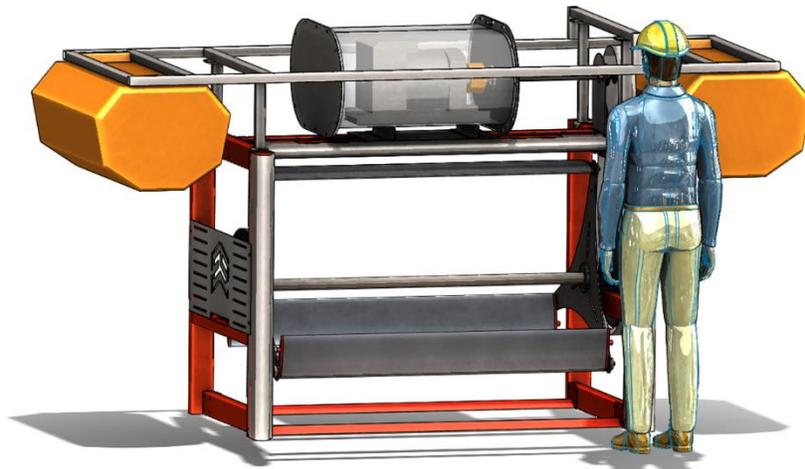




INFORME DE RESULTADO 1



Informe técnico ES-21 INFORME RESULTADO N°1

Entidad financiadora SENA: Servicio Nacional de Aprendizaje



Entidad ejecutora E-Sight ingeniería



Elaborado por Orlando Copete Abril-2022
Murillo



E SIGHT SAS

Nit: 900912407-2

La compañía **E-SIGHT SAS**, es una empresa de ingeniería y tecnología formada en el 2015, dedicada a dar solución a las necesidades de nuestros clientes a partir del conocimiento, la creatividad y la innovación, agregando valor para tener un mayor control de los procesos desde la planeación hasta la ejecución de los proyectos, buscando la mayor calidad en el producto final.

Información

Correo: ocaingtec@gmail.com

Contacto: MSc. Ing. Mecánico Orlando de Jesús Copete Murillo

Celular: 3164206735



Tabla de contenido

1 Resumen..... 5

2 Introducción..... 7

3 Objetivo 8

4 Desarrollo..... 0

4.1 Resumen preliminar del producto..... 0

4.1.1 La turbina hidrocínética. 0

4.1.2 Sistema de generación y rectificación..... 0

4.1.3 Sistema de almacenamiento y entrega..... 1

• **Datos específicos del sistema**..... 2

4.2 Metodología de diseño 3

4.2.1 Requerimientos. 3

4.2.2 Caja negra..... 4

4.2.3 Caja transparente..... 4

4.2.4 Portadores de función..... 5

4.2.5 Componentes. 5

4.3 Cálculos matemáticos del sistema 7

4.3.1 Cálculo matemático de potencia en la turbina 7

4.3.2 Cálculo de los alabes..... 17

4.3.3 Sistema de posicionamiento de alabes 27

4.3.4 Simulación CFD..... 30

4.3.5 Sistema de flotación..... 33

4.3.6 Sistema de Control 44

† VOLTAGE 47

† CORRIENTE 48

† ECUALIZACIÓN 49

† CONFIGURACION DE EQUIPO..... 49

† CONEXIÓN DE PLC A PC..... 51



5 BIBLIOGRAFÍA..... 52

PROTOTIPO TURBINA HIDROCINETICA DIDACTICA..... **¡Error! Marcador no definido.**

5.1 Descripción del producto **¡Error! Marcador no definido.**

5.2 Sistemas principales..... **¡Error! Marcador no definido.**

5.2.1 Estructura **¡Error! Marcador no definido.**

5.2.2 Sistema de control..... **¡Error! Marcador no definido.**

5.2.3 Sistema de transmisión **¡Error! Marcador no definido.**

5.3 Medidas de seguridad 0

5.4 Manual de operación 0

5.5 Manual de mantenimiento 0

5.5.1 Mantenimiento preventivo 0

5.6 Solución de problemas..... 0

Tabla de figuras

Figura 1 Generador hidrocínético sumergible..... 0

Figura 2 Generador Mecc Alte BTP3-1S/4 trifásico de 1500 rpm (Mototech, 2022) 1

Figura 3 Curva de rendimiento (Smart Hydro Power, 2016). 2

Figura 4 Caja negra..... 4

Figura 6 Caja transparente 4

Figura 7 Portador de funciones..... 5

Figura 8 Discretización del sistema generación. 5

Figura 9 Discretización del sistema de rotación..... 6

Figura 10 Discretización del sistema de procesamiento..... 6

Figura 11 Coeficiente de potencia vs TSR para diferentes ángulos pitch. 10

Figura 13 . Prototipo de la turbina Darrieus en H posicionada horizontalmente. 14

Figura 14 Gráfico del Cp en función del TSR para una turbina Darrieus H [2]. 15

Figura 15 Modelo del alabe.(Chica et al., 2015)..... 19

Figura 16 Contornos de perfiles del álabe. 23

Figura 17 Modelo Cad del álabe.....	24
Figura 18 Perfil NACA 0018.....	24
Figura 19 Diseño Esquemático (Moyano & Pinzón, 2018).....	28
<i>Figura 20. Mecanismo para variar el ángulo de ataque en los alabes.</i>	29
<i>Figura 21. Ángulo de ataque vs ángulo de giro del rotor.</i>	30
Figura 22 Dominio computacional. (E. Chica, 2015)	31
Figura 23 Distribución de presión en el álabe.....	32
Figura 24 Líneas de flujo a través del álabe	32
Figura 25 Sección transversal de un rio y esquema de la turbina.....	34
Figura 26 Vista frontal y superior de la turbina y su estructura.	36
Figura 27 Esquema de operación.....	44
Figura 28 Pagina de administración de hosting y almacenamiento de datos.....	45
Figura 29 página web para visualización y manejo de datos	46
Figura 30 Codigo ladder	47
Figura 31 Programa de paro.....	48
Figura 32 Código de lectura de corriente.....	48
Figura 33 Código de lectura análoga	49
Figura 34 configuración de la CPU delta	49
Figura 35 Conexión del sistema del control	50
Figura 36 Imagen del PLC seleccionado	50
Figura 37 Esquema de conexión PLC a PC.....	51
Figura 38 Estructura	¡Error! Marcador no definido.
Figura 39 generador DC 24V	¡Error! Marcador no definido.
Figura 40 batería	¡Error! Marcador no definido.
Figura 41 equipos para toma y manejo de datos.....	¡Error! Marcador no definido.
Figura 42 Trasmisión polea con correas V tipo A.....	¡Error! Marcador no definido.
Figura 43 Elementos de protección	0

1 Resumen

El uso de las fuentes energéticas no convencionales en detrimento de las fuentes convencionales generadoras de emisiones CO2 ha ido en aumento, por el criterio de

conciencia ambiental que les permite a estas nuevas alternativas de generación eléctrica renovables, generar electricidad sin la injerencia del ser humano preservando el ecosistema que la rodea. Esto ha incentivado que cada día se registren nuevos desarrollos que eficientizan la generación eléctrica, haciéndolas más amigables a las condiciones geográficas particulares de cada lugar. Entre los sistemas de generación no convencional, se encuentran las centrales hidrocínéticas de capacidades micros que por su diseño, adaptabilidad y portabilidad se convierte en una gran solución de generación para poblados o zonas que se encuentran alejadas, cercanas a fuentes hídricas y que son de difícil acceso, para llegar a ellas.

Dicho lo anterior y transitando en la dirección de las políticas energéticas del país, las cuales están priorizando el uso de estas tecnologías. Este trabajo presenta un prototipo funcional de una central hidrocínética para ser utilizado en una fuente hídrica del municipio de Quibdó, capital del departamento del Chocó para generar una capacidad eléctrica entre 4kW y 8kW. Que, por razones de difícil accesibilidad debido a dificultades propias de la geográfica y escasez de personal capacitado, el equipo considerado debe cumplir con criterios de fácil transportabilidad, instalación, disponibilidad, confiabilidad y mínimos requerimientos de servicios de mantenimiento.

2 Introducción

Según la CREG (Comisión Reguladora de Energía y Gas), Colombia tiene la generación y la distribución de energía dividida, en centrales hidroeléctricas que son el 77% y un 18% en centrales térmicas de la generación en el país, pero existen regiones que están fuera de la interconexión nacional.

Las zonas no interconectadas (ZNI), que equivalen según un estudio hecho por el ministerio de minas al 52% del territorio nacional, incluyen departamentos, municipios, corregimientos, localidades y caseríos. De estos muchos viven una extrema situación social, son de difícil acceso y tienen mala o nula infraestructura civil, lo cual hace imperativo un sistema de generación de energía eléctrica de fácil implementación en la ZNI.

