

**MÉTODO DE SELECCIÓN DE TURBINAS HIDROCINÉTICAS
PARA EL APROVECHAMIENTO DE LAS CORRIENTES
MARINAS. ESTUDIO DE CASO EN TURBINAS DE EJE
VERTICAL**

**TRABAJO DE DIPLOMA EN OPCIÓN AL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO**

Autor: Pedro Carlos Gámez Naranjo

Tutores: Dr. C. Roberto Pérez Rodríguez

Dr. C. David Almaguer La Rosa

Holguín, diciembre de 2021

DEDICATORIA

A mi abuela Leonor por creer en mí y guiar mis pasos.

A mi familia, por todo su amor, apoyo y dedicación en ayudarme a mi desarrollo personal e intelectual.

AGRADECIMIENTOS

A mis profesores por la excelente formación que me dieron en el transcurso de los estudios.

Mi agradecimiento sincero a los tutores, quienes con su apoyo y dedicación contamos desde que emprendimos esta investigación y cuya sabiduría, exigencia y estímulo fueron decisivos en todos los momentos.

Agradezco infinitamente a todas las personas que han contribuido a que este proyecto se materialice.

RESUMEN

Las energías renovables son una de las alternativas para hacer frente a la problemática energética actual. Existen numerosas tecnologías que aprovechan la energía hidrocínética, sin embargo, en Cuba no se ha implementado en toda su magnitud la explotación de este recurso natural debido a su costo, y al desconocimiento de su potencialidad en las zonas costeras, obstaculizando su empleo para la generación de energía eléctrica. El objetivo principal de este trabajo es desarrollar un método para la selección factible de turbinas de eje vertical con fuente de energía hidrocínética. El método que se propone consta de cuatro fases: la localización geográfica donde será instalada la turbina, el cálculo de la potencia teórica asociada a la localización, la determinación del costo de desarrollo del proyecto para su instalación y el análisis de la factibilidad del mismo. Los principales resultados obtenidos están asociados a un estudio de caso para turbinas de eje vertical en tres localizaciones de la región nororiental de Cuba, pudiéndose determinar cuál sería la opción más factible en cada caso.

SUMMARY

Renewable energies are one of the alternatives to face the current energy problem. Numerous technologies take advantage of hydrokinetic energy, however, in Cuba the exploitation of this natural resource has not been implemented in all its magnitude due to its cost, and the lack of knowledge of its potential in coastal areas, hindering its use for generation of electrical energy. The main objective of this work is to develop a method for the feasible selection of vertical axis turbines with a hydrokinetic energy source. The proposed method consists of four phases: the geographical location where the turbine will be installed, the calculation of the theoretical power associated with the location, the determination of the development cost of the project for its installation and the analysis of its feasibility. The main results obtained are associated with a case study for vertical axis turbines in three locations in the northeastern region of Cuba, being able to determine which would be the most feasible option in each case.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA DE LA ENERGÍA HIDROKINÉTICA Y SU UTILIZACIÓN MEDIANTE TURBINAS.....	5
1.1. La energía hidrocínética	5
1.2 Turbinas hidrocínéticas.....	7
1.3. Antecedentes y potencialidades para el desarrollo de fuentes de energía hidrocínética en Cuba.....	18
1.4. Metodología de selección de turbinas hidrocínéticas	21
CAPÍTULO 2. MÉTODO DE SELECCIÓN DE TURBINAS HIDROKINÉTICAS PARA EL APROVECHAMIENTO DE LAS CORRIENTES MARINAS. ESTUDIO DE CASO EN TURBINAS DE EJE VERTICAL	24
2.1. Método de selección de turbinas hidrocínéticas para el aprovechamiento de las corrientes marinas	24
2.1.1. Fase 1: Localización geográfica.....	24
2.1.2. Fase 2: Cálculo de la potencia teórica disponible	25
2.1.3. Fase 3: Costo de inversión o desarrollo estimado del proyecto	36
2.1.4. Fase 4: Análisis de factibilidad de diferentes alternativas de turbinas	38
CONCLUSIONES.....	42
RECOMENDACIONES	43
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	44
ANEXOS	

INTRODUCCIÓN

Durante las últimas décadas, ha existido un aumento considerable del consumo global de electricidad (Pérez, 2021). Para el año 2030 se prevé un crecimiento del 55 % de las necesidades energéticas globales, incrementándose la demanda a razón de 1.8 por ciento anual. El uso del petróleo como combustible principal, sumado a la advertencia de la comunidad científica sobre los problemas del calentamiento global y el cambio climático, ha fomentado la búsqueda de un nuevo marco de política energética en el mundo, con el objetivo de descubrir y adoptar nuevas formas de energías, sobre todo de fuentes renovables (Pinto, 2021).

Una nueva forma de energía renovable está comenzando a tomar auge en los últimos años y es generada por corrientes de agua: la energía hidrocínética, que busca eliminar el requerimiento de una carga hidráulica y en su lugar tomar únicamente la energía de los flujos de agua (Pérez, 2019).

Estudios internacionales han convertido a los países líderes en la utilización de este tipo de energía a Corea del Sur con la planta Sihwa Lake con una producción de 254 MW, Francia con La Rance de 240 MW situada en el estuario del río Rance, en Bretaña y en Reino Unido la planta Tidal Lagoon de 240 MW (Rodríguez, 2014).

En Cuba la utilización de fuentes renovables de energía es parte importante del modelo económico de desarrollo. Ello es reconocido como parte de la “Conceptualización del modelo económico y social cubano de desarrollo socialista”, en la cual se plantea como una fortaleza para el avance de la economía cubana las capacidades potenciales y ventajas naturales del país, como su ubicación geográfica, posibles fuentes renovables de energía y recursos naturales de relevancia nacional o local (PCC, 2021).

Entre los Lineamientos de la política económica y social del partido y la revolución para el período 2021-2026 (PCC, 2021), el número 149 correspondiente a la política energética, establece la necesidad de acelerar el cumplimiento del “Programa para el desarrollo de las fuentes renovables y uso eficiente de la energía, aprobado hasta el 2030”, con prioridad en la energía solar; así como, concebir en las nuevas inversiones, el mantenimiento constructivo y las reparaciones capitalizables. Si bien es cierto que la prioridad establecida es el desarrollo de la energía solar, esto no descarta la pertinencia de estudiar otras

fuentes renovables de energía que puedan contribuir al cumplimiento del mencionado programa.

Hasta el año 2018, la renovabilidad de la oferta energética en nuestro país presentaba valores discretos correspondientes a un 16,7 %; sin embargo, puede observarse que como parte de la estrategia trazada en este sentido la tasa de crecimiento promedio de la renovabilidad de la oferta energética entre los años 2014 y 2018 tiene un valor de 9,46 % (ONEI, 2019).

No obstante, el desarrollo y utilización de la energía hidrocínética como fuente renovable resulta aún muy limitada a nivel nacional. La revisión de la información recogida por la Oficina Nacional de Estadística e Información (ONEI) con respecto a los dispositivos generadores de energía renovable, no muestra entre los datos recogidos el uso de aquellos cuya fuente de energía sea hidrocínética. Ello se evidencia también mediante la revisión de la encuesta de fuentes renovables de energía que realiza anualmente la ONEI, donde tampoco es planificada la recogida de información sobre fuentes de energía derivada del uso de las corrientes hídricas.

Si se toma en cuenta la contradicción entre el uso limitado de la energía hidrocínética y el hecho de que Cuba, al ser una isla, posee enormes potencialidades para su desarrollo en el mar, puede justificarse la necesidad de realizar investigaciones que contribuyan al incremento en la utilización de esta fuente renovable de energía. Un estudio realizado por Mitrani y Cabrales (2020) muestra que, en Cuba, el potencial energético aprovechable, en algunos meses del año puede ser del orden de hasta 2 kW/m², cifra superior cuando se compara con la densidad de potencia de los paneles fotovoltaicos en la insolación solar máxima o la densidad de potencia de vientos fuertes, las cuales alcanzan valores aproximados de 1 kW/m².

Dentro de los dispositivos más utilizados para convertir la energía hidrocínética en energía eléctrica se encuentran las turbinas. El desarrollo de este tipo de dispositivo puede constituir una importante fuente de desarrollo en materia energética. Según Patel *et.al.* (2017) la instalación de turbinas hidrocínicas pueden resultar idóneas para producir energía eléctrica y conectar el sistema a la red, así como operar con bombas hidráulicas para riego o alimentar eléctricamente a sistemas de medición o telecomunicaciones en áreas remotas.

Si se reconocen por un lado las potencialidades de Cuba para el desarrollo de esta fuente renovable de energía y por otro, los beneficios que su aplicación puede tener para el desarrollo de la economía, pueden declararse aún incipientes las investigaciones desarrolladas al respecto. Aunque si existen estudios al respecto (Roche, 2015; Zubialde, 2016), puede observarse una carencia específica con respecto a investigaciones que posibiliten seleccionar que variantes serían las más factibles para utilizar en nuestro país tomando en consideración de forma conjunta las condiciones naturales para su instalación, las características técnicas y el costo de las alternativas disponibles actualmente para su instalación.

En esta carencia se centra el presente trabajo, como parte del cual se ha podido identificar el siguiente **problema científico**: ¿Cómo seleccionar de forma factible una turbina de eje vertical con fuente de energía hidrocínética que posibilite el aprovechamiento de las corrientes marinas de Cuba?

Este problema científico se enmarca en el **objeto de investigación** que consiste en las turbinas hidrocínéticas y tiene como **campo de acción** la selección factible de turbinas de eje vertical con fuente de energía hidrocínética.

Para dar solución al problema de investigación y a partir de la hipótesis planteada se propone como el **objetivo general** de la presente investigación: desarrollar un método para la selección factible de turbinas de eje vertical con fuente de energía hidrocínética.

Para cumplir el objetivo general y validar la hipótesis planteada se formularon los siguientes **objetivos específicos**:

1. Analizar los elementos teóricos relativos a la energía hidrocínética y sus aplicaciones mediante turbinas.
2. Desarrollar un método que establezca los criterios de selección de turbinas hidrocínéticas de eje vertical a través de las condiciones para su instalación, sus parámetros técnicos y las ofertas de mercado.
3. Evaluar la factibilidad de alternativas de utilización de turbinas hidrocínéticas de eje vertical en nuestro país mediante el método de selección desarrollado.

Se define como **hipótesis de investigación** que, el desarrollo de un método que establezca los criterios de selección de turbinas hidrocinéticas de eje vertical, a través de las condiciones naturales para su instalación, sus parámetros técnicos y su costo; permitirá evaluar la factibilidad al elegir entre varias alternativas de este tipo de dispositivos.

Para dar cumplimiento a estos objetivos se emplearon de manera interrelacionada los siguientes **métodos teóricos** de investigación:

- Análisis - Síntesis: para procesar la información obtenida a partir del examen de la literatura y documentación especializada, para la caracterización y conceptualización del objeto y campo de acción de la investigación, así como para la elaboración de las conclusiones.
- Hipotético - Deductivo: para dar respuesta al problema mediante el desarrollo del método de selección y la validación de la hipótesis. El desarrollo del método se realiza a partir de las concepciones teóricas asumidas y la confirmación de la hipótesis se alcanza mediante su aplicación.
- Sistémico - Estructural: para lograr la interrelación de las ideas, la conexión de los conceptos y los sistemas de conocimiento.

Por su parte los **métodos empíricos** se encuentran fundamentalmente relacionados con la búsqueda y procesamiento de información. Entre ellos se destacan: observación directa, revisión de bibliografía especializada y la construcción de bases de datos y matrices.

CAPÍTULO 1. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA DE LA ENERGÍA HIDROKINÉTICA Y SU UTILIZACIÓN MEDIANTE TURBINAS

En el presente capítulo, se presenta un análisis de los antecedentes de la generación de electricidad a partir de la energía hidrocínética, como expresión de la energía renovable. Así mismo, se precisan las características de las turbinas como generadoras de electricidad en correspondencia con el objetivo de esta investigación.

1.1. La energía hidrocínética

La energía renovable es aquella que se obtienen de fuentes naturales o también llamadas fuentes inagotables. Entre estas fuentes renovables se encuentra la energía que porta el agua, es decir, la energía hidrocínética, que es parte de la hidroenergía que tiene el agua en movimiento y se utiliza para la obtención de energía eléctrica.

Considerando que la energía es la capacidad que tiene un cuerpo para realizar un trabajo, es decir, los materiales están asociados con una cantidad de energía la cual se cede o se recibe a otros cuerpos. Existen cantidad de formas diferentes para transmitirla. Por ejemplo, la energía mecánica, se debe a la capacidad que tiene los cuerpos con masa para efectuar un trabajo, esto se debe a la suma de energías potenciales y cinéticas.

Tomando como punto de partida los elementos antes aludidos, se precisa, que los procesos de conversión de energía hidrocínética se basan en la utilización de la energía cinética que posee el agua en movimiento; es decir, el agua con energía cinética mueve las aspas de un hidrogenerador realizando un movimiento mecánico, el cual es convertido por el generador en energía eléctrica, y esta es transferida a través de las líneas de transmisión a todos los puntos de consumo, según las necesidades de los consumidores.

Existen áreas fundamentales en las que se pueden utilizar dispositivos hidrocínicos con fines de generación de energía, estas son, las corrientes marinas. Dentro de las marinas, las corrientes oceánicas representan una fuente potencial de energía donde el flujo es unidireccional, a diferencia de las variaciones de marea bidireccionales.

