

ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD DEL USO DE ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
COMO FUTURA FUENTE DE SUMINISTRO ENERGÉTICO PARA LAS
OPERACIONES COSTA AFUERA EN EL MAR CARIBE COLOMBIANO EN
DIFERENTES ESCENARIOS DE ACTIVIDAD HIDROCARBURÍFERA.

CRISTIAN CAMILO MONTIEL HOYOS
CARLOS DAVID PORTILLO DIAZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2022

ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD DEL USO DE ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
COMO FUTURA FUENTE DE SUMINISTRO ENERGÉTICO PARA LAS
OPERACIONES COSTA AFUERA EN EL MAR CARIBE COLOMBIANO EN
DIFERENTES ESCENARIOS DE ACTIVIDAD HIDROCARBURÍFERA.

CRISTIAN CAMILO MONTIEL HOYOS
CARLOS DAVID PORTILLO DIAZ

Trabajo de grado para optar título de Ingeniero de Petróleos

Director:

Erik Giovany Montes Páez
MSc. Ingeniería de Hidrocarburos

Codirector

Camilo Andrés Guerrero Martin
MSc. Ciencia y Tecnología de Polímeros

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2022

DEDICATORIA

A Dios, por las bendiciones que cada día me regala y que hoy me permiten alcanzar mis sueños y metas, por ser mi guía en este camino y siempre iluminarme en los momentos que más lo necesité.

A mi madre, quien ha sido el pilar fundamental de mi educación, enseñándome tantas experiencias valiosas y los valores que me hacen ser la persona que soy. Se lo dedico por el esfuerzo y valentía que siempre ha demostrado, por su carácter y especialmente por el amor que me ha brindado en todos los momentos de mi vida, sin el que todo esto no fuera posible. Gracias por tu paciencia, tu sabiduría, tus lágrimas y tu pasión. Amarte es lo que más me motiva y me anima a seguir todos los días.

A mi hermano Jorge Andrés, por ser mi gran compañía en este viaje de la vida, mi compañero de locuras, quien conoce cada una de las facetas de mi personalidad. Lo nuestro es fruto de las ganas que tenemos de hacer feliz a Bene y darle todo lo que tan maravilloso ángel se merece. Te amo con todo mi corazón y puedo decirte: Lo estamos logrando hermanito.

A mis familiares y amigos que siempre me han apoyado. A todas las personas que conocí en Bucaramanga que de una u otra manera fueron importantes para mí y mi desarrollo personal y profesional. En especial a Carlos, mi compañero en este camino tan tortuoso, del que me siento muy agradecido con la vida de que fuera parte de él.

Cristian Camilo Montiel Hoyos

DEDICATORIA

A aquel que mis palabras jamás podrían describir en su plenitud, al que, aunque quisiera dibujar con mi mente en su grandeza, me quedaría corto ante tal majestad... “es el Hijo de Dios, y existe desde antes de la creación del mundo; él es la imagen del Dios que no podemos ver. Por medio de él, Dios creó todo lo que hay en el cielo y en la tierra, lo que puede verse y lo que no se puede ver”. Aquel en el que se encuentra todo el poder divino, por medio del cual Dios hizo que todo el universo volviera a estar en paz con él a través su muerte preciosa en la Cruz. Porque hoy creo que su propósito conmigo me llevó a un lugar lejano de mis orígenes no solo a estudiar una carrera universitaria, sino también a encontrarme frente a frente con Él y conocer lo verdaderamente valioso de la vida. Gracias Papá porque en estos años construiste en mí algo que jamás podría pagar y ante lo que no existe una palabra aún para expresar el agradecimiento por ello. Gracias porque por ti Dios que haces fuerte al débil, un joven de un pequeño pueblo cordobés llegó a lugares en los que solo tú pudiste ponerlo para cumplir esta etapa de su vida.

A esos que desde que les dije en noveno grado que tenía un sueño, no dudaron en apoyarme en cada etapa de la vida a pesar de que tuviese que separarme de ellos, aunque en un punto no veíamos con qué recursos, y a pesar de que algunos días fueron de gris: “papi, Carmina y las pelás”. En cualquier lugar en el que me encuentre mi corazón tendrá ganas de latir y de esforzarse, ustedes son grandes componentes de esa gasolina que mueve este motor y trabajaré siempre en la vida para dibujarles una sonrisa en su rostro. Gracias por cada aliento, por cada llamada, por el apoyo, la comprensión, el amor, la confianza, los regaños necesarios, la corrección, la enseñanza; aunque muchas veces fui terco, al final siempre encontré un mejor camino al escuchar sus palabras. Los amo, papá, mamá, Angie y Kelly, gracias por siempre estar allí, y jamás tendré cómo pagarles.

A esa familia que con el tiempo Dios me regaló en Bucaramanga. Gracias John, Wilson, por convertirse en verdaderos hermanos para mí, hoy puedo ser que mi vida allá fue más fácil gracias a ustedes y me mejoraron mucho como persona, gracias por todo lo que me enseñaron en la vida. A Cristian por batallar conmigo muchas cosas desde el primer momento hasta el último. A mis hermanos en la fe que muchas veces me animaron y estuvieron en tantas cosas importantes para mí, los llevaré siempre en el corazón y jamás olvidaré lo que vivimos estos años en la iglesia. A todas las personas maravillosas de Cru Bucaramanga, que tanto me enseñaron y guiaron en seguir a Jesús, especialmente al mejor MEP, Nata, Vane, Miguel, Steven y Rodrigo, a Paula y Nelson. A todas las personas que conocí en la familia SPE UIS, gracias por mostrarme una cara diferente de la industria Oil and Gas y por impulsar muchas de mis habilidades, por las oportunidades que me ofrecieron y cada cosa en la que trabajamos juntos, especialmente en estos dos años del equipo Petrobowl, a Luis Felipe y Danna.

A esa familia y doña Rita que me acogieron con mucho cariño durante estos años, que cuidaron de mí y me dieron ese calor humano cada noche.

Por último y no menor, a cada parte especial de mi preciosa alma mater, a todos los grandiosos profesores de todas las áreas que conocí, al servicio de comedores UIS que me ayudó por tantos años, cada personal de seguridad que amablemente saludaba, a quienes mantenían todo limpio. En fin, son lo máximo y ¡por siempre UIS!

A Ecopetrol S.A. por permitirme acercarme a la industria a través de mis prácticas profesionales, esto es un largo camino y siempre tuve el sueño de poder iniciarlo junto a ustedes.

Carlos David Portillo Diaz

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este libro agradecemos a:

La Universidad Industrial de Santander, por acoger en sus aulas este par de cordobeses y formarnos como profesionales, pero sobre todo como personas íntegras para la vida.

Al director de este proyecto, el M.Sc. Erik Giovany Montes Páez, por su gran apoyo, conocimiento y experiencia que nos ha compartido de la forma más cariñosa, pedagógica y compresiva. Gracias por la paciencia que tuvo con nosotros a lo largo de todo este proceso, y por ayudarnos a despertar el sentir de la investigación. Gracias por enseñarnos que siempre se puede hacer mejor, y sobre todo gracias por inculcarnos las ganas de hacer cosas nuevas y valiosas para este país y este mundo que tanto lo necesitan. Gracias por ser más que un profesor y un director, por ser un mentor en nuestra vida académica y profesional, por usted hoy en día hemos podido construir muchas cosas valiosas.

Al M.Sc. Camilo Andrés Guerrero Martín, codirector de este proyecto, por su ayuda y aportes que tuvieron un gran valor, por su tiempo, dedicación y colaboración que representaron un aporte fundamental en para esta tesis.

Al grupo de investigación Galileo por ofrecernos una alternativa diferente y una visión íntegra de lo que el mundo necesita. A todos los compañeros del grupo por su especial atención y sus recomendaciones que han servido mucho para mejorar.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. OBJETIVOS	17
1.1. OBJETIVO GENERAL	17
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	17
2. GENERALIDADES	18
2.1 PLATAFORMAS OFFSHORE	19
2.1.1 Plataformas de perforación offshore.....	20
2.1.2 Plataformas de producción offshore.	24
2.2 TECNOLOGÍA EÓLICA	28
2.2.1. Tipos de tecnologías eólicas.	28
2.2.2. Ventajas y desventajas de instalar tecnologías eólicas.....	31
2.2.3 Componentes de un parque eólico offshore.....	32
2.3 PRINCIPIOS DE LA ENERGÍA EÓLICA	35
2.4 PANORAMA GLOBAL ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA	37
2.4.1 Panorama global de la energía eólica offshore.	40
2.5 ACTUALIDAD DE LA INDUSTRIA ÉOLICA	41
2.5.1 Actualidad de la industria eólica offshore.	43
3. ANÁLISIS PANORÁMICO DE LOS RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS PRESENTES EN EL MAR CARIBE COLOMBIANO	44
4. ESTUDIO DEL SISTEMA ENERGÉTICO EN UN SISTEMA PETROLÍFERO OFFSHORE Y PLANTEAMIENTOS PARA EL CASO COLOMBIANO.....	55

5. POTENCIAL DEL RECURSO EÓLICO EN ZONAS DE INTERÉS.....	65
5.1 DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO DE UNA REGIÓN.	66
5.1.1 Velocidad del viento.	66
5.1.2 Batimetría.	67
5.2 SELECCIÓN DE ÁREAS OBJETIVO	69
5.2.1 Alta Guajira.....	72
5.2.2 Chuchupa, Ballenas y nuevos prospectos.....	73
5.2.3 Costas de Galazeramba.....	74
5.2.4 Vientos de Cartagena.....	75
5.2.5 Aguas profundas de la cuenca Sinú Offshore.	76
5.3 DESARROLLO DE ÁREAS OBJETIVO	77
6. ESCENARIOS DE INSERCIÓN ENERGÉTICA	89
7. CONCLUSIONES	96
8. RECOMENDACIONES	98
BIBLIOGRAFÍA.....	99

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Principales proveedores de turbinas eólicas en 2020.....	42
Tabla 2. Ejemplos de pozos offshore perforados en la cuenca Sinú Offshore.	48
Tabla 3. Resumen de casos de estudio teóricos sobre evaluación energética en plataformas petroleras.	58
Tabla 4. Criterios de evaluación para la selección de un puerto para proyectos eólicos offshore.....	84
Tabla 5. Resultados de la evaluación de idoneidad para proyectos eólicos offshore de distintos puertos en la costa caribe colombiana.....	85
Tabla 6. Datos de entrada para el modelo de costos del sistema offshore.	87
Tabla 7. Resultados del modelo de costos del sistema offshore.	87
Tabla 8. Resultados de simulación para un escenario en la zona de Alta Guajira.	88
Tabla 9. Condiciones geoespaciales, eólicas y capacidad requerida para cada una de las zonas objetivo.	90
Tabla 10. Capacidad requerida por los escenarios y capacidad nominal mínima diseñable.	91
Tabla 11. Costo nivelado de energía resultante de la simulación de los distintos escenarios en cada zona prospectiva. Costo	92
Tabla 12. Factor de capacidad de las turbinas obtenido para cada zona prospectiva.	92
Tabla 13. Energía generada anualmente resultante de la simulación de los distintos escenarios en cada zona prospectiva.....	93

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Buque de perforación en aguas surcoreanas.	21
Figura 2. Tipos de plataformas de perforación.	23
Figura 3. Diferentes tipos de plataformas petroleras según la profundidad de columna de agua.	25
Figura 4. Tipos de tecnologías eólicas.	30
Figura 5. Componentes de una aeroturbina de eje horizontal.	33
Figura 6. Esquema de flujo continuo de aire U a través de un área determinada en un lapso.	36
Figura 7. Capacidad de energía eólica global y adiciones anuales entre los años 2010 y 2020.	39
Figura 8. Top 10 países en capacidad de energía eólica añadida en el año 2020.	39
Figura 9. Capacidad de energía eólica offshore por región, entre los años 2010 y 2020.	40
Figura 10. Influencia hidrológica en las cuencas sedimentarias del Caribe colombiano.	45
Figura 11. Carta estratigráfica de las cuencas Sinú Offshore y Colombia.	46
Figura 12. Análisis sísmicos y registros de un pozo en la cuenca Sinú Offshore.	47
Figura 13. Sistemas petrolíferos y patrones de migración en suroccidente del Caribe.	50
Figura 14. Oportunidad de hidrocarburos en las cuencas Guajira y Guajira Offshore.	52
Figura 15. Consumo energético de un FPSO durante un año productivo.	59
Figura 16. Producción de una FPSO durante su vida operaria.	60
Figura 17. Actividad actual y prospectos offshore en el mar Caribe Colombiano.	61

Figura 18. Diagrama de flujo de proceso convencional en una plataforma petrolera offshore.	64
Figura 19. Velocidad promedio anual del viento en m/s medida a 100 m de altura en la costa caribe colombiana.	67
Figura 20. Batimetría de las costas colombianas.	68
Figura 21. Promedio anual de velocidad del viento a lo largo de la Costa Caribe entre los años 1979 y 2020.	69
Figura 22. Comparación de la disponibilidad de recursos entre las estaciones seca (a) y húmeda (b).	70
Figura 23. WPD promedio en la costa caribe entre los años 1979 – 2010.	72
Figura 24. Zona seleccionada #1: Alta Guajira.	73
Figura 25. Zona seleccionada #2: Chuchupa, Ballenas y nuevos prospectos.	74
Figura 26. Zona seleccionada #3: Costas de Galazeramba en Bolívar.	75
Figura 27. Zona seleccionada #4: Vientos de Cartagena.	76
Figura 28. Zona seleccionada #5: Aguas profundas de la ceunca Sinú Offshore.	77
Figura 29. Factor de forma K de la distribución Weibull para la velocidad del viento anual en la costa caribe colombiana.	78
Figura 30. Distribución de Weibull para la región de la Alta Guajira.	79
Figura 31. Curva de potencia de la turbina “NREL 5MW Offshore Reference” en SAM.	80
Figura 32. Distribución espacial de las turbinas en el parque eólico modelado.	81
Figura 33. Rosa de los vientos del departamento de La Guajira medida en el aeropuerto Almirante Padilla.	82
Figura 34. Costo nivelado de energía vs capacidad instalada.	94

LISTA DE CUADROS

Pág.

Cuadro 1. Caracterización de pozos en el sistema del Abanico del Magdalena (MFS).....	53
Cuadro 2. Prospectiva de hidrocarburos por descubrir en cuencas offshore de Colombia.....	54

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD DEL USO DE ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE COMO FUTURA FUENTE DE SUMINISTRO ENERGÉTICO PARA LAS OPERACIONES COSTA AFUERA EN EL MAR CARIBE COLOMBIANO EN DIFERENTES ESCENARIOS DE ACTIVIDAD HIDROCARBURÍFERA. *

AUTOR: CRISTIAN CAMILO MONTIEL HOYOS, CARLOS DAVID PORTILLO DIAZ**

PALABRAS CLAVE: offshore, potencial, viento, energía eólica, data sintética, seguridad energética, LCOE.

DESCRIPCIÓN: Colombia es un país que actualmente reúne varios esfuerzos desde la academia y las empresas para crear sistemas energéticos resilientes y que posean diversidad entre sus recursos naturales; por eso en este estudio primeramente lugar se estudiaron las diferentes características geoquímicas y sedimentarias de las cuencas offshore del país. Seguidamente, se estudió la actualidad de las plataformas petroleras nacionales a través de la información disponible de los sitios web del gobierno, datos de exploración e informes estadísticos. Posteriormente, se estimó de manera aproximada la cantidad de energía requerida para abastecer los procesos necesarios de la plataforma con base en casos teóricos de estudio. En segundo lugar, se mapeó el potencial eólico en las mismas zonas mencionadas anteriormente para idear una metodología de generación de energía eléctrica para abastecer la demanda actual y entregar el excedente a la red, en donde la región Caribe se destaca como uno de los sitios más favorables de América Latina, con velocidades de viento promedio anual Clase 7 que se acercan a los 10 m/s; de acuerdo con la última información e informes disponibles, los próximos años serán el punto de partida para las ya conocidas cuencas Sinú-San Jacinto, Colombia y Guajira Offshore. Al final de esto, se obtuvieron 5 escenarios diferentes dependiendo del tipo de fluido del reservorio y 3 pronósticos adicionales como resultado del crecimiento de la industria oil and gas offshore. Este trabajo evidencia un camino para iniciar la inclusión de las energías renovables como un aliado idóneo para lograr los objetivos de producción con menos emisiones de CO² posibles, mientras la idea de transición energética se hace realidad en el contexto colombiano.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Giovany Montes Páez MSc. Ingeniería de Hidrocarburos. Codirector: Camilo Andrés Guerrero Martin MSc. Ciencia y Tecnología de Polímeros.

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF THE FEASIBILITY OF USING OFFSHORE WIND ENERGY AS A FUTURE SOURCE FOR SUPPLY OIL AND GAS OFFSHORE OPERATIONS IN THE COLOMBIAN CARIBBEAN SEA WITH DIFFERENT SCENARIOS OF HYDROCARBON ACTIVITY*

AUTHOR: CRISTIAN CAMILO MONTIEL HOYOS, CARLOS DAVID PORTILLO DIAZ**

KEY WORDS: offshore, wind potential, synthetic data, renewable, LCOE, energy security.

DESCRIPTION: Colombia is one of the countries which are building relationships between the academic researching and companies to build resilient energy systems that use the natural resources potential; on this work, the current affairs of offshore oil rigs in Colombian basins was studied through available information of government web sites, exploration information and statistical reports. Subsequently, the amount of energy required to supply the necessary processes of the platform was roughly estimated based on theoretical cases of study and field data. At the same time, the greater wind potential is placed at the same region where La Guajira area stands out as one of the most favorable sites in Latin America, with Class 7 annual average wind speeds that near 10 m/s, which is due to the Vientos Alisios. Secondly, evaluating all of above together, a methodological model of generation for supply the energy demand and deliver the excess to the grid was devised; additionally, analyzing the current behavior of local oil and gas industry and reservoir engineering, a forecast was generated to expand the concept of energy security. Finally, the potential use of wind farms for the generation of eolic resource was evaluated though scenarios simulations. It is supported in conformity with the last information and reports available, next years will be the point of start for some offshore Colombian basins, as Sinú-San Jacinto basin, Colombia basin, and Guajira offshore basin. At the end of this, the results were 5 different sceneries depending on reservoir fluid type and 3 additional forecasting as the result of oil offshore industry growing. This work evidences a road for starting the inclusion of renewable energies as a suitable partner for achieve the objectives of production with less possible CO₂ emissions, while the idea of energy transition becomes a reality in the Colombian context.

* Degree work

** Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School.

Director: Erik Giovany Montes Páez, MSc. Hydrocarbons Engineering. Co-director: Camilo Andrés Guerrero Martin, MSc. Polymers Science and Technology.

INTRODUCCIÓN

Las reservas actuales de gas en Colombia presentan un panorama poco alentador para el abastecimiento energético del país de cara a los próximos años, contando con poco más de 2,9 TPC en reservas probadas de gas, las cuales proveerán energía para, aproximadamente, 8 años más. Los esfuerzos de la nación en exploración de yacimientos de gas se centran actualmente en las aguas del mar Caribe, como principal prospecto para sumar reservas y postergar la pérdida de la autosuficiencia en términos de gas natural.

Las plataformas de producción offshore suelen alimentarse energéticamente empleando parte de la producción diaria del hidrocarburo, además de que, en pozos productores de crudo, el gas producido se reinyecta al yacimiento para estimular la producción de más aceite. En aras de sostener, e incluso aumentar, el abastecimiento para el país, se plantea la posibilidad de implementar energía eólica para suplir el gasto energético operacional de las plataformas, tanto para perforación, como para producción y todos los equipos de superficie.

Para el desarrollo de esta alternativa, se planea realizar el diseño de complejos de turbinas eólicas, las cuales se instalarán en altamar usando las tecnologías actuales de instalación de plataformas offshore, aprovechando el vasto potencial de generación presente en las aguas del mar Caribe y que abastecerán de energía a las plataformas para su operación. La implementación de esta tecnología podrá también abrir las puertas a nuevos proyectos exploratorios, dando mayores posibilidades al descubrimiento de nuevas reservas costa afuera.

Gran parte de este proyecto se concentra en la determinación de la viabilidad de construir y poner en operación un parque eólico de esas magnitudes, teniendo en cuenta aspectos técnicos y económicos, que hagan rentable el desarrollo de esta tecnología. Además, una de las principales 2 ventajas de ejecutar este tipo de proyectos radica en la reducción considerable de emisiones a la atmósfera,

contribuyendo así al compromiso de las naciones de frenar el cambio climático. Para el diseño, simulación y el cálculo del Costo Nivelado de Energía (LCOE) se hace uso de la herramienta System Advisor Model (SAM).

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL

Determinar la viabilidad del uso de la energía eólica offshore como futura fuente de suministro energético para plataformas costa fuera en el Mar Caribe colombiano en diferentes escenarios de actividad hidrocarburífera.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar las oportunidades que existen para la exploración y explotación de hidrocarburos en el mar Caribe colombiano.
- Proyectar el posible consumo energético aproximado de las actividades petrolíferas vinculadas a la exploración y explotación de hidrocarburos en el mar Caribe colombiano en base a casos teóricos y aplicaciones de campo a nivel mundial.
- Determinar el potencial eólico asociado a las áreas de estudio planteadas de potencial desarrollo.
- Elaborar escenarios de inserción de proyectos piloto de granjas eólicas como fuente de suministro eléctrico para suplir la demanda bajo un análisis técnico, económico y ambiental.

2. GENERALIDADES

El desarrollo y el uso de la energía eólica tuvieron lugar en la historia por primera vez al menos hace 3000 años, principalmente para moler granos o para bombear agua. Sin embargo, fue hasta el siglo XIX que se sentaron las bases de los aerogeneradores que, hoy en día, son vistos como el ícono de este tipo de generación energética¹. No obstante, ha conllevado mucho tiempo para que puedan ejecutarse grandes proyectos que involucren esta tecnología en el abastecimiento energético de las regiones donde se implementen, teniendo en cuenta que desde los finales del siglo XVIII hasta la actualidad los combustibles fósiles y los avances a su alrededor, trazaron un camino de aumento constante de su participación dentro de la matriz energética mundial. Actualmente, debido a los esfuerzos que hacen los países y las empresas en hacer parte de la transformación energética y de la ingeniería sostenible, se ha convertido en un objetivo poder introducir fuentes renovables que provean la demanda requerida, propiciando un auge en su potenciamiento y un abaratamiento en su costo.

Actualmente la demanda energética y de diferentes productos que se obtienen a través del crudo, crece a grandes medidas, por lo que en muchos países se busca extraer este recurso de otras maneras, como lo representa la explotación offshore. Una plataforma en el mar supone grandes retos y un gran despliegue de ingeniería para su funcionamiento, donde un aspecto muy importante a tratar es el suministro energético de toda la estructura. En respuesta a esto, se ha innovado en tecnologías capaces de responder de la misma forma en la que lo hacen los métodos convencionales, las cuales se han encaminado a la sostenibilidad y el desarrollo de energías renovables.

¹ BURTON, Tony; SHARPE, David; JENKINS, Nick; BOSSANYI, Ervin. Introduction. En: Wind Energy: Handbook. 2da edición. Jon Wiley & Sons. 2001. p.1.

2.1 PLATAFORMAS OFFSHORE

Según Speight², la construcción de estructuras offshore es una propuesta costosa y se utilizan plataformas de perforación exploratorias móviles para perforar pozos y determinar la presencia o ausencia de petróleo crudo y gas natural en la locación. De encontrarse petróleo y / o gas natural en cantidad suficiente, entonces el pozo se tapa hasta que se instala una plataforma de producción permanente.