Aprovechando el potencial hidrográfico que posee el territorio del Chocó, la empresa E-SIGHT SAS se plantea la necesidad de conceptualizar, diseñar y construir un sistema inteligente con tecnología IOT autoadaptable para la generación de energía eléctrica mediante el potencial hídrico para regiones con ríos llanos (poca pendiente) con caudales medianos a altos, que no requieran para su operación personal técnico especializado, con periodos largos entre mantenimiento en zona de al menos 3 a 4 años, que se pueda instalar en la corriente del río sin equipo especial y de fácil transporte por la dificultad de acceso que estas ZNI presentan ante la limitada infraestructura vial. Al construir el prototipo funcional la información lograda permitirá caracterizar, escalar e implementar sistemas de generación a cualquier río de poca cabeza hidráulica (ríos llanos). El equipo tendrá un testeo bajo techo para la prueba preliminar del equipo y posteriormente en campo. Éste será probado en ríos del departamento del Chocó.

Con la ejecución de este proyecto se busca:

1. Elevar la calidad de vida en todas las comunidades rivereñas de difícil acceso y que adolecen de energía eléctrica, posibilitando un mejor desarrollo de la población.
2. Proveer conocimiento acerca de estos tipos de generación de energía en el ámbito nacional e internacional.
3. Implementar un sistema verde de generación de energía eléctrica que no conlleve desplazamiento de tierra forzado, manteniendo el ecosistema sin alteraciones.

3 Objetivo

El objetivo del proyecto es aumentar la provisión de energía eléctrica en las zonas no interconectadas mediante el desarrollo de un sistema de generación de energía hidráulica que se pueda configurar, escalar construir y que sea autorregulable requiriendo mínimos trabajos de mantenimiento; utilizado en ríos de poca diferencia de altura.

En este informe, se presenta la documentación teórica que resultó a partir del diseño y construcción del prototipo.

4 Desarrollo

4.1 Resumen preliminar del producto

Es una central de generación energética renovable, que contiene una turbina desarrollada por la empresa E SIGHT SAS, referenciada con el nombre ESG5kW-01, que se utiliza para generar energía eléctrica en poblaciones ribereñas con un retiro del río no superior de 200 metros. Este sistema está diseñado para convertir la energía cinética de las corrientes de los ríos de baja cabeza o cabeza cero en energía eléctrica con una altura mínima de 1.10 metros de profundidad, con una capacidad máxima de 5KW.

La central de generación está compuesta por tres subsistemas principales, los cuales son, la turbina hidrocínética, el generador eléctrico, y el sistema de almacenamiento y entrega por medio de un arreglo de baterías e inversor.

4.1.1 La turbina hidrocínética.

Consta de una estructura metálica, un rotor conectado a tres alabes referencia comercial NACA 008 de ángulo variable mediante el accionamiento de un mecanismo.

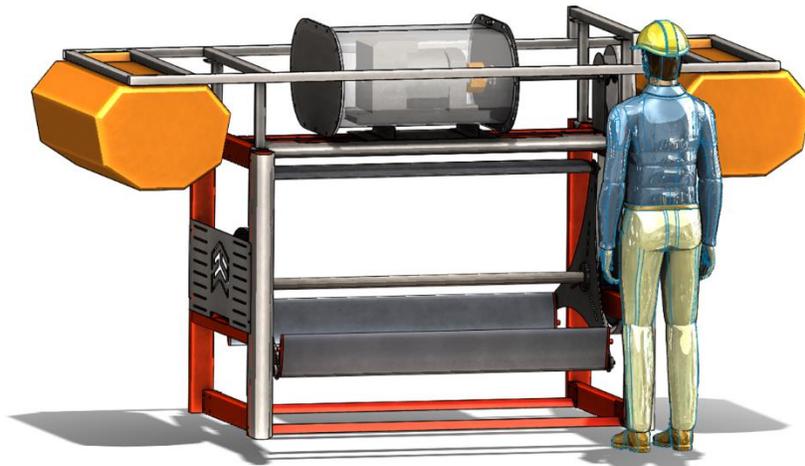


Figura 1 Generador hidrocínético sumergible

4.1.2 Sistema de generación y rectificación.

Generador comercial, marca Mecc Alte referencia BTP3-1S/4 trifásico de 1500 rpm con rango de operación 110V a 220V con. Transformador Buck Boost y rectificador.



Figura 2 Generador Mecc Alte BTP3-1S/4 trifásico de 1500 rpm (Mototech, 2022)

4.1.3 Sistema de almacenamiento y entrega.

Su función es almacenar la energía proveniente de la transformación mecánica. El sistema está conformado por un arreglo de baterías que reciben almacenan la generación de onda rectificadas en voltaje de 12 a 48 en directa, para luego ser consumida en voltaje alterno 110 mediante un inversor de 7KW.

El equipo está diseñado para operar completamente sumergido a una profundidad de hasta 3 metros. Tiene una capacidad de generación eléctrica de 7kW de potencia, sin embargo, conforme a la velocidad promedio del río donde esté ubicado el sistema (como se ilustra en la Figura 8). El rango de generación en función a la velocidad del río, empieza a partir de los 0.3m/s. La potencia de generación puede variar, por la naturaleza de la generación renovable, por consiguiente, la tecnología eficientiza su comportamiento variando el criterio de proporcionalidad entre la variable potencia de la variable velocidad.

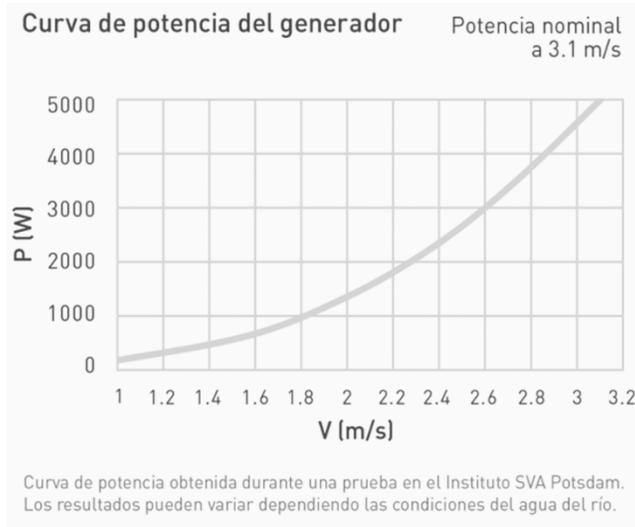


Figura 3 Curva de rendimiento (Smart Hydro Power, 2016).

- **Datos específicos del sistema**

A continuación, se presentan los datos específicos del sistema, como son las dimensiones, la potencia de generación, y sistema datos de procesamiento.

Tabla 1 Datos específicos

Turbina hidro-cinética ESG5kW-01		
Estructura	Valores	Unidades
Alto	1.70	m
Ancho	1.20	m
Largo	3.1	m
Acero estructural	A36 e inoxidable	
Generación energética		
Generación estable de potencia con diferentes velocidades de río	5<P<8	kW
Generación diaria	>=12	kWh
Entrega en corriente alterna final	110 a 220	V
Generador Mecc Alte trifásico BTP3-1S/4 1500 rpm	7	KVA
Almacenamiento y distribución		
Arreglo de baterías de litio	48	V
Inversor off grid	8	KW

Datos de monitoreo		
Indicadores de potencia (W), consumo (Wh) y transferencia de datos (Baudios)	10300	Baudios

4.2 Metodología de diseño

Como proceso de diseño inicialmente se presentan los requerimientos del proyecto, luego se ejecuta un análisis de funciones del producto por medio de la caja negra y la caja transparente, posteriormente se identifican los portadores de función de la turbina para finalmente determinar las características de cada subsistema por medio de su discretización.

4.2.1 Requerimientos.

La base de diseño de la turbina son los requerimientos descritos en la presentación del proyecto. Estos se muestran en el siguiente PDS (product design specification).

Tabla 2. PDS.

Lista de requerimientos			
Turbina hidro-cinética			
Obligación/Deseo	Estructura		Unidades
Deseo	alto	1.00	m
Deseo	ancho	1.00	m
Deseo	largo	1.50	m
Deseo	Acero estructural		
Generación energética			
Obligación	Potencia	4<P<6	KW
Obligación	Generación estable de 5KW con diferentes velocidades de río		
	Generación diaria	>=12	KWh
Datos			
Obligación	Registro de datos en la nube		
Obligación	Interfase de monitoreo		

Obligación	Indicadores de potencia (W), consumo (Wh) y transferencia de datos (Baudios)		
------------	--	--	--

4.2.2 Caja negra.

La caja negra ilustra la función principal de la turbina hidro-cinética, así como sus entradas y salidas de masa, energía e información. Esta se presenta en la siguiente figura.



Figura 4 Caja negra.