Si bien todos los dispositivos hidrocínicos operan con los mismos principios de conversión independientemente de sus áreas de aplicación, aparecen un conjunto de diferencias en las formas de diseño y en las características operativas relacionadas con el lugar de instalación (Benelghali et al., 2007; Khan et al., 2009):

En el Diseño

- **Tamaño:** Para lograr economías de escala, actualmente se están diseñando turbinas de corriente para el mar con mayor capacidad (varios MW). Las turbinas fluviales, por otro lado, se están considerando en el rango de unos pocos kW a varios cientos de kW.
- **Direccionalidad:** El flujo del río es unidireccional y esto elimina el requisito de giro del rotor. En corrientes marinas, una turbina puede funcionar tanto durante las mareas de inundación como de reflujos.
- **Colocación:** Dependiendo de la sección transversal del canal, una turbina de corriente marina, solo se puede colocar en el fondo del mar / lecho del río o en otras disposiciones (flotantes o montadas en una estructura cercana a la superficie).

En la operación

- **Características de flujo:** La característica de flujo de una corriente marina es significativamente diferente de las variaciones de marea. Mientras que el primero tiene una fuerte variación estocástica (estacional a diaria), el segundo sufre fluctuaciones de naturaleza periódica dominante (diurna a semidiurna).
- **Densidad del agua:** La densidad del agua de mar es mayor que la del agua dulce. Esto implica una menor capacidad de generación de energía para una unidad de turbina mareomotriz cuando se coloca en un arroyo de río. Además, dependiendo del nivel de salinidad y temperatura, el agua de mar en diferentes lugares y tiempos puede tener un contenido energético variable.
- **Control:** Las turbinas mareomotrices son candidatas para operar bajo las condiciones marinas pronosticadas. Es posible que las turbinas fluviales no estén dentro de tales paradigmas de control y que sea necesario sintetizar sistemas de control más dinámicos.
- **Predicción de recursos:** Las condiciones de las mareas se pueden predecir casi en su totalidad y se pueden utilizar gráficos fácilmente disponibles para coordinar la operación de una planta de energía mareomotriz. Para aplicaciones fluviales, la predicción de las condiciones del caudal es más complicada y las ubicaciones geográficas pueden no tener tales disposiciones (Pérez, 2021).

Los convertidores hidrocinéticos se construyen sin alterar el caudal del agua, aprovechando la corriente del agua. Radkey y Hibbis lo describen como “un convertidor de energía electromecánica que aprovecha la energía cinética del agua de río” (Zubialde, 2016).

1.2 Turbinas hidrocinéticas

Hasta hoy han sido desarrollados una serie de conceptos para la utilización de la energía de las corrientes de agua, siendo consideradas las turbinas hidrocinéticas como la mejor opción para dicha conversión. El término aquí utilizado de “turbinas hidrocinéticas” también se puede encontrar en la literatura de otras formas como: turbinas de corrientes de agua (WCT), turbinas hidráulicas de cabeza ultra baja, turbinas hidráulicas en la corriente, turbinas de corrientes de ríos (RCT) o sistemas de conversión de energía de corrientes de río (RCECS) (Zubialde, 2016).

En este trabajo se ha adoptado “turbinas hidrocinéticas” como las turbinas usadas para la conversión de dicho tipo de energía, ya sean aquellas basadas en las corrientes marinas, corrientes de los ríos, o canales de aguas naturales y artificiales, constituyendo el tema fundamental de nuestra investigación.

El flujo de energía contenido en una corriente de fluido depende directamente de la densidad del fluido, el área de la sección transversal y la velocidad del fluido al cubo. Además, la eficiencia de conversión de los procesos hidrodinámicos, mecánicos o eléctricos reduce la producción total de energía. Las turbinas se conciben como opciones principales para dicha conversión. A continuación, se ofrece una breve descripción de cinco conceptos interrelacionados categorizados según la clase de turbinas (Khan et al., 2009):

- Axial (horizontal): el eje de rotación del rotor es paralelo a la corriente de agua entrante (empleando palas de tipo de elevación o arrastre) (EMEC, 2021b).
- Vertical: el eje de rotación del rotor es vertical a la superficie del agua y también ortogonal a la corriente de agua entrante (empleando palas de tipo de elevación o arrastre) (Eriksson, Moroso, & Fiorentino, 2006).

- Flujo transversal: el eje de rotación del rotor es paralelo a la superficie del agua, pero ortogonal a la corriente de agua entrante (empleando palas de elevación o arrastre).
- Venturi: el agua acelerada resultante de un sistema de estrangulamiento (que crea un gradiente de presión) se utiliza para hacer funcionar una turbina incorporada o en tierra.
- Vórtice gravitacional: el efecto de vórtice inducido artificialmente se utiliza para impulsar una turbina vertical.

En el estado actual de esta tecnología, las turbinas de eje horizontal y vertical son candidatos clave para las iniciativas de investigación, desarrollo y demostración. Además de apuntar a aplicaciones específicas (tales como corrientes de marea o arroyos de ríos), una gran cantidad de esfuerzos de desarrollo se dirigen hacia la realización de soluciones que puedan servir a ambas áreas (Caballeros, 2011).

La conversión de energía hidrocínética puede utilizar maquinaria turbo rotativa o puede usar esquemas sin turbina. Mientras que la primera clase (sistema de turbina) abarca varias tecnologías rotativas clásicas, el último grupo (sistema sin turbina) se basa principalmente en varios conceptos no convencionales (Khan et al., 2009).

Dichos esquemas incluyen el concepto de “barco velero” (Owen & Bryden, 2005), vibración inducida por vórtices (Vortex-Hydro-Energy, 2021), conversión por polímeros piezoeléctricos (Taylor, Burns, Kammann, Powers, & Welsh, 2001) y velas de geometría variable (TidalPower, 2015). Actualmente, la mayoría de estas tecnologías se encuentran en su etapa de prueba de concepto o se están desarrollando como modelos a escala parcial.

Por otro lado, los sistemas de turbinas rotativas que emplean turbinas horizontales, verticales o de flujo transversal ocupan la mayor parte de la discusión en las publicaciones científicas.

Elementos principales que constituyen una turbina hidrocínética: La eficiencia en la extracción de la energía cinética de un flujo agua está directamente ligado con el diseño de la turbina hidrocínética, en la figura 1 se muestra a detalle las partes de la misma, en el documento se comenta las partes principales.

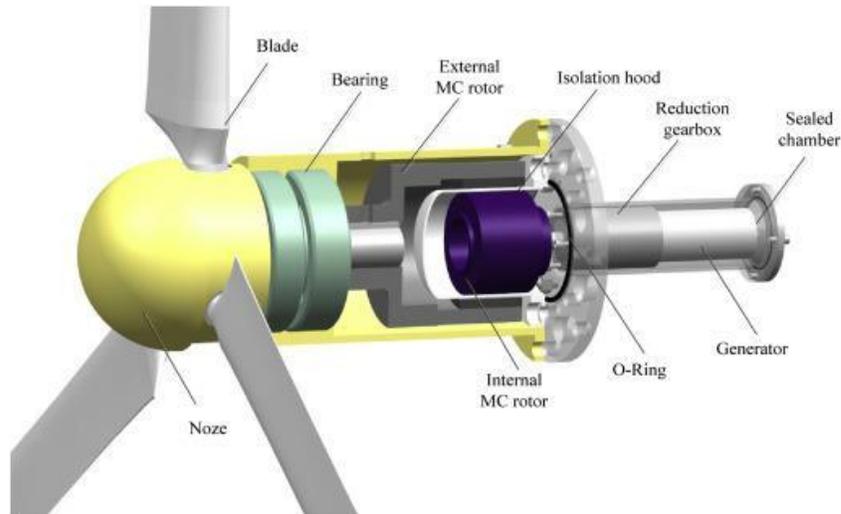


Figura 1. Partes de una turbina hidrocínética. Fuente: (Cabrera, 2020)

- Aspas de la turbina, o palas es el captador de energía cinética del flujo de agua para convertirla en energía de rotación, las palas están compuestas por perfiles dinámicos, optimizados para reducir la vulnerabilidad a las cavitaciones y un menor cuidado a las incrustaciones. El número de aspas y diseño es objeto de estudio, van montadas en un cubo, la energía de rotación se transmite a un generador mediante transmisión directa o una caja de engranajes, el conjunto de palas y cubo debe aislar al sistema interno de la turbina del agua, más información se puede encontrar en la siguiente literatura.
- Rotor, es considerada la primera etapa de la turbina hidrocínética, su trabajo consiste en la conversión de energía, la eficiencia de esta unidad determina directamente la eficiencia general de la turbina, uno de los códigos de diseño de rotores exitosos es HarpOpt, basado en el método Blade Element Momentum (BEM) reconocidos en el diseño de rotores de viento y agua.
- Tren de Transmisión, es el conjunto de componentes encargados de transmitir la energía desde las aspas (eje de baja velocidad) al generador (eje de alta velocidad) mediante un multiplicador de velocidad, la transmisión puede estar construido por una o varias etapas, el principal elemento es la caja de engranajes o caja multiplicadora, la eficiencia global de la caja de engranajes explica la disipación viscosa (Cabrera, 2020).
- Generador Eléctrico, es el encargado de transformar la energía mecánica recibida de la caja de engranajes en el eje de alta velocidad en energía eléctrica, uno de los generadores

síncrono más utilizados es el de imanes permanentes donde se ha sustituido el bobinado de excitación en el rotor por uno de imanes permanentes que suministran un campo de excitación constante (Lata, 2019).

La elección de la configuración del rotor de la turbina requiere considerar una amplia gama de factores técnicos y económicos. Como campo emergente de conversión de energía, estos problemas se vuelven aún más dominantes para las turbinas hidrocínéticas (Khan et al., 2009; Neill & Hashemi, 2018). En la figura 2 se ofrece una clasificación general de estas turbinas basada en su configuración física.

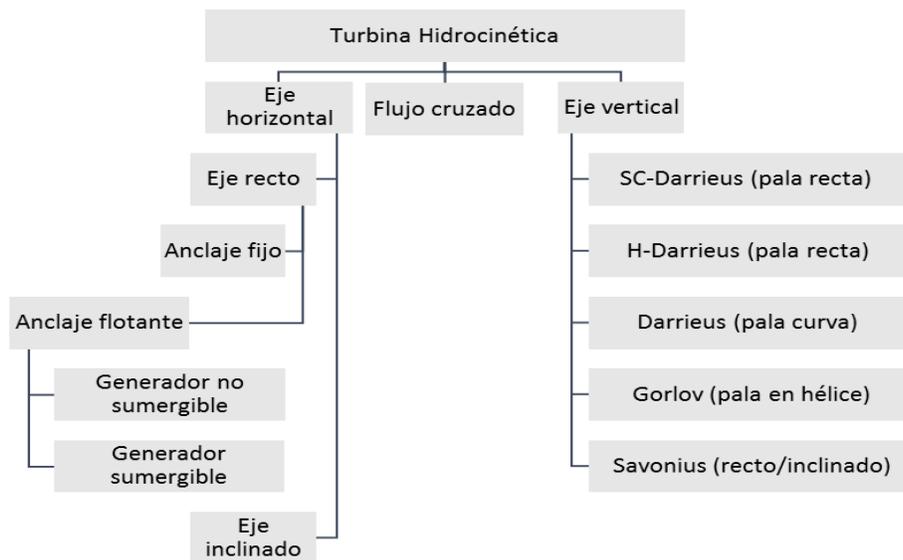


Figura 2. Clasificación de las turbinas según su configuración física (Khan et al., 2009; Neill & Hashemi, 2018)

Teniendo en cuenta la alineación del eje del rotor con respecto al flujo de agua, se pueden observar tres clases genéricas: (a) eje horizontal, (b) eje vertical y (c) turbinas de flujo transversal. En la figura 3 se muestran varias disposiciones de turbinas para su uso en entornos hidroeléctricos.

Las turbinas de eje horizontal (llamadas alternativamente como flujo axial) tienen ejes paralelos al flujo del fluido y emplean rotores de tipo hélice. Las turbinas de eje inclinado se han estudiado principalmente para pequeños convertidores de energía fluvial. La mayoría de estos dispositivos se probaron en arroyos fluviales y se comercializaron en escalas limitadas. Para el caso de Cuba, resulta interesante analizar la experiencia de Garman en 1998, que lo utilizó para el bombeo de agua, mientras que Marlec y Thropton-

Energy-Services se enfocaron en su utilización para la electrificación de áreas remotas (Pérez, 2021).

Las turbinas de eje horizontal son comunes en los convertidores de energía mareomotriz y son muy similares a las turbinas eólicas modernas desde el punto de vista del concepto y del diseño. Las turbinas con estructuras sólidas de anclaje requieren que la unidad generadora se coloque cerca del lecho del río o del lecho marino. Los informes y la información sobre turbinas mareomotrices / fluviales rígidamente ancladas se pueden consultar en SIMEC, 2021. Los rotores de eje horizontal con un mecanismo de anclaje flotante pueden permitir que un generador no sumergido se coloque más cerca de la superficie del agua según SMD, 2021 (Pérez, 2021).