Las operaciones en alta mar incluyen el transporte de petróleo crudo y gas natural desde su punto de producción hasta las refinerías y plantas en tierra. En la plataforma de producción se lleva a cabo muy poca refinación de petróleo crudo y gas natural; el nivel de procesamiento se limita al tratamiento del petróleo crudo para el transporte. El gas natural también se puede transportar, pero usualmente se reinyecta en el yacimiento para mantener la energía del yacimiento y estimular la producción de más aceite.

La exploración, perforación y producción de petróleo crudo y gas natural implican una amplia gama de tecnologías, que son similares en muchos casos a las utilizadas en la exploración y producción terrestres. Sin embargo, las actividades en alta mar deben incluir tecnologías adicionales que se relacionen con el medio marino. A diferencia de las operaciones de petróleo crudo y gas natural en tierra, las operaciones en alta mar implican meteorología, arquitectura naval, amarre y técnicas de fondeo, así como flotabilidad, estabilidad y asiento del buque o plataforma.

² SPEIGHT, James. Offshore Platforms. En: Subsea and Deepwater Oil and Gas Science and Technology. Gulf Professional Publishing, 2015, p. 71-72.

2.1.1 Plataformas de perforación offshore. Como menciona Speight³, en alta mar se utiliza una amplia gama de estructuras diferentes, dependiendo del tamaño y profundidad del agua y que requieren una gran experiencia en construcción e inversiones.

Hay dos tipos de plataformas de perforación en alta mar: las que se pueden mover de un lugar a otro, lo que permite perforar en múltiples ubicaciones, y las que se colocan de forma permanente. Las plataformas móviles se utilizan a menudo con fines de exploración porque son mucho más económicas que las plataformas permanentes. Una vez que se han encontrado grandes depósitos de petróleo y gas natural, se construye una plataforma permanente para permitir su extracción.

Algunas de las características deseables aplicables a las unidades de perforación exploratoria, como los movimientos limitados de la estructura y las buenas características de mantenimiento en un entorno relativamente severo, son igualmente aplicables a Unidades de producción de petróleo crudo y gas natural. Algunas plataformas de perforación pueden utilizarse para perforar y producir petróleo crudo y gas natural. Sin embargo, sea cual sea el propósito, el offshore moderno debe ser una estructura grande que sea capaz de transportar la maquinaria necesaria para perforar en busca de petróleo crudo y gas natural a través de pozos en el lecho marino y albergar a los trabajadores. Dependiendo de las circunstancias, la plataforma de perforación puede estar unida al fondo del océano, consistir en una isla artificial o estar flotando.

Los fluidos del pozo contienen una mezcla de aceite, gas, arena y agua salada. Esta mezcla se procesa en la plataforma para (al menos) agua y sólidos para que el fluido cumpla con las especificaciones de la tubería para el transporte de fluidos; el fluido del pozo también puede ser transportado a la costa por un buque cisterna

³ SPEIGHT, James. Offshore Platforms. En: Subsea and Deepwater Oil and Gas Science and Technology. Gulf Professional Publishing, 2015, p. 72-80.

Las formas más comunes de estructuras de perforación son barcazas de perforación y barcos de perforación, plataformas elevadoras o jackup, plataformas semisumergibles y unidades sumergibles.

Una **barcaza de perforación** es una gran plataforma flotante, que debe ser remolcada de un lugar a otro y se utiliza principalmente para la perforación en aguas poco profundas, que generalmente ocurre en lagos, pantanos, ríos y canales. Debido al diseño y la idoneidad para su uso en vías de aguas relativamente tranquilas, las barcazas de perforación no están construidas para resistir el movimiento del agua experimentado en situaciones de grandes aguas abiertas (oceánicas o mar agitado).

Por otra parte, un **buque de perforación** es un buque marítimo que ha sido equipado con aparatos de perforación y, a menudo, está construido sobre un casco de petrolero modificado y equipado con un sistema de posicionamiento dinámico para mantener su posición sobre el pozo. Además, el buque de perforación se puede utilizar como plataforma para realizar trabajos de mantenimiento o terminación de pozos, como la instalación de tuberías y revestimientos, instalaciones de árboles submarinos y taponado de pozos.

Figura 1. Buque de perforación en aguas surcoreanas.



Fuente: Recuperada de <http://www.shipspotting.com/gallery/photo.php?lid=2136531>

Una **plataforma elevadora** o **Jackup** es similar a una barcaza de perforación, con una diferencia: cuando la plataforma elevadora se remolca al sitio de perforación, tres o cuatro patas (que se pueden subir o bajar independientemente una de la otra) se bajan hasta que descansen en el fondo del mar. Esto permite que la plataforma de trabajo descansa sobre la superficie del agua, a diferencia de una barcaza flotante. Sin embargo, las plataformas elevadoras son adecuadas para aguas menos profundas, ya que no sería práctico extender estas patas hacia abajo demasiado profundo en la columna de agua. Estas plataformas suelen ser más seguras de operar que las barcazas de perforación, ya que su plataforma de trabajo está elevada por encima del nivel del agua.

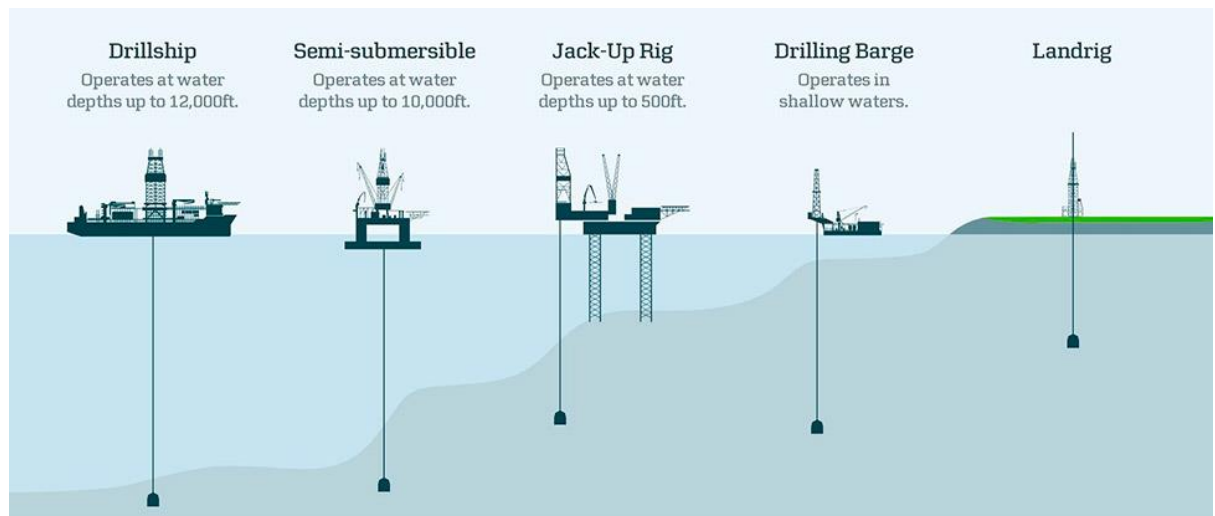
Las Jackup se utilizan en profundidades relativamente bajas, está diseñado para moverse de un lugar a otro y luego se ancla mediante el despliegue de las patas en el fondo. Una unidad autoelevadora se eleva por sí sola: las patas están colocadas en el fondo del océano y el equipo de perforación se eleva sobre la superficie del agua. La plataforma elevadora proporciona un entorno de perforación muy estable, en comparación con otros tipos de plataformas de perforación en alta mar, y puede perforar en aguas de hasta 350 pies de profundidad. Sin embargo, cuando se requiere perforar en aguas más profundas, los semisumergibles y los buques de perforación se convierten en una opción más lógica para las operaciones de exploración y desarrollo.

La **plataforma semisumergible** es una plataforma flotante que se apoya principalmente en grandes estructuras similares a pontones sumergidas debajo de la superficie del mar; las cubiertas se elevan 100 pies o más por encima de los pontones sobre grandes columnas de acero. Las unidades semisumergibles pueden operar en una amplia gama de profundidades de agua, incluidas aguas profundas y generalmente están ancladas con 6 a 12 cadenas de ancla, que están controladas por computadora para mantener la ubicación de la unidad. Un diseño típico tiene cuatro columnas conectadas en la parte inferior por un pontón con una sección transversal nominalmente rectangular. La plataforma se puede usar en

profundidades de 600 a 6.000 pies. Las plataformas semisumergibles ofrecen una serie de beneficios, que incluyen una gran capacidad de carga útil, sensibilidad limitada a la profundidad del agua, integración en el muelle y la capacidad de reubicar la plataforma después del abandono del campo.

Las **plataformas sumergibles**, también adecuadas para aguas poco profundas, son como plataformas elevadoras cuando entran en contacto con el fondo del océano. Consisten en plataformas con dos cascos colocados uno encima del otro. El casco superior contiene las viviendas de la tripulación, así como la plataforma de perforación real. El casco inferior funciona de manera muy similar al casco exterior de un submarino: cuando la plataforma se mueve de un lugar a otro, el casco inferior se llena de aire, lo que hace que toda la plataforma flote. Cuando la plataforma se coloca sobre el sitio de perforación, el aire sale del casco inferior y la plataforma se sumerge en el fondo del mar o del lago. Este tipo de plataforma tiene la ventaja de la movilidad en el agua, pero el uso generalmente se limita a áreas de aguas poco profundas.

Figura 2. Tipos de plataformas de perforación.



Fuente: Recuperada de <https://idec.ee/types-drilling-rigs.html>

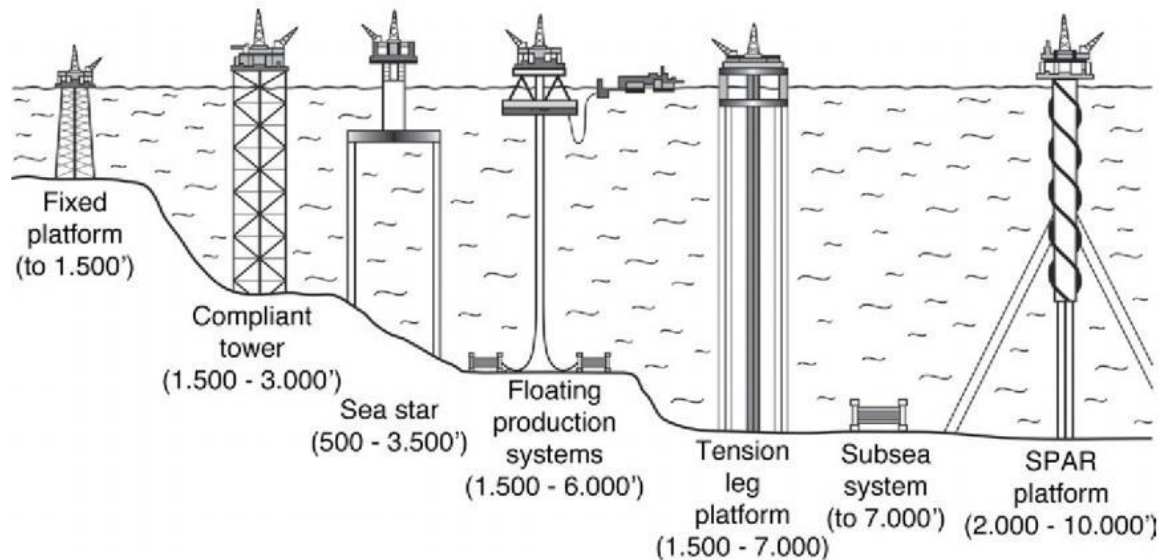
2.1.2 Plataformas de producción offshore. De acuerdo con Speight⁴, una plataforma de producción de petróleo es una gran estructura utilizada para albergar a los trabajadores y la maquinaria necesaria para perforar y luego producir pozos de petróleo y gas natural en el océano. A diferencia de una plataforma de perforación, se requiere que una plataforma de producción permanezca en la estación durante la vida útil de la plataforma o el proyecto, generalmente de 20 a 30 años. Durante muchos años, el método estándar para el desarrollo en alta mar fue utilizar una estructura fija basada en el fondo del mar, como una isla artificial o una plataforma hecha por el hombre, pero el uso de este enfoque en entornos de aguas profundas se ve obstaculizado por dificultades técnicas y económicas, desventajas que aumentan exponencialmente con la profundidad del agua.

A medida que la tecnología ha mejorado, la perforación y la producción en aguas más profundas se han vuelto factibles y económicamente viables. Las plataformas flotantes de producción deben estar amarradas para mantener su posición sobre el yacimiento de crudo y / o gas natural y, más específicamente, sobre el riser o el pozo que lleva el crudo y gas natural a la plataforma.

Además, todas las instalaciones de producción deben estar diseñadas para ejercer un impacto ambiental mínimo. Las plataformas petrolíferas más grandes apoyadas en lagos y en el mar se encuentran entre las estructuras móviles más grandes del mundo y existen distintos tipos de plataformas: Compliant Tower (CT), Plataforma Fija (FP, por Fixed Platform), Sistema de Producción Flotante (FPS, por Floating Production System), Plataforma SPAR, Sistema Submarino, Plataforma TLP (Tension-Leg Platform) y otras instalaciones.

⁴ SPEIGHT, James. Offshore Platforms. En: Subsea and Deepwater Oil and Gas Science and Technology. Gulf Professional Publishing, 2015, p. 80-98.

Figura 3. Diferentes tipos de plataformas petroleras según la profundidad de columna de agua.



Fuente: SPEIGHT, James G., et al. Handbook of Offshore Oil and Gas Operations Gulf Professional Publishing is an Imprint of Elsevier.

Una **plataforma fija**, en adelante FP (Fixed Platform), consiste en una estructura tubular de acero, sostenida por pilotes clavados en el lecho marino, con una plataforma colocada en la parte superior. La plataforma proporciona espacio para cuartos de la tripulación, plataformas de perforación e instalaciones de producción. Estas plataformas están, en virtud de su inmovilidad, diseñadas para un uso a muy largo plazo. Las plataformas basadas en la gravedad aprovechan el gran tamaño y la masa pesada para soportar el peso de las instalaciones de superficie. Una FP es económicamente viable para su instalación en profundidades de agua de hasta aproximadamente 1,500 pies; cuando la profundidad del agua excede estos límites, los CT o plataformas de producción flotantes son más funcionales y eficientes.

Una **Compliant Tower** (CT) consiste en una torre estrecha y flexible y una base apilada que puede soportar una plataforma convencional para operaciones de

perforación y producción. Las CT están diseñados para soportar deflexiones y fuerzas laterales significativas, y generalmente se usan en profundidades de agua que van desde 1,500 a 3,000 pies. El diseño de las CT es más flexible (de ahí su nombre) que las estructuras terrestres convencionales para hacer frente mejor a las fuerzas del mar; puede balancearse al rededor del 2% de la altura. A pesar de su flexibilidad, el sistema CT es lo suficientemente resistente para soportar condiciones de huracán.

Un **Sistema de Producción Flotante** (FPS, por sus siglas en inglés: Floating Production System) suele ser un barco grande equipado con instalaciones de procesamiento y amarrado a un lugar durante un período prolongado. El equipo de procesamiento se ubica a bordo de la cubierta de la embarcación, y almacenamiento de hidrocarburos debajo en el doble casco. Después del procesamiento, el sistema almacena petróleo o gas antes de descargarlo periódicamente a buques cisterna o enviar petróleo procesado a través de tuberías. Debido a que estos sistemas se pueden mover, son una solución más económica para campos más marginales, ya que la embarcación se puede mover a otro desarrollo y volver a desplegar una vez que el campo original se haya agotado. El sistema generalmente está conectado a múltiples pozos de producción submarinos y recolecta el petróleo y / o gas natural a través de una serie de tuberías en el campo. Los cabezales de pozo están en el fondo del océano y conectados a la plataforma de superficie con elevadores de producción diseñados para adaptarse al movimiento de la plataforma. El FPS se puede usar en profundidades de agua de 600 a 6,000 pies.

Una **plataforma con patas de tensión** (TLP) se refiere a la plataforma que se mantiene en su lugar mediante cables tensados verticales conectados al fondo del mar mediante plantillas aseguradas con pilotes. Las TLP son similares a las FP convencionales, excepto que la plataforma se mantiene en el lugar mediante el uso de amarres mantenidos en tensión por la flotabilidad del casco. Este método amortigua los movimientos verticales de la plataforma, pero permite movimientos horizontales. Las instalaciones de superficie del TLP y la mayoría de las

operaciones diarias son las mismas que para una plataforma convencional. Los TLP se utilizan en profundidades de agua de hasta aproximadamente 7,000 pies. El TLP típico es un diseño de cuatro columnas que se parece a un semisumergible.

La **plataforma SPAR** consiste en un cilindro vertical único de gran diámetro que sostiene una plataforma. Tiene una parte superior típica de una plataforma fija, tres tipos de riser (producción, perforación y exportación) y un casco amarrado mediante un sistema de catenaria tensa de 6 a 20 líneas ancladas en el fondo del mar. Estos tipos de plataformas pueden operar en profundidades de agua de hasta 10,000 pies. El SPAR puede ser más económico de construir para plataformas pequeñas y medianas que el TLP, además de tener más estabilidad que un TLP ya que tiene un gran contrapeso en la parte inferior y no depende del amarre para mantenerlo en posición vertical. Una de sus principales ventajas sobre otras plataformas flotantes radica en la reducción de los movimientos de inclinación y elevación.

Los **sistemas de producción submarinos** son pozos ubicados en el fondo del mar, en lugar de en la superficie. Al igual que en un FPS, el petróleo se extrae del lecho marino y luego se "ata" a una plataforma de producción ya existente. El pozo se perfora con una plataforma móvil y, en lugar de construir una plataforma de producción para ese pozo, el gas natural y el petróleo extraídos se transportan por un tubo ascendente o incluso por tuberías submarinas a una plataforma de producción cercana. Esto permite que una plataforma de producción ubicada estratégicamente dé servicio a muchos pozos en un área razonablemente grande. Los sistemas submarinos se utilizan normalmente a profundidades de 7.000 pies o más, y no tienen la capacidad de perforar, solo extraer y transportar.

2.2 TECNOLOGÍA EÓLICA

De acuerdo con UPME & IDEAM⁵, la aplicación de proyectos de energía eólica se caracteriza por su bajo efecto negativo sobre el ambiente, transformando la energía cinética del viento en energía utilizable.

2.2.1. Tipos de tecnologías eólicas.

Entre las principales tecnologías eólicas para la generación se encuentran las turbinas de viento de eje horizontal onshore y offshore, las turbinas de viento de eje vertical y los concentradores de viento.⁶

Turbinas de viento de eje horizontal onshore

Son las más comerciales y distribuidas a nivel global. Normalmente se utilizan aerogeneradores con 3 aspas para la generación eléctrica. Representan el elemento principal de los parques eólicos, dado que son los encargados de la transformación de la energía. Este tipo de turbina es la base principal del conocimiento y el desarrollo de la tecnología que ahora se implementa en el ámbito offshore.

⁵ RUIZ MURCIA, Jose Franklyn; SERNA CUENCA, Julieta & ZAPATA LESMES, Henry Josue. Atlas de Viento de Colombia. IDEAM & UPME. Bogotá D.C. 2017, p. 123.

⁶ Ibid., p. 124.

Turbinas de viento de eje horizontal offshore

Básicamente poseen las mismas características de las turbinas onshore, teniendo que adaptarse con elementos de soporte o anclaje. Precisamente esos elementos son quienes permiten clasificar diferentes subestructuras usadas para otorgar estabilidad a la turbina. Dichas subestructuras basan su funcionamiento en los mismos principios de fijación y flotación de las plataformas petroleras offshore, y la implementación de unas u otras dependerá de la profundidad a la cual será ubicado el parque eólico.

Según menciona de Prado⁷, para las locaciones someras será mucho más común encontrar sistemas con fijación, es decir, que su apoyo lo realiza el fondo marino (Plataformas fijas, estructuras de gravedad, compliant tower, etc.); en cambio, en el caso de aguas ultraprofundas suelen escogerse estructuras flotantes, en las cuales el apoyo lo realiza el agua y no el fondo marino (TLP, SPAR, semisumergibles, FPS, etc.).

Turbinas de viento de eje vertical

En este tipo de turbina las palas rotan respecto a un eje central vertical, por lo que no es necesario ubicarlas respecto a la dirección del viento, además de que el tren de potencia, el generador y el transformador pueden ser puestos a nivel del suelo. Principalmente se tienen de 2 tipos: Darrieus (con aspas) y Savonius (con copas).

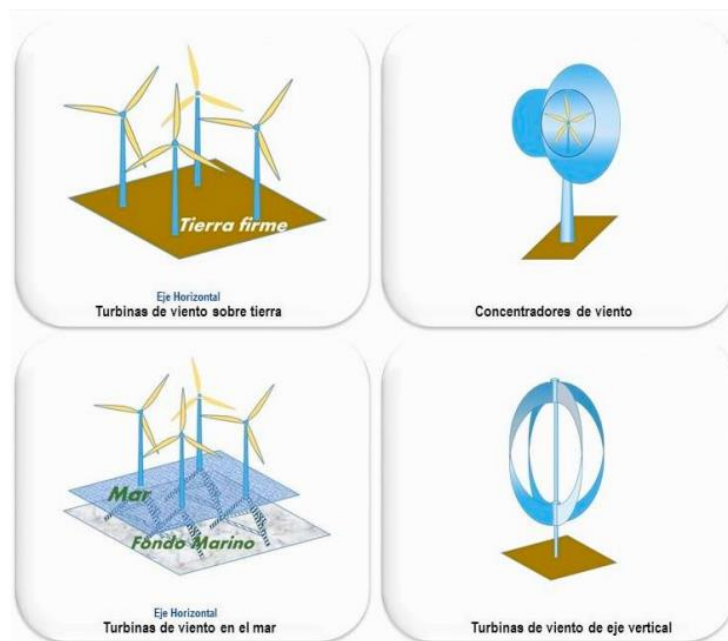
Entre las principales desventajas se tiene que no alcanzan un rendimiento igual al de aerogeneradores de eje horizontal, por lo que en la industria pierden mucho terreno.

⁷ DE PRADO GONZÁLEZ, Iker. Estudio de implantación de un parque eólico offshore flotante en la costa de Cantabria. Trabajo de investigación Ingeniería de los recursos energéticos. Santander, Universidad de Cantabria. Escuela Politécnica de Minas y Energía. 2018. p. 34.

Concentradores de viento

El concentrador de flujo eólico fundamenta su diseño en un túnel cónico con dos secciones circulares abiertas y transversales a la dirección del viento, en el cual se aplica el efecto Venturi; de tal forma, que el aerogenerador se ubica en la sección menor del túnel donde se ve aumentada la velocidad del viento, por el principio de continuidad⁸. Existe una amplia gama de rangos de potencia que no han logrado los niveles de desarrollo, capacidades y comercialización, de las aeroturbinas antes mencionadas.

Figura 4. Tipos de tecnologías eólicas.



⁸ ARCINIEGAS, Esneider; FLÓREZ, Elkin y Serano, Juan. Diseño y simulación de un concentrador de flujo para aumentar la potencia eólica disponible en un aerogenerador de baja potencia. En: Ciencia en Desarrollo. Tunja: Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, julio-diciembre de 2018. vol. 9, nro. 2. p. 3. Disponible en: https://revistas.uptc.edu.co/index.php/ciencia_en_desarrollo/article/view/8754

Fuente: RUIZ MURCIA, Jose Franklyn; SERNA CUENCA, Julieta & ZAPATA LESMES, Henry Josue. Atlas de Viento de Colombia. IDEAM & UPME. Bogotá D.C. 2017.