4.2.3 Caja transparente.

La caja transparente permite visualizar las subfunciones de la turbina hidro-cinética, al presentar los flujos de materia, energía e información relacionados con las distintas subfunciones del elemento. Esto se presenta en la Figura

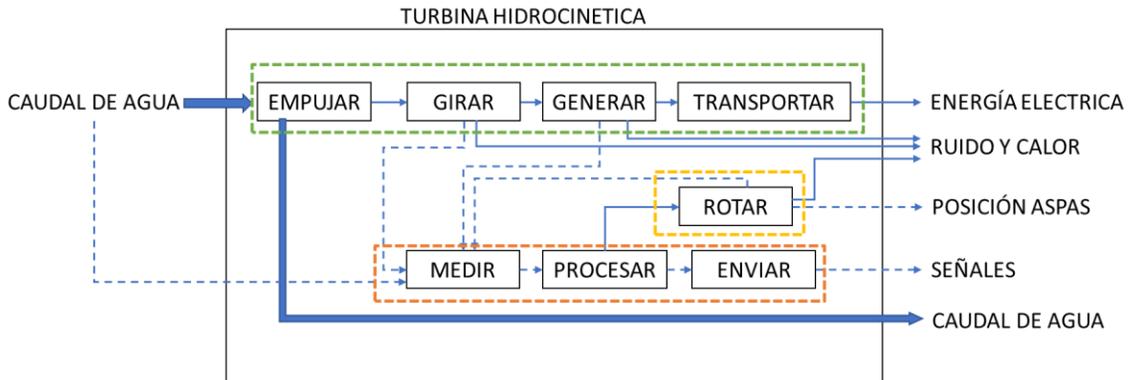


Figura 5 Caja transparente

Por medio de la caja transparente se determinan los subsistemas de la turbina hidro-cinética, los cuales se diferencian por colores. El color verde corresponde al subsistema encargado de convertir el movimiento hidráulico en energía eléctrica, el color amarillo corresponde al subsistema

encargado de posicionar las aspas, y el color naranja corresponde al subsistema encargado de medir, procesar y transmitir diferentes variables de la turbina.

4.2.4 Portadores de función.

A continuación, se presentan los portadores de funciones principales y los elementos que pueden cumplir dicha función.

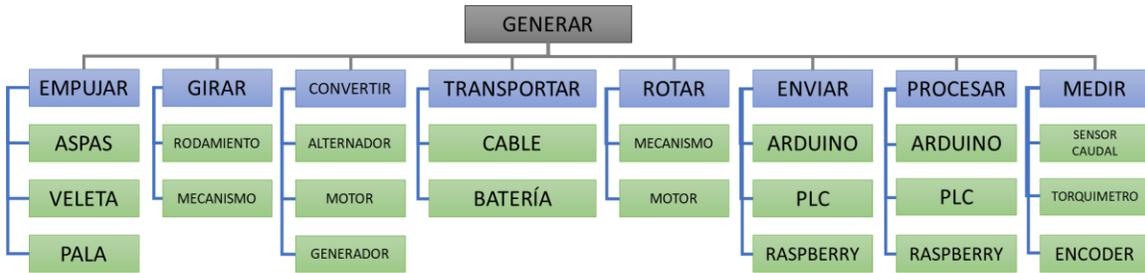


Figura 6 Portador de funciones

4.2.5 Componentes.

4.2.5.1 Sistema de generación.

Tiene como función principal convertir la energía hidráulica en energía eléctrica. El sistema de generación cumple su función al convertir el caudal del río en movimiento rotacional, el cual genera energía eléctrica.

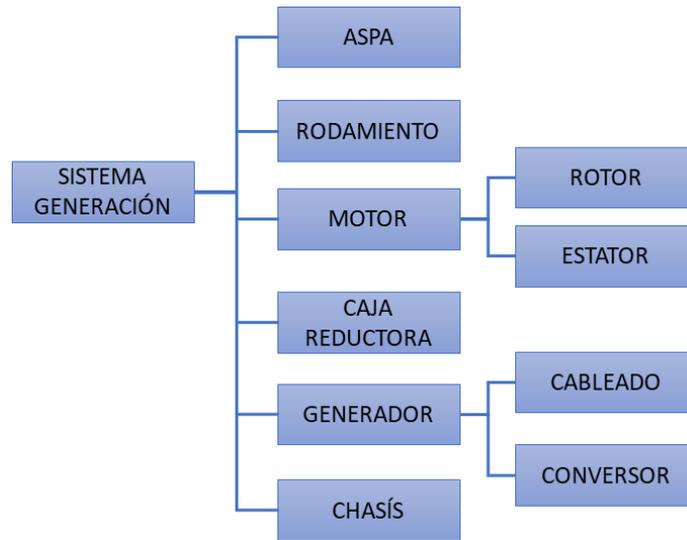


Figura 7 Discretización del sistema generación.

4.2.5.2 Sistema de rotación.

Tiene como función posicionar las aspas para que funcionen de forma eficiente. Este sistema tiene la capacidad de identificar el ángulo óptimo de las aspas para su adecuado funcionamiento, y ubicarlas en dicha forma. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los componentes principales que comprenden el sistema de rotación.

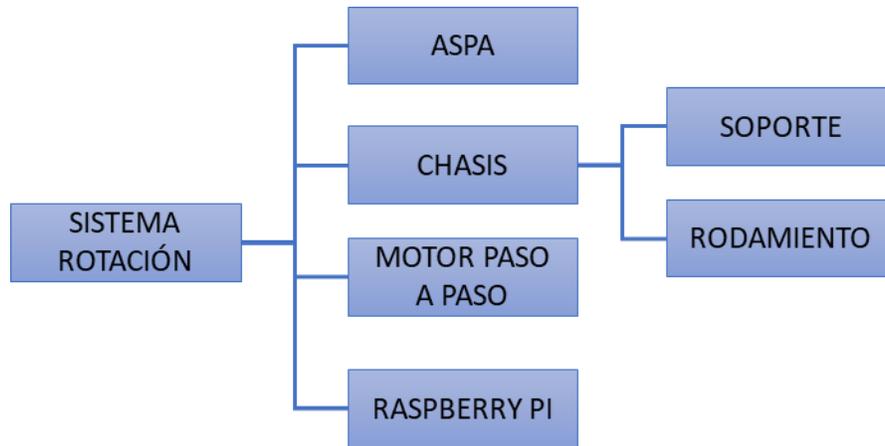


Figura 8 Discretización del sistema de rotación

4.2.5.3 Sistema de procesamiento.

Este sistema recibe, procesa y transmite información. Tiene como objetivo identificar las características de operación en tiempo real de la turbina, tomar decisiones de acuerdo con dichas condiciones de operación, y transmitir datos para que puedan ser visualizados y analizados de forma remota. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presenta la discretización de dicho sistema.

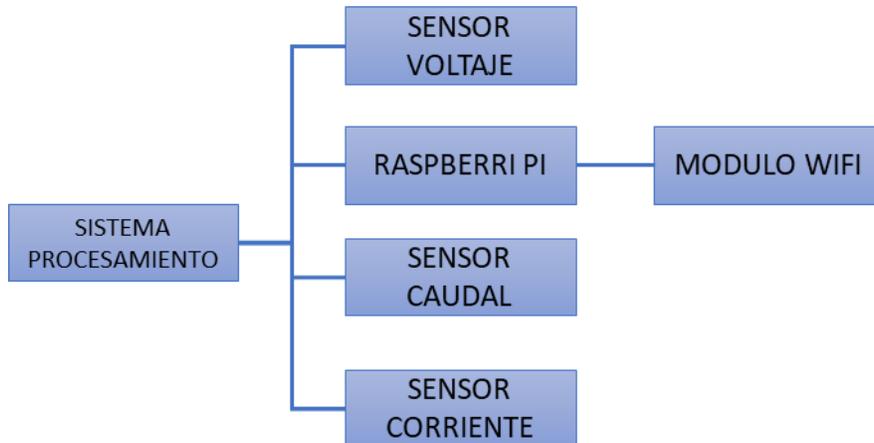


Figura 9 Discretización del sistema de procesamiento

4.3 Cálculos matemáticos del sistema

4.3.1 Cálculo matemático de potencia en la turbina

La información presentada por (Chica et al., 2015), en el cual se presenta un modelo para el diseño del dimensionamiento de una turbina hidro-cinética. El diseño de una turbina hidro-cinética inicia por el dimensionamiento del tamaño del rotor. En este aspecto se busca que el tamaño del rotor no sea muy grande, sino que tenga un tamaño que le permita funcionar eficientemente.

Los cálculos matemáticos inician por la ecuación (20), la cual representa la potencia entregada por la turbina.

$$P = \frac{1}{2} \rho A V_1^3 C_p \eta \quad (1)$$

Donde P es la potencia entregada por la turbina, ρ es la densidad del fluido, A es el área barrida por las aspas del rotor, V_1 es la velocidad del fluido, C_p es el coeficiente de potencia de la turbina y η es la eficiencia de los componentes del tren de potencia y del generador.