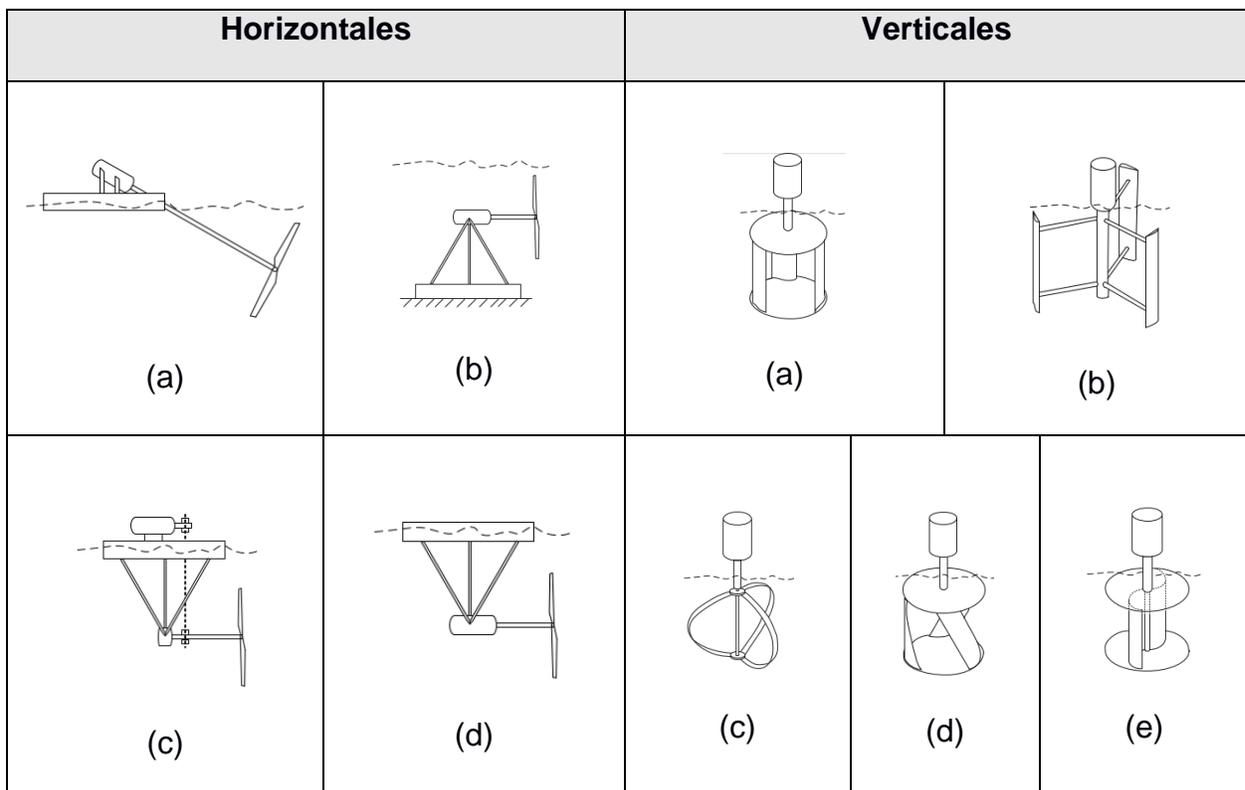


Figura 3. Clasificación de las turbinas en función del eje del rotor (Khan et al., 2009; Neill & Hashemi, 2018). Horizontales: (a) eje inclinado, (b) anclaje rígido), (c) generador no sumergido, (d) generador sumergido. Verticales: (a) SC-Darrieus, (b) H-Darrieus, (c) Darrieus, (d) Gorlov, (e) Savonius.

Las turbinas de flujo transversal tienen ejes de rotor ortogonales al flujo de agua, pero paralelos a la superficie. Estas turbinas también se conocen como ruedas hidráulicas flotantes. Tienen como desventaja la gran cantidad de material a utilizar en su

construcción. Las turbinas Darrieus con arreglos de flujo cruzado también pueden considerarse en esta categoría (Khan et al., 2009).

En el dominio del eje vertical, las turbinas Darrieus son las opciones más relevantes. En este caso, las turbinas H-Darrieus (palas rectas) es muy común. La turbina Gorlov es otro miembro de la familia del eje vertical, donde las palas son de estructura helicoidal (Vasquez Acuña, 2020). Las turbinas Savonius son dispositivos de tipo de arrastre, que pueden consistir en palas rectas o inclinadas (Khan et al., 2009).

Actualmente las turbinas que están siendo más empleadas a nivel internacional son las turbinas de eje horizontal y vertical, con el objetivo de utilizar el agua como fuente de energía; sin embargo, existen ventajas y desventajas entre ellas (Tabla 1), aspectos que inciden en su selección (Navarro Garrido, 2021).

Tabla 1. Comparación de las turbinas de eje horizontal y eje vertical.

	Turbinas de eje horizontal	Turbinas de eje vertical
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Más eficientes. • No presenta problemas con el escalado, la mayoría de los autores refieren que para grandes proyectos los costos de fabricación pueden disminuir abruptamente. 	<ul style="list-style-type: none"> • Operan sin problemas ante los cambios de dirección de la corriente. • Los elementos del tren de potencia y el generador pueden estar fuera del agua, haciendo que este tipo de máquinas sea muy ventajoso en determinados emplazamientos. • Muy atractiva desde el punto de vista económico por su sencillez, facilidad de construcción y bajos costos de mantenimiento.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • La complejidad constructiva debido al sellado de las partes y componentes de las maquinas en un medio que es muy agresivo para las máquinas. • Los costos de mantenimientos son relativamente muy superiores. 	<ul style="list-style-type: none"> • Los niveles de eficiencia están entre 5 y 10 puntos porcentuales por debajo de las turbinas de eje horizontal. • Su escalado está limitado ya que el diámetro del rotor no debe exceder ciertos límites.

Múltiples son los factores que hay que tener en cuenta para la selección de una turbina hidrocínética, a pesar de ello consideramos que es de gran importancia el estudio y desarrollo de investigaciones en nuestro país para su utilización en la generación de energía y su conectividad a la red que permita el correcto desarrollo de la actividad productiva, docente y doméstica, lo que favorece elevar el nivel de vida y la situación económica de la población.

Además, las turbinas hidrocínéticas pueden potencialmente usarse junto con una gran instalación hidroeléctrica existente, donde la salida de un arroyo se puede utilizar para aumentar la capacidad (es decir, maximizar el uso de recursos). El bombeo directo de agua para riego, la desalinización del agua de mar y la calefacción de espacios son otras áreas potenciales de uso final (Ciampaglia, 2020).

En la actualidad, la mayoría de los proyectos hidrocínéticos se explotan con hidrogeneradores de pequeña escala (menos de 1 MW). En el Reino Unido, por ejemplo, está la turbina hidrocínética más grande del mundo, conocida como “Scotland’s MeyGen”, que en el año 2018 terminó generando 10 GWh, la cantidad de electricidad que 2800 hogares escoceses consumen en un año. También en el continente asiático se han desarrollado prototipos más pequeños, específicamente en China, donde la Universidad de Zhejiang desarrolló una turbina de eje horizontal de 600 kW.

Al cierre del 2018 había más de 90 desarrolladores de tecnología hidrocínética. Ya existen prometedores avances en el ámbito demostrativo conectados a la red, por ejemplo, el dispositivo SeaGen de 1,2 MW que se instaló en Strangford Narrows, Irlanda del Norte (figura 4a) y el desarrollo de la fase 1A de 6 MW del proyecto MeyGen (figura 4b) en Pentland Firth (Escocia), entre otros proyectos (Pérez, 2021).



a) Turbina SeaGen de 1,2 MW



b) Turbina de la fase 1A de 6 MW del proyecto MeyGen

Figura 4. Prototipos en etapa experimental avanzada. Fuente: (Pérez, 2021)

Las turbinas hidrocínéticas generalmente tienen dos o tres hojas montadas a lo largo de un eje para formar un rotor. El movimiento cinético de la corriente de agua crea un empuje en las hojas haciendo que el rotor gire impulsando un generador eléctrico. Entre ellas podemos encontrar como ejemplo las siguientes:

- Turbina Helicoidal Gorlov (GHT)

Esta turbina es de eje vertical, de flujo cruzado y tiene palas con forma de ala de avión (figura 5). Debido su forma simétrica, mismo sentido, independientemente del sentido y dirección esta turbina gira siempre en el de la corriente. La turbina GHT puede ser instalada en zonas muy poco profundas, tanto como 3 metros de profundidad, y además permite que se instalen varias en un mismo lugar, tanto una al lado de la otra como un delante de la otra, teniendo así la capacidad de ampliar la planta sin grandes modificaciones al proyecto.

El diámetro de rotor es de 1 m, la altura de 2,5 m, la potencia de diseño igual a 1,5 kW con una velocidad de 1,5 m/s, y de 180 kW con una velocidad de 7,72 m/s. La turbina se diseña para una velocidad de 7,72 m/s con una potencia de 180 kW y una velocidad de conexión de 0,5 m/s (no se recomiendan para velocidades menores a 1,5 m/s).

La conexión a la transmisión es opcional, y la salida se realiza en tres fases a 50 o 60 Hz según los requerimientos del país, y se puede generar en la salida 11 kW. La turbina es de eje vertical, con 3 palas de aluminio con forma aerodinámica, y un área frontal de 2,5 m². Las palas se inclinan 67° a partir del eje, y se instalan a un marco, el cual se ancla al fondo marino. La eficiencia del generador se obtuvo en base a distintas pruebas y es de un 80%,

pero se pueden utilizar distintos generadores con distintas eficiencias según el rango de velocidades existentes en el sitio de instalación (García, 2016).



Figura 5. Turbina Helicoidal Gorlov.
Fuente: (Girón, 2016)

- La turbina KOBOLD

Consiste en una estructura flotante que posee, en su parte inferior, una turbina de eje vertical o rotor de 6,0 m de diámetro, con hojas de 5,0 m de altura (figura 6).

La potencia se calcula multiplicando el torque en el eje de la turbina por la velocidad angular. La planta piloto se opera desde el 2001 y hasta ahora se considera satisfactoria. La potencia de diseño es de 80 kW (Ganzirri, il Peloro e lo Stretto di Messina, 2016).



Figura 6. Turbina KOBOLD.
Fuente: (Ganzirri, il Peloro e lo Stretto di Messina, 2016)

- SeaPower Inc. (vertical axis)

Tidal Turbine Power Plant (TTPP) por SeaPower se basa en la turbina de Savonius, y originalmente se diseña para la conversión de energía cinética de las corrientes oceánicas en energía rotatoria (figura 7). Este tipo de turbina de eje vertical es relativamente lento, pero genera un alto torque. La potencia es de 60 kW aproximada (Girón, 2016).



Figura 7. SeaPower Inc. (vertical axis) Fuente: (Girón, 2016)

- Generador Stingray

En UK se instala en el 2002 por parte de Engineering Bussines Ltd., el prototipo denominado Stingray, de 150 kW con corrientes de 2 m/s, en Yell Sound cerca de las islas Shetland (Escocia) (figura 8). Se trata de una especie de ala de avión submarina horizontal que oscila con las corrientes marinas y varía su ángulo de inclinación para obtener un movimiento ascendente y descendente para generar electricidad. Tiene aproximadamente 20 m de ancho y 24 m de alto, montado sobre un brazo horizontal.

Las corrientes mueven el ala montada sobre el brazo de arriba abajo, accionando unos cilindros hidráulicos de aceite a presión que se dirigen a un motor hidráulico conectado a un generador eléctrico. La salida de este generador pasa a un sistema de control industrial dando lugar a corriente continua, que viaja por un cable submarino hasta una planta en la costa donde se obtiene corriente alterna (Girón, 2016).



Figura 8. Parque Stingray. Fuente: (Girón, 2016)

- Proyecto Sea Snail

Es un prototipo capaz de generar 150 kW de energía eléctrica, desarrollado por la Universidad Robert Gordon, en Aberdeen Escocia, instalado en las Islas Orkney, lleva una pequeña turbina que genera electricidad sobre el fondo del mar (figura 9).



Figura 9. Prototipo Sea Snail
Fuente: (Girón, 2016)

Su armazón tubular, de acero, se clava sobre el fondo del océano. La turbina situada en el centro se encuentra rodeada por una serie de lóbulos en forma de ala que crean una fuerza descendente conforme la corriente pasa encima de ellos. Mientras más rápido sea el flujo de corriente, más fuertemente son empujados hacia el lecho marino. Las alas tienen un movimiento oscilatorio de acuerdo con la marea; en este prototipo están fabricadas con fibra de vidrio, pero en el futuro se rediseñarán empleando una cubierta inoxidable.

Para su mantenimiento, Sea Snail está diseñado para ser izado a la superficie, donde se evitan los peligros de las fuertes corrientes. Como la estructura está sumergida, no alteran el paisaje, ni contaminan o provocan cualquier daño ambiental significativo (Girón, 2016).

- Sistema VIVACE

En un sistema VIVACE (figura 10), la corriente de agua atraviesa los espacios entre los cilindros horizontales. La turbulencia generada por el movimiento de los cilindros produce un vórtice que les infiere un movimiento mecánico vertical, a lo largo de las guías ubicadas en los soportes verticales. Unos generadores ubicados en estos soportes, producen energía a partir del movimiento de los cilindros.