2.2.2. Ventajas y desventajas de instalar tecnologías eólicas. “La energía eólica no contamina, es inagotable y frena el agotamiento de combustibles fósiles contribuyendo a evitar el cambio climático”⁹. Al no existir un proceso de combustión, la generación de esta energía se convierte en un proceso muy conveniente desde el punto de vista ambiental.

De acuerdo con el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales de República Dominicana¹⁰, cada kWh de electricidad generada por energía eólica en lugar de carbón evita 0,60 kg de CO₂; 1,33 g de SO₂ y 1,67 g de NO_x (óxidos de nitrógeno). Un parque de 10 MW evita: 28480 toneladas de CO₂ al año y sustituye 2447 toneladas equivalentes de petróleo.

Existen diversos factores que limitan en cierta medida la capacidad de generación, tales como la alta intermitencia del recurso, dado que depende del sitio, hora, época del año y de las condiciones climáticas¹¹. Aunque se trata de una energía limpia, se necesita una gran inversión en infraestructura debido a la baja densidad de energía existente, lo que hace que se necesite cubrir una superficie muy grande para

⁹ MORENO CORTÉS, Paola Andrea. Energía eólica: ventajas y desventajas de su utilización en Colombia. Monografía Especialista en Gerencia Ambiental. Bogotá. Universidad Libre. Instituto de Posgrados de Ingeniería, 2013. p. 14.

¹⁰ MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES. Evaluación de Necesidades Tecnológicas para la mitigación y adaptación al cambio climático [en línea]. Santo Domingo. 2012. p. 103. [Consultado 15 de noviembre de 2021]. Disponible en: http://redacs.org/files/Informe%20TNA%20-ENT%20RD%20Agosto%202012_1.pdf

¹¹ UPME & IDEAM. Atlas de viento de Colombia. Bogotá. 2017. p. 124.

producir la energía requerida; sin embargo, demasiado viento tampoco ayuda, dado que, si el viento supera las especificaciones de la turbina, es obligatorio detener las aspas para evitar daños en la estructura, generando consigo el descenso de la producción de energía.

2.2.3 Componentes de un parque eólico offshore.

Sistema electromecánico

Dentro de un parque eólico se puede encontrar un complejo de transformación y transmisión de la energía desde el momento en el que se transforma el recurso energético eólico hasta su llegada a la red eléctrica. Desde este punto de vista, podemos encontrar en su orden dentro de la cadena encontramos el rotor aerodinámico, sistema de transmisión, generadores, interfaz electrónica de potencia, transformadores y finalmente la red de la zona.¹²

Rotor aerodinámico

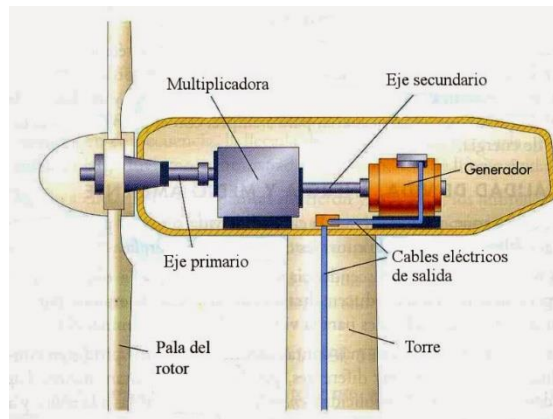
Este equipo es el destinado a la captura del WPD del viento en la zona y convertirlo en energía cinética; se trata de un arreglo de aspas que se unen al punto central de conexión o “hub” mediante uniones mecánicas. Se pueden encontrar rotores cuya matriz está compuesta de fibra de vidrio impregnadas de poliéster, donde el número de aspas varía según las necesidades del proyecto.

¹² LETCHER, TREVOR. Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines. London. Academic Press, Elsevier. (2017).

Sistema de Transmisión

Consiste en el arreglo mecánico que permite transmitir el movimiento hacia el generador de energía eléctrica, y consta de un eje que va conectado al rotor, un freno mecánico para detener el movimiento las aspas cuando se debe detener el generador; finalmente, una caja de transmisión cuya función consiste en convertir la rotación lenta de gran torque producidas por el rotor, en rotación rápida para el eje.

Figura 5. Componentes de una aeroturbina de eje horizontal.



Fuente: LETCHER, TREVOR. Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines. 2017.

Generadores

Es el componente electromecánico que se encarga de trocar la energía mecánica en eléctrica. Sus dos elementos principales son el rotor y el estator; este último consta, de un housing estático que está compuesto de bobinas en un patrón característico. En cambio, el rotor es la parte móvil responsable del campo magnético del generador de donde se obtiene la corriente eléctrica, posee un imán permanente o electroimán que le permite desempeñar esta función. En esta se encuentran principalmente dos tipos de generadores: sincrónicos (SG) y asíncrónicos o de inducción. Los primeros de estos son más costosos y complicados

que un generador asincrónico de un tamaño similar; sin embargo, a diferencia de los segundos, no necesitan corriente de magnetización reactiva, razón por la que no necesita compensación energética que provenga de la red¹³. Lo anterior resulta en severas perturbaciones y pérdidas al momento de convertir y transportar la energía hacia la red, no obstante, pueden ser optimizadas a través de reguladores de voltaje que imitan el estado estable y las características transitorias de un generador sincrónico convencional¹⁴.

Interfaz electrónica de potencia

Una vez se obtiene la energía eléctrica proveniente del generador, se necesita de un regulador que facilite la entrada de esta al sistema de distribución de la región, lo cual es la principal función de esta unidad. En otras palabras, se puede describir su función principal como ajustar las condiciones de la electricidad recibida del generador a las que la red requiere para su comercialización de manera costo efectiva y de fácil mantenimiento. Dentro de sus otras funciones se encuentran actuar como capacitor que suple de potencial reactivo si el generador es de tipo asincrónico o como convertidor de frecuencia de corriente alterna (AC)/corriente directa (DC).

Sistema estructural

Otro elemento muy importante en el diseño de un proyecto offshore de energía eólica radica en la estructura sobre la que estarán ubicados el gran aerogenerador y todo el sistema electromecánico. Incluso, con el objetivo de aprovechar el mayor potencial energético a mayores alturas, estructuras contemporáneas de energía

¹³ Ibid.

¹⁴ CHEEMA, K. M. A comprehensive review of virtual synchronous generator. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020.

eólica son más altos y tienen mayor capacidad de producción energética¹⁵, debido a los grandes retos de ingeniería y factores climatológicas que suponen las estructuras en altamar.

2.3 PRINCIPIOS DE LA ENERGÍA EÓLICA

Primeramente, es necesario diferenciar tres conceptos fundamentales: el viento, la energía eólica y el potencial en la energía. El viento se define como el aire atmosférico en movimiento, el cual es ubicuo y uno de los elementos físicos básicos de nuestro medio ambiente. Por su parte, la velocidad que posee define su fuerza y está directamente relacionada con la cantidad de energía que existe en el viento, la cual es energía cinética. Es importante destacar que dicha velocidad es diferente dependiendo de la ubicación geográfica y las condiciones de la zona, lo que se debe a la variación en la absorción diferencial de los rayos de luz por el suelo, los tipos de rocas, las condiciones de agua y humedad, y la vegetación¹⁶. Para poder hacer viable el aprovechamiento de esta gran fuente de energía, es muy importante disponer de una fuente regular de los mismos, tal como las costas marinas que disponen de este diariamente; adicionalmente, también involucra variables como la velocidad del aire y su masa.

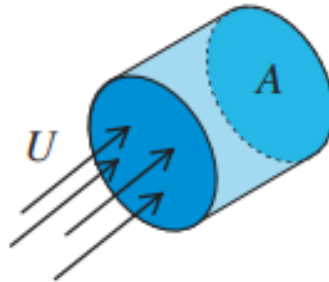
La energía eólica consiste en la cantidad de movimiento que se puede aprovechar a partir del desplazamiento del aire para ser convertida en electricidad. En cambio,

¹⁵ STAVRIDOU, N; KOLTSAKIS, E & BANIOTOPOULOS, C. Structural analysis and optimal design of steel lattice wind turbine towers. Proceedings of the Institution of Civil Engineers - Structures And Buildings. 2019, vol. 172, no. 8, p. 564-579.

¹⁶ LETCHER, TREVOR. Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines. Academic Press, Elsevier. 2017.

el potencial es la variación de esta energía en el tiempo, en un área de interés específica. Para ilustrar una cuantificación de este potencial energético se puede considerar un área de volumen A por donde atraviesa un flujo U en un dt .

Figura 6. Esquema de flujo continuo de aire U a través de un área determinada en un lapso.



Fuente: tomado de LETCHER, TREVOR. Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines. 2017.

De la figura tenemos que el flujo másico está dado por la siguiente expresión donde ρ es la densidad, el área A y la velocidad de flujo U:

$$\frac{dm}{dt} = \rho \cdot A \cdot U \quad (1)$$

Considerando que la energía eólica es la energía cinética proveniente del movimiento, se puede definir de la siguiente forma:

$$E_k = \frac{1}{2} \cdot m \cdot U^2 \quad (2)$$

Al derivar la anterior expresión respecto a la masa e igualándola con la primera, se obtiene un término general para evaluar el potencial debido al viento:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot U^3 \quad (3)$$

Finalmente, se puede establecer un término que exprese qué tanto potencial hay por unidad de área, mejor conocido como densidad del potencial eólico (WPD, por sus siglas en inglés), el cuál es un parámetro fundamental para poder evaluar la posibilidad de plantear proyectos con estos intereses.

$$WPD = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U^3 \quad (4)$$

Esta expresión explica la importancia de la velocidad del viento en el sistema, al exhibir un comportamiento potencial cúbico cualquier variación que presente resultará cambios drásticos en los datos que serán analizados para estudiar la viabilidad del desarrollo de un proyecto. Dentro de dicha ecuación, la densidad del aire es función de la presión, temperatura y la humedad, cuyas variaciones no son significativas en el impacto del cálculo del recurso eólico¹⁷; por su parte, para modelar el comportamiento del flujo eólico U y su varianza, son estimados mediante los parámetros estadísticos de Weibull que a su vez dependen del número de datos que sean tomados para el análisis, para lo que se usa el método de máxima similitud (ML method, por sus siglas en inglés)¹⁸.

2.4 PANORAMA GLOBAL ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA

De acuerdo con el reporte de REN21¹⁹, el mundo agregó un récord de 93 GW de capacidad de energía eólica en 2020, liderado por China y Estados Unidos. Ambos

¹⁷ CHADEE, X. T., & CLARKE, R. M. Large-scale wind energy potential of the caribbean region using near-surface reanalysis. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews. Elsevier, febrero de 2014. vol. 30

¹⁸ Ibid.

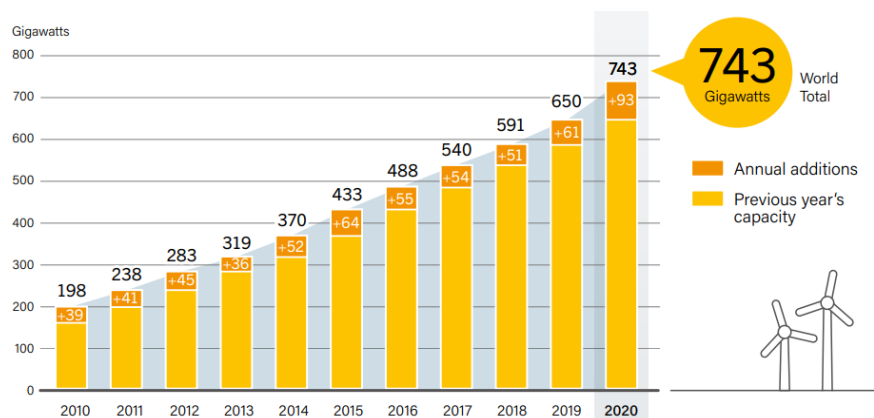
¹⁹ REN21. Renewables 2021 Global Status Report. 2021. p. 146.

países batieron récords nacionales de nuevas instalaciones, impulsados en parte por los cambios de política pendientes. El resto del mundo aumentó aproximadamente la misma cantidad que en 2019, pero varios países adicionales tuvieron años récord. Por primera vez, los gastos de capital globales comprometidos con la energía eólica marina en 2020 superaron las inversiones en petróleo y gas en alta mar.

La industria continuó enfrentando desafíos perennes exacerbados por la pandemia, pero mantuvo el impulso en la innovación tecnológica en la búsqueda continua de un costo de energía nivelado cada vez más bajo. Durante varios meses de 2020, las restricciones relacionadas con la pandemia interrumpieron las cadenas de suministro, hicieron que gran parte de la fuerza laboral de la energía eólica no estuviera disponible, dieron como resultado subastas pospuestas o canceladas y retrasos en las inversiones, y retrasos forzados o cancelaciones en la construcción de proyectos en muchos países, particularmente en el sector terrestre. Pero incluso con los desafíos sanitarios, económicos y políticos mundiales, a finales de año la capacidad total de energía eólica mundial aumentó un 14 % con respecto a 2019 y se acercó a los 743 GW (707,4 GW onshore y el resto offshore); esto era el doble de la capacidad en operación en todo el mundo solo seis años antes, a fines de 2014.

La energía eólica representó una parte sustancial de la generación de electricidad en varios países en 2020, incluidos Dinamarca (más del 58 %), Uruguay (40,4 %), Irlanda (38 %) y el Reino Unido (24,2 %).

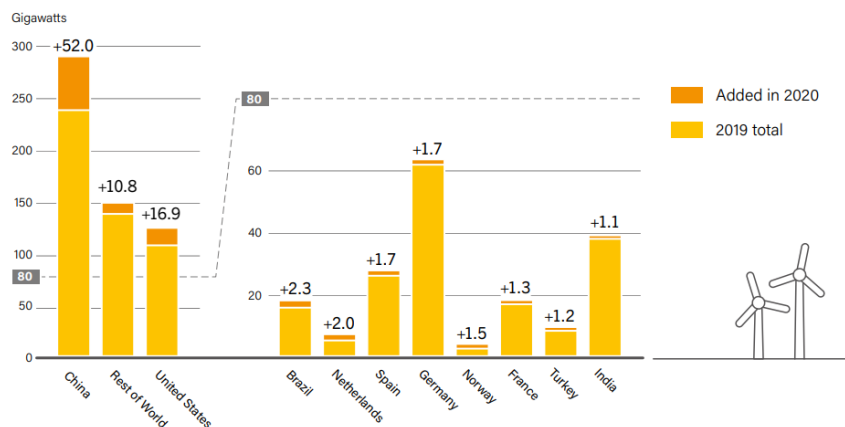
Figura 7. Capacidad de energía eólica global y adiciones anuales entre los años 2010 y 2020.



Fuente: REN21. Renewables 2021 Global Status Report. 2021. p. 146.

China amplió su liderazgo en nueva capacidad (tanto en tierra como en alta mar) y fue seguida de lejos por Estados Unidos, que estaba muy por delante de Brasil, los Países Bajos y España; estos cinco países juntos representaron un poco más del 80 % de las instalaciones anuales, con China y los Estados Unidos por sí solos responsables de casi el 74 %.²¹ Otros países entre los 10 principales en adiciones de capacidad total fueron Alemania, Noruega, Francia, Turquía e India. (Ver figura 10)

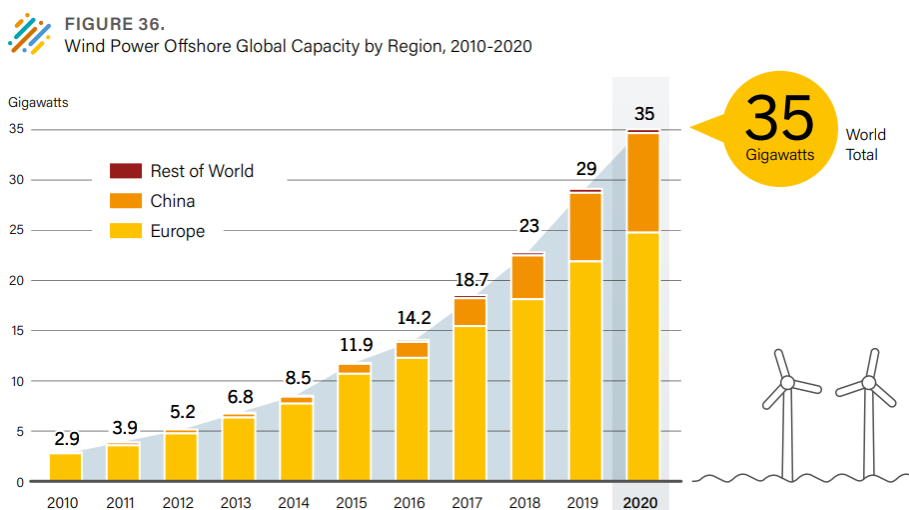
Figura 8. Top 10 países en capacidad de energía eólica añadida en el año 2020.



Fuente: REN21. Renewables 2021 Global Status Report. 2021. p. 147

2.4.1 Panorama global de la energía eólica offshore. En el segmento de energía eólica marina, cinco países de Europa y dos de Asia, además de Estados Unidos, conectaron casi 6,1 GW en 2020, aumentando la capacidad marina global acumulada a más de 35,3 GW. Las turbinas eólicas que operan en alta mar representaron el 6,5 % de toda la capacidad de energía eólica mundial recién instalada en 2020 (frente al 10 % en 2019) y representó el 4,7 % de la capacidad total a finales de año (frente al 5 % en 2019). China lideró el sector por segundo año consecutivo, representando poco más de la mitad de las nuevas instalaciones, y Europa instaló la mayor parte del resto.

Figura 9. Capacidad de energía eólica offshore por región, entre los años 2010 y 2020.



Fuente: REN21. Renewables 2021 Global Status Report. 2021. p. 153

2.5 ACTUALIDAD DE LA INDUSTRIA ÉOLICA

En 2020 se vincularon muchos nuevos participantes en el sector de la energía eólica, incluyendo empresas de combustibles fósiles, lo que conllevó a que los fabricantes y desarrolladores de turbinas eólicas se expandieran a nuevos sectores. Se continuó trabajando en la incorporación de la energía eólica en las redes interconectadas existentes, y mejorando las tecnologías que permitan aumentar la producción y reducir aún más el costo de la energía.

Según una estimación, desde la segunda mitad de 2019 hasta el mismo período de 2020, el costo nivelado de energía (LCOE) de referencia global de nuevos proyectos de energía eólica onshore cayó un 17 % (a un promedio de USD 41 por MWh) y un 1 % en alta mar (USD 79 por MWh). Las reducciones de costos son el resultado de varios factores, que incluyen turbinas más potentes y eficientes que pueden capturar más viento y economías de escala con proyectos más grandes, que reducen los costos por unidad de instalación, operación y mantenimiento.

La industria eólica ha visto más de 100 proveedores de turbinas a lo largo de los años, con un pico de 63 proveedores que informaron instalaciones durante 2013; el número ha disminuido rápidamente desde 2015, con 33 en 2019, pero podría haber aumentado ligeramente en 2020 debido a la avalancha de instalaciones en China. Los seis principales fabricantes capturaron el 75 % de la capacidad instalada en 2020 (frente al 64 % en 2017).

Los seis principales proveedores de turbinas en 2020 fueron Vestas (Dinamarca), GE Renewable Energy (GE, EE. UU.), Goldwind, Envision (ambos de China), Siemens Gamesa (España) y Mingyang (China), que en conjunto representan más de 63 GW de instalaciones. Vestas se mantuvo como primero por quinto año consecutivo, GE entregó volúmenes globales récord y se benefició de un mercado interno sólido, al igual que Goldwind (que también suministró más de 1 GW de turbinas para mercados extranjeros por primera vez), Envision y Mingyang. Siemens

Gamesa cayó del tercer lugar en 2019 al quinto en 2020, pero lideró el mercado offshore. Los fabricantes chinos ocuparon 10 de los 15 primeros lugares, gracias al espectacular aumento de las instalaciones en tierra de China; el papel de la mayoría de las empresas chinas más allá del mercado interno sigue siendo limitado.

En la tabla 1 se observan los 5 principales proveedores de turbinas y su respectivo volumen de instalaciones en el año 2020, incluyendo onshore y offshore.

Tabla 1. Principales proveedores de turbinas eólicas en 2020.

Puesto en el Ranking 2020	Fabricante	Instalaciones en 2020	Cambio respecto a 2019	Observación
1	Vestas	16,186 MW	-	Se mantiene líder por quinto año consecutivo
2	GE Renewable Energy	14,135 MW	+2	Subió de la 4ta posición en 2019
3	Goldwind	13,606 MW	-	Permanece en la 3. ^a posición por segundo año consecutivo
4	Envision	10,717 MW	+1	Subió desde la 5ta posición en 2019

Puesto en el Ranking 2020	Fabricante	Instalaciones en 2020	Cambio respecto a 2019	Observación
5	Siemens Gamesa	8,678 MW	-3	Bajó de la 2da posición en 2019

Fuente: modificada de GWEC releases Global Wind Turbine Supplier Ranking. 2020. Disponible en <https://gwec.net/gwec-releases-global-wind-turbine-supplier-ranking-for-2020/>

2.5.1 Actualidad de la industria eólica offshore. Los desarrolladores marinos están aprovechando las turbinas más grandes tan pronto como estén disponibles, con varios pedidos de estas megaturbinas durante 2020. Las turbinas más grandes y de mayor eficiencia significan que se requieren menos turbinas, cimientos, convertidores, cables, menos mano de obra y otros recursos. para obtener el mismo rendimiento, lo que se traduce en un desarrollo de proyectos más rápido, menor riesgo, menores costos de conexión a la red y de operación y mantenimiento, y un mayor rendimiento general, todo particularmente importante para el sector marino.

Las turbinas flotantes ofrecen el potencial para expandir las áreas donde la energía eólica marina es viable y económicamente atractivas porque se pueden colocar donde los vientos son más fuertes y consistentes, en lugar de donde la topografía del fondo marino es adecuada. Los costos son aproximadamente el doble de los de las turbinas de fondo fijo, pero continúan cayendo a medida que avanza la tecnología y el sector está listo para la comercialización completa. A fines de 2020, una turbina Vestas de 9,5 MW se convirtió en la más grande instalada hasta ahora para su uso en un proyecto flotante, frente a la costa de Escocia.