Tanto el área barrida por las aspas, como el coeficiente de potencia dependen del dimensionamiento del rotor. El área barrida por las aspas se presenta en la ecuación (21).

$$A = \pi r^2 \quad (2)$$

Donde r es el radio de las aspas del rotor.

El coeficiente de potencia es un factor que indica cuanta potencia puede ser extraída de un fluido por medio de una turbina, y de acuerdo con lo deducido por Betz, para el caso de las turbinas hidro-cinéticas de eje horizontal, dicho valor como máximo es de 0,593. El coeficiente de potencia se calcula en base a el TSR (tip speed ratio (λ)) y a el ángulo de las aspas (pitch angle (θ)).

El TSR es la relación entre la velocidad tangencial en la punta del aspa del rotor y la velocidad del fluido, esta se expresa en la ecuación (22).

$$\lambda = \frac{r\omega}{V_1} \tag{3}$$

Donde ω es la velocidad angular del rotor.

Conociendo el TSR, el coeficiente de potencia puede ser calculado por medio de las siguientes ecuaciones.

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\theta} - \frac{0.035}{\theta^3 + 1} \tag{4}$$

$$C_p = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\theta - 5 \right) e^{-\frac{12.5}{\lambda_i}} \tag{5}$$

4.3.1.1 Caso de estudio

Gracias a las diferentes relaciones descritas, es posible predecir el comportamiento de la turbina, dependiendo principalmente de la velocidad del río, la velocidad rotacional del rotor, el tamaño de las aspas del rotor y el ángulo de las aspas. Considerando una eficiencia en el tren de potencia y el generador de 0.7, se hace posible analizar diferentes diseños para la turbina a construir. A continuación, se presentan los cálculos para una turbina de un 1 m de diámetro en el rotor, ubicada en un río con velocidad de 3 m/s, con unas aspas posicionadas a 30° y el rotor girando a 120 rpm.

Con ello se emplean los siguientes cálculos presentados en las siguientes tablas:

$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\theta} - \frac{0.035}{\theta^3 + 1}$ $\lambda = \frac{R\omega}{V_1}$	R (radio del aspa, tip radius - m)	0,50
	ω (rotational speed - rpm)	120,00
	ω (rotational speed - rad/s)	12,57
	V_1 (water current velocity - m/s)	3,00
	λ (tip speed ratio)	2,09
	θ (pitch angle of the turbine)	30
	λ_i	4,49

$C_p(\lambda, \theta) = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\theta - 5 \right) e^{-\frac{12.5}{\lambda_i}}$	λ_i	4,49
	θ (pitch angle of the turbine)	30,00

	C _p (power coefficient)	0,1201
--	------------------------------------	---------------

$P = \frac{1}{2} \rho A V_1^3 C_p \eta$	ρ (densidad fluido - kg/m ³)	997,00
	R (radio del aspa, tip radius - m)	0,50
	A (area barrida por las aspas - m ²)	0,79
	V ₁ (water current velocity - m/s)	3,00
	C _p power coefficient	0,12
	η (drive train efficiency)	0,70
	P (turbine output power - W)	888,66

Tal como se demostró en el caso de estudio, las diferentes relaciones planteadas permiten predecir el funcionamiento de la turbina.

Las ecuaciones descritas facilitan el análisis ante diferentes variables del problema, haciendo que se pueda generar un diseño que optimice tanto el dimensionamiento como el posicionamiento de los componentes de la turbina ante diferentes factores externos.

Para el producto que desea producir la empresa E-Sight SAS, se tienen como especificaciones de diseño, que la turbina genere 5 kW, y que esta esté ubicada en un cuerpo de agua del departamento del Choco, Colombia. Una vez identificadas diferentes velocidades de ríos del Choco, se determinó que la velocidad del río adecuada para el diseño de la turbina es de 2 m/s.

Como se mencionó en la metodología, el diseño de la turbina inicia por el dimensionamiento del rotor. Por lo que a continuación se determinaran los valores de los términos de la ecuación (20), buscando con ellos calcular el área que barre el rotor, y posteriormente el radio del rotor.

Las especificaciones de diseño brindan los valores de la potencia, la densidad de fluido y la velocidad del río, mientras que la eficiencia del sistema se toma gracias a valores característicos de este tipo de máquinas. Teniendo así:

$$P = 5000 \text{ W} \tag{6}$$

$$V_1 = 2 \frac{m}{s} \tag{7}$$

$$\rho = 997 \frac{kg}{m^3} \tag{8}$$

$$\eta = 0.7 \tag{9}$$

El coeficiente de potencia de la turbina se determina por medio del análisis del tip speed ratio (TSR) y el ángulo pitch (θ). Dicho análisis busca encontrar el coeficiente de potencia mayor para diferentes valores de θ y TSR. Para ello se realiza la Tabla 3, por medio de las ecuaciones (22) Cabe resaltar que para dichos cálculos es necesario tomar valores para el radio del rotor, sin embargo, luego de probar varios valores de este, se observa que dicho aspecto no tiene incidencia en el análisis. Posteriormente, usando los datos de la tabla, se procede a graficar los datos para identificar el C_p óptimo. Esto se observa en la figura

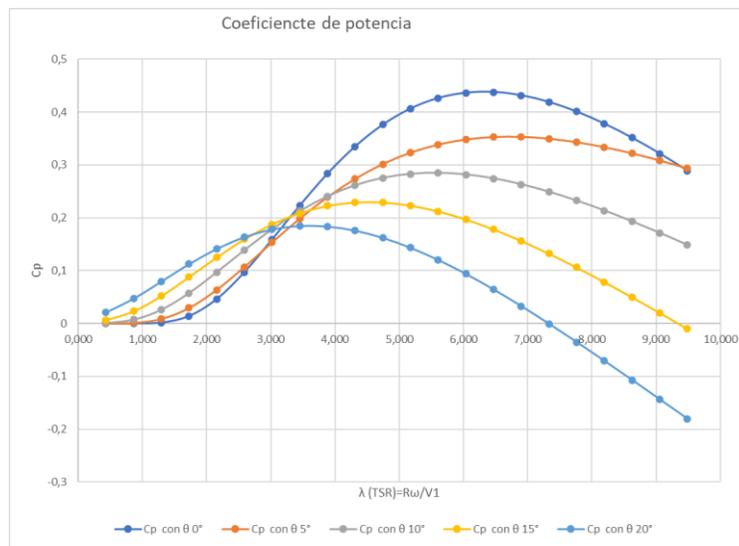


Figura 10 Coeficiente de potencia vs TSR para diferentes ángulos pitch.

Tabla 3. Cálculo del C_p para diferentes θ y TSR.

ω (rpm)	ω (rad/s)	λ (TSR)	C_p con θ = 0°	C_p con θ = 5°	C_p con θ = 10°	C_p con θ = 15°	C_p con θ = 20°

10	1,047	0,431	2E-11	9E-06	0,0007	0,0062	0,0206
20	2,094	0,862	2E-05	0,0009	0,0073	0,0232	0,0468
30	3,142	1,294	0,0017	0,0085	0,0261	0,052	0,0793
40	4,189	1,725	0,0141	0,0293	0,0575	0,0878	0,1122
50	5,236	2,156	0,0463	0,0637	0,097	0,1251	0,1411
60	6,283	2,587	0,0972	0,1069	0,1387	0,1592	0,1634
70	7,330	3,018	0,1592	0,1533	0,1782	0,1875	0,178
80	8,378	3,450	0,2234	0,1983	0,2125	0,2086	0,1846
90	9,425	3,881	0,2833	0,2389	0,2404	0,2223	0,1836
100	10,472	4,312	0,3349	0,2735	0,2612	0,2288	0,1758
110	11,519	4,743	0,3761	0,3016	0,2752	0,2287	0,1621
120	12,566	5,174	0,4065	0,323	0,2828	0,2228	0,1433
130	13,614	5,606	0,4263	0,3383	0,2847	0,2119	0,1203
140	14,661	6,037	0,4364	0,3479	0,2816	0,1967	0,0937
150	15,708	6,468	0,4378	0,3526	0,2742	0,1779	0,0644
160	16,755	6,899	0,4316	0,3529	0,2631	0,1561	0,0327
170	17,802	7,330	0,4189	0,3494	0,249	0,132	-6E-04
180	18,850	7,762	0,4007	0,3427	0,2323	0,106	-0,035
190	19,897	8,193	0,3778	0,3333	0,2135	0,0784	-0,071
200	20,944	8,624	0,3511	0,3217	0,1931	0,0497	-0,107
210	21,991	9,055	0,3214	0,3082	0,1713	0,0202	-0,144
220	23,038	9,486	0,289	0,2931	0,1484	-0,01	-0,181

Figura 11 permite identificar como varía el coeficiente de potencia respecto al TSR y al ángulo pitch. Gracias a ello se puede observar que el C_p más alto se obtiene cuando el ángulo pitch es 0° , y cuando el TSR es 6,325. Una vez finalizado el análisis descrito se obtienen los siguientes valores:

$$\theta = 0^\circ \quad (10)$$

$$\lambda = 6.325 \quad (11)$$

$$C_p = 0.4382 \quad (12)$$

Ahora se procede a calcular el área barrida por el rotor usando la ecuación (20).

$$A = \frac{2P}{\rho V_1^3 C_p \eta} \quad (13)$$

$$A = 2 * \frac{5000}{997 * (2^3) * 0.4382 * 0.7} \quad (14)$$

$$A = 4.087 \text{ m}^2 \quad (15)$$

Conociendo el área y empleando la ecuación (21) se despeja el radio del rotor, obteniendo así:

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} \quad (16)$$

$$r = 1.14 \text{ m} \quad (17)$$

Ahora procedemos a determinar la velocidad angular empleando el TSR obtenido en la gráfica, la velocidad del río, y la ecuación (22).

$$\omega = \frac{\lambda V_1}{r} \quad (18)$$

$$\omega = 11,1 \frac{\text{rad}}{\text{s}} = 106 \text{ rpm} \quad (19)$$

Por lo tanto; por medio de las ecuaciones mencionadas, se determinó que para obtener una potencia de 5000 W en una turbina hidro-cinética ubicada en un río con una velocidad del agua de 2 m/s, esta debe tener un radio de rotor de 1.14 m y debe girar a 106 RPM.