El vórtice inducido por las vibraciones tiene la forma de ondulaciones redondeadas. La presencia de un cilindro forma ondas, cuya velocidad es igual o mayor a la velocidad de la corriente. Esto hace que los remolinos formen un patrón en los lados opuestos del cilindro. Los vórtices empujan y mueven al objeto hacia arriba y hacia abajo, o hacia la izquierda y hacia la derecha, siempre perpendicular a la corriente (Flores, 2013).

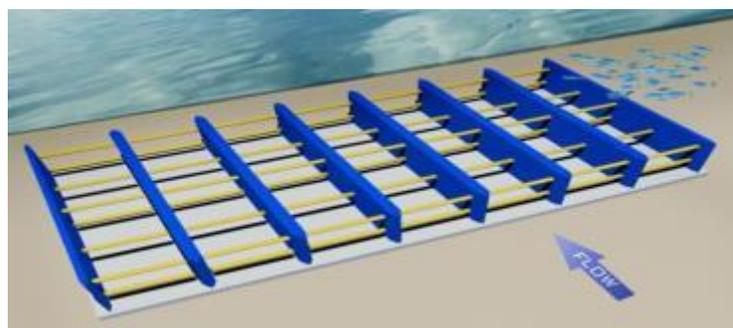


Figura 10. Sistema VIVACE. Fuente: (Flores, 2013)

1.3. Antecedentes y potencialidades para el desarrollo de fuentes de energía hidrocinética en Cuba

Los trabajos de aprovechamiento de la energía hidráulica en Cuba para la generación de energía eléctrica, han sido monitoreados por el Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INRH). El desarrollo de instalaciones con esta finalidad ha estado ubicado fundamentalmente en las zonas montañosas del país y con excepción de la hidroeléctrica del Hanabanilla las instalaciones son generalmente pequeñas, de menos de 1 MW (López, 2007). Sin embargo, cuando se realiza una revisión de los datos referidos al aprovechamiento de esta fuente de energía en nuestro país, puede observarse que su desarrollo no se corresponde con el potencial existente, sobre todo cuando se trata del proveniente de las corrientes del mar. Adicionalmente pueden destacarse las facilidades para la instalación de turbinas hidrocinéticas en el mar debido que según Kumar (2018) estas son un tipo de turbina completamente abierta, sin carcasa ni jaula; y que, en comparación con otras turbinas convencionales no requieren necesariamente presas ni estructuras civiles para su instalación.

Precisamente en este trabajo el objetivo está relacionado con el aprovechamiento de las corrientes marinas y la energía hidrocinética proveniente de ellas como fuente de generación renovable de energía eléctrica. El desarrollo de la energía hidrocinética tiene amplias posibilidades como fuente de generación de electricidad. Según Mitrani y Cabrales (2020), aunque la velocidad del fluido de las corrientes marinas es más pequeña que en el caso del aire, la potencia por unidad de área barrida es mucho mayor respecto a la que se obtendría con una aeroturbina. Por ejemplo con vientos de 15 m/s pueden obtenerse 2 kW/m² de energía eléctrica, sin embargo, con corrientes marinas de solo 2 m/s se obtendrían 4 kW/m².

Desde esta perspectiva, en Cuba, dada su condición geográfica insular, se han estudiado las potencialidades de las corrientes marinas como base para la generación de este tipo de energía. Según el trabajo más actualizado que se ha identificado en la literatura nacional, Mitrani y Cabrales (2020) estudian las corrientes marinas alrededor del territorio cubano en tres condiciones naturales diferentes: por un lado las corrientes oceánicas, en alguna medida alejadas de las costas de nuestro país, por otro lado las corrientes de marea y por último los canales de entrada de las bahías, donde se encuentran las mayores potencialidades para el aprovechamiento de la energía hidrocínética.

Con respecto a las corrientes oceánicas Mitrani y Cabrales (2020) declaran como regiones de Cuba de mayor aprovechamiento de la energía hidrocínética con origen en el mar las siguientes:

- El Paso de los Vientos: donde las corrientes de septiembre a octubre sobrepasan los 0,4 m/s de velocidad, con un posible potencial energético ideal de 0,019 kW para una turbina de área $A = 1 \text{ m}^2$.
- Al norte de Artemisa: se observan valores de hasta 1,4 m/s fundamentalmente en el período entre los meses de enero a abril. Para esta corriente se observa ocasionalmente un segundo máximo de 1,2 kW a más de 50 km de las costas de Artemisa en una sección transversal de 1 m^2 .
- Al norte de Pinar del Río se observan valores de hasta 1,4 m/s fundamentalmente en el período entre los meses de enero a abril, a partir de mayo los valores descienden hasta alcanzar velocidades de aproximadamente 1 m/s. Se aprecia que el máximo potencial en esta zona en una sección transversal de 1 m^2 es del orden de hasta 1,2 kW a más de 200 km de tierra cubana.

Las corrientes de marea, por otra parte, son predominantes en áreas de amplia plataforma y cayos. Tomando en cuenta datos provenientes del Instituto Cubano de Hidrografía (ICH, 1989) y el trabajo de Mitrani y Cabrales (2020) pueden destacarse en el territorio nacional las siguientes zonas con potencialidades para la instalación de turbinas de sección transversal de 1 m^2 a partir de corrientes derivadas de la marea:

- Golfo de Batabanó: las corrientes predominantes tienen una velocidad que muy pocas veces supera los 0,3 m/s, manteniéndose como promedio en un intervalo de

0 a 0,17 m/s. Con esta velocidad el potencial de generación de energía eléctrica estaría por debajo de 1 kW.

- Golfos de Ana María y Guacanayabo: se generan corrientes con valores promedio están en el entorno de 0,3 a 0,7 m/s y potencial de 0,2 kW como máximo.
- Archipiélago de Los Colorados: en la bibliografía consultada es escasa la información de menor escala sobre las mareas y las corrientes generadas por ellas. Atendiendo a la escala de HYCOM, solo se puede apreciar la Corriente del lazo, que en las cercanías de esta área, muestra su máximo de velocidad en los meses de marzo y abril, en el entorno de 1,4 m.s⁻¹, con potencial energético ideal para A=1m² de hasta 16 kW.

La disposición geográfica de las bahías de bolsa favorece el incremento de las corrientes marinas, sobre todo en sus canales de entrada. En el territorio nacional pueden declararse como ejemplos de bahías con potencialidades para la instalación de turbinas con fuente de energía hidrocínética las siguientes:

- Bahía de Nuevitas: con corrientes cuyas velocidades alcanzan como promedio una velocidad de 0,63 metros por segundo a partir de lo cual pueden generarse como promedio entre 0,52 y 1,49 kW de energía eléctrica (Echevarría, 2007; Mitrani y Cabrales, 2020).
- Bahía de Nipe: donde las corrientes alcanzan valores entre 0,2936 y 1,1745 m/s a partir de lo cual pueden generarse aproximadamente como promedio 0,5 kW de energía eléctrica (Mitrani y Cabrales, 2020).
- Bahía de Banes: donde las corrientes alcanzan como mínimo 1,23 m/s, a partir de lo cual puede generarse como promedio 3 kW de energía eléctrica (Pérez et. Al., 2021).

Esta situación geográfica unida al potencial que presenta nuestro país en otras fuentes renovables hace que se establezca una nueva política energética proyectada hasta el año 2030, donde se espera que el porcentaje de penetración de las fuentes renovables de energía supere el 24 %. Con el fin de contribuir al desarrollo de esta tecnología esta investigación tributa al Proyecto Nacional “Bases para el uso sostenible de fuentes de

energías marinas renovables en las bahías de Nipe y Banes, y de las aguas adyacentes” (Pérez, 2021).

1.4. Metodología de selección de turbinas hidrocínéticas

La revisión de la literatura especializada permitió identificar algunas investigaciones referidas a métodos de selección de turbinas cuya fuente de energía es la hidrocínética. Un primer aspecto notable en esta revisión es la tendencia que alcanzan las investigaciones relacionadas con las turbinas de eje horizontal (Aragón, 2013; Cardona et. al., 2017).

Aragón (2013) presenta en este año los resultados de la investigación “Criterios para la selección de parámetros característicos de turbinas hidrocínéticas de eje horizontal”. En este trabajo se abordan los parámetros característicos de las turbinas hidrocínéticas cuyo eje es paralelo al flujo de agua y cuáles son los criterios para la correcta selección de los mismos.

Cardona et. al. (2017) realizan también una revisión de las turbinas cinéticas cuyo eje es horizontal, tomando en cuenta aspectos como los parámetros de diseño, materiales de fabricación y las mejoras implementadas para incrementar la eficiencia de este tipo de tecnología; aspectos que constituyen elementos base para una correcta selección de este tipo de dispositivos. Las conclusiones de estos trabajos, estando referidas solamente a turbinas de eje horizontal, constituyen una base y abren una brecha para continuar investigando y desarrollando estudios que permitan desarrollar métodos de selección basados en los parámetros característicos de otros tipos de turbinas hidrocínéticas como pueden ser las de eje vertical.

Otro enfoque a destacar se relaciona con estudios dirigidos a la búsqueda de soluciones energéticas mediante el aprovechamiento de canales que posibiliten instalaciones que generen inversiones pequeñas. De esta manera se logran identificar soluciones energéticas sostenibles sobre todo en lugares alejados de generadores de gran volumen. Ejemplo de ello es la investigación de Roche (2015), donde se propone un “Procedimiento de selección tecnológica para pequeñas instalaciones de aprovechamiento hidrocínético en canales hidráulicos”. En este trabajo se desarrolla un método de selección basado en los parámetros de funcionamiento de una turbina hidrocínética y la factibilidad de dicha tecnología en correspondencia con su instalación.

Un enfoque de investigación adicional que puede ser identificado al analizar las publicaciones científicas sobre la temática objeto de estudio son aquellas que relacionan los aspectos técnicos vinculados con el funcionamiento de las turbinas hidrocínéticas y los elementos que desde el punto de vista económico se relacionan con su implementación en la práctica. En este sentido Campos y Vásquez (2017) proponen en su trabajo “Análisis técnico-económico, diseño y evaluación experimental de la implementación de una turbina hidrocínética para generación eléctrica” el diseño de una turbina específicamente en canales de riego a partir de criterios relacionados con las ventajas y desventajas de estos dispositivos y las características de los canales disponibles en una región de Ecuador.

También desde este enfoque Kumar y Saini (2019) presentan el trabajo “Análisis técnico-económico de turbinas hidrocínéticas”, donde investigan los parámetros de diseño de las turbinas hidrocínéticas y desarrollan una correlación de costos que depende de los parámetros más críticos de la energía hidroeléctrica. Las conclusiones de esta investigación se basan en un análisis técnico-económico para seleccionar turbinas hidrocínéticas económicas para aplicación en ríos y canales; por lo cual, aunque no lo abordan, si sientan las bases para su aplicación en contextos naturales con potencialidades de desarrollo de energía hidrocínética en el mar, como es el caso de Cuba.

Relacionados con este último enfoque están los estudios vinculados al análisis de prefactibilidad para la instalación de turbinas hidrocínéticas. En correspondencia con ello, Pinto y Figueroa (2021) proponen un estudio para la instalación de turbinas hidrocínéticas donde articulan en el análisis elementos de carácter técnico para su funcionamiento, estudios de mercado relacionados con la oferta y demanda energéticas y análisis económicos financieros para evaluar la viabilidad de la turbina propuesta.

Las investigaciones mencionadas con anterioridad constituyen avances notables con respecto al desarrollo y utilización de la energía hidrocínética. No obstante, el análisis de sus objetivos y conclusiones permite plantear que cuando se intentan articular en un mismo procedimiento de selección de turbinas hidrocínéticas elementos como las condiciones naturales para su instalación (específicamente mediante el aprovechamiento de las potencialidades de las corrientes marinas en Cuba), los parámetros técnicos relativos a su funcionamiento (específicamente para el caso de las de eje vertical) y el

costo asociado a las diferentes ofertas del mercado, puede observarse una brecha en las investigaciones sobre esta temática.

Este espacio, resultante del análisis realizado, resulta la principal motivación para el desarrollo de esta investigación. En el Capítulo 2 del presente trabajo se propondrán las bases metodológicas para la selección de turbinas hidrocinéticas de eje vertical desde el contexto nacional cubano.

CAPÍTULO 2. MÉTODO DE SELECCIÓN DE TURBINAS HIDROKINÉTICAS PARA EL APROVECHAMIENTO DE LAS CORRIENTES MARINAS. ESTUDIO DE CASO EN TURBINAS DE EJE VERTICAL

Las fases de selección de una turbina hidrocínética definen el mejor aprovechamiento de dicha tecnología en cuanto al modo de la instalación y utilización. Por ello es necesario definir diferentes fenómenos que intervienen en el rendimiento de estas e interpretar los datos y conceptos que describen el desempeño del sistema. Desde esta perspectiva se propone en este capítulo un método para la selección de turbinas cuya fuente de energía es hidrocínética.

2.1. Método de selección de turbinas hidrocínéticas para el aprovechamiento de las corrientes marinas

De modo general el método que se propone consta de cuatro fases: la localización geográfica donde será instalada la turbina, el cálculo de la potencia teórica asociada a la localización, la determinación del costo de desarrollo del proyecto para su instalación y el análisis de la factibilidad del mismo. En cada fase del método se abordan los elementos a tomar en cuenta como guía para la selección y se ejemplifica a través de un estudio de caso para turbinas de eje vertical en tres localizaciones de la región nororiental de Cuba.

