. Esta función expresa la probabilidad $p(x)$ de que ocurra una velocidad x durante el año de la siguiente manera (Hiester & Pennell, 1981):

$$p(x) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{x}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{x}{c}\right)^k} \quad (1)$$

Esta expresión es válida para $k > 1$, $x \geq 0$ y $c > 0$, k es el factor de forma, especificado y típicamente entre 1 y 3. Para una velocidad media del viento dada, un factor de forma más bajo indica una distribución amplia de velocidades alrededor del promedio, mientras que uno alto la estrecha. Un k bajo suele aumentar la producción de energía para una velocidad media dada. c es el factor de escala, calculado con la siguiente ecuación (Hiester & Pennell, 1981):

$$c = \frac{\bar{x}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (2)$$

donde $\bar{x}$ es el valor medio de la velocidad de viento y Γ es la función Gamma.

Un enfoque para encontrar los parámetros de una distribución de Weibull se basa en la regresión lineal. Primero, se observa que la función de distribución acumulada de una distribución de Weibull puede expresarse como:

$$\ln[-\ln[1 - F(x)]] = k \ln x - k \ln c \quad (3)$$

Esto puede ser expresado como la ecuación lineal

$$y = kx' + b \quad (4)$$

donde $y = \ln[-\ln[1 - F(x)]]$, $x' = \ln(x)$ y $b = -k \ln(c)$.

En algunos casos, se calcula la distribución de la velocidad del viento a partir de la densidad de potencia eólica en el sitio, en lugar de la velocidad del viento. Las relaciones entre la densidad de potencia eólica **DPE** y la velocidad media del viento $\bar{v}$ suponiendo una velocidad máxima de 25 m/s son:

$$DPE = \sum_{x=0}^{x=25} \frac{1}{2} \rho x^3 p(x) \quad (5)$$

$$\bar{v} = \sum_{x=0}^{x=25} x p(x) \quad (6)$$

donde ρ es la densidad del aire y $p(x)$ es la probabilidad de tener una velocidad de viento x durante el año.

2.1.2. Curva de Energía

Los datos de la curva de energía representan la cantidad total de energía que produce un aerogenerador en un rango de velocidades medias anuales del viento. Se define la curva de potencia del aerogenerador en función de la velocidad del viento normalmente en incrementos de 1 m/s, desde 0 m/s hasta 25 m/s la mayoría de veces. Cada punto de la curva de energía, $E_{\bar{v}}$, se calcula como:

$$E_{\bar{v}} = 8760 \sum_{x=0}^{25} P_x p(x) \quad (7)$$

donde $\bar{v}$ es la velocidad media del viento considerada ($\bar{v}=3,4,\dots,15$ m/s), P_x es la potencia de la turbina a la velocidad del viento x , y $p(x)$ es la función de densidad de probabilidad de Weibull para la velocidad del viento x , calculada para una velocidad media del viento $\bar{v}$. El torque en el eje de baja velocidad [kNm] puede ser calculado a partir de la velocidad de rotación del rotor N [rpm] y de la potencia P [kW] de la turbina mediante la siguiente ecuación:

$$Q_{eje} = \frac{60P}{2\pi N} \quad (8)$$

2.1.3. Producción de Energía no Ajustada

La producción de energía no ajustada es la energía generada por las turbinas en condiciones estándar de temperatura y presión atmosférica. El cálculo se basa en la velocidad media del viento a la altura del buje para el sitio propuesto. Esta velocidad suele ser mayor que la registrada a la altura del anemómetro debido a la cizalladura del viento. El modelo calcula la velocidad a la altura del buje con una ecuación de ley de potencia (Gipe, 1995):

$$\frac{\bar{V}}{\bar{V}_0} = \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha \quad (9)$$

donde $\bar{V}$ es la velocidad media del viento a la altura del buje H , $\bar{V}_0$ es la velocidad del viento a la altura del anemómetro H_0 , y α es el coeficiente de fricción del viento y depende de la zona en la que será instalada la turbina (Alhassan A. Teyabeen, 2019). Los valores de H , H_0 , $\bar{V}_0$ corresponden a los datos descargados o medidos para el sitio de interés y α puede ser calculado con la siguiente ecuación:

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \ln(\bar{V}_0)}{1 - 0.088 \ln\left(\frac{H_0}{10}\right)} \quad (10)$$

Una vez calculada la velocidad media anual del viento a la altura del buje V , la producción de energía no ajustada E_U se obtiene interpolando la curva de energía de la Sección **¡Error!** **No se encuentra el origen de la referencia.** en el valor $\bar{V}$.

2.1.4. Efecto Estela Aerodinámico

El efecto de estela de los aerogeneradores se refiere a la perturbación en el flujo del viento causada por la extracción de energía por parte de un aerogenerador. Esto genera una zona de aire más lento y turbulento detrás del rotor, lo que puede afectar significativamente el rendimiento y la eficiencia de los aerogeneradores ubicados corriente abajo en un parque eólico (R. J. Barthelmie, 2006). Para obtener la velocidad de estela U_{wk} se puede hacer uso del modelo Risoe WAsP:

$$U_{wk} = U_{fs} \left[1 - (1 - \sqrt{1 - C_T}) \left(\frac{D}{D + 2k_{wk}X} \right)^2 \right] \quad (11)$$

donde C_T es el coeficiente de empuje (determinado para una específica turbina eólica a una específica velocidad del viento incidente U_{fs}), D es el diámetro del rotor de la turbina, X es la distancia en dirección del viento desde la turbina, y k_{wk} es una constante de decaimiento de estela (valores sugeridos son 0.05 offshore, 0.075 onshore).

2.2. Generación Fotovoltaica

La tasa de emisión de energía del sol es de 3.8×10^{23} kW, resultado de la conversión de 4.3×10^9 g/s de masa en energía. De esta cantidad total, solo una pequeña fracción, aproximadamente 1.7×10^{14} kW, es interceptada por la Tierra, que se encuentra a unos 150 millones de km del sol (Goswami, 2015).

La energía solar es la fuente de energía permanente más abundante del mundo. El planeta Tierra recibe 5000 veces más energía solar que todas las demás fuentes combinadas. De esta cantidad, el 30% se refleja al espacio, el 47% se convierte en calor y se irradia al espacio, y el 23% impulsa el ciclo de evaporación/precipitación. Menos del 0.5% se convierte en energía cinética del viento, olas y almacenamiento fotosintético en plantas (Goswami, 2015).

La radiación terrestre total es aproximadamente un tercio de la radiación extraterrestre anual, con el 70% cayendo sobre los océanos. Sin embargo, el resto, 1.5×10^{17} kW·h, que llega a la tierra, es una enorme cantidad de energía, aproximadamente 6000 veces el consumo total de energía de EE.UU. en 2009. Sin embargo, solo una pequeña fracción puede aprovecharse debido a limitaciones físicas y socioeconómicas (Goswami, 2015).

2.2.1. Declinación y Ángulos Solares

La **declinación solar** es el ángulo entre los rayos del sol y el plano del ecuador terrestre, variando a lo largo del año entre **+23.5°** y **-23.5°** debido a la inclinación del eje de la Tierra (aproximadamente 23.5°) y su movimiento alrededor del sol. Este cambio causa las estaciones y afecta la duración del día y la intensidad de la radiación solar por latitud. Es **0°** durante los equinoccios, cuando el sol está directamente sobre el ecuador (Goswami, 2015).

$$\delta_s = 23.45^\circ \sin\left[\frac{360(284 + n)}{365}\right] \quad (12)$$

donde n es el número de días durante el año con 1ro de enero siendo $n=1$.

Ángulo cenital solar: El ángulo formado por la dirección del sol y la vertical local.

Ángulo de elevación solar: El ángulo formado por la dirección del sol y el horizonte.

Ángulo azimutal solar, azimut solar: El ángulo formado por la proyección de la dirección del sol en el plano horizontal y el norte.

2.2.2. Radiación Solar Terrestre

Irradiancia de banda ancha: La irradiancia integrada sobre un amplio espectro. No está bien definida y se utiliza como un término común para indicar que la radiación se integra sobre un cierto rango de longitudes de onda. Puede usarse para denotar la radiación solar medida por piranómetros, por ejemplo, desde 300 nm hasta 2200 nm. También puede encontrarse el término "UV de banda ancha", en contraste con el "UV espectral" (Wald, 2018).

Irradiancia: La potencia recibida por unidad de área; su unidad es W m^{-2} .

Irradiación: La energía recibida por unidad de área; su unidad es J m^{-2} . Aunque comúnmente se usa Wh m^{-2} en mediciones comerciales de energía eléctrica, se recomienda evitarla.

Energía radiante: La cantidad de energía transferida por radiación. Se expresa en J (Joule).

Flujo radiante: La tasa de flujo de energía radiante en el tiempo. Se expresa en W (Watt).

Distribución espectral de la irradiancia: La distribución de la irradiancia en función de la longitud de onda.

Irradiación difusa, irradiancia difusa (DHI): La irradiación o irradiancia de onda corta dispersada hacia abajo, proveniente de todo el hemisferio, excluyendo el ángulo sólido del disco solar. Generalmente no incluye la parte de la irradiación reflejada por el suelo en el caso de un plano receptor inclinado (Wald, 2018).

Irradiación directa, irradiancia directa (DNI): La irradiación o irradiancia de onda corta proveniente del ángulo sólido del disco solar.

Irradiación global, irradiancia global (GHI): La irradiación o irradiancia de onda corta recibida a nivel del suelo; es la suma de las irradiaciones directa, difusa y reflejada.

Irradiación reflejada, irradiancia reflejada (GRI): La irradiación o irradiancia reflejada por el suelo e incidente sobre un plano receptor inclinado.

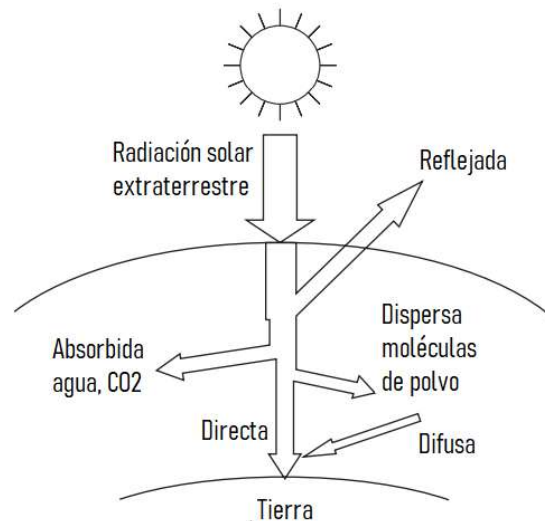


Figura 2 Atenuación de la radiación solar a medida que pasa a través de la atmósfera (Goswami, 2015)

2.2.3. Características de una Celda Solar

Las características típicas de corriente, voltaje y potencia de una célula solar (o celda fotovoltaica) son fundamentales para entender su funcionamiento y rendimiento:

Corriente de cortocircuito (I_{sc}): Es la corriente máxima que genera la célula solar cuando sus terminales están en cortocircuito (voltaje = 0). Depende de la intensidad de la luz incidente y del área de la célula.

Corriente de operación (I_{op}): Es la corriente que fluye cuando la célula está conectada a una carga y genera electricidad.

Voltaje de circuito abierto (V_{oc}): Es el voltaje máximo que genera la célula solar cuando no hay carga conectada (corriente = 0). Depende del material semiconductor utilizado.

Voltaje de operación (V_{op}): Es el voltaje en los terminales de la célula cuando está conectada a una carga y genera electricidad.

Potencia PV: La potencia generada por una célula solar es el producto de la corriente y el voltaje en un punto de operación dado ($P = V \times I$).

Punto de máxima potencia (P_{max}): Es el punto en la curva I-V donde la célula genera la máxima potencia. Este punto se encuentra entre el voltaje de circuito abierto (V_{oc}) y la corriente de cortocircuito (I_{sc}).

Factor de llenado (FF): Es un indicador de la eficiencia de la célula y se calcula como la relación entre la potencia máxima (P_{max}) y el producto de V_{oc} e I_{sc} ($FF = P_{max} / (V_{oc} \times I_{sc})$).

La curva I-V de una célula solar muestra la relación entre la corriente y el voltaje en diferentes condiciones de operación. En condiciones de oscuridad, la célula se comporta

como un diodo y no genera corriente. Bajo iluminación, la curva se desplaza hacia el cuarto cuadrante, indicando que la célula genera energía (Goswami, 2015).

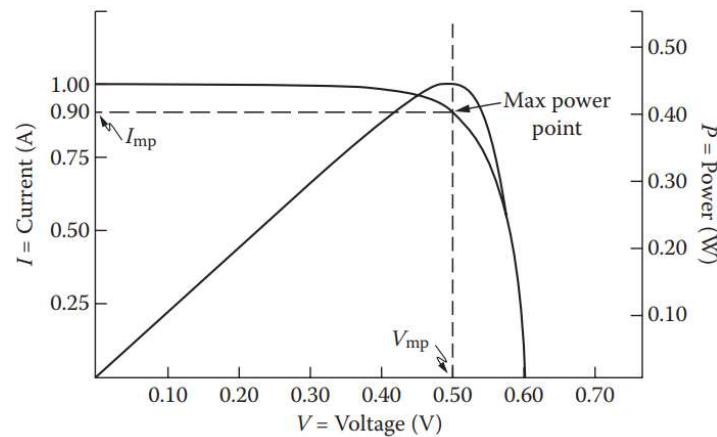


Figura 3 Características Típicas de corriente, voltaje y potencia de una celda solar (Goswami, 2015)

2.2.4. Sistema Fotovoltaico

Las células solares pueden conectarse en serie, en paralelo o en ambas configuraciones para lograr el voltaje y la corriente deseados. En serie, se suman los voltajes; en paralelo, se suman las corrientes. Si las células tienen características diferentes, la salida varía como se muestra en la **Figura 6**. Las células forman módulos, los módulos forman paneles y los paneles forman arreglos, aplicándose los mismos principios de conexión (**Figura 5**) en todos los casos (Goswami, 2015).

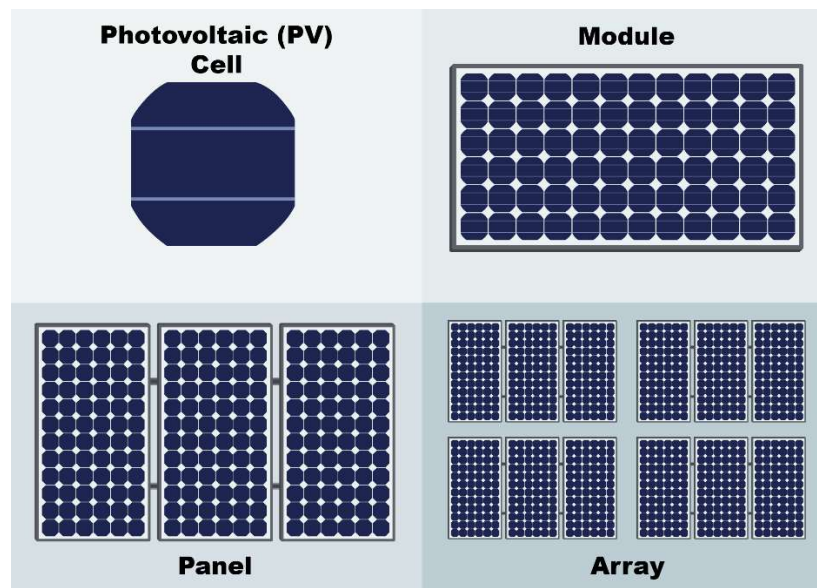


Figura 4 Diferencias entre celda, módulo, panel y arreglo (UCF, 2025)

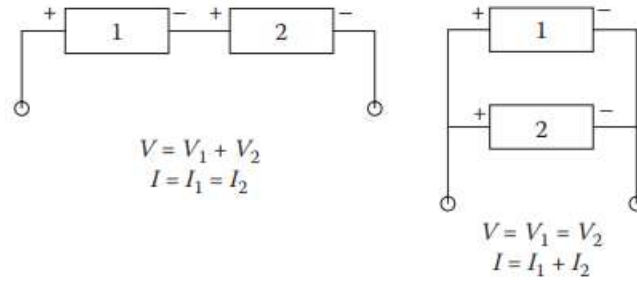


Figura 5 Características de dos celdas conectadas en serie (izquierda) y paralelo (derecha); (Goswami, 2015)

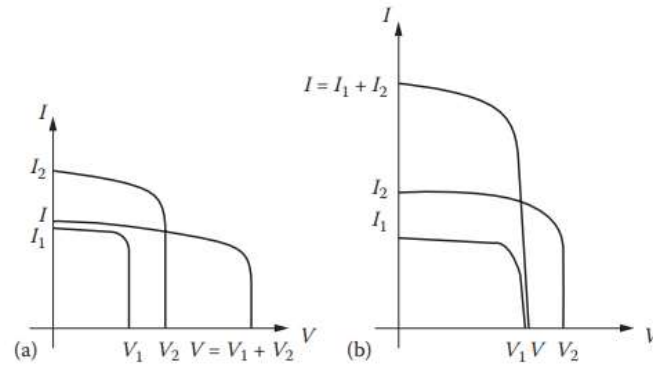


Figura 6 Características de 2 celdas conectadas en (a) serie y (b) paralelo (Goswami, 2015)

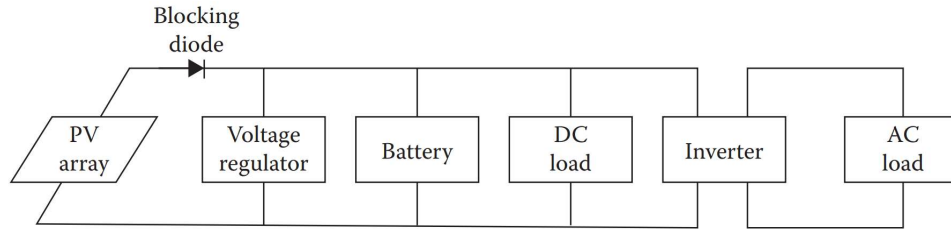


Figura 7 Esquema de un sistema PV (Goswami, 2015)

En cuanto a la temperatura, cuando todos los parámetros se mantienen constantes, a mayor temperatura, menor será el voltaje. Esto se considera una pérdida de potencia. Por otro lado, si la temperatura disminuye respecto a las condiciones originales, la salida del sistema fotovoltaico (PV) muestra un aumento en el voltaje y la potencia (Chaaban, 2023).

$$T_{mod} = T_{amb} + G \times \frac{(NMOT - 20^{\circ}C)}{800 \text{ W/m}^2} \quad (13)$$

$$P(T) = P_{STC} \left[1 + \frac{\gamma_P}{100\%} (T_{mod} - 25^{\circ}C) \right] \times PLF \quad (14)$$

$$V_{OC}(T) = V_{OCSTC} \left[1 + \frac{\gamma_V}{100\%} (T_{mod} - 25^{\circ}C) \right] \quad (15)$$

$$I_{SC}(T) = I_{SCSTC} \left[1 + \frac{\gamma_I}{100\%} (T_{mod} - 25^{\circ}C) \right] \quad (16)$$

donde T_{mod} es la temperatura del módulo para un momento dado, T_{amb} es la temperatura ambiental en un momento dado obtenida de datos de recursos meteorológicos del sitio, G

es la irradiancia global horizontal también obtenida de los datos de recursos meteorológicos del sitio, **NMOT** o **NOCT** es la temperatura operativa normal del módulo, **P_{STC}** es la potencia pico DC del módulo en condiciones estándar de prueba, **γ_P** es el coeficiente de temperatura de potencia máxima, **γ_V** e **γ_I** son los coeficientes de temperatura para el voltaje de circuito abierto y la corriente de cortocircuito respectivamente, y **PLF** es un factor de pérdidas varias de potencia DC del módulo, generalmente asumido 0.8 (Chaaban, 2023).

2.3. Generación Hidrocinética Oceánica

Las corrientes oceánicas son impulsadas por el calentamiento solar y el viento en las aguas cercanas al ecuador, así como por las mareas, la salinidad y la densidad del agua. Las corrientes pueden dividirse en dos tipos: corrientes marinas y corrientes de marea. Las corrientes marinas son relativamente constantes y fluyen en una dirección. Las corrientes de marea ocurren cerca de la costa debido a las fuerzas gravitacionales (Grabbe, 2008).

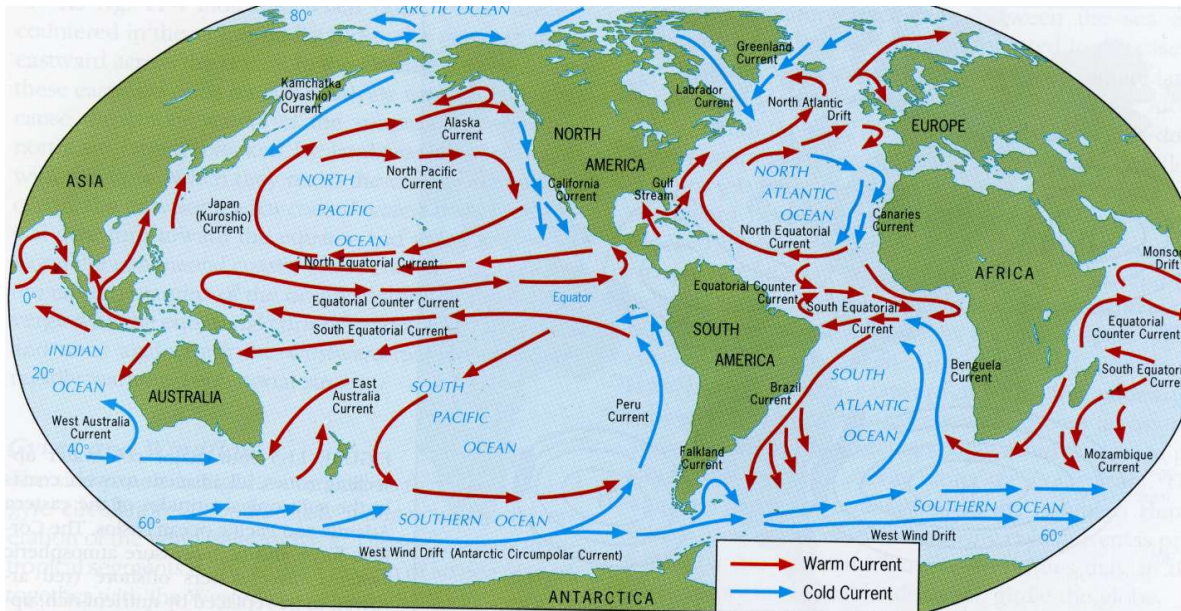


Figura 8 Distribución mundial de las corrientes oceánicas, mostrando posiciones promedio y temperaturas relativas (de Blij & Muller, 1976)

Las corrientes son cuerpos en movimiento, como el viento. La energía de las corrientes puede calcularse utilizando la fórmula de la energía cinética de los cuerpos en movimiento:

$$KE = \left(\frac{P}{A}\right)_{\text{Agua}} = \frac{1}{2} \rho V^3 \quad (17)$$

La cantidad de energía cinética que puede extraer una turbina de un fluido en movimiento a menudo se denomina coeficiente de potencia **C_p** (Grabbe, 2008). Por lo tanto, la cantidad de potencia que la turbina puede capturar y convertir en potencia mecánica en el eje de la turbina puede expresarse, de acuerdo con la ecuación (18), como:

$$P_t = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 \quad (18)$$

2.3.1. Efecto Estela Hidrodinámico

La velocidad media en la línea central de la estela se calcula con el modelo de Jensen tal como en la Ecuación (11). Esta expresión usada para turbinas eólicas puede usarse también para el efecto de estela hidrodinámico en turbinas hidrocínéticas, pero se debe tomar en cuenta la relación mediante experimentos hidrodinámicos del coeficiente Jensen α que es a su vez la constante de decaimiento de estela k_{wk} con la intensidad de turbulencia TI de la corriente (Parakram Pyakurel, 2017):

$$\alpha = 0.00003TI^4 - 0.0009TI^3 + 0.0097TI^2 - 0.0396TI + 0.0763 \quad (19)$$

donde TI depende de la desviación estándar y la velocidad media de la corriente:

$$TI = \frac{\sigma u}{\bar{U}} \quad (20)$$

Para hallar el empuje de la turbina hidrocínética se puede partir de la Ecuación que relaciona el empuje T con la velocidad del flujo V y la potencia eléctrica P_E , asumiendo una eficiencia de la unidad η_U de 70% (Molland, Turnock, & Hudson, 2011). A partir del empuje se puede obtener el coeficiente de empuje C_T en el caso que el fabricante no proporcione este dato.

$$T = \frac{P_T}{U_0} = \frac{P_E}{\eta_U V} \quad (21)$$

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2} \rho A V^2} \quad (22)$$

donde P_T es la potencia de empuje de la turbina, A el área de disco de la turbina y ρ la densidad del agua salada.

2.4. Factor de Capacidad del Parque

El factor de capacidad del parque FCP representa la relación entre la potencia promedio generada por el parque en un año y su capacidad de potencia nominal. (CANMET, 2004) Se calcula de la siguiente manera:

$$FCP = \left(\frac{E_c}{CP \cdot h_y} \right) 100 \quad (23)$$

donde E_c es la energía renovable recolectada, expresada en kWh, CP es la capacidad nominal del parque, expresada en kW, y h_y es el número de horas en un año.

2.5. Plataformas Offshore de Generación

Las estructuras flotantes tipo barcaza cuentan con un solo casco que atraviesa la línea de flotación. Tienen una gran superficie en contacto con el agua, lo que proporciona estabilidad; sin embargo, esto también puede hacerlas más susceptibles a las cargas de las olas. Sus dimensiones generales son menores en comparación con las estructuras semisumergibles equivalentes (B. Cerfontaine, 2024).

Hasta la fecha, se han instalado estructuras flotantes tipo barcaza como el "Damping Pool" de BW Ideol y el "SATH" de Saitec Offshore Technologies. Estas estructuras son adecuadas para profundidades de agua superiores a 40 metros. Entre las variables de diseño se incluyen el material de construcción (acero) y la forma del casco único, que puede ser rectangular o cilíndrica. Otra variable clave entre los diseños es la presencia y el tamaño de un "moonpool" (abertura en el casco) para mejorar la estabilidad de la estructura en condiciones de mar agitado. Además, pueden utilizarse con una amplia variedad de configuraciones de amarre y anclaje (B. Cerfontaine, 2024).

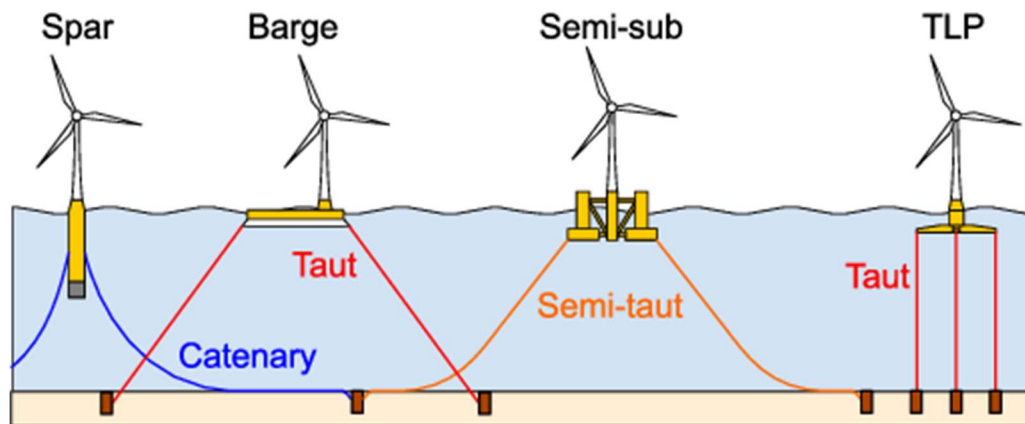


Figura 9 Tipos de plataformas flotantes offshore para generación eólica: Spar, Barcaza, Semi-sub y TLP, (B. Cerfontaine, 2024)

2.5.1. Características de una Plataforma Barcaza

La turbina puede montarse sobre la estructura de la barcaza en un puerto protegido y luego ser remolcada al sitio de instalación, ya que la estructura combinada es estable durante el transporte.

Se reducen los costos de transporte e instalación asociados con la construcción de proyectos flotantes que utilizan estructuras tipo barcaza en comparación con las estructuras tipo *spar*, que solo pueden utilizar puertos especializados debido a su profundidad, o las plataformas de piernas tensadas (TLP), que requieren soluciones especializadas para el transporte y la instalación debido a su baja estabilidad hasta que se instalan (B. Cerfontaine, 2024).

Las barcasas pueden experimentar grandes movimientos de *heave* (ascenso y descenso) en condiciones climáticas extremas cuando el período de las olas se acerca a su período natural de *heave*. Esto puede requerir que las turbinas instaladas en estructuras tipo barcaza estén diseñadas para soportar mayores movimientos de la torre en comparación con otros tipos de estructuras (B. Cerfontaine, 2024).

2.5.2. Área de Fondeo

Es necesario determinar la longitud de la cadena de forma que la capacidad de retención del ancla de fondeo y de la cadena depositada en el fondo puedan resistir las fuerzas que actúan sobre la barcaza en las condiciones previstas. En general, la estabilidad del sistema de amarre aumenta conforme se incrementa la longitud de la cadena del ancla (Ali Sheikhbahaei, 2016). El área de fondeo se define como un círculo con un radio equivalente

a la suma de la eslora de la barcaza L y la distancia horizontal entre la proa y el centro de rotación.

Tabla 1 Área de fondeo* en amarre con ancla (Ali Sheikhbahaei, 2016)

Purpose of the use of the basin	Anchorage method	Sea bottom material or wind speed	Radius
Offshore waiting or cargo handling	Swinging mooring	Good anchoring	$L + 6D$
		Poor anchoring	$L + 6D + 30m$
	Moring with two anchors	Good anchoring	$L + 4.5D$
		Poor anchoring	$L + 4.5D + 25m$

*En este caso D representa la profundidad del sitio donde se encuentra la barcaza.

2.6. Sistemas de Colección y Transmisión de Potencia

Los fabricantes de cables a menudo pueden proporcionar información sobre los valores corregidos de caída de tensión cuando la corriente es menor que la capacidad total de corriente del cable, habiendo realizado los cálculos necesarios según las indicaciones. Si el tamaño del cable requerido para limitar la caída de tensión es solo un tamaño superior al necesario según la capacidad térmica, es poco probable que el análisis ofrezca un beneficio (Castro, 2022). La corriente nominal que pasa por un cable se calcula de la siguiente manera:

$$I_R = \frac{S}{\sqrt{3}V} = \frac{P}{\sqrt{3}V \cos \phi} \quad (24)$$

donde S es la potencia aparente transportada por el cable y P es la potencia real o activa, $\cos \phi$ representa el factor de potencia y V el voltaje. A medida que se conectan plataformas a una sola rama, los cables posteriores deben tener la capacidad de transportar una mayor corriente I (Chang Xu, 2023). Este incremento de capacidad de corriente nI tiene como múltiplo n al número de las turbinas conectadas a esa rama, debido a que soportan sus potencias como se muestra en la siguiente figura:

cada segmento del cable: (a) sumergido y (b) fuera del agua. Este procedimiento puede desarrollarse aún más para combinar tres o más segmentos con distintas secciones transversales, con el fin de analizar diversos casos de estudio en las industrias del petróleo, gas y energía eólica, como la instalación de umbilicales, tuberías, líneas de anclaje, etc. (Mamatsopoulos, Michailides, & Theotokoglou, 2020)

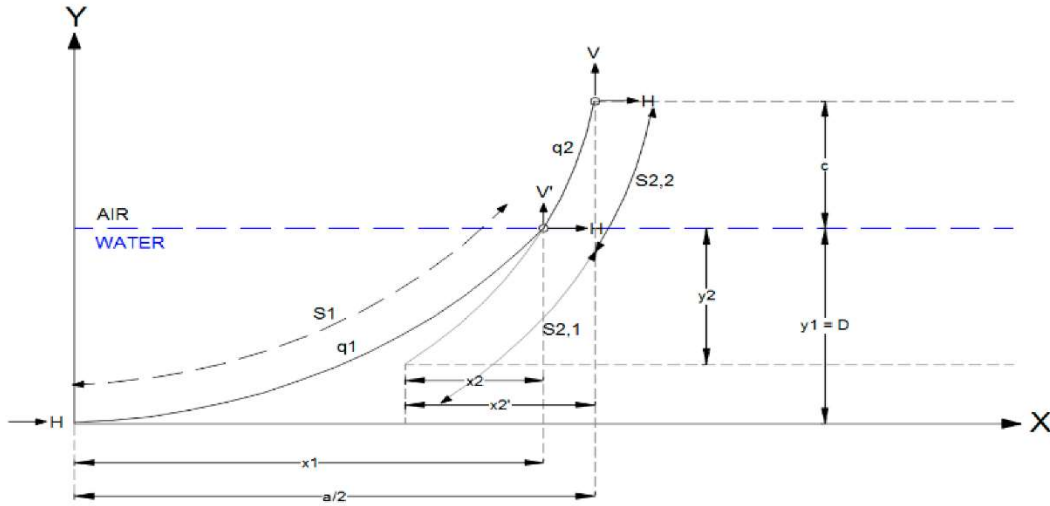


Figura 11 Símbolos usados para la formulación matemática de la catenaria submarina (Mamatsopoulos, Michailides, & Theotokoglou, 2020)

- Profundidad del agua, D ;
- Distancia entre el nivel del mar y la salida por la borda en la barcaza, c ;
- Tensión en el fondo en el punto de contacto con el fondo marino (TDP), H ;
- Peso del cable en el agua, q_1 (Anexo E);
- Peso del cable en el aire, q_2 (Anexo E).

Las siguientes ecuaciones presentan los parámetros que definen la forma de la catenaria, mientras que la Figura 11 ilustra cómo se relacionan dichos parámetros con la configuración del cable. A continuación, se presenta el procedimiento iterativo paso a paso.

Paso I: Determinación de la curva de catenaria sumergida

Para $y = y_1 = D$ y $q = q_1$, x_1 se determina utilizando la Ecuación (25):

$$x = \frac{H}{q} \cosh^{-1} \left(\frac{yq}{H} + 1 \right) \quad (25)$$

Para $x = x_1$, S_1 y V' se determinan utilizando las Ecuaciones (26) y (27):

$$S = \frac{H}{q} \sinh \left(\frac{xq}{H} \right) \quad (26)$$

$$V = H \sinh \left(\frac{xq}{H} \right) \quad (27)$$

donde S es la longitud a lo largo de la configuración curva del cable y V es el componente vertical de la fuerza interna.

Por lo tanto, al final de este paso, se ha calculado V' del nodo de equilibrio ficticio, lo que da paso a la siguiente etapa con múltiples iteraciones.

2.8. Pérdidas en los Cables

La **resistividad** (o resistencia específica) es una propiedad fundamental de los materiales que determina su capacidad para oponerse al flujo de corriente eléctrica. En aplicaciones de ingeniería eléctrica y electrónica, conocer la resistividad de los materiales conductores es esencial para diseñar circuitos eficientes, seleccionar cables adecuados y minimizar pérdidas de energía (Castro, 2022).

Tabla 3 Resistividad de materiales para cables (Castro, 2022)

Material del cable	Resistividad por metro	
Cobre (Cu)	0.0174 [$\mu\Omega \cdot m$]	1.724E-8 [$\Omega \cdot m$]
Aluminio (Al)	0.0265 [$\mu\Omega \cdot m$]	2.65E-8 [$\Omega \cdot m$]
Plata (Ag)	0.0265 [$\mu\Omega \cdot m$]	2.65E-8 [$\Omega \cdot m$]
Carbono (C)	0.1 [$\mu\Omega \cdot m$]	10E-8 [$\Omega \cdot m$]
Hierro (Fe)	0.1 [$\mu\Omega \cdot m$]	10E-8 [$\Omega \cdot m$]

La fórmula para calcular la resistencia de un material conductor específico se basa en una temperatura ambiente normal de 20 °C.

$$R = \rho \frac{L}{A} \quad (28)$$

donde

- R = resistencia del conductor (ohms, Ω)
- ρ = resistividad del conductor (ohm metro, $\Omega \cdot m$)
- L = longitud del conductor (m)
- A = Sección transversal del conductor (m^2)

2.8.1. Pérdidas Óhmicas

Estas pérdidas describen la potencia disipada en forma de calor en un conductor debido al paso de corriente eléctrica. En esta fórmula, P_L es la potencia disipada [W], I la corriente [A], y R la resistencia eléctrica del conductor [Ω]. Esta pérdida es conocida como **pérdida por efecto Joule**, y es fundamental en el diseño de cables eléctricos, ya que influye en su eficiencia y en la necesidad de disipación térmica (Castro, 2022).

$$P_L = I^2 R \quad (29)$$

El modelo de Brakelmann es utilizado para calcular las pérdidas óhmicas en conductores teniendo en cuenta la dependencia con la temperatura. A diferencia del enfoque clásico, este modelo introduce correcciones que reflejan cómo la resistencia del conductor varía al aumentar su temperatura con la carga eléctrica (Castro, 2022). Así, se obtiene una

estimación más precisa de las pérdidas reales en condiciones operativas, especialmente cuando el calentamiento del cable es significativo.

El modelo de Brakelmann ajusta el parámetro c_α , que se utiliza como factor de corrección de la resistencia del conductor a temperaturas distintas de los 20 °C de referencia. El valor de c_α depende directamente del incremento de temperatura y del coeficiente de temperatura del material conductor α_T , lo que permite modelar con mayor precisión las pérdidas óhmicas a temperaturas operativas reales (Castro, 2022).

$$c_\alpha = 1 + \alpha_T(\theta_U - 20) \quad (30)$$

donde α_T es 0.00403 [1/K] para Aluminio y 0.00393 [1/K] para Cobre, y θ_U es la temperatura promedio del agua. Por lo tanto, la ecuación de pérdidas óhmicas de un conductor tomando en cuenta los efectos de temperatura es la siguiente:

$$P_{LT} = 3P_L \frac{c_\alpha}{c_\alpha + \alpha_T \Delta\theta_{Lmax} \left[1 - \left(\frac{I}{I_N} \right)^2 \right]} \quad (31)$$

$$\Delta\theta_{Lmax} = \theta_{Lmax} - 20 \quad (32)$$

donde P_L representa las pérdidas óhmicas calculada en la Ecuación (29) sin el efecto de la temperatura, I representa la corriente máxima que pasa por el conductor, I_N representa la corriente nominal del cable seleccionado y θ_{Lmax} representa la máxima temperatura que puede alcanzar el conductor; este último dato es también dado por el fabricante.

2.8.2. Pérdidas Dieléctricas

Las pérdidas dieléctricas en un conductor no ocurren en el propio material conductor, sino en el aislamiento que lo rodea, especialmente cuando se somete a tensiones alternas. Estas pérdidas se deben a la polarización del material dieléctrico y a las corrientes de fuga internas, que generan disipación de energía en forma de calor (Castro, 2022).

$$P_D = 3V_{PN}^2 \omega C \tan(\delta) L \quad (33)$$

donde V_{PN} es el voltaje de fase a neutro, ω es igual a $2\pi f$ donde f representa la frecuencia (60 Hz en el caso de Ecuador), C es la capacitancia dada por el fabricante, $\tan(\delta)$ es el tangente de pérdidas o también conocido como factor de disipación dieléctrica.

2.9. Pérdidas de Transformación

Se requiere un transformador elevador para conectar Generadores en una plataforma al parque, estos pueden ser los aerogeneradores (WTGs) individuales, grupos de WTGs o inversores a la red eléctrica de media tensión, con el fin de elevar adecuadamente el voltaje de salida del inversor entre 300 - 690 V al rango de media tensión 13.8 - 66 kV. Un transformador de potencia tiene dos tipos de pérdidas: pérdidas de carga y pérdidas en vacío (Ahmad, 2012).

Las pérdidas de carga (LL) ocurren cuando el transformador está en funcionamiento y suministrando energía a la carga. Se generan principalmente por el efecto Joule en los

devanados de cobre o aluminio, debido a la resistencia eléctrica de estos materiales. Su magnitud depende del cuadrado de la corriente que circula (I^2R), por lo que aumentan significativamente con cargas elevadas. También incluyen pérdidas por corrientes parásitas en los conductores y dispersión de flujo magnético (Ahmad, 2012).

Las pérdidas en vacío (NLL) están presentes siempre que el transformador está energizado, incluso sin carga conectada. Se originan en el núcleo magnético de acero y son causadas principalmente por la histéresis magnética (ciclos de magnetización/desmagnetización) y las corrientes parásitas que circulan en las láminas del núcleo. A diferencia de las pérdidas de carga, son constantes y dependen del voltaje aplicado y la frecuencia, pero no de la corriente de carga (Ahmad, 2012).

En la siguiente tabla se muestran los valores típicos de pérdidas para un transformador de potencia elevador de voltaje de dos devanados refrigerado por aceite, de 6.5 MVA. Las pérdidas en el núcleo representan aproximadamente el 10% de las pérdidas en el devanado a máxima carga.

Tabla 4 Pérdidas de carga y en vacío para transformador de elevador de 6.5 MVA
(Ahmad, 2012)

Baja Tn. [kV]	0.69	0.69	0.69
Alta Tn. [kV]	30	45	66
P_{Cu} LL [kW]	43.55	45.81	48.98
P_{Fe} NLL [kW]	4.4	4.6	4.9

Los transformadores elevadores de baja tensión generalmente son usados para potencias menores que vienen de inversores fotovoltaicos o de otros generadores DC. A continuación, se presentan las pérdidas típicas para un transformador elevador de 300 a 690 V.

Tabla 5 Pérdidas en transformador trifásico de baja tensión (ABB, Samdex Low Voltage Transformers, 2025)

Baja Tns. [V]	300
Alta Tns. [V]	690
P_{Cu} LL [kW]	6.8
P_{Fe} NLL [kW]	2.65

2.10. Capacidades de la FPSO

Una FPSO (Floating Production, Storage and Offloading) es una plataforma flotante generalmente en forma de barco carguero que produce, almacena y transfiere petróleo, gas o algún otro químico en alta mar. Funciona como una planta industrial móvil, procesando hidrocarburos o químicos y almacenándolos en su casco hasta su descarga a buques cisterna o redes de tuberías. Ideal para aguas profundas, puede reubicarse y opera sin necesidad de infraestructura fija (Baardsen, 2022).

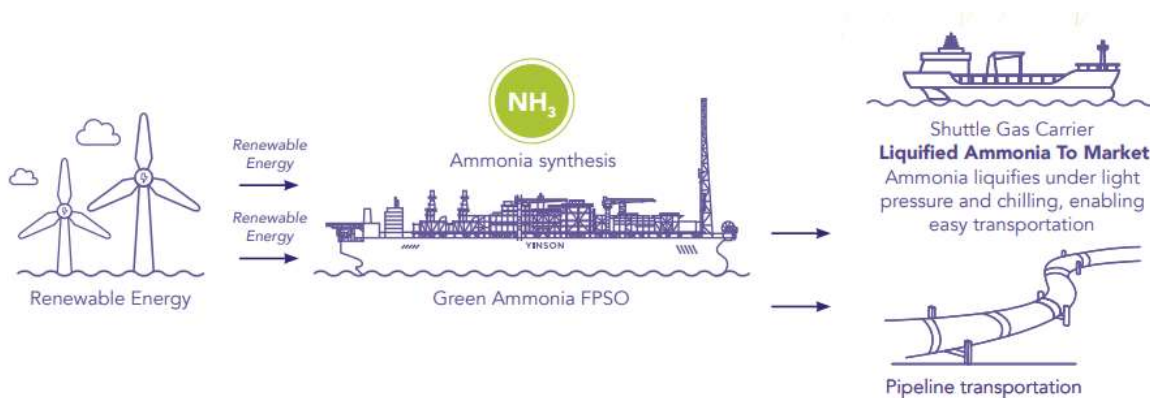


Figura 12 Distribución del amoníaco verde offshore desde su producción (Yinson, 2025)

Si la FPSO tiene como función producir NH_3 ; el gas de amoníaco producido por la unidad se condensa, y el amoníaco líquido se almacena en el casco para posteriormente transferirlo a un buque transportador de amoníaco. La NH_3 FPSO permanece amarrada de forma permanente, pero puede reubicarse cuando sea necesario mediante una desconexión planificada (Baardsen, 2022). La transferencia se realiza a través de una manguera flotante, que se despliega desde la popa del barco hasta el manifold de medio buque del transportador de amoníaco o hacia la costa mediante una tubería submarina.

Según (Morgan, 2013), el tamaño de una planta de amoníaco tiene una relación lineal con la potencia requerida por la planta, dada por:

$$\dot{m}_{\text{NH}_3} = 2.075 P_{\text{NH}_3} \quad (34)$$

donde $\dot{m}_{\text{NH}_3}$ es la capacidad de la planta dada en ton/día y P_{NH_3} es la potencia requerida por la planta en MW.

2.10.1. Producción de Agua

Una de las sustancias que necesita la planta para producir amoníaco es el agua pura. Esta agua obtenida por medio de un proceso de desalinización es usada por los electrolizadores para producir hidrógeno, es usada para consumo por la tripulación y también para varios sistemas de refrigeración a bordo en los que no se use nitrógeno. Existen dos tipos principales de tecnologías de desalinización de agua de mar: por membranas (ósmosis inversa, RO) y térmica (destilación multiefecto, MED, y compresión mecánica de vapor, MVC).

- La desalinización por ósmosis inversa (RO) utiliza el principio de ósmosis para eliminar la sal y otras impurezas, haciendo pasar el agua a través de una serie de membranas semipermeables.
- La desalinización térmica emplea calor, proveniente de centrales eléctricas o refinerías, para evaporar y luego condensar el agua, purificándola.

Tabla 6 Características de los tres mayores procesos eléctricos de desalinización
(Morgan, 2013)

Proceso	Requerimiento de potencia mecánica [kWh/m ³ de permeado]	Calidad del agua salada de entrada [ppm TDS]	Pureza del permeado [ppm TDS]
Compresión de Vapor	8-16 (16)	Cualquier	<20
Ósmosis Inversa	5-13 (10)	Cualquier	250-700
Electrodialisis	12	3000-11000	20-700

Por la alta pureza del agua destilada producida por el proceso MVC, este es normalmente usado para dar eficiencia a electrolizadores y prolongar su vida útil. El proceso MVC (Mechanical Vapor Compression) es un sistema de desalinización de baja presión impulsado por compresor, en el que el agua de mar fluye hacia la unidad a través de un conjunto de intercambiadores de calor, donde se calienta mediante el intercambio de calor residual del producto (agua desalinizada) y la salmuera, que son expulsados de la unidad (Ettouney, 2002).

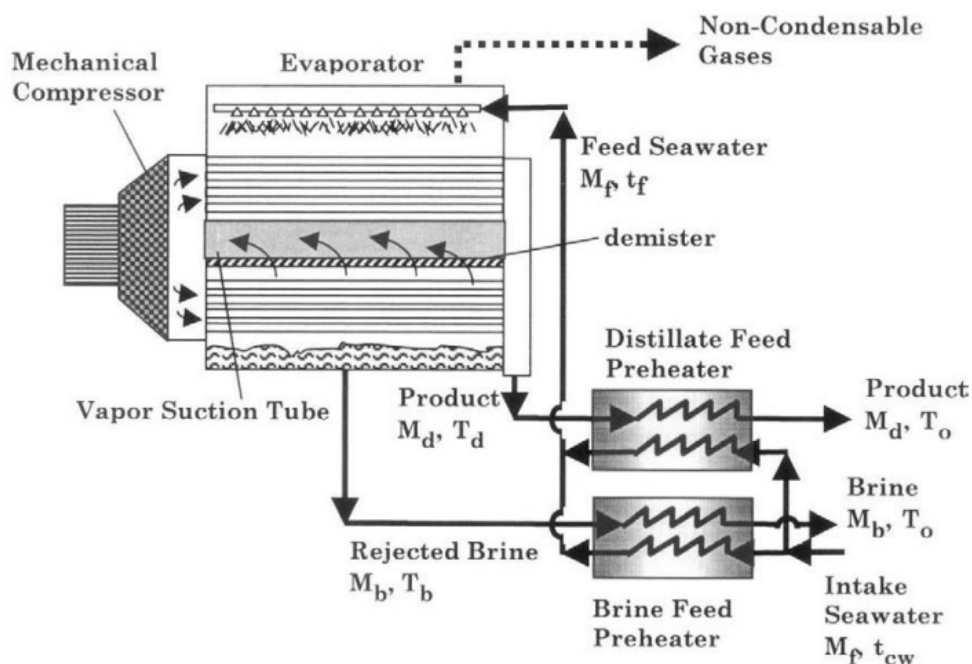


Figura 13 Proceso de compresión mecánica de vapor (MVC) de efecto simple con evaporación por aspersión (Ettouney, 2002)

Después de los intercambiadores de calor, el agua de mar fluye hacia un condensador auxiliar, donde se desaera antes de ingresar al evaporador-condensador MVC. En el evaporador-condensador, el agua de mar se rocía en forma de película descendente sobre la superficie superior de los haces de tubos horizontales del intercambiador de calor, intercambiando calor con el vapor de agua que fluye dentro de los tubos (Ettouney, 2002).

Este intercambio de calor provoca que parte del agua de mar se evapore, mientras que el vapor de agua dentro de los tubos se condensa y se convierte en permeado (agua desalinizada). El agua de mar que no se evapora se recircula y se rocía nuevamente sobre la superficie superior de los tubos de transferencia de calor hasta alcanzar la salinidad objetivo, para luego ser expulsada de la unidad MVC como salmuera (Ettouney, 2002).

El vapor de agua generado se extrae del evaporador-condensador a través de eliminadores de niebla utilizando un compresor mecánico, que es el componente central del proceso MVC. La función del compresor es impulsar el proceso al succionar continuamente el vapor generado, comprimirlo a una presión y temperatura más altas, e introducirlo en los tubos de transferencia de calor (Ettouney, 2002).