4.3.1.2 Caso particular Turbina Darrieus

Este caso se genera por decisiones técnicas, de construcción, y logísticas relacionadas con el alcance del proyecto. Como se mencionó previamente este informe presenta el proceso de diseño de una turbina Darrieus en H, este proceso había sido realizado previamente para una turbina de eje horizontal, pero será realizado nuevamente para cambiar el tipo de turbina. Los principales motivos que llevaron a esta decisión fueron:

- La alta complejidad que implica la construcción de una turbina de eje horizontal a comparación de una turbina de eje vertical.
- Es menos complejo manipular una turbina de eje horizontal, que una turbina de eje vertical.
- La turbina de eje horizontal requiere estar ubicada en una mayor profundidad de río, a comparación de una turbina de eje vertical (posicionada horizontalmente), debido a que la turbina de eje horizontal tiene forma redonda, mientras que la turbina de eje vertical puede dimensionarse rectangularmente, con su dimensión de menor longitud ubicada en el sentido de la profundidad del río.
- Los costos de fabricación de una turbina tipo Darrieus H son más bajos que los de una turbina de eje horizontal.

Ahora bien, para el proceso de diseño se implementará la información presentada por [1]–[3], allí se presentan los modelos y relaciones necesarias para el diseño del dimensionamiento de una turbina hidro-cinética.

El diseño de una turbina hidro-cinética inicia por el dimensionamiento del tamaño del rotor. En este aspecto se busca que el tamaño del rotor no sea muy grande, sino que tenga un tamaño que le permita funcionar eficientemente. Dados los requerimientos del proyecto, y su alcance, las dimensiones de la turbina se establecerán como deseos de diseño. Un prototipo del diseño se muestra en la

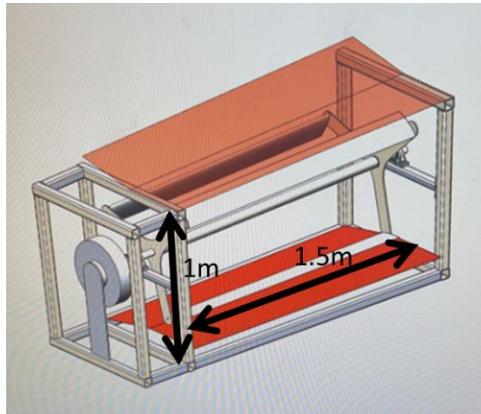


Figura 11 . Prototipo de la turbina Darrieus en H posicionada horizontalmente.

Los cálculos matemáticos inician por la ecuación (20), la cual representa la potencia entregada por la turbina.

$$P = \frac{1}{2} \rho A V_1^3 C_p \eta \quad (20)$$

Donde P es la potencia entregada por la turbina, ρ es la densidad del fluido, A es el área frontal barrida por las aspas del rotor, V_1 es la velocidad del fluido, C_p es el coeficiente de potencia de la turbina y η es la eficiencia de los componentes del tren de potencia y del generador.

El área frontal barrida por las aspas se presenta en la ecuación (21).

$$A = L * D \quad (21)$$

Donde L es el largo del rotor, y D es el diámetro del rotor.

El coeficiente de potencia es un factor que indica cuanta potencia puede ser extraída de un fluido por medio de una turbina, y de acuerdo con lo deducido por Betz, para el caso de las turbinas hidro-cinéticas dicho valor como máximo es de 0,593.

El coeficiente de potencia está directamente relacionado con el TSR (tip speed ratio (λ)). El TSR es la relación entre la velocidad tangencial en la punta del aspa del rotor y la velocidad del fluido, esta se expresa en la ecuación (22).

$$\lambda = \frac{r\omega}{V_1} \tag{22}$$

Donde ω es la velocidad angular del rotor y r es la distancia que hay del centro del rotor a la punta de las aspas.

Se han desarrollado múltiples pruebas para caracterizar el C_p vs el TSR en turbinas Darrieus tipo H, así que se emplearan dichos estudios para determinar tanto el C_p esperado por la turbina como su TSR. Esto se observa en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** En ella se presentan múltiples curvas que definen el coeficiente de potencia en relación con el TSR, y estas varían en función a la solidez de la turbina S .

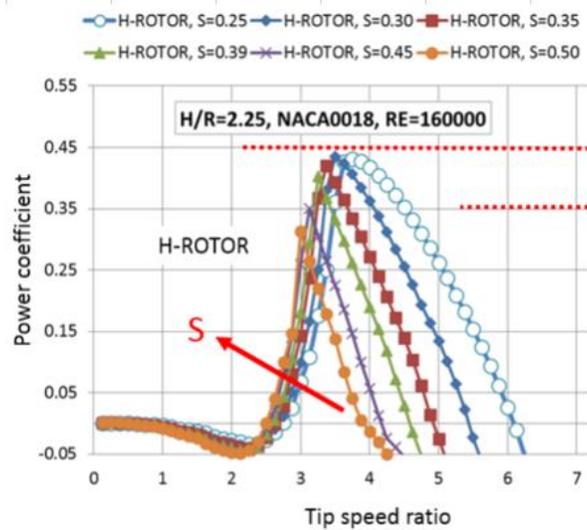


Figura 12 Gráfico del C_p en función del TSR para una turbina Darrieus H [2].

La solidez de la turbina se define como:

$$S = \frac{Nc}{D} \tag{23}$$

Donde, N es el numero de alabes de la turbina, y c es el largo de la cuerda de los alabes.

Para el producto que desea producir la empresa E-sight, se tienen como especificaciones de diseño, que la turbina genere una potencia pico 5 kW, que el sistema tenga la capacidad de entregar 12kWh diarios, y que esta esté ubicada en un cuerpo de agua del departamento del Choco, Colombia. Una vez identificadas diferentes velocidades de ríos del Choco, se

determinó que las velocidades del río para el diseño de la turbina varían desde 0.7 hasta 3 m/s.

El rotor de la turbina ocupará un espacio de 1.5m horizontales x 1m vertical, con el objetivo de que el sistema sea ubicado con facilidad en los ríos del departamento del choco.

$$L = 1.5 \text{ m} \tag{24}$$

$$H = 1 \text{ m} \tag{25}$$

$$A = L * H = 1.5 \text{ m}^2 \tag{26}$$

Las especificaciones de diseño brindan los valores de la densidad de fluido, mientras que la eficiencia del sistema se toma gracias a valores característicos de este tipo de máquinas. Teniendo así:

$$\rho = 997 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \tag{27}$$

$$\eta = 0.7 \tag{28}$$

Así mismo, a partir de la figura 1 se define el TSR de la turbina y su coeficiente de potencia. Teniendo así:

$$\lambda = 3.5 \tag{29}$$

$$Cp = 0.4 \tag{30}$$

Al obtener el TSR de la turbina, conociendo su radio, y la velocidad del río, se determina su velocidad angular por medio de la ecuación (22). Dado que los ríos presentan diferentes velocidades, dicho análisis se realizará para dichos cambios con variaciones de 0.3 m/s. A dicho análisis se añadirá el cálculo de potencia empleando la ecuación (20) y se determinará el torque que se ejerce en la turbina empleando la siguiente relación:

$$P = T * \omega \tag{31}$$

Los resultados obtenidos del proceso recientemente mencionado se observan en la Tabla 4.

Tabla 4. Cálculos de la turbina Darrieus tipo H.