2.1.1. Fase 1: Localización geográfica

La potencia entregada por una turbina hidrocínética no solo depende de que tan bien funcione este dispositivo, también hay que tomar en consideración la ubicación geográfica ya que es fundamental para el mejor aprovechamiento del recurso. Por tal razón, el lugar en será ubicado debe ser considerado como el primer criterio al seleccionar este tipo de dispositivo. Los lugares y características para su ubicación pueden ser disímiles, lo esencial es tomar en cuenta que esta tecnología toma como fuente de energía el movimiento del agua y que de forma general puede ser ubicada para el aprovechamiento de las corrientes de agua.

Esta tecnología puede ser instalada en muchos lugares tales como ríos, mares, canales, presas y entradas de bahías por ser estos sitios portadores de corrientes de agua. En correspondencia con la localización geográfica en alguno de estos lugares variarán elementos como: (a) la disponibilidad del recurso en función de las velocidades de las corrientes, (b) la densidad del agua y (c) el área de barrido o la sección transversal.

Para el estudio de caso realizado a través de la presente investigación y a modo de comprobación del método propuesto, se seleccionan tres localizaciones geográficas en correspondencia con las potencialidades que tienen las corrientes marinas como fuentes renovables de energía. Tal como se muestra en el primer capítulo de este trabajo en la zona Oriente - Norte de nuestro país existen potencialidades para el aprovechamiento de la energía hidrocínética y la instalación de turbinas basadas en esta fuente de energía renovable. Las localizaciones seleccionadas como parte del caso de estudio fueron la bahía de Nipe, bahía de Banes y la bahía de Nuevitas (Anexos). En la siguiente figura puede observarse la localización geográfica de estas bahías.

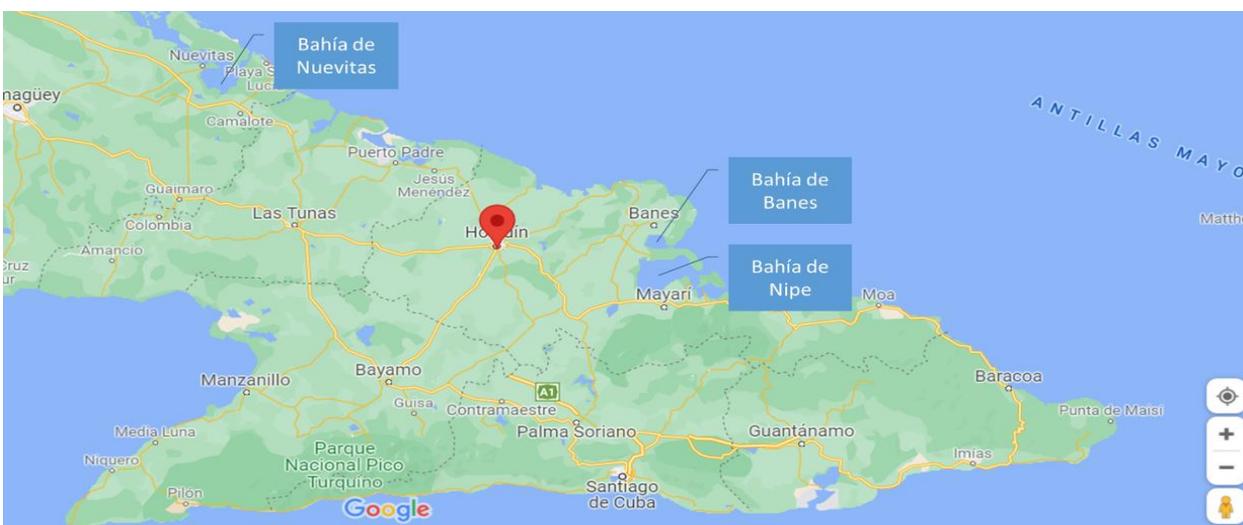


Figura 11. Bahías de la región nororiental de Cuba con potencial para el aprovechamiento de la energía hidrocínética. Fuente Google Maps.

2.1.2. Fase 2: Cálculo de la potencia teórica disponible

Uno de los parámetros más importantes en el tratamiento de cualquier fuente energética es la potencia. En este caso, cuando se instala una turbina hidrocínética, lo que se hace es interceptar una cierta cantidad de agua en un área de tamaño “A” que viene a ser el área proyectada del rotor, lo que se conoce como área de barrido por la máquina. En dicha área se produce la transformación de la energía cinética del agua en potencia mecánica que es entregada a través del eje de la turbina. La potencia suministrada por una turbina hidrocínética, depende de la superficie barrida por la hélice y, por tanto, de la longitud y del número de palas.

La energía cinética del agua, debida a la masa de agua en movimiento es:

$$E_c = \frac{1}{2} m v^2 = \frac{1}{2} \rho A v^3 t$$

Donde:

EC = Energía cinética del agua interceptada (J)

m = masa del agua (kg)

V = velocidad instantánea del agua (m/s)

t = tiempo (s)

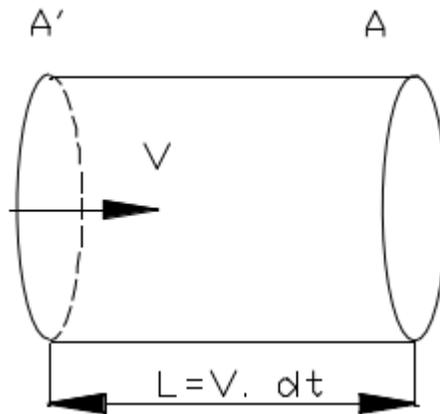


Figura 12. Ejemplo de circulación del fluido. Fuente: (Roche, 2015)

Dividiendo esta energía por el tiempo empleado en atravesar un tubo(dt), como se muestra en la figura 12, obtendremos la potencia que posee el fluido de densidad (ρ) al circular a través de un área (A) con una velocidad (V):

$$P_{\text{Fluido}} = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V^3$$

Dónde: ρ es la densidad del agua (kg/m^3); A es el área frontal de la turbina (m^2); y V es la velocidad del flujo (m/s).

De toda esta energía solamente una parte puede ser captada por una turbina. Si definimos, el coeficiente de potencia como la relación entre la potencia captada por la turbina y la potencia total disponible en el fluido, entonces:

$$\text{Potencia máxima captada} = C_p \times \frac{1}{2} \times \rho \times A \times V^3$$

Dónde: C_p . es el coeficiente de potencia de la turbina.

De acuerdo a las formulaciones matemáticas descritas con anterioridad existen tres factores fundamentales que afectan la potencia de salida en el eje de la turbina:

El primero es la velocidad de la corriente o flujo de agua. La potencia del eje de la turbina es proporcional al cubo de la velocidad de la corriente del agua. Esto significa que si se duplica la velocidad del agua, la potencia de salida del rotor será incrementada por un factor de ocho. Para extraer una cantidad dada de potencia la máquina se vuelve más grande a medida que la velocidad de corriente disminuye. Una máquina a una velocidad de corriente de 0,5 m/s tendría que ser ocho veces el tamaño de una máquina a una velocidad de corriente de 1 m/s para producir la misma potencia en el eje. Como se puede ver en el figura 13 la mínima velocidad de corriente útil es la de diseño siendo igual a 1 m/s.

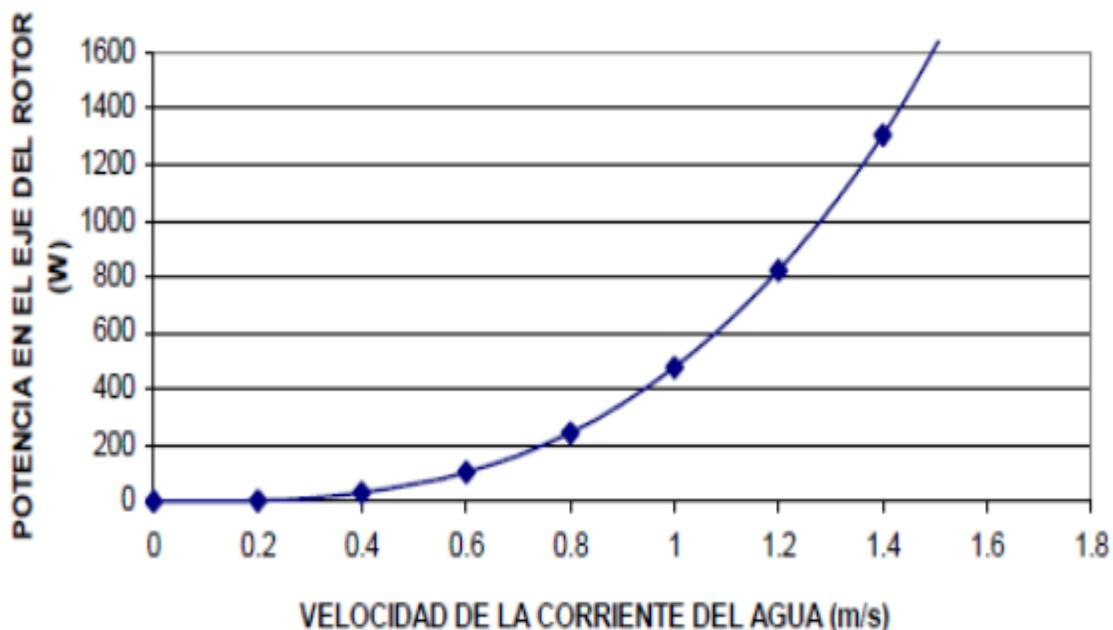


Figura 13. Potencia en el eje del rotor con respecto a la velocidad del agua para una turbina. Fuente: (Pino, 2010)

El segundo factor a tomar en cuenta es el área de barrido de las turbinas hidrocínéticas, el cual está relacionado directamente con la posición del eje del dispositivo. En este sentido existen tres formas fundamentales de ubicar el eje de una turbina hidrocínética:

- Con rotor de eje horizontal

Si el área barrida transversalmente es perpendicular a la horizontal:

$$A = \pi \frac{D^2}{4} = \pi R^2$$

Donde:

D. Diámetro del rotor (diámetro del círculo barrido por las palas).

R. Radio del rotor (radio del círculo barrido por las palas).

A continuación se muestra en la figura 14 una representación de este tipo de turbina.

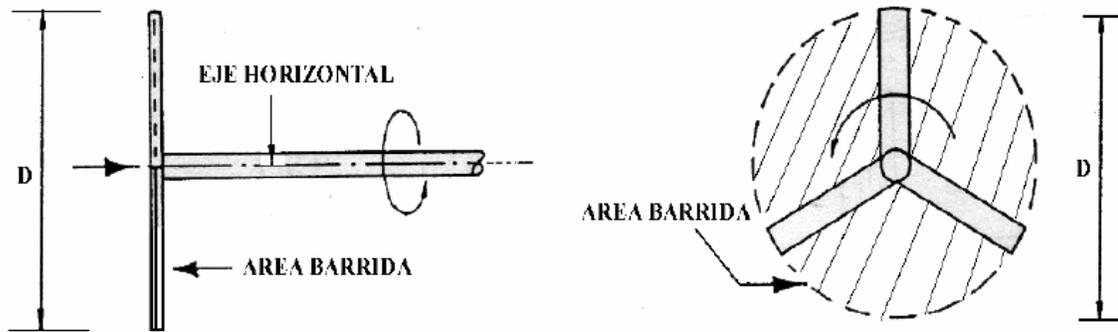


Figura 14. Rotor de eje horizontal. Fuente: (Pino, 2010)

- Con rotor de eje inclinado.

Si el rotor es de eje inclinado con respecto a la dirección de la corriente del agua, entonces el área barrida será:

$$A = \pi \frac{D^2}{4} \cos \theta = \pi R^2 \cos \theta$$

Donde:

θ , es el ángulo formado por el eje de la turbina y el nivel del agua

En la siguiente figura se muestra una turbina de este tipo:

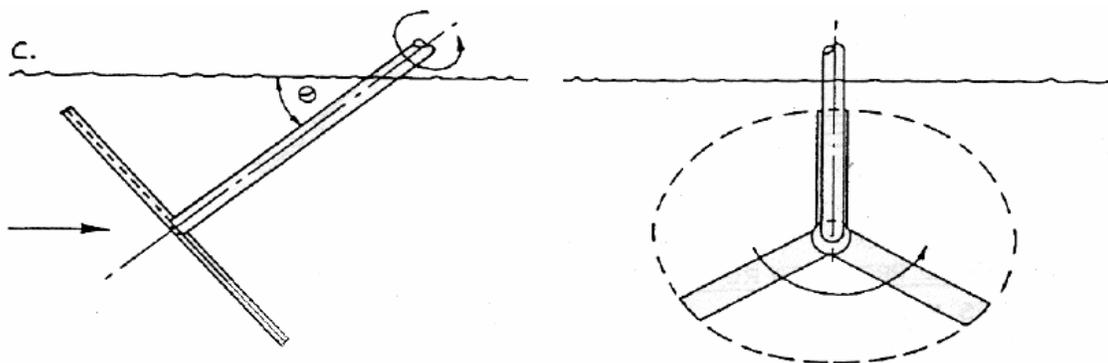


Figura 15. Rotor de eje inclinado. Fuente: (Pino, 2010)

- Con rotor de eje vertical.