El proceso MVC puede implementarse en una configuración de una sola etapa o de múltiples etapas, en la que el vapor generado en un efecto fluye hacia los tubos de transferencia de calor del siguiente efecto para producir más agua desalinizada. La energía mecánica del compresor mecánica está dada por:

$$W = \frac{\gamma}{\eta(\gamma - 1)} p_i v_i \left(\left(\frac{p_s}{p_i} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right) \times \frac{1000 \dot{m}_{H_2O}}{3600 \times 24} \quad (35)$$

donde W es el consumo de potencia, $\dot{m}_{H_2O}$ es el consumo de agua en la planta tanto por las maquinarias como por la tripulación (45 gpd/día), p es la presión, v es el volumen específico, η es la eficiencia del compresor, y γ es la eficiencia isentrópica o radio de compresión igual a 1.32. Debe notarse que la presión de entrada (p_i) es igual a la presión de vapor del vapor formado a la temperatura de la salmuera (T_b) y la presión de salida (p_s) es la presión del vapor comprimido a (T_s). Estos valores pueden ser obtenidos de las tablas de vapor o de las siguientes correlaciones:

$$p = 10.17246 - 0.6167302(T) + 1.832249 \times 10^{-2}(T)^2 - 1.77376 \times 10^{-4}(T)^3 + 1.47068 \times 10^{-6}(T)^4 \quad (36)$$

$$v = 163.3453 - 8.04142(T) + 0.17102(T)^2 - 1.87812 \times 10^{-3}(T)^3 + 1.03842 \times 10^{-5}(T)^4 - 2.28215 \times 10^{-8}(T)^5 \quad (37)$$

La diferencia de temperatura logarítmica media (LMTD) y el coeficiente global de transferencia de calor (U-value) se usan para calcular el área de superficie necesaria de los intercambiadores. En una planta desalinizadora se distinguen 2 intercambiadores principales: de salmuera y de destilado. La masa del destilado M_d se relaciona con la masa del agua salada extraída del mar M_f y con la masa de la salmuera M_b de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} M_b &= M_f - M_d \\ M_f X_f &= M_b X_b \end{aligned} \quad (38)$$

Utilizando balances de energía alrededor de los precalentadores y el evaporador, es posible encontrar la temperatura de salida de las corrientes de precalentamiento, T_θ , en función de las concentraciones de sal, X_b y X_f , en la salmuera y en la entrada, y de las temperaturas del agua de mar T_{cw} , de salmuera T_b , y agua destilada T_d , como se muestra en la siguiente ecuación:

$$T_\theta = (T_{cw} - T_f) + \left(\frac{X_f}{X_b} \right) T_b + \left(\frac{X_b - X_f}{X_b} \right) T_d \quad (39)$$

La temperatura del agua que llega al evaporador, T_f , se calcula fácilmente utilizando las concentraciones de sal de la salmuera y la alimentación, las temperaturas del vapor comprimido T_s (considerada 6°C más alta que la temperatura del destilado), y los calores

específicos del agua y del vapor de agua (Ettouney, 2002). Los calores latentes de condensación y evaporación para el destilado y la salmuera, respectivamente, pueden calcularse mediante correlaciones simples dadas en la Ecuación (41) y la Ecuación (42).

$$T_f = \frac{X_b - X_f}{X_b} \left[\frac{\lambda_b - \lambda_d}{C_p} - \frac{C_{pv}}{C_p} (T_s - T_d) \right] + T_b \quad (40)$$

$$\lambda_d = 2499.5698 - 2.204864T_d - 0.002304T_d^2 \quad (41)$$

$$\lambda_b = 2499.5698 - 2.204864T_b - 0.002304T_b^2 \quad (42)$$

donde, C_p es la capacidad calorífica específica del agua líquida igual a 4.2 [kJ/kg·K] y C_{pv} es la capacidad calorífica del vapor saturado igual a 1.884 [kJ/kg·K]. El área del evaporador puede calcularse usando la siguiente ecuación asumiendo un coeficiente global de transferencia de calor igual a 2.4 [kW/m²·K].

$$A_e = \frac{M_d \lambda_d + M_d C_{pv} (T_s - T_d)}{U_e (T_d - T_b)} \quad (43)$$

Para determinar las áreas de intercambio de calor de los 2 precalentadores, se utilizan las ecuaciones estándar de LMTD (Log Mean Temperature Difference / Diferencia de Temperatura Media Logarítmica) con las temperaturas de entrada y salida. Se asume que los coeficientes globales de transferencia de calor para los precalentadores de salmuera y destilado son de 1.5 y 1.8 [kW/m²·K], respectivamente (Ettouney, 2002). Las áreas de los intercambiadores de calor se calculan utilizando la Ecuación (46) y la Ecuación (47) para el precalentador de destilado y el precalentador de salmuera, respectivamente.

$$LMTD_d = \frac{(T_d - T_f) - (T_0 - T_{cw})}{\ln \left(\frac{T_d - T_f}{T_0 - T_{cw}} \right)} \quad (44)$$

$$LMTD_b = \frac{(T_b - T_f) - (T_0 - T_{cw})}{\ln \left(\frac{T_b - T_f}{T_0 - T_{cw}} \right)} \quad (45)$$

$$A_d = \frac{M_d C_p (T_d - T_0)}{U_d LMTD_d} \quad (46)$$

$$A_b = \frac{M_b C_p (T_b - T_0)}{U_b LMTD_b} \quad (47)$$

2.10.2. Producción de Hidrógeno

La electrólisis es el proceso clave para obtener hidrógeno verde, utilizando electricidad renovable para descomponer agua en hidrógeno y oxígeno. Este método destaca por su potencial ecológico cuando se alimenta de fuentes limpias como solar o eólica, aunque actualmente enfrenta retos de costos y eficiencia.

Los sistemas alcalinos (ALK) son los más establecidos, con electrolitos líquidos y menor costo, ideales para proyectos a gran escala. Los electrolizadores PEM, con membranas de polímero, ofrecen mayor eficiencia y flexibilidad operativa, pero requieren metales preciosos. La tecnología SOEC, que opera a altas temperaturas, alcanza la mayor eficiencia, aunque con mayores complejidades técnicas (Godula-Jopek, 2015).

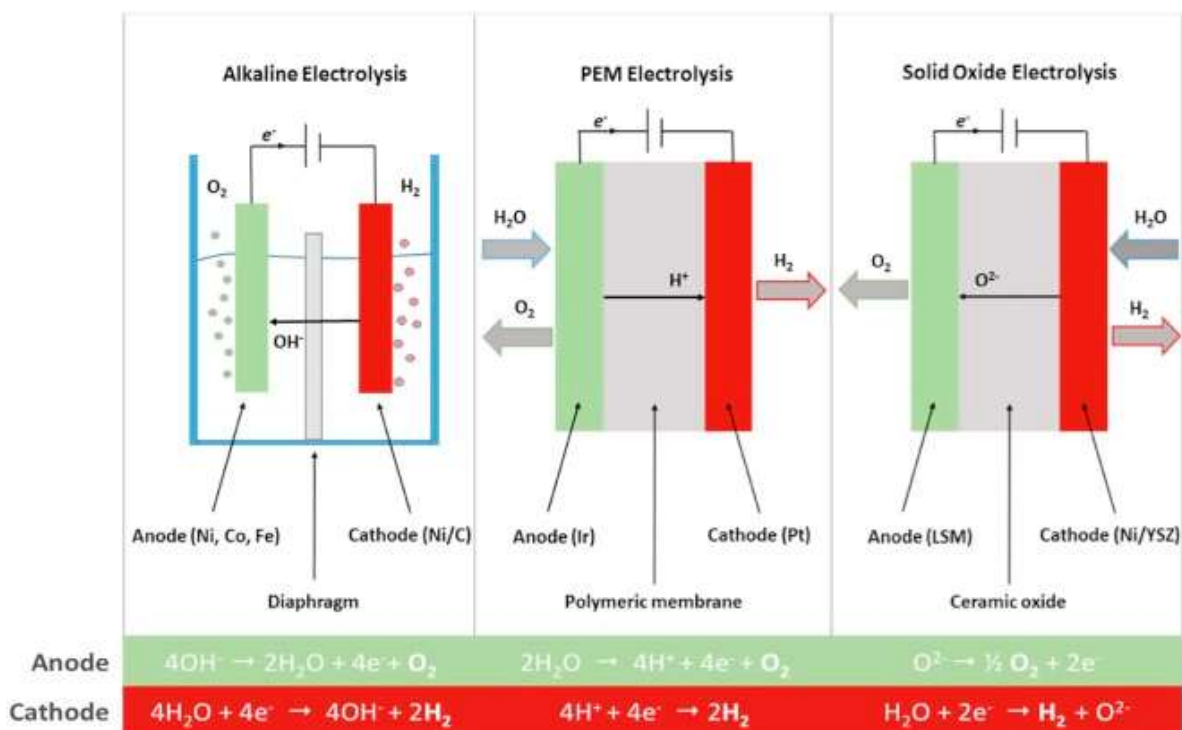


Figura 14 Principios de operación de los tres principales tipos de tecnologías de electrólisis (Foteini M. Sapountzi, 2016)

Para poder calcular las producciones de gases como hidrógeno o nitrógeno para cualquier presión y temperatura tanto en términos de masa o de densidad, es útil partir de la ley de los gases ideales:

$$PV = nRT \quad ; \quad n = \frac{m}{M} \quad (48)$$

$$\rho = \frac{PM}{RT} \quad (49)$$

donde **P**, **V** y **T** son la presión, volumen y temperatura del gas respectivamente, **n** es el número de moles, **m** la masa del gas, **M** la masa molar del gas, y **R** es la constante de los gases ideales dada en diferentes unidades; en este caso $8.314 \text{ [Pa.m}^3\text{/K-mol]}$.

2.10.3. Producción de Nitrógeno

Una de las formas más limpias de producir nitrógeno es a través de la separación del aire. Las plantas de separación de aire se construyen en diferentes formas según los productos que se obtengan, la capacidad de producción y la pureza requerida. Posteriormente, se selecciona el proceso más adecuado que ofrezca el menor consumo energético y precio de adquisición (Kolmetz, 2013).

Las unidades criogénicas de separación de aire (ASU, por sus siglas en inglés) son procesos de alto consumo energético. Existen diversas tecnologías utilizadas para el proceso de separación, siendo la más común la destilación criogénica. El proceso criogénico de separación requiere una integración muy estrecha de intercambiadores de calor y columnas de separación para lograr una buena eficiencia, y toda la energía

necesaria para la refrigeración proviene de la compresión del aire a la entrada de la unidad (Kolmetz, 2013).

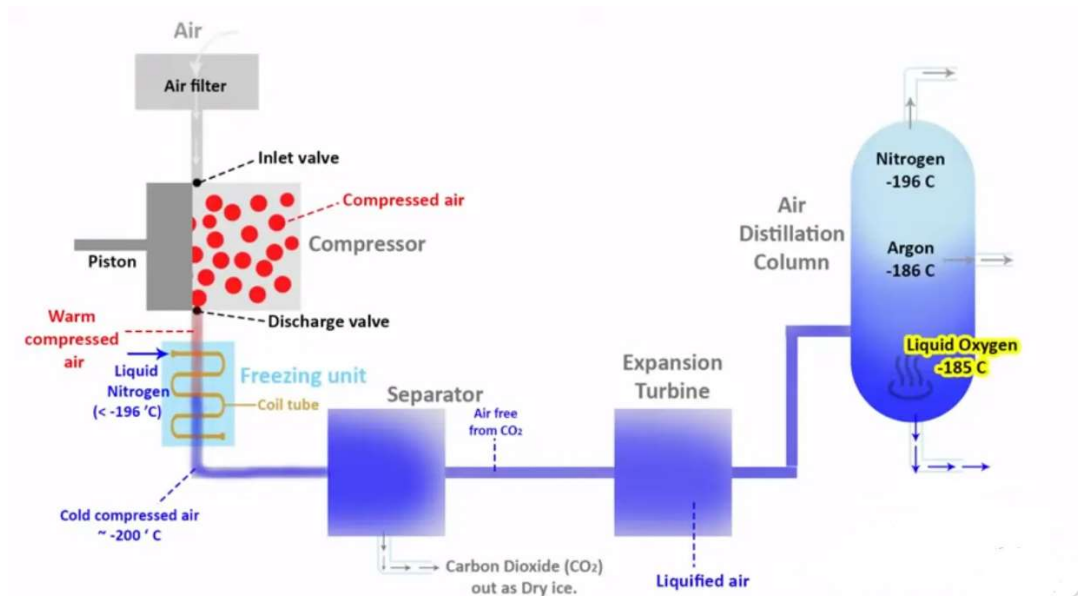


Figura 15 Componentes principales de un sistema de destilación criogénica
(JALON, 2018)

Además del método de destilación criogénica, existen otros métodos, como las membranas, la adsorción por oscilación de presión (PSA) y la adsorción por oscilación de presión al vacío (VPSA), que suelen utilizarse para separar un único componente del aire común.

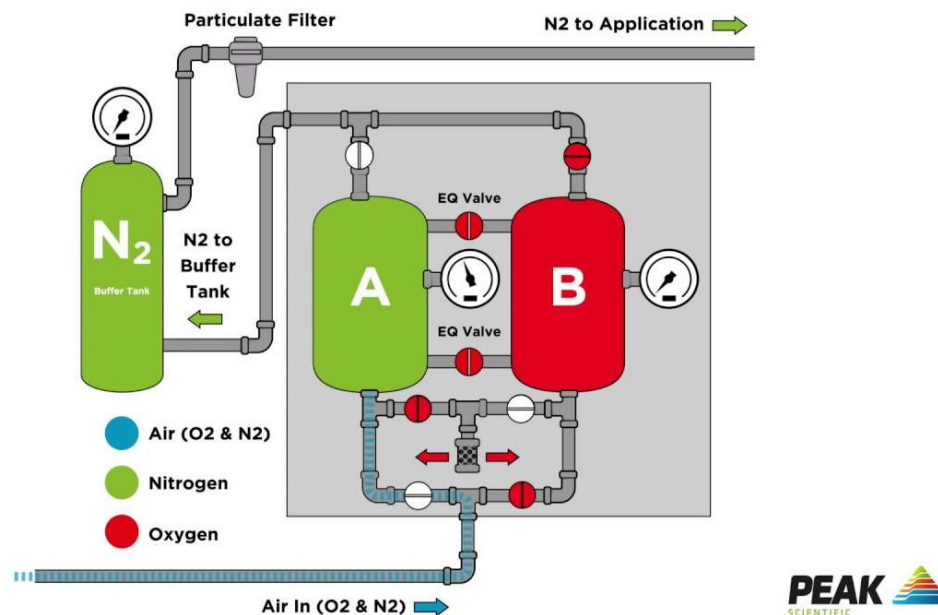


Figura 16 Sistema generador PSA de nitrógeno (Dobreva, 2018)

El PSA (Adsorción por Oscilación de Presión) separa nitrógeno (N₂) del aire usando materiales adsorbentes (como zeolitas) que capturan oxígeno y humedad bajo presión,

liberando N₂ puro (hasta 99.999%). Al bajar la presión, el adsorbente se regenera. Es eficiente, de bajo costo e ideal para aplicaciones industriales que requieren N₂ in situ sin criogenia (Kolmetz, 2013).

En el caso de una unidad criogénica, entre los intercambiadores de calor que la componen, el principal de ellos es la *caja fría* o *cold box*; este es un intercambiador de calor de aletas y placas con múltiples corrientes, fabricado en aluminio, que enfría el aire de entrada utilizando las corrientes frías del proceso (Morgan, 2013).

Al ser un sistema con varias corrientes simultáneas, no se aplica el método clásico de temperatura media logarítmica (LMTD), sino una fórmula simplificada basada en el flujo de calor, un coeficiente empírico y una diferencia de temperatura promedio dT de 5 K (Morgan, 2013). El volumen se calcula con la Ecuación (50), y el área total de intercambio se obtiene multiplicando ese volumen por la densidad de superficie de aletas A_p , asumida como 1000 m²/m³ (Morgan, 2013).

$$V = \frac{\dot{Q}}{C \times dT} \quad (50)$$

$$A = V \times A_p = \frac{\dot{Q} A_p}{C \times dT} \quad (51)$$

También se incluyen intercoolers convencionales de tipo agua-gas, cuyo dimensionamiento sigue los métodos clásicos de transferencia de calor.

$$\dot{Q} = C_p \dot{m} \Delta T \quad (52)$$

$$LMTD = \frac{(T_{H,i} - T_{C,o}) - (T_{H,o} - T_{C,i})}{\ln \left(\frac{T_{H,i} - T_{C,o}}{T_{H,o} - T_{C,i}} \right)} \quad (53)$$

$$A = \frac{Q}{U \times LMTD} \quad (54)$$

Una pequeña turbina de expansión se utiliza tanto para recuperar energía como para disminuir la temperatura del aire de alimentación mediante el enfriamiento Joule-Thomson. Se asume que la turbina es una turbina de gas radial de acero inoxidable (Morgan, 2013). La siguiente ecuación para la capacidad de la turbina de expansión se derivó a partir del requerimiento establecido de 25 kW para una planta de 250 tN₂/día:

$$P_{TEX} = \frac{\dot{m}_{N_2}}{10}; \quad [kW] \quad (55)$$

donde, el flujo másico está dado en toneladas por día.

2.10.4. Producción de Amoniaco

Basándose en el trabajo de investigación fundamental de Fritz Haber, Carl Bosch y su equipo de ingenieros desarrollaron la síntesis de amoníaco hasta hacerla operativamente viable utilizando el catalizador de hierro promovido, descubierto por Alwin Mittasch y sus colaboradores. Desde entonces, no ha habido ningún cambio fundamental en la reacción de síntesis en sí (Appl, 1997).



$$H_{298}^0 = -92.4 \frac{kJ}{mol}; \quad \Delta F_{298}^0 = -32.8 \frac{kJ}{mol}$$

Incluso hoy en día, todas las plantas tienen la misma configuración básica que aquella primera planta. Una mezcla de hidrógeno y nitrógeno reacciona sobre el catalizador de hierro (la fórmula actual difiere poco de la original) a una temperatura elevada en el rango de 400 – 500 °C (originalmente hasta 600 °C), con presiones de operación superiores a 100 bar (Appl, 1997).

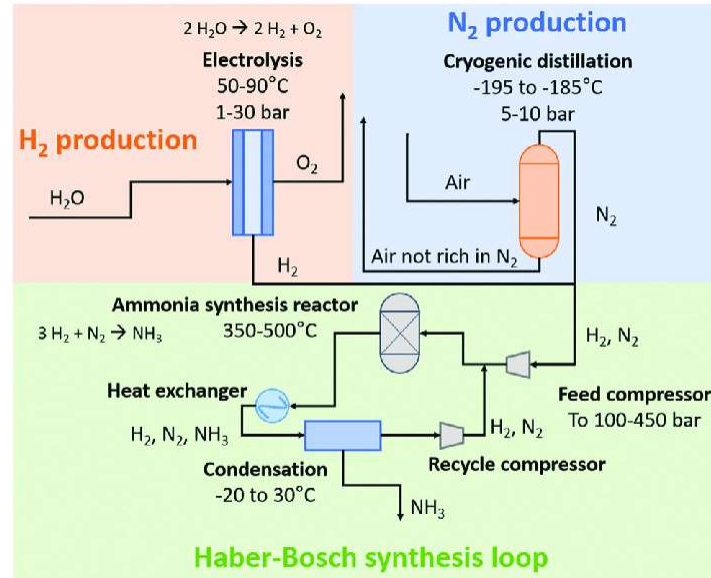


Figura 17 Diagrama esquemático de un proceso Haber-Bosch basado en electrólisis y destilación criogénica (Reindert Rouwenhorst, Jardali, Bogaerts, & Lefferts, 2021)

La parte no convertida del gas de síntesis se recircula después de eliminar el amoníaco formado y se complementa con gas de síntesis fresco para compensar la cantidad de nitrógeno e hidrógeno que se ha convertido en amoníaco (Appl, 1997). La potencia de compresión requerida para el fluido está dada por la siguiente ecuación:

$$W = T_{in} N \frac{n}{(n-1)} R \left(\left(\frac{p_s}{p_i} \right)^{\frac{(n-1)}{n}} - 1 \right) \times \frac{1000 \dot{m}_{gas}}{3600 \times 24} \quad (57)$$

donde T_{in} es la temperatura del gas de alimentación entrando al tren de compresión, N es el número de etapas de compresión, n es el exponente politrópico, R es la constante específica del gas [kJ/kg·K], $\dot{m}_{gas}$ es el flujo másico en [kg/s]. Para mantener el ciclo de síntesis del amoníaco es necesario también calcular la potencia de enfriamiento y esta depende del calor que debe ser enfriado (Appl, 1997). No se considera la última etapa a enfriar porque se requieren gases calientes en el ciclo de síntesis.

$$T_{out} = T_{in} \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{1}{N}} \right]^{\frac{(n-1)}{n}} \quad (58)$$

$$\dot{Q} = \dot{m}(N-1)(T_{out} - T_{in})C_{p,mix} \quad (59)$$

$$C_p = a + bT + cT^2 + dT^3 \quad (60)$$

Tabla 7 Coeficientes usados en el cálculo de calores específicos de los gases presentes en el ciclo de síntesis (Morgan, 2013)

Coeficientes	N ₂	H ₂	NH ₃
a	28.9	29.11	27.568
b	-0.1571E-2	-0.1916E-2	2.5630E-2
c	0.8081E-5	0.4003E-5	0.99072E-5
d	-2.873E-9	-0.8704E-9	-6.6909E-9

El calor específico de la mezcla $C_{p,mix}$ es calculado usando las fracciones molares (x) y calores específicos de cada componente tal como se muestra a continuación:

$$C_{p,mix} = x_{N_2} C_{pN_2} + x_{H_2} C_{pH_2} + x_{NH_3} C_{pNH_3} \quad (61)$$

Es posible hallar el flujo másico de agua de enfriamiento considerando un calor específico de 4.18 [kJ/kg·K] y un aumento de temperatura del agua desde 278 a 280 K, mediante la siguiente ecuación:

$$H_2O_{cool} = \frac{\dot{Q}}{C_{pH_2O}(T_2 - T_1)} \quad (62)$$

Se pueden utilizar heurísticas para dimensionar aproximadamente las bombas:

$$P_{pump} = \frac{1.67 \dot{m}_{H_2O} \Delta P}{\eta_{pump}} \quad [kW] \quad (63)$$

donde $\dot{m}_{H_2O}$ es el flujo másico del agua en [m³/min], ΔP es la caída de presión de las líneas de enfriamiento, y η_{pump} es la eficiencia de la bomba; normalmente tomada como 85%. Dentro del proceso de síntesis se encuentran intercambiadores de calor, compresores, motores eléctricos para accionar compresores, bomba de pistón recíprocante para el suministro de agua de enfriamiento, un reactor catalítico de lecho empacado y un tambor de separación o flash drum (Morgan, 2013).

El dimensionamiento del reactor catalítico se calcula a partir de la velocidad de reacción de síntesis de amoníaco usando la cinética de Temkin-Pyzhev en la Ecuación (64) que incluye un factor de actividad de catalizador $f = 4.75$, una densidad aparente del catalizador $\rho_{cat} = 2.65$ kg/L y las presiones parciales de los gases reactivos: N₂, H₂, NH₃ (Dumesic, 1994). Las Ecuaciones (65) y (66) se utilizan para calcular las constantes cinéticas K_1 y K_2 . El valor de R usado es 8.314 [J/K·mol].

$$\gamma_{NH_3} = 2f \left(k_1 \frac{p_{N_2} p_{H_2}^{1.5}}{p_{NH_3}} - k_2 \frac{p_{NH_3}}{p_{H_2}^{1.5}} \right) \frac{17}{3.6 \times 10^6}; \quad \left[\frac{kgNH_3}{(m_{cat}^3 \cdot s)} \right] \quad (64)$$

$$k_1 = 1.79 \times 10^4 e^{-\frac{87090}{RT}} \quad (65)$$

$$k_2 = 2.75 \times 10^{16} e^{-\frac{198464}{RT}} \quad (66)$$

$$V_{cat} = \frac{\dot{m}_{NH_3}}{1000 \gamma_{NH_3}} \quad (67)$$

Las presiones parciales pueden estimarse usando las fracciones molares de reacción de los gases, multiplicando cada una de estas con la presión de síntesis, que puede ser 150 bar. Valores típicos de estas fracciones son mostradas en la siguiente tabla.

Tabla 8 Fracciones molares de gases durante reacción de síntesis del Amoniaco
(Dumesic, 1994)

X_{N2} Reacc.	0.190
X_{H2} Reacc.	0.662
X_{NH3} Reacc.	0.144
Psint [bar]	150

$$p_i = P_{sint} X_{ri} \quad (68)$$

El tambor de separación tiene características similares al reactor. Está dimensionado para proporcionar 10 min de tiempo de residencia al amoniaco líquido; luego, ese tamaño se duplica para considerar la expansión.

$$V_{FDR} = \frac{2\dot{m}_{NH_3}}{\rho_{NH_3-Liq}} \times 60 \frac{s}{min} \times 10min \quad (69)$$

2.11. Topología de la FPSO

2.11.1. Estimación de Áreas y Pesos

La información de regresiones o cálculos para estimaciones de áreas y pesos en FPSOs para producción de amoniaco puede ser nula en estos tiempos, pero se puede tomar como referencia el concepto FPSO LH2 diseñado por (Baardsen, 2022) siempre y cuando la producción a la que se quiera escalar no esté muy alejada. Baardsen presenta la Tabla 9 para aproximar los espacios y pesos de los diferentes sistemas a bordo, todos estos factores están parametrizados con respecto a la capacidad de electrólisis de la planta.

Tabla 9 Áreas y pesos del concepto de producción de H₂ y NH₃ con conversión y almacenamiento (Baardsen, 2022)

Modules	Systems	Area	Weigh
Production	Electrolysis	47.7 m ² /MW	17.8 tons/MW
	Water treatment	2.7 m ² /MW	1.3 tons/MW
	Auxiliaries	1.8 m ² /MW	1.1 tons/MW
	Power handling	1.3 m ² /MW	1.0 tons/MW
LH ₂ Conversion	Compressors	3.7 m ² /tons _{LH2}	
	Liquefying ColdBox	5.6 m ² /tons _{LH2}	125 tons/ 10 tpd ^a
	Auxiliaries	26.5 m ² /tons _{LH2}	
NH ₃ Conversion	ASU	1.7 m ² /100 MW ^b	180 kg/ $\frac{Nm^3}{h}$
	Haber-Bosch	31 m ² /MW ^c	3300 kg/ $\frac{NH_3}{day}$
Storage	Type C tank	cf. chapter 4.3.3	0.16 tons/m ³
Offloading	Ship-shaped FPSO	320 m ²	-
	Cylinder shaped	160 m ²	-

^a The total weight of the LH₂ module increases 125 tons for every 10 tons_{LH2}/day production capacity. See section 4.2.3.

^b 1.7 m² each 100 MW increase in electrolysis capacity.

^c m² each MW of electrolysis capacity.

Baardsen analiza varias opciones de FPSO, entre ellas se tomó un barco FPSO de producción NH₃ que de ahora en adelante será llamado “FPSO modelo” con las siguientes características:

Tabla 10 Características principales de la FPSO Modelo NH₃ de (Baardsen, 2022)

Capacidad de Electrólisis [MW]	200
Producción Amoniaco [ton/día]	485
Área de Cubierta [m ²]	21000
Eslora [m]	350
Manga [m]	60
Puntal [m]	33
Ø Tanque C [m]	12
L Tanque C [m]	45
Almacenamiento NH ₃ [ton]	8243
Almacenamiento NH ₃ [m ³]	12087
Peso ligero [ton] (no topside)	68000

La FPSO modelo cuenta con 17 días de capacidad de almacenamiento de amoniaco licuado (682 kg/m³): intervalo de descarga de 7 días y un margen adicional para imprevistos de 10 días. El arreglo de la FPSO modelo se muestra a continuación considerando que el área para los electrolizadores toma 2 cubiertas.

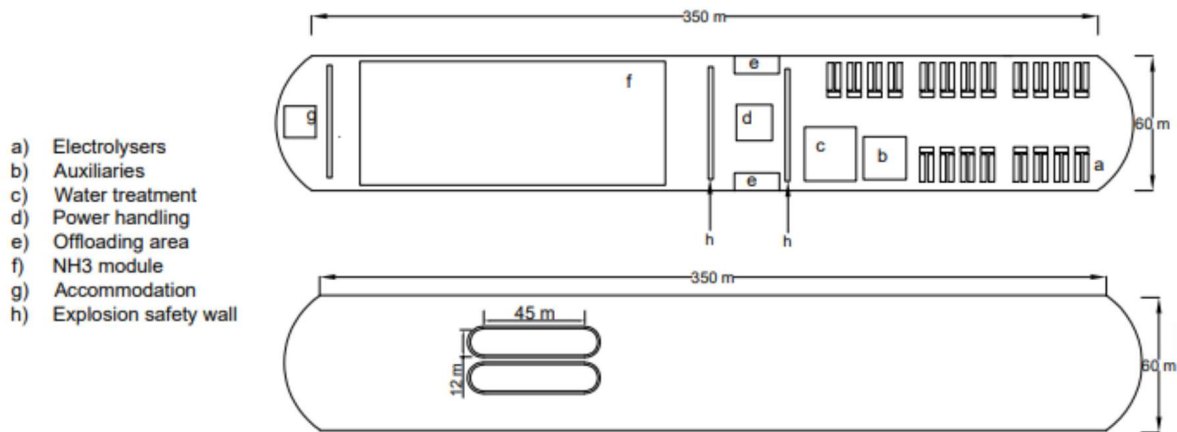


Figura 18 Distribución del área vista desde arriba de la FPSO con forma de barco. Cubierta principal (superior) con una capacidad de electrólisis de 200 MW y conversión a NH_3 . Los tanques de almacenamiento están ubicados en el casco del FPSO (inferior). (Baardsen, 2022)

2.12. Costos de Capital

2.12.1. Conjunto Rotor-Góndola y Torre

El Índice de Precios del Productor (PPI) es más adecuado que el Índice de Precios al Consumidor (CPI) para actualizar costos de equipos industriales como aerogeneradores. Permite ajustar los precios pasados al valor presente, considerando cambios en materiales, mano de obra y producción. Asociando cada componente a un código ID o código NAICS y su PPI mediante un buscador de datos económicos y laborales del Bureau of Labor Statistics de USA (BLS, 2025); se calcula un PPI efectivo como promedio ponderado.

$$PPI_{Eff} = \sum \frac{PPI_i(\text{año})}{PPI_i(2002)} w_i \quad (70)$$

Los valores PPI del 2002 y 2025 (promediados hasta abril del 2025), y los valores de PPI efectivos se muestran en el *Anexo G*. Este método, usado por (L. Fingersh, 2006), permite escalar costos de aerogeneradores desde un año base como 2002 al año actual. Los modelos de escalado también relacionan el costo con la masa de los componentes, según el diseño del aerogenerador. Las ecuaciones de masa y costo propuestas por (L. Fingersh, 2006) para cada componente se muestran en las siguientes tablas.

Tabla 11 Estimación de masas para cada componente de cada aerogenerador (L. Fingersh, 2006)

Componente	Masa [ton]
Palas (M_P)	$\frac{0.1452N \cdot R^{2.9158}}{1000}$
Buje (M_B)	$0.318M_P + 5.6803$
Mecanismos de paso (M_{PT})	$1.328(0.1295M_P + 0.4913) + 0.555$
Cono Frontal* (M_C)	$0.037R - 0.5205$
Eje de Baja Velocidad (M_S)	$\frac{0.0142 \cdot D^{2.888}}{1000}$

Rodamientos (M_R)	$\left(\frac{D}{75} - 0.033\right) \frac{0.0092 \cdot D^{2.5}}{1000}$
Caja de cambios (M_{GB})	$0.07094 \cdot Q^{0.759}$
Freno mecánico, acople de alta velocidad, etc. (M_{BR})	$\frac{C_{BR}}{10000}$
Generador (excluyendo generadores de imanes permanentes) (M_G)	$0.00647 \cdot P^{0.9223}$
Sistema de orientación (yaw drive) y rodamiento (M_Y)	$\frac{0.00144 \cdot D^{3.314}}{1000}$
Estructura Principal (M_{ST})	$0.002233 \cdot D^{1.953}$
Estibas y barandales* (M_{EB})	$0.125 M_{ST}$
Sistema Hidráulico y Sistema de Enfriamiento (M_{SA})	$\frac{0.08 \cdot P}{1000}$
Carcaza de la Góndola (M_{GD})	$\frac{C_{GD}}{10000}$
Torre (M_T)	$\frac{0.3973\pi H \cdot R^2}{1000} - 1.414$

donde, N representa el número de palas, R el radio del rotor, D el diámetro del rotor, Q el torque en el eje de baja velocidad en [kN·m] y P es la potencia nominal de la turbina en [kW].

Tabla 12 Estimación de costos para cada componente de cada aerogenerador (L. Fingersh, 2006)

Componente	Costo [\$2002]
Material x Pala (C_{BMP})	$0.4019 \cdot R^3 - 955.24$
Mano de Obra x Pala (C_{BOP})	$2.7445 \cdot R^{2.5025}$
Palas (C_P)	$\frac{(C_{BMP} + C_{BOP})N}{1 - 0.28}$
Buje (C_B)	$4250 M_B$
Mecanismos de paso (C_{PT})	$0.48017 \cdot D^{2.6578}$
Cono Frontal* (C_C)	$5570 M_C$
Eje de Baja Velocidad (C_S)	$0.01 \cdot D^{2.887}$
Rodamientos (C_R)	$35200 M_R$
Caja de cambios (C_{GB})	$16.45 \cdot P^{1.249}$
Freno mecánico, acople de alta velocidad, etc. (C_{BR})	$1.9894P - 0.1141$
Generador (excluyendo generadores de imanes permanentes) (C_G)	$65P$
Electrónica de velocidad variable (C_{EN})	$79P$
Sistema de orientación (yaw drive) y rodamiento (C_Y)	$0.0678 \cdot D^{2.964}$
Estructura Principal (C_{ST})	$9.489 \cdot D^{1.953}$
Estibas y barandales* (C_{EB})	$8700 M_{EB}$
Conexiones eléctricas (C_{EL})	$40P$
Sistema Hidráulico y Sistema de Enfriamiento (C_{SA})	$12P$
Carcaza de la Góndola (C_{GD})	$11.537P + 3849.7$
Control y Sistema de Seguridad (C_{CS})	$\$55'000$
Torre (C_T)	$1500 M_T$

Estos costos pueden ser trasladados al año de interés multiplicando cada uno de ellos por el PPI_{eff} o PPI de cada componente según sea el caso. En aquellos componentes marcados con asterisco, se hizo uso del PPI de mano de obra de instalación.

2.12.2. Barcaza de Generación

Los costos de la subestructura flotante y los sistemas de fondeo pueden ser estimados de acuerdo a la siguiente tabla presentada por la consultora británica BVG Associates. Estos costos se encuentran en libras esterlinas del 2021. (BVGA, 2023).

Tabla 13 Costos de Plataforma de Generación y Sistema de Fondeo (BVGA, 2023)

Categoría	£2021/MW
Subestructura Flotante	£ 963,000.00
Estructura	£ 790,000.00
Acero secundario	£ 67,000.00
Sistemas	£ 58,000.00
Protección de Corrosión	£ 48,000.00
Sistemas de fondeo y amarre	£ 176,800.00
Sistemas de fondeo	£ 38,000.00
Líneas de amarre y fondeo	£ 110,000.00
Accesorios de Fondeo	£ 19,000.00
Conexión Topside	£ 6,700.00
Ayudas de Instalación	£ 3,100.00

Estos valores pueden ser convertidos en tiempo por medio del PPI y en espacio por medio del deflactor del PIB. La moneda puede convertirse primero y luego ajustarse por inflación (“intercambiar-inflar”), o ajustarse por inflación y luego convertirse (“inflar-intercambiar”), o alguna otra combinación (Morgan, 2013).

El método **intercambiar-inflar** cambia toda la moneda extranjera del año **1** a dólares estadounidenses y luego ajusta ese valor a precios del año **n** para determinar el costo. Esto puede hacerse usando la tasa de cambio o la paridad del poder adquisitivo (PPA) del PIB (Morgan, 2013).

$$C_n = C_1 \left(\frac{I_n}{I_1} \right) S_{k,1} \quad (71)$$

Aquí, los valores **I** representan el índice de inflación en el país de interés en los años **1** y **n**, mientras que **S_{k,1}** es la tasa de cambio a dólares estadounidenses o la PPA (Paridad de Poder Adquisitivo) del PIB en el año **1** para el país **k**. Los términos **C₁** y **C_n** se refieren al costo nominal en moneda extranjera y al costo real en la nueva moneda (asumida en este caso como dólares estadounidenses), respectivamente (Morgan, 2013).

El método **inflar-intercambiar** ajusta la moneda original por inflación hasta el año **n** y luego usar la tasa de cambio del año **n** para convertir a dólares estadounidenses. La forma general de la ecuación es:

$$C_n = C_1 \left(\frac{J_n}{J_1} \right) S_{k,n} \quad (72)$$

Aquí, los valores J representan el índice de inflación de la moneda extranjera en los años 1 y n ; $S_{k,n}$ es la tasa de cambio a dólares estadounidenses, o la paridad del poder adquisitivo (PPP) del PIB en el año n para el país k . Estos costos a su vez deben ser multiplicados por el PPI_{eff} respectivo. Los índices de inflación de USA, Ecuador, UE y Reino Unido para diferentes años (2025 incluye solo un promedio de los primeros 4 meses), se muestran a continuación.

Tabla 14 Índices de inflación representados por el deflactor del PIB (WBG, 2025) & (TEconomics, 2025)

Años	UE (J)	UK (J)	US (I)	EC (I)
2009	98.9	91	88.555	79.41
2010	100	93	89.269	86.57
2021	102.1	94.825	110.145	100.23
2024	125.3	111.175	125.224	107.56
2025	127.5	114.20	127.423	109.17

2.12.3. Sistema de Colección y Transformación

Los costos de capital de los cables de colección pueden ser calculados por la siguiente ecuación:

$$C_C = 481.8 \cdot S + 99153; \quad [\text{€}2010/\text{km}] \quad (73)$$

donde, S representa la sección transversal de cada conductor en $[\text{mm}^2]$. Esta ecuación debe ser transformada en tiempo y espacio usando los índices de inflación, tasas de cambios y PPI_{eff} respectivo. A su vez debe adicionarse \$372000 como costos de instalación de los cables, primero convertidos de 2010 al año de interés y luego ser multiplicados por la longitud total del cable en km.

Los costos de capital de los transformadores pueden ser calculados por la siguiente ecuación:

$$C_{TR} = 74250 \cdot P^{0.7513}; \quad [\text{\$}2010] \quad (74)$$

donde, P representa la capacidad nominal de cada transformador en $[\text{MVA}]$. Estos costos deben ser llevados al año de interés mediante el PPI_{eff} respectivo.

Los costos de capital de los tableros de distribución pueden ser calculados por la siguiente ecuación:

$$C_{TD} = (17883.823 + 0.512V_n) \times Rama; \quad [\text{\$}2010] \quad (75)$$

donde, V_n representa el voltaje entre turbinas para cada rama. Estos costos deben ser llevados al año de interés mediante el PPI_{eff} respectivo.

El costo de capital del sistema SCADA para todo el parque puede ser calculados por la siguiente ecuación y luego transformado mediante el PPI_{eff} respectivo:

$$C_{SCADA} = 114000 \times Turbina; \quad [\text{\$}2010] \quad (76)$$

Los costos de capital de permisos y pruebas son tomados como el 27.8% de los costos de capital del conjunto Rotor-Góndola y Torre, y los costos de ingeniería para el desarrollo del proyecto se estiman como el 2% de los costos de capital del conjunto Rotor-Góndola y Torre.

2.12.4. Casco y Superestructura FPSO y Sistemas Auxiliares del Casco

Los costos de construcción de un nuevo casco para FPSO pueden tomarse de referencia a partir del desglose de costos del 2015 de un FPSO de 180000 ton de desplazamiento y dimensiones 250m x 75 m x 40 m (COMPASS, 2015). Los costos totales rondan los \$2.7 mil millones y pueden dividirse en una primera parte que incluye casco, superestructura y sistemas auxiliares con \$609M. La segunda parte es incluye tuberías submarinas y risers con \$41.3M, y la última parte y más costosa incluye todos los sistemas específicos para funcionalidad del FPSO.

Tabla 15 Distribución de costos 2015 de FPSO de 180000 ton (COMPASS, 2015)

#	DESCRIPCIÓN	PESO [TON]	COSTO (\$ L&M/ton)	TOTAL \$(L&M)	% PARTICIPACIÓN COSTO
1	Acero del casco, protección catódica y recubrimientos	97660.00	\$ 2,175.00	\$ 212,410,500.00	7.86%
2	Equipamiento del casco, incluye grúas, equipos de fondeo, botes salvavidas, tuberías diversas	5265.00	\$ 7,795.00	\$ 41,040,675.00	1.52%
3	Equipos del casco (bombas, equipos utilitarios menores)	680.00	\$ 1,425.00	\$ 969,000.00	0.04%
4	Ingeniería del casco (4.7%)	-	-	\$ 11,880,000.00	0.44%
5	Producción, almacenamiento y descarga: Proceso, mecánico, E&I, equipamiento, generador de emergencia, iluminación, bombas de transferencia, cables, bandejas portacables, instrumentación, pintura	2910.00	\$ 16,776.00	\$ 48,818,160.00	1.81%
6	Habitabilidad, sala de control, cocina para 20-25 operadores	625.00	\$ 30,955.00	\$ 19,346,875.00	0.72%
7	Equipos: Módulos de tuberías / paquetes skid	1620.00	\$ 12,824.00	\$ 20,774,880.00	0.77%
8	Cubierta superior: soportes estructurales de módulos topsides	2270.00	\$ 1,220.00	\$ 2,769,400.00	0.10%
9	Tanques de almacenamiento de gas / manifolds	8960.00	\$ 23,870.00	\$ 213,875,200.00	7.91%
10	Módulos topside	53998.00	\$ 32,784.00	\$1,770,270,432.00	65.47%
11	Cables guía / anclas y cadenas	886.00	\$ 9,290.00	\$ 8,230,940.00	0.30%
12	Brazo de carga, torreta y helipuerto	2850.00	\$ 16,393.00	\$ 46,720,050.00	1.73%
13	Risers /Manifolds / Sistemas de parada de emergencia	2043.00	\$ 18,775.00	\$ 38,357,325.00	1.42%
14	Remolque oceánico / Navegación	-	-	\$ 7,430,000.00	0.27%
15	Instalación en campo / conexión final / hook-up	-	-	\$ 8,840,000.00	0.33%
16	Estudio FEED / Ingeniería FE	-	-	\$ 9,500,000.00	0.35%

17	Condiciones generales / trabajos preliminares / instalaciones temporales en tierra / viáticos	-	-	\$ 2,900,000.00	0.11%
18	Ingeniería de detalle / Compras / Gestión de construcción / Consultores de PM-PC (excluye ingeniería del propietario)	-	-	\$ 139,945,000.00	5.18%
19	Contingencia / Reserva para administración	-	-	\$ 100,000,000.00	3.70%
	TOTAL	179,767	\$174,282.00	\$2,704,078,437.00	100%
	COSTO TOTAL X TON	\$15,042.13			
	RANGO DE COSTO X TON (ALTO)	\$20,306.87	Costos sin Sistemas FPSO	\$ 609,082,440.00	
	RANGO DE COSTO X TON (BAJO)	\$12,033.70	Costos Gasoducto FPSO	\$ 41,257,325.00	
	https://compassinternational.net/floating-production-storage-offloading-facility-fpsos-new-build/		Costos Sistema FPSO	\$2,053,738,672.00	
			TOTAL	\$2,704,078,437.00	

2.12.5. Síntesis de Amoniaco

El costo total de una planta química es la suma de los costos directos de proyecto, los costos indirectos de proyecto, las contingencias y honorarios. Los costos directos de proyecto incluyen costos de equipos, todas las tuberías, aislamiento, controles y cualquier otro material asociado a los equipos, y los costos de instalación asociados a los equipos. Los costos indirectos incluyen costos de transporte de equipos, gastos de construcción y gastos de ingeniería (Morgan, 2013). Las contingencias y honorarios varían de un proyecto a otro; las contingencias corresponden al pago por cualquier circunstancia imprevista, y los honorarios de contratistas depende de muchos factores.

El costo modular base de los equipos es la suma de los costos directos e indirectos de equipos fabricados con materiales comunes, como el acero al carbono, y diseñados para presiones cercanas a las ambientales. En general, el costo modular depende de varios factores, entre ellos: el tipo específico de equipo, la presión de operación y los materiales utilizados en la construcción (Morgan, 2013).

Los costos promedio Free of Board (**F.O.B.**) de equipos para procesos químicos industriales se ajustaron a la Ecuación (77), donde **A** representa la capacidad o área del equipo de proceso, y **K_i** son constantes específicas para cada tipo de equipo listadas en la Tabla 16 para todos los equipos principales requeridos en una planta de amoniaco.

$$\log_{10} C_p^0 = K_1 + K_2 \log_{10} A + K_3 [\log_{10} A]^2 \quad (77)$$

Tabla 16 Parámetros de costos de equipos de proceso de síntesis (Morgan, 2013)

Equipo	K ₁	K ₂	K ₃	Unidades Capacidad	Capacidad Mínima	Capacidad Máxima
Compresor Centrífugo	2.2897	1.3604	-0.1027	Potencia de Fluido [kW]	450	3000
Accionamiento Eléctrico Totalmente Cerrado	1.956	1.7142	-0.2282	Potencia al Eje [kW]	75	2600

Intercambiador de Calor de Cabezal Flotante	4.8306	-0.8509	0.3187	Área [m ²]	10	1000
Reactor Vertical	3.4974	0.4485	0.1074	Volumen [m ³]	0.3	520
Bomba de Pistón	3.8696	0.3161	0.122	Potencia al Eje [kW]	0	200

Para tomar en cuenta los efectos de inflación, se hace uso de la Ecuación (78) para ajustar el costo de un equipo desde un índice conocido hasta el año de interés. En la ecuación, I_i corresponde a índices de inflación.

$$C_{p,2}^0 = C_{p,1}^0 \left(\frac{I_2}{I_1} \right) \quad (78)$$

El índice CEPCI (Chemical Engineering Plant Cost Index) es un indicador económico utilizado para estimar la variación en los costos de construcción de plantas químicas a lo largo del tiempo, en este caso valores promedio anuales de CEPCI fueron obtenidos por (Maxwell, 2025) desde 2001 hasta junio de 2024. La Tabla 16 presenta parámetros del año 2001, la información dada en (Maxwell, 2025) indica un índice CEPCI de 394.3 para el 2001.

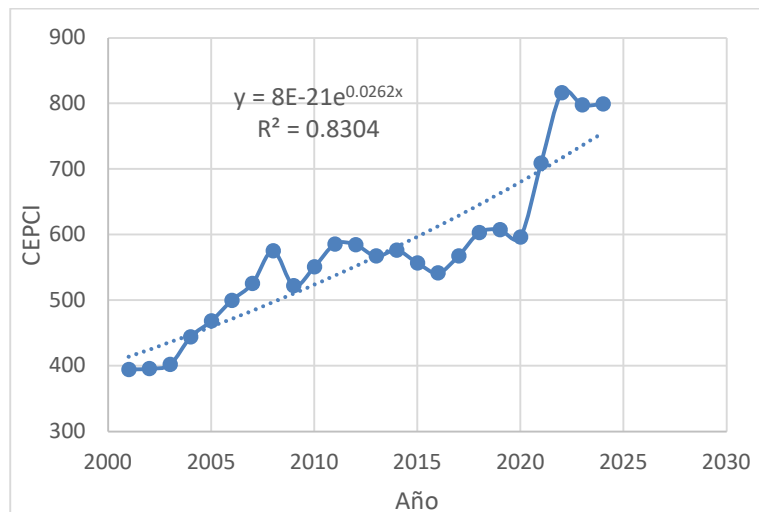


Figura 19 Índices CEPCI promediados anualmente desde 2001 hasta junio de 2024
Fuente: Autor; con datos tabulados de (Maxwell, 2025)

De los valores anuales tabulados se observa el gráfico de la Figura 19 del que se tiene un aproximado del valor CEPCI de 2025 igual a 880.2 con una regresión exponencial de coeficiente de correlación no tan alto (~ 0.83). Consecuentemente, todos los costos encontrados con la Tabla 16 deben ser multiplicados por un factor de $880.2/394.3$ para traer los costos a dólares del 2025.

Las desviaciones de las condiciones base estándar pueden gestionarse mediante el uso de factores multiplicativos, como se muestra en la Ecuación (80) y Ecuación (107). Aquí, F_{BM} es el factor de costo modular base, que corrige tanto por el material – F_M – como por la presión – F_P – del equipo. Multiplicar el resultado por F_{BM} da como resultado el costo modular base, C_{BM} , que incluye tanto los costos directos como indirectos del equipo.

$$F_{BM} = F_P F_M \quad (79)$$

$$C_{BM} = C_p^0 F_{BM} \quad (80)$$

Tabla 17 Factores de costo modular base para equipos de síntesis de amoníaco
(Morgan, 2013)

Equipo	F _{BM}
Compresor Centrífugo	5.80
Accionamiento Eléctrico Totalmente Cerrado	1.50
Intercambiador de Calor de Cabezal Flotante	8.56
Reactor Vertical	118.18
Reactor Flash	118.18
Bomba de Pistón	3.92

La variación en el costo del modular base debido a presiones de operación elevadas en los equipos puede determinarse usando un factor de costo, F_P . La forma de los datos ajustados se presenta en la siguiente ecuación:

$$\log_{10} F_P = C_1 + C_2 \log_{10} P + C_3 [\log_{10} P]^2 \quad (81)$$

donde P está en [bar] manométrico y los términos C_i son constantes. Los recipientes a presión se tratan de manera diferente a muchas otras piezas de equipos debido al riesgo de lesiones en caso de falla (Morgan, 2013). La Ecuación (82) da el factor de presión para un recipiente de proceso basado en cuatro parámetros: la presión de operación, P ; el diámetro del recipiente, D ; la tolerancia a la corrosión, CA , que se toma como 0.00315 m; y t_{min} , el espesor del recipiente, que se toma como 0.0063 m.

$$F_{p,vessel} = \frac{\frac{(P+1)D}{2(850-0.6(P+1))} + CA}{t_{min}} \quad (82)$$

El valor de $F_{p,vessel}$ se utiliza para determinar los costos del reactor de síntesis de amoníaco y del separador de destello (*flash drum*). Los factores de materiales pueden variar desde uno hasta más de doce, dependiendo del material, y están disponibles en tablas de consulta para equipos específicos. La siguiente ecuación considera tanto un factor de material como un factor de presión (Morgan, 2013). También incluye las constantes ajustadas específicas del equipo, B_1 y B_2 , que pueden ser iguales a uno.

$$C_{BM} = C_p^0 F_{BM} = C_p^0 (B_1 + B_2 F_m F_P) \quad (83)$$

Finalmente, una vez que todos los equipos principales del ciclo de síntesis han sido estimados usando la Ecuación (84) —que incorpora factores de presión, factores de material, inflación y escala de tamaño—, el costo total de instalación (*grass roots cost*) puede determinarse usando las Ecuaciones (85) y (86). En la Ecuación (85), el factor multiplicador de 1.18 compensa los costos por contingencias y otras tarifas misceláneas (Morgan, 2013).

$$C_2 = C_1 \left(\frac{A_2}{A_1} \right)^n \left(\frac{I_2}{I_1} \right) (F_M F_P) \quad (84)$$

$$C_{TM} = \sum_{i=1}^n C_{TM,i} = 1.18 \sum_{i=1}^n C_{BM,i} \quad (85)$$

$$C_{GR} = C_{TM} + 0.50 \sum_{i=1}^n C_{BM,i} \quad (86)$$

Se asume que los costos por contingencias son el 15% del costo de módulo base, y que los honorarios (fees) son del 3%. La Ecuación (86) incluye un factor del 50% para instalaciones auxiliares, las cuales generalmente no se ven afectadas por los materiales de construcción ni las presiones dentro de la planta (Morgan, 2013).

2.12.6. Producción de Hidrógeno

Las grandes instalaciones de electrólisis sufren la falta de economías de escala porque suelen ser modulares y llegan como una sola unidad. Por lo tanto, se asume que los costos de capital son una función del número de electrólisis compradas o de la cantidad de hidrógeno requerida. Aumentar la escala de un equipo de procesamiento químico común a la producción representa una oportunidad para reducir los costos de capital de los grandes sistemas de electrólisis (Morgan, 2013).

Por ejemplo, en lugar de utilizar múltiples compresores o tanques de lejía, se podría utilizar un solo tren de compresores central o un solo tanque de lejía. La capacidad de aumentar el tamaño del equipo en lugar de comprar numerosas unidades más pequeñas resulta en ahorros significativos en costos. Para economía de escala se pueden utilizar diferentes exponentes para cada tipo de equipo del subsistema (Morgan, 2013).

Tabla 18 Exponentes de escala asumidos para equipos del subsistema de electrólisis (Morgan, 2013)

Equipo [Unidades de Capacidad]	Exponente de escala n
Escala de Compresor [kW]	0.7
Escala de Almacenamiento de Gas [m ³]	0.5
Transformador/Rectificador [MVA]	0.75
Balance de Planta [# Electrolizadores]	0.8

El proceso de producción de electrólisis está dividido entre electrolizadores y subsistema. Las ecuaciones de escala para cada equipo del subsistema fueron obtenidas del estudio de (Morgan, 2013), estas ecuaciones están en dólares del 2010.

$$C_{COMP-\$2010} = 712 \cdot 10^3 \cdot X^{0.70} \quad (87)$$

$$C_{TANQ-\$2010} = 368 \cdot 10^3 \cdot X^{0.50} \quad (88)$$

$$C_{TRNS-\$2010} = 148 \cdot 10^3 \cdot X^{0.75} \quad (89)$$

$$C_{BOP-\$2010} = 442 \cdot 10^3 \cdot X^{0.80} \quad (90)$$

donde, X representa el número de electrolizadores. Los costos de capital de toda la planta de hidrógeno se calculan combinando las ecuaciones anteriores mediante la siguiente ecuación acompañada de un factor que relaciona el CEPCI del 2010 con el CEPCI del año al cuál se desee trasladar estos costos:

$$C_{H2-\$año i} = \frac{I_i}{I_{2010}} (C_{COMP} + C_{TANQ} + C_{TRS} + C_{BOP} + 786 \cdot 10^3 X)_{\$2010} \quad (91)$$

2.12.7. Producción de Nitrógeno

Una unidad criogénica de separación de aire es una serie de compresores, impulsores, intercambiadores de calor, columnas de destilación y expansores. Todos estos componentes presentan los siguientes parámetros de costo base.