Velocidad (m/s)	ω (rad/s)	ω (rpm)	Potencia (W)	Torque (Nm)
0.7	4.9	46.8	71.8	14.7
1	7	66.8	209.4	29.9
1.3	9.1	86.9	460.0	50.5
1.6	11.2	107.0	857.6	76.6
1.9	13.3	127.0	1436.1	108.0
2.2	15.4	147.1	2229.4	144.8
2.5	17.5	167.1	3271.4	186.9
2.8	19.6	187.2	4596.1	234.5
2.9	20.3	193.9	5106.3	251.5

4.3.2 Cálculo de los alabes

El presente informe se genera por decisiones técnicas, de construcción, y logísticas relacionadas con el alcance del proyecto. Como se mencionó previamente este informe presenta el proceso de diseño de una turbina Darrieus en H, este proceso había sido realizado previamente para una turbina de eje horizontal, pero será realizado nuevamente para cambiar el tipo de turbina. Los principales motivos que llevaron a esta decisión fueron:

- La alta complejidad que implica la construcción de una turbina de eje horizontal a comparación de una turbina de eje vertical.
- Es menos complejo manipular una turbina de eje horizontal, que una turbina de eje vertical.
- La turbina de eje horizontal requiere estar ubicada en una mayor profundidad de río, a comparación de una turbina de eje vertical (posicionada horizontalmente), debido a que la turbina de eje horizontal tiene forma redonda, mientras que la turbina de eje vertical puede dimensionarse rectangularmente, con su dimensión de menor longitud ubicada en el sentido de la profundidad del río.
- Los costos de fabricación de una turbina tipo Darrieus H son más bajos que los de una turbina de eje horizontal.

Ahora bien, para el proceso de diseño se implementará la información presentada por [1]–[3], allí se presentan los modelos y relaciones necesarias para el diseño del dimensionamiento de una turbina hidro-cinética.

El presente caso, esta basado en la información presentada por (Anyi & Kirke, 2011; Chica & Rubio-Clemente, 2017), allí se presenta un modelo para el diseño del dimensionamiento de una turbina hidro-cinética y sus alabes. A su vez, este informe partira de los resultados obtenidos en el informe ES-08, en el cual se presentan los calculos matemáticos con los cuales se determinó el radio del rotor y otros aspectos. Gracias a ello, se presentan los siguientes valores:

$$P = 5000 \text{ W} \quad (32)$$

$$V_1 = 2 \frac{\text{m}}{\text{s}} \quad (33)$$

$$\rho = 997 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \quad (34)$$

$$\eta = 0.7 \quad (35)$$

$$\theta = 0^\circ \quad (36)$$

$$\lambda = 6.325 \quad (37)$$

$$C_p = 0.4382 \quad (38)$$

$$A = 4.087 \text{ m}^2 \quad (39)$$

$$R = 1.14 \text{ m} \quad (40)$$

$$\omega = 11,1 \frac{\text{rad}}{\text{s}} = 106 \text{ rpm} \quad (41)$$

Donde P es la potencia entregada por la turbina, V_1 es la velocidad del fluido, ρ es la densidad del fluido, η es la eficiencia de los componentes del tren de potencia y del generador, θ es el ángulo de las aspas (pitch angle), λ es el TSR (tip speed ratio), C_p es el coeficiente de potencia de la turbina, A es el área barrida por las aspas del rotor, R es el radio del rotor y a su vez el largo de las aspas, y ω es la velocidad angular del rotor.

Para diseñar el perfil del alabe, es necesario introducir nuevos términos y fenómenos al problema empleando la teoría de elementos de alabes.

Cuando el flujo de agua pasa por la turbina, se genera un decremento fraccional en su velocidad denominado factor de inducción axial (α). A su vez, es necesario describir el

efecto estela, el cual se genera debido a la rotación de las aspas en el agua. Esto hace que el flujo posterior al paso de las aspas tenga una velocidad angular Ω . Al considerar el flujo tangencial en el rotor, se introduce también el factor de inducción angular (a').

El factor de inducción angular, y el factor de inducción axial se relacionan por medio de la siguiente ecuación:

$$\frac{a(1 - a)}{a'(1 + a')} = \lambda_r^2 \tag{42}$$

Donde λ_r^2 es el TSR local, el cual se define como:

$$\lambda_r = \lambda \frac{r}{R} \tag{43}$$

Siendo R el largo del alabe, y r la distancia entre el centro del alabe, y el punto de análisis de este. Por su parte el factor de inducción axial también se relaciona con el coeficiente de potencia y la eficiencia de la turbina por medio de la siguiente relación:

$$C_p = \frac{4a(1 - a)^2}{\eta} \tag{44}$$

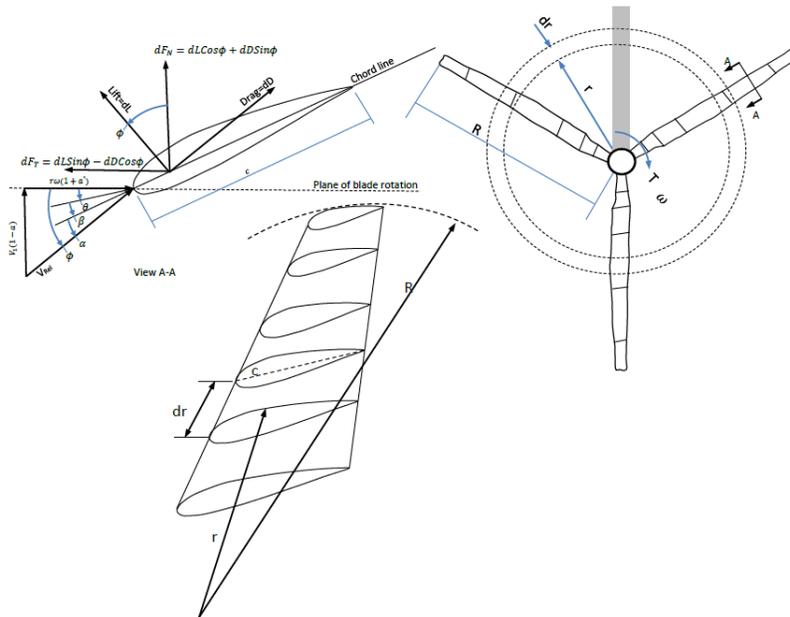


Figura 13 Modelo del alabe.(Chica et al., 2015)

Como parte de la teoría de elementos de alabes, también se enuncian cuatro ángulos, siendo estos: el ángulo de velocidad relativa de agua (ϕ), el ángulo pitch (θ), el ángulo twist (β), y el ángulo de ataque (α). Estos pueden observarse en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** A su vez, estos pueden expresarse como:

$$\phi = \alpha + \beta + \theta \tag{45}$$

La rotación del alabe genera dos fuerzas principalmente, la fuerza de sustentación y la fuerza de arrastre. Dichas fuerzas dependen principalmente de sus coeficientes, y gracias a estudios previos estos pueden caracterizarse como:

$$C_L = 0.8 \tag{46}$$

$$C_D = 0.009 \tag{47}$$

Donde C_L es el coeficiente de sustentación, y C_D es el coeficiente de arrastre.

Como última relación que se empleara de la teoría de elementos de alabes se presenta la ecuación para calcular el largo de la cuerda del perfil del alabe (C). La cual deberá ser calculada para distintas posiciones del alabe.

$$C = \frac{8a'r\lambda_r\pi\text{Sin}^2\phi}{V_1(C_L\text{Sin}\phi - C_D\text{Cos}\phi)B(1 - a)} \tag{48}$$

Donde (B) es el número de alabes de la turbina.

4.3.2.1 Caso de estudio

Esta sección presenta el cálculo del largo de la cuerda para diferentes secciones transversales de alabe, con lo cual, posteriormente se generará un modelo Cad del mismo.

Inicialmente se determina el número de aspas de la turbina.

Esta tendrá tres alabes ($B = 3$) dado que permite un funcionamiento más eficiente de la misma.

El ángulo de ataque tendrá un valor de cinco grados ($\alpha = 5^\circ$), dicho valor es seleccionado gracias a estudios previos. Posteriormente se despejará el factor de inducción axial por medio de la ecuación (44). Dicha ecuación al ser cubica, genera tres valores de a , siendo estos:

$$a_1 = 0.09327 \quad a_2 = 0.6588 \quad a_3 = 1.2478 \tag{49}$$

Para el caso de estudio se empleará el valor de $a = 0.09327$ dado que, la teoría de momentos solo es válida para $a \leq 0.5$.

Ahora se procederá a seccionar el alabe en 10 segmentos, siendo el primero el 10% de R , y los siguientes 10% mas largos que su predecesor. A cada elemento se le calculara su TSR local, su factor de inducción angular, su ángulo de velocidad relativa, su ángulo twist, y por último su largo de cuerda. Esto se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 5. Cálculo del largo de cuerda y ángulos del álabe.