Para máquinas de eje vertical (corriente transversal), con un radio R uniforme Alrededor del eje de rotación igual a $(D/2)$ y altura H , el área A barrida es:

$$A = H \times D$$

Donde:

D: Diámetro del rotor (diámetro del círculo barrido por las palas).

H: longitud de las palas.

Una representación de este tipo de turbina se muestra en la figura 16.

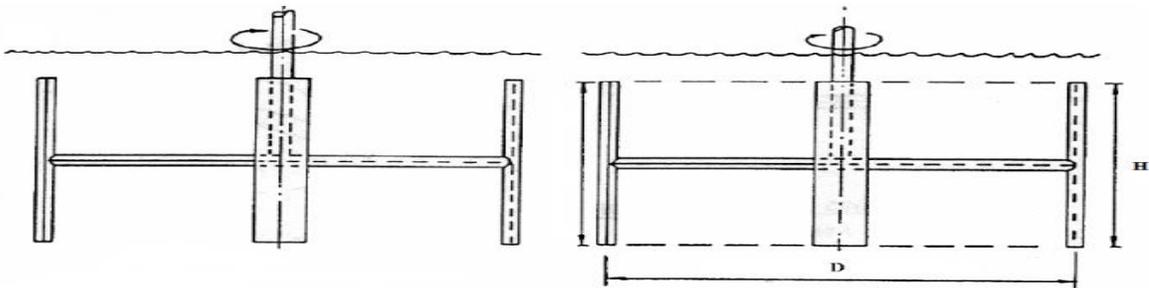


Figura 16. Rotor de eje vertical. Fuente: (Pino, 2010)

El tercer factor es el coeficiente de potencia, el cual está basado en la Teoría de la cantidad de movimiento o Ley de Betz. La energía del flujo en un sitio no se puede extraer totalmente para la producción de potencia. El por ciento extraíble se encuentra limitada por la geometría de la turbina, además es necesario tener en cuenta las consideraciones ambientales y los patrones de la circulación no pueden ser cambiados.

Cuanto menor sea la velocidad de salida, mayor será la energía cinética que generen los álabes del rotor. Idealmente podríamos frenar completamente el agua y obtener toda su energía cinética, pero entonces no habría flujo. En el extremo opuesto, podríamos maximizar el caudal eliminando los obstáculos de su camino, en caso de interponer un aro en lugar de un rotor pero entonces no obtenemos potencia alguna. Para el estudio de cuál es la potencia máxima cedida vamos a utilizar el diferencia entre la potencia del el rotor y la que atravesaría esa misma la misma si el rotor no se encontrara ahí. A este cociente se le llama coeficiente de potencia C_p .

$$C_p = \frac{P}{P_{\max}} = \frac{\frac{1}{4} \rho A_r \left(\frac{v_1 + v_2}{2} \right) (v_1^2 - v_2^2)}{\frac{1}{2} \rho A_r v_1^3} = \frac{1}{2} \left(1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right) \left(1 + \left(\frac{v_2}{v_1} \right) \right)$$

Si representamos esta relación en función de v_2/v_1 , se observa que el valor máximo de P/P_{\max} es de 0,59 y se obtiene para $v_2/v_1=1/3$, donde el radio del tubo de corriente aumenta en un factor de 1,73 (figura 17). La aplicación de esta teoría nos da una primera cota máxima para el rendimiento de la turbina. Hasta este momento no se ha tratado todavía ningún aspecto constructivo, por tanto, el valor de 0,59 será un máximo teórico. En la práctica este valor deberá estar afectado por los rendimientos de los distintos componentes del sistema: turbina, multiplicador (si lo hay), alternador, por ello no cabría esperar en ningún caso más de un 50 % como rendimiento global.

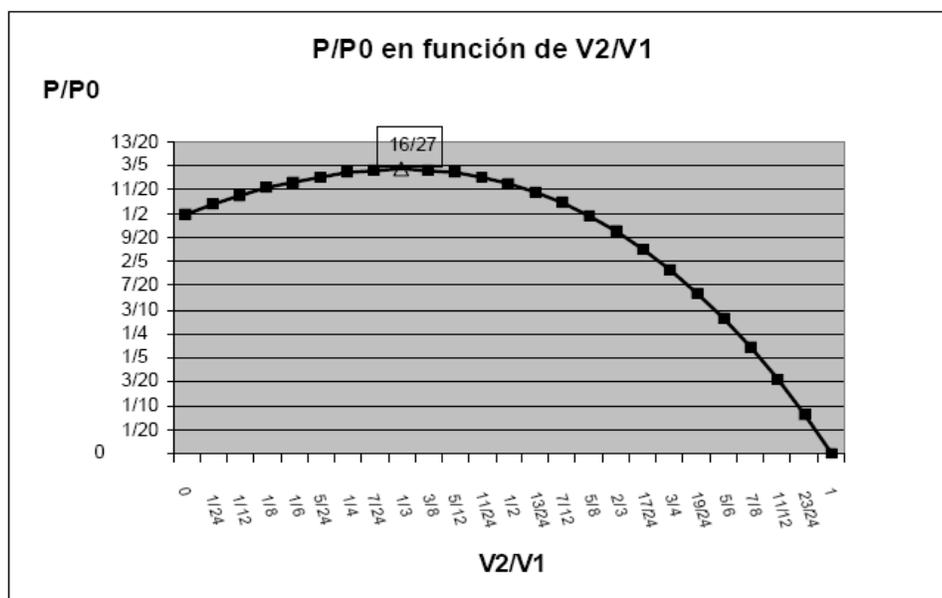


Figura 17: Definición del límite de Betz

Este resultado supone una gran diferencia, desde el punto de vista del rendimiento, con respecto a las centrales hidráulicas convencionales. En éste tipo de centrales, con un correcto diseño se suele alcanzar sin problemas rendimientos globales del orden del 80 - 90 %.

Como se muestra en la ecuación anterior el Límite de Betz (1927) expresa que: "La máxima potencia que se puede obtener, en teoría, de una corriente de flujo con una turbina ideal nunca puede superar al 59,26 % de la potencia del flujo incidente". Este límite

de Betz ha sido cuestionado debido a que el modelo es muy sencillo y se han propuesto otros modelos. La realidad ha demostrado que aún con los mejores diseños no se ha logrado superar el 48 % de la potencia del flujo incidente y cuando por razones de fabricación se debe modificar levemente la configuración óptima este valor desciende al 42%. En la actualidad para determinar las características más significativas de cada tecnología diversos autores han propuestos diferentes métodos según sus particularidades. La teoría más general es la que toma en cuenta los diferentes aspectos de eficiencia y los planteamientos teóricos de la Ley de Betz.

En correspondencia con el estudio de caso llevado a cabo en esta investigación, a través del cual se trabaja con las tres bahías con potencial identificadas en la región nororiental de nuestro país se procede según esta segunda fase a calcular la potencia teórica disponible a partir de la fórmula descrita con anterioridad.

El estudio de caso planteado en este trabajo está relacionado con las turbinas hidrocineéticas de eje vertical. Dentro de este tipo de turbinas una de los modelos más utilizados es el Darrieus por lo cual se decide tomarlo como referencia. Para la obtención de los datos técnicos de las turbinas a comparar mediante el método propuesto se realizó una búsqueda de los fabricantes de este tipo de turbinas que proporcionan detalles al respecto. Las turbinas seleccionadas son las fabricadas por la compañía canadiense “New Energy Corporation”, la cual constituye además un referente en los trabajos publicados sobre este tipo de dispositivos (Kumar, 2018).

Este fabricante produce 4 tipos de turbinas de eje vertical (Turbinas EVG, figura 18) que se ajustan a las fases de selección del método. Los detalles de las turbinas incluidas en cada serie se muestran a continuación y en las figuras 19 y 20 se muestra la relación entre la Potencia (kW) y la velocidad del agua (m/s).

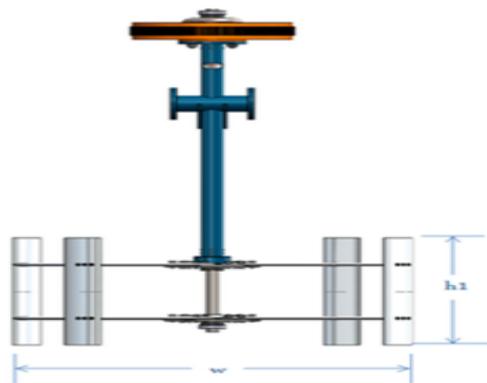


Figura 18. Turbina EVG. (New Energy Corporation, 2021)

Turbina: EVG-005H

Datos:

- Ancho del rotor (w) - **1.5 m**
- Altura del rotor (h1) - **0.75 m**
- Velocidad del agua diseñada - **3 m/s**
- Salida del generador - **3 ϕ , 300V**
- Costo de la energía nivelado (LCOE) – **menos que USD \$0.20/kWh**

Turbina: EVG-010H

Datos:

- Ancho del rotor (w) - **1.5 m**
- Altura del rotor (h1) - **1.5 m**
- Velocidad del agua diseñada - **3 m/s**
- Salida del generador - **3 ϕ , 300V**
- Costo de la energía nivelado (LCOE) **menos que USD \$0.20/kWh**

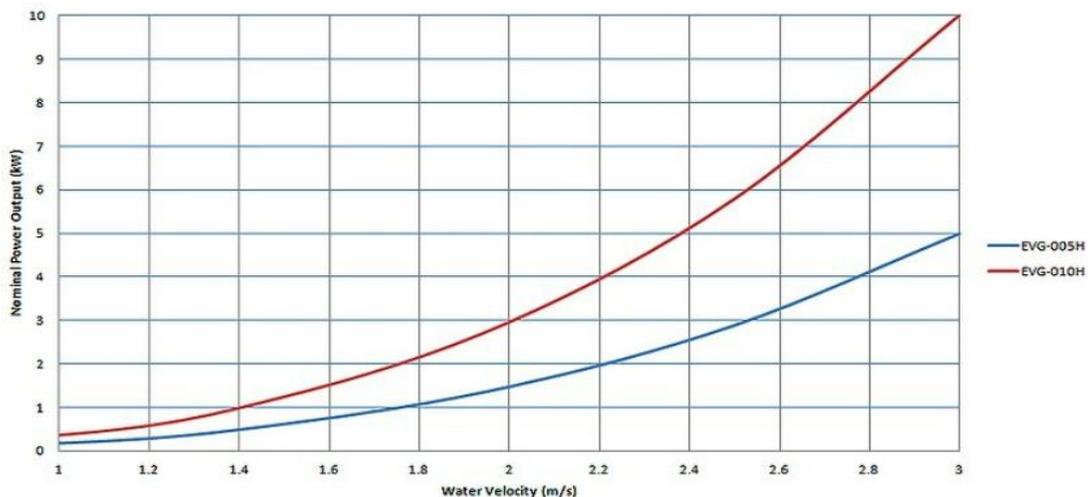


Figura 19. Relación entre la Potencia (kW) y la velocidad del agua (m/s) en las turbinas EVG-005H y EVG-010H. (New Energy Corporation, 2021)

Turbina: EVG-025H

Datos:

- Ancho del rotor (w) - **3.4 m**
- Altura del rotor (h1) - **1.7 m**
- Velocidad del agua diseñada - **3 m/s**
- Salida del generador - **3 ϕ , 300V**
- Costo de la energía nivelado (LCOE) – **menos que USD \$0.20 kWh**

Turbina: EVG-050H

Datos:

- Ancho del rotor (w) - **3.4 m**
- Altura del rotor (h1) - **3.4 m**
- Velocidad del agua diseñada - **3 m/s**
- Salida del generador - **3 ϕ , 300V**
- Costo de la energía nivelado – **menos que USD \$0.20/kWh**

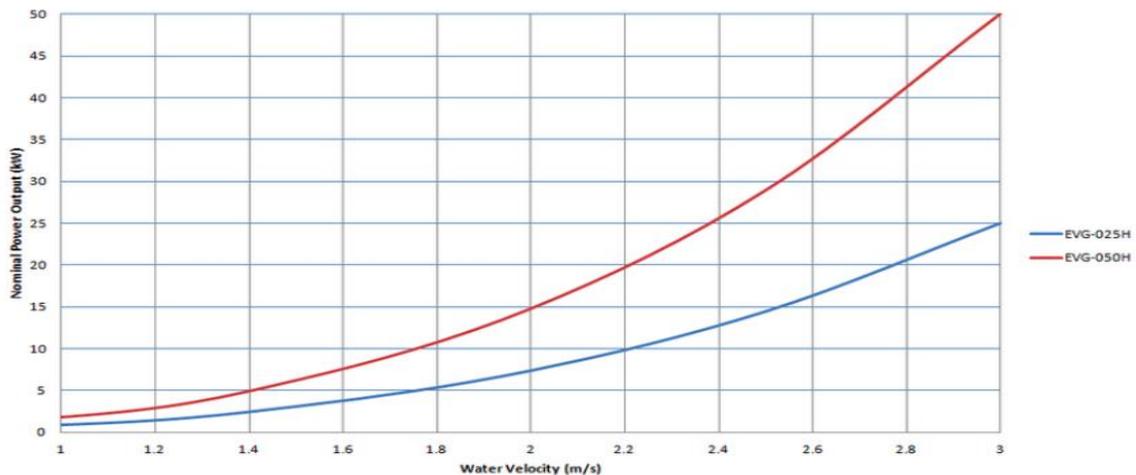
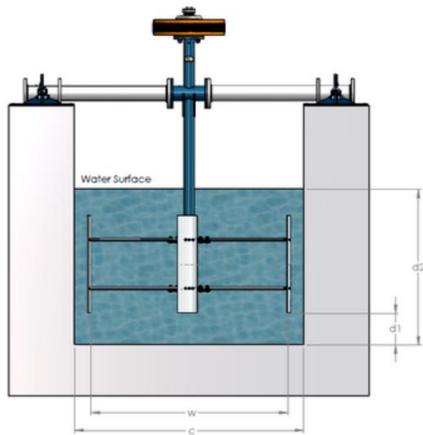
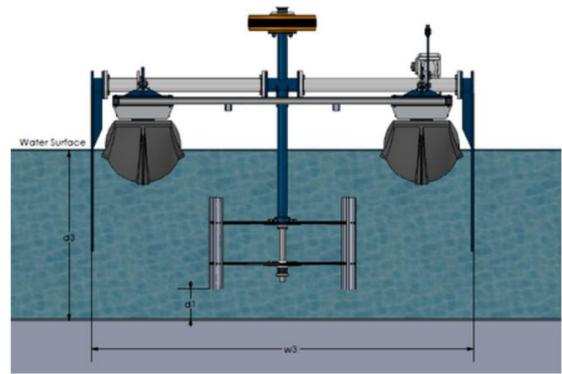