3. ANÁLISIS PANORÁMICO DE LOS RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS PRESENTES EN EL MAR CARIBE COLOMBIANO

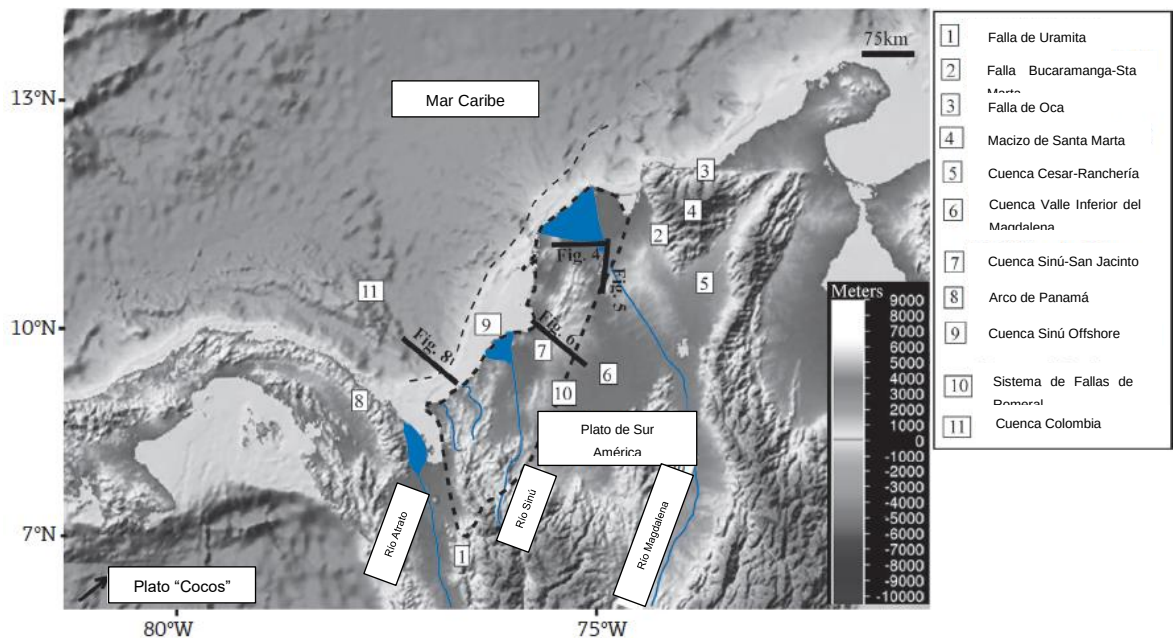
Colombia es un país de mucha abundancia en las diferentes cuencas hidrológicas que hay a lo largo y ancho del territorio. Esto permite tener una idea clara acerca de los diferentes ambientes de sedimentación que hay en las cuencas sedimentarias y el aporte de material que estas reciben; es por esto por lo que, para entender la construcción del modelo sedimentario de las cuencas marinas, es necesario conocer de dónde proviene su aporte. Según Alfaro & Holz²⁰, la primera etapa de sedimentación de la cuenca se caracterizó por un asentamiento de partículas continentales que fueron movidas a una restringida depositación marina durante un fallamiento en el triásico y jurásico; La segunda, tercera y cuarta etapa corresponden con la deposición de una amplia plataforma carbonatada en el Cretácico, una plataforma carbonatada arenosa durante el Paleoceno y una sedimentación fluvial carbonatada y de grano grueso durante el Eoceno. de grano grueso durante el Eoceno, respectivamente. Otra etapa se caracterizada por la elevación del nivel de base y la deposición de aguas profundas (turbiditas y sedimentos pelágicos/hemipelágicos) durante el Oligoceno. El Mioceno temprano y medio se caracterizó por la sedimentación de aguas poco profundas a fluvial durante el descenso del nivel de base, que fue controlado por eventos episódicos de inversión tectónica. Durante el Mioceno tardío reciente, la sedimentación consistió en depósitos terrígenos de grano grueso.

Adicionalmente, es importante destacar que a lo largo de las cuencas presente en la región noroccidental del país se encuentran recorridas por los ríos Magdalena,

²⁰ ALFARO, Esteban y HOLZ, Michael. Stratigraphic relationships between the Colombian, Sinú Offshore and Sinú-San Jacinto basins based on seismic stratigraphy. Brazilian Journal of Geology. 2014, vol. 44, nro. 4. pp. 607-625

Sinú y Atrato, en hay diferentes procesos geológicos que son un indicio para los modelos de fluidos presentes en las mismas en base a los ambientes sedimentarios. Así mismo, la continuidad de estas hacia el área offshore del país constituye parte fundamental del análisis para la comprensión de las diversas posibilidades en términos de recursos hidrocarbúricos de la zona. En la Fig. 10 se puede observar cómo están dispuestos estos ríos sobre el territorio nacional y sus características desembocaduras, en donde además se evidencia el largo recorrido de transporte que tienen parte de los sedimentos que hacen parte de los sistemas petrolíferos en el océano colombiano.

Figura 10. Influencia hidrológica en las cuencas sedimentarias del Caribe colombiano.

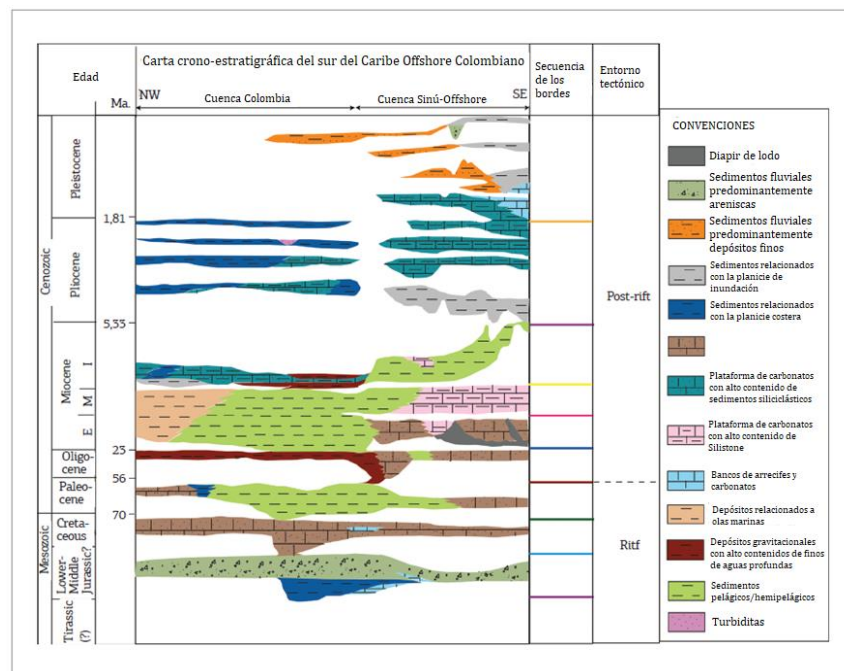


Fuente: ALFARO, Esteban y HOLZ, Michael. Stratigraphic relationships between the Colombian, Sinú Offshore and Sinú-San Jacinto basins based on seismic stratigraphy. Brazilian Journal of Geology. 2014, vol. 44, nro. 4. pp. 607-625

Adicionalmente, en el modelo planteado por estos autores, la columna estratigráfica de la cuenca Sinú San Jacinto, Sinú Offshore y Colombia evidencia una continuidad

extensa a lo largo de la misma que las correlaciona entre sí, por lo que es importante tener en cuenta las características geoquímicas de cada una para evaluar los posibles modelos de fluidos. En la figura 11 se pueden observar las columnas estratigráficas para dichas cuencas en las que se puede detallar que hubo una sedimentación continental a marina poco profunda; adicionalmente en la figura 12 se pueden observar el resultado de las compilaciones de datos sísmicos y de pozos que fueron vinculados mediante un sismograma sintético, restringido por el registro Sonic y datos de verificación. Por su parte, en trabajos como el realizado por Osorno y Rangel se pueden confirmar estos hallazgos a través del análisis de cores y muestras obtenidas a través de pozos perforados en el onshore y el offshore de las cuencas.²¹

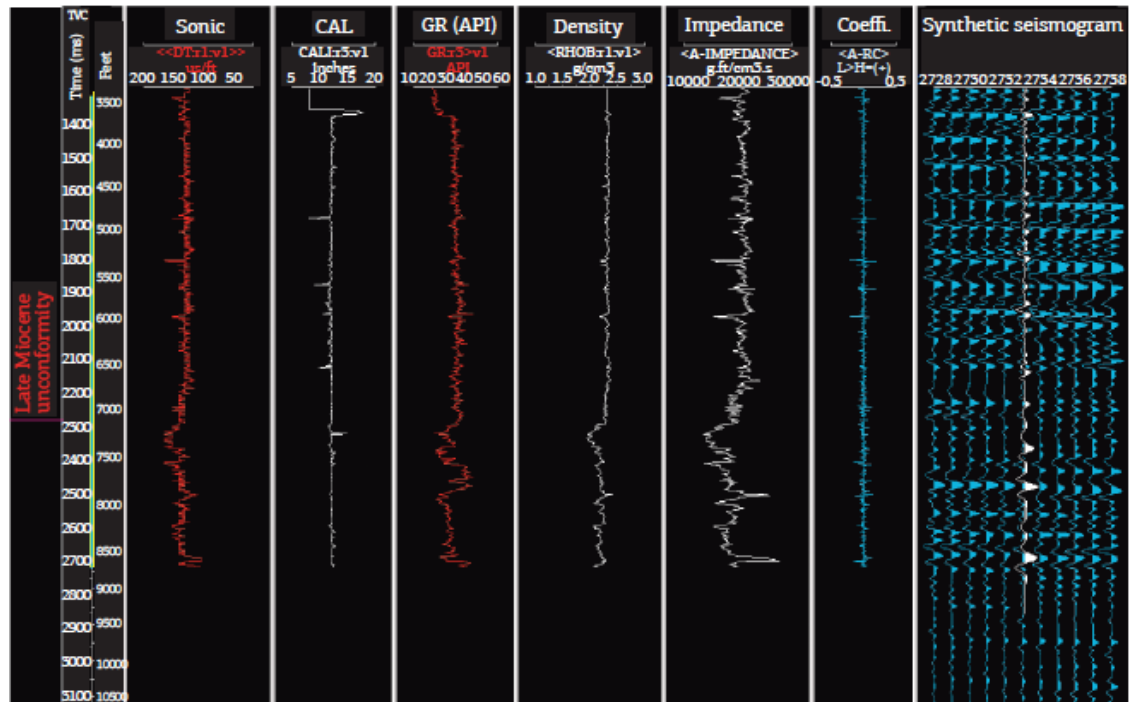
Figura 11. Carta estratigráfica de las cuencas Sinú Offshore y Colombia.



²¹ OSORNO, José y RANGEL, Antonio. Geochemical assessment and petroleum systems in the Sinú-San Jacinto Basin, northwestern Colombia. Marine and petroleum geology. 2015, vol. 65, pp. 217-231

Fuente: ALFARO, Esteban y HOLZ, Michael. Stratigraphic relationships between the Colombian, Sinú Offshore and Sinú-San Jacinto basins based on seismic stratigraphy. Brazilian Journal of Geology. 2014, vol. 44, nro. 4. pp. 607-625

Figura 12. Análisis sísmicos y registros de un pozo en la cuenca Sinú Offshore.



Fuente: ALFARO, Esteban y HOLZ, Michael. Stratigraphic relationships between the Colombian, Sinú Offshore and Sinú-San Jacinto basins based on seismic stratigraphy. Brazilian Journal of Geology. 2014, vol. 44, nro. 4. pp. 607-625

Dentro del estudio prospectiva de las cuencas offshore en nuestro país es conveniente analizar los resultados de los diferentes pozos que han sido perforados anteriormente con el fin de brindar información y realizar pruebas de producción para determinar los tipos de fluidos, capacidades de flujo, construcción geo-estructural y geoquímica, patrones de migración, entre otros factores. Osorno y Rangel plantean que “los datos de madurez en los aceites y filtraciones de la cuenca Sinú-San Jacinto, parecen disminuir de sur a norte; en general, los aceites situados

en el sur son más maduros que los situados en el norte.”²² En cuanto a los resultados geoquímicos de 20 muestras de gas, hubo evidencia de altas concentraciones de metano (97,4 - 99,9%), por lo que en su mayoría pueden clasificarse como gases secos. Algunas filtraciones han informado acerca de la coexistencia de petróleo y gas, con dudas aún si el principal origen del gas de biogénico o termogénico. En el caso del pozo Barranquilla-1, cuyo espesor de la formación Ciénaga de Oro, las rocas del yacimiento tienden a ser más gruesas; no obstante, el mejor net pay zone está en la formación Tubará. En la tabla 2 se encuentran consignados pozos representativos de la cuenca Sinú Offshore y Colombia que intervinieron en las conclusiones del mencionado estudio.

Tabla 2. Ejemplos de pozos offshore perforados en la cuenca Sinú Offshore.

Pozo	Fecha de descubrimiento	Yacimiento	Profundidad	Litología	Test de producción	Tipo de fluido
Fuerte-1	1977	Floresant o	7000'	Arenisc a	No comercial	Gas
San Bernardo-1X	1979	Floresant o	4200'	-	Muestra de aceite	Crudo
Barranquilla-1	1980	Hibáchar o	9875'- 9900' 10790'- 10810'	Arenisc a	1,8 MMSCF PD	Gas

²² OSORNO, José y RANGEL, Antonio. Geochemical assessment and petroleum systems in the Sinú-San Jacinto Basin, northwestern Colombia. Marine and petroleum geology. 2015, vol. 65, pp. 217-231

Cartagena-2	1977	Tubará	10892'- 10911'- 10438'- 10454'	Arenisc a	9,5 MMSCF PD	Gas
-------------	------	--------	---	--------------	--------------------	-----

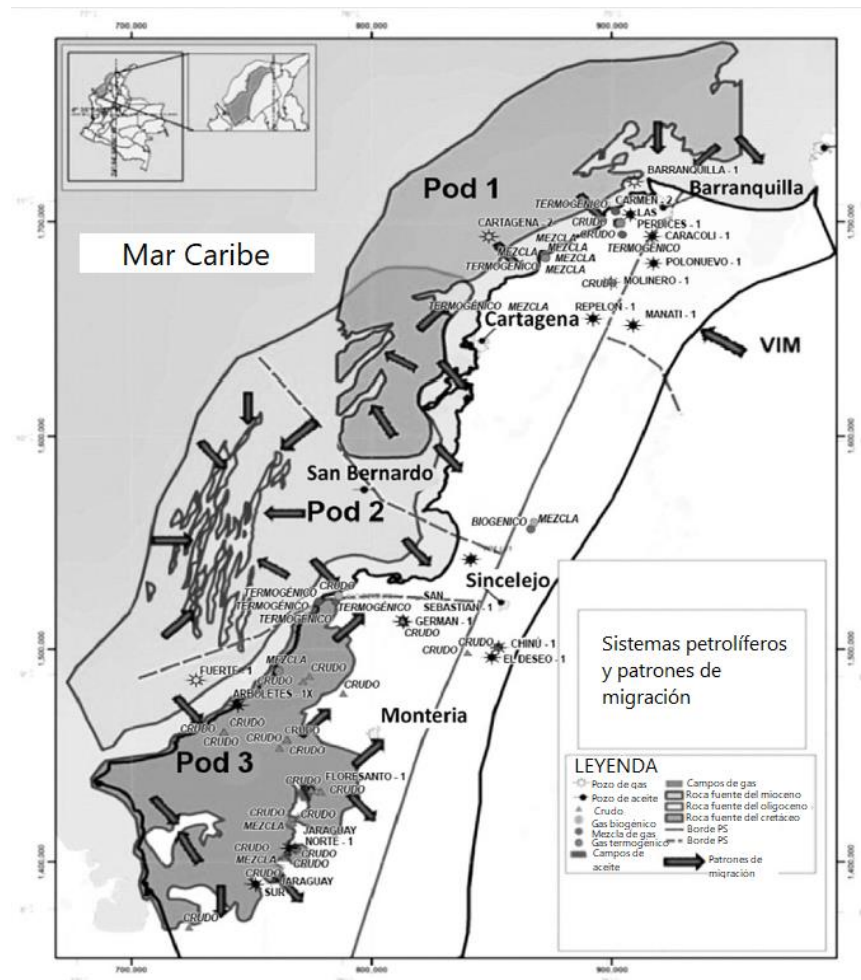
Fuente: OSORNO, José y RANGEL, Antonio. Geochemical assessment and petroleum systems in the Sinú-San Jacinto Basin, northwestern Colombia. Marine and petroleum geology. 2015, vol. 65, pp. 217-231

Por otro lado, en la figura 13 se puede observar la ubicación de estos pozos y los demás perforados en el onshore con el fin de construir una representación gráfica de todos estos tipos de pozos y los patrones de migración de los distintos centros de generación y maduración del hidrocarburo. De todos destaca el pozo San Bernardo ubicado en el Golfo de Morrosquillo, que es el único pozo offshore de la investigación en mostrar presencia de crudo. El aceite en estos está acumulado en areniscas y calizas de la formación Ciénaga de Oro y Porquero.

Otras de las cuencas presentes en el caribe colombiano son la cuenca Guajira y Guajira Offshore. Estas han sido una de las más tradicionales en la industria petrolera del país, y hoy por hoy sus campos representativos (Chuchupa y Ballenas) conjuntamente suponen alrededor del 8% (7% y 1%, respectivamente) de la producción nacional de gas según los datos más recientes de producción disponibles en el portal web de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH. El autor Rivera et al. estableció condiciones históricas sobre ese campo: “Chuchupa es un campo de gas seco en alta mar ubicado en la costa norte de Colombia, en profundidades de agua de 20 a 200 pies. El campo fue descubierto en 1973 y cubre un área de 113 km². La gravedad específica del gas es 0,56. La parte superior del depósito está a 5.200 pies bajo el mar. La presión inicial del yacimiento fue de 2535 psia. La producción actual de agua es solo vapor de agua a un promedio de 0,2

bbl/MMscf. En Chuchupa se han perforado un total de 17 pozos. OGIP que va de 4,3 a 5,8 Tscf²³

Figura 13. Sistemas petrolíferos y patrones de migración en suroccidente del Caribe.



Fuente: OSORNO, José y RANGEL, Antonio. Geochemical assessment and petroleum systems in the Sinú-San Jacinto Basin, northwestern Colombia. Marine and petroleum geology. 2015, vol. 65, pp. 217-231.

²³ RIVERA, Nestor, et al. Static and Dynamic Uncertainty Management for Probabilistic Production Forecast in Chuchupa Field, Colombia. En: SPE RESERVOIR EVALUATION & ENGINEERING. vol. 10, no. 04, p. 433-439

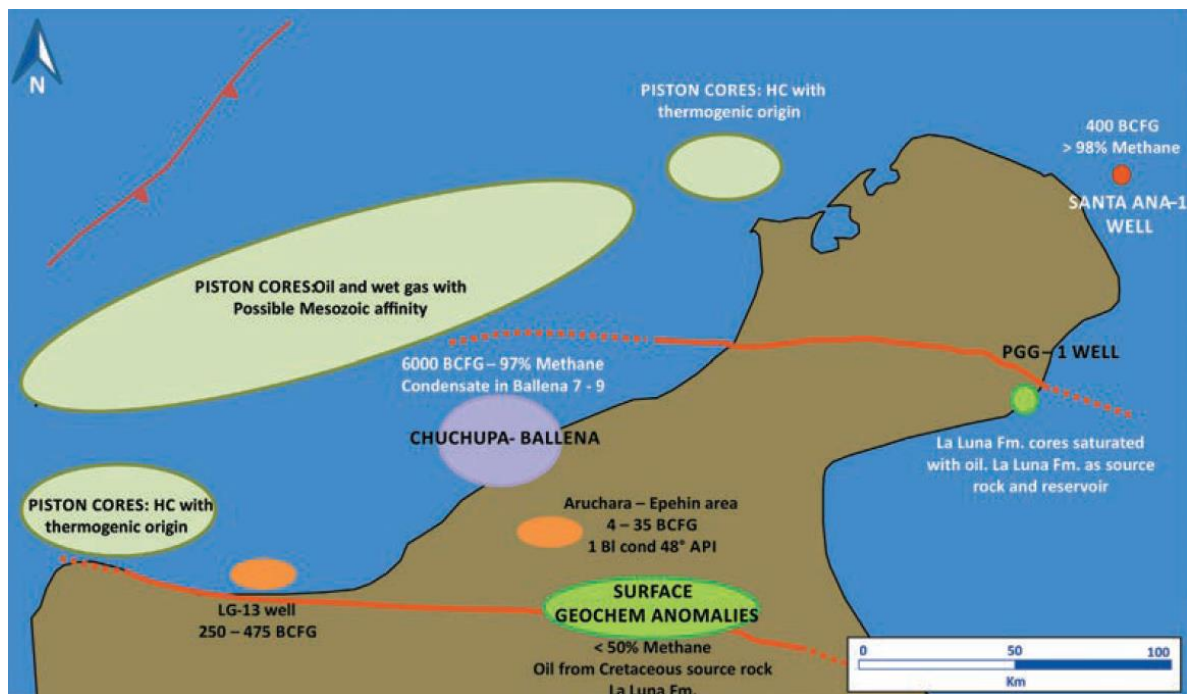
No obstante, la actualidad de estos antiguos afronta el avance de su etapa de maduración, lo cual ha propiciado nuevas campañas de exploración en las mismas, de modo que el país pueda obtener nuevos recursos significativos dentro de sus reservas; aun así, esto no ha evitado la incertidumbre alrededor de los fluidos presentes más allá de que la evidencia actual ha mostrado yacimientos de gas seco principalmente. Es por esto que es importante detallar los estudios como el realizado por Vargas et al. en 2012²⁴ que posteriormente fue profundizado en 2015²⁵ (Ramírez et al. 2015) para presentar resultados prometedores con sus análisis de la presencia de diferentes tipos de hidrocarburos a lo largo de la misma. En la figura 14 se puede observar que a medida que se alcanzan mayores profundidades en la costa norte frente a Riohacha y cercanías a Santa Marta en cuanto a lo que concierne a la zona de la Baja Guajira; en el offshore, pistón cores demuestran la presencia de gas húmedo en cercanías al final de la falla de Oca y también en mar adentro. Por su parte, es posible observar también en cercanías a la costa la presencia de gas con la muestra del pozo offshore LG-13, con pruebas de producción de 250 – 475 billones de pies cúbicos de gas, mientras que, en el onshore, el pozo Aruchara mostró una menor capacidad productiva pero pudo entregar 1 Bbl de aceite volátil de 48° API. En cuanto a la Alta Guajira, la tendencia es a generar gas seco con un contenido de metano superior al de Chuchupa y Ballenas (que posee fluidos provenientes de kerógeno tipo III), por encima del 98% en porcentaje molar, lo que

²⁴ VARGAS,Luz Stella; RAMIREZ,Victor and MORA,Cesar. Reevaluación de los sistemas petrolíferos en la cuenca guajira offshore en Colombia, con base en geoquímica de alta resolución en muestras de fondo marino y modelamiento de cuenca. En: 11th Simposio Bolivariano de Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas.(2012). cp-00097, 2012.

²⁵ RAMIREZ,Victor, et al. Petroleum Systems of the Guajira Basin, Northern Colombia. En: Memoir 108: Petroleum Geology and Potential of the Colombian Caribbean Margin.

es exhibido por el pozo Santa Ana – 1 con prueba de producción de 400 billones de pies cúbicos de gas. Adicionalmente, las rocas madre del Cretácico tardío (como algunas de la zona) se reconocen como rocas generadoras de petróleo de clase mundial generadoras de petróleo de clase mundial, que suelen contener kerógeno de tipo II.²⁶

Figura 14. Oportunidad de hidrocarburos en las cuencas Guajira y Guajira Offshore.



Fuente: RAMIREZ, Victor, et al. Petroleum Systems of the Guajira Basin, Northern Colombia. En: Memoir 108: Petroleum Geology and Potential of the Colombian Caribbean Margin.

²⁶ RAMIREZ, Victor, et al. Petroleum Systems of the Guajira Basin, Northern Colombia. En: Memoir 108: Petroleum Geology and Potential of the Colombian Caribbean Margin.