Elemento	r (m)	λ_r	α'	ϕ (°)	β (°)	C (m)
1	0,114	0,6325	0,1792	50,56	45,56	0,116
2	0,228	1,265	0,0503	34,31	29,31	0,096
3	0,342	1,8975	0,0229	25,04	20,04	0,075
4	0,456	2,53	0,0130	19,48	14,48	0,060
5	0,570	3,1625	0,0084	15,87	10,87	0,050
6	0,684	3,795	0,0058	13,36	8,36	0,042
7	0,798	4,4275	0,0043	11,53	6,53	0,037
8	0,913	5,06	0,0033	10,13	5,13	0,033
9	1,027	5,6925	0,0026	9,03	4,03	0,030
10	1,141	6,325	0,0021	8,14	3,14	0,027

Contando con el largo de la cuerda para diferentes perfiles del alabe, y su ángulo de velocidad relativa, se procede a generar el perfil de cada elemento del alabe. Para dicho proceso se debe seleccionar el tipo de alabe que se va a construir. En nuestro caso se selecciona el modelo S-822, el cual cuenta con unas coordenadas no dimensionales características. Dichas coordenadas permiten relacionarlas con el largo de cuerda, para generar las coordenadas X, Y de las secciones transversales de cada elemento del alabe. Las coordenadas no dimensionales del modelo S822 se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 6. Coordenadas no dimensionales del alabe S822

NREL's S822 Airfoil	
x/c	y/c
1.000000	0.000000
0.996089	0.000642
0.985048	0.003157
0.968133	0.007602
0.946046	0.013324
0.918825	0.020084
0.887037	0.028045
0.851444	0.037037
0.812782	0.046731
0.771742	0.056677
0.728946	0.066315
0.684771	0.074819
0.638946	0.081988

0.591971	0.087923
0.544321	0.092477
0.496467	0.095295
0.448320	0.096342
0.400324	0.095949
0.353012	0.094259
0.306932	0.091363
0.262594	0.087322
0.220471	0.082211
0.181021	0.076101
0.144635	0.069084
0.111706	0.061261
0.082528	0.052754
0.057423	0.043713
0.036592	0.034302
0.020310	0.024706
0.008599	0.015142
0.001760	0.006074
0.000651	0.003396
0.000138	0.001358
0.000023	-0.000542
0.000294	-0.001935
0.000443	-0.002413
0.001282	-0.004385
0.005329	-0.010118
0.015376	-0.018680
0.030216	-0.027173
0.049559	-0.035201
0.073374	-0.042563
0.101374	-0.049059
0.133441	-0.054581
0.169219	-0.059031
0.208482	-0.062361
0.250797	-0.064545
0.295834	-0.065585
0.343087	-0.065504
0.392138	-0.064340

0.442420	-0.062144
0.493444	-0.058965
0.544594	-0.054833
0.595407	-0.049596
0.645795	-0.043462
0.695149	-0.036874
0.742856	-0.030066
0.788279	-0.023032
0.831428	-0.016082
0.871626	-0.010003
0.907952	-0.005223
0.939440	-0.001945
0.965150	-0.000135
0.984246	0.000448
0.996022	0.000259
1.000000	0.000000

Una vez relacionadas las longitudes de cuerda con las coordenadas no dimensionales del perfil se la turbina, se obtienen las coordenadas X, Y, Z del alabe. Estas son exportadas a Solid-Works y relacionadas con la operación de contornos. Esto se observa en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Es de resaltar que a medida que el alabe se aleja del centro del rotor, menor es su longitud de cuerda, y menor es su ángulo de velocidad relativa.

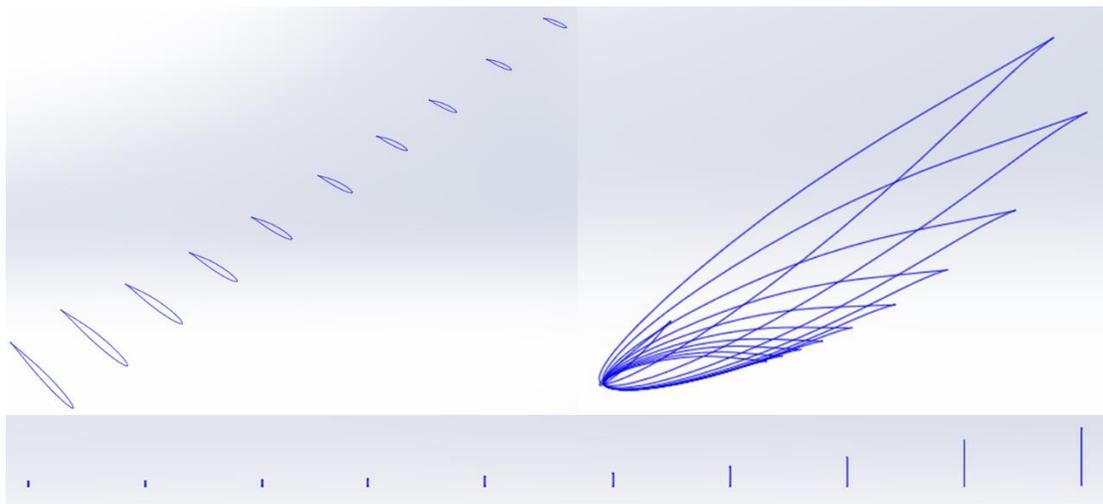


Figura 14 Contornos de perfiles del álabe.

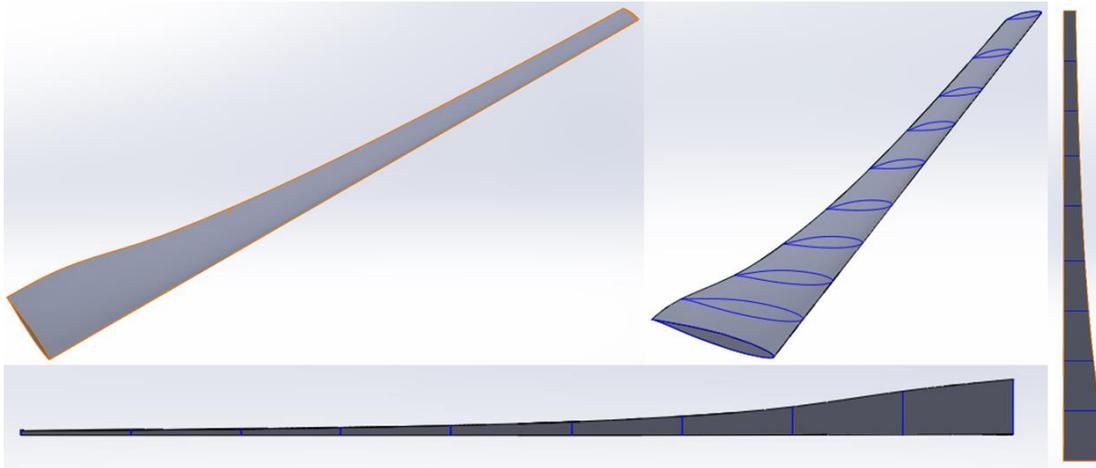


Figura 15 Modelo Cad del álab.

Por medio de las ecuaciones mencionadas se presentó el método para calcular las dimensiones de un alabe para una turbina hidro-cinética. Teniendo como características principales el largo de cuerda y el ángulo de velocidad relativa.

Gracias a las coordenadas no dimensionales del perfil del alabe se pudo recrear de forma satisfactoria el modelo Cad del mismo.

4.3.2.1.1 Características de los Alabes

Tomando en cuenta la información presentada se selecciona el perfil NACA 0018 para nuestra turbina. Dicho perfil se caracteriza por su buen desempeño para las turbinas Darrieus tipo H. Dicho perfil puede ser observado en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

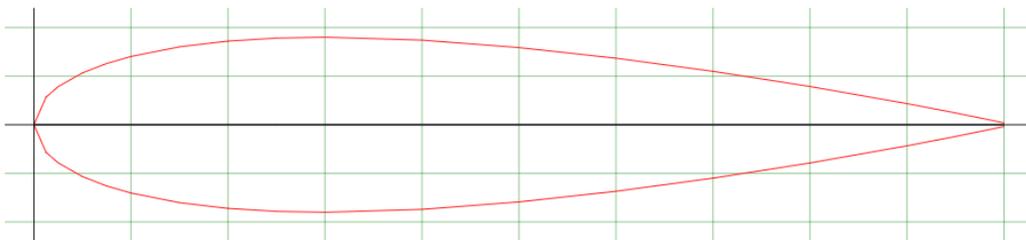


Figura 16 Perfil NACA 0018

Las coordenadas que permiten recrear el perfil a necesidad se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 7. Coordenadas del perfil NACA 0018

X	Y
1	0.00189
0.95	0.0121
0.9	0.02172
0.8	0.03935
0.7	0.05496
0.6	0.06845
0.5	0.07941
0.4	0.08705
0.3	0.09003
0.25	0.08912
0.2	0.08606
0.15	0.08018
0.1	0.07024
0.075	0.063
0.05	0.05332
0.025	0.03922
0.0125	0.02841
0	0
0.0125	-0.02841
0.025	-0.03922
0.05	-0.05332
0.075	-0.063
0.1	-0.07024
0.15	-0.08018
0.2	-0.08606
0.25	-0.08912
0.3	-0.09003
0.4	-0.08705
0.5	-0.07941
0.6	-0.06845
0.7	-0.05496
0.8	-0.03935
0.9	-0.02172
0.95	-0.0121
1	-0.00189

Así mismo, la información presentada por [4], permite visualizar diferentes características del perfil. Esta información cumple un papel fundamental en el diseño de la turbina, y se puede visualizar en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** En los gráficos se observa la variación del coeficiente de lift C_L y de drag C_D con respecto a factores como el ángulo de ataque Alpha.