Tabla 19 Factores de costo para equipos y componentes de ASU (Morgan, 2013)

Equipo	k1	k2	k3	Capacity	Cap. Mín	Cap. Máx.	F _{BM}
Compresor Centrífugo	2.2897	1.3604	-0.1027	Fluid [kW]	450	3000	2.75
HXCF inox	4.8306	-0.8509	0.3187	Área [m ²]	10	1000	2.17
HXPA B.Al							2.775
Radial Gas Expansion Turbine	2.2476	1.4965	-0.1618	Fluid [kW]	100	1500	6.1
HP Colum	3.4974	0.4485	0.1074	Volu [m ³]	0.3	520	13.72
LP Colum							8.2
Ar Colum							7.71
Motores eléctricos	2.9508	1.0688	-0.1315	Eje [kW]	75	2600	1.5

2.12.8. Desalinización

Los costos de capital de una planta de desalinización MVC pueden ser calculados considerando solo el compresor, impulsor, evaporador y dos intercambiadores de calor, excluyendo otros equipos menores. Los factores de costo para los equipos son los siguientes:

Tabla 20 Factores de costo para equipos y componentes de Planta MVC (Morgan, 2013)

Equipo	k1	k2	k3	F _{BM}
Compresor Centrífugo	2.2897	1.3604	-0.1027	2.75
Evaporador	4.642	0.3698	0.0025	3
HX placas	4.6656	-0.1557	0.1547	4.59
Motores eléctricos	2.9508	1.0688	-0.1315	1.5

2.12.9. Almacenamiento NH₃

El costo de capital del almacenamiento puede estimarse usando los procedimientos descritos anteriormente. El costo de capital de un sistema de almacenamiento de amoníaco depende del tanque de almacenamiento, los compresores, el separador flash y el condensado.

Tabla 21 Factores de costo para equipos y componentes para almacenamiento de NH₃ (Morgan, 2013)

Equipo	k1	k2	k3	F _{BM}
Tanque Int	4.8509	-0.3973	0.1445	4.5
Tanque Ext				1.5
Compresor Centrífugo	2.2897	1.3604	-0.1027	2.75
Motores eléctricos	1.956	1.7142	-0.2282	1.5
Condensador	4.0336	0.2341	0.0497	3

2.13. Costos de Producción

2.13.1. Planta FPSO

Los costos de producción están directamente relacionados con el flujo del proceso dentro de la planta, el capital fijo invertido y el tipo de proceso. En términos generales, estos costos se dividen en tres categorías: los costos directos, que comprenden los gastos operativos relacionados con la mano de obra, el mantenimiento, las reparaciones y las materias primas; los costos fijos, que incluyen la depreciación, los impuestos y los seguros; y los gastos generales, que abarcan los costos administrativos y las actividades de investigación y desarrollo (Morgan, 2013).

El costo total de producción (COM) se obtiene como la suma de los costos directos (DMC), los costos fijos (FMC) y los gastos generales (GE).

$$COM = DMC + FMC + GE \quad (92)$$

El costo de producción (COM, por sus siglas en inglés) puede ser estimado con base a lo siguiente:

- 1) La inversión de capital fijo (FCI), también conocida como Costo de Base Total.
- 2) Costo de mano de obra operativa (C_{OL}).
- 3) Costo de servicios públicos (C_{UT}). Como agua, electricidad, gas; no aplica en el caso de una planta offshore operando en modo isla.
- 4) Costo de tratamiento de residuos (C_{WT}).
- 5) Costo de materias primas (C_{RM}).

Cada uno de estos costos puede utilizarse junto con un factor de multiplicación para determinar los elementos de los costos directos de producción, los costos fijos de producción y los gastos generales. Por ejemplo, la depreciación del equipo de una planta química, así como los impuestos y seguros, están directamente relacionados con la inversión de capital fijo; los costos generales de planta están directamente relacionados con la mano de obra y con la inversión de capital fijo (Morgan, 2013).

Tabla 22 Costos directos de producción para plantas químicas (Morgan, 2013)

Costos Directos de Producción	Valor Típico
Materia prima (C_{RM})	C_{RM}
Tratamiento de residuos (C_{WT})	C_{WT}
Servicios Públicos (C_{UT})	C_{UT}
Mano de obra operativa (C_{OL})	C_{OL}
Supervisión directa y personal administrativo	$(0.18)C_{OL}$
Mantenimiento y reparaciones	$(0.06)FCI$
Suministros operativos	$(0.009)FCI$
Cargos de laboratorio	$(0.15)C_{OL}$
Patentes y royalties	$(0.03)COM$
Costos Directos Totales de Producción	$C_{RM} + C_{WT} + C_{UT} + (1.33)C_{OL} + (0.069)FCI + (0.03)COM$
Costos Fijos de Producción	
Depreciación	MACRS
Impuestos locales y seguros	$(0.032)FCI$
Costos generales de planta	$(0.78)C_{OL} + (0.036)FCI$
Costos Fijos Totales de Producción	$(0.78)C_{OL} + (0.068)FCI + MACRS$
Gastos Generales de Administración	

Costos de administración	$(0.177)C_{OL} + (0.009)FCI$
Costos de distribución y venta	$(0.11)COM$
Investigación y desarrollo	$(0.05)COM$
Gastos Generales Totales de Administración	$(0.177)C_{OL} + (0.009)FCI + (0.16)COM$
Costos Totales	$C_{RM} + C_{WT} + C_{UT} + (2.287)C_{OL} + (0.146)FCI + (0.19)COM + MACRS$

La Tabla 22 muestra un resumen de los valores asumidos para cada una de las categorías de costos de producción. El costo total de producción (COM) se obtiene resolviendo la Ecuación (92) y sumando los costos totales listados en la Tabla 22, tal como se indica en la Ecuación (93). Dado que la depreciación no se considera en este análisis, la ecuación del costo de fabricación utiliza el 18 % de la inversión de capital fijo (Morgan, 2013).

$$COM = 0.1802FCI + 2.823C_{OL} + 1.235(C_{UT} + C_{WT} + C_{RM}) \quad (93)$$

2.13.2. Mano de Obra Operativa

Existen dos reglas generales principales para determinar el número de personal requerido para la operación de una planta de proceso. Se puede asumir que la mano de obra está relacionada con los equipos principales del proceso mediante la Ecuación (94).

$$N_{OL} = (6.29 + 31.7P^2 + 0.23N_{np})^{0.5} \quad (94)$$

$$N_{np} = \sum \text{Equipos}$$

donde N_{OL} es el número de operadores por turno, P es el número de etapas de procesamiento que incluyen manejo de sólidos (cero en el caso de producción de amoníaco verde), y N_{np} es el número de etapas de procesamiento no particuladas, incluyendo compresores, torres, intercambiadores de calor, reactores y calentadores. También se puede asumir que la mano de obra está relacionada simplemente con la capacidad de la planta (Morgan, 2013).

$$\log Y = -0.783 \log X + 1.252 + B \quad (95)$$

donde Y es la mano de obra operativa en unidades de horas/ton por etapa de procesamiento; X es a capacidad de planta por día; B es una constante relacionada al tipo de proceso (-0.167 para un proceso continuo). La Ecuación (94) y la Ecuación (95) tienen unidades de operadores por turno. Como se asume que las plantas químicas operan cada hora, todo el año, con tres turnos por día, se requieren 1095 turnos operativos (Morgan, 2013).

Dado que un solo operador trabaja 49 semanas al año a razón de 5 turnos por semana, una planta química necesita 4.5 operadores por cada operador activo. Se requiere supervisión para las operaciones, y esta depende de la complejidad del proceso considerado. Una suposición razonable es del 10 al 20% de la mano de obra operativa. Los cargos de nómina, que incluyen compensación laboral, seguridad social, impuestos por desempleo, vacaciones y feriados pagados, así como seguro médico y dental, representan aproximadamente entre el 30 y el 40% de la mano de obra operativa (Morgan, 2013).

El salario promedio para un operador en la industria del petróleo y gas en el país es de \$682.35 de acuerdo con el Anexo I: Salarios Mínimos Sectoriales y Tarifas de la Asociación de Bancos del Ecuador (Asobanca, 2025). A este salario se le aplica un factor de 1.15

debido a que el personal se dedica a operaciones offshore, en este caso se parte de un salario base mensual por operador S_{OM} de \$784.70 en el año 2025.

Para el cálculo del salario por hora se incluyen los beneficios sociales nacionales como el décimo tercer, décimo cuarto, vacaciones y afiliación IESS. El décimo tercer es igual al salario mensual, el décimo cuarto es igual al salario básico unificado (S_{BU}), las vacaciones representan la mitad del salario mensual y la afiliación un 11.15% del salario mensual a la fecha que se publica esta tesis. Este salario por hora es multiplicado por 2 como un factor extra considerando horas extraordinarias a los trabajos por turno.

$$S_{OH} = 2 \left(\frac{S_{OM}}{160} + \frac{S_{13}}{160 \cdot 12} + \frac{S_{14}}{160 \cdot 12} + \frac{S_{OM}}{160 \cdot 12 \cdot 2} + \frac{0.1115 \cdot S_{OM}}{160} \right) \quad (96)$$

$$S_{OH} = \frac{1}{960} (14.838 \cdot S_{OM} + S_{BU})$$

2.14. Indicadores Económicos

2.14.1. Costo Nivelado de Energía - LCOE

El LCOE (Costo Nivelado de la Energía) mide cuánto cuesta generar una unidad de energía (por ejemplo, \$/kWh) a lo largo de la vida útil de un proyecto. Incluye costos de inversión, operación, mantenimiento, pagos por intereses y depende del modelo de producción. Se usa para comparar tecnologías de generación de energía de forma objetiva (Morgan, 2013).

$$LCOE = \frac{P_d + P_a \left(\frac{\left(\frac{1}{1+r} \right) - \left(\frac{1}{1+r} \right)^{(n_{prest}+1)}}{1 - \left(\frac{1}{1+r} \right)} \right) + PGEP_{O\&M} \left(\frac{\left(\frac{1+i}{1+r} \right) - \left(\frac{1+i}{1+r} \right)^{(n_{vida}+1)}}{1 - \left(\frac{1+i}{1+r} \right)} \right)}{\text{Producción Total de Energía durante la Vida Útil}} \quad (97)$$

donde, P_d es el costo no financiado, P_a es el pago anual del préstamo. r es la tasa de descuento nominal que refleja el valor del dinero en el tiempo, incluyendo la inflación esperada. La tasa de descuento nominal se utiliza para traer a valor presente los flujos de caja futuros de un proyecto, para este caso se asume un valor de 7%. i representa la tasa de inflación, para este caso se asume un valor de 3% (Morgan, 2013).

La tasa de inflación es un factor crucial en el análisis financiero para invertir de proyectos tanto onshore como offshore, ya que afecta directamente:

- Los costos futuros de operación y mantenimiento (O&M)
- Los precios de la energía (ingresos)
- La valoración de los flujos de caja en modelos como el LCOE o el VAN

n_{prest} es la duración del periodo del préstamo en años, n_{vida} es la vida útil del proyecto, y $PGEP_{O\&M}$ es el costo anual de operación y mantenimiento del parque de generación eólico-PV (Morgan, 2013). Para determinar el pago anual del préstamo, se utiliza el factor de recuperación de capital:

$$P_a = (C_c - P_d)CRF = (C_c - P_d) \left[\frac{b}{1 - (1 + b)^{-n_{prest}}} \right] \quad (98)$$

Aquí, C_c es el costo de capital del parque de generación, y b es la tasa de interés del préstamo. La tasa de interés puede ser tomada de los valores vigentes efectivos referenciales publicados por el Banco Central del Ecuador (BCE, 2025), en este caso se toma del segmento Productivo Corporativo con una tasa de interés de 8.5%.

2.14.2. Costo Nivelado de Amoniacio - LCOA

De la misma manera que el LCOE, se pueden calcular los costos de producir amoniacio durante la vida útil de la planta. El LCOA (Costo Nivelado de Amoniacio) representa este costo total, normalizado por tonelada o kilogramo de amoniacio. Incluye: costos de capital, costos de operación y mantenimiento y la producción total de amoniacio durante la vida útil. Si se produce energía propia, los costos de generación son incluidos (Morgan, 2013).

$$LCOA = \frac{P_d + FIN + (PGEP_{O\&M} + FPSO_{O\&M}) \left(\frac{\left(\frac{1+i}{1+r} \right) - \left(\frac{1+i}{1+r} \right)^{(n_{vida}+1)}}{1 - \left(\frac{1+i}{1+r} \right)} \right)}{Producción Total de Energía durante la Vida Útil} \quad (99)$$

$$FIN = P_a \left(\frac{\left(\frac{1}{1+r} \right) - \left(\frac{1}{1+r} \right)^{(n_{prest}+1)}}{1 - \left(\frac{1}{1+r} \right)} \right) \quad (100)$$

Aquí, P_d es el pago inicial sobre toda la planta (parque de generación y la instalación del FPSO), P_a es el pago anual a la institución financiera, n_{prest} es la duración del periodo de préstamo en años, n_{vida} es la vida útil del proyecto $PGEP_{O\&M}$ y $FPSO_{O\&M}$ son las operaciones y mantenimiento anuales requeridas para el parque de generación y FPSO, respectivamente, i la tasa de inflación y r es la tasa de descuento nominal (Morgan, 2013).

2.14.3. Periodo de Recuperación – Payback Period

El período de recuperación (Payback period) indica el tiempo necesario para amortizar la inversión inicial mediante la generación interna de flujo de caja del proyecto. Como un período de recuperación más corto asegura una recuperación rápida de los fondos del inversionista, se prefiere un proyecto con menor payback (Bhattacharyya, 2011). Este indicador se utiliza frecuentemente como una guía inicial para filtrar proyectos. Este periodo puede ser calculado de la siguiente manera:

$$Payback = n_{nf} + \frac{|Valor acumulado al año n_{nf}|}{Flujo neto en año n_{pi}} \quad (101)$$

donde, n_{nf} es el último año con flujo acumulado negativo, n_{pi} es el primer año con flujo acumulado positivo.

2.14.4. Retorno sobre la Inversión - ROI

El ROI (Return on Investment) es la razón entre el ingreso neto (durante un periodo) y la inversión (costos derivados de una inversión de algunos recursos en un momento dado). Un ROI alto indica que las ganancias del proyecto son favorables en relación con su costo. Como indicador de desempeño, el ROI se utiliza para evaluar la eficiencia de una inversión o para comparar la eficiencia entre varias inversiones (Bhattacharyya, 2011).

$$ROI = \frac{\text{Flujo Neto Acumulado}}{\text{Inversión Inicial}} \times 100 \quad (102)$$

2.14.5. Valor Actual Neto - VAN

El Valor Actual Neto (VAN) o NPV por sus siglas en inglés, implica la conversión de todos los flujos de beneficios y costos que ocurren en distintos momentos del tiempo a sus equivalentes en valor presente, y su agregación para obtener el valor total de los beneficios y costos del proyecto (Bhattacharyya, 2011). Esto proporciona una medida integral de los beneficios netos (o costos netos) y se utiliza ampliamente para la **clasificación de proyectos y la toma de decisiones**.

Matemáticamente:

$$VAN = \sum_{n=1}^N \frac{(R_t - C_t)}{(1 + T)^n} - I_0 \quad (103)$$

donde R_t , son los ingresos en el año n ; C_t , costos en el año n ; T , tasa de descuento; I_0 , inversión inicial. Como tasa de descuento generalmente se sabe usar la **TMAR**; Tasa Mínima Aceptable de Retorno (Bhattacharyya, 2011). Normalmente, las tasas de interés del mercado reflejan el arbitraje entre el gasto presente y el ahorro futuro. Se espera que la tasa de retorno sobre la inversión sea al menos igual a la tasa de interés (o costo de capital).

$$TMAR \text{ sin apalancamiento} = TMAR_{SA} = i + f + if \quad (104)$$

donde i es la prima de riesgo país y f es la inflación. Sin embargo, para las inversiones a largo plazo, la elección de la tasa de descuento se convierte en un tema controvertido. Esto se debe a que el flujo de caja en un futuro lejano parece tener poco valor en el presente, incluso con tasas de descuento moderadas. No existe consenso sobre la tasa de descuento que debe utilizarse, pero podría argumentarse a favor de una tasa baja.

$$TMAR \text{ con apalancamiento} = TMAR_{CA} = W_{CP} \cdot TMAR_{SA} + W_D i_a (1 - IR) \quad (105)$$

donde W_{CP} representa el peso % del capital propio respecto a la inversión inicial, W_D representa el peso % de la deuda respecto a la inversión inicial, i_a representa a la tasa activa máxima referencial para el tipo de préstamo según el Banco Central del Ecuador e IR representa el impuesto a la renta: 25% si no hay deducciones.

2.14.6. Tasa Interna de Retorno - TIR

Dado que el cálculo del VAN depende de la elección de la tasa de descuento, existe una medida alternativa que intenta encontrar la tasa de descuento para la cual el VAN es igual a cero; es decir, los costos son iguales a los beneficios (Bhattacharyya, 2011). Esta tasa de

descuento se conoce como Tasa Interna de Retorno (TIR) y representa la rentabilidad esperada del proyecto. Matemáticamente, esto puede expresarse iterativamente como:

$$\sum_{n=1}^N \frac{(R_t - C_t)}{(1 + T)^n} = I_0 \quad (106)$$

CAPÍTULO 3

3. METODOLOGÍA PARA GENERACIÓN

3.1. Área de Estudio

Para escoger la región marítima más útil para este proyecto, se partió del potencial eólico y se usaron 3 mapas diferentes para tomar la decisión. Con el primer mapa (Figura 20), de Global Wind Atlas (GWA, 2025) se resaltó 2 regiones para un buje instalado a 200m de altura: la región 1 con velocidad media de 7.6 m/s al noroeste del cantón de Manta y la región 2 con velocidad media de 8.25 m/s en la frontera marítima con Perú.

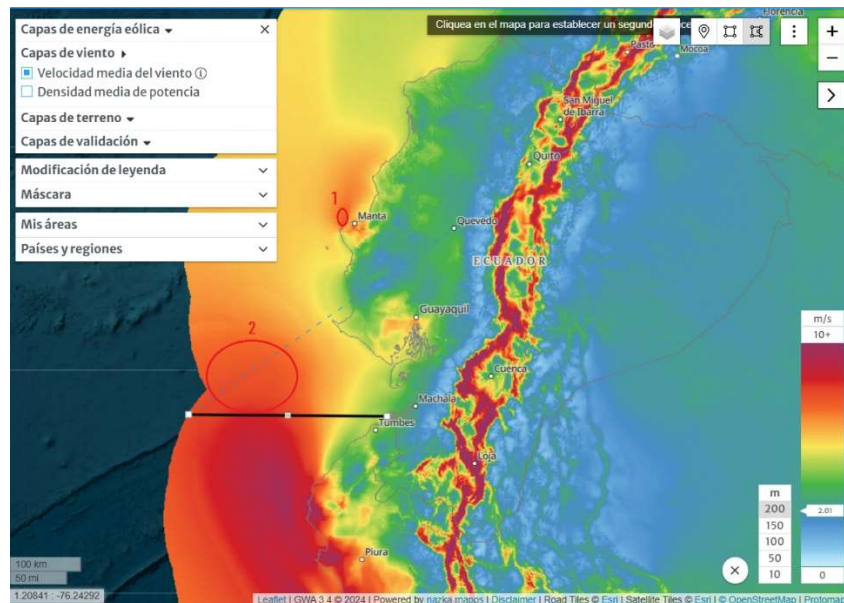


Figura 20 Distribución geográfica de velocidades de viento con buje a 200m en Ecuador, la línea negra indica el límite fronterizo con Perú (GWA, 2025)

El segundo mapa indica la factibilidad técnica, tomado de las bases de datos de ARCGIS (Esri, 2025). Este mapa indica que, entre las 2 regiones analizadas, solo la que está frente a Manta es factible técnicamente tanto con instalaciones fijas como flotantes.

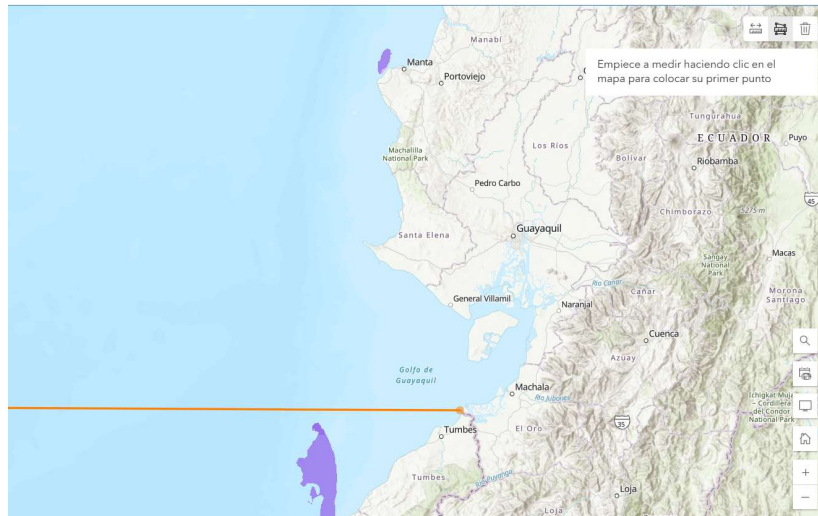


Figura 21 Distribución geográfica de zonas con factibilidad técnica para instalación de parques offshore flotantes y fijos (Esri, 2025)

El tercer mapa, del Instituto de Investigación en Energía de Cataluña (IREC, 2025) indica una distribución de LCOE en €/MWh para instalaciones offshore. Este mapa vuelve a validar a la región frente a Manta indicando un LCOE aproximado de 150 €/MWh en contraste con la región fronteriza a Perú indicando un LCOE aproximado de 225 €/MWh.

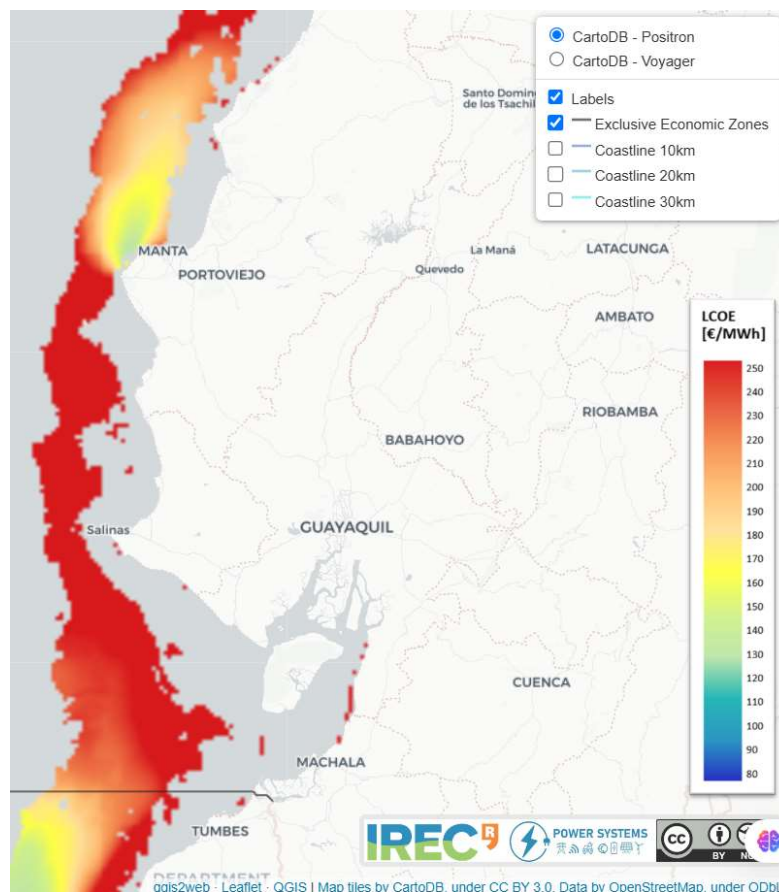


Figura 22 Distribución geográfica de LCOE para parques offshore (IREC, 2025)

Comparando estos 3 mapas, se continuó con la elección de la región frente a las costas del Cantón Manta, específicamente cerca de San Mateo y Santa Marianita. La región se filtró geográficamente mediante el software QGIS (**Figura 23**) para establecer el área del parque a las velocidades de viento mayores o iguales a 7.25 m/s a partir del mapa de colores descargado de (GWA, 2025) resultando en un área disponible de aproximadamente 50 km² limitada entre las latitudes -0.88° y -0.99°, y entre las longitudes -80.83° y -80.89°.

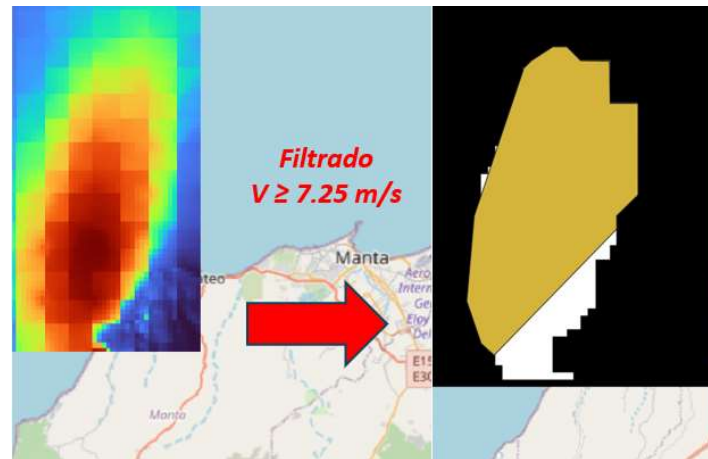


Figura 23 Filtración de ráster por mapa de colores en QGIS para velocidad media mayor o igual a 7.25 m/s (Fuente: Autor)

3.2. Recursos Meteorológicos y Geofísicos

Se identificaron las siguientes variables para las diferentes fuentes de energía que pueden ser útiles para la producción de amoníaco verde dentro de la zona delimitada en la Sección 3.1:

- **Energía eólica:** Velocidad y dirección del viento
- **Energía PV:** Irradiación Global Horizontal (GHI) y temperatura
- **Energía hidrocínética:** Velocidad y dirección de corrientes oceánicas a diferentes profundidades.

Además de estos recursos meteorológicos, se descargaron datos de batimetría y topografía desde la región seleccionada hasta la parte más alta de San Mateo por medio de la base de datos (GEBCO, 2024) en formato netCDF, y fueron agregados al archivo de velocidades trabajado en QGIS. Se detalla profundidades dentro de la región definida para el parque desde -31 a -121 m, y en la ruta posible para tendido de una tubería de exportación a tierra desde los -45 m de profundidad en el parque hasta los 71 m de elevación en San Mateo.

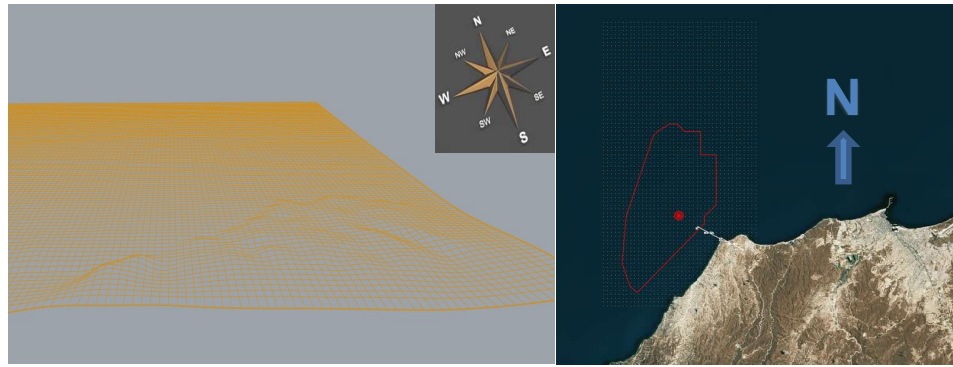


Figura 24 Batimetría y Topografía de la región de estudio y ruta a instalaciones onshore. 3D izquierda y Puntos 2D derecha (Fuente: Autor)

3.2.1. Energía Eólica

Para la obtención de los datos de velocidades y dirección de viento se hizo uso de la página del Nasa Langley Research Center (LaRC, 2025) en la región seleccionada para el parque. Los datos descargados fueron horarios entre los años 2019 y 2023 a una altura de medición de 50m incluyéndose en las columnas: {Año, Mes, Día, Hora, Velocidad del viento [m/s] y Dirección del viento [°]}. La velocidad se convirtió a una altura de 200m por medio de la Ecuación (10).

Mediante tablas dinámicas se obtuvo la rosa anual de direcciones de viento donde el origen predominante es desde el *suroeste* con un alrededor de 50% de veces al año y velocidades predominantes de entre 7.5 a 8.25 m/s debido a que el parque se encuentra en la zona de convergencia de las masas de aire por debajo del ecuador alrededor de la latitud -0.9° .

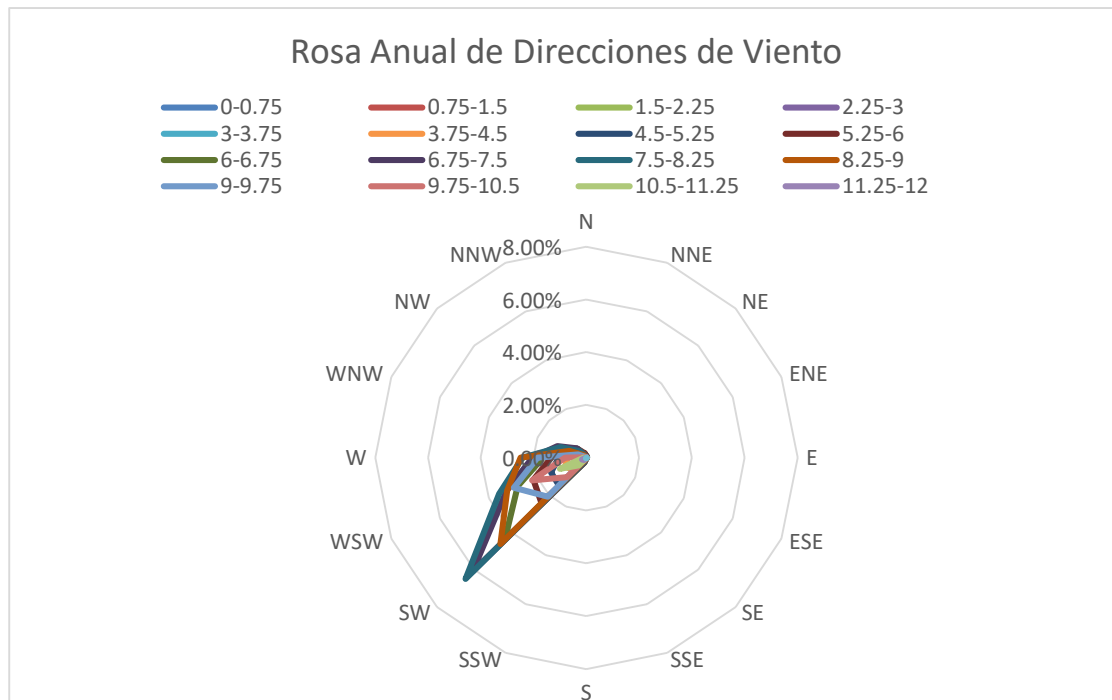


Figura 25 Rosa anual de direcciones de viento (Fuente: Autor)

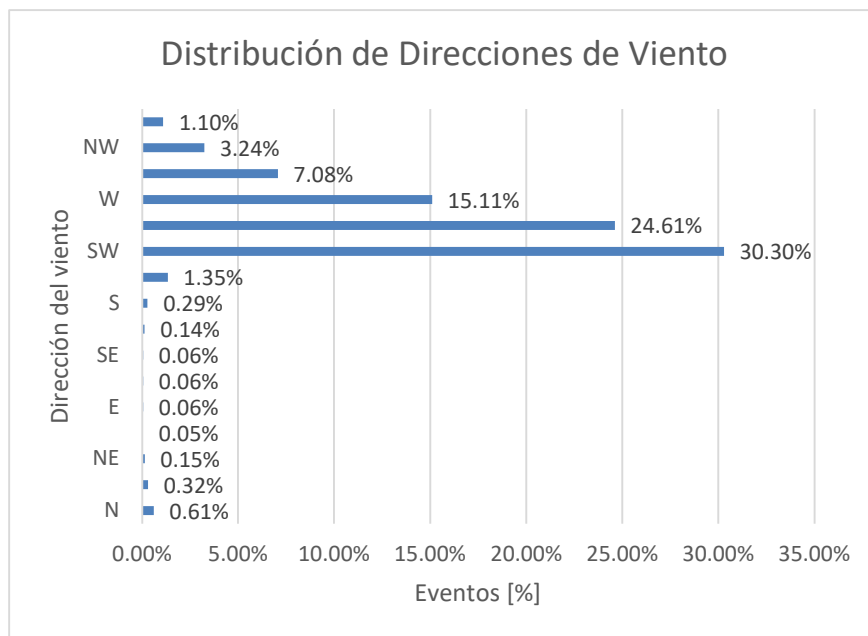


Figura 26 Distribución de probabilidades de dirección de viento (Fuente: Autor)

También se obtuvo un histograma de frecuencias con un rango predominante de 7.5 a 8.25 m/s con 17.18% de probabilidad. El 50% de probabilidad se encuentra entre los 6.75 a 9 m/s, y el 75% de probabilidad se encuentra entre 5.25 a 9.75 m/s. Mediante el uso de la ecuación (4) se obtuvieron también los parámetros de la distribución de Weibull que mejor se ajusta a los datos (Tabla 23) incluyendo la velocidad media y potencia teórica disponible [W/m²] a partir de la ecuación (2).

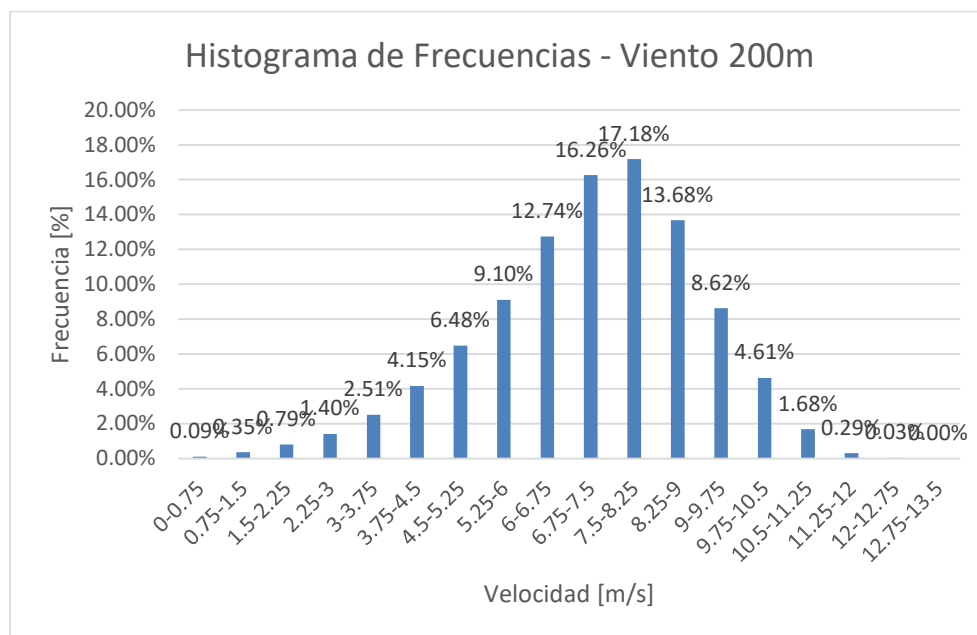


Figura 27 Histograma de frecuencias para velocidades de viento (Fuente: Autor)

Tabla 23 Parámetros de la distribución de Weibull ajustada a los datos de viento

k	3.31
-----	------

$b = -k \cdot \ln(\lambda)$	-6.76
λ [m/s]	7.70
V media [m/s]	6.91
P teórica [W/m ²]	264.79

(Fuente: Autor)

Se recuerda que la distribución de Weibull tiene unidades [1/valor] y para convertir en adimensional para representar probabilidad (Figura 28) y no densidad de probabilidad, se multiplicó por el ancho de intervalo del histograma de frecuencias. Se observa que el pico de la distribución de Weibull está desfasado hacia la izquierda con respecto al histograma de frecuencias, pero el factor de forma de la distribución compensa este desfase.

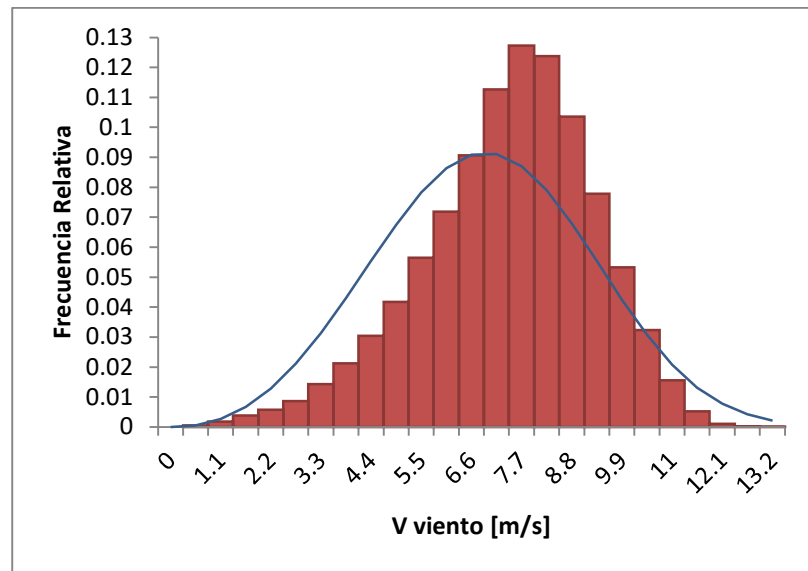


Figura 28 Ajuste de Distribución de probabilidad de Weibull a los datos de velocidades de viento (Fuente: Autor)

A partir de los datos también se calcularon los promedios de velocidades medias de viento y densidad de potencia mensuales. Las velocidades más bajas se dan entre los meses de enero y abril con velocidades medias desde 5.49 a 6.78 m/s, siendo el mes más bajo marzo. Las velocidades más altas se dan entre los meses de mayo y diciembre con velocidades medias desde 7.36 a 7.89 m/s, siendo el mes más alto septiembre.

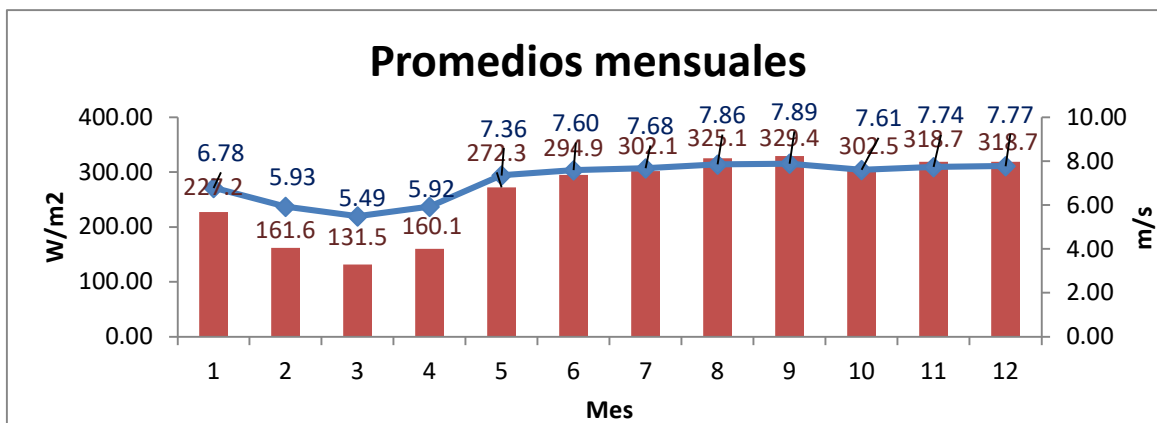


Figura 29 Promedios mensuales de velocidad media de viento y densidad de potencia (Fuente: Autor)

Para poder elegir el óptimo aerogenerador disponible en el mercado se hizo uso de las curvas de densidad de potencia y de distribución de Weibull de los datos de velocidad de viento usados. Esta gráfica indica un rango útil para un aerogenerador que trabaje el mayor tiempo con una potencia considerable entre las velocidades de 7 a 11 m/s, y que tenga una velocidad de arranque muy baja.

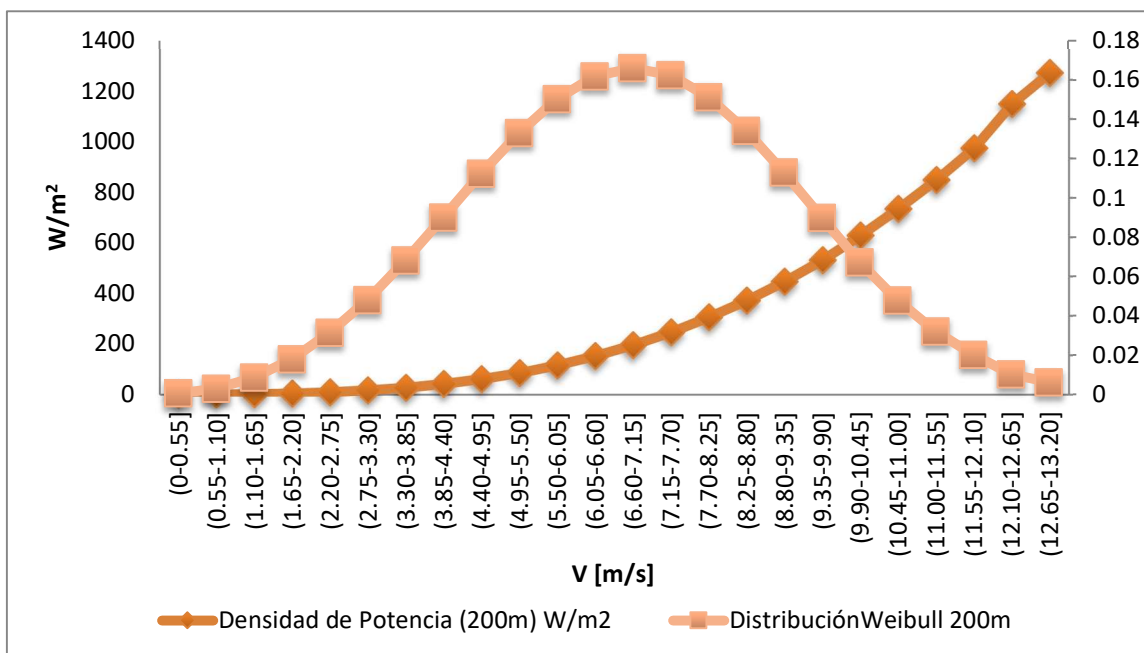


Figura 30 Curvas de Densidad de Potencia [W/m²] y Distribución de Weibull (Fuente: Autor)

3.2.2. Energía Solar Fotovoltaica

Así como para los recursos utilizados para la generación eólica, para la obtención de los datos de temperatura [°C] e irradiancia global horizontal GHI en el sitio [W/m²] también se hizo uso de la página del Nasa Langley Research Center (LaRC, 2025). Los datos

descargados también fueron horarios entre los años 2019 y 2023 incluyéndose en las columnas: {Año, Mes, Día, Hora, Irradiancia GHI [W/m^2] y Temperatura [$^{\circ}\text{C}$]}.

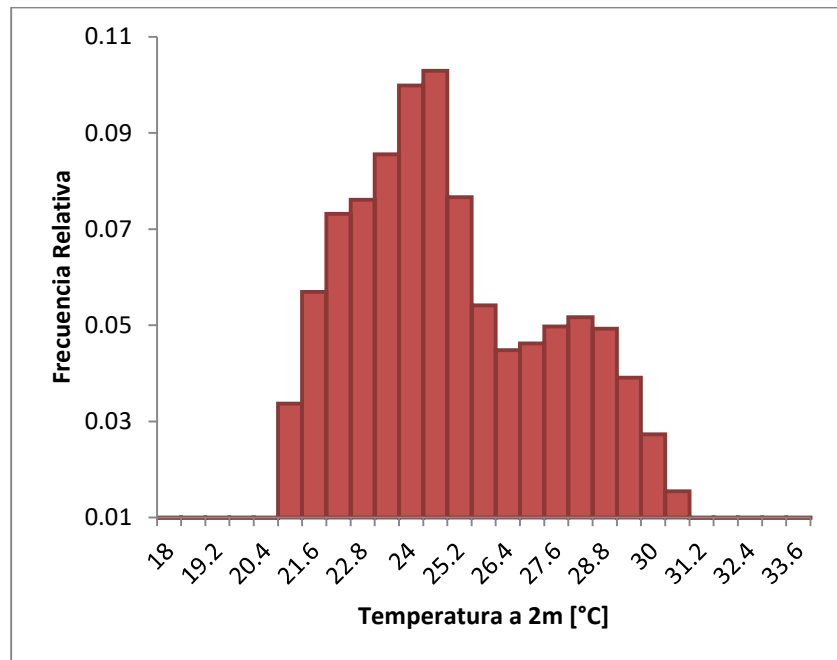


Figura 31 Histograma de frecuencias para los datos de temperatura ambiental a 2m del suelo (Fuente: Autor)

La Irradiancia horaria [$\text{Wh}/\text{m}^2/\text{h}$] se convirtió a irradiación diaria [$\text{kWh}/\text{m}^2/\text{día}$] para un mejor manejo de los datos y además esta irradiación diaria representa las horas picos solares. Se aproximó la distribución a Weibull con los parámetros detallados en la Tabla 24.

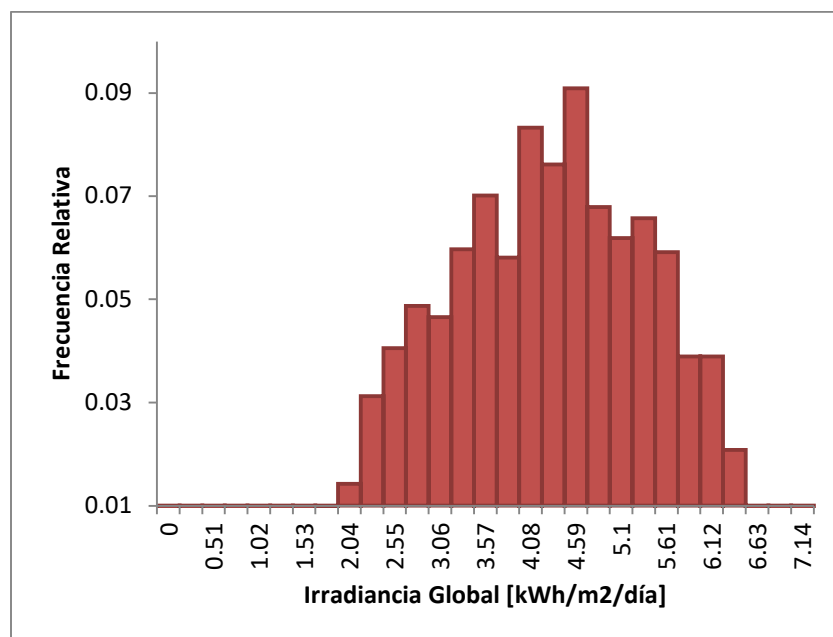


Figura 32 Histograma de frecuencias para los datos de GHI diaria (Fuente: Autor)

Tabla 24 Parámetros de la distribución de Weibull ajustada a los datos de irradiación GHI

k	4.31
$b=-k \cdot \ln(\lambda)$	-6.55
λ [kWh/m ² /día]	4.56
GHI medio [kWh/m ² /día] / horas pico solares	4.15

(Fuente: Autor)

Se obtuvieron promedios mensuales de la irradiación global horizontal diaria u horas pico solares (**Figura 33 Promedio mensual de horas pico solares e irradiancia global horizontal** (Fuente: Autor)Figura 33) y se dividió el comportamiento de las horas solares en dos temporadas: la temporada alta desde diciembre hasta mayo con horas picos solares que van desde 4.14 a 5.19 h, siendo abril el mes con mayor horas picos solares. La temporada baja va desde junio hasta noviembre con horas picos solares que van desde 3.57 a 4.04 h, siendo junio y julio los meses con menor horas picos solares.

También se obtuvieron promedios mensuales de irradiancia global horizontal (Figura 33) y fue dividida de igual manera en dos temporadas: la temporada alta desde noviembre hasta abril con irradiancias que van desde 336.7 a 399.2 W/m², siendo abril el mes con mayor irradiancia. La temporada baja va desde mayo hasta octubre con irradiancias que van desde 274.2 a 318.5 W/m², siendo junio y julio los meses con menor irradiancia.

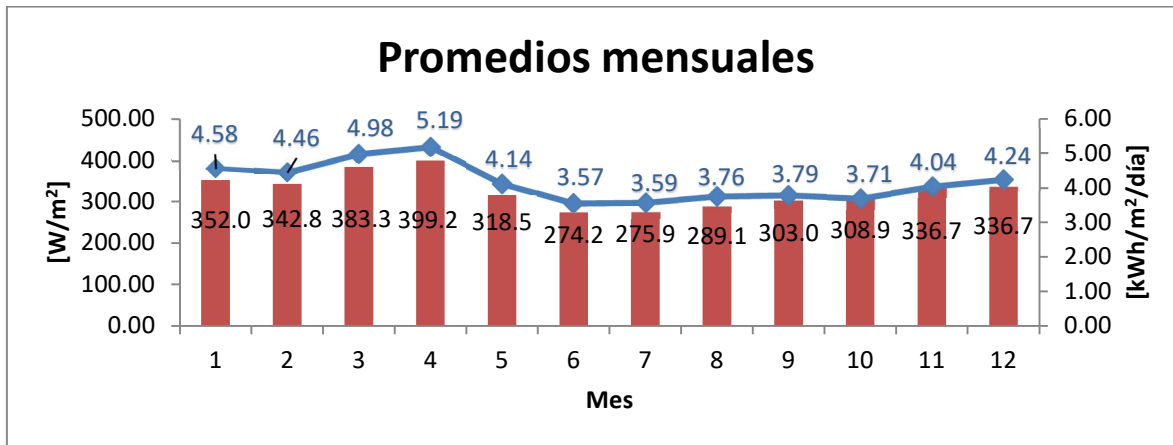


Figura 33 Promedio mensual de horas pico solares e irradiancia global horizontal (Fuente: Autor)

De acuerdo con los recursos solares obtenidos, junio y julio son los meses menos óptimos para la producción de energía solar, mientras que el mes más óptimo es abril. Pero esto es necesario validar con los módulos seleccionados y cómo varían su eficiencia con la distribución de temperatura ambiental a lo largo del año.

3.2.3. Energía Hidrocinética

Para la obtención de los metadatos de velocidades y dirección de corrientes oceánicas por profundidad se hizo uso de la base de datos Copernicus a través de su interfaz MyOcean Pro (Copernicus, 2025) en la región seleccionada para el parque. Los metadatos

descargados tienen una lectura de cada 6h entre los años 2022 y 2024 para profundidades de medición desde la superficie hasta los 100m. Cada metadato fue descargado en formato NetCDF-3 y tiene la siguiente información de variables:

- Año
- Mes
- Día
- Horas de medición: 0h00, 6h00, 12h00, 18h00, 24h00
- Profundidad: 0-100m
- Componente de velocidad hacia el este " u [m/s]"
- Componente de velocidad hacia el norte " v [m/s]"

Usando la distribución de probabilidades de Weibull se obtuvieron las velocidades medias de corrientes para 22 diferentes profundidades para un punto representativo en el norte de la región y otro en el sur. Estas velocidades varían de forma descendente conforme a la profundidad desde aproximadamente los 0.33 m/s en la superficie, hasta alrededor de los 0.10 m/s cerca de los 100m de profundidad (Figura 34). Considerando la preferencia de una baja interacción con la superficie libre y una instalación de turbinas hidrocinéticas en el fondo de plataformas flotantes, se eligieron los datos a 10m de profundidad para ser analizados.