A esto se añade el informe realizado en 2018 por la UPME²⁷ en el que se mencionan aspectos muy importantes de las cuencas anteriormente analizadas. Por ejemplo, en el siguiente cuadro se pueden observar a pozos analizados anteriormente con datos relevantes como el porcentaje de contenido orgánico total (TOC%), la profundidad verdadera (T.D) y pruebas de presión en remarks.

Cuadro 1. Caracterización de pozos en el sistema del Abanico del Magdalena (MFS).

POZO	T.D	COT%	HIP	TMAZ 0°C	REMARKS
Cartagena 2	12.343	0.85-1.10		430-450	9.5 MPCG
Cartagena 2X	12.343	0.85-1.10		ro= 0.6	11.0 MPCG
Cartagena 3	14.870	0.90-1.20		430-452	40.0 MPCG
Ciénaga 1	12.000	0.41-0.98	42	431-437	
Barranquilla 1	12.027	0.27-1.20	110	412-437	1.8 MPCG
San Diego 1	10.250	1.00-1.07		420-427	ROCA INMADURA

Fuente: UPME. Evaluación de las cuencas y estructuración de escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales v4.0 13 de diciembre de 2018.

Por su parte, también se menciona que “los estudios efectuados confirman la existencia de un sistema gas – aceite en rocas del terciario, con características activas, evidencias de hidrocarburos en el offshore, se han registrado a partir del análisis de núcleos de piso oceánico (piston cores), manifestaciones de gases clasificados como de origen termogénico.” Incluso, el modelamiento geoquímico en la sección basinal indican la posibilidad de tener desde el rango de hidrocarburos normales (crudos) hasta condensados y gas seco en la roca fuente. Las cuencas del Caribe aún tienen mucho potencial a desarrollar, y solo la investigación apropiada y los nuevos proyectos de exploración permitirán corroborar las prospectivas que se tienen y se esperan como una gran posibilidad para el país.

²⁷ UPME. Evaluación de las cuencas y estructuración de escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales v4.0 13 de diciembre de 2018.

Cuadro 2. Prospectiva de hidrocarburos por descubrir en cuencas offshore de Colombia

VARIABLE	SINU OFFS	GUAJIRA OFFS	COLOMBIA	TOTAL
Total HC's generados	522.017	163.412	686.197	1.688.534
Total HC's disponibles	21.854	6.590	30.879	59.323
Total HC's descubierto	-	1.144	0	1.144
OOIP				
Recursos remanentes	21.854	10.536	30.879	63.269
YTF/OOIP ANH – 2015	4.311	2.107	6.176	12.554
% HC's entrampados	2	17	-	-

Fuente: UPME. Evaluación de las cuencas y estructuración de escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales v4.0 13 de diciembre de 2018.

4. ESTUDIO DEL SISTEMA ENERGÉTICO EN UN SISTEMA PETROLÍFERO OFFSHORE Y PLANTEAMIENTOS PARA EL CASO COLOMBIANO

Según Cassetti et al.²⁸, los análisis exergéticos y termoeconómicos son herramientas útiles para optimizar la eficiencia de todo el sistema. En definición, los análisis exergéticos son un método matemático basado en leyes termodinámicas y balances de energía; En particular, el análisis exergético se caracteriza por combinar la primera y la segunda ley de la termodinámica para generar una visión completa de la cantidad y la calidad de un proceso que involucra energía. Por otro lado, los análisis termoeconómicos permiten reducir costos a través de la descripción de gastos y su estructura en la instalación. Entonces, la exergía se trata del trabajo máximo obtenible que la energía puede ofrecer a la materia en su interacción dentro de los procesos.²⁹ En ³⁰, ³¹, ³²,³³ hay varios casos de análisis exergéticos para plataformas petroleras en alta mar que encuentran resultados importantes a considerar:

²⁸ CASSETTI, G.; COLOMBO, E. y ZIO, E. A Thermorisk framework for the analysis of energy systems by combining risk and exergy analysis. Energy conversion and management. 2016, vol. 117, pp. 281-288

²⁹ VOLDUND, Mari, et al. Thermodynamic performance indicators of offshore oil and gas processing: Application to four North Sea facilities. Oil and Gas Facilities. 2014, vol. 51.

³⁰ Ibid.

³¹ NGUYEN, Tuong-Van, et al. Energy efficiency measures for offshore oil and gas platforms. Energy (Oxford). 2016, vol. 117, pp. 325-340

³² NGUYEN, Tuong-Van, et al. Exergetic assessment of energy systems on North Sea oil and gas platforms. Energy (Oxford). 2013, vol. 62, pp. 23-36

³³ VOLDUND, Mari, et al. Exergy analysis of the oil and gas processing on a North Sea oil platform a real production day. Energy (Oxford). 2013, vol. 55, pp. 716-727

- Los resultados indican que el mayor consumo de energía eléctrica se debe principalmente al tren de compresión, que es responsable del 42 - 56% de la demanda total de energía en la mayoría de los casos.
- El proceso de inyección de agua salada generalmente requiere entre un 17 y un 23 % y una demanda de energía de aproximadamente 5,3 MW.
- La tercera mayor demanda energética de la instalación offshore es el proceso de recompresión de gas o bombeo de petróleo, dependiendo de la cantidad de gas extraído junto con el petróleo.
- La mayor parte de la entrada de energía y exergía a una plataforma marina corresponde a flujos de yacimiento extraídos a través de pozos.
- La mayor parte de la producción de energía y exergía está asociada con los flujos de petróleo y gas para su transporte e inyección.
- La alta relación gas/petróleo (GOR) en algunas plataformas otorga una gran importancia a las transformaciones de exergía y la destrucción de exergía en las secciones de compresión.³⁴
- El consumo específico de energía es proporcional a la parte de las emisiones específicas de CO₂ que se originan en la parte de procesamiento de petróleo y gas de la plataforma cuando se usa gas natural para la producción de energía.³⁵

En la tabla 3 se encuentra un resumen de todos los estudios consultados sobre la literatura y tiene un gran interés para esta investigación.

Se observa un comportamiento particular en el caso de la plataforma B, ya que, en lugar de su alto caudal de gas, tiene el menor consumo de energía, lo cual se debe a que en el proceso no fue necesaria una compresión y deshidratación adicional

³⁴ VOLDSUND, Mari, et al. Exergy analysis of the oil and gas processing on a North Sea oil platform a real production day. Energy (Oxford). 2013, vol. 55, pp. 716-727.

³⁵ Ibid.

luego de la primera etapa de separación³⁶. Supone una reafirmación del alto impacto de la compresión y recompresión en el consumo de energía y cómo las soluciones en torno a esta etapa generarán importantes reducciones en términos de eficiencia energética. En los casos de los equipos F, G, H, I, J, K, se evaluó el tipo de fluido considerando la composición de fluido de cada uno en el estudio donde fueron presentados³⁷ y su contenido de C7+. Para este estudio, se desarrollaron seis casos de simulación para obtener conclusiones sobre cómo el tipo y la composición del fluido pueden inducir cambios en la demanda de energía; además, para todos los casos se consideró un mismo modelo de inyección de agua.

Además, otros autores han establecido el análisis exergético para operaciones offshore. Por ejemplo, en ³⁸ Orrego et al. Se muestran casos de demanda de una instalación FPSO, donde se describe la demanda de energía y calor, la cual es satisfecha mediante simples turbinas de gas con unidades de recuperación de calor residual. Este requisito no se debe solo a la planta de procesamiento anterior, ya que también depende del tiempo que cambia la tasa de producción del pozo y la composición del fluido.

Estos autores explican una realidad para muchas instalaciones marinas: “exportar o importar electricidad desde tierra muchas veces no es una opción en las centrales eléctricas marinas”, y esa es la razón por la que se utilizan generadores de turbinas de gas.

³⁶ VOLDUND, Mari, et al. Thermodynamic performance indicators for offshore oil and gas processing: Application to four North Sea facilities. Oil and Gas Facilities. 2014, vol. 51.

³⁷ NGUYEN, Tuong-Van, et al. Exergetic assessment of energy systems on North Sea oil and gas platforms. Energy (Oxford). 2013, vol. 62, pp. 23-36

³⁸ FLÓREZ-ORREGO, Daniel, et al. Optimal design of power hubs for offshore petroleum platforms. Energy. 2021, vol. 235, pp. 121353

Tabla 3. Resumen de casos de estudio teóricos sobre evaluación energética en plataformas petroleras.

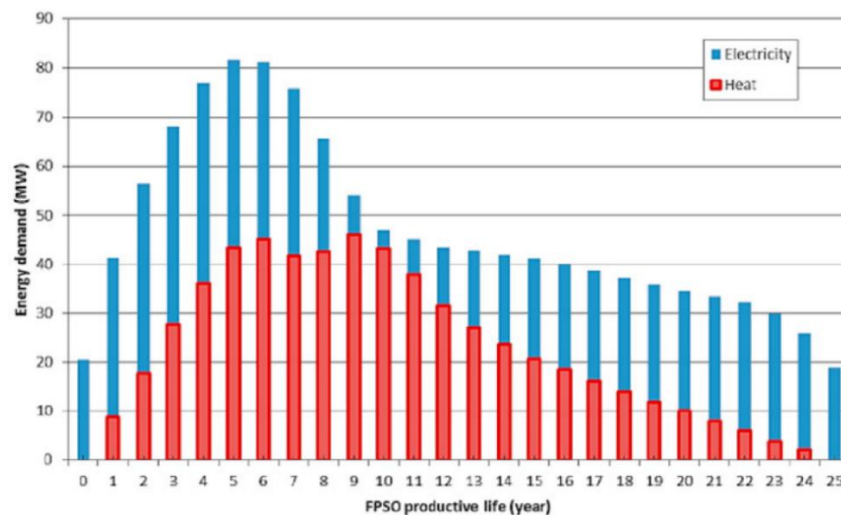
Caso de estudio	RIG A	RIG B	RIG C	RIG D	RIG E	RIG F	RIG G	RIG H	RIG I	RIG J	RIG K
Autor	Voldsunt et al. [5,6]	Voldsunt et al. [5,6]	Voldsunt et al. [5,6]	Voldsunt et al. [5,6]	Voldsunt et al. [8]	Nguyen et al. [7]	Nguyen et al. [7]	Nguyen et al. [7]	Nguyen et al. [7]	Nguyen et al. [7]	Nguyen et al. [7]
Tipo de fluido	Aceite	Gas y condensado	Aceite negro	Aceite volátil y gas	-	Gas retrogrado	Gas retrogrado	Aceite volátil	Aceite negro	Gas húmedo	Gas húmedo
Temperatura de yacimiento [°F]	176 – 188	147–231	123 – 161	131 – 165	-	159	159	159	159	159	159
Presión de yacimiento [psi]	1276 – 2393	1783–2248	188 – 1609	217 – 2712	-	2393	2393	2393	2393	2393	2393
GOR	2800	3200	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mantenimiento de presión	Inyección de agua y gas	-	Reinyección de gas	Reinyección de agua	Inyección de agua	Inyección de agua	Inyección de agua	Inyección de agua	Inyección de agua	Inyección de agua	Inyección de agua
Operación	20 años	10 años	10 años	20 años	+20 años	-	-	-	-	-	-
Demanda energética [MW]	25	5.5	30 (+ 10)	19 (+5)	23.8 (+10.2)	22.9	22.6	26.0	31.1	23.8	23.5
Fluidos de producción [std m³/h]											
Crudo/condensado	133	239	1106	280	132,5	614	548	843	1962	407	316
Gas	379000	763000	394000	63000	369000 ± (17000)	262000	228000	255000	139000	305000	319000
Agua de producción	67	12	250	1110	67 ± 5	60.9	82.5	38.0	30.2	41.4	41.6
Agua de mar para inyección	-	-	-	860	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia.

Para los cálculos se utilizaron las siguientes características: producción de petróleo de 150 000 BOPD y procesos de 6 000 000 m³ estándar de gas por día, inyecta 20 000 m³ de agua por día, almacena 2 000 000 Bbl de aceite, alojamiento para 110 personas y tiene una vida útil de 25 años. A pesar de esto, la generación de energía autosustentable es posible de 3 a 15 años en el mejor de los casos, lo que es una desventaja visible en este tipo de sistemas en comparación con su vida útil.

Además, un hallazgo importante del estudio en ³⁹ consiste en la relación entre la producción de petróleo y su demanda de energía. En los años iniciales, la demanda energética y de calor es proporcional al aumento de la producción en el tiempo. Sin embargo, los años siguientes están dirigidos por una reducción en el desperdicio de electricidad y, en consecuencia, en un requerimiento de calor. Finalmente, los últimos años se caracterizan por una alta demanda de electricidad incluso cuando termina la producción (como resultado de las operaciones upstream). A saber, la demanda de energía del caso FPSO estuvo entre 19 – 81 MW/año durante su vida productiva. Ver figura 15 y 16.

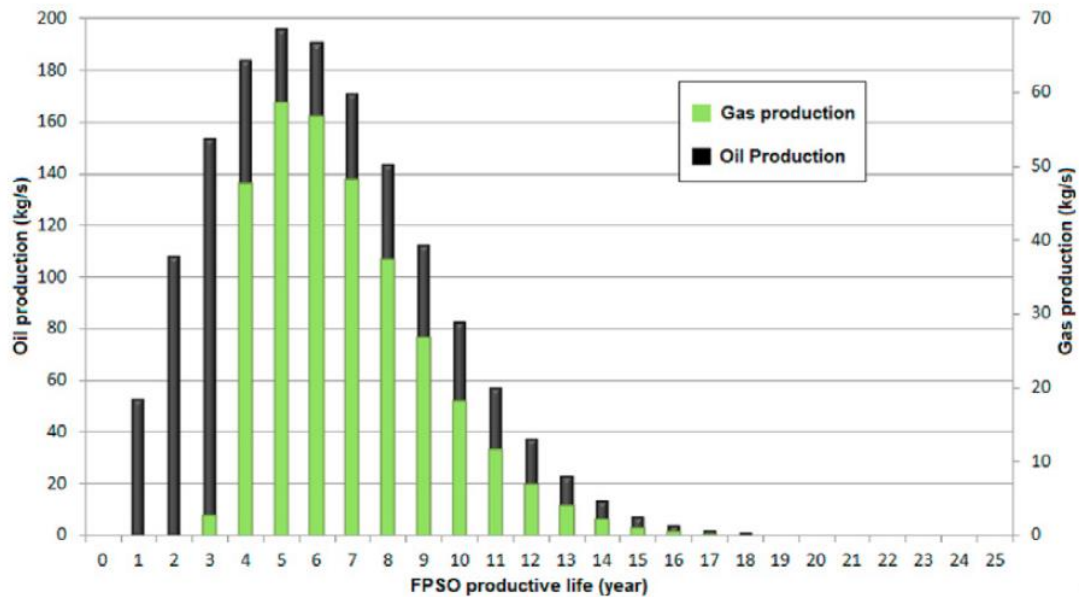
Figura 15. Consumo energético de un FPSO durante un año productivo.



³⁹ Ibid.

Fuente: FLÓREZ-ORREGO, Daniel, et al. Optimal design of power hubs for offshore petroleum platforms. Energy. 2021, vol. 235.

Figura 16. Producción de una FPSO durante su vida operaria.



Fuente: FLÓREZ-ORREGO, Daniel, et al. Optimal design of power hubs for offshore petroleum platforms. Energy. 2021, vol. 235.

Se construyó en Google Earth a partir del estudio en ⁴⁰, licencias ambientales y datos de informes de Ecopetrol, Promigas y ANH sobre nuevos hallazgos y proyectos en curso. Las marcas rojas se refieren a las principales perspectivas para los próximos años en términos de producción de petróleo y gas, suministro y seguridad de los recursos.

⁴⁰ MONTOYA O., Sandra J. and SANCHEZ O., Javier. Expect the unexpected: Geomechanics challenges in the Colombian Caribbean Offshore. En: ISRM 8th International Symposium Geomechanics. 2019. p. ISRM-05

reservas de gas con inversiones calculadas en US\$20 millones. A pesar de la tendencia actual, algunas investigaciones e informes importantes sugieren la presencia de sistemas de petróleo y gas en rocas de tipo terciario, gas termogénico y una amplia gama de fluidos. Por ello, es razonable proponer diferentes escenarios de soluciones energéticas a las distintas posibilidades de producción de fluidos y demandas de rendimiento de las instalaciones (las posibilidades cualitativas se evalúan respetando el estado real descrito anteriormente). Por esta razón, se eligieron cinco casos teóricos de la Tabla 3 para ser el ejemplo de demanda de energía de plataformas tipo de petróleo y gas de a las áreas correspondientes según el tipo de fluido esperado para cada modelo:

- Aceite negro. El caso más mejorable. Se seleccionó la plataforma I, como caso de simulación con datos sintéticos de composición y condiciones del yacimiento; contenido de C7+ es 39,6 en fracción molar, típico de un aceite negro. La demanda de energía para este tipo de plataforma es de 31,1 MW.
- Aceite Volátil. Caso poco demostrable. En este tipo se seleccionó la plataforma D, un caso de datos de campo con caudal real de inyección de agua para IOR, que permite una aproximación cercana a las condiciones reales. La demanda de energía para este tipo de plataforma es de 24 MW.
- Gas retrógrado. Caso demostrable. Se seleccionó la plataforma F. Caso de simulación con datos sintéticos. Contenido de C7+ de 12,3 en fracción molar. La demanda de energía para este tipo de plataforma es de 22,9 MW.
- Gas húmedo. Caso altamente demostrable. Se seleccionó Rig J, pero Rig B también era posible, pero era especial; en este caso, para hacer la menor cantidad de suposiciones y garantizar la mayor cantidad de similitudes entre los modelos, la decisión final fue para J. Contenido de C7+ de 7,01 en fracción molar. La demanda de energía para este tipo de plataforma es de 23,8 MW.
- Gas seco. Comportamiento real. Fue el caso más difícil de elegir, principalmente por la falta de información y variables insuficientes para

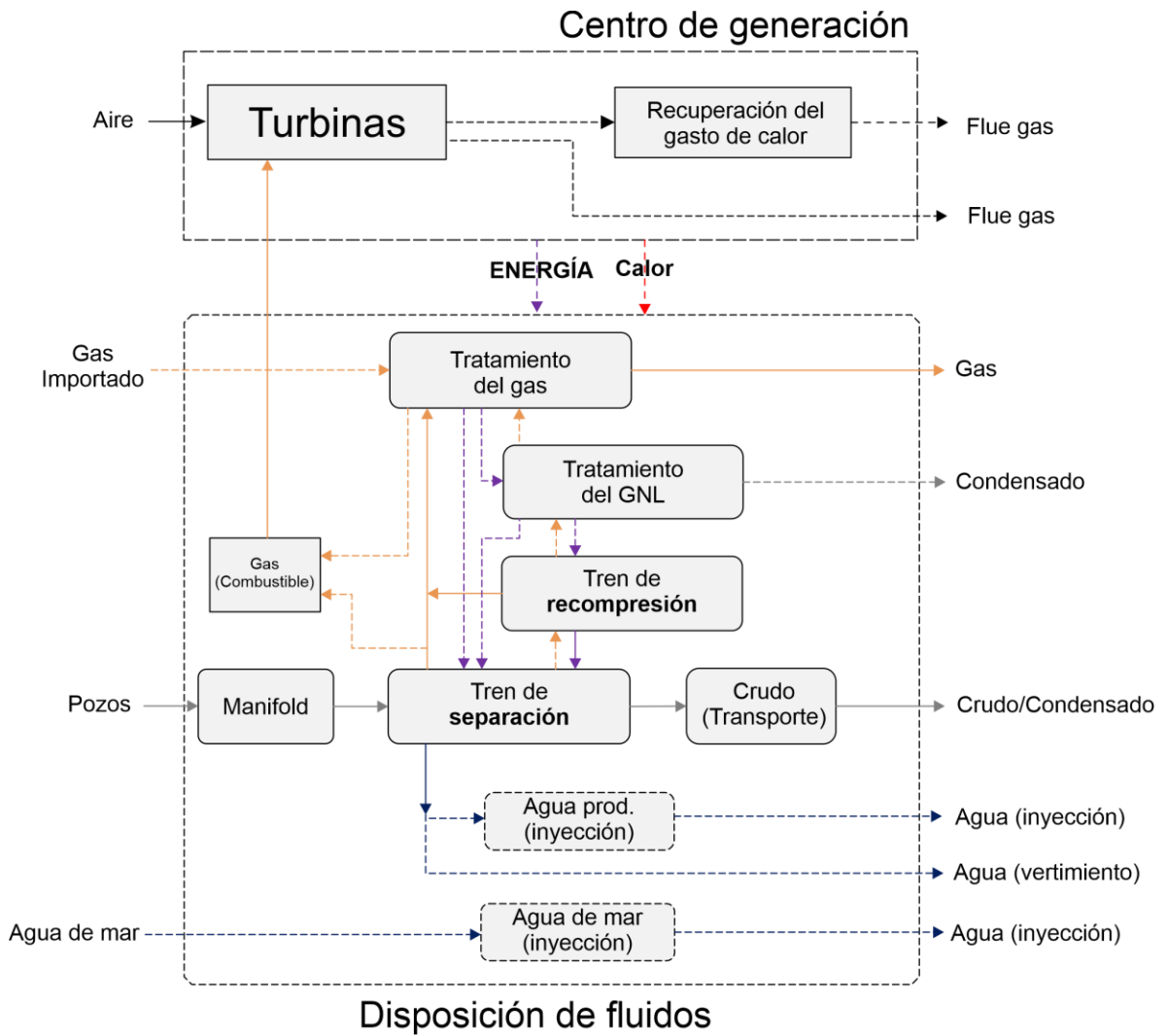
tipificar. Se asumió como el estudio más cercano por el menor valor de contenido de C7+ y tasa de aceite, al mismo tiempo que la mayor producción de gas. Es pertinente considerar que no se trata de describir la realidad de la mejor manera posible (se requieren más datos de campo disponibles). La demanda de energía para este tipo de plataforma es de 34 MW.

Con todo lo anterior en mente, se debe considerar un punto muy importante del cual se desprenden los análisis anteriores, y se trata del flujo de procesos dentro de una plataforma. En efectos de este estudio se considerará los planteamientos hechos por Nguyen et al.⁴¹ para explicar la forma en la que se usa y se produce la energía para cada uno de los casos de análisis, en la figura 18.

En los efectos de la presente investigación, se busca poder mejorar el apartado del “Centro de Generación” a través de la sustitución de los convencionales generados a gas (usualmente alimentado por la producción misma del campo). Esto supone no solo un incremento en la eficiencia para la producción de energía dentro del complejo, sino una estrategia útil para mitigar la generación de gases de efecto invernadero, principalmente del dióxido de carbono (CO²).

⁴¹ NGUYEN, Tuong-Van, et al. Energy efficiency measures for offshore oil and gas platforms. En: ENERGY (OXFORD). Dec 15, vol. 117, p. 325-340.

Figura 18. Diagrama de flujo de proceso convencional en una plataforma petrolera offshore.



Fuente: NGUYEN, Tuong-Van, et al. Energy efficiency measures for offshore oil and gas platforms. En: ENERGY (OXFORD). Dec 15,.vol. 117, p. 325-340

5. POTENCIAL DEL RECURSO EÓLICO EN ZONAS DE INTERÉS

De acuerdo con MinEnergía⁴², en 2018, la matriz eléctrica colombiana a partir de energías renovables fue de 50 MW (suficiente para abastecer una ciudad como Ibagué), lo que corresponde a menos del 1% de la electricidad total; en 2019, aumentó hasta los 180 MW, correspondientes al 1,5% del total. Para el 2022, se espera alcanzar el 10% del portafolio eléctrico del país, completando los 2500 MW.