Figura 20. Relación entre la Potencia (kW) y la velocidad del agua (m/s) en las turbinas EVG-025H y EVG-050H (New Energy Corporation, 2021)

Las turbinas EVG pueden ser emplazadas de modo fijo en una superficie o flotante como se muestran en la figura 21. Estos modos de emplazamiento tienen un impacto medioambiental mínimo; no producen contaminación visual, polución o ruido y sus rotores no afectan la vida marina cuando se diseñan correctamente (Navarro Garrido, 2021). Además, producen poco o nada de dióxido de carbono u otras sustancias químicas contaminantes que contribuyen a la lluvia ácida o al calentamiento global (el “efecto invernadero”). Para su selección algunos autores plantean que se debe tener en cuenta criterios múltiples, siendo necesaria una metodología que logre combinar las distintas dimensiones, ya sean técnica o económica, o ambas con los diferentes objetivos, actores y escalas que se hallan envueltos en el proceso de toma de decisiones, sin sacrificar la calidad, confiabilidad y consenso en los resultados.



Minimal Fixed System Clearances



Minimal Floating System Clearances

Figura 21. Modos de emplazar la turbinas EVG (New Energy Corporation, 2021)

Para calcular la potencia teórica disponible en cada una de las localizaciones seleccionadas se toman el ancho y el alto del rotor de los cuatro modelos de turbinas que pueden ser desarrolladas por la compañía New Energy Corporation, cuyos modelos son EVG-005H, EVG-010H, EVG-025H, EVG-050H. Los datos de cada una de ellas, así como los otros datos utilizados para el cálculo de la potencia teórica disponible se muestran en las tablas 2, 3 y 4.

Tabla 2. Resultados del cálculo de la potencia teórica disponible en la Bahía de Nuevitas

Lugar	V (m/s)	ρ (kg/m ³)***	Turbina (modelo)	A	Cp	Potencia teórica (W/1000=kW)
Bahía de Nuevitas	0,63	1027	EVG-005H	w* = 1,5 m h** = 0,75 m A = 1,125 m ²	0,5926	0,086 kW
			EVG-010H	W = 1,5 m h = 1,5 m A = 2,25 m ²		0,171 kW
			EVG-025H	w = 3,4 m h = 1,7 m A = 5,78 m ²		0,44 kW
			EVG-050H	w = 3,4 m h = 3,4 m A = 11,56 m ²		0,88 kW

* w: ancho del rotor

**h: alto del rotor

*** La fuente de la densidad del agua (kg/m³) se encuentra disponible en: <https://www.windows2universe.org/?page=/earth/Water/CTD.html>

Tabla 3. Resultados del cálculo de la potencia teórica disponible en la Bahía de Banes

Lugar	V (m/s)	ρ (kg/m ³)***	Turbina (modelo)	A	Cp	Potencia teórica (W/1000=kW)
Bahía de Banes	1,23	1027	EVG-005H	w* = 1,5 m h** = 0,75 m A = 1,125 m ²	0,5926	0,637 kW
			EVG-010H	W = 1,5 m h = 1,5 m A = 2,25 m ²		1,274 kW
			EVG-025H	w = 3,4 m h = 1,7 m A = 5,78 m ²		3,273 kW
			EVG-050H	w = 3,4 m h = 3,4 m A = 11,56 m ²		6,546 kW

* w: ancho del rotor

**h: alto del rotor

*** La fuente de la densidad del agua (kg/m³) se encuentra disponible en: <https://www.windows2universe.org/?page=/earth/Water/CTD.html>

Tabla 4. Resultados del cálculo de la potencia teórica disponible en la Bahía de Nipe.

Lugar	V (m/s)	ρ (kg/m ³)***	Turbina (modelo)	A	Cp	Potencia teórica (W/1000=kW)
Bahía de Nipe	0,73	1027	EVG-005H	w* = 1,5 m h** = 0,75 m A = 1,125 m ²	0,5926	0,133 kW
			EVG-010H	W = 1,5 m h = 1,5 m A = 2,25 m ²		0,266 kW
			EVG-025H	w = 3,4 m h = 1,7 m A = 5,78 m ²		0,684 kW
			EVG-050H	w = 3,4 m h = 3,4 m A = 11,56 m ²		1,368 kW

* w: ancho del rotor

**h: alto del rotor

*** La fuente de la densidad del agua (kg/m³) se encuentra disponible en: <https://www.windows2universe.org/?page=/earth/Water/CTD.html>

En los datos que se muestran en las tablas anteriores puede observarse que los valores relativos a la potencia teórica se incrementan a medida que aumenta la velocidad de la corriente del mar, obteniéndose los mayores valores en la Bahía de Banes. De forma similar los valores de potencia aumentan en cada localización en la misma medida en que el área de barrido de una turbina se amplía.

No obstante, conocer la potencia aproximada que puede ser generada en una localización para turbinas con diferente diseño, no resulta suficiente como criterio de selección. Una mayor capacidad de generación llevará también a generar mayores costos en un proyecto de este tipo. Por tal razón la próxima fase se centra en la determinación del costo de inversión de la instalación asociado al desarrollo e instalación de una turbina hidrocínética.

2.1.3. Fase 3: Costo de inversión o desarrollo estimado del proyecto

Con la finalidad de calcular el costo estimado de inversión asociado al desarrollo e instalación de una turbina hidrocínética, se seleccionan en esta investigación las turbinas helicoidales Darrieus, las cuales son analizadas desde esta perspectiva en el trabajo de Kumar (2018). A partir de esta investigación se toma como base un modelo mediante el cual se relaciona el costo de una turbina hidrocínética como variable dependiente de la potencia o capacidad instalada en kilovatios (kW) y la velocidad del fluido de agua (m/s).

La relación entre las variables que explican el costo de una determinada turbina se estima a través de un modelo no lineal que puede plantearse a través de la siguiente ecuación:

$$C_{(a,b,c)} = a \times (P)^b \times (V)^c$$

Donde:

C es el costo de la turbina¹,

P = es la capacidad instalada en kilovatios (kW)

V la velocidad de la corriente en metro por segundo.

Los elementos incluidos dentro de la variable costo de la turbina están asociados a su desarrollo y construcción y radican en el costo de los materiales, costo de investigación y

¹ El costo de las turbina en Kumar (2018) está expresado en Rupias (INR). Para el trabajo en la presente investigación luego de obtener los resultados se realiza la conversión a dólares estadounidenses (USD) según el siguiente tipo de cambio: 1,00 Rupia india (INR) = 0,013257159 dólares estadounidenses (USD). El tipo de cambio fue consultado el día 7 de diciembre de 2021 a través de página web:

<https://www.xe.com/es/currencyconverter/convert/?Amount=1&From=INR&To=USD>

desarrollo, el costo de manufactura de algunas de sus partes, el costo de componentes como el rotor, el generador, otros componentes misceláneos (base, tornillos, remaches, etc.), así como el costo de ensamblaje. Como parte de la obtención del costo de una turbina hidrocínética el modelo referenciado toma en cuenta los siguientes aspectos:

- Existe una relación directa entre las condiciones naturales del lugar de instalación (velocidad de la corriente), el tamaño del rotor que define el área de barrido y la potencia de generación.
- Las diferencias en cuanto al tamaño del rotor generará variaciones en la cantidad de materiales requeridos.
- Los componentes como el rotor, el generador, otros componentes misceláneos son adquiridos al precio de mercado.
- El costo del generador ha sido correlacionado con la capacidad de generación, ambos elementos muestran una fuerte correlación positiva, a mayor potencia en kW mayor debe ser el costo del generador.

Una de las ventajas que brinda el modelo seleccionado para estimar el costo total de la inversión en este tipo de dispositivo es que se ajusta al método de selección propuesto en este trabajo. El modelo posibilita calcular en este paso del método el costo estimado a partir de las variables obtenidas en los dos criterios que lo anteceden: la velocidad asociada a una localización geográfica en Cuba y la potencia teórica disponible.

Otra ventaja del modelo es que al ser comparado con los precios reales establecidos por los fabricantes puede comprobarse que el modelo estima el costo de forma adecuada. La ecuación derivada del modelo una turbina hidrocínética de tipo Darrieus muestra un coeficiente de determinación $R^2=0,99$. Este coeficiente de determinación expresa la varianza en el costo de este tipo de turbina que puede ser explicada por la potencia generada en cada caso y la velocidad del fluido en relación con el lugar de instalación.

A partir de la ecuación del modelo se calcularon los costos estimados asociados a los resultados obtenidos en las dos primeras fases del método propuesto, es decir, para una velocidad de la corriente de una localización y capacidad de generación basada en el cálculo de la potencia teórica que puede generarse en el mismo. Los datos y resultados asociados a estos cálculos se muestran en la tabla 5.

Tabla 5. Cálculo del costo por kilowatt y el costo total de una turbina hidrocínética de eje vertical para diferentes combinaciones de velocidad y potencia.

Lugar	V (m/s)	P (kW)	Ecuación para determinar el costo por kW	Costo por kW (USD)	Costo total (USD)
Bahía de Nuevitas	0,63	0,086	$C = 272392,68 \times P^{-0,0641} \times V^{-0,0076}$	4241,01	364,73
		0,171		4058,22	693,96
		0,44		3819,66	1680,65
		0,88		3605,44	3172,79
Bahía de Banes	1,23	0,637		3711,22	2364,04
		1,274		3549,94	4522,62
		3,273		3341,60	10937,06
		6,546		3196,38	20923,50
Bahía de Nipe	0,73	0,133		4119,51	547,89
		0,266		3940,49	1048,17
		0,684		3709	2536,95
		1,368		3547,82	4853,42

El costo por kilovatio disminuye a medida que la potencia se incrementa. Para entender esta relación debe comprenderse que el costo por kilovatio calculado en este trabajo se ajusta a una posibilidad de generación específica de kilovatios. Por ejemplo, el costo por kilovatio es de 4241,01 dólares estadounidenses cuando solo cuando la potencia generada es de 0,086 kilovatios.

La relación entre la potencia generada y el costo total se manifiesta en el mismo sentido, es decir, ambas variables aumentan a la vez. Esto tiene sentido en tanto una mayor capacidad de generación implicará mayores costos de inversión para la instalación asociado al desarrollo e instalación de una turbina hidrocínética.

2.1.4. Fase 4: Análisis de factibilidad de diferentes alternativas de turbinas

El criterio a tomar en cuenta como parte del análisis de factibilidad que posibilita seleccionar el mejor proyecto de desarrollo de una turbina hidrocínética de eje vertical en términos económicos es el Valor Actual Neto (VAN).

El Valor Actual Neto ajustado al análisis de factibilidad llevado a cabo en el caso de la selección de una turbina hidrocínética de eje vertical radica en obtener el valor monetario que resulta de restar la inversión inicial (calculada en la fase anterior) a la suma de la actualización de los flujos netos de efectivo obtenidos en el futuro en cada periodo t en evaluación. Esta metodología consiste en actualizar a tiempo presente el valor de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar la suma de estos con el desembolso inicial realizado en el proyecto. Dicha tasa de actualización debe ser llevada a cabo tomando en cuenta el coste medio del capital, el cual puede ser expresado a través de la tasa de interés sobre el capital obtenido o la tasa de inflación del periodo t, normalmente de 1 año. Cuando la suma de los montos actualizados obtenidos es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado.

Si los valores del VAN son favorables para todas las alternativas, los proyectos pueden ser aceptados, seleccionando aquel que alcance un mayor VAN. Si por el contrario el VAN no resulta favorable, se deberá aumentar el precio de la energía por encima del costo nivelado de la energía (LCOE) para realizar una nueva evaluación.

La fórmula que permite calcular el VAN puede ser expresada de la siguiente manera:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+i)^t} - I_0$$

Donde:

V_t : representa los flujos de efectivo en cada periodo t

I_0 : es el valor del desembolso inicial de la inversión es el número de periodos considerados

i: es el tipo de interés

Para estimar un mínimo de los flujos futuros que posibiliten calcular el VAN se tomará como base el costo nivelado de la energía (*Levelized Cost of Energy* - LCOE, por sus siglas en inglés), las horas de operación de la turbina por día y el tiempo estimado de recuperación de la inversión, el cual será de 5 años.