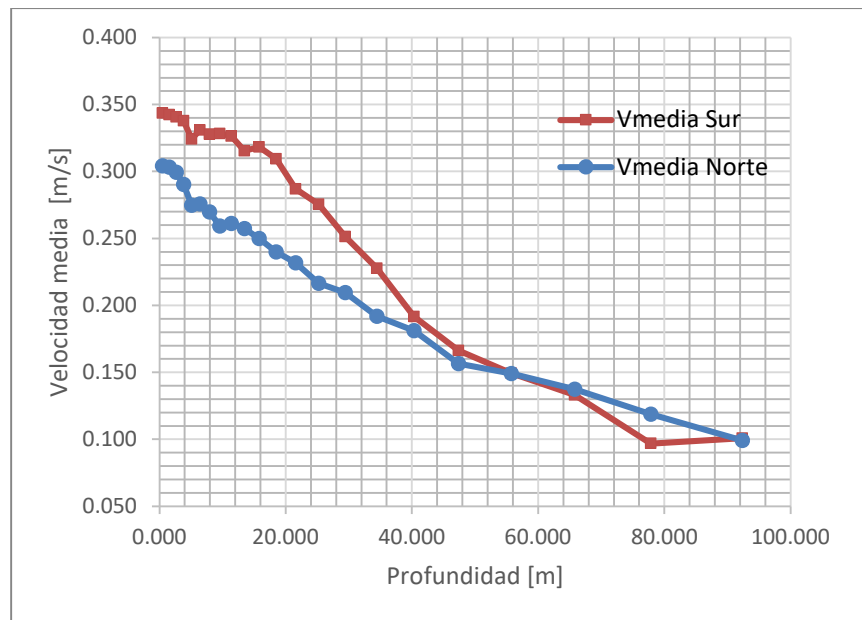


Figura 34 Variación de velocidad de corrientes oceánicas con respecto a la profundidad (Fuente: Autor)

Mediante tablas dinámicas se obtuvo la rosa anual de direcciones de corriente a 10m de profundidad donde el origen predominante es muy variado entre el noreste, *sureste* y *sur*, el origen para las velocidades promedio se reparte entre *noreste* y *sur* con un alrededor de 50% de veces al año y velocidades predominantes de entre 0.3 a 0.4 m/s debido a que el

parque se encuentra en la zona de convergencia de la corriente de Humboldt con la contracorriente ecuatorial por debajo del ecuador alrededor de la latitud -0.9° .

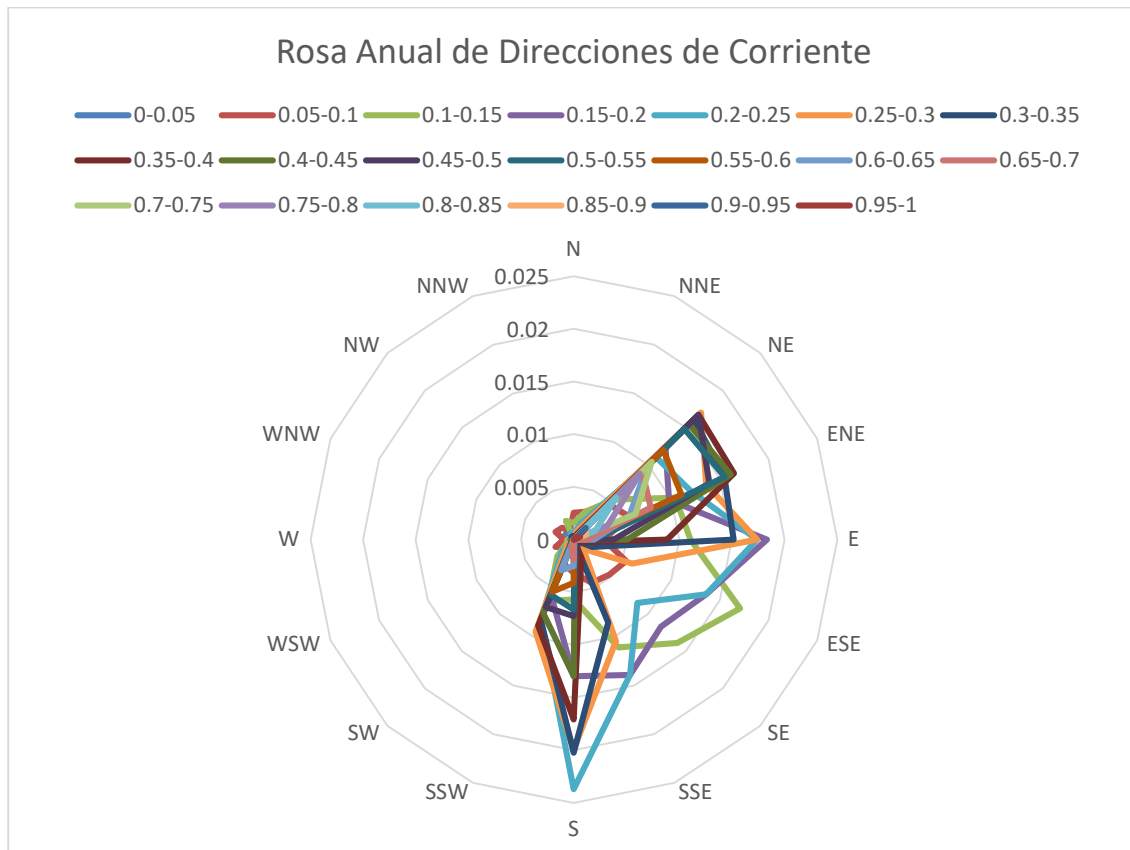


Figura 35 Rosa Anual de Direcciones de Corriente (Fuente: Autor)

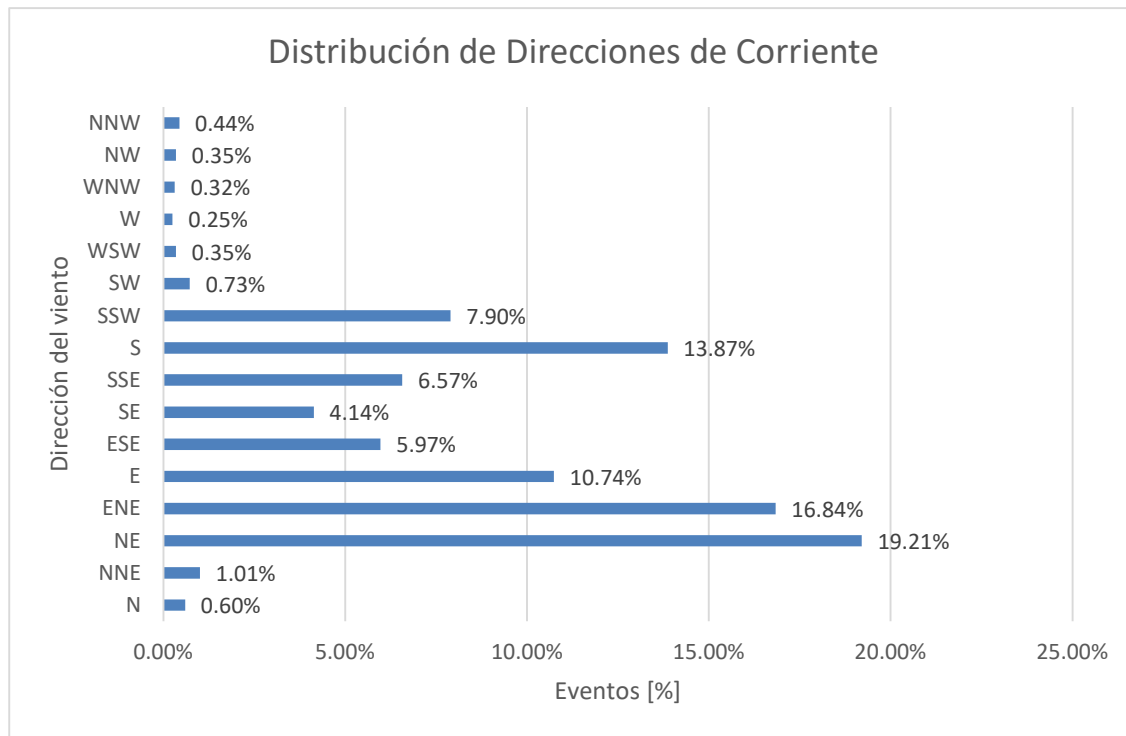


Figura 36 Distribución de probabilidades de dirección de corrientes oceánicas
(Fuente: Autor)

También se obtuvo un histograma de frecuencias con un rango predominante de 0.20 a 0.25 m/s con 13.14% de probabilidad. El 50% de probabilidad se encuentra entre los 0.10 a 0.30 m/s, y el 75% de probabilidad se encuentra entre 0.05 a 0.45 m/s. Mediante el uso de la ecuación (4) se obtuvieron también los parámetros de la distribución de Weibull que mejor se ajusta a los datos (Tabla 25) incluyendo la velocidad media y potencia teórica disponible [W/m²] a partir de la ecuación (2) en este caso usando como fluido de trabajo la densidad del agua de mar.

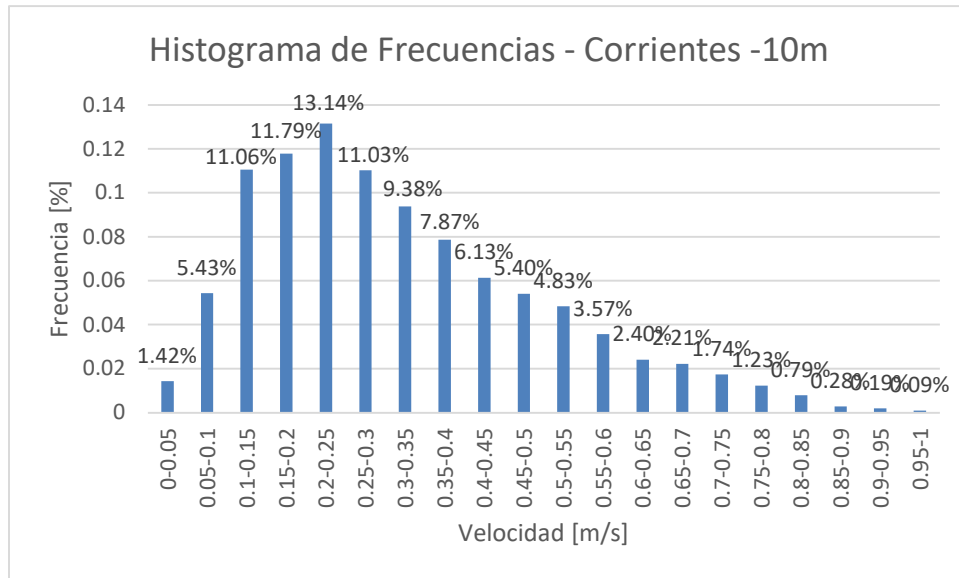


Figura 37 Histograma de frecuencias para velocidad de corrientes oceánicas
(Fuente: Autor)

Tabla 25 Parámetros de la distribución de Weibull ajustada a los datos de corrientes oceánicas

k	2.02
$b=-k \cdot \ln(\lambda)$	2.00
λ [m/s]	0.37
V media [m/s]	0.33
P teórica [W/m ²]	34.29

(Fuente: Autor)

Se recuerda que la distribución de Weibull tiene unidades [1/valor] y para convertir en adimensional para representar probabilidad (Figura 38) y no densidad de probabilidad, se multiplicó por el ancho de intervalo del histograma de frecuencias. Se observa que el pico de la distribución de Weibull es el que mejor se ajusta respecto al histograma de frecuencias en comparación con Wakeby y Gumbel.

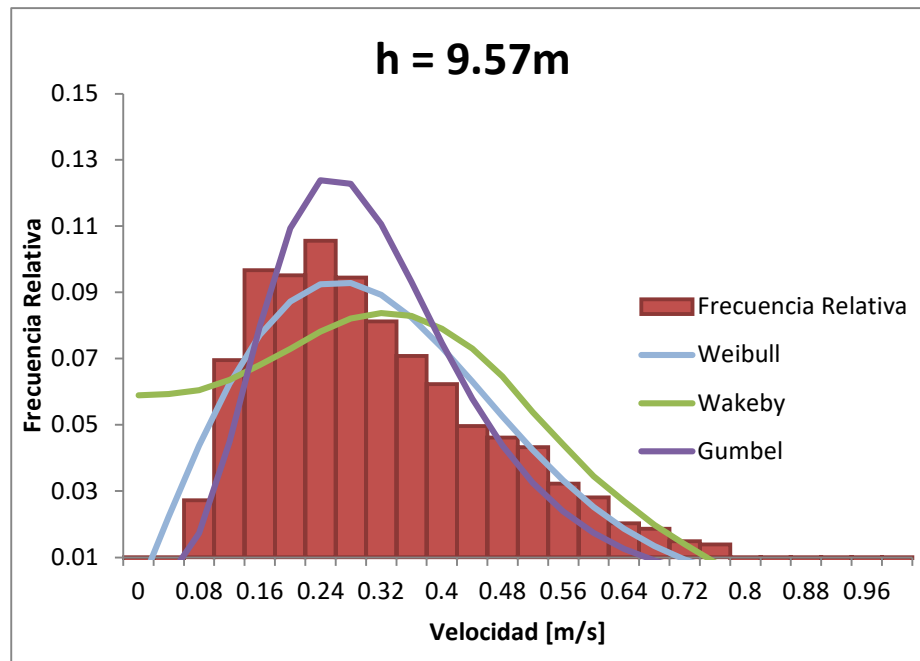


Figura 38 Ajuste de las distribuciones de probabilidad de Gumbel, Wakeby y Weibull a los datos de velocidades de corrientes oceánicas (Fuente: Autor)

A partir de los datos también se calcularon los promedios de velocidades medias de viento y densidad de potencia mensuales. Las velocidades más bajas se dan de manera muy dispersa desde febrero hasta julio y el mes de octubre con velocidades medias desde 0.28 a 0.31 m/s, siendo los meses más bajos febrero y octubre. Las velocidades más altas se dan de manera dispersa los meses de agosto, septiembre y desde noviembre hasta enero con velocidades medias desde 0.32 a 0.41 m/s, siendo el mes más alto diciembre.

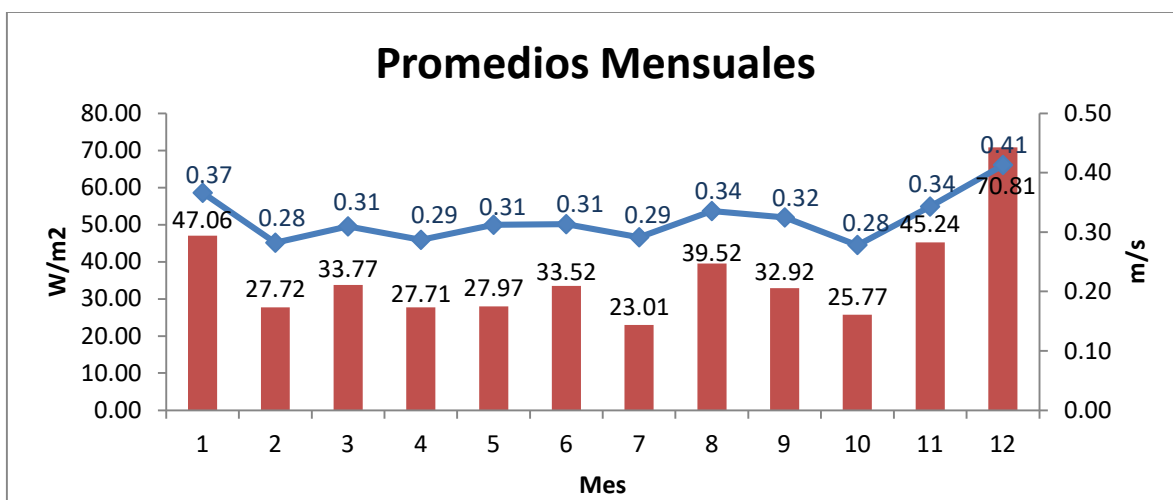


Figura 39 Promedios mensuales de velocidad media de corrientes oceánicas y densidad de potencia (Fuente: Autor)

Para poder elegir la turbina óptima disponible en el mercado se hizo uso de las curvas de densidad de potencia y de distribución de Weibull de los datos de velocidad de viento usados. Esta gráfica indica un rango útil para un aerogenerador que trabaje el mayor tiempo

con una potencia considerable entre las velocidades de 0.32 a 0.72 m/s, y que tenga una velocidad de arranque muy baja.

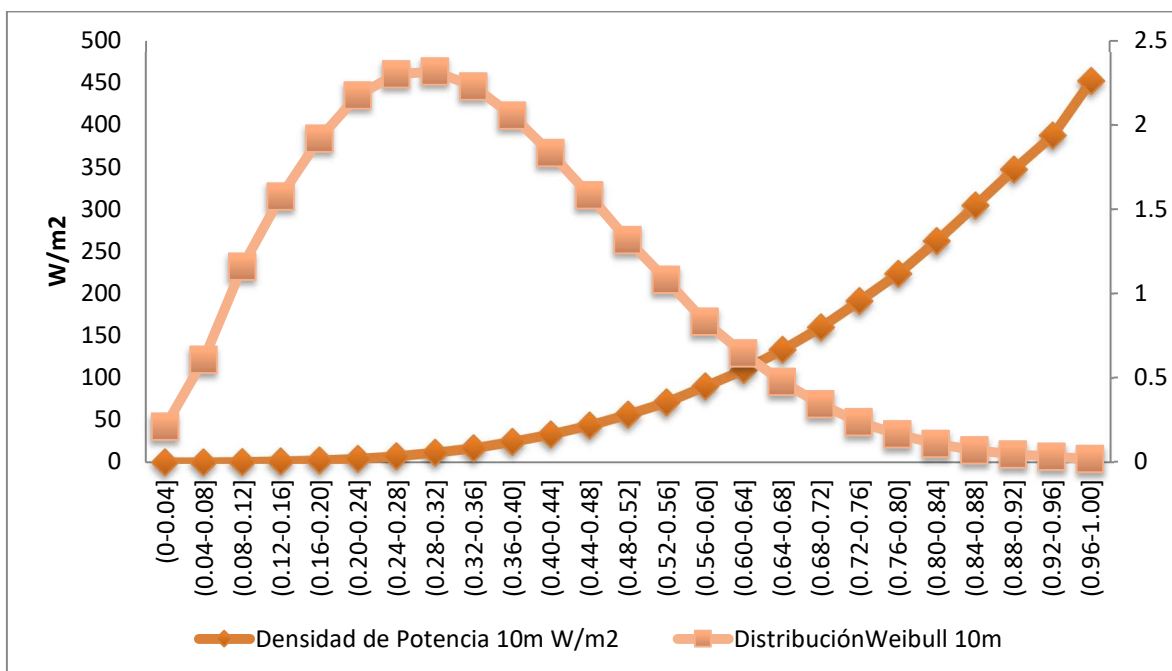


Figura 40 Curvas de Densidad de Potencia [W/m²] y Distribución de Weibull (Fuente Autor)

3.3. Tecnologías de Generación

3.3.1. Energía Eólica

Se buscó la turbina offshore cuya operación más se ajuste a las curvas de la Figura 30. La turbina con características más adecuadas para este caso es el modelo G132-5.0 MW Offshore de Gamesa con la siguiente curva de potencia:

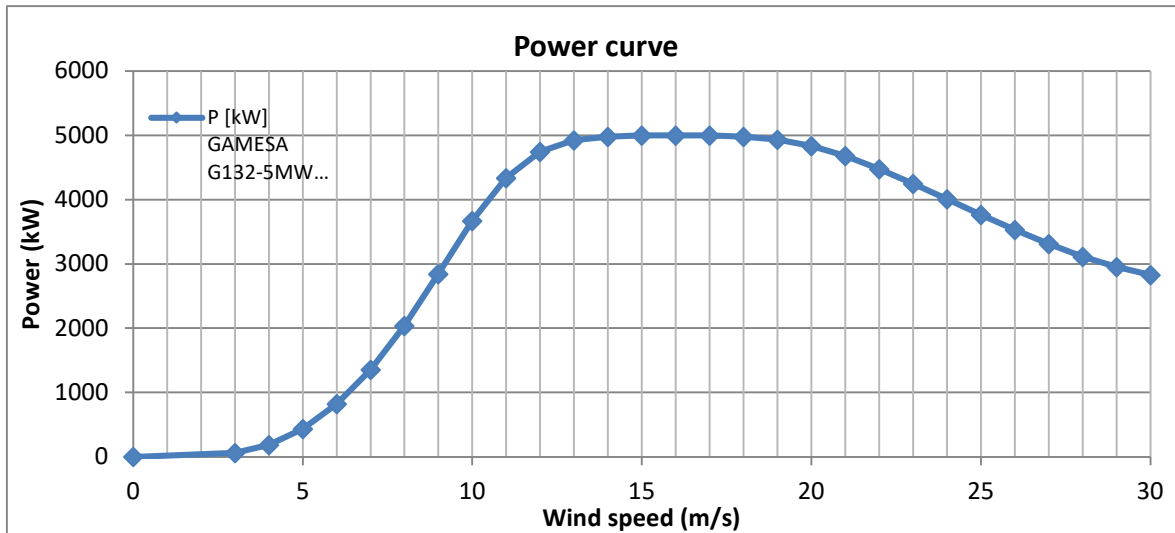


Figura 41 Curva de potencia de Turbina G132-5MW Offshore (Gamesa Corporación Tecnológica, 2014)

Esta turbina tiene una velocidad de arranque de 1.5 m/s, una velocidad nominal de 13 m/s y una velocidad de parada de 27 m/s. Comparando la distribución Weibull y la curva de potencia (Figura 42) el rango operativo óptimo con esta turbina es desde los 6 m/s hasta los 11 m/s, es decir un 80% del año.

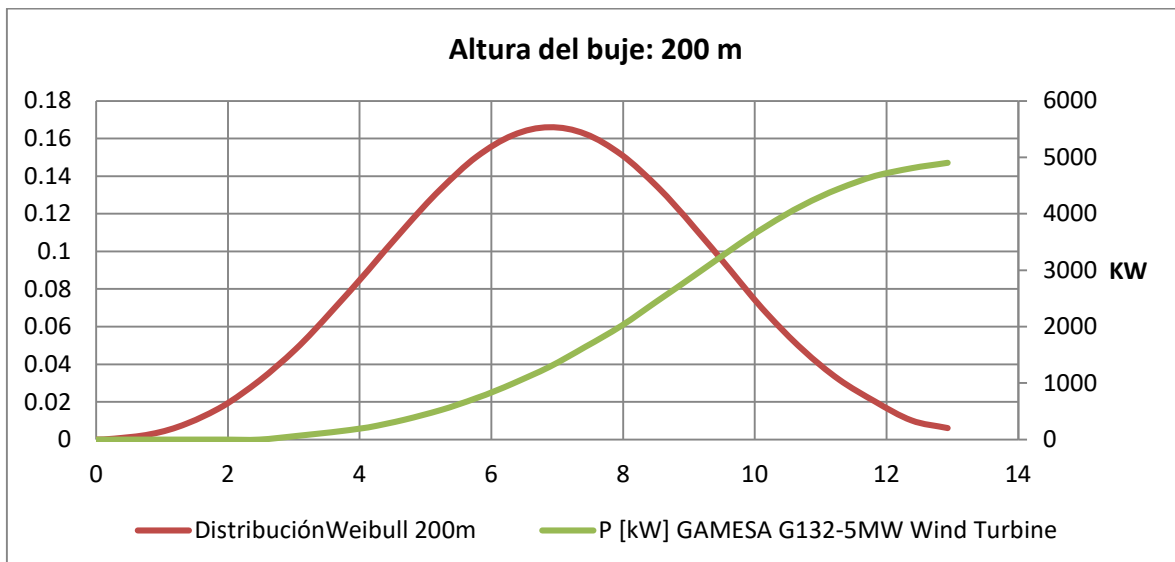


Figura 42 Distribución Weibull y curva de potencia de la turbina G132-5MW Offshore (Fuente: Autor)

A partir de la Ecuación (7) se calculó la distribución anual de energía generada por una turbina a partir de las velocidades disponibles durante un año típico, con un total de 14.11 GWh por cada turbina.

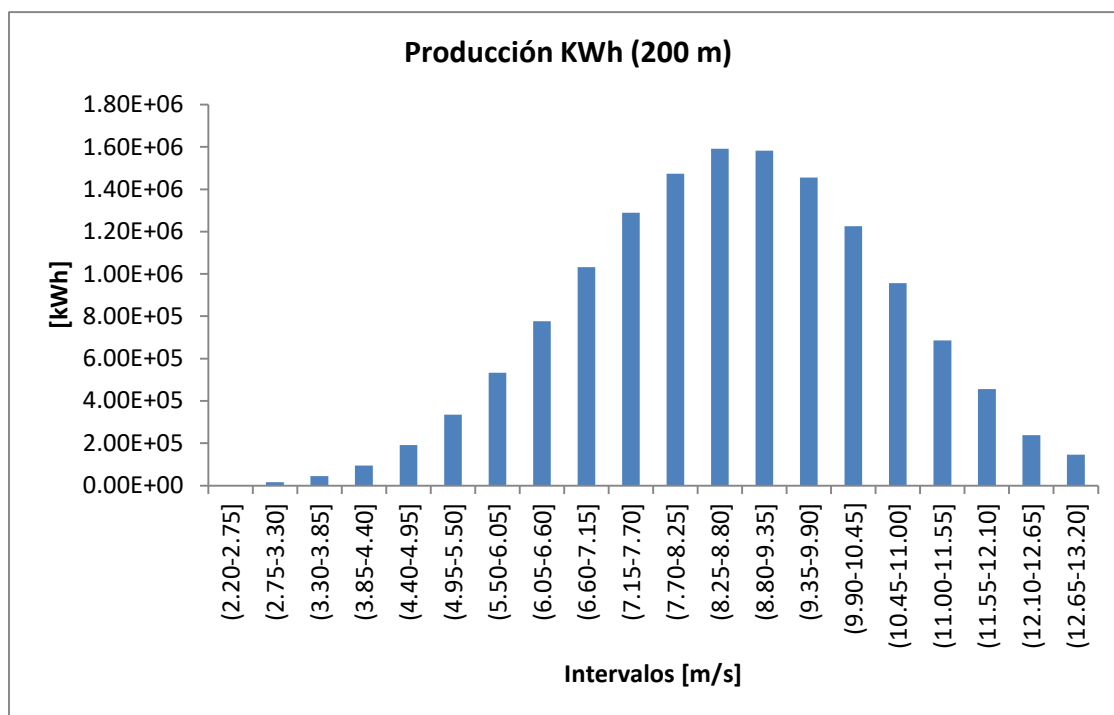


Figura 43 Distribución anual de la energía generada por un aerogenerador con respecto a las velocidades de viento disponibles (Fuente: Autor)

A partir de la curva de potencia de la turbina G132-5MW Offshore y de los promedios mensuales de velocidad media de viento, se calculó la potencia disponible en cada mes por turbina sin considerar pérdidas eléctricas (Figura 44). La capacidad más baja de generación eólica se da entre los meses de enero y abril con una potencia que va desde 626 hasta 1240 kW por turbina, el mes de menos capacidad de generación eólica es marzo. La capacidad más alta de generación eólica se da entre los meses de mayo y diciembre con una potencia que va desde 1597 hasta 1964 kW por turbina, los meses de mayor capacidad de generación eólica son agosto y septiembre.

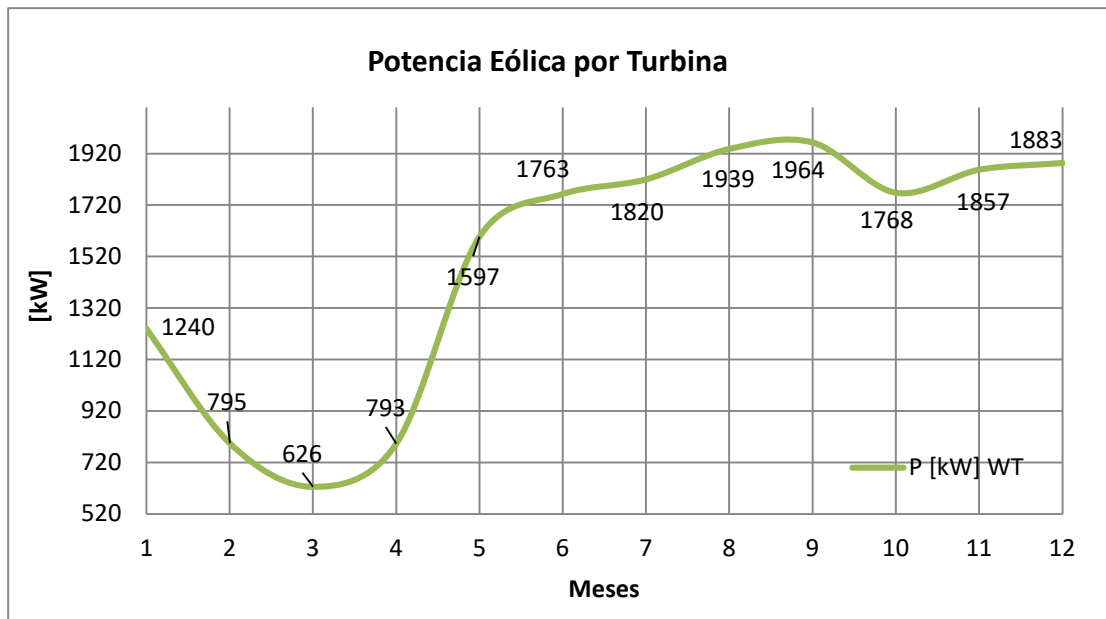


Figura 44 Potencia eólica por turbina sin considerar pérdidas eléctricas (Fuente: Autor)

La producción eólica más baja se da entre los meses de enero y abril desde los 52.69 hasta los 107.16 MWh por turbina, los meses de menos producción eólica son febrero, marzo y abril. La producción eólica más alta se da entre los meses de mayo y diciembre desde los 163.57 hasta los 199.67 MWh por turbina, el mes de mayor producción eólica es agosto.

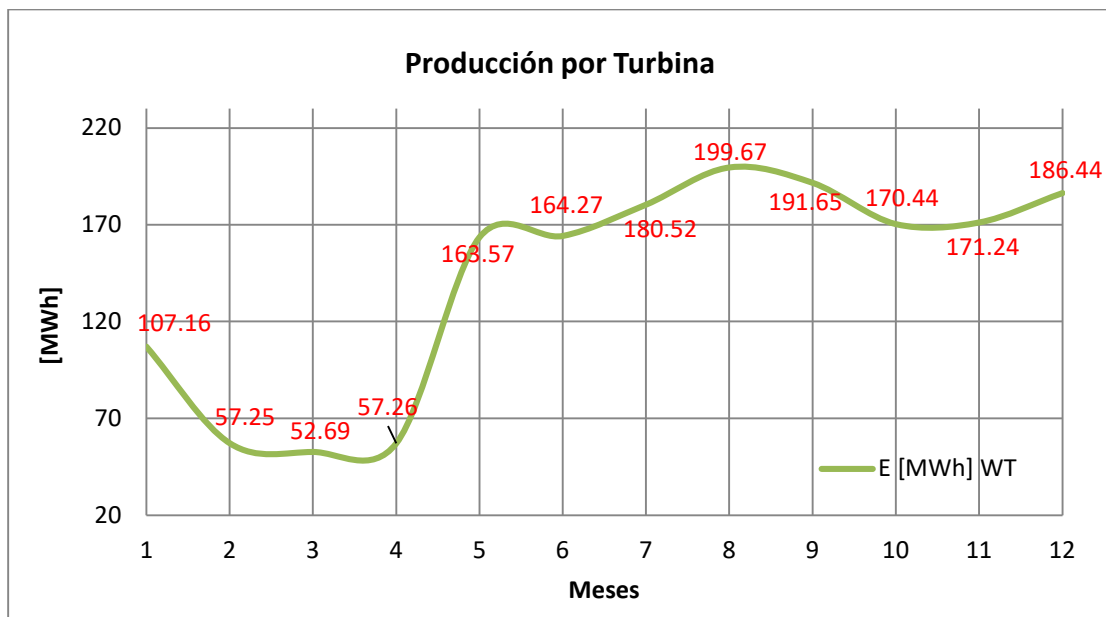


Figura 45 Producción mensual de energía eólica por turbina (Fuente: Autor)

3.3.2. Energía Solar Fotovoltaica

Considerando el continuo movimiento de una plataforma flotante que debe tener sus módulos PV en cubierta, para la generación solar fotovoltaica se seleccionó módulos bifaciales de la marca alemana AESOLAR, el modelo AE700TME-132BDS. Las características del módulo son descritas en la siguiente tabla para las condiciones STC y NMOT:

Tabla 26 Características técnicas del módulo seleccionado en STC y NMOT

STC (Irradiancia 100 W/m ² ; T _{cell} 25 °C)		
Potencia Nominal Pico	P _{max} [Wp]	700
Máximo Voltaje Operativo	V _{MPP} [V]	42.1
Máxima Corriente Operativa	I _{MPP} [V]	16.63
Voltaje de Circuito Abierto	V _{OC} [V]	50.13
Corriente de Circuito Abierto	I _{SC} [A]	17.43
Eficiencia del módulo	η (%)	22.56
NMOT (Irradiancia 800 W/m ² ; T _{amb} 20 °C)		
Potencia Nominal Pico	P _{max} [Wp]	525
Máximo Voltaje Operativo	V _{MPP} [V]	39.46
Máxima Corriente Operativa	I _{MPP} [V]	13.30
Voltaje de Circuito Abierto	V _{OC} [V]	47.06
Corriente de Circuito Abierto	I _{SC} [A]	13.94

Ver Anexo A, Fuente: (AESOLAR, 2003)

Mediante la Ecuación (13), los parámetros NMOT del módulo y a partir de los datos de temperatura ambiental, se calculó la temperatura promedio del módulo que se encuentra entre los 32 y 38 °C. La temperatura más alta del módulo se da en abril y la más bajas se dan en junio, julio y agosto ().

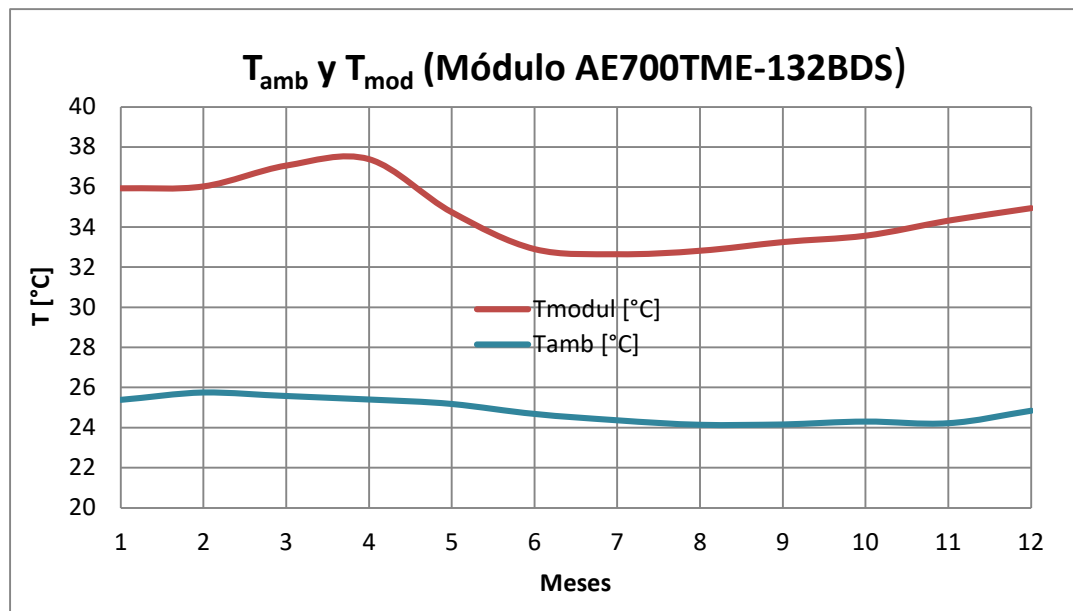


Figura 46 Variación de la temperatura ambiental y del módulo a lo largo del año
(Fuente: Autor)

Mediante la Ecuación (14) se calcularon las potencias DC mensuales por cada módulo PV usando los parámetros STC del fabricante y la temperatura del módulo calculada previamente (Figura 47). La capacidad más baja de generación PV se da entre los meses

de enero y abril con una potencia que va desde 542.0 hasta 544.1 W por módulo, los meses de menor capacidad de generación PV son marzo y abril. Se nota una gran diferencia con la Figura 33 donde justo en esos meses se indica mayor irradiancia, este comportamiento contrario se debe al efecto de la temperatura en la potencia de los módulos, ya que los días con más irradiancia suelen ser los más calientes.

La capacidad más alta de generación PV se da entre los meses de mayo y diciembre con una potencia que va desde 545.5 hasta 548.9 W por módulo, los meses de mayor capacidad de generación PV son junio, julio y agosto, en contraste son los meses en los que menor irradiancia se tiene. Pero esto no define del todo la cantidad de energía generada en esos meses, detallada más adelante. La energía generada finalmente depende de la potencia de los módulos y de las horas picos solares.

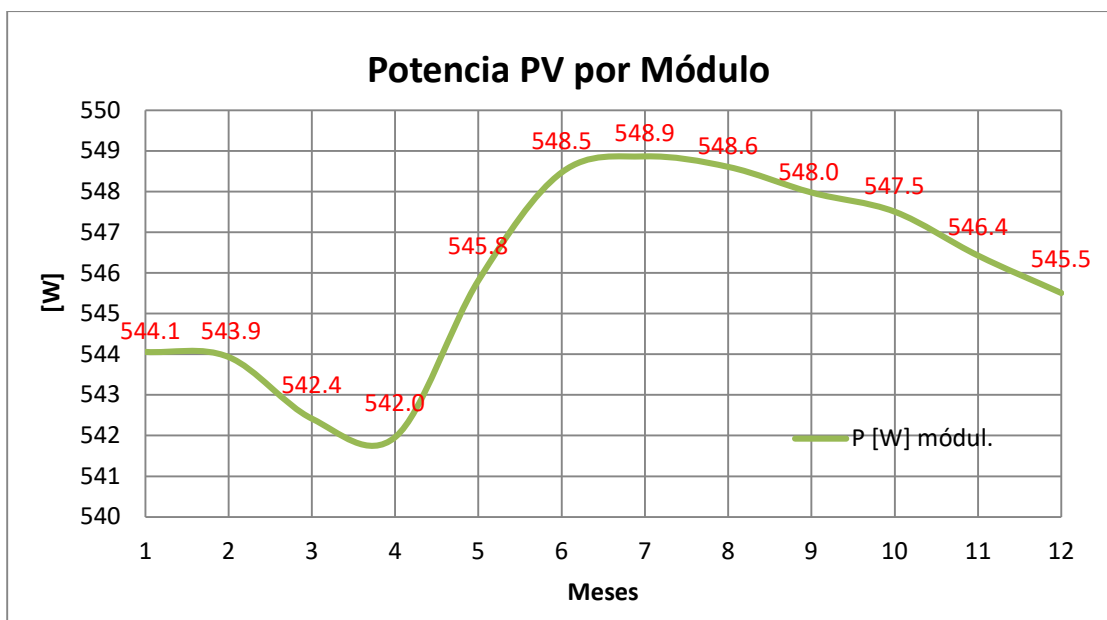


Figura 47 Potencia PV por módulo (Fuente: Autor)

3.3.3. Energía Hidrocinética

Se buscó la turbina hidrocinética cuya operación más se ajuste a las curvas de la Figura 40. La turbina con características más adecuadas para este caso es el modelo Garman de 4m de diámetro de Thropton Energy Services con la siguiente curva de potencia:

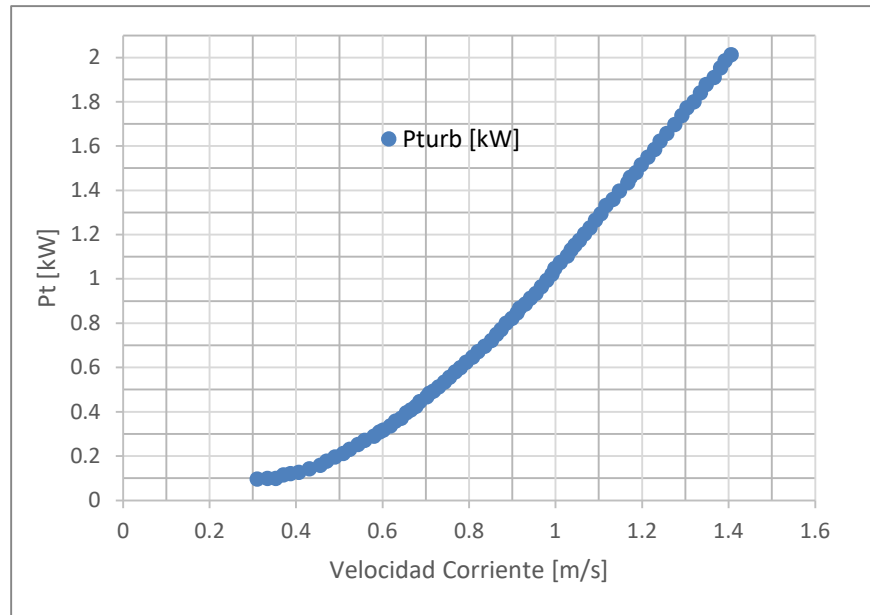


Figura 48 Curva de potencia de turbina Garman Φ4m (Thropton, 2025)

Esta turbina está diseñada para bajas velocidades de corriente, cuenta con una velocidad de arranque de 0.3 m/s, una velocidad nominal de 1.4 m/s y una velocidad de parada de 2.9 m/s. Comparando la distribución Weibull y la curva de potencia (Figura 49) el rango operativo óptimo con esta turbina es desde los 0.3 m/s hasta los 0.7 m/s, es decir un 40% del año.

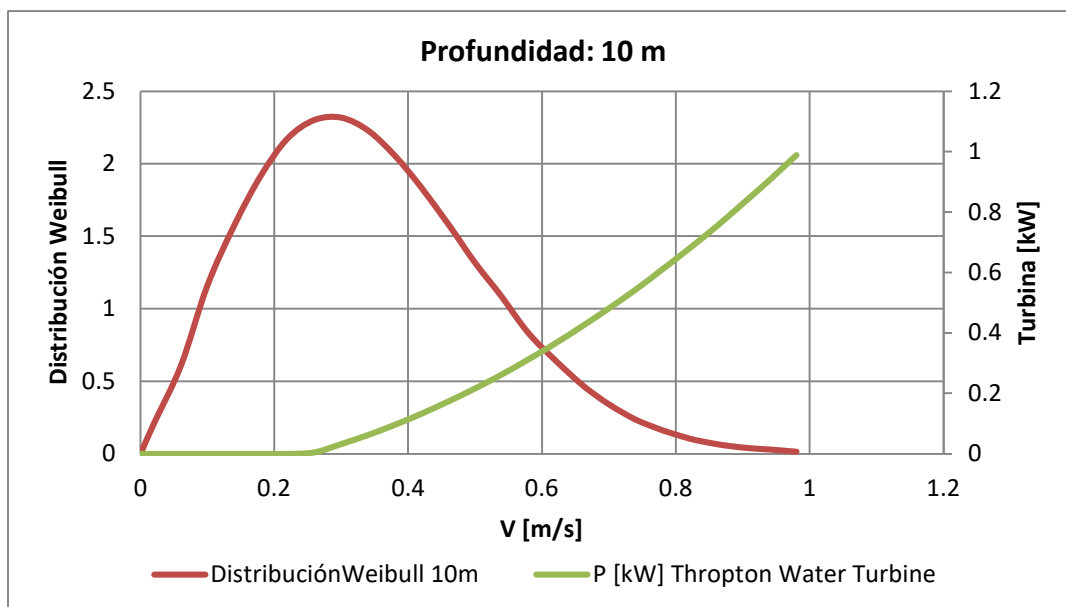


Figura 49 Distribución Weibull y curva de potencia de la turbina Garman Φ4m
(Fuente: Autor)

A partir de la Ecuación (7) se calculó la distribución anual de energía generada por una turbina a partir de las velocidades disponibles durante un año típico, con apenas un total de

980.86 KWh por cada turbina. Si se esperan un máximo de 5 turbinas por efecto estela en cada plataforma, a lo mucho se tendría 4.9 MWh anuales por plataforma.

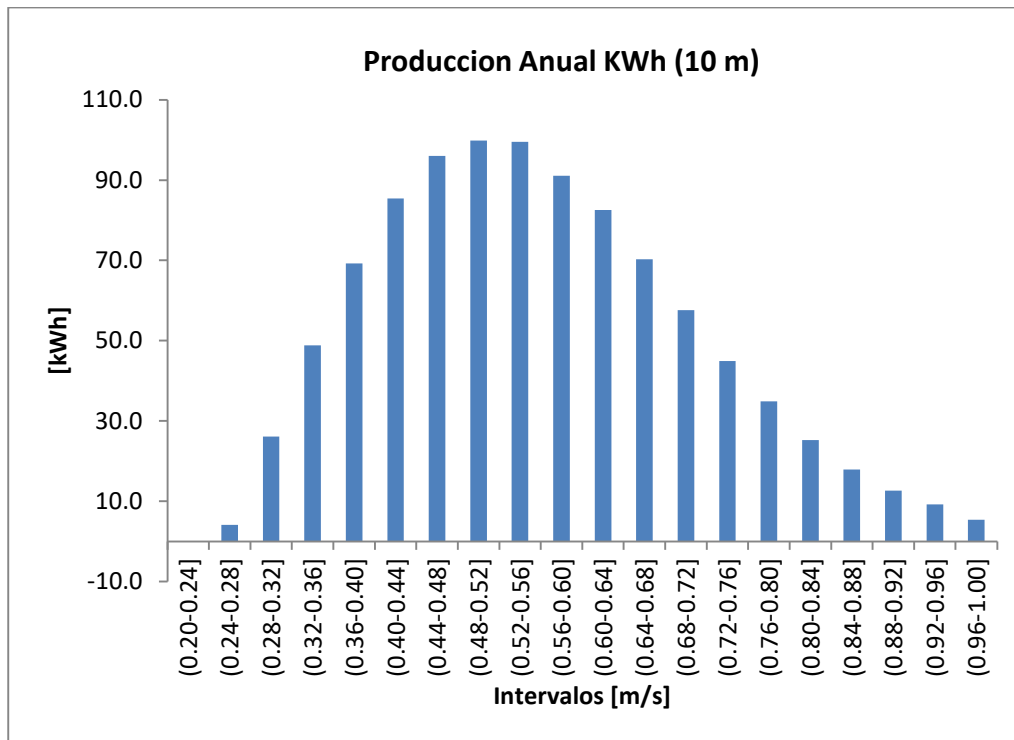


Figura 50 Distribución anual de la energía generada por una turbina con respecto a las velocidades de corrientes oceánicas disponibles (Fuente: Autor)

A partir de la curva de potencia de la turbina Garman $\Phi 4m$ y de los promedios mensuales de velocidad media de corrientes oceánicas, se calculó la potencia disponible en cada mes considerando 5 turbinas por plataforma sin contar pérdidas eléctricas (Figura 51). La capacidad más baja de generación hidrocinética se da de manera dispersa los meses de febrero, marzo, abril, julio y octubre con una potencia que va desde los 80 hasta los 200 W por plataforma, el mes de menos capacidad de generación hidrocinética es octubre. La capacidad más alta de generación hidrocinética se da de manera dispersa los meses de mayo, junio, agosto, septiembre y de noviembre a enero con una potencia que va desde 210 hasta 630 W por turbina, el mes de mayor capacidad de generación hidrocinética es diciembre.

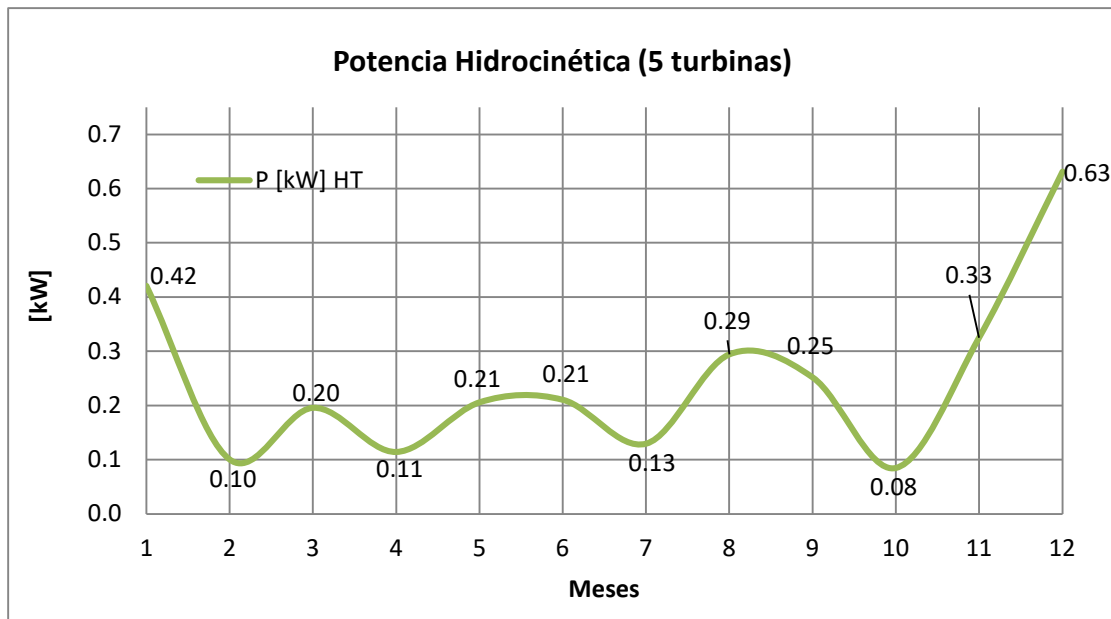


Figura 51 Potencia hidrocinética por plataforma sin considerar pérdidas eléctricas
(Fuente: Autor)

La producción hidrocinética más baja se da de manera dispersa los meses de febrero, marzo, abril, julio y octubre desde los 3.56 hasta los 8.23 kWh por plataforma, el menor mes de producción hidrocinética es octubre. La producción hidrocinética más alta se da de manera dispersa los meses de mayo, junio, agosto, septiembre y desde noviembre hasta enero desde los 8.66 hasta los 26.52 kWh por plataforma, el mes de mayor producción hidrocinética es diciembre.