Como mencionan Arce y Bayne⁴³, es necesario evaluar las oportunidades y desafíos que la inclusión y diversificación de fuentes, como la eólica marina, puede generar en Colombia. Al comenzar a delinear un plan para la energía eólica marina, se espera que se implemente una toma de decisiones más inclusiva y diversificada. Asimismo, conocer las oportunidades y desafíos de la energía eólica marina en Colombia podría acelerar el proceso para formular planes económicos para reducir las emisiones de dióxido de carbono.

En este capítulo se identifican las áreas marinas con mayor potencial eólico a lo largo de la costa caribe colombiana, en las zonas dónde se tenga o se proyecte producción de hidrocarburos, según lo planteado en el tercer capítulo de este documento. Además, se plantea la metodología a seguir para el desarrollo de un parque eólico en una de las zonas seleccionadas, que servirá para ejemplificar el

⁴² MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Página Principal. Bogotá D.C.

[Consultado: 5 de diciembre de 2021]. Disponible en:

<https://www.minenergia.gov.co/>

⁴³ ARCE, Laura and BAYNE, Stephen. Analysis of offshore wind energy in Colombia: Current status and future opportunities. En: International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT). vol. 9, issue 11, noviembre de 2020, p. 610. ISSN: 2278-0181.

procedimiento a realizar en cada área en diferentes escenarios de actividad hidrocarburífera e inversión estatal.

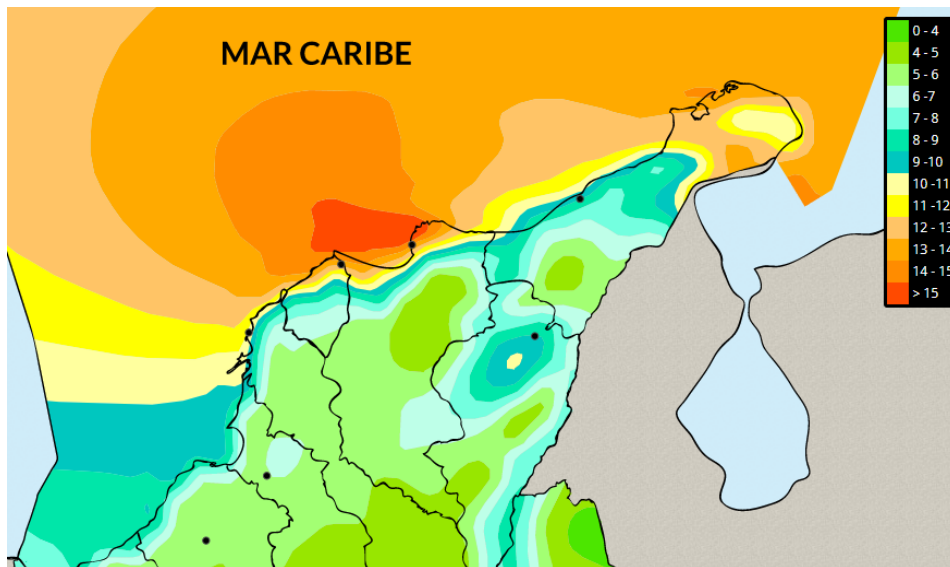
5.1 DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO DE UNA REGIÓN.

Existen diversos estudios que permiten estimar el potencial de una región en especial, haciendo uno de análisis de parámetros estadísticos usados para modelar las mediciones obtenidas en sitio. De acuerdo con The Renewables Consulting Group & ERM⁴⁴, “el potencial técnico se refiere a la capacidad máxima desarrollable de energía eólica costa afuera, la cual se basa en criterios técnicos clave, que incluyen la profundidad, la velocidad del viento y las fronteras nacionales”. Para la determinación de dicho potencial se recopiló información significativa de fuentes públicas de cada uno de los criterios mencionados, que permitió establecer las áreas más adecuadas para el establecimiento de proyectos eólicos.

5.1.1 Velocidad del viento. La velocidad del viento promedio en las zonas prospectivas se obtiene mediante la utilización de la herramienta Atlas de Viento de Colombia del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). Para este ejercicio se seleccionaron velocidades del viento medidas a 100 metros de altura, dado que se relacionan con la altura esperada del eje de los generadores de las turbinas eólicas que serán planteadas. Es de destacar que a lo largo de toda el área marítima de la costa caribe se van a encontrar velocidades del viento mayores a 8 m/s, llegando, en algunos casos, a superar los 15 m/s.

⁴⁴ THE RENEWABLES CONSULTING GROUP & ERM. Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia. 2022. p. 45.

Figura 19. Velocidad promedio anual del viento en m/s medida a 100 m de altura en la costa caribe colombiana.

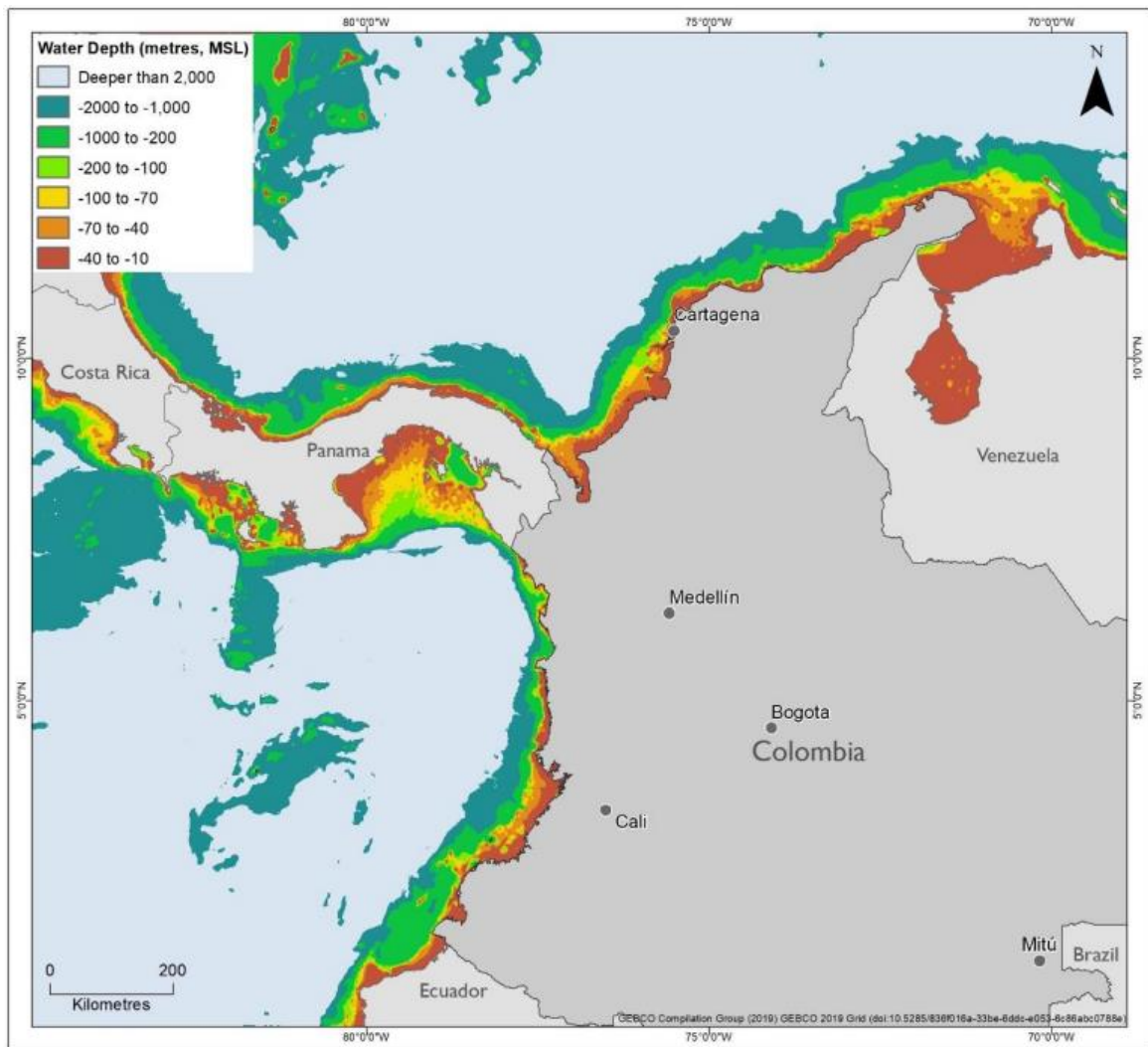


Fuente: Atlas Interactivo de Viento en Colombia. IDEAM.

5.1.2 Batimetría. Según información de The Renewables Consulting Group & ERM⁴⁵, las profundidades de la columna de agua superan los 70 m a lo largo de la mayor parte de la costa, sin embargo, estas profundidades llegan al rango de 100 m - 200 m con una mayor distancia a la costa. Las profundidades del agua continúan aumentando y llegan a superar los 1000 m aproximadamente entre los 50 y 100 km de distancia a la costa en gran parte del país. El conocimiento de estos datos se hace muy importante dado que es el criterio principal a la hora de elegir el tipo de cimiento a utilizar. Es precisamente el valor de 70 m el elegido para ser la profundidad clave, debajo de la cual se seleccionarán sistemas de fondo fijo, y por encima de éste se implementarán cimientos flotantes. En la figura 15 se observa la información batimétrica de las costas colombianas y otros países aledaños.

⁴⁵ Ibid., p. 49.

Figura 20. Batimetría de las costas colombianas.



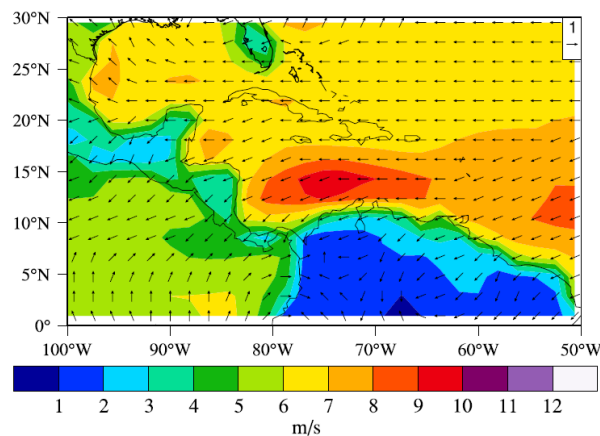
Fuente: THE RENEWABLES CONSULTING GROUP & ERM. Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia. 2022.

Para una estimación más precisa de la profundidad del agua en las zonas de interés, se hace uso de la herramienta Google Earth, que suministra información batimétrica puntual para áreas y coordenadas específicas.

5.2 SELECCIÓN DE ÁREAS OBJETIVO

La región del Caribe es considerada uno de los lugares más privilegiados en cuanto a la distribución del perfil de viento de manera constante y concentrada. Es importante señalar que, según el estudio de Chadee & Clarke⁴⁶, la Costa Caribe tiene uno de los mayores potenciales de generación a nivel mundial, y esta experimenta principalmente dos temporadas: la temporada húmeda (o lluviosa), la cual tiene lugar en los meses desde mayo a noviembre; y la temporada seca, entre diciembre y abril. Aparte de ello, los vectores que se evidencian en el gráfico son la representación de la dirección del viento en cada zona marítima en la que fueron medidos y su valor es unitario; además, la intensidad de este vector se observa mediante la distribución de colores señalada por la escala consultada dentro de la literatura, que considera la velocidad del viento en m/s.

Figura 21. Promedio anual de velocidad del viento a lo largo de la Costa Caribe entre los años 1979 y 2020.

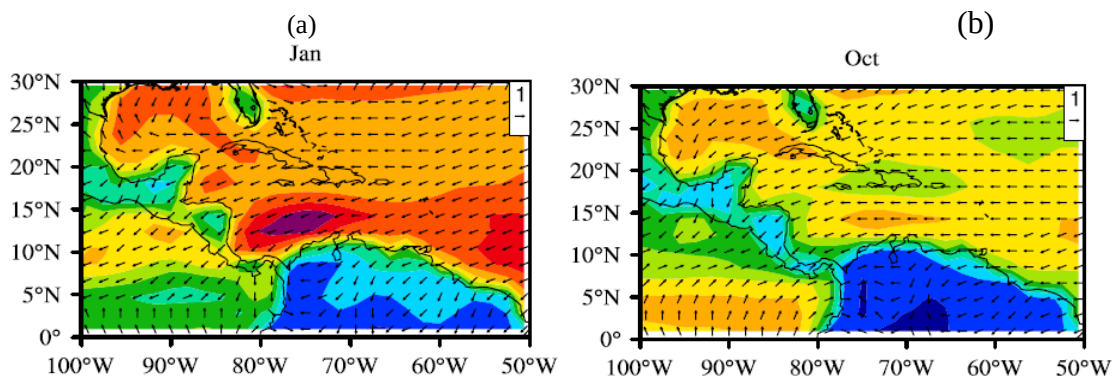


⁴⁶ CHADEE, X. T., & CLARKE, R. M. Large-scale wind energy potential of the caribbean region using near-surface reanalysis. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews. Elsevier, febrero de 2014. vol. 30, p. 48.

Fuente: tomado de CHADEE, X. T., & CLARKE, R. M. Large-scale wind energy potential of the caribbean region using near-surface reanalysis.

Otro aspecto fundamental que considerar para garantizar la seguridad energética de una determinada fuente es su disponibilidad durante las distintas épocas del año y estaciones. Luego, a través de la inspección de esta variación en la Costa Caribe, se encuentra que está protagonizada por dos estaciones dominantes que se alternan: la estación seca, o la estación lluviosa temprana. En el siguiente gráfico se puede observar el mes con mayor potencial energético debido a las altas velocidades en el viento y su dirección constante en la zona costera, con respecto al mes de menor actividad eólica:

Figura 22. Comparación de la disponibilidad de recursos entre las estaciones seca (a) y húmeda (b).



Fuente: tomado de CHADEE, X. T., & CLARKE, R. M. Large-scale wind energy potential of the caribbean region using near-surface reanalysis.

De estos comportamientos se puede inferir que los momentos de mayor aprovechamiento son los que se relacionan con las estaciones secas del año, como la que experimenta esta costa entre los meses de diciembre a abril. En consecuencia, en la zona del Caribe colombiano existe una dirección casi homogénea a lo largo de la costa, debido a los vientos provenientes de las

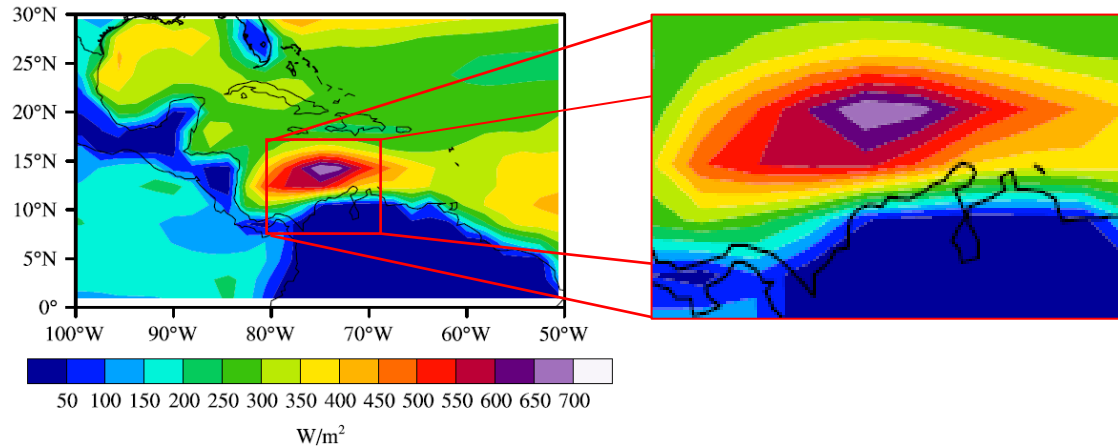
corrientes oceánicas que provienen del noroeste, donde se encuentra uno de los bordes divergentes de la geología mundial. Sumado a lo anterior, en los estudios realizados por Chadee y Clarke⁴⁷ se observa una tendencia climatológica bimodal en la que los meses de junio y julio presentan una breve estación seca entre los meses de invierno, donde vuelve a aumentar la velocidad media del viento. Según los autores, las Antillas Neerlandesas y las pequeñas islas del Caribe oriental son potencialmente buenos candidatos para el desarrollo de parques eólicos, debido a sus temporadas de vientos moderadamente fuertes con poca variabilidad. En cuanto a los vientos más fuertes, se presentan en la subregión 12-16°N, 70-78°O, donde existe jurisdicción marítima colombiana. En segundo lugar, pero no menos importante, Colombia cuenta con un entorno regulatorio adecuado para la inserción de este recurso, ya que el Ministerio de Minas y Energía publicó un proyecto de resolución que establece requisitos mínimos favorables para la venta de energía renovable por parte de los participantes del mercado mayorista. Para aumentar rápidamente la compra de energía renovable, también estipula que al menos el 10% de las ventas anuales de energía a los usuarios finales debe provenir de fuentes no convencionales, tanto en los mercados regulados como en los libres. Su obligación anual entrará en vigor a partir del 1 de enero de 2022⁴⁸. Además, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) emitió en 2018 la resolución 030 “Por la cual se regulan las actividades de pequeña autogeneración y generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional”, abriendo un amplio panorama para mejorar la oferta energética en diferentes industrias como la del petróleo y el gas para crear sistemas sinérgicos y sostenibles y hacer de la transición energética una oportunidad para el crecimiento energético global en el país.

⁴⁷ Ibid., p. 49-50.

⁴⁸ LEE, Joyce & ZHAO, Feng. Global Wind Report 2021. Global Wind Energy Council. Bruselas, Bélgica. 2021, p. 62-63.

Adicionalmente, el WPD del área en estudio se encuentra distribuido de la siguiente forma: El área de mayor potencial es la llamada “Caribbean Low-level jet”, cuyo WPD está entre 400-700 W /m² y se observa en el área resaltada de color morado, tal como lo muestra la escala.

Figura 23. WPD promedio en la costa caribe entre los años 1979 – 2010.



Fuente: modificado de CHADEE, X. T., & CLARKE, R. M. Large-scale wind energy potential of the caribbean region using near-surface reanalysis.

Teniendo en cuenta características geofísicas recolectadas, y el potencial eólico e hidrocarburiífero presente, se seleccionaron 5 diferentes zonas a lo largo de la costa caribe, como posibles ubicaciones para implementar proyectos eólicos que puedan suministrar energía para el consumo operacional de las plataformas de producción offshore. Las áreas de estudio a considerar y modelar se muestran en las áreas amarillas de las figuras 24, 25, 26, 27 y 28.

5.2.1 Alta Guajira. En esta zona, dónde se tiene principalmente producción de gas seco, se ubicaría el complejo eólico que suministraría energía para la operación de diferentes pozos, incluido uno de los más prospectivos descubrimientos de Ecopetrol: Orca-1. Se trata de una región de aguas profundas y velocidades del viento por encima de los 13 m/s. Según The Renewables Consulting Group &

ERM⁴⁹, aquí se encuentran los recursos eólicos más fuertes de la región y algunos de los mejores recursos eólicos que se puedan encontrar en todo el mundo. Además, cuenta con la menor superposición con áreas ambientales protegidas.

Figura 24. Zona seleccionada #1: Alta Guajira.



Fuente: Google Earth.

5.2.2 Chuchupa, Ballenas y nuevos prospectos. Esta ubicación abarca zonas aledañas a los campos Chuchupa y Ballenas, que presentan una histórica producción de gas seco, además de uno de los pozos que Ecopetrol y Shell perforarán en el 2022: Uchuva-1. Se trata de una región de aguas someras, en la que se cuenta con un potente recurso eólico (9-11 m/s), además de amplias áreas para el desarrollo potencial de grandes proyectos.

⁴⁹ THE RENEWABLES CONSULTING GROUP & ERM. Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia. 2022. p. 62.

Figura 25. Zona seleccionada #2: Chuchupa, Ballenas y nuevos prospectos.



Fuente: Google Earth.

5.2.3 Costas de Galazeramba. Es un sector que cuenta con un gran potencial eólico con velocidades entre 13 y 14 m/s, en las cercanías a Barranquilla y costas de los departamentos del Atlántico y Bolívar, específicamente frente al corregimiento de Galazeramba, perteneciente al municipio de Santa Catalina; además, se encuentra aledaño a, entre otros, uno de los pozos insignia de Ecopetrol y Shell para 2022: Cumbia-1. Uno de los factores que impactan positivamente esta zona es la proximidad a posibles puntos de interconexión en el futuro⁵⁰.

Es importante tener en cuenta que en las cercanías a la ciudad de Barranquilla y el delta del río Magdalena se encuentra un potencial eólico mucho mayor en cuanto a velocidad del viento y disponibilidad anual de la misma; sin embargo, se trata de zonas ambientalmente protegidas, por lo que se hace prácticamente inviable ubicar un proyecto eólico en dicha locación.

⁵⁰ Ibid., p. 60.

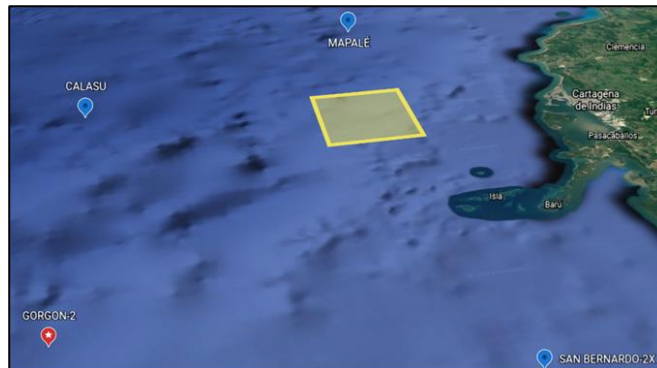
Figura 26. Zona seleccionada #3: Costas de Galazeramba en Bolívar.



Fuente: Google Earth.

5.2.4 Vientos de Cartagena. En comparativa, se trata de una región donde la intensidad de vientos sigue siendo fuerte (11-12 m/s), pero con una disponibilidad anual menor, por lo que dicho potencial se presenta con una menor frecuencia. Se encuentra en frente a la ciudad de Cartagena, la cual cuenta con una amplia infraestructura portuaria, que abre un camino de posibilidades para el desarrollo de proyectos eólicos offshore, especialmente en el área de fabricación y montaje de sus componentes.

Figura 27. Zona seleccionada #4: Vientos de Cartagena.



Fuente: Google Earth.

5.2.5 Aguas profundas de la cuenca Sinú Offshore. Se trata de la una zona muy llamativa en términos de exploración y explotación de hidrocarburos, ubicada en las inmediaciones de los bloques Fuerte Sur y Purple Angel, donde Ecopetrol plantea el desarrollo de una provincia gasífera que pueda brindar una autosuficiencia energética al país para los próximos años. Los principales pozos que se encuentran cerca son los descubrimientos Gorgon-1, Purple Angel-1 y Kronos-1.

A pesar de contar con todos estos potenciales recursos hidrocarburíferos, la zona es relativamente más débil en términos de potencial generación eólica, con velocidades del viento que oscilan entre los 8 y 9 m/s promedio anual. Además, la disponibilidad de dicho recurso durante todo el año no es muy constante; sin embargo, es de gran importancia estudiar su viabilidad dadas las oportunidades que ofrece para la nación.