El costo nivelado de la energía es el precio al que se debe generar la electricidad a partir de una fuente específica para cubrir los gastos durante la vida útil de un proyecto y es muy útil para comparar los costos de generación entre diferentes alternativas o fuentes de

generación. El costo nivelado de la energía considerado para las turbinas hidrocinéticas de eje vertical de tipo Darriues tomado como referencia para análisis económico de factibilidad es de 0,20 USD / kWh (New Energy Corporation, 2021).

Para obtener los flujos anuales de efectivo se determinó el valor de los kilovatios anuales generados por la turbina cuando esta se encuentra generando durante 12 horas diarias. Este valor es obtenido a partir de la siguiente expresión:

$$kWh_{año} = P \times H \times 365$$

Donde:

P: potencia generada

H: horas diarias de funcionamiento

Posteriormente el cálculo de los flujos anuales de efectivo toma como base la multiplicación de los $kWh_{año}$ y el costo nivelado de la energía.

$$Flujos\ de\ efectivo\ anuales = LCOE \times kWh_{año}$$

Donde:

LCOE: costo nivelado de la energía

Para definir la tasa de interés a utilizar se toma como referencia un valor de 6,5 % anual. Esta referencia se realiza asumiendo que la inversión puede ser realizada en el marco del desarrollo de los nuevos actores económicos en Cuba y la posibilidad de obtener créditos que ofrece la Financiera de Microcréditos S.A., entidad a quien el Banco Central de Cuba autorizó a conceder créditos en Moneda Libremente Convertible a las micro, pequeñas y medianas empresas (Mipymes), las cooperativas no agropecuarias (CNA) y los trabajadores por cuenta propia (TCP).

Los cálculos relativos al Valor Actual Neto de cada alternativa se muestran en la tabla 6. Los resultados pueden ser analizados comparando cada proyecto de forma individual o comparando entre proyectos para una misma localización geográfica.

Para el caso de la Bahía de Nuevitas puede observarse que para los proyectos cuya potencia es 0,086; 0,171 y 0,44 kW se obtienen valores negativos del VAN por lo que no serían rentables cuando se analizan los flujos de efectivo generados durante 5 años. Por el contrario, en el caso de una turbina que genere 0,88 kW si resultaría factible su

desarrollo dado el valor positivo del VAN de 30,74 USD. Según el método propuesto esta sería la turbina hidrocínética seleccionada para esta localización.

Al analizar los resultados asociados a la Bahía de Banes solo el proyecto que genera 0,637 kW debería ser desestimado dado el valor negativo del VAN. Los otros tres proyectos cuya generación es 1,274; 3,273 y 6,546 kW obtienen valores del VAN positivos, con lo cual sería pertinente su desarrollo. Si comparamos entre estos proyectos debería ser seleccionada la turbina con posibilidades de generación de 6,546 kW debido a que obtiene un mayor VAN.

Tabla 6. Valor Actual Neto de diferentes alternativas de turbinas hidrocínéticas de eje vertical.

Lugar	P (kW)	Costo total (USD)	Flujo anual de efectivo por 5 años(USD)	VAN (USD)
Bahía de Nuevitas	0,086	364,73	75,34	- 51,54
	0,171	693,96	149,8	- 71,44
	0,44	1680,65	385,44	- 78,88
	0,88	3172,79	770,88	30,74
Bahía de Banes	0,637	2364,04	558,01	- 45,13
	1,274	4522,62	1116,02	115,2
	3,273	10937,06	2867,15	977,9
	6,546	20923,50	5734,3	2906,41
Bahía de Nipe	0,133	547,89	116,51	- 63,71
	0,266	1048,17	233,02	- 79,81
	0,684	2536,95	599,18	- 46,95
	1,368	4853,42	1198,37	126,62

Finalmente para la Bahía de Nipe el proyecto a seleccionar sería el que posibilita generar 1,368 kW y obtiene un VAN positivo por valor de 126,62 USD. Los tres proyectos restantes no deben ser seleccionados para su desarrollo siempre que se espere que la inversión pueda ser recuperada en cinco años.

CONCLUSIONES

1. El método propuesto para la selección de turbina hidrocínéticas, donde se articulan aspectos relacionados con las condiciones naturales para la instalación, los parámetros técnicos del dispositivo y el costo para su desarrollo; posibilita evaluar la factibilidad al elegir entre varias alternativas de este tipo de dispositivos.
2. La aplicación del método propuesto mediante un estudio de caso para turbinas de eje vertical en tres bahías de la región nororiental de Cuba, Nuevitas, Banes y Nipe, posibilitó conocer la mejor opción con respecto al desarrollo de un proyecto para instalación de una turbina hidrocínética en cada una de ellas.
3. Los resultados de este estudio de caso posibilitaron conocer que en la Bahía de Nuevitas la mejor alternativa es una turbina que genere aproximadamente 0,88 kW con un costo de 3172,79 USD. En el caso de la Bahía de Banes existen varias opciones factibles, no obstante, el mejor proyecto consiste en el desarrollo de una turbina que genere 6,546 kW con un costo de 20923,50 USD. Por último, al analizar la Bahía de Nipe, puede concluirse que la opción de turbina seleccionada es aquella que genera 1,368 kW y tiene un costo de 4853,42 USD.

RECOMENDACIONES

1. Continuar investigando y profundizando en los elementos que pudieran utilizarse como criterios de selección de una turbina hidrocínética.
2. Incorporar otros elementos que desde el punto del diseño de una turbina hidrocínética pudieran complementar el método propuesto.
3. Divulgar los resultados obtenidos en la investigación en diferentes eventos y conferencias de Energías Renovables, por la pertinencia y el impacto socioeconómico del tema.
4. Continuar el estudio y profundización del método desarrollado para que este constituya un aporte a tener en cuenta no solo para los diferentes proyectos en el norte oriental, sino para las diferentes zonas costeras del país con potencialidades.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Aragón Betancourt, A. (2013). Criterios para la selección de parámetros característicos de turbinas hidrocínéticas de eje horizontal (Doctoral dissertation, Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas).
2. Benelghali, S., Benbouzid, M., & Charpentier, J. F. (2007). Marine Tidal Current Electric Power Generation Technology: State of the Art and Current Status. Paper presented at the IEEE IEMDC'07, Antalya, Turkey.
3. Caballeros Santos, C. (2011). Estudio de plantas de producción de energías renovables con aprovechamiento de la energía del mar. (Tesis de Licenciatura)
4. Cabrera Chayña, R. D. (2020). Diseño y construcción de una turbina hidrocínética de eje vertical para generación de energía eléctrica en los canales de majes.
5. Campos Miranda, R. A., & Vásquez, J. C. (2017). Análisis técnico económico, diseño y evaluación experimental de la implementación de una turbina hidrocínética para generación eléctrica (Master's thesis, Quito, 2017).
6. Cardona Mancilla, C., Sierra del Río, J., Chica-Arrieta, E., & Hincapié-Zuluaga, D. (2018). Turbinas hidrocínéticas de eje horizontal: una revisión de la literatura. *Tecnología y ciencias del agua*, 9(3), 180-197.
7. Ciampaglia, M. C. (2020). Uso de energía oceánica.
8. Comité Central del Partido Comunista de Cuba (2021). Conceptualización del modelo económico y social cubano de desarrollo socialista.
9. Flores, V. H. (2013). Ingeniería preliminar de opciones de aprovechamiento de energía de fuentes no renovables para la implementación en la ampliación del campus San Cayetano del UTPL: sistemas de hidrogenación basados en vórtices gravitacionales. Universidad católica de Loja, Ecuador.

10. Ganzirri, il Peloro e lo Stretto di Messina. (2016). Obtenido de <http://ganzirri.it/spip.php?article53>
11. García Moreno, E., Correcher Salvador, A., Quiles Cucarella, E., & Morant Anlada, F.J. (2016) Recursos y sistemas energéticos en el entorno marino y sus requerimientos de control. Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial (RIAI), 13(2), 141-161.
12. Girón Matos, L. (2016). Diagnóstico de las potencialidades de la energía mareomotriz para la obtención de energía eléctrica en el municipio de Gibara. Trabajo de Diploma, Universidad de Holguín "Oscar Lucero Moya".
13. Khan, M. J., Bhuyan, G., Iqbal, M. T., & Quicoe, J. E. (2009). Hydrokinetic energy conversion systems and assessment of horizontal and vertical axis turbines for river and tidal applications: A technology status review. Applied Energy, 86, 1823-1835. doi: <https://www.doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.02.017>
14. Kumar, A., & Saini, R. P. (2017). Techno-economic analysis of hydrokinetic turbines.
15. Lata García, J. C. (2019). Mejoras al dimensionamiento óptimo de sistemas híbridos con energías renovables.
16. Martínez Reyes, J. (2019). Estudio de viabilidad sobre la instalación de picoturbinas hidrocinéticas en canales abiertos del sistema de riego de la Huerta de Murcia.
17. Mitrani y Cabrales (2020). Potencial energético de las corrientes marinas en aguas cubanas.
18. Mitrani-Arenal, I., & Cabrales-Infante, J. (2020). Potencial energético de las corrientes marinas en aguas cubanas. Revista Cubana de Meteorología, 26 (3).

19. Navarro Garrido, G. (2021). Diseño mecánico simulación de una picoturbina hidráulica en línea de flujo cruzado para recuperación de energía en conductos a presión mediante SolidWorks y FloXpres.
20. New Energy Corporation (2021). Disponible en: <https://www.newenergycorp.ca>
21. ONEI (2019). Panorama ambiental. Cuba 2019. Edición 2020.
22. Patel, V., Eldho, T. I., & Prabhu, S. V. (2017). Experimental investigations on Darrieus straight blade turbine for tidal current application and parametric optimization for hydro farm arrangement. International journal of marine energy, 17, 110-135.
23. Pérez Martínez, J. A., Sánchez Valdés, E., Sánchez Yañez, P. & Santos Fuentesfría, A. (2021). Estimación de energía de un parque hidrocínético: caso de estudio Bahía de Banes. Ingeniería Hidráulica y Ambiental, 2021, vol.42, no 1, p. 81-94.
24. Pérez Pazmiño, Á. J. (2019). Estudio y simulación de una turbina hidrocínética para generar energía eléctrica en la universidad Politécnica Salesiana sede Guayaquil (Tesis de Licenciatura).
25. Pérez Rodríguez, R., Trinchet Varela, C.A., Hernández González, L.W., & Pupo Salazar, L. Caracterización de las configuraciones de turbinas de conversión de energía de las corrientes marinas.
26. Pinto Medina, J. P., & Figueroa Tito, J. J. (2021). Prefactibilidad para la instalación de una turbina hidrocínética, para la generación de energía eléctrica, en el Staff Achoma. Arequipa-2020.
27. Roche León, L. (2015). Procedimiento de selección tecnológica para pequeñas instalaciones de aprovechamiento hidrocínético en canales hidráulicos (Doctoral dissertation, Universidad Central "Marta Abreu" de las Villas).

28. Vasquez Acuña, J. A. (2020). Modelamiento y simulación de los parámetros de funcionamiento de una turbina hidrocínética tipo Gorlov mediante el uso de una interfaz gráfica de usuario.

29. Zubialde García, I. (2016) Diseño de una turbina hidrocínética tipo Savonius.

ANEXOS

ANEXO 1

Bahía de Nuevitas

Es una bahía ubicada sobre la costa norte de Camagüey, Cuba, en su centro se encuentra los cayos Ballenatos. La bahía mide unos 22 km en sentido noreste - suroeste y 25 km en sentido sureste - noroeste, la ensenada abarca 42 km². La bahía posee un canal denominado Zanja de Gobierno y dos grandes lóbulos, el canal la comunica con la ensenada de Sabinal. En la bahía de Nuevitas desembocan los ríos Rosalía, Mina, Saramaguacán y San Antonio. Sobre la costa norte se encuentra la ciudad de Nuevitas.



Bahía de Nuevitas

ANEXO 2

Bahía de Banes

Se encuentra ubicada en la costa norte de la isla de Cuba, área 38 km², perímetro costero: 59 km. Ancho máximo: 9 km. Largo máximo: 11 km. Profundidad 34 m en el canal. Bahía de bolsa cuya entradas e orienta de Este a Oeste, presenta un canal estrecho y tortuoso, llamado El Cañón, con costas acantiladas entre 15 y 20 m de altura. La costa de la bahía es relativamente baja, cubierta de mangles, y con segmentos escarpados. El terreno que la rodea es elevado y cubierto de bosque.



Bahía de Banes

ANEXO 3

Bahía de Nipe

Se encuentra en la zona norte del oriente de la isla de Cuba (zona atlántica), en la provincia de Holguín. Esta bahía, descubierta por Cristóbal Colón en 1492 es de las mayores bahías de bolsa del mundo. En sus riberas se encuentran los poblados de Antilla, Guatemala, Felton y El Ramón, y también Cayo Saetía.

Constituye la bahía más extensa y protegida de la zona. En ella desembocan los ríos Nipe, Mayarí y en sus alrededores se encuentran áreas pantanosas y bosques costeros.

Datos de la bahía

- Largo: 25.9 km
- Ancho: 16.8 km
- Superficie: 200 kilómetros cuadrados
- Capacidad: 1700 millones de metros cúbicos



Bahía de Nipe