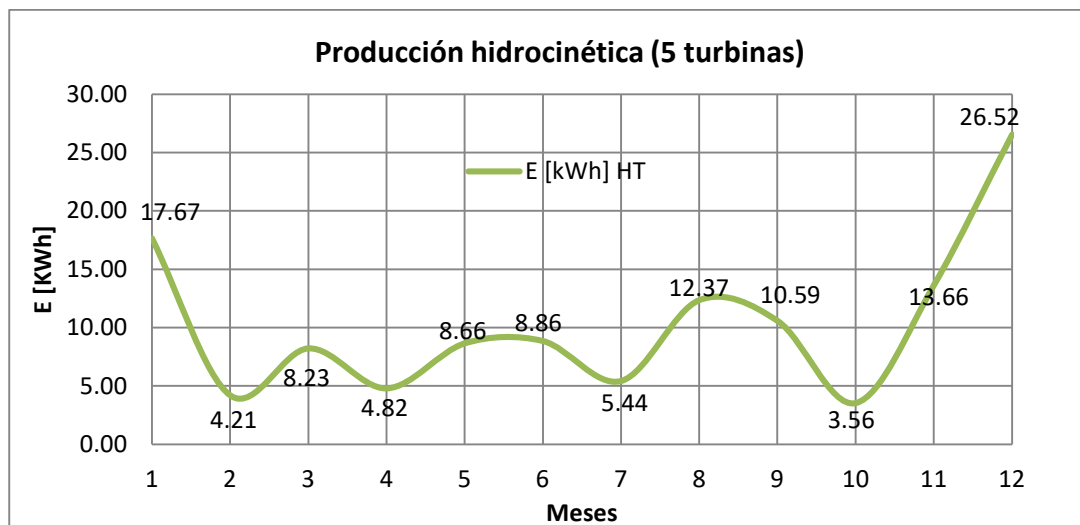


Figura 52 Producción mensual de energía hidrocinética por plataforma (Fuente: Autor)

3.4. Plataformas de Generación

Debido a que se tienen profundidades entre 31 y 121 m de profundidad dentro del parque, se consideraron plataformas de generación tipo barcaza. Se partió de un diseño conceptual de las barcasas con las siguientes características:

Tabla 27 Características principales de cada barcaza de generación

LOA [m]	100
L_{SC} [m]	94.09
B [m]	50
D [m]	10
T [m]	7.5

(Fuente: Autor)

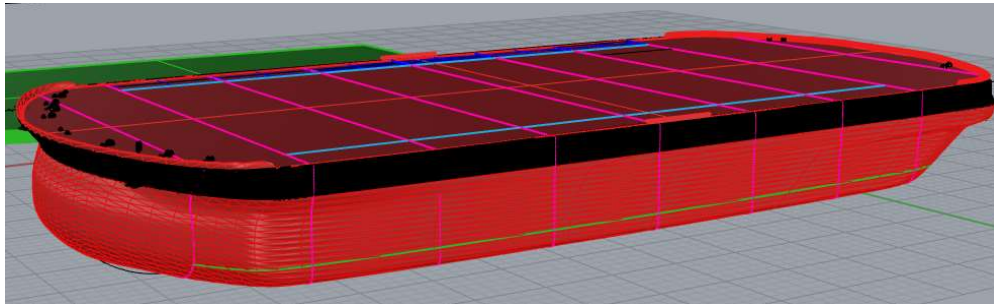


Figura 53 Modelo 3D del casco para cada barcaza de generación (Fuente: Autor)

3.4.1. Subdivisión y Arreglo

Para la subdivisión de la barcaza se emplearon las normas *Marine Vessels* (MVR, 2025) y *Floating Production Units* (FPI, 2020) de la sociedad de clasificación de buques y plataformas offshore ABS. En las normas (FPI, 2020) se indica que el espaciamiento entre cuadernas, no debe tomarse como menos del 88% de lo indicado en la sección 3-2-5/1.7 de las normas (MVR, 2025) o 864 mm (34"), lo que sea menor. La ecuación para hallar el máximo espaciamiento para cuadernas indicada en la sección 3-2-5/1.7 (MVR, 2025) es:

$$S = 2.08L_{SC} + 438 \text{ mm} \quad \text{para } L_{SC} \leq 270\text{m} \quad (107)$$

donde **S** es el espaciamiento entre cuadernas, L_{SC} es la eslora de escantillonado tomada como el 97% de la eslora en línea de agua del calado de escantillonado.

Tabla 28 Elección de espaciamiento entre cuadernas para la barcaza de generación

S calculado [mm]	633.71
0.88S [mm]	557.66
S mínimo [mm]	557.66
S [mm]	600

(Fuente: Autor)

El mamparo de colisión debe ubicarse en cualquier punto no menor de $0,05L_f$ o 10 m (32,8 pies), donde L_f es la eslora de francobordo, el que sea menor, a popa del punto de referencia. En buques con 500 toneladas de arqueo bruto o más, salvo permiso especial, no deberá estar más allá de $0,08L_f$ o $0,05L_f + 3$ m (9,84 pies), el que sea mayor, desde el

punto de referencia (MVR, 2025). La eslora de francobordo fue tomada como el 96% de la línea de agua al 85% del puntal de diseño.

Tabla 29 Determinación del mamparo de colisión de la barcaza de generación

$0.85D$ [m]	8.5
L_f [m]	94.53
$0.05L_f$ [m]	4.73
y mínimo [m]	4.73
L colisión [m]	6.40
Mmp. Colisión	BH156

(Fuente: Autor)

El mamparo de colisión de popa puede no ser requerido cuando los propulsores azimutales y/o pods azimutales sin tubos de eje constituyan el medio de propulsión principal (MVR, 2025). Pero por tema de seguridad se aplicará el mismo criterio de la Tabla 29 para incluir un aft peak. El peak de popa tiene una longitud de 7.20 m y está identificado como BH12.

Las distancias del doble costado y doble fondo que en este caso fueron considerados para el arreglo de la barcaza, se definieron de acuerdo a la regla 19 del Anexo I de (MARPOL, 2011). La altura de doble fondo h no debe ser inferior a $B/15$ o 2m, el que sea menor, y debe ser mayor a 1m. Para el caso del ancho del doble costado, no debe ser inferior a:

$$w = 0.5 + \frac{DW}{20000} [m]$$

$$w = 2 \text{ m, si este valor es menor}$$

$$\text{El valor mínimo de } w \text{ debe ser de 1m}$$
(108)

Tabla 30 Determinación de la altura de doble fondo y ancho de doble costado

DW [ton]	6988.47
h calculado [m]	3.33
h mínimo [m]	2
w calculado [m]	0.85
w mínimo [m]	1
w [m]	2.40

(Fuente: Autor)

La distancia entre mamparos transversales no debe exceder los 10m o no debe exceder el siguiente valor si es mayor (MARPOL, 2011):

$$\left(0.5 \frac{b_i}{B} + 0.1\right) L$$
(109)

donde b_i es w , el ancho del doble costado, y L es la eslora de la barcaza. Con estos datos, la longitud de los compartimentos está entre 10 y 12.4 m. A continuación, se presentan los compartimentos de la barcaza.

Tabla 31 Distribución de compartimentos de la barcaza

Tipo	Mamparos	Longitud [m]
Peak de popa	ESPEJ – BH12	7.90
Maquinaria	BH12 – BH36	14.40
Compartimento I	BH36 – BH56	12
Compartimento II	BH56 – BH76	12

Compartimento III	BH76 – BH96	12
Compartimento IV	BH96 – BH116	12
Compartimento V	BH116 – BH136	12
Compartimento VI	BH136 – BH156	12
Peak de proa	BH156 - PROA	6.40

(Fuente: Autor)

3.5. Distribución del Parque

La distribución del parque está definida por la cantidad de barcasas que tenga disponible para generar energía, a su vez la cantidad de estas barcasas está definida por el espaciamiento entre ellas. Para hallar el espaciamiento óptimo inicial se toman en consideración dos factores: el primero es el efecto estela entre las turbinas eólicas para reducir la interacción aerodinámica entre ellas, sabiendo que por cada plataforma hay solo una turbina eólica. El segundo factor es el radio de anclaje de las plataformas considerando 1 y 2 anclas, también para evitar la interacción entre las cadenas o cables submarinos de estas.

Mediante la Ecuación (11) se calculó la distancia mínima en dirección del viento en la que se tiene un considerable efecto estela usando como velocidad del viento incidente a la velocidad media del viento en la zona y el respectivo C_T del fabricante para esa velocidad. La distancia transversal a la dirección del viento se calculó a partir de una regresión cuadrática con un base de datos de parques eólicos offshore (Ver Anexo C, Figura 79).

Tabla 32 Cálculo de espaciamiento entre plataformas por efecto estela eólico

U_{fs} [m/s]	6.91
C_T	0.87
k_{wk} (offshore)	0.05
X downwind (x D)	13D
X downwind [m]	1716
U_{wk} [m/s]	6.08
X crosswind (x D)	5D
X crosswind [m]	660

(Fuente: Autor)

A este espaciamiento se le sumó el radio de fondeo considerando un ancla. A continuación, se presenta el radio de fondeo para el número de plataformas que entran en la región delimitada para el parque considerando la profundidad del sitio donde se encuentran y también el efecto estela resultando en un total de 21 barcasas de generación:

Tabla 33 Radios de fondeo entre barcasas de generación del parque

Plataformas	Prof. [m]	R. Fondeo 1 ancla [m]	R. Fondeo 2 anclas [m]
Isla 1	52.75	447	362
Isla 2	31	316	265
Isla 3	63	508	409
Isla 4	37	352	292
Isla 5	67	532	427
Isla 6	77	592	472

Isla 7	40	370	305
Isla 8	70	550	440
Isla 9	99	724	571
Isla 10	49	424	346
Isla 11	73	568	454
Isla 12	87	652	517
Isla 13	112	802	629
Isla 14	74	574	458
Isla 15	92	682	539
Isla 16	103	748	589
Isla 17	121	856	670
Isla 18	93	688	544
Isla 19	107	772	607
Isla 20	106	766	602
Isla 21	120	850	665

(Fuente: Autor)

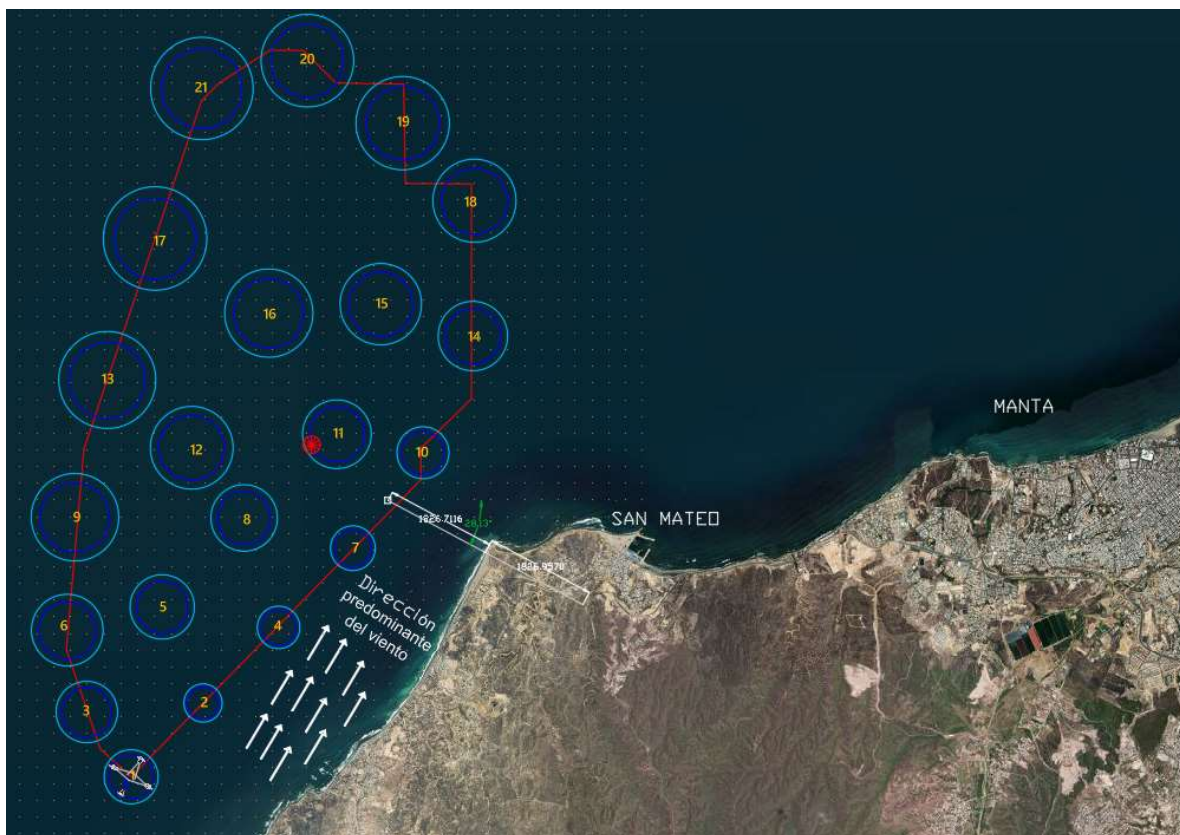


Figura 54 Ubicación de las plataformas de generación con sus respectivos radios de fondeo para 1 y 2 anclas (Fuente: Autor)

3.6. Generación Híbrida del Parque

Cada barcaza posee una turbina eólica con su respectiva torre que la mantiene a 200 m de altura de la superficie del mar. Pero sí tiene el espacio suficiente para localizar un buen número de módulos PV y más de una turbina hidrocínética.

3.6.1. Arreglo Fotovoltaico

Se definió el espacio de generación solar fotovoltaica en la cubierta principal encima de los compartimentos desde BH36 hasta F160. Dejando espacio para las bases de la turbina eólica, y los equipos de amarre y fondeo en cubierta. Se probaron 6 distintas configuraciones con las dimensiones de los módulos PV seleccionados tomando en cuenta una distancia mínima de pasillos de 60 cm para mantenimiento y una distancia que evite el sombreado cuando los módulos estén a una inclinación máxima de 45°. Entre las configuraciones se seleccionó el arreglo VI, que permitió abarcar la mayor cantidad de módulos sobre cubierta.

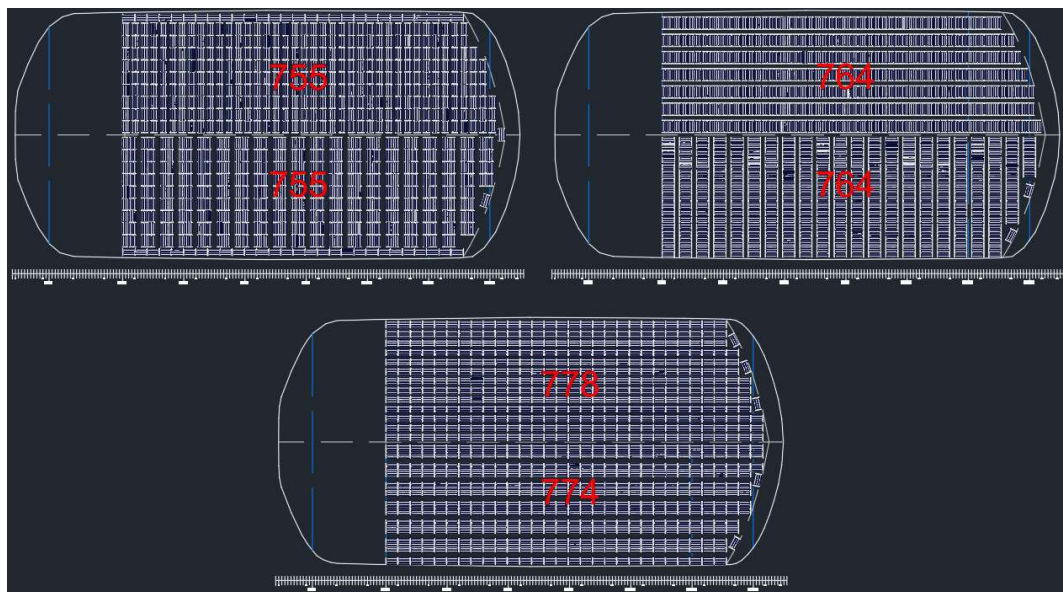


Figura 55 Arreglos fotovoltaicos de módulos sobre cubierta (Fuente: Autor)

Tabla 34 Arreglos posibles de módulos PV sobre cubierta

Arreglo	Orientación	# Apilados	Transversales	Longitudinales	Rotados	Total
I	Landscape (Horz.)	2	697	56	2	755
II	Landscape (Horz.)	1	699	56	0	755
III	Portrait (Vert.)	1	0	760	4	764
IV	Portrait (Vert.)	1	764	0	0	764
V	Landscape (Horz.)	2	0	770	4	774
VI	Landscape (Horz.)	1	0	772	6	778

(Fuente: Autor)

La potencia solar fotovoltaica pico instalada total es de 544.6 kW DC, se eligió un inversor central que tenga una máxima potencia de entrada de 550 o 600 kW. Las características del inversor son las siguientes:

Tabla 35 Características técnicas de inversor central Hiverter, ver Anexo D
(HITACHI, 2025)

Marca	Hitachi
Modelo	Hiverter – NP201i Series
Potencia nominal salida AC [kW]	500
$I_{m\acute{a}x}$ AC [A]	1049
V nominal salida [V]	300 $\pm$ 10 %
Máx. Potencia entrada DC [kW]	600
Rango MPPT [V]	DC 460 - 900
Máx. Voc [V]	1000
Máx. I DC entrada [A]	1200
Máx. V DC entrada [V]	460

La configuración eléctrica de los módulos no debe exceder el máximo voltaje de circuito abierto, máxima corriente de cortocircuito y máximo voltaje MPPT del inversor. Las características de la configuración eléctrica propuesta son:

- $V_{oc} = 877.55 \text{ V}$
- $I_{sc} = 770.43 \text{ A}$
- $V_{MPPT} = 757.8 \text{ V}$

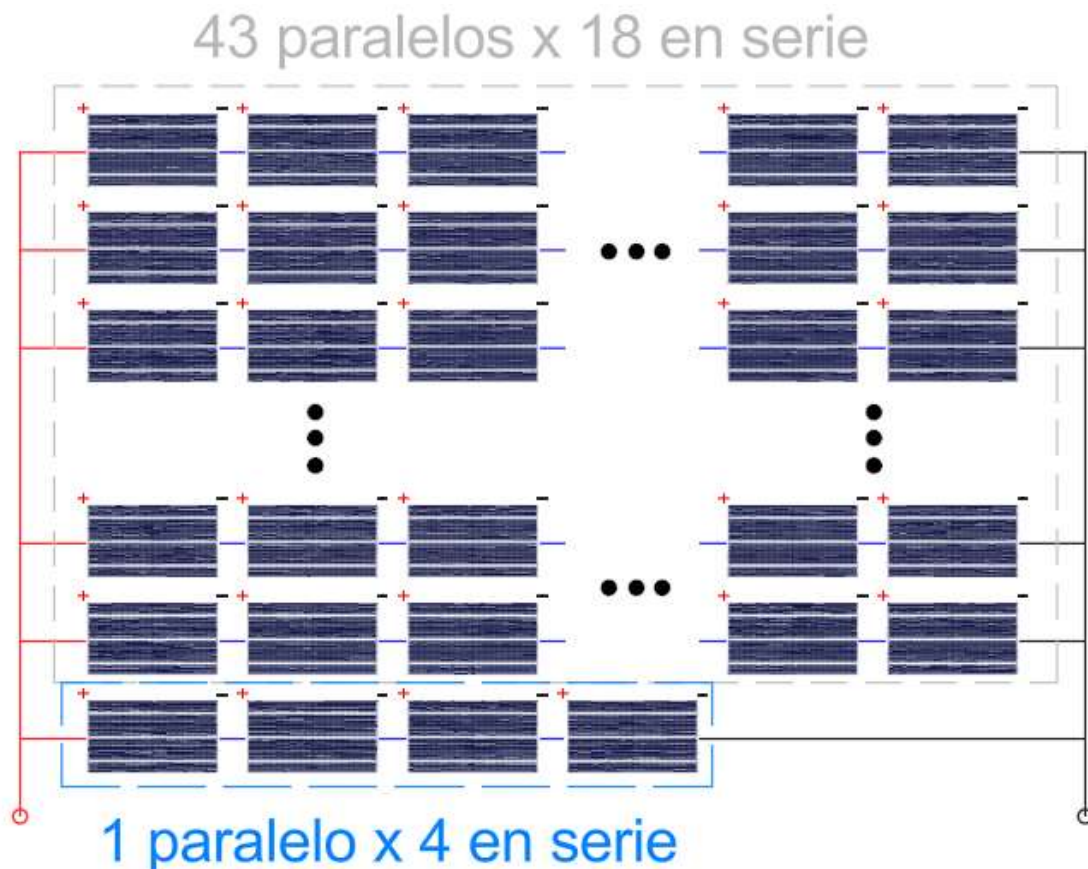


Figura 56 Configuración de conexiones de módulos del arreglo fotovoltaico (Fuente: Autor)

3.7. Sistema de Colección y Transformación de Potencia

3.7.1. Sistema de Colección

Las tensiones en los sistemas de colección de parques eólicos offshore suelen ser de 10, 20, 30, 33, 45 y 66 kV. Es necesario saber el consumo promedio que tiene una plataforma híbrida de generación debido a los diferentes sistemas auxiliares que tiene a bordo, antes de entregar su energía eléctrica a los cables submarinos. Estos sistemas consisten principalmente en diferentes motores y bombas que soportan el calor, la ventilación, las luces de navegación, sistema de enfriamiento, hidráulico, instrumentación de control, las pérdidas por magnetización, etc. (Berggren, 2013)

A continuación, se presenta la demanda de cargas pico y promedio de una plataforma flotante con 6 MW de capacidad de generación.

Tabla 36 Demanda de cargas para una generación de 6 MW (Berggren, 2013)

Demanda de cargas promedio [kW]	42
Demanda de cargas pico [kVA]	193

El arreglo de los cables submarinos es tal que involucre menos plataformas a la misma rama y optimice la distancia de los cables.

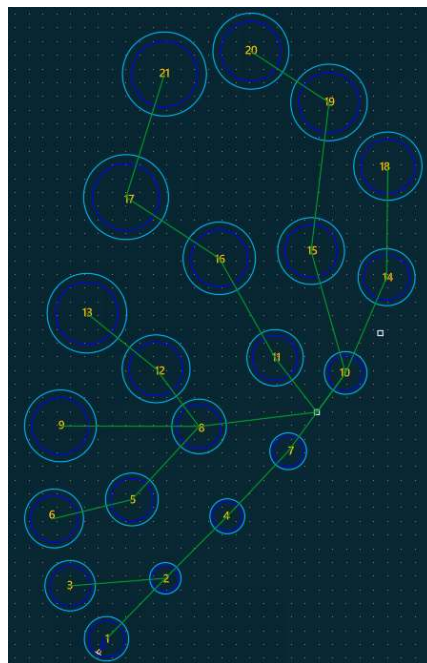


Figura 57 Sistema de colección submarino para el parque híbrido
(Fuente: Autor)

Para hallar la capacidad de corriente de los cables, se excluyeron los voltajes de 10 y 20 kV; debido a que, con estos voltajes, las corrientes máximas a soportar sobrepasaban los 900 A. Es claro que mientras mayor sea la tensión de los cables, menor corriente se

transportará. En la Tabla 76, *Anexo H* se muestran las corrientes nominales a considerar para cada tramo de cable entre plataformas en el parque. El subíndice *PL* representa la plataforma de producción y los números identifican cada plataforma de generación.

En la Tabla 77, *Anexo H* se seleccionaron los datos de los cables submarinos trifásicos XLPE de ABB con cubierta de plomo considerando núcleo tanto de **Cu** como de **Al** del Anexo E (ABB, 2025) para cumplir con la capacidad nominal de corriente previamente calculada.

De acuerdo con la Tabla 2, para corrientes nominales de 720 A en cables de aluminio se necesita al menos una sección transversal de 1000 mm² (Ver Tabla 78, *Anexo H*); por esta razón se buscaría otro fabricante para 30 kV entre las opciones de tensión de colección en cables de aluminio. De los datos del fabricante también se obtuvieron los pesos húmedos de los cables seleccionados. Estos valores son importantes para el diseño del tramo catenario de los mismos.

A partir de los pesos húmedos de los cables proporcionados por el fabricante y mostrados en la Tabla 79, *Anexo H*; las profundidades medias (ver Tabla 33) a las que se encuentran las barcas y la Ecuación (25), se calcularon las distancias horizontales de las catenarias tanto en la plataforma de partida **x1i** como en la plataforma de llegada **x1f** en la Tabla 80 y Tabla 81, *Anexo H*.

Mediante la Ecuación (26) y con las distancias horizontales calculadas, se determinó la longitud de las catenarias sumergidas en la plataforma de partida y en la plataforma de llegada, estas longitudes son mostradas en la Tabla 82 y Tabla 83, *Anexo H*. Sabiendo las distancias horizontales y las longitudes de las catenarias sumergidas en el punto inicial y final de cada tramo y la distancia promedio entre plataformas; se calculó la longitud total de los cables en cada tramo, los resultados se muestran en la Tabla 84 y Tabla 85, *Anexo H*.

3.7.2. Pérdidas Óhmicas

A partir de la Tabla 3, de la Ecuación (28) y de las longitudes de los cables, se calcularon las resistencias por cada tramo:

Tabla 37 Resistencias de los conductores en cada tramo

Vr [kV]	Resistencia conductores [Ω] - Aluminio			Resistencia conductores [Ω] - Cobre		
	30	45	66	30	45	66
Tramo 1-2	0.479	0.480	0.480	0.304	0.304	0.304
Tramo 3-2	0.543	0.544	0.544	0.345	0.345	0.345
Tramo 2-4	0.196	0.393	0.496	0.199	0.315	0.315
Tramo 4-7	0.120	0.259	0.505	0.127	0.254	0.320
Tramo 7-PL	0.042	0.088	0.177	0.042	0.091	0.177
Tramo 6-5	0.459	0.460	0.460	0.292	0.292	0.292
Tramo 5-8	0.448	0.566	0.566	0.359	0.359	0.359
Tramo 9-8	0.792	0.792	0.792	0.502	0.503	0.503
Tramo 13-12	0.515	0.515	0.515	0.327	0.327	0.327

Tramo 12-8	0.329	0.415	0.416	0.263	0.264	0.264
Tramo 8-PL	0.064	0.161	0.347	0.065	0.170	0.339
Tramo 21-17	0.745	0.746	0.746	0.473	0.473	0.473
Tramo 17-16	0.511	0.646	0.646	0.410	0.410	0.410
Tramo 16-11	0.259	0.518	0.654	0.263	0.415	0.415
Tramo 11-PL	0.094	0.202	0.394	0.099	0.198	0.250
Tramo 20-19	0.542	0.543	0.543	0.344	0.344	0.345
Tramo 19-15	0.678	0.857	0.857	0.543	0.544	0.544
Tramo 15-10	0.286	0.573	0.723	0.291	0.459	0.459
Tramo 18-14	0.635	0.636	0.636	0.403	0.403	0.404
Tramo 14-10	0.470	0.594	0.594	0.377	0.377	0.377
Tramo 10-PL	0.027	0.066	0.143	0.027	0.070	0.140

(Fuente: Autor)

Con los valores calculados de las resistencias por tramo y usando la Ecuación (31), se obtuvieron las pérdidas óhmicas con el efecto de temperatura por tramo.

Tabla 38 Pérdidas óhmicas en los conductores por cada tramo

	Pérdidas Óhmicas incl. temp. [kW] - Al			Pérdidas Óhmicas incl. temp. [kW] -Cu		
Vr [kV]	30	45	66	30	45	66
Tramo 1-2	16.42	7.07	3.24	10.24	4.47	2.06
Tramo 3-2	18.61	8.02	3.68	11.60	5.06	2.33
Tramo 2-4	70.21	61.53	33.28	72.16	47.22	20.30
Tramo 4-7	78.38	73.98	66.06	83.31	71.87	38.69
Tramo 7-PL	43.22	38.91	35.76	43.59	40.46	35.83
Tramo 6-5	15.74	6.78	3.11	9.81	4.28	1.98
Tramo 5-8	70.18	36.11	15.87	53.88	22.08	9.93
Tramo 9-8	27.12	11.68	5.36	16.91	7.38	3.40
Tramo 13-12	17.62	7.59	3.49	10.99	4.80	2.21
Tramo 12-8	51.47	26.49	11.64	39.53	16.20	7.29
Tramo 8-PL	95.12	105.01	104.72	96.18	111.57	101.66
Tramo 21-17	25.51	10.99	5.05	15.91	6.95	3.20
Tramo 17-16	80.03	41.19	18.11	61.46	25.20	11.34
Tramo 16-11	92.56	81.09	43.85	95.16	62.25	26.76
Tramo 11-PL	61.17	57.70	51.49	65.03	56.05	30.17
Tramo 20-19	18.57	8.00	3.67	11.58	5.06	2.33
Tramo 19-15	106.20	54.66	24.02	81.54	33.42	15.04
Tramo 15-10	102.33	89.66	48.49	105.19	68.82	29.58
Tramo 18-14	21.76	9.38	4.30	13.57	5.92	2.73
Tramo 14-10	73.66	37.91	16.66	56.55	23.17	10.43
Tramo 10-PL	39.20	43.25	43.09	39.67	45.94	41.82

(Fuente: Autor)

3.7.3. Pérdidas Dieléctricas

A continuación, se presentan las capacitancias obtenidas de la ficha del fabricante para los cables seleccionados:

Tabla 39 Capacitancias de cables seleccionados por tramo

Vr [kV]	Capacitancias [$\mu\text{f/km}$] - Aluminio			Capacitancias [$\mu\text{f/km}$] - Cobre		
	30	45	66	30	45	66
Tramo 1-2	0.18	0.18	0.17	0.18	0.18	0.17
Tramo 3-2	0.18	0.18	0.17	0.18	0.18	0.17
Tramo 2-4	0.24	0.19	0.17	0.21	0.18	0.17
Tramo 4-7	0.29	0.22	0.17	0.24	0.19	0.17
Tramo 7-PL	0.35	0.26	0.19	0.29	0.22	0.17
Tramo 6-5	0.18	0.18	0.17	0.18	0.18	0.17
Tramo 5-8	0.19	0.18	0.17	0.18	0.18	0.17
Tramo 9-8	0.18	0.18	0.17	0.18	0.18	0.17
Tramo 13-12	0.18	0.18	0.17	0.18	0.18	0.17
Tramo 12-8	0.19	0.18	0.17	0.18	0.18	0.17
Tramo 8-PL	0.42	0.29	0.2	0.35	0.24	0.18
Tramo 21-17	0.18	0.18	0.17	0.18	0.18	0.17
Tramo 17-16	0.19	0.18	0.17	0.18	0.18	0.17
Tramo 16-11	0.24	0.19	0.17	0.21	0.18	0.17
Tramo 11-PL	0.29	0.22	0.17	0.24	0.19	0.17
Tramo 20-19	0.18	0.18	0.17	0.18	0.18	0.17
Tramo 19-15	0.19	0.18	0.17	0.18	0.18	0.17
Tramo 15-10	0.24	0.19	0.17	0.21	0.18	0.17
Tramo 18-14	0.18	0.18	0.17	0.18	0.18	0.17
Tramo 14-10	0.19	0.18	0.17	0.18	0.18	0.17
Tramo 10-PL	0.42	0.29	0.2	0.35	0.24	0.18

(Fuente: Autor)

Las capacitancias fueron útiles para calcular las pérdidas dieléctricas en el material aislante usando la ecuación (33).

Tabla 40 Pérdidas eléctricas en el material aislante por tramo

Vr [kV]	Pérdidas Dieléctricas [W] - Aluminio			Pérdidas Dieléctricas [W] - Cobre		
	30	45	66	30	45	66
Tramo 1-2	57.74	129.95	264.05	57.76	130.00	264.16
Tramo 3-2	65.44	147.29	299.29	65.47	147.35	299.41
Tramo 2-4	79.70	141.94	273.17	69.74	134.48	273.25
Tramo 4-7	98.05	167.30	277.95	81.16	144.48	278.04
Tramo 7-PL	65.41	109.26	171.50	54.24	92.42	153.37
Tramo 6-5	55.32	124.56	253.14	55.37	124.66	253.36
Tramo 5-8	71.95	153.40	311.73	68.19	153.50	311.93
Tramo 9-8	95.35	214.64	436.18	95.41	214.77	436.45
Tramo 13-12	61.96	139.55	283.64	62.04	139.71	283.98

Tramo 12-8	52.77	112.53	228.72	50.03	112.65	228.97
Tramo 8-PL	190.42	295.55	437.93	158.82	244.55	394.07
Tramo 21-17	89.70	202.00	410.56	89.80	202.21	411.00
Tramo 17-16	82.05	174.97	355.63	77.78	175.16	356.03
Tramo 16-11	105.08	187.05	359.98	91.97	177.27	360.27
Tramo 11-PL	76.51	130.50	216.65	63.35	112.68	216.82
Tramo 20-19	65.27	147.02	298.84	65.36	147.20	299.21
Tramo 19-15	108.88	232.15	471.78	103.20	232.32	472.12
Tramo 15-10	116.16	206.83	398.06	101.66	195.99	398.27
Tramo 18-14	76.51	172.27	350.09	76.58	172.39	350.35
Tramo 14-10	75.52	161.00	327.17	71.57	161.09	327.35
Tramo 10-PL	78.48	121.72	180.18	65.51	100.70	162.12

(Fuente: Autor)

3.7.4. Pérdidas Totales en el Sistema de Colección

Las pérdidas óhmicas y dieléctricas por el tipo de conductor usado en los diferentes escenarios de voltaje se presentan en la Tabla 41. En conductores de aluminio las pérdidas óhmicas están entre 544 y 1125 kW a medida que se reduce la tensión en la línea, en conductores de cobre las pérdidas óhmicas están entre 399 y 993 kW a medida que se reduce la tensión en la línea.

Tabla 41 Pérdidas totales en el cableado submarino de colección

Vr [kV]	Conductor Aluminio			Conductor Cobre		
	30	45	66	30	45	66
Óhmicas [kW]	1125.10	817.01	544.94	993.85	668.17	399.10
Dieléctricas [kW]	1.77	3.47	6.61	1.63	3.32	6.53
Total [kW]	1126.86	820.48	551.55	995.47	671.49	405.63

(Fuente: Autor)

A pesar de que el aluminio es mejor conductor que el cobre, dada la topología del parque y las condiciones en las que se instala el cableado; el cobre representa una reducción en las pérdidas óhmicas entre el 12 y 27% con respecto al aluminio a medida que se aumenta la tensión. Las pérdidas dieléctricas son muy bajas comparadas con las pérdidas óhmicas, representando entre el 0.15 al 1.61% del total.

De forma contraria a las pérdidas óhmicas; las pérdidas dieléctricas aumentan conforme aumenta la tensión y también fueron menores en el caso del aislamiento para el conductor de cobre. Dado que el conductor de cobre es más barato y que en este caso particular representa menores pérdidas, es el conductor utilizado para el diseño de este parque. Para el conductor seleccionado las pérdidas totales en el cableado van desde los 405 kW hasta los 995 kW a medida que se reduce la tensión desde 66 a 30 kV.

3.7.5. Sistema de Transformación

De acuerdo con la ficha técnica del fabricante, la turbina eólica produce energía eléctrica a 690V AC con un factor de potencia 0.9 CAP-0.9 IND. El inversor central convierte tanto la energía fotovoltaica DC como la energía hidrocínética DC a 300V AC. Por lo tanto, se necesitan 2 elevaciones de tensión para que cada plataforma de generación pueda transmitir su energía eléctrica generada mediante cables submarinos de mediana tensión.

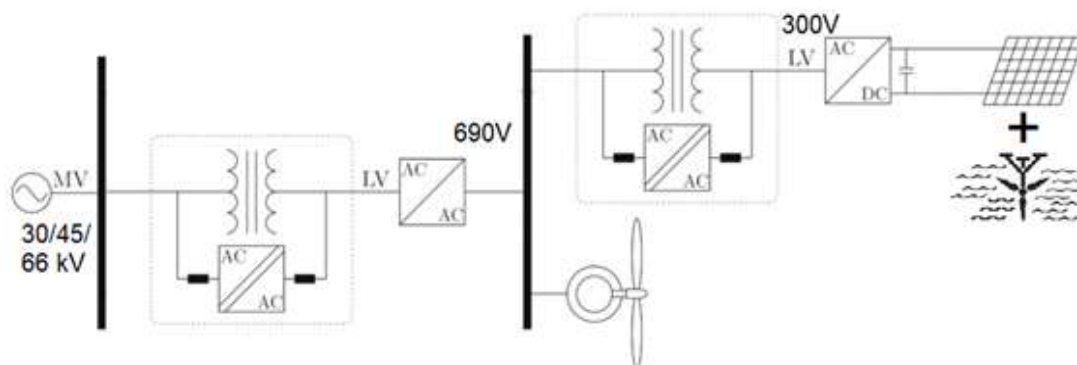


Figura 58 Transformación de Potencia en cada plataforma de generación híbrida
Adaptada de: (Álvaro Carreno, 2021)

Para la planta de producción centralizada, se consideraron 2 niveles en disminución de tensión; primero de media tensión a 10 kV y luego de 10 kV a 1 kV. Las pérdidas en la bajada de tensión se presentan a continuación:

Tabla 42 Pérdidas en transformadores de distribución para planta central FPSO

Alta Tn. [kV]	30	45	66
Media Tn. [kV]	10	10	10
Baja Tn. [kV]	1	1	1
P_{Cu} LL [kW]	100.7	155.2	231.2
P_{Fe} NLL [kW]	16.23	30.11	49.53
P pérd. [MW]	0.1169	0.1853	0.2807

(Fuente: Autor)

Conociendo las pérdidas en los cables, transformadores y la demanda básica por plataforma, se presenta un resumen del total de pérdidas eléctricas del parque considerando carga nominal; además se muestra la potencia entregada a una planta de producción offshore de amoníaco. Las mayores pérdidas se evidencian en las elevaciones y disminuciones de voltaje para poder transportar y distribuir la energía eléctrica representando aproximadamente un 50% de las pérdidas totales.

Tabla 43 Potencia máxima entregada a la planta centralizada offshore

Tensión en cables [kV]	30	45	66
Pérdidas Cableado [MW]	0.995	0.671	0.406
Pérdidas Transform. [MW]	1.321	1.442	1.611
Demanda Barcazas [MW]	0.8085	0.8085	0.8085
Pérdidas Totales [MW]	3.13	2.92	2.82

Entrega a planta NH ₃ [MW]	112.37	112.58	112.68
---------------------------------------	--------	--------	--------

(Fuente: Autor)

CAPÍTULO 4

4. METODOLOGÍA PARA PRODUCCIÓN DE AMONIACO

4.1. Capacidades de Producción y Demanda Energética de la Planta

A partir de la Tabla 44 y la Ecuación (34) se calculó la capacidad máxima de producción de amoniaco que puede tener la planta en ton/día de acuerdo con cada tensión en los cables de alimentación. Se consideró una producción máxima de 233 ton/día para el diseño de la instalación flotante.

Tabla 44 Capacidad máxima de producción de NH₃ en ton/día

CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN MÁXIMA NH ₃ [ton/día]			
Tensión [kV]	30	45	66
Cd. Aluminio	232.87	233.26	233.46
Cd. Cobre	233.14	233.56	233.77

(Fuente: Autor)

Las capacidades de producción de los componentes para crear el gas de síntesis dependen de los pesos moleculares de cada elemento que integra cada molécula de amoniaco.

Tabla 45 Peso molecular de los componentes del Amoniaco y composición molar del gas

Peso molecular [g/mol]	% NH ₃
NH ₃	17.04
N	14.01
H	1.01
O	16
H ₂ O	18.02

(Fuente: Autor)

Tabla 46 Capacidades de producción de la planta de amoniaco

Amoniaco NH ₃ [ton/día]	233.00
Nitrógeno N ₂ [ton/día]	191.57
Hidrógeno H ₂ [ton/día]	41.43
Agua H ₂ O [ton/día] o [m ³ /día]	369.60

(Fuente: Autor)

4.1.1. Producción de Agua

El consumo del agua total se obtiene sumando los requerimientos para las máquinas y para la tripulación, en este caso se asume una tripulación de 50 personas con un consumo promedio de 45 [gpd/persona]. El consumo total de agua para la planta es de **378.12 ton/día**.

La relación de las producciones másicas entre la corriente de agua salada de entrada, la salmuera y el destilado se hizo con la Ecuación (38). En este caso M_f es el destilado a producir; los 378.12 [ton/día] convertidos a [kg/s], se obtuvo 6.56 kg/s de salmuera y 4.38 kg/s de agua pura. Se dimensionaron el evaporador y los intercambiadores para la corriente de salmuera y la corriente de destilado haciendo uso de las Ecuaciones (39) a (47):

Tabla 47 Dimensionamiento de evaporador e intercambiadores de destilado y salmuera

Equipo	U [kW/m ² K]	$\dot{m}$ [kg/s]	LMTD	A [m ²]
Evaporador	2.4	-	-	2156.56
Salmuera HX	1.5	6.56	0.947	651.81
Destilado HX	1.8	4.38	1.942	187.21

(Fuente: Autor)

La potencia requerida para producir agua pura fue calculada a partir de la Ecuación (35) usando el valor del consumo total de agua para la planta, una temperatura inicial del vapor de 62°C y final de 68°C, eficiencia adiabática de 0.75 y eficiencia en el eje de 0.95. Con este cálculo se obtiene una potencia requerida para producción de agua pura de **358.30 kW**.

4.1.2. Producción de Hidrógeno

El requerimiento de producción de hidrógeno de acuerdo con la Tabla 46 es de 41.43 [ton/día]. Es necesario convertir esta producción a [Nm³/h] que representa el flujo nominal de producción del gas en condiciones estándar ($P=1\text{ atm}$, $T=20^\circ\text{C}$), esta conversión se hace gracias a la Tabla 45 tomando en cuenta que esta vez se trata del hidrógeno en su estado diatómico H₂ ($M=2.02\text{ g/mol}$) y junto con la Ecuación (49) se calculó la densidad del gas a esas condiciones.

La densidad del H₂ en condiciones estándar resultó 0.084 [kg/m³] y con esto se calculó un flujo nominal de 20555.51 [Nm³/h]. El cálculo del flujo nominal es muy importante para la selección del electrolizador, en este caso se encontró el electrolizador alcalino DQ1000 de 1000 Nm³/h (Ver la ficha técnica en el Anexo F); se instalaría una cantidad máxima de 21 electrolizadores. La ficha técnica indica un consumo AC de 5000 kW por electrolizador y un consumo de pila DC de 4.0 - 4.3 kWh/Nm³ H₂.

Para el consumo de los electrolizadores es recomendable usar el consumo máximo de pila y agregar 0.5 kWh/Nm³ por balance de planta; esto es un consumo de 4.8 kWh/Nm³ en total. Con una eficiencia de conversión AC/DC se obtiene un requerimiento máximo de **103.86 MW AC**.

4.1.3. Producción de Nitrógeno

El requerimiento de producción de nitrógeno de acuerdo con la Tabla 46 es de 191.57 [ton/día]. Usando la Tabla 45 tomando en cuenta que esta vez se trata del nitrógeno en su estado diatómico N₂ ($M=28.02\text{ g/mol}$) y junto con la Ecuación (49) se calculó la densidad

del gas en condiciones estándar. La densidad del N_2 en condiciones estándar resultó $1.16 \text{ [kg/m}^3\text{]}$ y con esto se calculó un flujo nominal de $6851.84 \text{ [Nm}^3\text{/h]}$.

La potencia requerida para la turbina de expansión usando la Ecuación (55) con la producción de nitrógeno de 191.57 ton/día es igual a 19 kW . Por facilidad de instalación y operación en un FPSO, se seleccionó generadores PSA como tecnología separadora de aire. Se asumió un 70% de eficiencia para el generador PSA y con eso se estimó un flujo másico de aire de 3.17 [kg/s] .

Se consideraron 3 intercoolers y la caja fría; usando las Ecuaciones (50) y (51) con una constante C igual a $50 \text{ [kW/m}^3\text{K]}$ para dimensionar la caja fría y las Ecuaciones (52) a (54) para dimensionar los intercoolers. La temperatura del gas de salida en cada etapa de compresión fue estimada con la Ecuación (58). Los radios de compresión están cercanos a 2, los valores empleados para este caso fueron obtenidos de un proceso típico de separación de aire.

Tabla 48 Dimensionamiento de intercambiadores para la unidad separadora de aire

Equipo	Pres. Ratio	$\Delta T \text{ [K]}$	Q [MW]	$TH_i - TC_o$	LMTD	A [m^2]
HXP1	1.96	62.15	0.256	93.15	48.43	94.35
HXP2	2.09	68.73	0.283	99.73	50.53	100.00
HXP3	2.51	88.16	0.363	119.16	56.55	114.64
Caja Fría	8	237.88	0.980	268.88	97.22	1959.01

(Fuente: Autor)

Básicamente la potencia requerida para el generador PSA se concentra en el tren de compresión; usando la Ecuación (57), una temperatura de ingreso de aire de 293.15 K , presión de entrada de 1 bar, presión de salida de 8 bar, 3 etapas de compresión, el exponente politrópico igual a 1.4, la constante de gas ideal del aire igual a $0.287 \text{ [kJ/kg}\cdot\text{K]}$, una eficiencia de compresión adiabática igual a 0.75 y una eficiencia eléctrica de 0.95, se obtiene **860.12 kW** AC de potencia requerida.

4.1.4. Producción de Amoniaco

El requerimiento de producción de amoniaco de acuerdo con la Tabla 46 es de 233 [ton/día] . La potencia requerida para el ciclo de síntesis está dividida en la potencia necesaria para compresión del gas de alimentación y reciclado, y en la potencia requerida para bombeo durante el ciclo. Mediante la Tabla 46 se obtienen los flujos másicos requeridos en el gas de alimentación: 2.217 kg/s de N_2 y 0.480 kg/s de H_2 .

Tabla 49 Parámetros de cálculo de compresión del gas de síntesis

Parámetro	Nitrógeno (N_2)	Hidrógeno (H_2)	Amoniaco (NH_3)
Constante R [$\text{kJ/kg}\cdot\text{K}$]	0.2968	4.1240	0.4882
Cp [$\text{kJ/kg}\cdot\text{K}$]	1.039	14.307	2.19
Cv [$\text{kJ/kg}\cdot\text{K}$]	0.743	10.183	1.66
k	1.398	1.405	1.319
P [bar]	8	1	150

(Fuente: Autor)

Mediante la Ecuación (57) y los valores de la Tabla 49, considerando temperatura inicial de ingreso del gas a 20 °C y que el ciclo cuenta con N=5 etapas; se calculó la potencia de compresión del fluido por separado. La potencia para mantener comprimido al hidrógeno en la mezcla de gases es de 3.367 MW y para mantener comprimido al nitrógeno en esta misma mezcla es de 0.615 MW.

Sumando estas dos potencias y tomando una eficiencia al eje de 0.75 y eléctrica de 0.95; la potencia requerida por compresión para el gas de síntesis es de 5.59 MW. Es necesario un compresor para el flujo de gases reciclados; se estima la potencia necesaria para el flujo reciclado nuevamente con la Ecuación (57) usando una eficiencia de conversión de 15% para el flujo másico, una caída de presión del 6% y una etapa (N=1). La potencia calculada para el compresor de reciclaje es de 450 kW.

En el flujo de calor durante el proceso de síntesis se emplearon 4 intercoolers e intercambiadores de calor. Para los intercoolers se aplicó un coeficiente de transferencia de calor de 56 W/m² con la mezcla de gases N₂+H₂ usando agua de enfriamiento. La temperatura de entrada de los gases se asume de 293K con varias etapas de compresión sube a 390K y se enfría a 293K. El agua se asume que ingresa a 278K y tiene un incremento de temperatura de 10K.

Además de los intercoolers, se mencionan otros 4 intercambiadores principales dentro del ciclo de síntesis. Estos están distribuidos en la corriente de recirculación y se encargan de:

- HX1: Precalentar la alimentación al reactor. (865 W/m²)
- HX2: Recuperar calor del producto sintetizado. (56 W/m²)
- HX3: Condensar el amoníaco producido. (865 W/m²)
- HX4: Facilitar la separación térmica del amoníaco no reaccionado. (500 W/m²)

En la Tabla 50 se presentan los resultados del dimensionamiento de los intercambiadores de calor usados en la síntesis de amoníaco usando las ecuaciones (52) a(58) (54) y (59) a (61) con las respectivas corrientes. Se usó una temperatura promedio para calcular el C_p de cada mezcla. Para los intercoolers se usó como flujo de calor el calculado al sumar los flujos de entrada del hidrógeno y del nitrógeno luego de 5 etapas de compresión: 3.69 MW.

Tabla 50 Dimensionamiento de los intercambiadores de calor del ciclo de síntesis

Intercambiador	Unidad	LTMD [K]	Fluidos	$C_{p,mix}$ [kJ/kg·K]	$\dot{Q}$ [MW]	A [m ²]
HX 1-4	Intercoolers	45	N ₂ , H ₂ / H ₂ O(l)	5.59	3.69	1465.61
HX5	Gas Condensado a Gas	134	NH ₃ (g), NH ₃ (l) / N ₂ , H ₂	9.982	2.71	23.34
HX6	Agua refrigerante/Gas	305	NH ₃ (g), H ₂ , N ₂ / H ₂ O(l)	8.832	4.25	248.90

HX7	Gas Condensado a Gas	62.5	NH ₃ (g), NH ₃ (l) / N ₂ , H ₂	9.960	9.31	172.18
HX8	Agua refrigerante/Gas	49.2	NH ₃ (g), NH ₃ (l), N ₂ , H ₂ / H ₂ O(l)	8.729	3.47	141.18

(Fuente: Autor)

El dimensionamiento del reactor catalítico y del tambor de separación se calculó a partir de la Ecuación (64) para obtener una velocidad de reacción de 0.0005 [kgNH₃/m³s] y las Ecuaciones (67) y (69) para calcular los volúmenes del reactor y el tambor respectivamente. Para el tambor se incluye dentro de la ecuación un tiempo de retención de 10 min. Con estas ecuaciones se obtuvieron volúmenes de 5.26 y 4.76 m³ para el reactor y el tambor respectivamente.

Para hallar la potencia del sistema de enfriamiento se hizo uso de las Ecuaciones (58) a (63) de las que se obtuvo un flujo másico del agua de enfriamiento de 132.54 [kg/s] y una potencia de las bombas de 93.74 kW; sumando las potencias requeridas para comprimir y enfriar el gas durante el ciclo de síntesis se obtiene una potencia requerida para este proceso igual a **6.14 MW**.

4.1.5. Almacenamiento de Amoniaco

Para la potencia requerida por almacenamiento se hace uso de la Ecuación (57) para 2 compresores; el primero eleva la presión desde 1 bar a 3 bar y el segundo eleva la presión desde 3 bar hasta casi 13 bar. El flujo másico es obtenido a partir de la transferencia de calor con una diferencia de temperatura entre -33°C y 25°C, una superficie total de tanques de 17520.47 m², y un coeficiente de transferencia de 0.32 [W/m²kg].

Se obtuvo un flujo másico de 0.237 kg/s usando un calor de vaporización ΔH_{VAP} de 1370 kJ/kg. Para el primer compresor se requiere una potencia de fluido de 32.73 kW y eléctrica de 45.93 kW, y para el segundo compresor se requiere una potencia de fluido de 47.45 kW y eléctrica de 66.59 kW. La potencia total requerida para almacenamiento es de **0.113 MW**. Adicional se separa 1 MW de potencia destinada al sistema de posicionamiento dinámico.

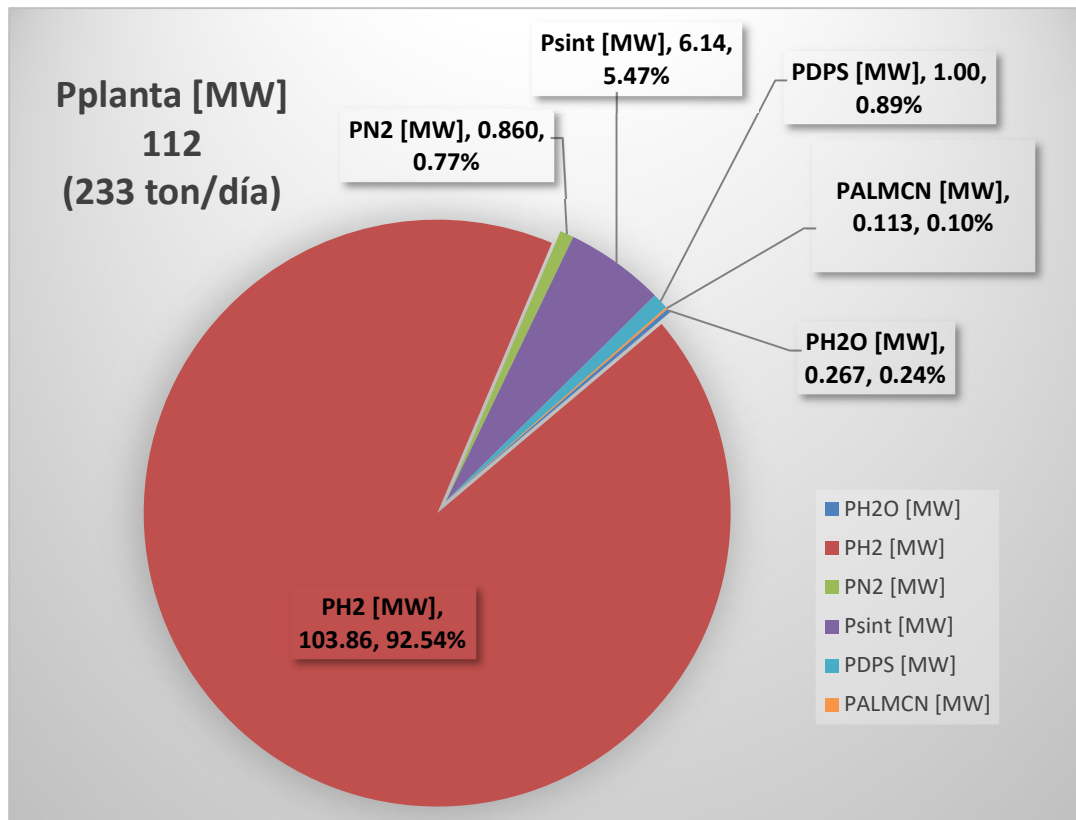


Figura 59 Resumen de cargas para una planta flotante de producción de amoniaco
(Fuente: Autor)

4.2. Topología de la FPSO

A partir de la **Tabla 9** y la capacidad de electrólisis de la FPSO de esta tesis, se estimaron las áreas y pesos de los diferentes pesos. Para el proceso Haber-Bosch se usó un factor extra de 1.1 para el área porque este caso se centra en la producción de amoniaco. Las áreas destinadas para descarga, acomodación y seguridades no son escalables y se mantienen iguales a las de la FPSO modelo

Tabla 51 Áreas y pesos del concepto de producción con conversión y almacenamiento de amoniaco

Módulos	Sistemas	Área [m2]	Peso [ton]
Gestión energética, desalinización, electrolización y auxiliares	Electrólisis	4954.09	1848.70
	Desalinización/tratamiento H ₂ O	280.42	135.02
	Auxiliares	186.95	114.25
	Gestión eléctrica	135.02	103.86
Conversión NH ₃ & ASU	ASU	1.77	1233.33
	Haber-Bosch	3541.61	768.90
Almacenamiento	Tanques tipo C	-	0.16 ton/m3
Transferencia/Descarga	FPSO Forma de buque	320m2	
Acomodación		200m2	
Explosion wall		200m2	

Áreas de seguridad y reunión	300m2	
------------------------------	-------	--

(Fuente: Autor)

Se fueron buscando las dimensiones adecuadas para poder albergar estos módulos sobre cubierta principal, ya que en el casco solo se encuentran los tanques de almacenamiento y una Sala de Máquinas para los sistemas a bordo como el posicionamiento dinámico y bombas. La FPSO modelo destina un área de 21 m² de cubierta para una producción de 485 ton_{NH3}/m³ si a la suma de todas las áreas se le aplicara un factor aproximado de 1.1324 por operabilidad en cubierta.