Figura 28. Zona seleccionada #5: Aguas profundas de la cuenca Sinú Offshore.



Fuente: Google Earth.

5.3 DESARROLLO DE ÁREAS OBJETIVO

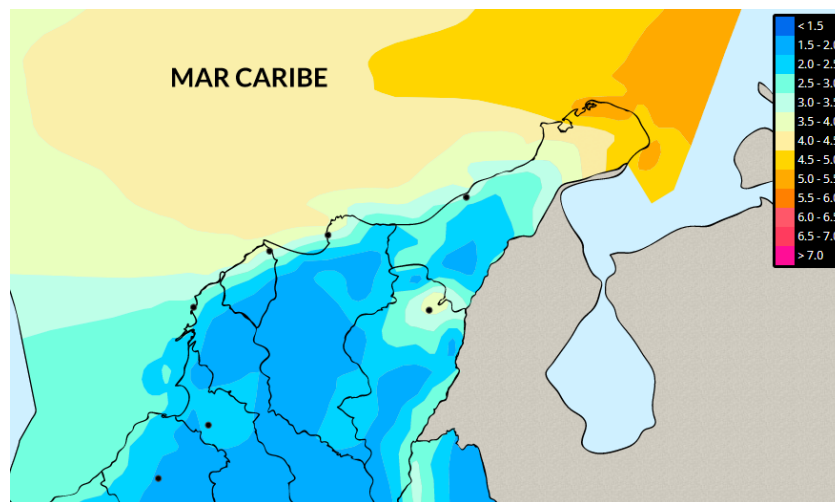
Se utilizó el software System Advisor Model (SAM) para simular los posibles escenarios de energía eólica marina en las aguas de las ubicaciones costa afuera del Caribe seleccionadas. Inicialmente es necesario definir el recurso eólico, para lo cual es necesario conocer 3 características del área de interés: La velocidad media anual del viento, la altura de referencia para la velocidad media del viento y el factor de forma Weibull (K). De acuerdo con IDEAM⁵¹, el factor de forma representa la pendiente de la distribución de Weibull. Permite modelar la curva de la distribución y por tanto el grado de variación del comportamiento de alguna variable en

⁵¹ RUIZ MURCIA, Jose Franklyn; SERNA CUENCA, Julieta & ZAPATA LESMES, Henry Josue. Atlas de Viento de Colombia. IDEAM & UPME. Bogotá D.C. 2017, p. 66.

particular, en este caso el viento. Este parámetro numérico es positivo y no tiene dimensiones. Los valores bajos indican mayor dispersión de los datos de viento y por tanto menor frecuencia de que se presente un valor promedio.

Según la herramienta Atlas de Viento de Colombia (AVC), por ejemplo, a una altura de referencia de 100 m se supera la velocidad media anual del viento de 13 m/s en algunas de las diferentes zonas de interés.

Figura 29. Factor de forma K de la distribución Weibull para la velocidad del viento anual en la costa caribe colombiana.

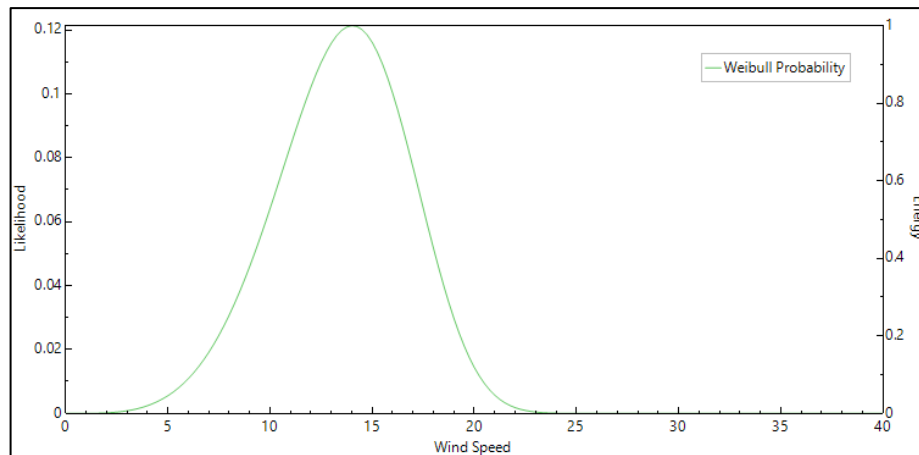


Fuente: Atlas Interactivo de Viento en Colombia. IDEAM.

Con el fin de explicar la metodología a seguir, a continuación, se modela un único caso en el área de la Alta Guajira y se resumirán los resultados de las simulaciones restantes. Entonces, en toda el área potencial de la Alta Guajira, el factor de forma K disponible en el AVC para esa zona varía entre 4,5 y 5; por lo tanto, para efectos prácticos, se asume un valor promedio de 4,75 para toda la región. (Ver fig. 21). En la figura 22 se presenta la distribución estadística de Weibull relacionada con este caso, y es una evidencia de que la disposición final del recurso es menor que las

observaciones teóricas. Adicionalmente, para asegurar un buen valor de la velocidad del viento, se consultaron mediciones en el visor de NASA Power Data Access para comparar el promedio de esta variable.

Figura 30. Distribución de Weibull para la región de la Alta Guajira.

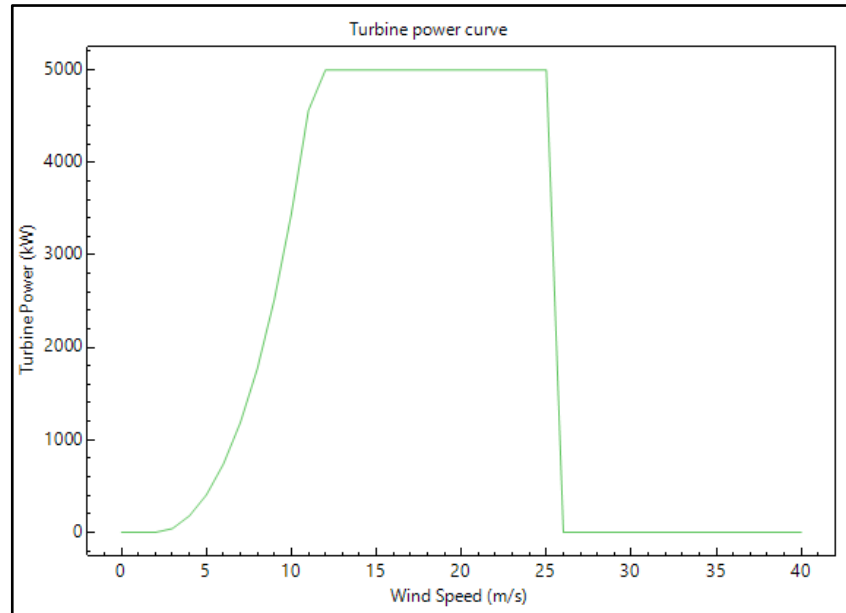


Fuente: Elaboración propia. Creada en el software SAM.

Según Carvajal Romo et al.⁵², para cálculos aproximados de potencia generada en el área con velocidades del viento mayores a 12 m/s, para zonas offshore se deben considerar turbinas con capacidad de 5 MW, diámetros promedio entre 108 y 132 m y una disponibilidad anual del 70%. Dentro del catálogo de turbinas eólicas de SAM, se encuentra la referencia de 5 MW para offshore del National Renewable Energy Laboratory (NREL), entidad desarrolladora del software, la cual cumple con todos los requisitos anteriormente mencionados.

⁵² CARVAJAL-ROMO, Gabriele, et al. Assessment of solar and wind energy potential in La Guajira, Colombia: Current status, and future prospects. En: Sustainable energy technologies and assessments. Elsevier, 2016, vol. 36, p. 8.

Figura 31. Curva de potencia de la turbina “NREL 5MW Offshore Reference” en SAM.

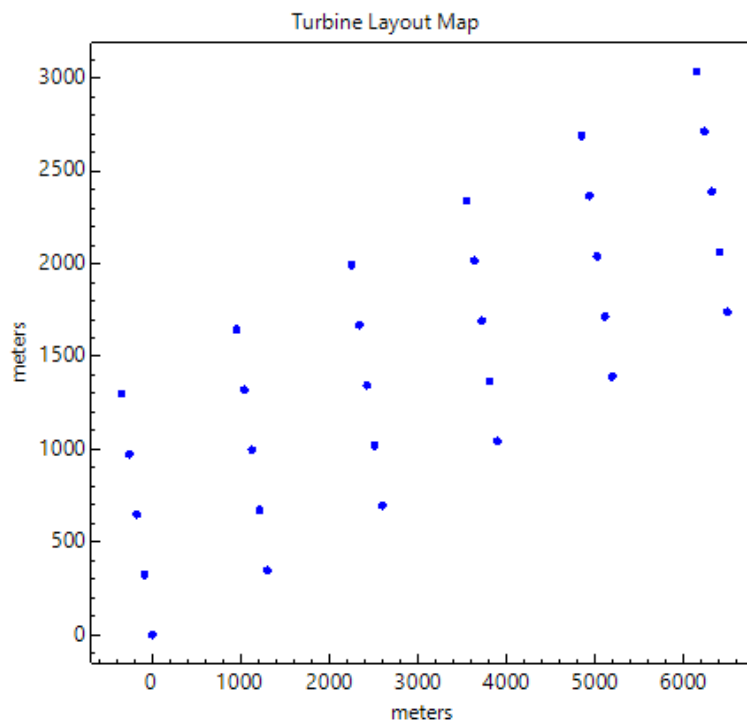


Fuente: Elaboración propia. Creada en el software SAM.

Tomando como referencia el requerimiento de 23,8 MW estimado por Nguyen⁵³ para la operación de una plataforma de producción marina (que es el caso seleccionado para las simulaciones de la zona cercana a los campos Chuchupa y Ballenas), se propone la instalación de un parque eólico que pueda suministrar energía suficiente para abastecer hasta 6 plataformas de tales características simultáneamente. La potencia requerida por las plataformas para su operación es de 142,8 MW; sin embargo, la capacidad del sistema se establece en 150 MW como la mínima diseñable dentro del software, con 30 aerogeneradores de 5 MW distribuidos en un arreglo de 5 filas con 6 turbinas por fila.

⁵³ NGUYEN, Tuong-Van, et al. Exergetic assessment of energy systems on North Sea oil and gas platforms. En: Energy (Oxford). Diciembre, 2013, vol. 62.

Figura 32. Distribución espacial de las turbinas en el parque eólico modelado.



Fuente: Elaboración propia. Creada en el software SAM.

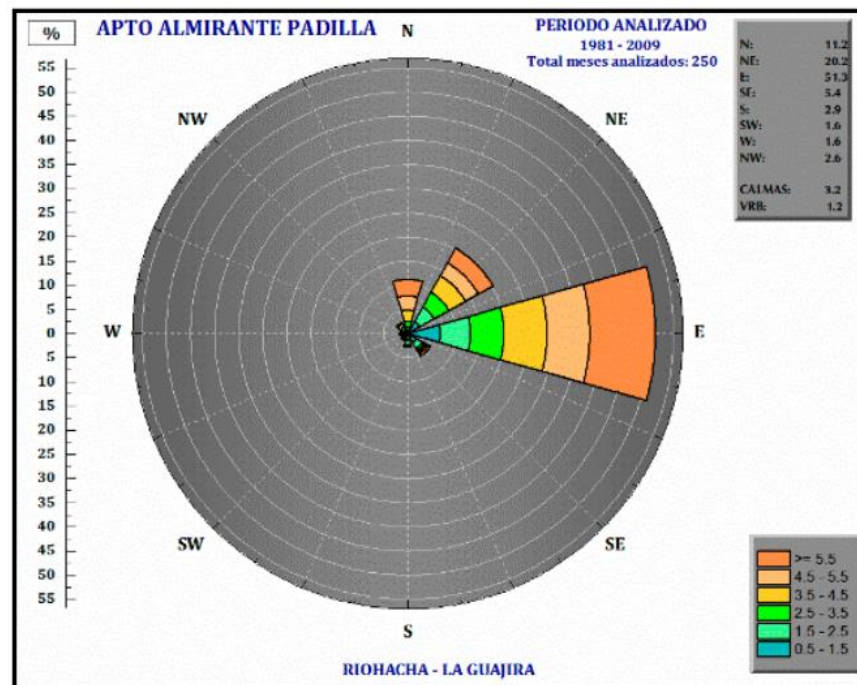
Como menciona Carvajal Romo et al.⁵⁴, la disposición de las turbinas debe estar sujeta a ciertos parámetros de diseño, para este caso se sugiere que la distancia entre turbinas debe ser de 12 diámetros de rotor en dirección del viento y de 3 diámetros de rotor en dirección perpendicular al viento. Según IDEAM⁵⁵, en esta región el viento sopla predominantemente desde el este, y en algunas zonas, como

⁵⁴ CARVAJAL-ROMO, Gabriele, et al. Assessment of solar and wind energy potential in La Guajira, Colombia: Current status, and future prospects. En: Sustainable energy technologies and assessments. Elsevier, 2016, vol. 36, p. 8.

⁵⁵ RUIZ MURCIA, Jose Franklyn; SERNA CUENCA, Julieta & ZAPATA LESMES, Henry Josue. Atlas de Viento de Colombia. IDEAM & UPME. Bogotá D.C. 2017, p. 90.

en la Baja Guajira, lo hace con una ligera inclinación desde el norte que resulta ser de aproximadamente 15°.

Figura 33. Rosa de los vientos del departamento de La Guajira medida en el aeropuerto Almirante Padilla.



Fuente: RUIZ MURCIA, Jose Franklyn; SERNA CUENCA, Julieta & ZAPATA LESMES, Henry Josué. Atlas de Viento de Colombia. IDEAM & UPME. Bogotá D.C. 2017, p. 90.

Al analizar económicamente un proyecto eólico, los factores que afectan el costo total del proyecto se pueden distinguir de diferentes maneras. Los autores en ⁵⁶ y ⁵⁷ emplean dos metodologías útiles para los cálculos económicos en parques eólicos

⁵⁶ KAUSCHE, Michael, et al. Floating offshore wind - Economic and ecological challenges of a TLP solution. En: Renewable energy. Elsevier, octubre, 2018, vol. 126, p. 270-280

⁵⁷ MAIENZA, C., et al. A life cycle cost model for floating offshore wind farms. En: Applied energy. Elsevier, 2020, vol. 266.

marinos para LCOE, lo que involucra los siguientes conceptos posteriores: Los costos fijos incluyen todo lo que no está directamente relacionado con los parámetros geoespaciales; en cambio, se basan principalmente en valores promedio de la industria; por ejemplo, los precios de suministro de turbinas eólicas son independientes de las características físicas del sitio de un determinado proyecto. También entran en esta categoría los costos de desarrollo, que se pueden segmentar en cuatro categorías principales: ingeniería, permisos, caracterización del sitio y evaluación del desmantelamiento⁵⁸. Los costos variables incluyen todos aquellos que se ven afectados por características físicas del sitio tales como distancia a la costa, profundidad de la columna de agua, distancia al puerto, entre otras, que afectan el costo que implicará la construcción de las subestructuras y su montaje; así como el de los aerogeneradores, el sistema de anclaje o cimentación, la preparación del puerto, la infraestructura eléctrica y los costos de operación y mantenimiento.

Un factor muy especial por considerar a la hora de planificar proyectos eólicos offshore es la disponibilidad de puertos que sean aptos para albergar la construcción y fabricación de los componentes de los aerogeneradores a instalar. De acuerdo con The Renewables Consulting Group & ERM⁵⁹, los **puertos de fabricación** atienden actividades relacionadas con la producción de los de los cimientos de las turbinas eólicas, las torres y las palas de las turbinas, requiriendo una gran cantidad de espacio tanto para la fabricación de cimientos de fondo fijo como de cimentación flotante, la cual puede llegar, para la instalación de 500 MW de potencia, a las 40 y 60 hectáreas, respectivamente. Por otro lado, mencionan que los **puertos de**

⁵⁸ BEITER, Philipp, et al. A Spatial-Economic Cost-Reduction Pathway Analysis for U.S. Offshore Wind Energy Development from 2015–2030. Estados Unidos. National Renewable Energy Laboratory. 2016.

⁵⁹ THE RENEWABLES CONSULTING GROUP & ERM. Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia. 2022. p. 131-132.

construcción se relacionan con la entrega, manipulación y ensamblaje de componentes recibidos en lotes que se almacenan temporalmente antes de cargarlos para la instalación y los buques de apoyo a la construcción en alta mar. Respecto al espacio requerido para estas actividades es considerablemente menor, siendo de aproximadamente 8 y 11,5 hectáreas para cimientos de fondo fijo y flotantes, respectivamente.

En la ‘Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia’⁶⁰, se realizó una evaluación de 12 puertos ubicados a lo largo de la costa caribe teniendo en cuenta la idoneidad de cada uno para funcionar como puerto de fabricación o de construcción, o como ambos. Además, se considera el nivel de preparación que tiene cada puerto para con los proyectos de cimentación de fondo fijo y flotante. En la tabla 4 se muestran los criterios de evaluación respecto a los parámetros mencionados.

Tabla 4. Criterios de evaluación para la selección de un puerto para proyectos eólicos offshore.

Parámetro	Evaluación	Calificación
Idoneidad para la construcción y/o fabricación	Apto con actualizaciones menores	3
	Apto con algunas actualizaciones	2
	Apto con actualizaciones mayores	1
	No apto	0
Nivel de preparación para energía eólica costa	Más alto	3
	Medio	2

⁶⁰ Ibid., p. 133-138.

afuera de fondo fijo y/o flotante (NPFF / NPF)	Mínimo	1
--	--------	---

Fuente: modificada de THE RENEWABLES CONSULTING GROUP & ERM. Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia. 2022.

En la tabla 5 se resume la evaluación y calificación de cada puerto respecto a la idoneidad de su uso para proyectos eólicos offshore.

Tabla 5. Resultados de la evaluación de idoneidad para proyectos eólicos offshore de distintos puertos en la costa caribe colombiana.

Puerto	Ubicación	Idoneidad para construcción	Idoneidad para fabricación	NPFF	NPF
Puerto de Turbo Pisis	Turbo, Antioquia	3	3	3	3
Contecar, Mamonal	Bahía de Cartagena	3	3	3	2
Terminal Marítimo Muelles El Bosque - CCTO	Bahía de Cartagena	3	3	3	2
Cartagena SPRC - Magna	Bahía de Cartagena	3	2	3	3
Puerto de Santa Marta	Santa Marta	3	2	3	2
Puerto de Barranquilla	Barranquilla	3	2	3	1

Puerto de Brisa	Mingueo y Dibulla, La Guajira	2	1	3	3
Puerto de Tolú	Tolú, Sucre	2	1	3	1
Puerto de Bahía	Bahía de Cartagena	2	1	3	3
Puerto de Buenavista	Bahía de Cartagena	1	1	2	1
Puerto de San Andrés Isla	Isla de San Andrés	1	0	2	1
Puerto de Turbo Antioquia	Turbo, Antioquia	1	0	1	1

Fuente: modificada de THE RENEWABLES CONSULTING GROUP & ERM. Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia. 2022.

Como criterio mínimo de selección de un puerto para el desarrollo y montaje de los componentes de un proyecto eólico offshore, este debe tener evaluación de ‘Apto con algunas actualizaciones’ en idoneidad para fabricación y construcción, además de un nivel ‘Más alto’ en su correspondiente tipo de cimentación (Fondo fijo o flotante). Todo lo anterior se justifica en la necesidad de escoger un mismo puerto tanto para fabricación como para construcción, buscando minimizar la incertidumbre generada por la inserción de datos sintéticos en el software de simulación.

Para la estimación económica se consideran los costos fijos que, de acuerdo con el costo promedio que suministra SAM por turbina instalada en 2017, sería de alrededor de \$1.557/kW. Utilizando la herramienta “Offshore Balance of System Cost Model”, SAM permite estimar los costos variables de los proyectos, los cuales estarán basados principalmente en el tipo de subestructura, la profundidad en el sitio y la distancia a la costa y a los puertos de construcción y fabricación. La selección de estos datos se realiza conforme a la información geográfica y

batimétrica presentada anteriormente en el capítulo 5.2 y la tabla 5. Para casos específicos de proyectos eólicos ubicados en aguas del departamento de La Guajira, se selecciona el Puerto de Brisa para la fabricación y construcción, dado que, a pesar de requerir mayores actualizaciones en materia de fabricación, cuenta con un nivel alto de preparación para ambos tipos de cimientos, además de ser el único ubicado en dicho departamento, minimizando la distancia hasta el sitio de instalación y consigo los costos variables que ésta genera.

Tabla 6. Datos de entrada para el modelo de costos del sistema offshore.

Tipo de subestructura	SPAR
Profundidad del agua (m)	650
Número de líneas de amarre	3
Distancia a la costa (km)	39
Distancia al puerto (km)	260

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 7. Resultados del modelo de costos del sistema offshore.

Tipo de Costo	Costo por kW (USD/kW)	Costo (USD)
Costo de Turbina	1,557	233,550,000
Costos variables del modelo offshore	9,500.9	1,425,134,464
Costo total de instalación	11,057.9	1,658,684,416

Fuente: Elaboración propia. Datos tomados de los resultados de SAM.

Habiendo planteado los modelos de costos fijos y variables, para un parque eólico de 6 turbinas de 5 MW en aguas de la Alta Guajira, se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 8. Resultados de simulación para un escenario en la zona de Alta Guajira.

Costo Nivelado de Energía Real	141 USD/MWh
Factor de Capacidad	76,2%
Energía generada anualmente	1,001,324,160 kWh

Fuente: Elaboración propia. Datos tomados de los resultados de simulación en SAM.

De acuerdo con los criterios mencionados por Carvajal Romo et. al⁶¹, es viable la construcción de este complejo eólico, dado que presenta 76,2% de factor de capacidad, lo que nos indica que la disponibilidad anual será al menos ese valor, debido a que el factor de capacidad para un período dado nunca puede exceder el factor de disponibilidad para el mismo período.

Según estimaciones de NREL⁶², para diferentes regiones costeras en los Estados Unidos, el LCOE de proyectos eólicos offshore estimado para 2022 oscila entre \$95 y \$260/MWh; por lo tanto, al contrastar los valores, el proyecto modelado se ubica en la parte baja de dicho rango, lo que indica que resulta bastante económica la generación de energía.

⁶¹ CARVAJAL-ROMO, Gabriele, et al. Assessment of solar and wind energy potential in La Guajira, Colombia: Current status, and future prospects. En: Sustainable energy technologies and assessments. Elsevier, 2016, vol. 36, p. 8.

⁶² BEITER, Philipp, et al. A Spatial-Economic Cost-Reduction Pathway Analysis for U.S. Offshore Wind Energy Development from 2015–2030. Estados Unidos. National Renewable Energy Laboratory. 2016. p. 94.

6. ESCENARIOS DE INSERCIÓN ENERGÉTICA

Considerando las oportunidades que genera para Colombia el desarrollo de esta provincia hidrocarburífera, se plantean diferentes escenarios de ejecución en los que, en menor o mayor medida, se realicen proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos. En el escenario **Shore**, existe una tendencia de crecimiento moderado, proponiendo 3 plataformas para cada área a analizar; Asimismo, en **Deepwater**, escenario que presenta un aumento considerable de las actividades petroleras, y en **Ultra Deepwater**, donde el Caribe offshore se proyecta como la principal fuente de abastecimiento del país, habrá 6 y 10 plataformas por zona, respectivamente.