Usando el factor 1.1324 para la FPSO de este proyecto, se requieren 11500 m² de área de cubierta aproximadamente. Para cumplir con esta área se partió de un modelo 3D FLNG base (SATU, 2016) con dimensiones similares a la FPSO modelo: eslora de 365 m (incluyendo la torreta), manga de 60 m y se requirió un factor de escala de 1.354. Las dimensiones principales de la nueva FPSO son L = 270.25 m y B = 46.44 m.

Por las dimensiones reducidas de la nueva FPSO, el módulo de electrólisis está distribuido en 3 cubiertas. La distribución preliminar en cubierta principal se muestra a continuación:

- a. **Electrólisis:** 4969.44 m²
- b. **Auxiliares:** 188.14 m²
- c. **Tratamiento de Agua:** 287.17 m²
- d. **Gestión Eléctrica:** 135.02 m²
- e. **Área de Descarga:** 320 m²
- f. **Módulo NH3 & ASU:** 3902.14 m²
- g. **Acomodación:** 200 m²
- h. **Muro Antiexplosiones:** 200 m²

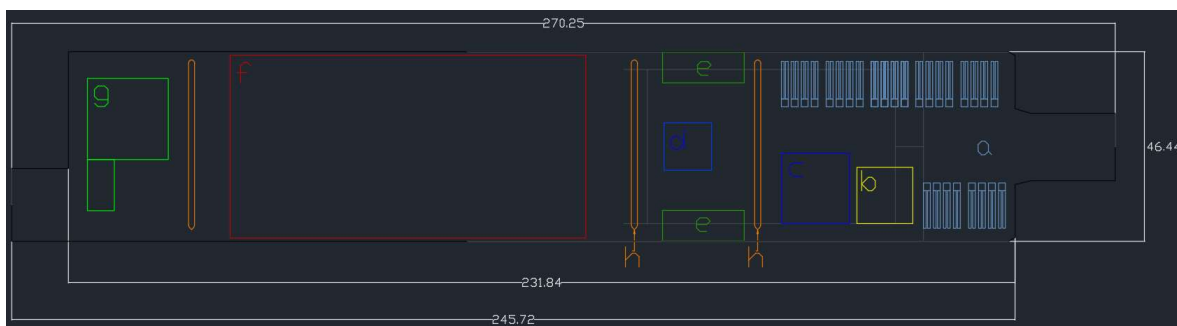


Figura 60 Distribución del área vista desde arriba del FPSO en forma de barco. Cubiertas con una capacidad de electrólisis de 103.86 MW y conversión de NH₃. Los tanques de almacenamiento están ubicados en el casco del FPSO.

4.2.1. Subdivisión y Arreglo

Así como en la Sección 3.4.1 se requirió conocer el espaciamento entre cuadernas para subdividir el FPSO. Antes fue necesario partir de un calado de escantillonado igual a 17.83 m calculado con una base de datos de FPSOs (David Boggs, 2021), la regresión se muestra

a continuación con un bajo coeficiente de correlación, pero con una muestra significativa cercana a la eslora de entrada:

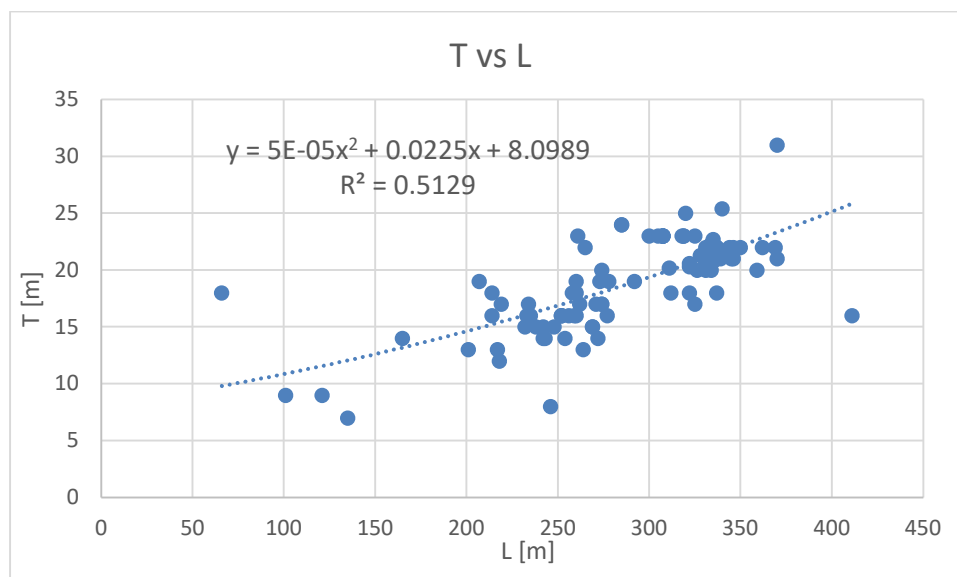


Figura 61 Regresión cuadrática de Calado vs Eslora para FPSOs de 100 a 400 m
(Fuente: Autor)

Con el calado de escantillonado y mediante las normas (MVR, 2025) y (FPI, 2020), se estimó una eslora de flotación igual a 245.28 m y una eslora de escantillonado (97% Lwl) igual a 237.92 m. Con estos datos y la Ecuación (107) se obtuvo un rango de espaciamiento entre cuadernas de 820.93 a 932.88 mm, por facilidad de cálculo se eligió un espaciamiento de 90 cm. Siguiendo el criterio de la Sección 3.4.1, el siguiente paso para determinar la subdivisión del FPSO fue hallar las distancias de los mamparos de colisión mediante la eslora de francobordo.

El mamparo de colisión está ubicado en un rango entre 10 y 19.11 m desde el punto de referencia **RP**. El espaciamiento entre cuadernas solo aumenta a 915 mm entre el primer espejo **T0** y segundo espejo, denominado **T15**. El mamparo de colisión de proa identificado como **BH260** está ubicado a una distancia de 36.03 m desde el extremo de la torreta. A pesar de que la norma no exige un mamparo de colisión de popa para instalaciones con posicionamiento dinámico, se determina uno dentro del mismo rango especificado; este mamparo está ubicado a 27.22 m desde **T0** y está identificado como.

Para determinar la máxima longitud entre mamparos estancos, se hizo uso del capítulo 8 para barcos que cargan gases licuados dentro de las normas ABS (SVT, 2025) para barcos específicos. La norma indica que se permite una máxima extensión de avería longitudinal igual al mínimo entre 14.5 m y $\frac{1}{3}L^{\frac{2}{3}}$, donde **L** representa la eslora de escantillonado. A continuación, se presentan todos los compartimentos del FPSO:

Tabla 52 Distribución de compartimentos del FPSO

Tipo	Mamparos	Longitud [m]
------	----------	--------------

Peak de descarga	T0 – T15	13.72
Peak de Popa	T15 – BH30	13.50
Sala de Máquinas	BH30 – BH50	18
Tanque LN ₂	BH50 – BH65	13.50
Tanque LNH ₃ I	BH65 – BH80	
Tanque LNH ₃ II	BH80 – BH95	
Tanque LNH ₃ III	BH95 – BH110	
Tanque LNH ₃ IV	BH110 – BH125	
Tanque LNH ₃ V	BH125 – BH140	
Tanque LNH ₃ VI	BH140 – BH155	
Tanque LNH ₃ VII	BH155 – BH170	
Tanque LNH ₃ VIII	BH170 – BH185	
Tanque LNH ₃ IX	BH185 - BH200	
Tanque LNH ₃ X	BH200 - BH215	
Tanque LNH ₃ XI	BH215 - BH230	
Tanque LH ₂	BH230 - BH245	11.70
Tanque H ₂ O pura	BH245 – BH260	
Peak de Proa	BH260 – T273	24.33
Torreta	T273 – T300	

(Fuente: Autor)

De acuerdo con ABS (SVT, 2025), la altura del doble fondo debe cumplir con la máxima extensión de avería vertical del fondo; esta es la mínima entre $B/15$ y 2 m, donde B representa la manga. Bajo este criterio de avería, la altura de doble fondo definida es de 2.7 m. En la misma norma se indica que la máxima extensión de avería transversal en los costados es el mínimo entre $B/5$ y 11.5 m; bajo este criterio la máxima extensión de avería transversal es 9.29 m y el ancho de los dobles costados de 9.9 m.

4.2.2. Almacenamiento

Partiendo de la Tabla 52, el almacenamiento de amoníaco líquido (680 kg/m^3) está entre los mamparos BH65 & BH230, el almacenamiento de nitrógeno líquido (808 kg/m^3) está entre los mamparos BH50 & BH65, el almacenamiento de hidrógeno líquido (70.85 kg/m^3) está entre los mamparos BH230 & BH245. El tanque de hidrógeno líquido fue localizado a lado del peak de proa debido a su alta inflamabilidad (4-75%) y el tanque de nitrógeno líquido fue ubicado en popa cerca de habitabilidad debido a que es un gas inerte y sirve de separación entre el almacenamiento de amoníaco líquido de inflamabilidad moderada (15-28%) y la sala de máquinas/ bombas.

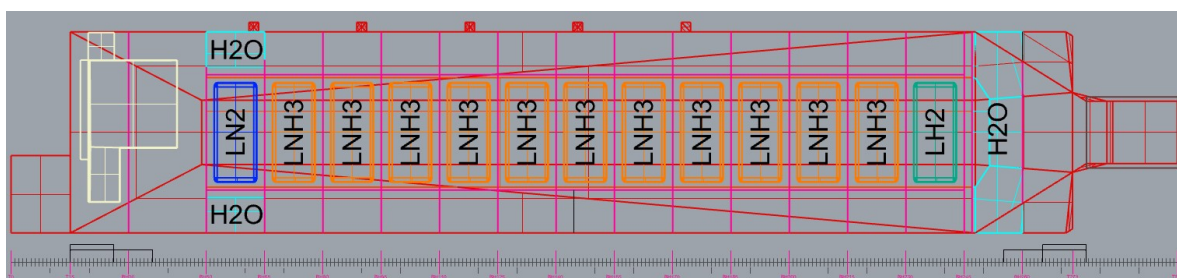


Figura 62 Localización de los tanques de almacenamiento

(Fuente: Autor)

El almacenamiento de agua está dividido en 3 tanques, uno entre el peak de proa y el tanque de hidrógeno y los otros dos a los costados del tanque de hidrógeno. El tanque de agua dulce de proa es utilizado específicamente para la planta de electrolizadores y los tanques de agua dulce de popa para consumo de la tripulación y otros. A continuación, se presenta la cantidad máxima de almacenamiento del FPSO y la autonomía que representan:

Tabla 53 Capacidad de almacenamiento y autonomía para cada sistema

Tanques	Cantidad	Volumen [m ³]	Peso [ton]	Autonomía [días]
Agua Dulce Popa	2	4080.30	4080.30	35
Agua Dulce Proa	1	9061.20	9061.20	
Nitrógeno Líquido	1	4173.48	3372.17	18
Hidrógeno Líquido	1	4173.48	295.69	7
Amoníaco Líquido	11	45908.28	31217.63	134 (4-5 meses)

(Fuente: Autor)

Considerando el uso de tanques con membrana, se establece la instalación de 2 tanques por compartimento; un tanque exterior y otro tanque interior. Como estimación se establece que el tanque exterior sea 1.25 veces mayor al tanque interior. Por lo tanto, si el almacenamiento total de amoníaco líquido indica un volumen exterior de 45'908 m³, el volumen de almacenamiento real es de 36'727 m³.

4.3. Transporte a la Costa

El FPSO está diseñado para transferir amoníaco líquido a buques transportadores de este producto y a pesar de que cuenta con un almacenamiento de alrededor de 4 meses sin transferir amoníaco, es necesario analizar la posibilidad de tener un amonioducto que transporte este producto a la costa para venta nacional. A continuación, se muestra la ruta de tendido del amonioducto:

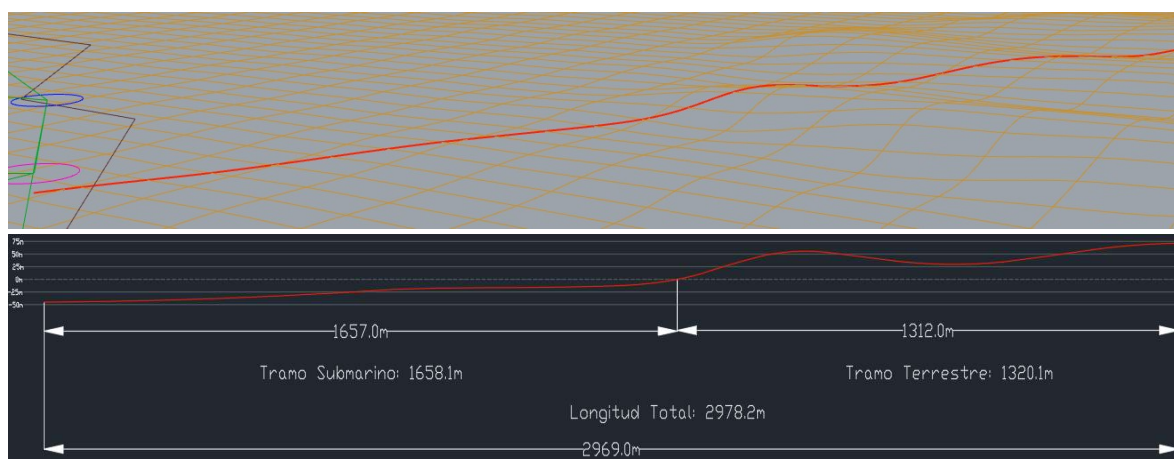


Figura 63 Vistas 3D y 2D del tendido del Amonioducto desde el FPSO hasta almacenamiento en San Mateo (Fuente: Autor)

La tubería parte con un tramo submarino desde una profundidad promedio de -45 m y llega a uno de los puntos más altos de San Mateo a 72 msnm, con una longitud total de casi 3 km debe vencer un cabezal de 116.5 m.

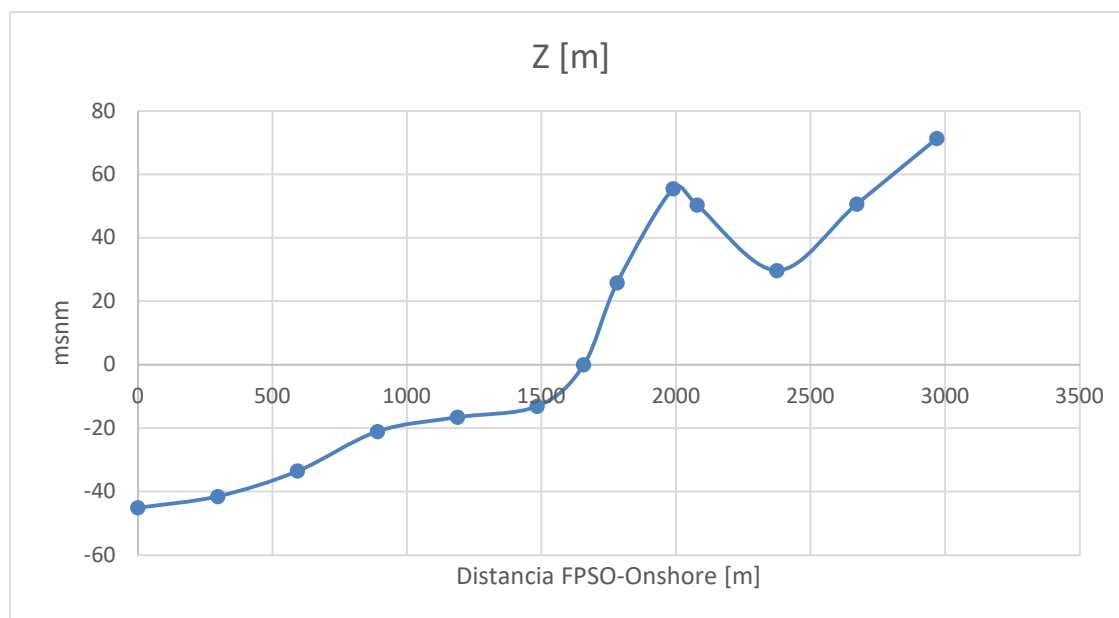


Figura 64 Perfil batimétrico del amoniaducto con tramo submarino y tramo terrestre
(Fuente: Autor)

4.3.1. Modelado del Amoniaducto

Para el modelado del amoniaducto se utilizó el software PipeFlow Expert, las características usadas dentro del módulo de sustancias para el amoniaco son las siguientes:

Tabla 54 Características de fluido de trabajo para Amoniaducto en PipeFlow

Fluid Name	{Ammonia}
Chemical Formula	NH ₃
Pressure [bar.g]	10.00
Density [kg/m ³]	639.04
v [cSt]	0.267589
μ [cP]	0.171000
Vapour Pressure [bar.a]	4.25
State	Liquid

(Fuente: Autor)

Se usó como flujo másico de diseño la producción máxima que puede tener la planta: 233 [ton/día] o 2.70 [kg/s]. Se buscó un fabricante de tuberías de acero al carbono de gran diámetro que estén diseñadas para fluidos en la industria Oil & Gas y químicos como el amoniaco (ASME B36.10M & API 5L). Se utilizó el catálogo (NTS, 2018), dentro de este se buscó una tubería que a condiciones estándar pueda soportar una presión máxima de 4000 psi (28 MPa), y a una temperatura mayor a 400 °C pueda soportar una presión máxima de 2300 psi (16 MPa).

Con los requerimientos establecidos se seleccionó una tubería de diámetro nominal 12" SCH160 y con ella se realizó el modelo asumiendo que cada tubería mide 12 m, en total se

usarían 248 tuberías de acero al carbono y 12 tuberías flexibles. El modelo PipeFlow se presenta en la siguiente:

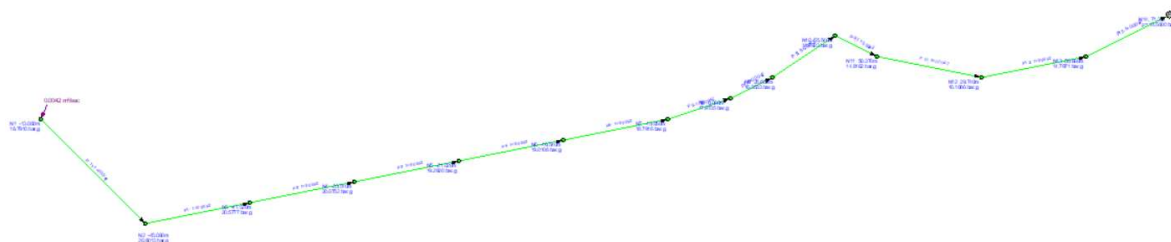


Figura 65 Modelo de Amonioducto (639.04 kg/m³) Φ12" SCH160 en PipeFlow
(Fuente: Autor)

4.4. Costos de Capital

4.4.1. Generación y Transmisión

La turbina Gamesa G132-5 MW tiene un diámetro de 132 m y una velocidad de rotación en el eje de baja velocidad de 11.8 rpm; con estos datos se estima un torque en el eje de baja velocidad igual a 4046.31 [kNm]. Las masas y costos de capital de cada componente del conjunto Rotor-Góndola y Torre resultando en un total de **\$10.2M** por turbina son presentados en la siguiente tabla:

Tabla 55 Costos de Capital para componentes de una turbina de 5 MW

Componente	Masa [ton]	Costo Capital (\$2025)	Contribución de Costo
Palas	88.01	\$ 1,289,754.80	12.66%
Buje	33.67	\$ 402,116.90	3.95%
Mecanismos de paso	16.34	\$ 464,029.71	4.55%
Cono Frontal*	1.922	\$ 17,675.60	0.17%
Eje de Baja Velocidad	18.902	\$ 24,794.17	0.24%
Rodamientos	3.181	\$ 298,061.93	2.93%
Cajas de cambios	38.78	\$ 862,669.05	8.47%
Freno mecánico, acople de alta velocidad, etc.	0.995	\$ 12,613.91	0.12%
Generador (excluyendo generadores de imanes permanentes)	16.69	\$ 625,028.49	6.13%
Electrónica de velocidad variable		\$ 722,164.40	7.09%
Sistema de orientación (yaw drive) y rodamiento	15.344	\$ 279,539.83	2.74%
Estructura Principal	30.93	\$ 369,376.31	3.63%
Plataformas y barandales*	3.87	\$ 55,549.15	0.55%
Conexiones eléctricas		\$ 754,150.55	7.40%
Sistema Hidráulico y Sistema de Enfriamiento	0.4	\$ 114,777.51	1.13%
Carcaza de la Góndola	6.15	\$ 87,370.26	0.86%
Control y Sistema de Seguridad		\$ 95,391.60	0.94%
Torre	1085.98	\$ 3,713,768.31	36.45%
TOTALES	1361.16	\$10,188,832.50	100.00%

(Fuente: Autor)

Los costos de capital para el conjunto fotovoltaico se estimaron de manera rápida como el 10% de los costos de capital del conjunto eólico. Para cada barcaza de generación se calcularon los costos de capital del casco y de los sistemas de Fondeo y Amarre a partir de los costos normalizados presentados en la Tabla 13. Estos costos fueron transformados de libras esterlinas de 2021 a dólares americanos de 2025 resultando en un total de **\$8.22M** por cada casco y **\$1.43M** el sistema de fondeo y amarre para cada barcaza.

Tabla 56 Costos de Capital del Casco y Sistema de Fondeo por barcaza de generación

Categoría	\$2025/MW	Costo \$2025
Casco	\$ 1,660,579.83	\$ 8,219,870.13
Estructura	\$ 1,362,261.75	\$ 6,743,195.64
Acero secundario	\$ 115,533.59	\$ 571,891.28
Sistemas	\$ 100,014.15	\$ 495,070.06
Protección de Corrosión	\$ 82,770.33	\$ 409,713.15
Sistemas de fondeo y amarre	\$ 304,870.73	\$ 1,425,270.66
Sistemas de fondeo	\$ 65,526.51	\$ 306,336.45
Líneas de amarre y fondeo	\$ 189,682.02	\$ 886,763.42
Accesorios de Fondeo	\$ 32,763.26	\$ 153,168.23
Conexión Topside	\$ 11,553.36	\$ 54,011.95
Ayudas de Instalación	\$ 5,345.58	\$ 24,990.61

(Fuente: Autor)

Los costos de los transformadores fueron estimados para los transformadores elevadores 690V-MV de cada una de las 21 turbinas eólicas, los transformadores que elevan el voltaje de salida de cada inversor 300/690V del conjunto Hidro-PV y los transformadores de distribución en el FPSO; estos últimos fueron simplificados como un solo transformador de 113 MVA MV/10kV/(1kV-440-220V) para simplificar los cálculos. Los costos de capital para todos los transformadores resultan en **\$18M**.

Tabla 57 Costos de Capital de Transformadores

Transformadores	MVA	Cantidad	Costo \$2025
Turbn. Eólicas	6.5	21	\$ 11,397,906.02
PV+Turbn. Hidrocinéticas	0.63	21	\$ 1,973,912.16
Distribución Planta NH3	113	1	\$ 4,638,118.14
TOTAL			\$ 18,009,936.31

(Fuente: Autor)

Los costos de capital para los tableros de distribución dependen del número de ramas que contengan una misma hilera de plataformas de generación, estos costos fueron calculados para 8 ramas y distintos voltajes de colección. Se usó el voltaje de 66 kV y tomando en cuenta que no hay mucha diferencia, el costo ronda los **\$241.7K**.

Tabla 58 Costo de Tableros [\$2025] de Distribución en el parque

#Ramas	30 kV	45 kV	66 kV
8	\$241,504.34	\$241,607.96	\$ 241,753.03

(Fuente: Autor)

Los costos de los cables fueron calculados a partir de la sección transversal y la longitud total usada con los diferentes voltajes analizados por medio de la Ecuación (73) actualizada en tiempo y espacio. El mayor costo de capital se da si se usan cables de aluminio de 30 kV igual a **\$76.3M** y el menor costo de capital se da si se usan cables de cobre de 66 kV igual a **\$59.7M**.

Tabla 59 Costos de capital de cables incluyendo instalación

Voltaje [kV]	Aluminio [\$2025]	Cobre [\$2025]
30	\$ 76,344,335.45	\$ 67,663,112.53
45	\$ 63,800,509.14	\$ 60,694,768.97
66	\$ 59,746,114.31	\$ 58,947,679.73

(Fuente: Autor)

Para los costos de capital de SCADA se aplicó la Ecuación (76) por las 21 plataformas del parque resultando en **\$3.74M** para el 2025. Los costos de capital de Permisos y Pruebas resultaron en **\$59.5M** y los costos de Desarrollo del Proyecto **\$4.28M**. Los costos de capital para el conjunto de 792 módulos fotovoltaicos e inversor fueron estimados como el 10% de los costos del conjunto rotor-góndola y torre resultando en **\$21.4M**. Los costos de capital en 2025 del parque de generación se encuentran resumidos en la siguiente tabla con un total de **\$583.4M**:

Tabla 60 Costos de Capital del Parque de Generación (\$2025)

Conjunto Rotor-Gndl. & Torre	\$ 213,965,482.46
Conjunto Fotovoltaico	\$ 21,396,548.25
Estructuras de Soporte	\$ 202,547,956.74
Transformadores y tableros	\$ 18,251,689.35
Cables de colección (66 kV)	\$ 59,746,114.31
SCADA	\$ 3,738,151.22
Permisos y Pruebas	\$ 59,482,404.12
Desarrollo del Proyecto	\$ 4,279,309.65
Total	\$ 583,407,656.09

(Fuente: Autor)

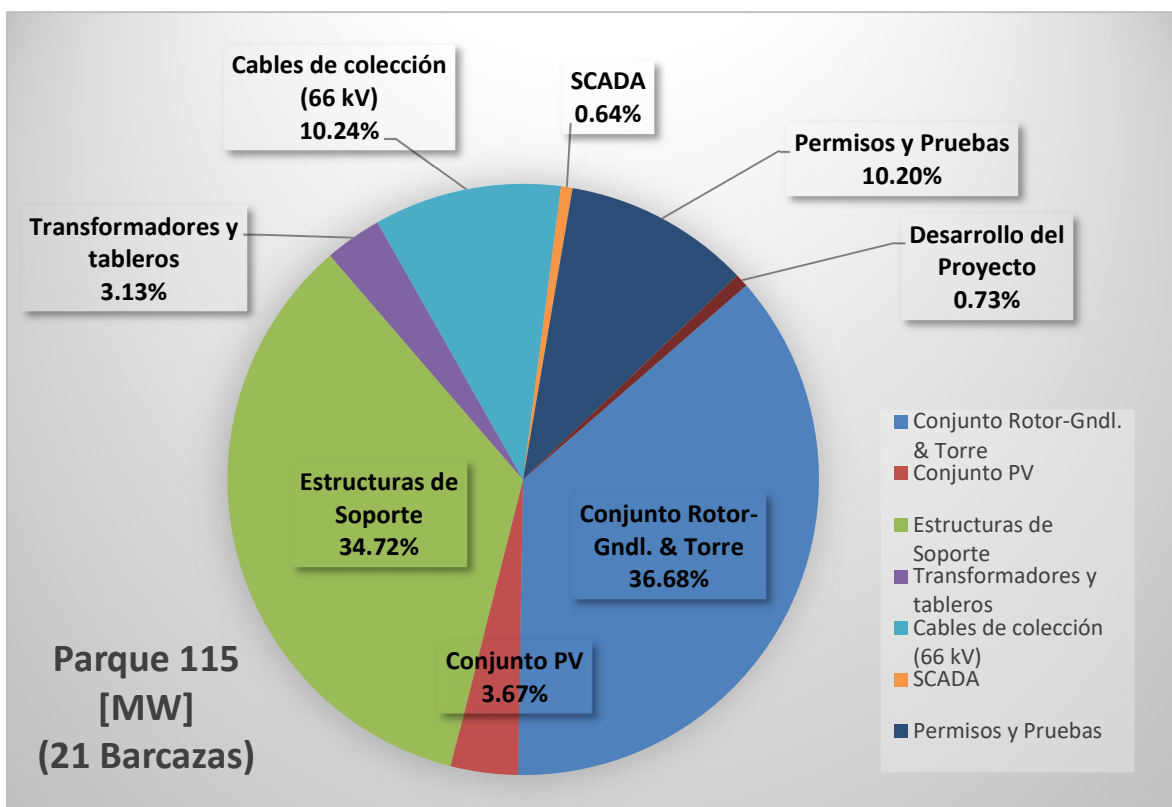


Figura 66 Costos Totales de Capital del Parque de Generación
(Fuente: Autor)

4.4.2. Planta NH3

Los costos de capital de la planta desalinizadora incluyen \$141.2k para adquisición e instalación de compresores, \$55k en adquisición e instalación de los motores eléctricos que accionan las bombas de baja y alta presión, \$1.32M en la compra e instalación del evaporador, \$717k en la instalación de los intercambiadores de calor de salmuera y \$326k en los intercambiadores de calor del agua pura. Se obtuvo un estimado total de instalación de la planta desalinizadora de **\$2.56M**.

Tabla 61 Costos de adquisición e instalación de la planta desalinizadora

Equipo	Cap.	Unidad	Costo Fabr. 2025	Costo MB C _{BM} 2025	Costo MT C _{TM} 2025	Costo Tt. I. C _{GR} 2025
Compresor	255	kW	\$ 30,569.26	\$ 84,065.46	\$ 99,197.24	\$ 141,229.98
Motor Eléctrico	358	kW	\$ 21,823.96	\$ 32,735.93	\$ 38,628.40	\$ 54,996.37
Evaporador	2156.56	m ²	\$ 262,237.33	\$ 786,712.00	\$ 928,320.16	\$ 1,321,676.16
HX Salmuera	651.81	m ²	\$ 93,032.96	\$ 427,021.30	\$ 503,885.13	\$ 717,395.78
HX Producto	187.21	m ²	\$ 42,332.67	\$ 194,306.95	\$ 229,282.20	\$ 326,435.68
TOTAL			\$ 449,996.18	\$ 1,524,841.65	\$ 1,799,313.14	\$ 2,561,733.97

(Fuente: Autor)

Los costos de capital de la planta de producción de hidrógeno incluyen \$8.8M para adquisición e instalación de compresores, \$2.5M para fabricación del tanque de

almacenamiento de hidrógeno líquido, \$2.1M en adquisición e instalación del sistema de transformación de voltaje para las cargas eléctricas de los sistemas.

Tabla 62 Costos de adquisición e instalación del sistema de producción de hidrógeno 2025

# Electrolizadores	21
C. Compresores	\$8,807,064.61
C. Tanques	\$2,476,025.70
C. Transformador	\$2,131,689.12
C Balnc. de Planta	\$7,413,023.69
C Subsistema	\$20,827,803.13
C _{PlantaH2} Sin Escala	\$30,191,947.21
C _{PlantaH2} Con Escala	\$75,726,056.27

(Fuente: Autor)

El balance de la planta tiene un costo de capital de \$7.4M e incluye scrubber de hidrógeno, desmineralizador, tanque de lejía, desoxigenador y un secador de doble torre. El costo de capital de la planta de producción de hidrógeno sin contar los electrolizadores es de \$20.8M. Se toma en cuenta la economía de escala para obtener un estimado total de instalación de la planta de hidrógeno de **\$30.2M**.

Los costos de capital de la planta de producción de nitrógeno incluyen \$457k para adquisición e instalación de compresores, \$731k para adquisición e instalación de los intercambiadores de calor, \$198k en adquisición e instalación de los motores eléctricos, \$1.63M en las columnas de separación de los gases constituyentes, \$35.1k en la turbina de expansión. Se obtuvo un estimado total de instalación de la planta de nitrógeno de **\$3.06M**.

Tabla 63 Costos de adquisición e instalación del sistema de producción de nitrógeno 2025

Equipo	Unidades	Capac.	Costo Fabr. 2025	Costo MB 2025 C _{BM}	Costo MT C _{TM} 2025	Costo Tt. I. C _{GR} 2025
HX Cb. Flt. 1	[m ²]	94.35	\$ 10,648.45	\$ 23,107.14	\$ 27,266.42	\$ 38,819.99
HX Cb. Flt. 2		100.00	\$ 10,909.12	\$ 23,672.79	\$ 27,933.89	\$ 39,770.28
HX Cb. Flt. 3		114.64	\$ 11,589.52	\$ 25,149.26	\$ 29,676.12	\$ 42,250.75
HX Plc. Alet.		1959.01	\$ 131,069.79	\$ 363,718.67	\$ 429,188.03	\$ 611,047.36
	TOTALES	2268.01	\$ 164,216.88	\$ 435,647.85	\$ 514,064.47	\$ 731,888.39
Compresor 1	[kW]	196	\$ 31,831.05	\$ 87,535.40	\$ 103,291.77	\$ 147,059.47
Compresor 2		202	\$ 32,712.99	\$ 89,960.71	\$ 106,153.64	\$ 151,134.00
Compresor 3		214	\$ 34,459.89	\$ 94,764.70	\$ 111,822.35	\$ 159,204.70
	TOTALES	613	\$ 99,003.93	\$ 272,260.82	\$ 321,267.76	\$ 457,398.17
Motores T. 1	[kW]	275	\$ 25,694.13	\$ 38,541.19	\$ 45,478.61	\$ 64,749.21
Motores T. 2		284	\$ 26,032.68	\$ 39,049.02	\$ 46,077.85	\$ 65,602.36
Motores T. 3		301	\$ 26,684.48	\$ 40,026.73	\$ 47,231.54	\$ 67,244.90
	TOTALES	860	\$ 78,411.30	\$ 117,616.94	\$ 138,787.99	\$ 197,596.47
Col. Pr. Alta	[m ³]	134.9	\$ 37,511.38	\$ 514,656.11	\$ 607,294.21	\$ 864,622.26

Col. Pr. Baja		175.3	\$ 47,712.46	\$ 391,242.14	\$ 461,665.73	\$ 657,286.80
Col. Argón		22.5	\$ 8,598.21	\$ 66,292.17	\$ 78,224.77	\$ 111,370.85
	TOTALES	332.7	\$ 93,822.04	\$ 972,190.42	\$ 1,147,184.70	\$ 1,633,279.91
Turbina Exp.	[kW]	19	\$ 3,425.52	\$ 20,895.64	\$ 24,656.86	\$ 35,104.68
	TOTALES	19	\$ 3,425.52	\$ 20,895.64	\$ 24,656.86	\$ 35,104.68
	TOTAL		\$ 438,879.66	\$ 1,818,611.68	\$ 2,145,961.78	\$ 3,055,267.61

(Fuente: Autor)

Para los costos de capital del proceso de síntesis de amoniaco se estimó \$2.2M para todos los intercambiadores de calor, incluidos los intercoolers. La instalación de los compresores tiene un costo aproximado de \$5.7M, los motores eléctricos para accionarlos un costo de \$744k, el reactor y tambor flash un costo conjunto de \$1.31M y la instalación del bombeo de agua de enfriamiento un costo de \$276k. El total de costos de instalación de la planta de síntesis de amoniaco ronda los **\$10.2M**.

Tabla 64 Costos de adquisición e instalación del sistema de síntesis de amoniaco

Tabla 64 Costos de adquisición e instalación del sistema de síntesis de amoníaco							
Equipo	Un.	Cap.	Costo 2025 Unitario C _{BM}	Cant.	Costo MB C _{BM} 2025	Costo MT C _{TM} 2025	Costo Tt. I. C _{GR} 2025
Intercoolers	[m ²]	1466	\$ 828,016.44	1	\$ 828,016.44	\$ 977,059.40	\$ 1,391,067.62
Inter. HX 5		23	\$ 70,770.93	1	\$ 70,770.93	\$ 83,509.70	\$ 118,895.16
Inter. HX 6		249	\$ 161,556.12	1	\$ 161,556.12	\$ 190,636.22	\$ 271,414.29
Inter. HX 7		172	\$ 128,303.45	1	\$ 128,303.45	\$ 151,398.08	\$ 215,549.80
Inter. HX 8		141	\$ 115,036.65	1	\$ 115,036.65	\$ 135,743.25	\$ 193,261.58
					\$1,303,683.60	\$ 1,538,346.65	\$ 2,190,188.45
Comprsr 1	[kW]	797	\$ 616,509.12	5	\$3,082,545.59	\$ 3,637,403.79	\$ 5,178,676.58
Comprsr 2		322	\$ 297,025.68	1	\$ 297,025.68	\$ 350,490.31	\$ 499,003.15
					\$3,379,571.27	\$ 3,987,894.10	\$ 5,677,679.73
Motores 1	[kW]	1118	\$ 77,887.84	5	\$ 389,439.21	\$ 459,538.26	\$ 654,257.87
Motores 2		451	\$ 53,559.27	1	\$ 53,559.27	\$ 63,199.94	\$ 89,979.58
					\$ 442,998.48	\$ 522,738.21	\$ 744,237.45
Lc. Empac.	[m ³]	5.26	\$ 401,266.74	1	\$ 401,266.74	\$ 473,494.75	\$ 674,128.12
T. Ds. Flash	[m ³]	4.76	\$ 378,003.78	1	\$ 378,003.78	\$ 446,044.46	\$ 635,046.35
					\$ 779,270.52	\$ 919,539.21	\$ 1,309,174.47
Bb. Pistón	[kW]	94	\$ 164,059.21	1	\$ 164,059.21	\$ 193,589.87	\$ 275,619.48
					\$6,069,583.08	\$ 7,162,108.04	\$10,196,899.58

(Fuente: Autor)

Para el sistema de almacenamiento del producto licuado se estimó un costo de \$427k en la instalación de tanques de almacenamiento incluyendo superficie interna y externa entre mamparos, \$18.3k en los compresores que ayudan a mantener el producto licuado, \$10k en los motores eléctricos que hacen funcionar a los compresores y \$29.4k en condensadores. Los costos totales del sistema de almacenamiento rondan los **\$1.53M**.

Tabla 65 Costos de adquisición e instalación del sistema de almacenamiento

Equipo	Cap.	Unidad	Costo Fabr. 2025	Costo MB C _{BM} 2025	Costo MT C _{TM} 2025	Costo Tt. I. C _{GR} 2025
Tanques Int.	36726.62	m ³	\$ 137,591.65	\$ 619,162.44	\$ 730,611.68	\$ 1,040,192.90

Tanques Ext.	45908.28	m ³	\$ 169,550.16	\$ 254,325.25	\$ 300,103.79	\$ 427,266.42
Compresores	80.17	kW	\$ 3,960.30	\$ 10,890.83	\$ 12,851.18	\$ 18,296.59
Motores electr.	112.52	kW	\$ 4,001.08	\$ 6,001.62	\$ 7,081.92	\$ 10,082.73
Condensador	87.76	m ²	\$ 5,838.74	\$ 17,516.23	\$ 20,669.15	\$ 29,427.27
TOTAL			\$ 320,941.95	\$ 907,896.37	\$ 1,071,317.72	\$ 1,525,265.90

(Fuente: Autor)

Los costes totales de capital de los sistemas de la planta productora de amoniaco se resumen en un total de **\$47.5M**. Los mayores costes se concentran por igual entre la planta de síntesis y la planta de producción de hidrógeno con aproximadamente un 31% c/u. Se evidencia una disminución de los costos de electrólisis gracias a que se empleó la economía de escala, de forma contraria estos costes se hubiesen elevado a un 80% del total de la planta.

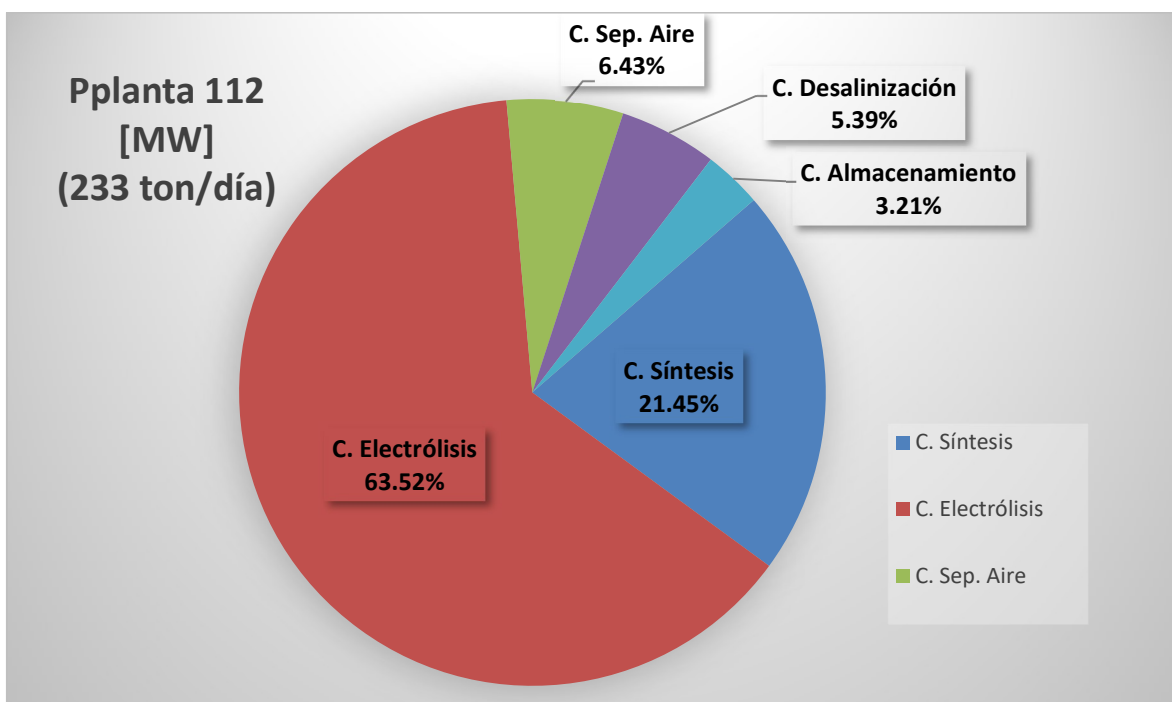


Figura 67 Distribución de costos de la planta de producción de amoniaco

(Fuente: Autor)

Sin embargo, en esta distribución de costos no están incluidos los costes del casco, superestructura y de los sistemas auxiliares de la unidad flotante.

4.4.3. Casco FPSO, Superestructura y Sistemas Auxiliares

A partir de la Tabla 15 se obtuvo una relación de costos donde la parte naval (casco, superestructura y sistemas auxiliares) representa un 29.7% del coste de los sistemas específicos del FPSO, y el coste de tuberías y equipos submarinos y risers representa un 2%. A partir de esta relación se obtiene un aproximado de **\$10M** para la construcción e implementación naval y **\$5M** para la instalación de un amoniaducto de transporte a tierra.

4.5. Costos de Operación y Mantenimiento

4.5.1. Generación y Transmisión

Los costes de operación y mantenimiento del parque de generación incluyen una combinación de gastos técnicos como los mantenimientos preventivos y correctivos, gastos logísticos como los costes de acceso marítimo y gastos administrativos que aseguran la operación continua, segura y eficiente del sistema. Estos costos fueron estimados como el 3% de los costes de capital del parque resultando en costos de operación y mantenimiento igual al **\$17.5M** en promedio por año.

4.5.2. Producción FPSO

En la Tabla 66 se presenta el número de operadores por turno calculado a partir de la cantidad estimada de equipos auxiliares a emplearse en cada proceso. Por cada puesto en operación de ASU, MVC, Síntesis y Almacenamiento se estima 4.5 operadores y para los electrolizadores se hizo uso de solo 1 operador por puesto. El número de operadores por turno está cerca de 3 para cada proceso.

Tabla 66 Mano de Obra Operativa Offshore en FPSO

FPSO JULIA 2025						
Equipos	ASU	MVC	Almacenamiento	Ciclo Síntesis	Electrolizadores	Total
Compresores	3	1	2	6	2	14
Int. De Calor	4	3	1	8	0	16
Torres	4	0	1	0	0	5
Reactores	0	0	0	1	0	1
NOL	2.970	2.685	2.685	3.121	2.598	
Opr. X puesto	4.5	4.5	4.5	4.5	1	
Oper. Totales	14	13	13	15	3	58
Salario/hora	\$ 12.62	\$ 12.62	\$ 12.62	\$ 12.62	\$ 22.08	Año 2025
Salario/Año	\$ 25,236.28	\$ 25,236.28	\$ 25,236.28	\$ 25,236.28	\$ 44,163.49	
M. Ob. Total	\$ 353,307.96	\$ 328,071.68	\$ 328,071.68	\$ 378,544.24	\$ 132,490.48	

(Fuente: Autor)

El número de operadores contratados es de 58, considerando que estarán embarcados al mismo tiempo 29 operadores y extra se consideraron 11 personas para tripulación y operaciones marítimas diarias. El salario mínimo de operación calculado fue de \$12.62/hora, solo la planta de electrólisis es la que tiene un costo de operación más alto estimado como 1.75 veces el salario de operación de los otros procesos igual a \$22.08/hora, este mismo salario es empleado para los marineros de máquinas y cubierta.

El sueldo de los oficiales está considerado dentro del costo de supervisión directa y personal administrativo. El coste por mano de obra para los procesos ASU, MVC, Almacenamiento y Ciclo Síntesis ronda los \$350k/año por proceso. La planta de electrólisis tiene un coste de mano de obra que ronda los \$132.5k/año, a pesar de ser la más cara por operador; termina siendo la más barata anualmente. En marineros se estimó un coste de \$309k/año.

Tabla 67 Costos de Producción (COM=DMC+FMC+GE) del FPSO NH3

CRM	\$ -	<i>Costo de Materia Prima</i>
------------	------	-------------------------------

C _{WT}	\$ -	Costo de tratamiento de residuos químicos
C _{UT}	\$ -	Costo de Servicios públicos
C _{OL} / año	\$ 1,829,630.50	Costo de Mano Obra Operativa
(0.18)C _{OL}	\$ 329,333.49	Costo de supervisión directa y personal administrativo
(0.06)FCI	\$ 8,843,578.82	Costo de Mantenimiento y Reparaciones
(0.009)FCI	\$ 1,326,536.82	Costo de Suministros Operativos
(0.15)C _{OL}	\$ 274,444.57	Costo de Cargos de Laboratorio
(0.03)COM	\$ 1,387,947.77	Patentes y Royalties
Costos DMC	\$ 13,991,471.98	Costos Directos Totales de Producción
MACRS	\$ 12,036,402.36	Depreciación
(0.032)FCI	\$ 4,716,575.37	Impuestos Locales & Seguros
(0.78)C _{OL} +(0.036)FCI	\$ 6,733,259.08	Costos Generales de Planta
Costos FMC	\$ 23,486,236.81	Costos Fijos Totales de Producción
(0.177)C _{OL} +(0.009)FCI	\$ 1,384,828.85	Costos de Administración
(0.11)COM	\$ 5,089,141.83	Costos de Distribución & Venta
(0.05)COM	\$ 2,313,246.29	Costos de Investigación & Desarrollo
Costos GE	\$ 8,787,216.97	Costos Generales Totales de Producción
Costos COM	\$ 46,264,925.76	Costos Totales de Producción

(Fuente: Autor)

Los costos de mano de obra operativa y tripulación fueron estimados en **\$1.83M/año**, el desglose de costos es mostrado en la Tabla 67 dependiendo de la mano de obra operativa y de los costos de capital de la planta. Los costos directos totales de producción DMC se calcularon en \$6.26M, los costos fijos totales de producción FMC se calcularon en \$8.63M y los costos generales totales de producción GE en \$3.41M. Sumando todos estos costos, se tienen **\$18.3M/año** de costo totales de producción.

4.6. Análisis Financiero

4.6.1. Costo Nivelado de Energía - LCOE

Los costes de capital del parque de Generación rondan los **\$583.4M**, los costos de operación y mantenimiento anuales igual a **\$17.5M**. Con las tasas descritas en la Sección 2.14.1 se obtuvo un pago anual por préstamo igual a **\$63.2M** por 15 años. La producción anual total de energía ronda los **307.76 GWh**, de esta energía el 96% es producido por la capacidad eólica.

Se estableció una vida del proyecto igual a 30 años con una energía total producida de **9.23 TWh**. Con todos estos datos se obtuvo un LCOE de **\$101.94/MWh** o **\$0.1019/kWh**. Es un LCOE alto, pero comparado con el LCOE proyectado para proyectos eólicos offshore por (IREC, 2025) para la misma región se tiene \$165/MWh. Esto quiere decir que al implementar un sistema híbrido eólico-pv con barcasas flotantes que integren ambos sistemas, se obtiene una reducción del **38%** en el LCOE.

Desde el 1ro de agosto del año 2025 se estableció una tarifa (ARCONEL, 2025) para el sector de Alto Voltaje; entre \$0.0791 y \$0.1022 por kWh. Considerando que el LCOE de este proyecto está cerca del valor máximo de este rango de tarifas, no es viable vender esta energía; ya que se podría estar vendiendo a \$0.15/kWh y resultaría en un precio elevado.

El LCOE del proyecto demuestra que la planta se puede autosostener con su propia energía ya que equivale a comprarle energía al estado o hasta un poco más barato, pero no venderla.

4.6.2. Costo Nivelado de Amoniac - LCOA

Una vez demostrado que el proyecto de amoniaco verde frente a las costas de Manta puede sostenerse con autogeneración offshore, se implementó el LCOA incluyendo costos del parque de generación y de producción de amoniaco. El costo de capital de los sistemas de la planta productora de amoniaco ronda los **\$47.5M**, del casco y superestructura del FPSO ronda los **\$10M**, y **\$5M** están destinados para instalación del amonioducto; todos estos costes suman un total de **\$62.58M** de capital destinados a la producción de amoniaco.

Los costos de capital total se calcularon sumando los costos de inversión del parque de generación y los costos de inversión necesarios para la producción de amoniaco resultando así en un total de **\$646M**. Los costos de operación y mantenimiento también resultaron en la suma de los costos para operar y mantener el parque de generación, y los costos de operación y mantenimiento del FPSO, resultando en un total de **\$35.8M** anuales.

El pago anual por préstamo se estimó en **\$70M** aplicando una tasa de interés de 8.5%. Considerando la producción anual de energía de 307.76 GWh, la planta produciría anualmente 55240.32 toneladas. Por lo tanto, el LCOA calculado es de **\$802.71/MW** o **\$0.803/kg**, de acuerdo con la hoja de ruta del hidrógeno verde en Ecuador (Energía y Minas, 2023) se tiene la siguiente tabla comparativa:

Tabla 68 Comparación de LCOA del proyecto con diferentes tecnologías

Tecnología	LCOA [\$/ton] 2025
Solar Onshore (Hoja de Ruta)	1320.00
Eólica Onshore (Hoja de Ruta)	760.00
Hidroeléctrica 10 MW (Hoja de Ruta)	780.00
Híbrida Eólica-PV Offshore (Tesis)	802.71

Fuente: Autor, comparación con datos de (Energía y Minas, 2023)

Los resultados del LCOA de este proyecto indican que es 5% más caro producir amoniaco verde offshore con energía híbrida eólica-offshore que usando energía hidroeléctrica o eólica onshore, esto se debe a que para sistemas en alta mar los Capex y Opex encarecen, pero al hacerlo en un sistema híbrido se aprovechan los costos de una misma plataforma para contener 2 sistemas.

En la literatura se indica que la generación eólica offshore es alrededor de un 10-15% más cara que la onshore, de esta manera se ha logrado reducir costos de producción offshore en un 10% aproximadamente. Este sistema híbrido offshore termina siendo 39.2% más barato que un sistema que use energía solar en el país. Se puede comparar también el LCOA de este proyecto con los datos de (IRENA & AEA, 2022) que compara LCOA de amoniaco renovable con LCOA a partir de fuentes fósiles:

Tabla 69 Comparación de LCOA entre producción con fuente renovable y fósil

Fuente de Energía	LCOA [\$/ton] 2025
Máximo Renovable	1150
Medio Renovable	800
Mínimo Renovable	625
Valor de Tesis	802.71
Máximo Combustibles Fósiles	475

Medio Combustibles Fósiles	375
Mínimo Combustibles Fósiles	250

Fuente: Autor, comparación con datos de (IRENA & AEA, 2022)

La Tabla 69 indica que el LCOA verde calculado en este trabajo es aproximadamente 2 veces más caro que el LCOA de la media de combustibles fósiles y aproximadamente 3 veces más caro que el mínimo LCOA de combustibles fósiles, este último es el más comercializado a nivel mundial por lo que se espera que el precio de venta del amoniaco verde si se comercializara hoy en día pueda estar entre 2 a 3 veces el precio de venta del amoniaco que actualmente se distribuye y comercializa: amoniaco gris.

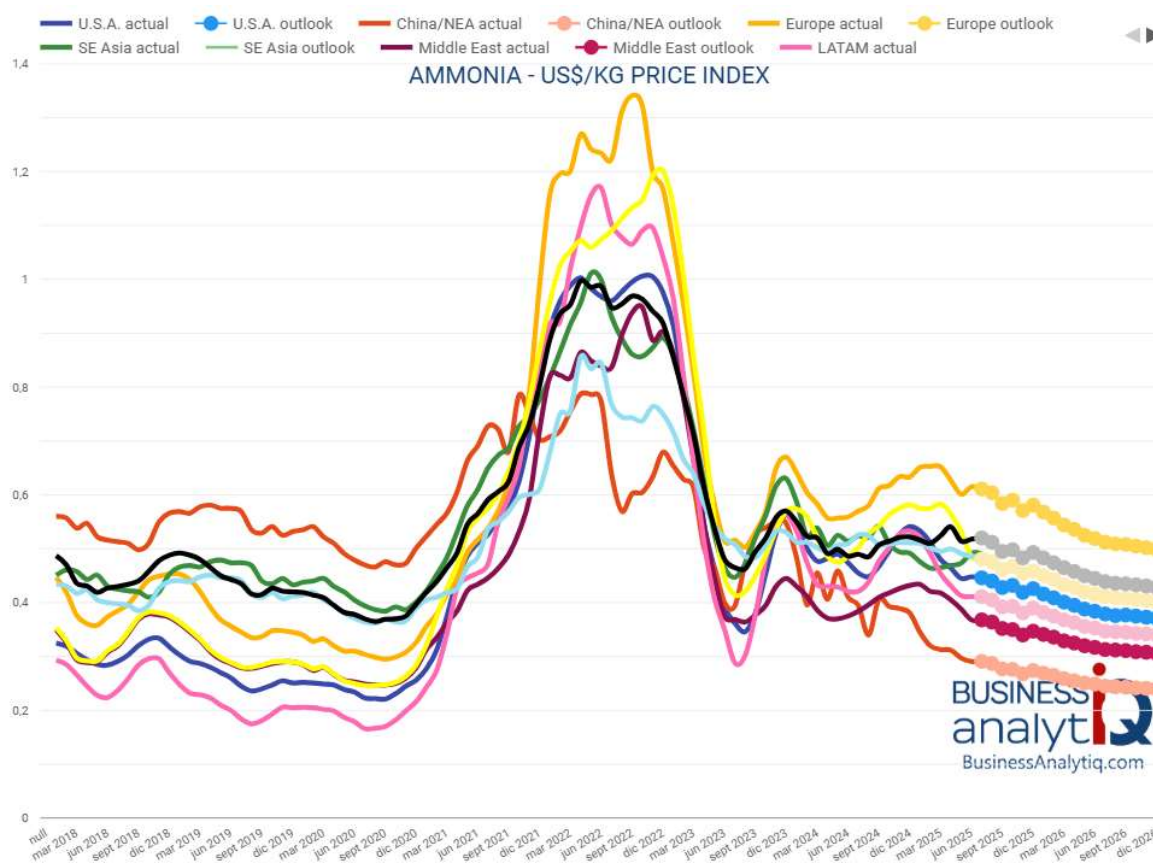


Figura 68 Índice de precio de amoniaco [\$/kg] global y por regiones 2018-2026

Fuente: Business AnalytiQ (IQ, 2025)

La Figura 68 indica la evolución del precio del amoniaco a lo largo del tiempo desde 2018 hasta 2026, estos precios son spot y contractuales; es decir que están definidos en mercados internacionales para mayoristas sin incluir aranceles, transporte marítimo, ni impuestos locales. Para julio de 2025 se tiene un global de \$0.52/kg o \$520/ton, el precio más alto está en Europa con \$0.61/kg o \$610/ton y para Sudamérica \$0.41/kg o \$410/ton.

Si se considera un margen de 50% sobre el LCOA obtenido, en un escenario donde se comercialice el amoniaco verde offshore producido frente a las costas de Manta; el precio de venta spot y contractual sería de **\$1204.07/ton** o **\$1.20/kg**, es necesario tomar en cuenta que el precio comercializado para la industria de refrigeración en el país es de **\$5.31/kg**. Con estos datos no se espera que el amoniaco verde offshore ecuatoriano sea competitivo internacionalmente, pero sí lo sea en el mercado local y de la región.

4.6.3. Flujo de Caja

Para el flujo de caja se consideró amortización alemana y francesa para pago de la deuda que representa el 90% de la inversión inicial. Se divide el proyecto de 30 años en 2 periodos de 15 años, debido a que la situación política del país es inestable; el primer periodo que va del año 1 al año 15 cuenta con una inflación del 3.47% y prima de riesgo país del 13.35%, y el segundo periodo que va del año 16 al año 30 cuenta con una inflación de 1.54% y una prima de riesgo país de 9%.

La tendencia de inflación en el país fue obtenida de (O'Neill, 2025) y la tendencia de prima de riesgo país en diferentes países fue obtenida de (Damodaran, 2025). Se asumió una depreciación conjunta del parque y planta en 30 años, pero con un valor de salvamento del 20% de la inversión inicial en el último año. Se considera una degradación del 0.7% anual en la producción, un incremento del 5% anual en precio de venta y un decrecimiento del 5% anual en costos O&M.

Tabla 70 Tabla de Amortización Francesa resumida en cuotas anuales

AÑO	Capital al inicio de periodo	Amortización	Intereses del periodo	Cuota
2030	\$ 6,881,816,966.28	\$20,093,401.59	\$48,746,203.51	\$68,839,605.10
2031	\$ 6,631,077,111.84	\$21,869,475.56	\$46,970,129.54	\$68,839,605.10
2032	\$ 6,358,174,134.52	\$23,802,538.31	\$45,037,066.79	\$68,839,605.10
2033	\$ 6,061,149,015.81	\$25,906,466.24	\$42,933,138.86	\$68,839,605.10
2034	\$ 5,737,869,577.78	\$28,196,362.26	\$40,643,242.84	\$68,839,605.10
2035	\$ 5,386,015,177.37	\$30,688,664.26	\$38,150,940.84	\$68,839,605.10
2036	\$ 5,003,060,047.77	\$33,401,263.10	\$35,438,342.01	\$68,839,605.10
2037	\$ 4,586,255,167.35	\$36,353,631.00	\$32,485,974.10	\$68,839,605.10
2038	\$ 4,132,608,525.96	\$39,566,961.38	\$29,272,643.73	\$68,839,605.10
2039	\$ 3,638,863,646.99	\$43,064,320.93	\$25,775,284.17	\$68,839,605.10
2040	\$ 3,101,476,210.89	\$46,870,815.27	\$21,968,789.83	\$68,839,605.10
2041	\$ 2,516,588,612.49	\$51,013,769.10	\$17,825,836.01	\$68,839,605.10
2042	\$ 1,880,002,269.42	\$55,522,922.36	\$13,316,682.74	\$68,839,605.10
2043	\$ 1,187,147,482.82	\$60,430,643.76	\$ 8,408,961.34	\$68,839,605.10
2044	\$ 433,050,633.97	\$65,772,163.11	\$ 3,067,441.99	\$68,839,605.10

(Fuente: Autor)

La amortización francesa con el 8.5% de interés presenta 15 cuotas anuales fijas de \$68.8M, la amortización alemana con el mismo interés presenta cuotas decrecientes que van desde los \$86.8M a los \$40.6M. La elección de amortización depende básicamente de como el inversionista espera que se dé el flujo acumulado durante los primeros 15 años de vida del proyecto.

Tabla 71 Tabla de Amortización Alemana resumida en cuotas anuales

AÑO	Capital al inicio de periodo	Amortización	Intereses del periodo	Cuota
2030	\$ 6,777,037,866.08	\$38,836,893.22	\$48,004,018.22	\$86,840,911.43
2031	\$ 6,310,995,147.49	\$38,836,893.22	\$44,702,882.29	\$83,539,775.51
2032	\$ 5,844,952,428.91	\$38,836,893.22	\$41,401,746.37	\$80,238,639.59
2033	\$ 5,378,909,710.32	\$38,836,893.22	\$38,100,610.45	\$76,937,503.66

2034	\$ 4,912,866,991.74	\$38,836,893.22	\$34,799,474.52	\$73,636,367.74
2035	\$ 4,446,824,273.16	\$38,836,893.22	\$31,498,338.60	\$70,335,231.82
2036	\$ 3,980,781,554.57	\$38,836,893.22	\$28,197,202.68	\$67,034,095.89
2037	\$ 3,514,738,835.99	\$38,836,893.22	\$24,896,066.75	\$63,732,959.97
2038	\$ 3,048,696,117.40	\$38,836,893.22	\$21,594,930.83	\$60,431,824.05
2039	\$ 2,582,653,398.82	\$38,836,893.22	\$18,293,794.91	\$57,130,688.12
2040	\$ 2,116,610,680.24	\$38,836,893.22	\$14,992,658.99	\$53,829,552.20
2041	\$ 1,650,567,961.65	\$38,836,893.22	\$11,691,523.06	\$50,528,416.28
2042	\$ 1,184,525,243.07	\$38,836,893.22	\$ 8,390,387.14	\$47,227,280.35
2043	\$ 718,482,524.48	\$38,836,893.22	\$ 5,089,251.22	\$43,926,144.43
2044	\$ 252,439,805.90	\$38,836,893.22	\$ 1,788,115.29	\$40,625,008.51

(Fuente: Autor)

Se consideró una participación de los trabajadores del 15%. Aunque la tarifa general del Impuesto a la Renta (IR) para sociedades en Ecuador es del 25%, este proyecto aplica una tasa efectiva del 5%, considerando los incentivos establecidos en la Ley Orgánica para el Fomento Productivo, Atracción de Inversiones, Generación de Empleo, y Estabilidad y Equilibrio Fiscal, (Presidencia de la República, 2018).

Se implementó un 5% de reserva legal sobre las utilidades netas anuales después de participación de los trabajadores e impuestos, conforme a la Ley de Compañías de Ecuador, para fortalecer el patrimonio empresarial y cubrir posibles pérdidas futuras. Como referencia para este análisis, se considera el comportamiento histórico del precio del amoníaco gris, el cual pasó de aproximadamente de \$140/ton en 1995 a \$610/ton en 2025 (IQ, 2025), con un crecimiento acumulado de 336% en 30 años.

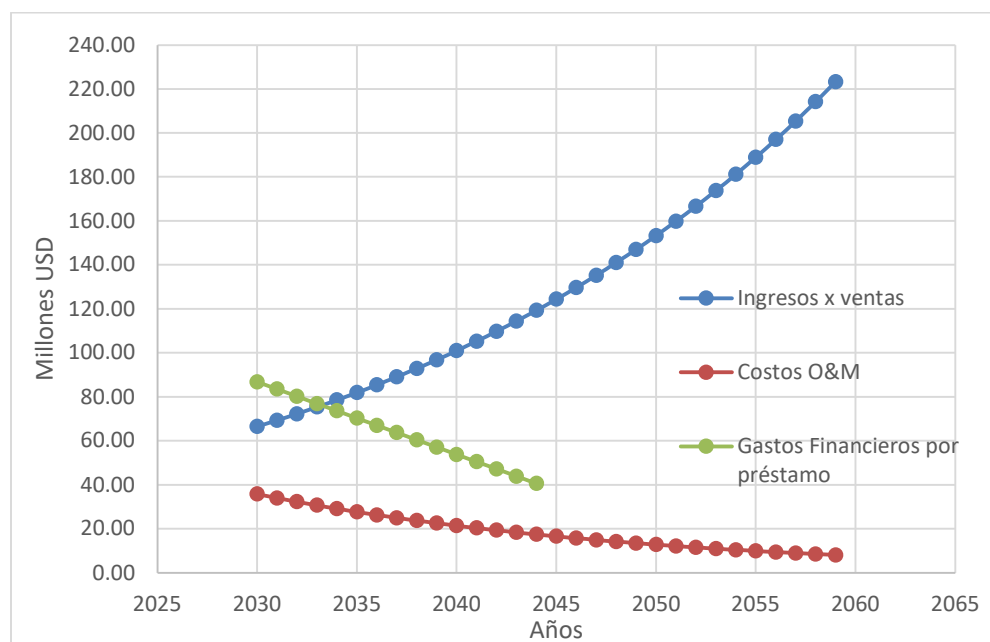


Figura 69 Evolución de los ingresos y egresos para la producción de amoníaco
(Fuente: Autor)

Aplicando una proyección equivalente al precio del amoníaco verde, se estima que el valor podría alcanzar los \$5,250/ton hacia 2059, partiendo de \$1,204.07/ton en 2030. Este

ejercicio se utiliza como escenario de tendencia basada en analogía histórica, reconociendo que el comportamiento real dependerá de múltiples factores tecnológicos, regulatorios y de mercado. Los ingresos podrían ir desde los \$66.5M en el año 2030 hasta \$223.3M en 2059.

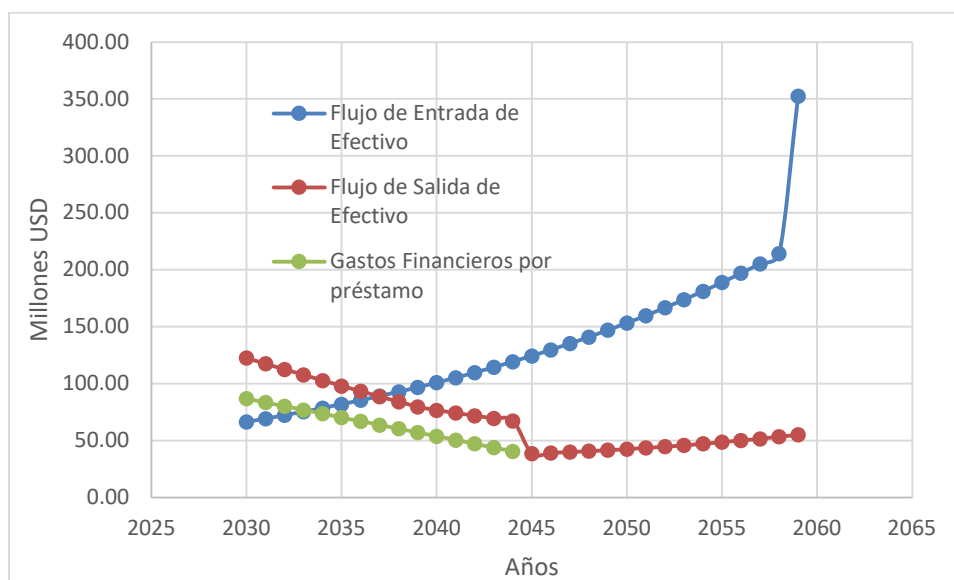


Figura 70 Evolución del Flujo de Salida y Entrada para producción de Amoniaco
(Fuente: Autor)

Se nota un gran incremento en el flujo de entrada de efectivo debido a que se estableció un 20% de valor de salvamento para toda la integración del parque de generación y la planta de producción de amoniaco. El flujo de salida de efectivo presenta un quiebre de menor salida por el año 2044 debido a que este año es en el que se termina de pagar la deuda de financiamiento. La tabla de **flujo** de caja se encuentra en el *Anexo I*.

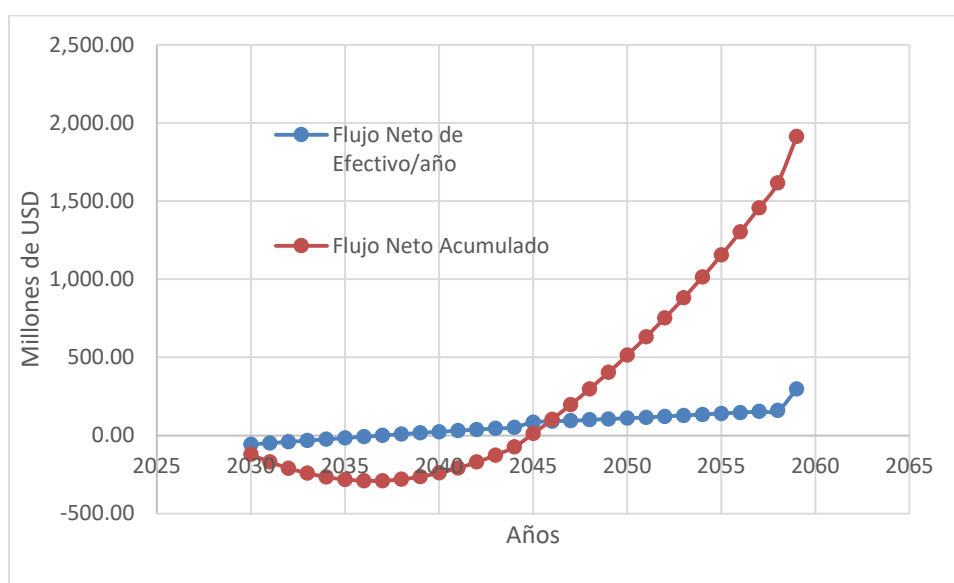


Figura 71 Flujo neto de efectivo y flujo neto acumulado para producir amoniaco
(Fuente: Autor)

El periodo de recuperación o “**Payback**” resultó en **15 años con 10 meses** si se paga la deuda con amortización alemana, y en **16 años con 5 meses** si se paga la deuda con amortización francesa. Se obtuvo un **ROI** de **2966%**, un valor elevado que se explica por una inversión inicial relativamente baja frente a ingresos proyectados altos y sostenidos durante 30 años.

Este resultado también refleja supuestos optimistas sobre precios del amoníaco, costos operativos bajos y la posible omisión de gastos como reinversiones, mantenimiento mayor o sobrecostos por infraestructura (como el dique). Sin embargo, al calcular un **ROI descontado de 70%**, se obtiene una visión más realista, que indica que el proyecto no solo recupera su inversión inicial, sino que genera un 70% adicional en términos presentes, en línea con los flujos de caja descontados que sustentan el VAN.

Además, al tratarse de un ROI no descontado, refleja una ganancia acumulada nominal sin considerar el valor del dinero en el tiempo, por lo que debe interpretarse como un indicador complementario y no sustituto del VAN o la TIR. La **TIR** de este proyecto resultó en **11.1%** con amortización alemana y **11.5%** con amortización francesa. El informe de (Nuffel & Hoogland, 2020) establece que mientras tecnologías maduras como la solar fotovoltaica tienen TIR de referencia del 4,75% y la eólica del 6,5%, proyectos innovadores como los de biogás y cogeneración alcanzan TIR del 10,5%. Adicionalmente, estudios como el de (OIES, 2019) señalan que los inversores exigen tasas de entre 10-11% para proyectos emergentes.

En este contexto, la TIR del 11% de este proyecto no solo supera los estándares para tecnologías verdes establecidas, sino que se alinea perfectamente con las expectativas de rentabilidad para proyectos innovadores, demostrando su viabilidad financiera y atractivo de inversión. Dado que la vida útil del proyecto fue dividida en 2 partes, cada una con una inflación y prima de riesgo país, se obtuvieron los siguientes valores de TMAR con apalancamiento: una tasa de 7.47% entre los años 2030 y 2044, y una tasa de 6.81% entre los años 2045-2059.

Con ambos valores de TMAR, se obtuvieron valores presentes netos para los dos periodos: uno negativo de -\$95.4M en los primeros 15 años y uno positivo de \$907M en los posteriores 15 años. Sumando estos valores presentes con la inversión inicial, se obtiene un **VAN de \$747M**. Si se aplicara una amortización francesa al préstamo, el VAN sería de **\$748.8M**. Estos valores de VAN reflejan una combinación de elevados flujos netos proyectados a partir de una producción a gran escala para un proyecto de 30 años.

4.7. Estudio de Mercado

4.7.1. Productos

El amoníaco verde producido en la planta frente a las costas de Manta, Manabí, tiene múltiples aplicaciones estratégicas para el mercado local e internacional. Su principal uso sería en la producción de fertilizantes nitrogenados, un sector clave para Ecuador, que

actualmente importa la totalidad de su demanda: 621.000 toneladas en 2021 (Energía y Minas, 2023).

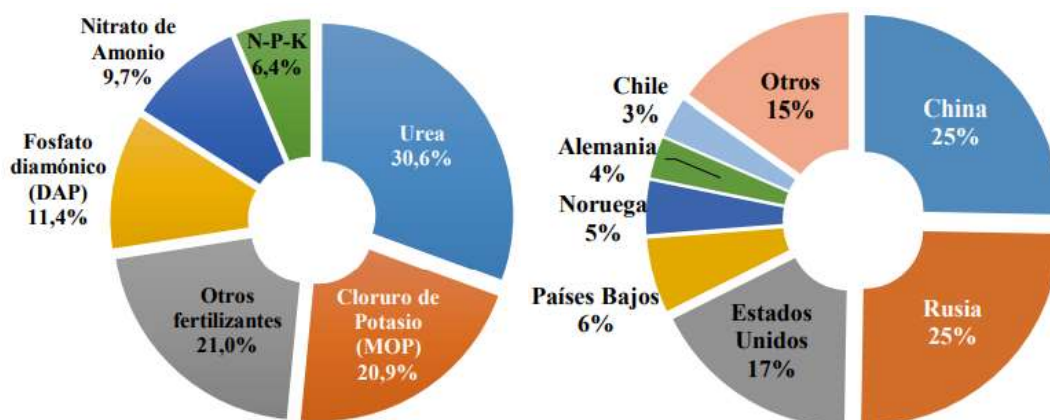


Figura 72 Participación de los principales fertilizantes importados por Ecuador en 2014 (izquierda) y Origen de las importaciones durante el año 2014 (derecha)

Fuente: (Llive, 2016)

Además, su rol como combustible marítimo presenta una oportunidad relevante, especialmente para la flota camaronera y pesquera de la región, así como para el transporte de corta y media distancia. Su capacidad como vector energético limpio también lo hace ideal para el almacenamiento y transporte de hidrógeno, superando en eficiencia y costos a otras alternativas como el hidrógeno líquido o los combustibles sintéticos.

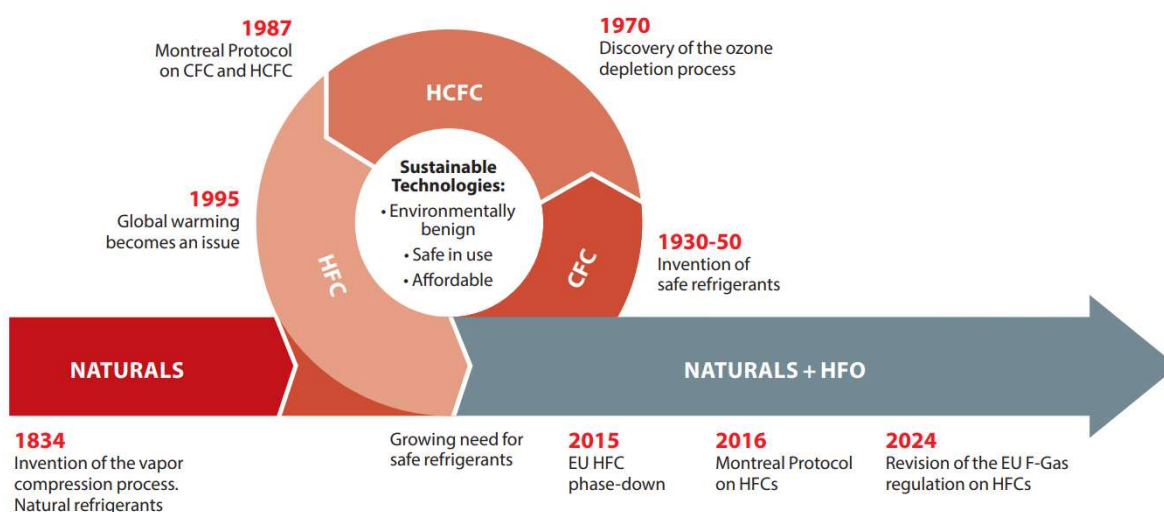


Figura 73 Ciclo histórico de refrigerantes

Fuente: (Danfoss, 2025)

4.7.2. Demanda

La demanda de amoníaco verde está en crecimiento a nivel global, impulsada por la transición energética y la descarbonización de industrias intensivas en emisiones. Según proyecciones de la (IRENA & AEA, 2022), este compuesto podría cubrir hasta el 10% de la

demanda energética mundial para 2050, especialmente en sectores difíciles de electrificar, como el transporte marítimo y la agricultura.

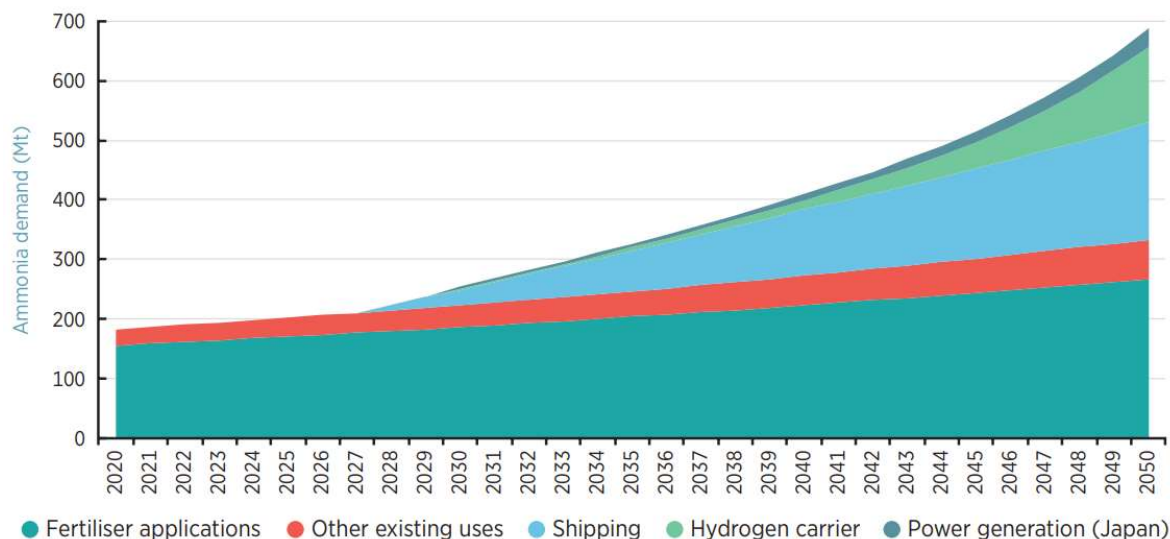


Figura 74 Demanda esperada de amoníaco hasta 2050 para el escenario 1.5°C

Fuente: (IRENA & AEA, 2022)

A nivel regional, Ecuador tiene una necesidad inmediata de sustituir sus importaciones de amoníaco y fertilizantes, lo que abre un mercado garantizado para la producción local. Además, el sector industrial de Manta, con su alta demanda de hidrógeno para procesos como la hidrogenación de aceites y la conservación de productos pesqueros, ofrece otro canal de consumo.

4.7.3. Oferta

En cuanto a la oferta, el amoníaco verde sigue siendo un mercado emergente, con proyectos pioneros en países como Australia, Chile y Marruecos. Sin embargo, Ecuador tiene ventajas competitivas que podrían posicionarlo como un actor relevante en la región. La infraestructura portuaria de Manta o la capacidad de transferencia del FPSO, la experiencia logística en el manejo de amoníaco y la demanda interna no cubierta crean condiciones favorables para el desarrollo de esta industria.

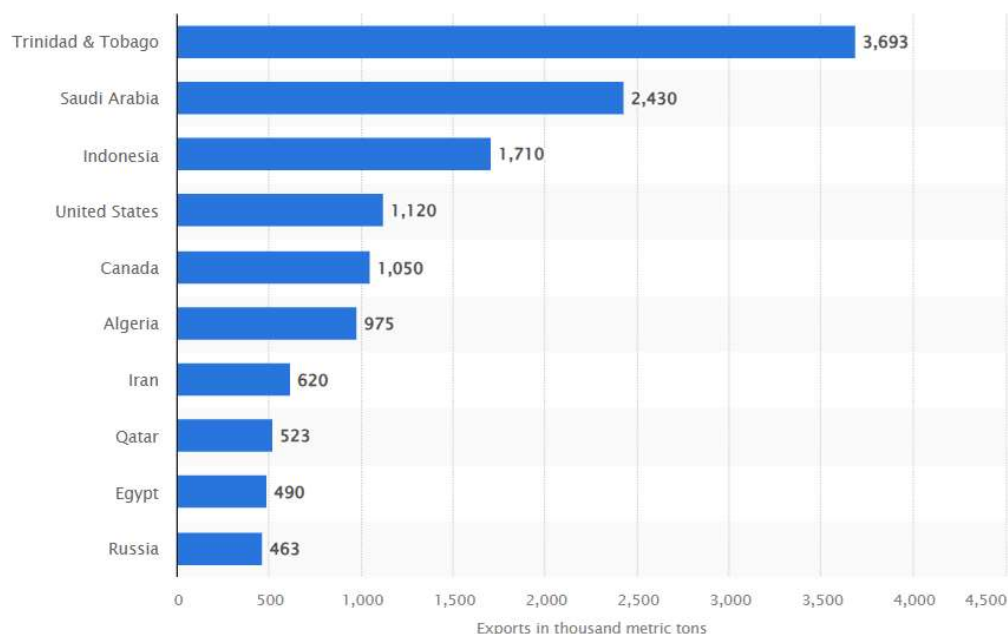


Figura 75 Volumen de exportación mundial en 2023, por país en miles de toneladas métricas

Fuente: (Statista, 2025)

A diferencia de otros mercados saturados, aquí la prioridad sería sustituir importaciones antes que competir en exportaciones, lo que reduce riesgos comerciales iniciales. La posible creación de un centro demostrativo en Manabí, como se menciona en HR, serviría para validar la viabilidad técnica y atraer inversiones tanto públicas como privadas.

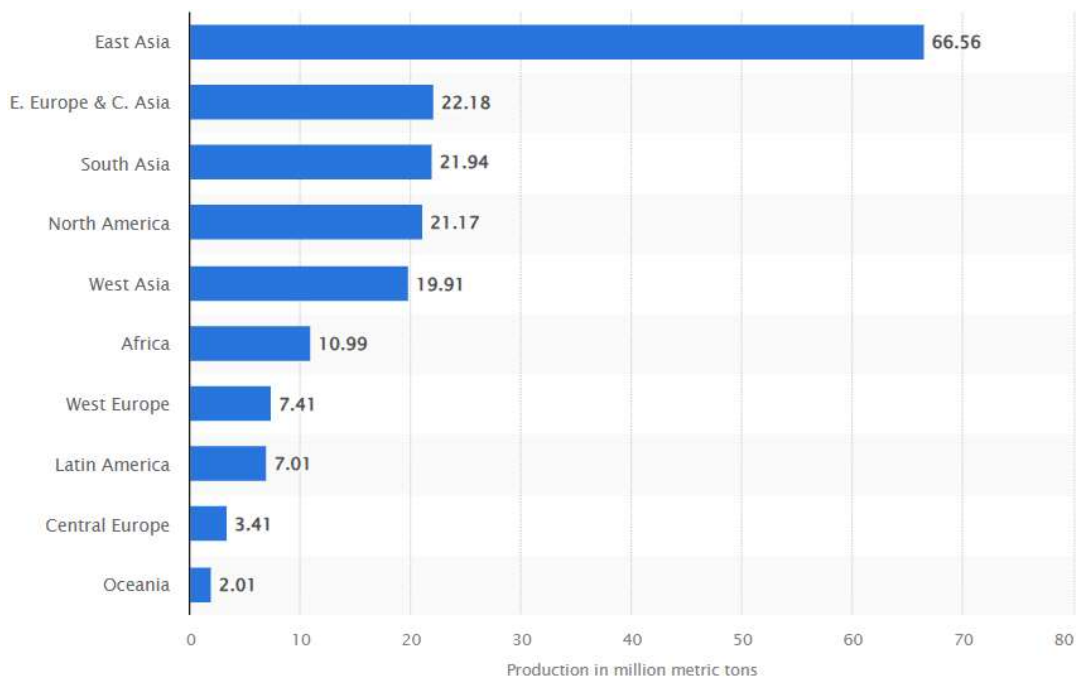


Figura 76 Producción mundial de amoníaco en 2022, por región

Fuente: (Statista, Production of ammonia worldwide in 2022, by region, 2024)

CAPÍTULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este trabajo se ha analizado la producción de amoníaco verde en alta mar frente a las costas de Manta, considerando estructuras flotantes que operen a modo isla a 3000 millas náuticas. Se empleó un análisis de prefactibilidad técnico y económico. Para alcanzar esta meta, se dividió el trabajo en dos etapas: Primero, se analizaron los recursos energéticos disponibles en la región para luego seleccionar la tecnología y sistemas aptos para captar, transformar y coleccionar la energía eléctrica que es requerida para producción. Esta primera etapa permitió seleccionar como fuente a las energías eólica y fotovoltaica como parte de un sistema híbrido y descartar la energía oceánica. En la segunda etapa se diseñó de manera preliminar los sistemas necesarios para producir amoníaco como la desalinización del agua de mar, la separación de aire, la electrólisis del agua desalinizada y purificada, y el proceso de síntesis de Haber Bosch. Con esto se puede concluir que:

5.1. Conclusiones

1. Se observó una baja disponibilidad de energía undimotriz y de corrientes oceánicas en la costa continental de Ecuador al estar sobre la línea del ecuador. Para la implementación de generación de energías offshore en Ecuador solo existe la factibilidad de energía eólica o implementación híbrida eólica-pv específicamente frente a las costas de Manta si los bujes se encuentran a una altura de 200 msnm.
2. Al implementar un parque de generación híbrido eólico-pv offshore, la instalación de potencia fotovoltaica solo puede alcanzar hasta el 10% de la generación eólica ya que para la instalación de módulos en altamar se necesita una estructura que soporte el sistema de tracking y no es eficiente hacerlo directamente con módulos flotando sobre la superficie libre, debido a la presencia olas y corrientes oceánicas de baja magnitud, que si bien son relativamente débiles, no pueden ser ignoradas en el diseño estructural y anclaje de estos sistemas. Un sistema de generación compuesto solamente por módulos flotantes es efectivo en embalses u otros cuerpos calmos de agua.
3. La capacidad instalada para producción de amoníaco verde offshore en Manabí solo puede alcanzar los 112 MW traducidos a aproximadamente 230 ton/día si este sistema estuviera conectado a la red. Considerando que los costos de electricidad son elevados para procesos electrointensivos como lo es el de la planta electrolizadora que en este caso ocupa el 92.5% de demanda energética de la planta, al operar en modo isla esta capacidad se reduce a un máximo de 80 MW,

que se traduce a un promedio de 167 ton/día y por lo tanto en una producción anual máxima de 55000 ton.

4. El análisis demuestra que la producción de amoníaco verde offshore en Manabí es técnica y financieramente viable solo a largo plazo. Con una inversión inicial de USD 646 millones y un modelo de financiamiento mixto (90% deuda, 10% capital propio), el proyecto alcanza una TIR del 11,5% y un VAN de USD 747 millones, superando la TMAR del 7,5% estimada con la situación de los últimos años en el país. El LCOA de USD 1.204/ton y el payback de 15 años confirman su competitividad. Aunque el ROI bruto del 2966% refleja retornos elevados por considerar un flujo estable, el ROI descontado del 70% ofrece una visión más conservadora y realista. Estos resultados respaldan su potencial como solución energética limpia, rentable y estratégica para el país.

5.2. Recomendaciones

1. En este trabajo se emplearon métodos analíticos y empíricos. Sería recomendable aplicar validación con simulaciones CFD para las corrientes oceánicas y el comportamiento del viento con las diferentes turbinas del parque para comparar diferentes arreglos.
2. El diseño del FPSO en este trabajo se centra en los sistemas propios para la producción de amoníaco. Se recomienda estudiar la integración de los sistemas auxiliares como: sistema de distribución eléctrica para los propulsores de posicionamiento dinámico, sistema de lastre, sistema contraincendios, sistema de amarre en la torreta externa, sistema de telecomunicación y navegación, habitabilidad, sistema de tratamiento y gestión de aguas negras y grises.
3. El proyecto muestra indicadores financieros atractivos como un VAN de USD 747 millones y una TIR del 11,5%, pero se recomienda avanzar a ingeniería de detalle y análisis de sensibilidad. Dado que el ROI nominal (2966%) parte de supuestos optimistas, deben priorizarse métricas descontadas. También se sugiere evaluar contratos a largo plazo, seguros climáticos e incentivos fiscales para reducir riesgos.

BIBLIOGRAFÍA

- ABB. (2025). *Samdex Low Voltage Transformers*. Plovdiv: <https://samdex.eu/product/low-voltage-transformers/>.
- ABB. (2025). *XLPE Submarine Cable Systems*. Karlskrona: www.abb.com/cables.
- AESOLAR. (2003). *AE TME-132BDS Series 680W-700W*. Königsbrunn: Deutsche Qualität Garantiert.
- Ahmad, H. (2012). *Offshore Wind Park Connection to an HVDC Platform, without using an AC Collector Platform*. Visby: Gotland University; <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:617719/FULLTEXT01.pdf>.
- Alhassan A. Teyabeen, F. R. (2019). *Assessment of Wind Energy Potential in Zwara, Libya*. Tripoli: Solar Energy and Sustainable Development.
- Ali Sheikhbahaei, S. M. (2016). *The Ability LNG, LPG and General Port Vessels Maneuvering in Berthing Zone of IRAN LNG Project Jetties in Persian Gulf*. Bandar Abbas: International Journal of Coastal & Offshore Engineering
https://www.ijcoe.org/article_150015_adc2602ec05ab8a40208ecd8585b1d06.pdf.
- Álvaro Carreno, M. P. (2021). *Configurations, Power Topologies and Applications of Hybrid Distribution Transformers*. Valparaíso: Energies.
- Appl, M. (1997). *The Haber-Bosch Heritage: The Ammonia Production Technology*. Sevilla: 50th Anniversary of the IFA Technical Conference; <https://www.fertilizer.org/wp-content/uploads/2023/01/HABER.pdf>.
- ARCONEL. (2025). *Resolución Nro. ARCONEL-006/25*. Quito: Agencia de Regulación y Control de Electricidad; <https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2025/07/Resolucion-06-25-Pliego-tarifario-SPEEE-2025.pdf>.
- Asobanca. (2025). *ANEXO 1: SALARIOS MÍNIMOS SECTORIALES Y TARIFAS 2025*. Quito: Ministerio del Trabajo; <https://asobanca.org.ec/wp-content/uploads/2024/12/Salarios-Minimos-Sectoriales-y-Tarifas-2025.pdf>.
- B. Cerfontaine, S. G. (2024). *Specificities of floating offshore wind turbines for risk and safety evaluation of anchoring systems*. Southampton: XVIII ECSMGE 24.
- Baardsen, A. H. (2022). *A concept study on offshore floating hydrogen production, storage, and offloading*. Bergen: University of Bergen; <https://bora.uib.no/bora-xmloi/bitstream/handle/11250/3000790/Masters-thesis-Aurora-H-Baardsen--final-.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

- BCE. (2025). *TASAS DE INTERÉS ACTIVAS EFECTIVAS REFERENCIALES*. Guayaquil: Banco Central del Ecuador;
<https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Indice.htm>.
- Berggren, J. (2013). *Study of auxiliary power systems for offshore wind turbines*. Uppsala: Uppsala Universitet, <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:632303/FULLTEXT01.pdf>.
- Bhattacharyya, S. C. (2011). *Energy Economics*. Dundee: Springer.
- BLS. (2025). *U.S. Bureau of Labor Statistics*. Obtenido de BLS Data Finder 1.1:
<https://data.bls.gov/dataQuery/search>
- BVGA. (2023). *Guide to a Floating Offshore Wind Farm*. Swindon: The Crown Estate;
<https://guidetofloatingoffshorewind.com/wind-farm-costs/>.
- CANMET, E. C. (2004). *Wind Energy Project Analysis*. Quebec: Ressources Naturelles Canada,
https://unfccc.int/resource/cd_roms/na1/mitigation/Module_5/Module_5_1/b_tools/RETScreen/Manuals/Wind.pdf.
- Castro, R. (2022). *Electricity Production from Renewables*. Lisboa: INESC-ID/IST, Universidade de Lisboa, <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-030-82416-7>.
- Chaaban, M. A. (2023). *Temperature and PV Performance Optimization*. State College: The Pennsylvania State University - PSU; <https://www.e-education.psu.edu/ae868/node/878>.
- Chang Xu, Z. J. (2023). *Comprehensive layout optimization of the transmission system in a deepwater wind farm cluster*. Nanjing: College of Energy and Electrical Engineering, Hohai University, <https://www.frontiersin.org/journals/energy-research/articles/10.3389/fenrg.2023.1268291/full>.
- COMPASS. (2015). *Floating Production Storage & Offloading Facility (FPSO - New Build)*. The Villages, FL: Compass International Inc; <https://compassinternational.net/wp-content/uploads/2016/06/Floating-Production-Storage-Offloading-Facility.pdf>.
- Copernicus. (31 de Marzo de 2025). *MyOcean Pro*. Obtenido de Copernicus Marine Service:
<https://data.marine.copernicus.eu/viewer>
- Damodaran, A. (9 de Enero de 2025). *Stern School of Business*. Obtenido de NY University:
https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html
- Danfoss. (2025). *Refrigerant options now and in the future*. Nordborg: Engineering Tomorrow;
<https://assets.danfoss.com/documents/latest/516664/AD224586434178en-001402.pdf>.
- David Boggs, C. B. (2021). Worldwide Survey of Floating Production, Storage and Offloading (FPSO) Units. *Offshore Magazine*, 1.

- de Blij, H. J., & Muller, P. O. (1976). *Physical geography of the global environment*. Maps of ocean currents and gyres.
- Dobrev, M. (2018). *How Does A PSA Nitrogen Generator Work? - Pressure Swing Adsorption*. InChinn: PEAK Scientific; <https://www.peakscientific.com/discover/news/how-do-nitrogen-generators-work-pressure-swing-adsorption-psa/>.
- Dumesic, L. M. (1994). *Ammonia Synthesis Kinetics: Surface Chemistry Rate Expressions, and Kinetic Analysis*. Madison: University of Wisconsin.
- Eikeng, E. (2023). *Power to Ammonia: A Computational Framework for Optimizing Green Ammonia Production from off-grid Wind and Solar Energy*. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology; https://www.researchgate.net/publication/381491137_Power_to_Ammonia_A_Computational_Framework_for_Optimizing_Green_Ammonia_Production_from_off-grid_Wind_and_Solar_Energy#pf6e.
- Energía y Minas, M. d. (2023). *Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde en Ecuador*. Quito: Gobierno del Ecuador; <https://www.rekursyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2023/08/Hoja-de-Ruta-del-Hidrogeno-Verde-en-Ecuador.pdf>.
- Esri. (2025). *Geowb*. Obtenido de ArcGIS: <https://geowb.maps.arcgis.com/apps/mapviewer/index.html?webmap=b938688d24664dbfb22869b86aaf9074>
- Etouney, H. T.-D. (2002). *Fundamentals of Salt Water Desalination*. Kuwait : Elsevier; <https://web.mit.edu/~mcyang/www/Fundamentals%20of%20desalination.pdf>.
- Foteini M. Sapountzi, J. M.-J. (2016). *Electrocatalysts for the generation of hydrogen, oxygen and synthesis gas*. Eindhoven: Elsevier; <http://dx.doi.org/10.1016/j.pecs.2016.09.001>.
- FPI, A. (2020). *Floating Production Installations*. Spring: American Bureau of Shipping.
- Gamesa Corporación Tecnológica, S. (2014). *Gamesa 5.0 MW Innovating for reliability*. Sarriguren (España): Global Technology Everlasting Energy.
- GEBCO. (2024). *Gridded Bathymetry Data Download*. Obtenido de General Bathymetric Chart of the Oceans: <https://download.gebco.net/>
- Gipe, P. (1995). *Wind Energy Comes of Age*. NY: John Wiley & Sons, Inc.
- Godula-Jopek, A. (2015). *Hydrogen Production: Electrolysis*. Munich: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA.
- Goswami, D. Y. (2015). *Principles of Solar Engineering*. Boca Ratón: Taylor & Francis Group, <https://www.advan-kt.com/principlesofsolarengi.pdf>.

- Grabbe, M. (2008). *Marine Current Energy Conversion*. Uppsala: Uppsala Universitet.
- GWA, W. (2025). *Global Wind Atlas*. Obtenido de ESMAP: <https://globalwindatlas.info/>
- Hiester, T. R., & Pennell, W. T. (1981). *The Siting Handbook for Large Wind Energy Systems*. NY: Windbooks.
- HITACHI. (2025). *Solar Inverters - HIVERter - NO201i Series*. Gandhinagar: Hitachi Hi-Rel Power Electronics Pvt. Ltd.
- IQ. (15 de Julio de 2025). *Ammonia Price Index*. Obtenido de Business AnalytiQ: <https://businessanalytiq.com/procurementanalytics/index/ammonia-price-index/>
- IREC. (2025). *Floating Wind Map*. Obtenido de Energy Smart Lab: <https://floatingwindmap.energysmartlab.com/>
- IRENA, & AEA. (2022). *Innovation Outlook: Renewable Ammonia*. Abu Dhabi & Brooklyn: International Renewable Energy Agency & Ammonia Energy Association; https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/May/IRENA_Innovation_Outlook_Ammonia_2022.pdf.
- JALON. (2018). *Cryogenic Distillation Process: A Guide to Air Separation*. Luoyang: <https://www.jalonzeolite.com/cryogenic-distillation-process-air-separation/>.
- Kobayashi, H. (2023). *Worldwide Pipeline Transport Network for Green Fuel Ammonia Produced from Abundant Renewable Energy in Equatorial Waters to Prevent Global Warming*. Tokyo: Tokyo Denki University; <https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-3707067/v1>.
- Kolmetz, K. (2013). *Air Separation Units: Selection, sizing & troubleshooting*. Johor Bahru: KLM Technology Group; <https://www.klmttechgroup.com/PDF/EDG-SPE/ENGINEERING-DESIGN-GUIDELINES-air-separation-unit-Rev1.2web.pdf>.
- L. Fingersh, M. H. (2006). *Wind Turbine Design Cost and Scaling Model*. Colorado: NREL - National Renewable Energy Laboratory .
- LaRC. (2025). *Power LaRC*. Obtenido de NASA: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- Llive, F. M. (2016). *Vulnerabilidad y dependencia internacional de fertilizantes en el Ecuador*. Guayaquil: Revista Tecnológica ESPOL – RTE.
- Mamatsopoulos, V. A., Michailides, C., & Theotokoglou, E. E. (2020). *An Analysis Tool for the Installation of Submarine Cables in an S-Lay Configuration Including “In and Out of Water” Cable Segments*. Atenas & Limassol: Cyprus University of Technology, <https://www.mdpi.com/2077-1312/8/1/48>.

- MARPOL. (2011). *CONVENIO INTERNACIONAL PARA PREVENIR LA CONTAMINACIÓN POR LOS BUQUES*. Buenos Aires: Prefectura Naval Argentina.
- Maxwell, C. (2025). *Cost Indices*. Towering Skills; <https://toweringskills.com/financial-analysis/cost-indices/>.
- Molland, A. F., Turnock, S. R., & Hudson, D. A. (2011). *Ship Resistance and Propulsion: Practical Estimation of Ship Propulsive Power*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Morgan, E. R. (2013). *Techno-Economic Feasibility Study of Ammonia Plants Powered by Offshore by Offshore Wind*. Amherst: University of Massachusetts Amherst; <http://dx.doi.org/10.7275/11kt-3f59>.
- MVR, A. (2025). *Marine Vessels Part 3: Hull Construction and Equipment*. Spring: American Bureau of Shipping.
- NTS. (2018). *Pipes, Fittings & Flanges*. North Yorkshire: NATIONAL TUBE STOCKHOLDERS LTD (NTS).
- Nuffel, L. v., & Hoogland, O. (2020). *Evaluatie van het gebruik van de Internal Rate of Return (IRR) methode en van de impact van maximale bandingfactoren*. Rotterdam: Trinomics B.V.; <https://trinomics.eu/wp-content/uploads/2020/12/Trinomics-2020-IRR-studie-voor-VEA.pdf>.
- OIES. (2019). *Energy Transition, Uncertainty, and the Implications of*. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies.
- O'Neill, A. (18 de Junio de 2025). *Statista*. Obtenido de Average Inflation Rate in Ecuador from 1980 to 2030: <https://www.statista.com/statistics/451251/inflation-rate-in-ecuador/>
- Parakram Pyakurel, J. H. (2017). *Analytic Characterization of the Wake Behind In-Stream Hydrokinetic Turbines*. Boca Ratón: Florida Atlantic University.
- Parmar, V. V. (2019). *Ammonia Production from a Non-Grid Connected Floating Offshore Wind-Farm: A System-Level Techno-Economic Review*. Amherst: University of Massachusetts Amherst; <https://scholarworks.umass.edu/server/api/core/bitstreams/55e30414-5efe-4b28-bb24-fa669e03c89b/content>.
- Presidencia de la República. (2018). *LEY PARA FOMENTO PRODUCTIVO, ATRACCION DE INVERSIONES GENERACION EMPLEO*. Quito: Registro Oficial Suplemento 309 de 21-ago.-Vigente; https://www.gob.ec/sites/default/files/regulations/2018-09/Documento_Ley-Org%C3%A1nica-Fomento-Productivo-Atracci%C3%B3n-Inversiones.pdf.
- R. J. Barthelmie, G. C. (2006). *Comparison of Wake Model Simulations with Offshore Wind Turbine Wake Profiles Measured by Sodar*. Edinburgh: Institute for Energy Systems https://journals.ametsoc.org/view/journals/atot/23/7/jtech1886_1.xml.