Para el modelado de los distintos escenarios se siguió la metodología mostrada en el capítulo anterior. Habiendo definido los parámetros de velocidad del viento promedio anual, altura de referencia de medición de dicha velocidad y factor de forma de la distribución, y seleccionado el tipo de turbina a utilizar, se diseña la distribución de las turbinas que alcance la mínima potencia suficiente para abastecer la requerida por cada escenario.

Teniendo en cuenta los criterios de evaluación mencionados en la tabla 5, se seleccionaron 3 puertos que cumplen con las características necesarias para albergar la fabricación y construcción de los equipos requeridos para cada una de las zonas seleccionadas. Como se mencionó anteriormente, para los prospectos de generación eólica en costas de **La Guajira**, se seleccionó el Puerto de Brisa. Para las áreas de **Galazeramba** y **Cartagena**, el puerto más viable es el de Contecar, que se encuentra a distancias cortas (no mayores de 70 km), además de estar altamente calificado para las operaciones de fabricación y construcción, y tener un aceptable nivel de preparación respecto a sistemas de cimientos de fondo fijo y flotante. En el caso de la región **Sinú Offshore**, el puerto elegido es el de Turbo Pisisi, ubicado aproximadamente a 140 km del punto de instalación. Dicho puerto (que actualmente se encuentra en construcción), representa la mejor oportunidad

para el funcionamiento como sitio de fabricación y construcción de sistemas, contando con altos niveles de idoneidad y preparación para ambos tipos de cimientos.

Tabla 9. Condiciones geoespaciales, eólicas y capacidad requerida para cada una de las zonas objetivo.

	Sinú Offshore	Cartagen a	Galazeramb a	Alta Guajira	CHU / BALL
Profundidad Promedio (m)	64	600	60	650	40
Distancia a la costa (km)	26	31	18	39	20
Tipo de subestructura	Jacket	SPAR	Jacket	SPAR	Jacket
Parámetro de Forma 'K' de Weibull	2.5 - 3	2.5 - 3	3.5 - 4	4.5 - 5	3 - 4
Velocidad promedio medida a 100m (m/s)	8 - 9	11 - 12	13 - 14	13 - 14	11 - 12
Dirección aproximada del recurso eólico	45° SW	E70°N	45°NE	E	E 15°N
Distancia al puerto	140	37	63	260	62
Capacidad requerida por plataforma (MW)	31.1	24	22.9	23.8	34

Fuente: Elaboración propia. Datos tomados de IDEAM y Tabla 3.

Para el modelado de los parques eólicos, se asigna a cada zona prospectiva uno de los tipos de plataforma elegidos entre los casos teóricos expuestos en el capítulo 4 de este documento. Las potencias reales requeridas por cada una de las zonas en cada escenario, así como las potencias nominales mínimas que se pueden diseñar utilizando SAM, se muestran en la Tabla 10.

Tabla 10. Capacidad requerida por los escenarios y capacidad nominal mínima diseñable.

Área Prospectiva	Capacidad requerida vs Capacidad nominal del sistema					
	Shore		Deep Water		Ultra-Deepwater	
	Requerida (MW)	MD (MW)	Requerida (MW)	MD (MW)	Requerida (MW)	MD (MW)
Sinú Offshore	93.3	100	186.6	195	311	315
Cartagena	72	75	144	150	240	240
Galazeramba	68.7	70	137.4	140	229	240
Alta Guajira	71.4	75	142.8	150	238	240
Chuchupa /Ballenas	102	105	204	210	340	350

*MD: Mínima diseñable

Fuente: Elaboración propia.

Al realizar el modelo de costos fijos y variables, a través del uso de SAM, insertando para cada caso sus respectivas distancias a la costa y a puerto de fabricación y construcción, profundidad, tipo de cimiento (SPAR o Jacket), entre otras características suministradas por defecto por el software, se obtienen los siguientes

resultados de costo nivelado de energía, factor de capacidad y energía anual producida.

Tabla 11. Costo nivelado de energía resultante de la simulación de los distintos escenarios en cada zona prospectiva. Costo

Zona	Costo nivelado de energía en cada escenario (USD/MWh)		
	Shore	Deepwater	Ultra Deepwater
Sinú Offshore	211,7	189,8	187,8
Cartagena	182,5	165,2	158,4
Galazeramba	127	108,3	101,6
Alta Guajira	155,9	141	135,6
Chuchupa	125,2	111,5	110,5

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 12. Factor de capacidad de las turbinas obtenido para cada zona prospectiva.

Zona	Factor de Capacidad
Sinú	43,1
Cartagena	61,1
Galazeramba	73
Alta Guajira	76,2
Chuchupa	65

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 13. Energía generada anualmente resultante de la simulación de los distintos escenarios en cada zona prospectiva.

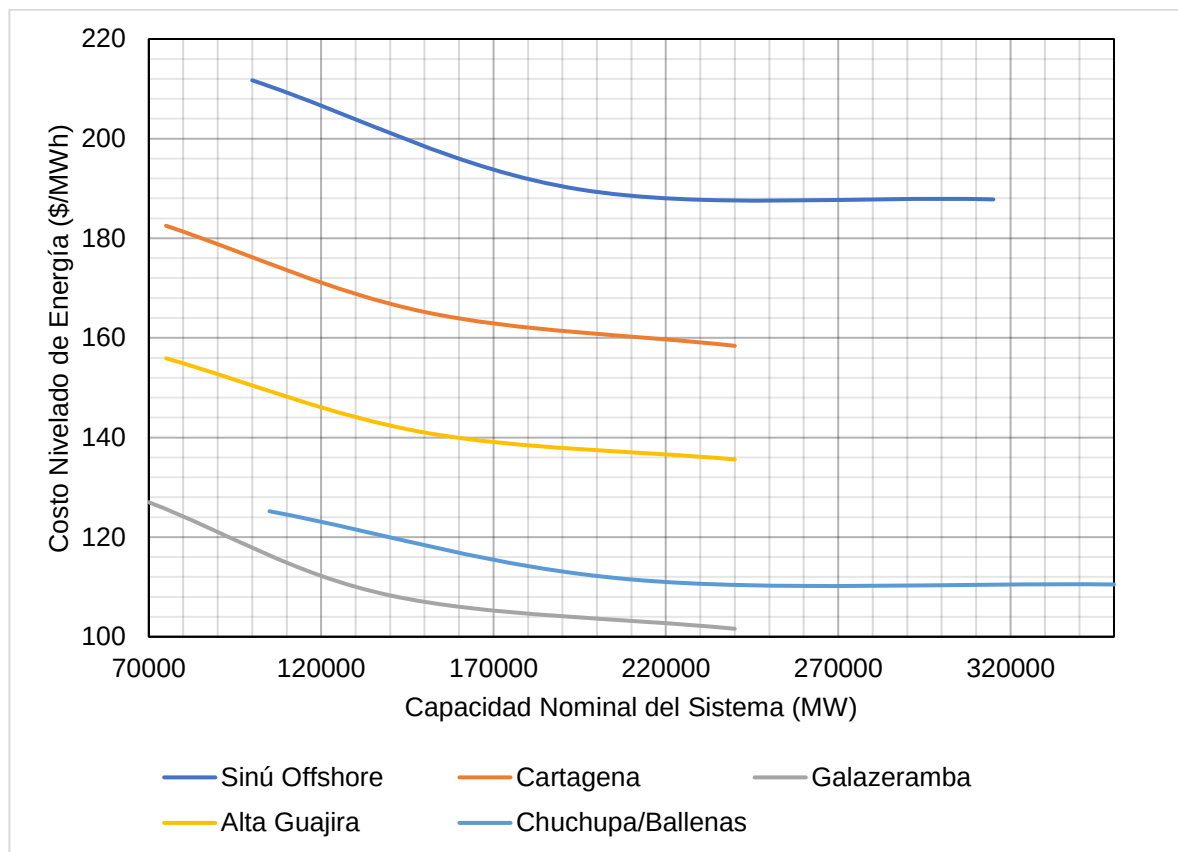
Zona	Energía producida anualmente (MWh)		
	Shore	Deepwater	Ultra Deepwater
Sinú	377,420.416	735,969.792	1,188,874.24
Cartagena	401,158.112	802,316.224	1,283,705.984
Galazeramba	447760.032	895,520.064	1,535,177.344
Alta Guajira	500,662.08	1,001,324.16	1,062,118.656
Chuchupa	597,666.24	1,195,332.48	1,992,220.8

Fuente: Elaboración propia.

Estas prometedoras ubicaciones en la costa caribe comparten muchas características comunes, que incluyen:

- Fuertes recursos eólicos, que van desde 8 m/s hasta aproximadamente 14 m/s, lo que resulta en factores de capacidad neta entre 40 y 80%
- Proximidad a la costa (menos de 40 km), lo que minimiza los costos de mantenimiento e infraestructura eléctrica.
- Ubicación adyacente a un área de reunión costera (menos de 300 km), lo que minimiza los costos de instalación.
- En algunos casos: profundidades de agua someras, lo que minimiza los costos de subestructuras.

Figura 34. Costo nivelado de energía vs capacidad instalada.



Fuente: Elaboración propia.

De la figura 33 se interpreta que los proyectos eólicos que se instalen en las zonas de **Chuchupa/Ballenas** y **Galazeramba** resultarán con la mejor factibilidad económica, debido a que éstas presentan los costos nivelados de energía más bajos en todos los escenarios. Estos resultados están dados principalmente por las altas condiciones de potencia y disponibilidad del recurso eólico presente en dichas áreas.

Aunque la región de **Alta Guajira** tiene la mayor velocidad del viento promedio y el mayor parámetro de forma de Weibull, ésta ve incrementados sus costos nivelados de energía, gracias a que tiene la máxima profundidad de todas (650 m aprox.), la mayor distancia hasta la costa (39 km) y puerto (260 km), lo que incrementa en

buena medida los costos de instalación, infraestructura eléctrica, subestructuras y mantenimiento.

Sin embargo, lo anterior no es suficiente para reflejar los costos de energía más altos de la región. La locación que posee los más altos costos de energía es 'Sinú Offshore', principalmente por la relativamente pobre potencia de vientos que posee y la poca disponibilidad del recurso anualmente. Esto muestra que, a fin de cuentas, la velocidad del viento y el parámetro de forma de la distribución de Weibull, tienen mayor incidencia en los costos finales de energía que otros factores como la distancia a la costa, a puerto y la profundidad.

Por otro lado, el factor de capacidad resultante se mantiene constante en todos los escenarios de una misma zona prospectiva, lo que indica que no se ve afectado por la capacidad instalada en un proyecto eólico offshore. Un claro ejemplo de esto es la comparación que se puede hacer entre los casos 'Galazeramba' y 'Sinú Offshore', en la que el primero, a pesar de contar en todos los escenarios con una capacidad instalada menor que el segundo, lo supera significativamente en producción de energía, llegando a estar un 18% por encima, contando con un 30% menos de potencia nominal.

7. CONCLUSIONES

La costa Caribe colombiana tiene un excelente potencial para la exploración y explotación de hidrocarburos en las cuencas costa afuera, que podría desarrollarse en conjunto con la inserción de energías renovables; tiene potencial para posicionarse como una de las principales fuentes de hidrocarburos del país. Además, para contribuir significativamente a los objetivos de descarbonización, este trabajo es un primer paso para conocer el impacto positivo de las fuentes de energía no convencionales en los procesos petroleros en la reducción de emisiones de gases de combustión y quema, o la implementación de sistemas de captura y almacenamiento de carbono. y la producción de hidrógeno, como algunos artículos citados a continuación. Por tanto, la inserción de la energía eólica marina como fuente de abastecimiento energético para las plataformas se hace viable en los aspectos técnico y económico.

En cuanto al suministro de energía, si crece el número de pozos productores en la zona, será necesario utilizar mucha más energía para su respectivo funcionamiento. Presenta una gran oportunidad energética, ambiental y económica, dado que se ha evidenciado un menor Costo Nivelado de la Energía en la misma condicional a medida que se requiere mayor potencia instalada en proyectos eólicos marinos. Para construir modelos más adecuados, es indispensable información significativa sobre el tipo de fluidos que se pueden producir y sus características, datos de proceso y producción específicos y descripciones detalladas de campo. El desconocimiento de estos restringe la posibilidad de desarrollar modelos de plataformas que ejemplifiquen con precisión los subsistemas a utilizar y sus respectivos requerimientos energéticos.

Una de las áreas donde el montaje de parques eólicos para el suministro energético de plataformas petrolíferas es más viable es la de Galazeramba. La costa del departamento de Bolívar, donde si bien las características del fluido que se puede producir son relativamente inciertas, tiene un potencial eólico muy alto, con

velocidades que van desde los 12 m/s en zonas someras y aumentando a más de 15 m/s a medida que se aleja de la costa. Por eso, uno de los principales objetivos en perspectiva es la construcción en esa zona del mayor parque eólico del país. Asimismo, existe una amplia disponibilidad de recurso eólico durante el año, lo que contribuye significativamente a la reducción del LCOE y a la limitación del alto impacto que tienen factores como la profundidad del agua en el lugar de instalación y las distancias a la costa y puerto de fabricación y construcción.

8. RECOMENDACIONES

Para futuros trabajos, es de suma importancia poder usar datos no sintéticos para la evaluación del consumo energético en una plataforma petrolera de producción costa afuera, de forma que se asegure una mayor cercanía a los casos reales colombianos y se puedan generar modelos de simulación más precisos.

Se recomienda evaluar el posible consumo energético para otras etapas anteriores a la producción, como la exploración y perforación. Esto ayudará a un dimensionamiento más global en términos energéticos de las operaciones petroleras.

Es importante cuantificar cuál sería la reducción neta de emisiones de CO₂ al sustituir una turbina de gas convencional por fuentes de energías no contaminantes.

BIBLIOGRAFÍA

ALFARO, Esteban and HOLZ, Michael. Stratigraphic relationships between the Colombian, Sinú Offshore and Sinú-San Jacinto basins based on seismic stratigraphy. En: BRAZILIAN JOURNAL OF GEOLOGY. Dec., vol. 44, no. 4, p. 607-625

ARCE, Laura and BAYNE, Stephen. Analysis of offshore wind energy in Colombia: Current status and future opportunities. En: International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT). vol. 9, issue 11, noviembre de 2020. ISSN: 2278-0181.

BEITER, Philipp, et al. A Spatial-Economic Cost-Reduction Pathway Analysis for U.S. Offshore Wind Energy Development from 2015–2030. Estados Unidos. National Renewable Energy Laboratory. 2016.

CARRANZA SÁNCHEZ, Yamid Alberto and DE OLIVEIRA, Silvio. Exergy analysis of offshore primary petroleum processing plant with CO2 capture. En: ENERGY. vol. 88, p. 46-56

CARVAJAL-ROMO, Gabriele, et al. Assessment of solar and wind energy potential in La Guajira, Colombia: Current status, and future prospects. En: Sustainable energy technologies and assessments. Elsevier, 2016, vol. 36. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.100531>

CASSETTI, G.; COLOMBO, E. and ZIO, E. A Thermorisk framework for the analysis of energy systems by combining risk and exergy analysis. En: ENERGY CONVERSION AND MANAGEMENT. Jun 01, vol. 117, p. 281-288

CASTRO-SANTOS, Laura. Decision variables for floating offshore wind farms based on life-cycle cost: The case study of Galicia (North-West of Spain). En: OCEAN ENGINEERING. vol. 127, p. 114-123

CHADEE, X. T., & CLARKE, R. M. Large-scale wind energy potential of the caribbean region using near-surface reanalysis. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews. Elsevier, febrero de 2014. vol. 30, p. 45-58. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.09.018>

CHEEMA, K. M. A comprehensive review of virtual synchronous generator. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 120. (2020).

COLOMBO, E.; CASSETTI, G. and AGUTI, M. Combined Risk and Exergy Analysis of an Oil Platform. OMC, 2015.

DE OLIVEIRA, Silvio and VAN HOMBEECK, Marco. Exergy analysis of petroleum separation processes in offshore platforms. Elsevier BV, 1997. 1577

DEVIS-MORALES, A., et al. Assessment of extreme wind and waves in the Colombian Caribbean Sea for offshore applications. En: APPLIED OCEAN RESEARCH. vol. 69, p. 10-26

DÍAZ, H. and GUEDES SOARES, C. Review of the current status, technology and future trends of offshore wind farms. 2020. 107381

EDERER, Nikolaus. Evaluating capital and operating cost efficiency of offshore wind farms: A DEA approach. 2015. 1034-1046

EVALUACIÓN DE LAS CUENCAS Y ESTRUCTURACIÓN DE ESCENARIOS DE OFERTA DE HIDROCARBUROS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES V4.0. 13 de diciembre de 2018.

FLÓREZ-ORREGO, Daniel, et al. Optimal design of power hubs for offshore petroleum platforms. En: ENERGY. vol. 235. 121353

FLÓREZ-ORREGO, Daniel, et al. Centralized power generation with carbon capture on decommissioned offshore petroleum platforms. En: ENERGY CONVERSION AND MANAGEMENT. vol. 252. 115110

HARVEY, L. D. Danny. Clarifications of and improvements to the equations used to calculate the levelized cost of electricity (LCOE), and comments on the weighted average cost of capital (WACC). En: ENERGY. vol. 207.118340

KAUSCHE, Michael, et al. Floating offshore wind - Economic and ecological challenges of a TLP solution. En: Renewable energy. Elsevier, octubre, 2018, vol. 126, p. 270-280. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.03.058>

LEE, Joyce & ZHAO, Feng. Global Wind Report 2021. Global Wind Energy Council. Bruselas, Bélgica. 2021

LETCHER, TREVOR. Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines. London. Academic Press, Elsevier. (2017).

LIKKASIT, Chonnawee, et al. Solar-aided hydrogen production methods for the integration of renewable energies into oil & gas industries. 2018. p. 395-406

MAIENZA, C., et al. A life cycle cost model for floating offshore wind farms. En: APPLIED ENERGY. vol. 266, p. 114716

MONTOYA O., Sandra J. and SANCHEZ O., Javier. Expect the unexpected: Geomechanics challenges in the Colombian Caribbean Offshore. En: ISRM 8th International Symposium Geomechanics.2019. p. ISRM-05

MYHR, Anders, et al. Levelized cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective. En: RENEWABLE ENERGY. Jun.vol. 66, p. 714-728

NASCIMENTO SILVA, Fernanda Cristina, et al. Comparative assessment of advanced power generation and carbon sequestration plants on offshore petroleum platforms. En: ENERGY. vol. 203. 117737

NASCIMENTO SILVA, Fernanda Cristina; FLÓREZ-ORREGO, Daniel and DE OLIVEIRA JUNIOR, Silvio. Exergy assessment and energy integration of advanced gas turbine cycles on an offshore petroleum production platform. En: ENERGY CONVERSION AND MANAGEMENT. vol. 197. 111846

NGUYEN, Tuong-Van, et al. A novel methodology for the design and optimization of oil and gas offshore platforms. En: ENERGY. vol. 185, p. 158-175

NGUYEN, Tuong-Van, et al. Exergetic assessment of energy systems on North Sea oil and gas platforms. En: Energy (Oxford). Diciembre, 2013, vol. 62, p. 23-36
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.03.011>

NGUYEN, Tuong-Van, et al. Energy efficiency measures for offshore oil and gas platforms. En: ENERGY (OXFORD). Dec 15, vol. 117, p. 325-340

OSORNO, José and RANGEL, Antonio. Geochemical assessment and petroleum systems in the Sinú-San Jacinto Basin, northwestern Colombia. En: MARINE AND PETROLEUM GEOLOGY. Aug.vol. 65, p. 217-231

PRADO GONZÁLEZ, Iker. Estudio de implantación de un parque eólico offshore flotante en la costa de Cantabria. 2018.

RAMIREZ, Victor; STELLA VARGAS, Luz and MORA, Cesar. YR 2012. Reevaluación de los sistemas petrolíferos en la cuenca guajira offshore en Colombia, con base en geoquímica de alta resolución en muestras de fondo marino y modelamiento de cuenca. p. cp-00097

RAMIREZ, Victor, et al. Petroleum Systems of the Guajira Basin, Northern Colombia. En: MEMOIR 108: PETROLEUM GEOLOGY AND POTENTIAL OF THE COLOMBIAN CARIBBEAN MARGIN.

REN21. Renewables 2021 Global Status Report. 2021.

RIVERA, Nestor, et al. Static and Dynamic Uncertainty Management for Probabilistic Production Forecast in Chuchupa Field, Colombia. En: SPE RESERVOIR EVALUATION & ENGINEERING. vol. 10, no. 04, p. 433-439

RODRÍGUEZ, Indira, et al. Structural style and evolution of the offshore portion of the Sinu Fold Belt (South Caribbean Deformed Belt) and adjacent part of the Colombian Basin. En: MARINE AND PETROLEUM GEOLOGY. vol. 125, p. 104862

ROSSI, Mosè, *et al.* Energy recovery in oil refineries by means of a Hydraulic Power Recovery Turbine (HPRT) handling viscous liquids. 2020. 115097

RUEDA-BAYONA, Juan Gabriel; GUZMÁN, Andrés and ERAS, Juan José Cabello. Wind and power density data of strategic offshore locations in the Colombian Caribbean coast. En: DATA IN BRIEF. vol. 27, p. 104720

RUEDA-BAYONA, Juan Gabriel, *et al.* Renewables energies in Colombia and the opportunity for the offshore wind technology. En: JOURNAL OF CLEANER PRODUCTION. vol. 220, p. 529-543

RUIZ MURCIA, Jose Franklyn; SERNA CUENCA, Julieta & ZAPATA LESMES, Henry Josue. Atlas de Viento de Colombia. IDEAM & UPME. Bogotá D.C. 2017

SOUKISSIAN, Takvor, *et al.* Offshore wind climate analysis and variability in the Mediterranean Sea. En: INTERNATIONAL JOURNAL OF CLIMATOLOGY. vol. 38, no. 1, p. 384-402

SPEIGHT, James G., *et al.* Handbook of OFFSHORE OIL AND GAS OPERATIONS Gulf Professional Publishing is an Imprint of Elsevier.

STAVRIDOU, N; KOLTSAKIS, E & BANIOTOPOULOS, C. Structural analysis and optimal design of steel lattice wind turbine towers. En: Proceedings of the Institution of Civil Engineers - Structures and Buildings. 2019, vol. 172, no. 8

THE RENEWABLES CONSULTING GROUP & ERM. Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia. 2022. Disponible en <https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24332217/FV+English+Colombia+Offshore+Wind+Roadmap.pdf/>

Sustainable energy technologies and assessments. En: SUSTAINABLE ENERGY TECHNOLOGIES AND ASSESSMENTS.

Ley 2099 de 2021. (Jul 10,). 2021.

Ley 1715 de 2014. (May 13,). 2014.

VINNELS, Jamie S., et al. Depositional processes across the Sinú Accretionary Prism, offshore Colombia. En: MARINE AND PETROLEUM GEOLOGY. vol. 27, no. 4, p. 794-809

VOLDSUND, Mari, et al. Exergy analysis of the oil and gas processing on a North Sea oil platform a real production day. En: ENERGY (OXFORD). Jun 15,. vol. 55, p. 716-727

VOLDSUND, Mari, et al. Thermodynamic performance indicators of offshore oil and gas processing: Application to four North Sea facilities. En: OIL AND GAS FACILITIES. vol. 51.

YANG, Xiyun, *et al.* Design and analysis of a renewable energy power system for shale oil exploitation using hierarchical optimization. 2020. 118078