- Reindert Rouwenhorst, K. H., Jardali, F., Bogaerts, A., & Lefferts, L. (2021). *From the Birkeland-Eyde process towards energy-efficient plasma-based NOX synthesis: A techno-economic analysis*. Ashburn: Energy & Environmental Science; https://www.researchgate.net/figure/Schematic-diagram-of-the-electrolysis-based-Haber-Bosch-process-For-details-see-text_fig7_350523906.
- SATU, P. (2016). *Sketchfab*. Obtenido de Petronas: <https://sketchfab.com/3d-models/petronas-flng-17-10-2016-6de1c55fa32d4ab4b7dc560e5a5b03a7>
- Statista. (2024). *Production of ammonia worldwide in 2022, by region*. Statista Research Department; <https://www.statista.com/statistics/1288979/global-ammonia-production-by-region/>.
- Statista. (2025). *Export volume of ammonia worldwide in 2023, by country*. Statista Research Department; <https://www.statista.com/statistics/1281655/global-ammonia-export-volume-by-country/>.
- SVT, A. (2025). *Rules for Building and Classing Marine Vessels, Part 5C: Specific Vessel Types*. Spring: American Bureau of Shipping.
- TEconomics. (2025). *Trading Economics*. Obtenido de GDP Deflator: <https://tradingeconomics.com/country-list/gdp-deflator>
- Thropton, E. (2025). *Manufacturers of Garman Turbines*. Thropton: Dr. B Sexon.
- UCF. (2025). *Energy Research*. Obtenido de University of Central Florida: <https://energyresearch.ucf.edu/consumer/solar-technologies/solar-electricity-basics/cells-modules-panels-and-arrays/>
- Wald, L. (2018). *Basics in Solar Radiation at Earth Surface*. Sophia Antipolis: MINES Paris Tech, PSL Research University, https://minesparis-psl.hal.science/hal-01676634/file/2018_basics_solaire_wald_v1.pdf.
- WBG. (2025). *World Bank Group*. Obtenido de Indicators: <https://data.worldbank.org/indicator/>
- Yinson. (2025). *Green Ammonia FPSO*. Singapore: Yinson Production; https://www.yinson-production.com/wp-content/uploads/our-business/pdf/YP-Technologies_Green-Ammonia_v2.pdf.

ANEXOS

ANEXO A

FICHA TÉCNICA DE MÓDULO FOTOVOLTAICO

AE TME-132BDS Series 680W-700W



SILICON HETEROJUNCTION PV MODULES
HALF-CUT CELLS • BIFACIAL • DOUBLE-GLASS

Mechanical and design specification

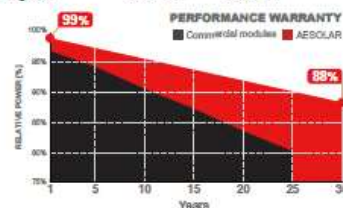
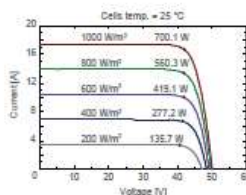
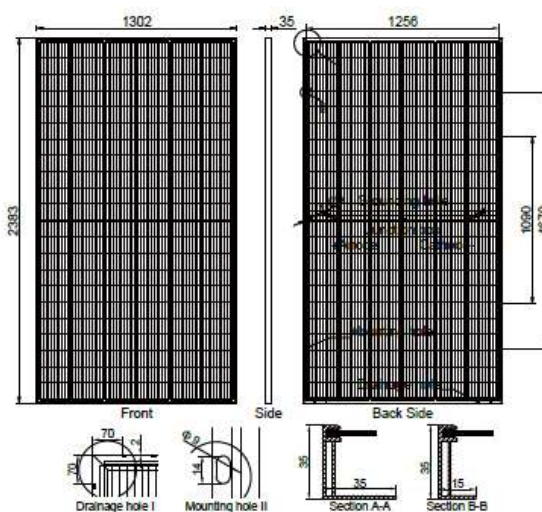
Cell type	Silicon Heterojunction Technology, Half-cut cells, 210 mm
No. of cells	132
Bifaciality	80 ± 5%
Front cover	2.0 mm glass, high transmission, AR coated, tempered
Encapsulation	POE
Back cover	2.0 mm white glazed glass, tempered
Junction box	IP68 rated, 3 Bypass Diodes
Frame	35 mm anodized Aluminium alloy
Cable	1 x 4 mm ² , 350 mm length or customized
Connectors	MC 4 / MC 4 compatible
Dimension	2383 mm x 1302 mm x 35 mm
Weight	38.5 kg
Hail resistance	Max. Ø 25 mm at 23 m/s
Wind load	2400 Pa or 244 kg/m ²
Snow load	5400 Pa or 550 kg/m ²

Packaging information

Packaging configuration	31 pcs / pallet
Loading capacity	558 pcs / 40 HQ
Size / Pallet	1350 mm x 1100 mm x 2520 mm (upright)
Weight	1332 kg / pallet

Temperature ratings

Operating temperature	(°C)	-40 to +85
Temp. coefficient of P_{max}	(%/°C)	-0.26
Temp. coefficient of V_{oc}	(%/°C)	-0.24
Temp. coefficient of I_{sc}	(%/°C)	0.040
Nom. operating temp. NOCT	(°C)	44 ± 2



Electrical specifications (STC)*:		AE680TME-132BDS	AE685TME-132BDS	AE690TME-132BDS	AE695TME-132BDS	AE700TME-132BDS
Nominal Max. Power	P_{max} (Wp)	680	685	690	695	700
Maximum operating voltage	V_{MPP} (V)	41.49	41.85	41.80	41.95	42.10
Maximum operating current	I_{MPP} (A)	16.39	16.45	16.51	16.57	16.63
Open-circuit voltage	V_{oc} (V)	49.50	49.66	49.82	49.98	50.13
Short-circuit current	I_{sc} (A)	17.19	17.25	17.31	17.37	17.43
Module efficiency	η (%)	21.92	22.08	22.24	22.40	22.56
Power tolerance	(W)			0~+5		
Maximum system Voltage	(V)			1500		
Maximum series fuse rating	(A)			35		

*STC: Standard test conditions (Irradiance 1000 W/m², Cell temperature 25°C and air mass of AM1.5), measurement tolerance P_{max} : ±3%

Electrical specifications (NMOT)*:		AE680TME-132BDS	AE685TME-132BDS	AE690TME-132BDS	AE695TME-132BDS	AE700TME-132BDS
Nominal Max. Power	P_{max} (Wp)	510	513	517	521	525
Maximum operating voltage	V_{MPP} (V)	38.90	39.04	39.18	39.32	39.46
Maximum operating current	I_{MPP} (A)	13.11	13.16	13.21	13.26	13.30
Open-circuit voltage	V_{oc} (V)	46.36	46.54	46.71	46.89	47.06
Short-circuit current	I_{sc} (A)	13.75	13.80	13.85	13.90	13.94

*NMOT: Nomal Module Operating Temperature (Irradiance 800 W/m², Ambient temperature 20°C, air mass of AM1.5 and wind speed of 1 m/s)

Figura 77 Módulos AE TME-132BDS Series (AESOLAR, 2003)

ANEXO B

TOPO-BATIMETRÍA DE LA REGIÓN

		LONGITUD (GRADOS ESTE)													
		-80.8979167	-80.89375	-80.8895833	-80.8854167	-80.88125	-80.8770833	-80.8729167	-80.86875	-80.8645833	-80.8604167	-80.85625	-80.8520833	-80.8479167	-80.84375
LATITUD (GRADOS NORTE)	-0.81875	-124	-119	-119	-122	-125	-126	-126	-125	-123	-122	-121	-119	-116	-114
	-0.82291667	-133	-126	-125	-125	-126	-126	-126	-125	-124	-123	-123	-119	-116	-114
	-0.82708333	-137	-132	-130	-129	-127	-126	-126	-125	-123	-123	-123	-120	-117	-114
	-0.83125	-140	-136	-132	-131	-129	-128	-126	-125	-123	-122	-121	-119	-116	-114
	-0.83541667	-142	-137	-134	-132	-129	-128	-127	-125	-123	-121	-119	-118	-116	-114
	-0.83958333	-143	-139	-135	-133	-131	-129	-127	-124	-122	-120	-118	-117	-116	-114
	-0.84375	-144	-140	-137	-134	-131	-129	-127	-124	-122	-120	-118	-117	-116	-114
	-0.84791667	-144	-141	-138	-135	-131	-129	-127	-124	-122	-120	-118	-117	-115	-114
	-0.85208333	-146	-142	-138	-136	-132	-129	-127	-124	-121	-119	-118	-116	-115	-114
	-0.85625	-146	-144	-140	-136	-133	-130	-127	-123	-120	-119	-117	-116	-115	-114
	-0.86041667	-146	-143	-141	-136	-133	-129	-126	-123	-120	-118	-116	-115	-115	-113
	-0.86458333	-145	-144	-141	-136	-133	-128	-124	-122	-120	-117	-115	-114	-113	-112
	-0.86875	-144	-143	-140	-136	-132	-129	-125	-122	-120	-117	-115	-113	-112	-111
	-0.87291667	-142	-142	-139	-135	-131	-128	-125	-122	-119	-116	-113	-112	-111	-109
	-0.87708333	-142	-141	-138	-134	-130	-127	-124	-122	-119	-116	-113	-112	-110	-108
	-0.88125	-142	-139	-135	-132	-130	-126	-123	-122	-119	-115	-112	-110	-109	-108
	-0.88541667	-142	-137	-133	-131	-128	-125	-121	-119	-117	-113	-111	-109	-109	-107
	-0.88958333	-140	-134	-131	-129	-126	-123	-119	-117	-114	-112	-109	-108	-107	-107
	-0.89375	-137	-128	-128	-128	-125	-121	-117	-115	-113	-110	-108	-107	-106	-105
	-0.89791667	-135	-128	-128	-128	-124	-120	-117	-115	-112	-110	-107	-106	-104	-103
	-0.90208333	-133	-127	-126	-125	-122	-120	-117	-113	-111	-108	-106	-105	-104	-102
	-0.90625	-132	-127	-124	-122	-120	-118	-115	-112	-109	-107	-105	-104	-104	-101
	-0.91041667	-129	-126	-123	-121	-119	-116	-114	-110	-108	-105	-103	-100	-101	-100
	-0.91458333	-127	-124	-121	-119	-116	-114	-112	-108	-106	-103	-102	-100	-100	-100
	-0.91875	-125	-121	-119	-117	-114	-111	-109	-106	-104	-102	-100	-100	-100	-97
	-0.92291667	-123	-119	-116	-114	-111	-108	-106	-103	-102	-100	-100	-100	-100	-93
	-0.92708333	-119	-117	-114	-111	-109	-106	-103	-100	-100	-100	-100	-100	-95	-88
	-0.93125	-117	-114	-111	-108	-106	-104	-102	-100	-100	-100	-100	-95	-87	-79
	-0.93541667	-114	-111	-108	-106	-103	-101	-100	-100	-100	-100	-96	-89	-78	-66
	-0.93958333	-110	-107	-106	-103	-102	-100	-100	-100	-97	-94	-90	-82	-68	-54
	-0.94375	-105	-103	-102	-101	-100	-100	-100	-97	-92	-87	-80	-71	-59	-48
	-0.94791667	-104	-102	-101	-100	-100	-100	-100	-94	-87	-78	-70	-60	-53	-46
	-0.95208333	-104	-101	-100	-100	-100	-100	-96	-88	-80	-70	-60	-50	-48	-41
	-0.95625	-104	-101	-100	-100	-100	-96	-89	-81	-72	-63	-54	-48	-45	-37
	-0.96041667	-101	-100	-100	-100	-96	-89	-81	-71	-63	-55	-46	-39	-35	-27
	-0.96458333	-100	-100	-100	-100	-90	-81	-71	-60	-54	-45	-36	-27	-23	-18
	-0.96875	-100	-100	-96	-90	-80	-71	-61	-46	-44	-36	-26	-19	-16	-12

Figura 78 Representación del campo de elevaciones (Fuente: Autor)

ANEXO C

BASE DE DATOS DE PARQUES EÓLICOS OFFSHORE

Tabla 72 Parques eólicos offshore con turbinas de 3 a 8 MW

Offshore Windfarm	Operación	País	P. Trb. [MW]	C. Inst. [MW]	Área [km2]	[MW/km2]	[km2/MW]	Dnw. Es. [xD]	Crw. Es. [xD]	Razón
Walney 2	2012	UK	3.6	184	39	4.72	0.2120	6.6	6.7	0.985
Nobelwind	2017	BE	3.3	165	23	7.17	0.1394	5.6	5	1.120
Burbo Bank	2017	UK	8	258	32	8.06	0.1240	6.4	6.3	1.016
Nordsee 1	2017	DE	6.2	332	32	10.38	0.0964	6.7	6.7	1.000
Gode Wind 1	2017	DE	6	330	39	8.46	0.1182	7.8	7.2	1.083
Gode Wind 1	2017	DE	6	252	27	9.33	0.1071	6.5	6.5	1.000
Galloper	2018	UK	6	336	73	4.60	0.2173	7	7	1.000
Merkur Offshore	2019	DE	6	396	39	10.15	0.0985	5.7	5.6	1.018
Horns Rev 3	2019	DE	8.3	407	82	4.96	0.2015	10	7	1.429

(Fuente: Autor)

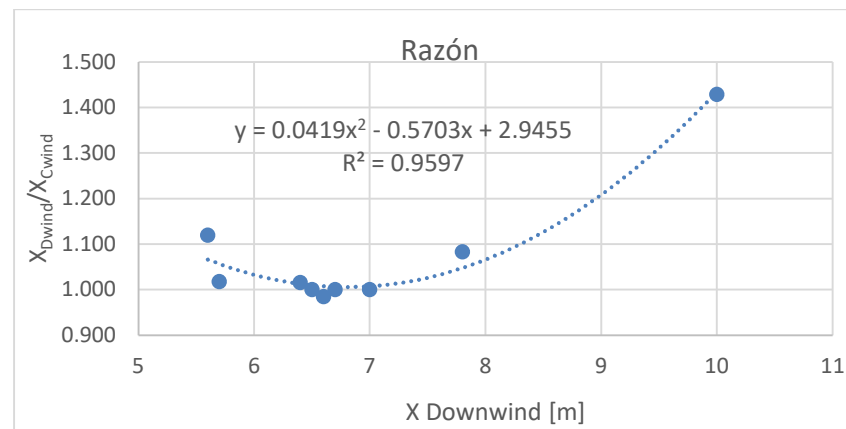


Figura 79 Relación entre distancia entre turbinas en dirección al viento y transversal a la dirección del viento (Fuente: Autor)

ANEXO D

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE INVERSOR SOLAR HIVERTER

Tabla 73 Especificaciones técnicas para inversores desde 500 hasta 715 kW
(HITACHI, 2025)

Solar Inverter Rating	500 kW	630 kW	670 kW	715 kW
AC-DC Conversion System	3 level high frequency PWM Solar Inverter			
Control System	MPPT and AC current control			
Grid Data				
Power Rating	500 kW	630 kW	670 kW	715 kW
AC Grid Connection	Three phase			
Maximum AC Current	1049 A	1107 A	1107 A	1107 A
Output Waveform THDi	< 3% at rated current			
Nominal Output Voltage	300 V ±10 %	350 V ±10 %	370 V ±10 %	400 V ±10 %
Output Frequency Range	50 Hz or 60 Hz ± 5%			
Transformer	Transformer-less design			
Peak Efficiency	98.7%			
EURO Efficiency	98.4%			
Power Factor (Adjustable)	0.80 Lead to 0.80 Lag within max. kVA limit			
PV Side				
Maximum DC Power	600 kW	756 kW	806 kW	858 kW
MPPT Voltage Range	DC 460 to 900 V	DC 525 to 900 V	DC 550 to 900 V	DC 600 to 900 V
Maximum DC Input Voltage (OC)	1000 V (Heavy failure protection level)			
Minimum DC Input Voltage	460 V	525 V	550 V	600 V
Maximum Input Current DC	1200 A			
External Auxiliary Power Supply				
Control Power in Operation	AC 230V, 1Φ, 300W, Max. 6.9A			
Control Power in Stand-by Mode	< 100 W			
Cooling Fan Power	AC 415V 3Φ, 400W			
Protections				
Islanding Protection	Yes			
Temperature Protection	Yes			
Ground Fault Monitoring	Yes			
Grid Monitoring	Yes			
AC & DC Short Circuit and Over Current	Yes			
AC & DC Over Voltage and Temperature	Yes			
Cooling (Controlled)	Forced cooling			
Fault Ride Through (FRT)	Available operation will be continued in case of momentary voltage dip of residual positive phase.			
Reducing Grid Voltage Fluctuation Control	Voltage fluctuation due to power change at inter-connecting point will be reduced to within 2%			
Automatic Wake-up and Shut-down	Yes			
Circuit Breaker on AC Side	Yes			
Switch on DC Side	Yes			
Communication				
Visual Display	LCD display with touch screen			
Wired Local Monitoring	1 x RS 485 or TCP/IP			
Unit-wise Integrated Data Logging	Yes			
Access Interface / Field Bus Connectivity	RS 485 or TCP-IP (Ethernet)			
Analogue Input / Output	3 (Optional)			
Digital Input / Relay Output	4			
Mechanical				
Dimensions (H x W x D) mm (Approximate)	1900 x 1400 x 1000			
Weight (Kgs) (Approximate)	1200			
Environmental Limits				
Enclosure Protection	IP 20 (IP 21 Optional)			
Temperature Range	(-) 20° C to (+) 60° C			
Relative Humidity	15% to 95% (Non condensing)			
Maximum Noise Level	75 dBA at a distance of 1 Mtr (IEC 61672 - 1 Characteristic)			
Altitude	0 to 1000 Mtrs. (Option: 2000 Mtrs.)			
Cooling Air Flow	3760 M³/Hr.			

ANEXO E

DATOS TÉCNICOS PARA SISTEMAS DE CABLES SUBMARINOS XLPE

Tabla 74 Cables de tres conductores con cubierta de plomo (ABB, 2025)

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Cross section of screen	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminium)	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance
mm ²	mm	mm	mm	mm ²	mm	kg/m	kg/m	µF/km	A/km	mH/km
Three-core cables, nominal voltage 20 kV (Um = 24 kV)										
70	9.6	5.5	23.0	16	89.8	15.1	16.4	0.21	0.8	0.44
95	11.2	5.5	24.6	16	93.2	15.8	17.6	0.23	0.9	0.41
120	12.6	5.5	26.0	16	96.2	16.6	18.8	0.25	0.9	0.40
150	14.2	5.5	27.6	16	99.7	17.3	20.1	0.27	1.0	0.38
185	15.8	5.5	29.2	16	103.2	18.2	21.6	0.29	1.1	0.37
240	18.1	5.5	31.5	16	108.1	19.3	23.7	0.32	1.2	0.35
300	20.4	5.5	33.8	16	113.1	20.6	26.2	0.35	1.3	0.34
400	23.2	5.5	36.6	16	119.1	22.5	29.9	0.39	1.4	0.33
500	26.2	5.5	40.0	16	126.5	24.5	33.8	0.43	1.6	0.32
630	29.8	5.5	43.6	16	134.3	26.7	38.5	0.48	1.7	0.31
Three-core cables, nominal voltage 30 kV (Um = 36 kV)										
70	9.6	8.0	28.0	16	100.6	16.9	18.2	0.16	0.9	0.46
95	11.2	8.0	29.6	16	104.0	17.7	19.5	0.18	1.0	0.44
120	12.6	8.0	31.0	16	107.0	18.4	20.7	0.19	1.0	0.42
150	14.2	8.0	32.6	16	110.5	19.3	22.1	0.21	1.1	0.41
185	15.8	8.0	34.2	16	114.0	20.1	23.6	0.22	1.2	0.39
240	18.1	8.0	36.5	16	118.9	21.4	25.9	0.24	1.3	0.38
300	20.4	8.0	38.8	16	123.9	22.6	28.2	0.26	1.4	0.36
400	23.2	8.0	41.6	16	129.9	24.6	32.0	0.29	1.6	0.35
500	26.2	8.0	45.0	16	137.3	26.7	36.0	0.32	1.7	0.34
630	29.8	8.0	48.6	16	145.1	29.2	40.9	0.35	1.9	0.32
800	33.7	8.0	52.5	16	154.4	32.2	47.2	0.38	2.1	0.31
Three-core cables, nominal voltage 45 kV (Um = 52 kV)										
95	11.2	8.0	29.6	1.3	109.0	19.1	20.8	0.18	1.5	0.43
120	12.6	8.0	31.0	1.3	112.0	20.0	22.3	0.19	1.6	0.42
150	14.2	8.0	32.6	1.4	116.0	21.6	24.4	0.21	1.6	0.40
185	15.8	8.0	34.2	1.4	119.0	22.7	26.2	0.22	1.8	0.39
240	18.1	8.0	36.5	1.5	124.0	25.0	29.5	0.24	2.0	0.37
300	20.4	8.0	38.8	1.6	130.0	27.3	32.9	0.26	2.2	0.36
400	23.2	8.0	41.6	1.7	136.0	30.4	37.9	0.29	2.3	0.35
500	26.2	8.0	45.0	1.8	144.0	33.8	43.2	0.32	2.6	0.33
630	29.8	8.0	48.6	1.9	152.0	37.8	49.7	0.35	2.9	0.32
800	33.7	8.0	52.5	2.1	162.0	43.5	58.6	0.38	3.1	0.31
1000	37.9	8.0	57.3	2.2	173.0	49.3	68.1	0.42	3.5	0.30
Three-core cables, nominal voltage 66 kV (Um = 72.5 kV)										
95	11.2	9.0	31.6	1.3	113.0	19.8	21.6	0.17	2.0	0.44
120	12.6	9.0	33.0	1.4	116.0	21.6	23.8	0.18	2.1	0.43
150	14.2	9.0	34.6	1.4	120.0	22.9	25.7	0.19	2.3	0.41
185	15.8	9.0	36.2	1.4	124.0	24.5	28.0	0.20	2.4	0.40
240	18.1	9.0	38.5	1.6	129.0	26.8	31.3	0.22	2.6	0.38
300	20.4	9.0	40.8	1.6	134.0	28.7	34.3	0.24	2.8	0.37
400	23.2	9.0	43.6	1.7	141.0	31.7	39.2	0.26	3.1	0.35
500	26.2	9.0	47.0	1.9	149.0	36.0	45.4	0.29	3.5	0.34
630	29.8	9.0	50.6	2.0	157.0	40.1	52.0	0.32	3.7	0.33
800	33.7	9.0	54.5	2.1	167.0	45.1	60.1	0.35	4.1	0.32
1000	37.9	9.0	59.3	2.3	178.0	51.8	70.7	0.38	4.6	0.31

ANEXO F

ELECTROLIZADOR ALCALINO DQ1000 / 1000 Nm³/h

Aplicaciones a Gran Escala

Leader in the energy transition

John Cockerill Hydrogen offers efficient and reliable solutions for the production of green hydrogen. We meet the needs of major players in the industry, mobility, and energy sectors.

Driven by its pioneering spirit, John Cockerill Hydrogen has already delivered electrolyzers to nearly 1,000 satisfied customers in a wide range of industries. Today, we offer some of the most powerful electrolyzers on the market, capable of producing up to 1,000 Nm³ per hour (5 MW of power consumption).

Pressure

Green hydrogen is delivered at 30 bar (g).

Scalability

The DQ1000 is a 5 MW stack easily duplicable to reach large scale plants.

High H₂ purity

Our purification system enables 99.999% of H₂ purity and the using in fuel cell vehicles.

The purification system is autonomous and does not consume any gases.



DQ1000 ELECTROLYSER	
H ₂ gas production	
Nominal H ₂ flow	1000 Nm ³ /h (2136 kg/day)
Flow range	40% - 100%
Delivery pressure	30 bar (g) without compression
H ₂ purity before purification system	99.8%
H ₂ purity after purification system	99.999% suitable for fuel cell application
Electrical requirements	
Plant power consumption (AC)	5000 kW
Stack consumption (DC)	4.0 – 4.3 kWh/Nm ³ H ₂
Electrical converter power factor	≥ 95%
Primary voltage	3.3 – 20 kV (typical 10 kV) (optional up to 34 kV)
Feed water and electrolyte	
Water conductivity required	< 1 µS/cm (demineralization process available in option)
Demineralized water consumption	0.92 l/Nm ³ H ₂
Electrolyte	30% KOH aqueous solution
Dimensions & weight	
Plant footprint	Approx. 400 m ²
Stack dimensions (LxWxH)	6.9 m x 2.2 m x 2.2 m
Stack weight	58 000 kg
Norms & standards	
Marking	CE
Norms compliance	European PED, ATEX, EMC

ANEXO G

ÍNDICES PPI PARA COMPONENTES DE AEROGENERADORES

Tabla 75 Índices PPI de componentes de aerogeneradores para el año 2002 y promediados de enero hasta abril para el año 2025

Componente	Subcomponente	Series ID	PPI 2002	PPI Jan-25	PPI Feb-25	PPI Mar-25	PPI Apr-25	PPI 2025	PPI _{Eff} 2002-2025
Palas	Telas de Fibra de Vidrio	PCU327212327212B	99.5	156.101	155.905	156.112	157.548	156.42	1.617
	Adesivos tipo Epóxico	PCU32552032552041	145.6	210.33	210.33	213.543	215.618	212.46	
	PU y otras espumas	PCU326150326150	94.57	194.72	194.783	195.168	195.184	194.96	
	Otros sujetadores metálicos roscados externamente, incluidas varillas	WPU10810263	98.9	187.6	187.6	188.833	189.384	188.35	
Buje	Piezas fundidas de hierro dúctil	WPU10150501	149.8	467.686	467.746	467.736	467.932	467.78	3.123
Mecanismos de paso	Rodamientos	WPU11490534	168.7	499.85	499.85	497.956	498.44	499.02	2.482
	Motores de accionamiento	PCU333612333612	149.9	393.996	393.996	398.326	409.036	398.84	
	Caja de cambios	WPU11450117	165.4	221.784	221.784	226.41	229.464	224.86	
	Controlador y accionamiento - control de procesos industriales	WPS1182	156.8	311.038	312.104	312.937	313.314	312.35	
Eje de Baja Velocidad	Piezas fundidas de acero al carbono	WPU101507	143.3	297.912	297.912	297.912	298.374	298.03	2.080
Rodamientos	Rodamientos	WPU11490534	168.7	499.85	499.85	497.956	498.44	499.02	2.958
Cajas de cambios	Accionamiento y engranaje industrial de alta velocidad	PCU3336123336127	165.4	228.095	228.095	233.053	235.493	231.18	1.398
Freno mecánico, acople de alta velocidad, etc.	Partes y Conjuntos de Frenos de motores vehículos	PCU3363403363401	106.7	150.025	150.11	149.576	151.663	150.34	1.409
Generador (excluyendo generadores de imanes permanentes)	Fabricación de motores y generadores	PCU335312335312	139.9	298.762	298.873	299.301	298.845	298.95	2.137
Electrónica de velocidad variable	Fabricación de relés y controles industriales	PCU335314335314	148.6	295.433	297.124	305.402	309.508	301.87	2.031
Sistema de orientación (yaw drive) y rodamiento	Motores de accionamiento	PCU333612333612	149.9	393.996	393.996	398.326	409.036	398.84	2.375
	Rodamientos de bolas y rodillos	WPU114905	168.7	352.533	352.522	351.663	352.603	352.33	
Estructura Principal	Piezas fundidas de hierro dúctil	WPU10150501	149.8	467.686	467.746	467.736	467.932	467.78	3.123
Conexiones eléctricas	Equipos de conmutación y aparatos	PCU335313335313	151	329.641	329.048	332.795	339.549	332.76	4.190
	Cableado y cables de potencia	PCU3359293359291	109.7	607.727	606.531	615.56	630.059	614.97	
	Mano de obra de montaje	CPI Inflation: bls.gov/data	100	183	183	184	184	183.50	
Sistema Hidráulico	Cilindros y actuadores de transmisión hidráulica/neumática	PCU3339953339952	131.5	277.852	279.145	279.878	281.143	279.50	2.126
Carcaza de la Góndola	Telas de Fibra de Vidrio	PCU327212327212B	99.5	156.101	155.905	156.112	157.548	156.42	1.578
	Adesivos tipo Epóxico	PCU32552032552041	145.6	210.33	210.33	213.543	215.618	212.46	
	Mano de obra de montaje	CPI Inflation: bls.gov/data	100	183	183	184	184	183.50	
Control y Sistema de Seguridad	Controlador y accionamiento - control de procesos industriales	WPU118201	162.5	312.17	312.668	313.825	313.954	313.15	1.927
Torre	Fabricación de perfiles de acero laminado - productos primarios	PCU331221331221	109.9	259.101	263.996	288.483	301.99	278.39	2.533

Fuente: Autor a partir de datos de (BLS, 2025)

ANEXO H

DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO DE COLECCIÓN

Tabla 76 Capacidad nominal calculada de corriente para cada tramo de cable en el parque

Vr [kV]	10	20	30	45	66
I _R [A] x WT	352.83	176.41	117.61	78.41	53.46
I ₁₋₂ [A]	352.83	176.41	117.61	78.41	53.46
I ₃₋₂ [A]	352.83	176.41	117.61	78.41	53.46
I ₂₋₄ [A]	1058.48	529.24	352.83	235.22	160.38
I ₄₋₇ [A]	1411.30	705.65	470.43	313.62	213.83
I _{7-PL} [A]	1764.13	882.06	588.04	392.03	267.29
I ₆₋₅ [A]	352.83	176.41	117.61	78.41	53.46
I ₅₋₈ [A]	705.65	352.83	235.22	156.81	106.92
I ₉₋₈ [A]	352.83	176.41	117.61	78.41	53.46
I ₁₃₋₁₂ [A]	352.83	176.41	117.61	78.41	53.46
I ₁₂₋₈ [A]	705.65	352.83	235.22	156.81	106.92
I _{8-PL} [A]	2116.95	1058.48	705.65	470.43	320.75
I ₂₁₋₁₇ [A]	352.83	176.41	117.61	78.41	53.46
I ₁₇₋₁₆ [A]	705.65	352.83	235.22	156.81	106.92
I ₁₆₋₁₁ [A]	1058.48	529.24	352.83	235.22	160.38
I _{11-PL} [A]	1411.30	705.65	470.43	313.62	213.83
I ₂₀₋₁₉ [A]	352.83	176.41	117.61	78.41	53.46
I ₁₉₋₁₅ [A]	705.65	352.83	235.22	156.81	106.92
I ₁₅₋₁₀ [A]	1058.48	529.24	352.83	235.22	160.38
I ₁₈₋₁₄ [A]	352.83	176.41	117.61	78.41	53.46
I ₁₄₋₁₀ [A]	705.65	352.83	235.22	156.81	106.92
I _{10-PL} [A]	2116.95	1058.48	705.65	470.43	320.75

(Fuente: Autor)

Tabla 77 Cables XLPE ABB de cobre y aluminio adecuados por tensión

Vr [kV]	I nominales del Cable [A] - Aluminio			I nominales del Cable [A] - Cobre		
	30	45	66	30	45	66
I ₁₋₂ [A]	235	235	235	300	300	300
I ₃₋₂ [A]	235	235	235	300	300	300
I ₂₋₄ [A]	385	265	235	375	300	300
I ₄₋₇ [A]	485	335	235	480	340	300
I _{7-PL} [A]	600	430	300	590	420	300
I ₆₋₅ [A]	235	235	235	300	300	300
I ₅₋₈ [A]	265	235	235	300	300	300
I ₉₋₈ [A]	235	235	235	300	300	300
I ₁₃₋₁₂ [A]	235	235	235	300	300	300
I ₁₂₋₈ [A]	265	235	235	300	300	300

I _{8-PL} [A]	720	485	335	715	480	340
I ₂₁₋₁₇ [A]	235	235	235	300	300	300
I ₁₇₋₁₆ [A]	265	235	235	300	300	300
I ₁₆₋₁₁ [A]	385	265	235	375	300	300
I _{11-PL} [A]	485	335	235	480	340	300
I ₂₀₋₁₉ [A]	235	235	235	300	300	300
I ₁₉₋₁₅ [A]	265	235	235	300	300	300
I ₁₅₋₁₀ [A]	385	265	235	375	300	300
I ₁₈₋₁₄ [A]	235	235	235	300	300	300
I ₁₄₋₁₀ [A]	265	235	235	300	300	300
I _{10-PL} [A]	720	485	335	715	480	340

(Fuente: Autor)

Tabla 78 Secciones transversales de los cables submarinos seleccionados

	Secciones del Cable [mm ²] - Aluminio			Secciones del Cable [mm ²] - Cobre		
Vr [kV]	30	45	66	30	45	66
Tramo 1-2	95	95	95	95	95	95
Tramo 3-2	95	95	95	95	95	95
Tramo 2-4	240	120	95	150	95	95
Tramo 4-7	400	185	95	240	120	95
Tramo 7-PL	630	300	150	400	185	95
Tramo 6-5	95	95	95	95	95	95
Tramo 5-8	120	95	95	95	95	95
Tramo 9-8	95	95	95	95	95	95
Tramo 13-12	95	95	95	95	95	95
Tramo 12-8	120	95	95	95	95	95
Tramo 8-PL	1000	400	185	630	240	120
Tramo 21-17	95	95	95	95	95	95
Tramo 17-16	120	95	95	95	95	95
Tramo 16-11	240	120	95	150	95	95
Tramo 11-PL	400	185	95	240	120	95
Tramo 20-19	95	95	95	95	95	95
Tramo 19-15	120	95	95	95	95	95
Tramo 15-10	240	120	95	150	95	95
Tramo 18-14	95	95	95	95	95	95
Tramo 14-10	120	95	95	95	95	95
Tramo 10-PL	1000	400	185	630	240	120

(Fuente: Autor)

Tabla 79 Pesos húmedos de los cables submarinos seleccionados

	q pesos húmedos [kg/m] - Aluminio			q pesos húmedos [kg/m] - Cobre		
Vr [kV]	30	45	66	30	45	66
Tramo 1-2	17.7	19.1	19.8	19.5	20.8	21.6
Tramo 3-2	17.7	19.1	19.8	19.5	20.8	21.6
Tramo 2-4	21.4	20	19.8	22.1	20.8	21.6
Tramo 4-7	24.6	22.7	19.8	25.9	22.3	21.6
Tramo 7-PL	29.2	27.3	22.9	32	26.2	21.6

Tramo 6-5	17.7	19.1	19.8	19.5	20.8	21.6
Tramo 5-8	18.4	19.1	19.8	19.5	20.8	21.6
Tramo 9-8	17.7	19.1	19.8	19.5	20.8	21.6
Tramo 13-12	17.7	19.1	19.8	19.5	20.8	21.6
Tramo 12-8	18.4	19.1	19.8	19.5	20.8	21.6
Tramo 8-PL	35.7	30.4	24.5	40.9	29.5	23.8
Tramo 21-17	17.7	19.1	19.8	19.5	20.8	21.6
Tramo 17-16	18.4	19.1	19.8	19.5	20.8	21.6
Tramo 16-11	21.4	20	19.8	22.1	20.8	21.6
Tramo 11-PL	24.6	22.7	19.8	25.9	22.3	21.6
Tramo 20-19	17.7	19.1	19.8	19.5	20.8	21.6
Tramo 19-15	18.4	19.1	19.8	19.5	20.8	21.6
Tramo 15-10	21.4	20	19.8	22.1	20.8	21.6
Tramo 18-14	17.7	19.1	19.8	19.5	20.8	21.6
Tramo 14-10	18.4	19.1	19.8	19.5	20.8	21.6
Tramo 10-PL	35.7	30.4	24.5	40.9	29.5	23.8

(Fuente: Autor)

Tabla 80 Distancia horizontal bajo la catenaria sumergida para cables de aluminio

	x1i distancia catenaria [m] - Aluminio			x1f distancia catenaria [m] - Aluminio		
Vr [kV]	30	45	66	30	45	66
Tramo 1-2	170.05	163.51	160.51	131.16	126.17	123.88
Tramo 3-2	185.32	178.16	174.86	131.16	126.17	123.88
Tramo 2-4	119.07	123.25	123.88	129.81	134.39	135.08
Tramo 4-7	120.85	125.95	135.08	125.51	130.81	140.32
Tramo 7-PL	114.87	118.94	130.22	121.57	125.89	137.88
Tramo 6-5	204.10	196.16	192.51	190.91	183.51	180.11
Tramo 5-8	187.10	183.51	180.11	191.09	187.41	183.93
Tramo 9-8	230.09	221.04	216.88	194.97	187.41	183.93
Tramo 13-12	243.90	234.26	229.82	216.38	207.92	204.02
Tramo 12-8	212.03	207.92	204.02	191.09	187.41	183.93
Tramo 8-PL	134.77	146.82	164.54	109.46	119.05	133.15
Tramo 21-17	251.94	241.95	237.35	252.93	242.89	238.27
Tramo 17-16	247.77	242.89	238.27	229.70	225.21	220.96
Tramo 16-11	212.04	219.79	220.96	180.20	186.68	187.66
Tramo 11-PL	167.48	174.71	187.66	132.87	138.50	148.60
Tramo 20-19	237.65	228.28	223.96	238.70	229.29	224.95
Tramo 19-15	233.86	229.29	224.95	217.74	213.50	209.50
Tramo 15-10	201.08	208.39	209.50	148.79	154.07	154.87
Tramo 18-14	223.36	214.60	210.57	200.25	192.47	188.89
Tramo 14-10	196.25	192.47	188.89	160.83	157.77	154.87
Tramo 10-PL	113.98	124.00	138.73	109.46	119.05	133.15

(Fuente: Autor)

Tabla 81 Distancia horizontal bajo la catenaria sumergida para cables de cobre

	x1i distancia catenaria [m] - Cobre			x1f distancia catenaria [m] - Cobre		
Vr [kV]	30	45	66	30	45	66

Tramo 1-2	161.78	156.47	153.45	124.85	120.81	118.50
Tramo 3-2	176.25	170.44	167.13	124.85	120.81	118.50
Tramo 2-4	117.12	120.81	118.50	127.69	131.72	129.20
Tramo 4-7	117.69	127.10	129.20	122.22	132.01	134.20
Tramo 7-PL	109.55	121.50	134.20	115.91	128.61	142.10
Tramo 6-5	194.05	187.61	183.93	181.55	175.55	172.13
Tramo 5-8	181.55	175.55	172.13	185.40	179.27	175.77
Tramo 9-8	218.64	211.30	207.11	185.40	179.27	175.77
Tramo 13-12	231.69	223.87	219.40	205.67	198.80	194.89
Tramo 12-8	205.67	198.80	194.89	185.40	179.27	175.77
Tramo 8-PL	125.27	149.18	167.06	101.92	120.93	135.16
Tramo 21-17	239.29	231.18	226.55	240.22	232.07	227.42
Tramo 17-16	240.22	232.07	227.42	222.76	215.26	210.99
Tramo 16-11	208.44	215.26	210.99	177.18	182.90	179.32
Tramo 11-PL	163.00	176.35	179.32	129.38	139.78	142.10
Tramo 20-19	225.78	218.18	213.84	226.78	219.14	214.78
Tramo 19-15	226.78	219.14	214.78	211.19	204.12	200.09
Tramo 15-10	197.68	204.12	200.09	146.34	150.99	148.08
Tramo 18-14	212.27	205.17	201.11	190.40	184.09	180.49
Tramo 14-10	190.40	184.09	180.49	156.10	150.99	148.08
Tramo 10-PL	106.09	125.96	140.83	101.92	120.93	135.16

(Fuente: Autor)

Tabla 82 Longitud de catenarias sumergidas para cables de aluminio

	Si longitud catenaria [m] – Aluminio			Sf longitud catenaria [m] – Aluminio		
Vr [kV]	30	45	66	30	45	66
Tramo 1-2	180.51	174.36	171.53	135.92	131.12	128.91
Tramo 3-2	198.90	192.23	189.18	135.92	131.12	128.91
Tramo 2-4	124.29	128.30	128.91	136.60	140.96	141.62
Tramo 4-7	128.10	132.92	141.62	133.64	138.64	147.66
Tramo 7-PL	123.69	127.48	138.08	132.05	136.05	147.23
Tramo 6-5	222.33	215.04	211.70	205.77	198.92	195.77
Tramo 5-8	202.24	198.92	195.77	207.23	203.84	200.63
Tramo 9-8	256.38	248.26	244.54	210.83	203.84	200.63
Tramo 13-12	275.36	266.80	262.89	238.16	230.48	226.95
Tramo 12-8	234.20	230.48	226.95	207.23	203.84	200.63
Tramo 8-PL	156.55	167.11	182.95	120.95	129.72	142.80
Tramo 21-17	286.70	277.90	273.87	288.10	279.27	275.23
Tramo 17-16	283.55	279.27	275.23	258.05	254.04	250.26
Tramo 16-11	242.36	249.22	250.26	198.60	204.52	205.42
Tramo 11-PL	187.09	193.62	205.42	142.54	147.81	157.33
Tramo 20-19	266.69	258.33	254.50	268.14	259.75	255.91
Tramo 19-15	263.82	259.75	255.91	241.79	237.97	234.37
Tramo 15-10	226.84	233.38	234.37	159.05	164.02	164.77
Tramo 18-14	247.37	239.46	235.84	217.45	210.28	207.00
Tramo 14-10	213.76	210.28	207.00	170.39	167.50	164.77
Tramo 10-PL	126.99	136.09	149.67	120.95	129.72	142.80

(Fuente: Autor)

Tabla 83 Longitud de catenarias sumergidas para cables de cobre

Vr [kV]	Si longitud catenaria [m] - Cobre			Sf longitud catenaria [m] - Cobre		
	30	45	66	30	45	66
Tramo 1-2	172.72	167.76	164.94	129.84	125.96	123.75
Tramo 3-2	190.46	185.09	182.03	129.84	125.96	123.75
Tramo 2-4	122.43	125.96	123.75	134.58	138.41	136.01
Tramo 4-7	125.12	134.02	136.01	130.55	139.78	141.84
Tramo 7-PL	118.74	129.87	141.84	126.84	138.57	151.19
Tramo 6-5	213.11	207.24	203.90	197.10	191.57	188.43
Tramo 5-8	197.10	191.57	188.43	201.98	196.35	193.15
Tramo 9-8	246.11	239.58	235.87	201.98	196.35	193.15
Tramo 13-12	264.54	257.66	253.76	228.44	222.25	218.74
Tramo 12-8	228.44	222.25	218.74	201.98	196.35	193.15
Tramo 8-PL	148.37	169.20	185.23	114.14	131.45	144.68
Tramo 21-17	275.57	268.50	264.49	276.93	269.84	265.82
Tramo 17-16	276.93	269.84	265.82	251.85	245.21	241.44
Tramo 16-11	239.20	245.21	241.44	195.86	201.06	197.80
Tramo 11-PL	183.07	195.10	197.80	139.28	149.01	151.19
Tramo 20-19	256.12	249.39	245.58	257.53	250.78	246.95
Tramo 19-15	257.53	250.78	246.95	235.89	229.55	225.96
Tramo 15-10	223.81	229.55	225.96	156.76	161.12	158.39
Tramo 18-14	237.36	231.00	227.39	208.39	202.62	199.34
Tramo 14-10	208.39	202.62	199.34	165.92	161.12	158.39
Tramo 10-PL	119.92	137.88	151.62	114.14	131.45	144.68

(Fuente: Autor)

Tabla 84 Longitudes totales de cables de aluminio por tramo

Vr [kV]	Distancia x tramos [m]	Longitud cables [m] - Aluminio		
		30	45	66
Tramo 1-2				
Tramo 3-2	1703.67	1718.89	1719.45	1719.73
Tramo 2-4	1929.86	1948.21	1948.88	1949.20
Tramo 4-7	1767.55	1779.55	1779.17	1779.11
Tramo 7-PL	1796.39	1811.77	1811.19	1810.26
Tramo 6-5	982.14	1001.43	1000.83	999.35
Tramo 5-8	1613.8	1646.90	1648.08	1648.66
Tramo 9-8	1997.87	2029.15	2029.70	2030.23
Tramo 13-12	2796.39	2838.54	2840.03	2840.75
Tramo 12-8	1791.32	1844.56	1846.42	1847.32
Tramo 8-PL	1449.98	1488.30	1488.96	1489.61
Tramo 21-17	2396.26	2429.53	2427.22	2424.32
Tramo 17-16	2600.45	2670.38	2672.78	2673.93
Tramo 16-11	2249.89	2314.02	2315.10	2316.15
Tramo 11-PL	2297.41	2346.14	2344.68	2344.46
Tramo 20-19	1384.53	1413.81	1412.74	1411.01
Tramo 19-15	1884.81	1943.29	1945.32	1946.30

Tramo 15-10	3016.82	3070.84	3071.75	3072.65
Tramo 18-14	2557.71	2593.73	2592.64	2592.48
Tramo 14-10	2236.67	2277.88	2279.34	2280.05
Tramo 10-PL	2102.79	2129.86	2130.33	2130.80
Vr [kV]	976.88	1001.38	999.64	997.47

(Fuente: Autor)

Tabla 85 Longitudes totales de cables de cobre por tramo

Vr [kV]	Distancia x tramos [m]	Longitud cables [m] - Cobre		
		30	45	66
Tramo 1-2	1703.67	1719.61	1720.11	1720.40
Tramo 3-2	1929.86	1949.06	1949.65	1950.01
Tramo 2-4	1767.55	1779.74	1779.39	1779.61
Tramo 4-7	1796.39	1812.15	1811.07	1810.85
Tramo 7-PL	982.14	1002.26	1000.47	998.88
Tramo 6-5	1613.8	1648.41	1649.46	1650.08
Tramo 5-8	1997.87	2030.01	2030.98	2031.56
Tramo 9-8	2796.39	2840.45	2841.75	2842.53
Tramo 13-12	1791.32	1846.94	1848.56	1849.53
Tramo 12-8	1449.98	1489.34	1490.51	1491.22
Tramo 8-PL	2396.26	2431.59	2426.80	2423.95
Tramo 21-17	2600.45	2673.44	2675.54	2676.78
Tramo 17-16	2249.89	2315.70	2317.60	2318.74
Tramo 16-11	2297.41	2346.85	2345.52	2346.34
Tramo 11-PL	1384.53	1414.50	1412.51	1412.10
Tramo 20-19	1884.81	1945.89	1947.66	1948.72
Tramo 19-15	3016.82	3072.27	3073.89	3074.86
Tramo 15-10	2557.71	2594.26	2593.27	2593.88
Tramo 18-14	2236.67	2279.75	2281.03	2281.79
Tramo 14-10	2102.79	2130.60	2131.44	2131.95
Tramo 10-PL	976.88	1002.93	999.32	997.19

(Fuente: Autor)

ANEXO I

FLUJO DE CAJA

Tabla 86 Entradas y Salidas de Efectivo para proyecto de Amoniaco Verde Offshore de 30 años de vida útil

Años	0	1	2	3	4	5	...	26	27	28	29	30
	2025	2030	2031	2032	2033	2034	...	2055	2056	2057	2058	2059
Inflación	1.34%	3.47%	3.47%	3.47%	3.47%	3.47%	...	1.54%	1.54%	1.54%	1.54%	1.54%
Prima de Riesgo País	13.35%	13.35%	13.35%	13.35%	13.35%	13.35%	...	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%
Depreciación		5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	...	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%
Producción [ton]		55240.32	54853.63434	54469.6589	54088.37129	53709.75269	...	46343.34433	46018.94092	45696.80833	45376.93067	45059.29216
Precio [\$ /ton]		\$ 1,204.07	\$ 1,264.27	\$ 1,327.49	\$ 1,393.86	\$ 1,463.56	...	\$ 4,077.41	\$ 4,281.28	\$ 4,495.35	\$ 4,720.11	\$ 4,956.12
Ingresos x ventas		\$ 66,513,276.86	\$ 69,350,068.12	\$ 72,307,848.53	\$ 75,391,778.27	\$ 78,607,237.61	...	\$ 188,960,936.90	\$ 197,020,120.86	\$ 205,423,029.01	\$ 214,184,321.20	\$ 223,319,282.50
Costos O&M		\$ 35,805,832.93	\$ 34,015,541.29	\$ 32,314,764.22	\$ 30,699,026.01	\$ 29,164,074.71	...	\$ 9,932,164.71	\$ 9,435,556.48	\$ 8,963,778.65	\$ 8,515,589.72	\$ 8,089,810.23
Gastos Financieros por préstamo		\$ 86,667,638.69	\$ 83,373,089.49	\$ 80,078,540.28	\$ 76,783,991.08	\$ 73,489,441.88	...	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Depreciación		\$ 32,299,501.98	\$ 32,299,501.98	\$ 32,299,501.98	\$ 32,299,501.98	\$ 32,299,501.98	...	\$ 12,919,800.79	\$ 12,919,800.79	\$ 12,919,800.79	\$ 12,919,800.79	\$ 12,919,800.79
Beneficio antes de la participación trabajadores		-\$88,259,696.74	-\$80,338,064.63	-\$72,384,957.96	-\$64,390,740.80	-\$56,345,780.96	...	\$166,108,971.40	\$174,664,763.59	\$183,539,449.57	\$192,748,930.69	\$202,309,671.47
Participación de Trabajadores (-15%)		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	...	\$ 24,916,345.71	\$ 26,199,714.54	\$ 27,530,917.44	\$ 28,912,339.60	\$ 30,346,450.72
Beneficio antes de Impuesto a la Renta y Reserva Legal		-\$88,259,696.74	-\$80,338,064.63	-\$72,384,957.96	-\$64,390,740.80	-\$56,345,780.96	...	\$141,192,625.69	\$148,465,049.05	\$156,008,532.13	\$163,836,591.09	\$171,963,220.75
Impuesto a la Renta (-5%)		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	...	\$ 7,059,631.28	\$ 7,423,252.45	\$ 7,800,426.61	\$ 8,191,829.55	\$ 8,598,161.04
Beneficio antes de Reserva Legal		-\$88,259,696.74	-\$80,338,064.63	-\$72,384,957.96	-\$64,390,740.80	-\$56,345,780.96	...	\$134,132,994.40	\$141,041,796.60	\$148,208,105.53	\$155,644,761.53	\$163,365,059.72
Reserva Legal (-5%)		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	...	\$ 6,706,649.72	\$ 7,052,089.83	\$ 7,410,405.28	\$ 7,782,238.08	\$ 8,168,252.99
Flujo de Salida de Efectivo		\$122,473,471.62	\$117,388,630.77	\$112,393,304.51	\$107,483,017.09	\$102,653,516.59	...	\$ 48,614,791.43	\$ 50,110,613.30	\$ 51,705,527.97	\$ 53,401,996.95	\$ 55,202,674.98
VP de Flujo de Salida de Efectivo		\$113,965,041.62	\$101,644,828.38	\$ 90,558,519.77	\$ 80,585,767.89	\$ 71,617,961.68	...	\$ 8,777,062.15	\$ 8,470,663.25	\$ 8,183,359.45	\$ 7,913,326.77	\$ 7,658,940.17
VP de Flujo de Salida Acumulado	\$64,599,003.96	\$178,564,045.58	\$280,208,873.96	\$ 370,767,393.73	\$451,353,161.63	\$522,971,123.30	...	\$ 1,037,178,609.97	\$ 1,045,649,273.22	\$ 1,053,832,632.67	\$ 1,061,745,959.44	\$1,069,404,899.61
Valor de Salvamento		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	...	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 129,198,007.92
Flujo de Entrada de Efectivo		\$ 66,513,276.86	\$69,350,068.12	\$72,307,848.53	\$75,391,778.27	\$78,607,237.61	...	\$ 188,960,936.90	\$ 197,020,120.86	\$ 205,423,029.01	\$ 214,184,321.20	\$ 352,517,290.42
Flujo Neto de Efectivo/año	\$(64,599,003.96)	-\$55,960,194.76	-\$48,038,562.65	-\$40,085,455.98	-\$32,091,238.82	-\$24,046,278.98	...	\$140,346,145.47	\$146,909,507.56	\$153,717,501.04	\$160,782,324.25	\$297,314,615.44
Flujo Neto Acumulado	-\$64,599,003.96	\$120,559,198.72	\$168,597,761.37	-\$208,683,217.34	\$240,774,456.17	\$264,820,735.15	...	\$1,157,198,655.05	\$1,304,108,162.61	\$1,457,825,663.65	\$1,618,607,987.90	\$1,915,922,603.34

(Fuente: Autor)