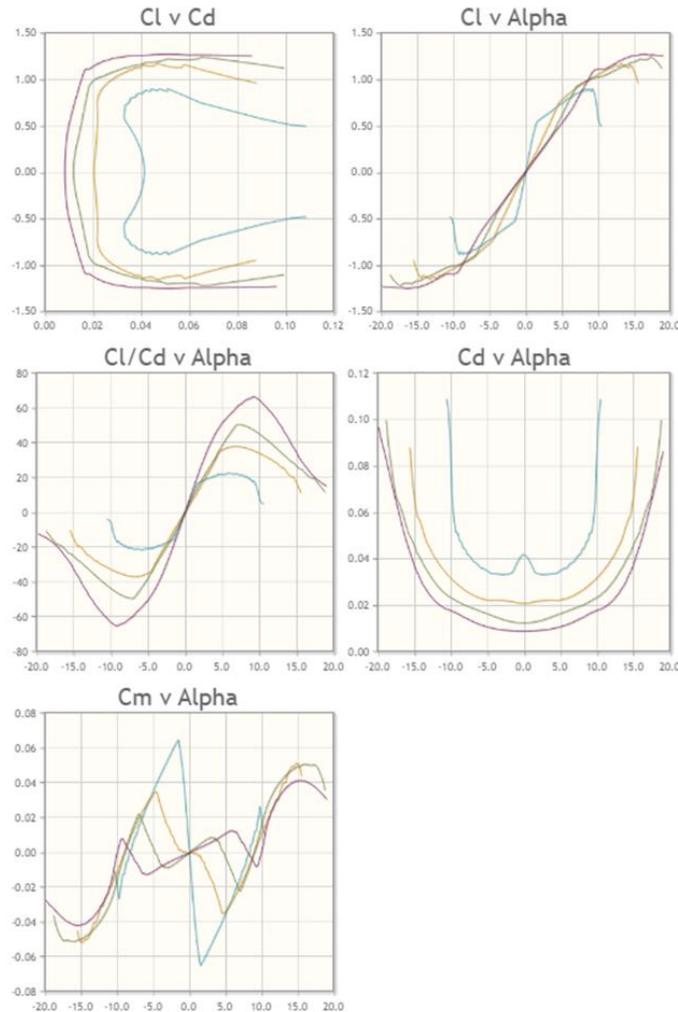


Ilustración 1. Curvas características del perfil NACA 0018.

4.3.3 Sistema de posicionamiento de alabes

El funcionamiento de los alabes de una turbina esta explicado desde la teoría de momento. El objetivo de una turbina es extraer energía cinética del agua, y convertirla en energía eléctrica; y esto lo realiza por medio de sus alabes, los cuales son impactados por el fluido para generar movimiento rotacional.

Para un alabe en una posición inicial y con un ángulo de ataque optimo respecto a la velocidad de agua, se generará una fuerza de sustentación y de drag que permitirán que la turbina maximice la generación de energía. Sin embargo, para nuestro caso en el cual estamos trabajando con una turbina Darrius H, la posición del alabe varía a medida que la turbina rota, haciendo que parte de la energía que puede sustraer la turbina del fluido se pierda.

Como solución a este problema se busca desarrollar un mecanismo que permita aumentar el tiempo de posicionamiento eficiente de los ángulos de ataque de los alabes a lo largo de todo el giro de la turbina.

4.3.3.1 Caso de estudio

Como solución inicial, y como innovación tecnológica de nuestro proyecto, desde el planteamiento de este se estableció la necesidad de variar el ángulo de ataque de los alabes en la turbina. Como resultado se evaluaron varias alternativas, entre ellas usar servomotores. Los servomotores permitirían, dependiendo de la posición rotacional del alabe respecto al rotor, direccionar el alabe a su ángulo de ataque ideal; pero estos cuentan con grandes dificultades de diseño como:

- Se requeriría un servomotor y un controlador que identifiquen la posición del rotor de la turbina para identificar la posición de cada alabe.
- Cada alabe debería contar con su propio controlador y servomotor que lo posicionarían.
- Debería haber comunicación entre el controlador del rotor y el controlador de cada alabe.
- Todos los controladores deberían estar conectados a una fuente de potencia eléctrica para que puedan funcionar.

El diseño generado para nuestro caso particular se presenta en la siguiente figura.

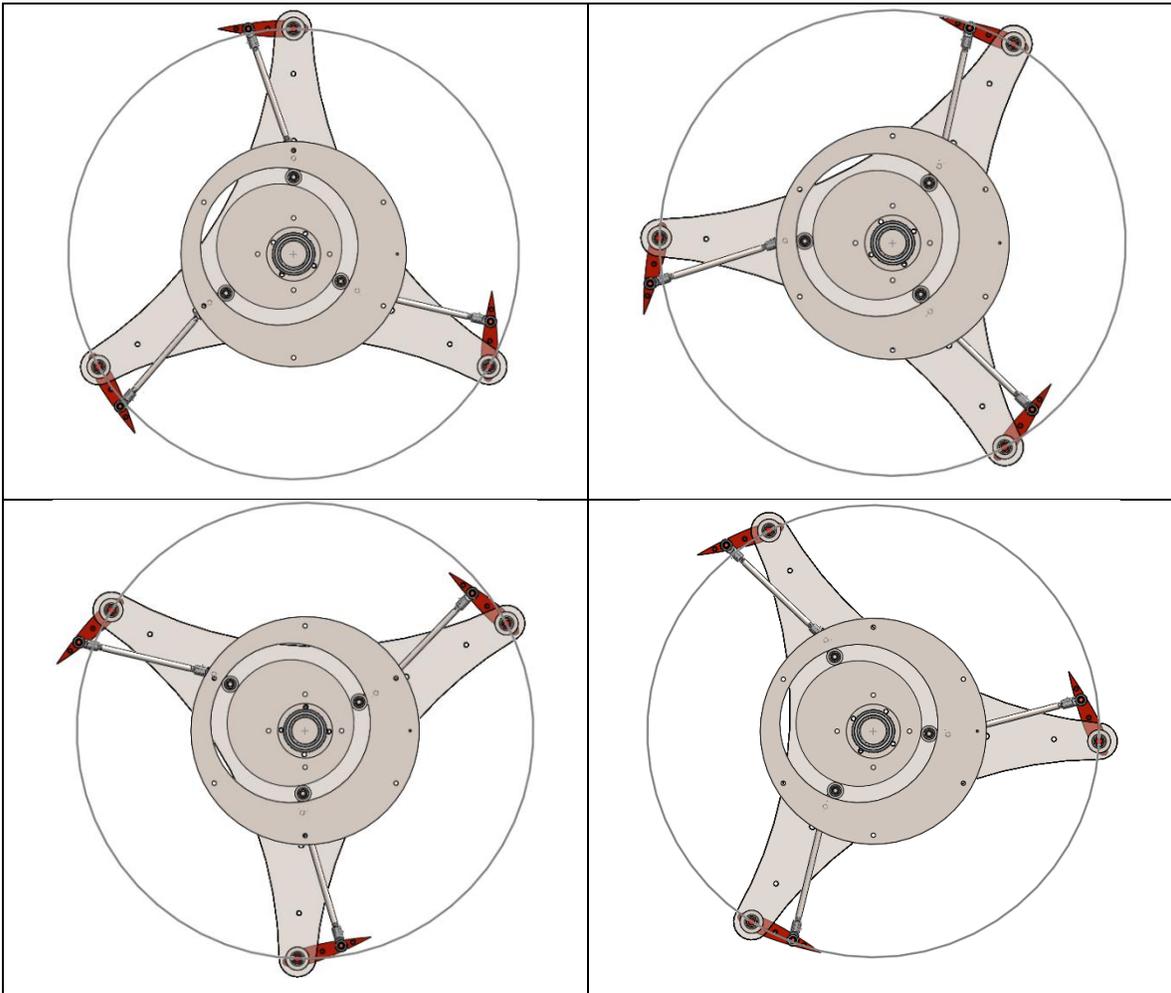


Figura 18. Mecanismo para variar el ángulo de ataque en los alabes.

En la *figura 20* observa el cambio del ángulo de ataque con respecto a el giro del rotor. Dicho comportamiento también se visualiza en la siguiente gráfica donde se presenta el ángulo de ataque respecto a la posición en grados del rotor.

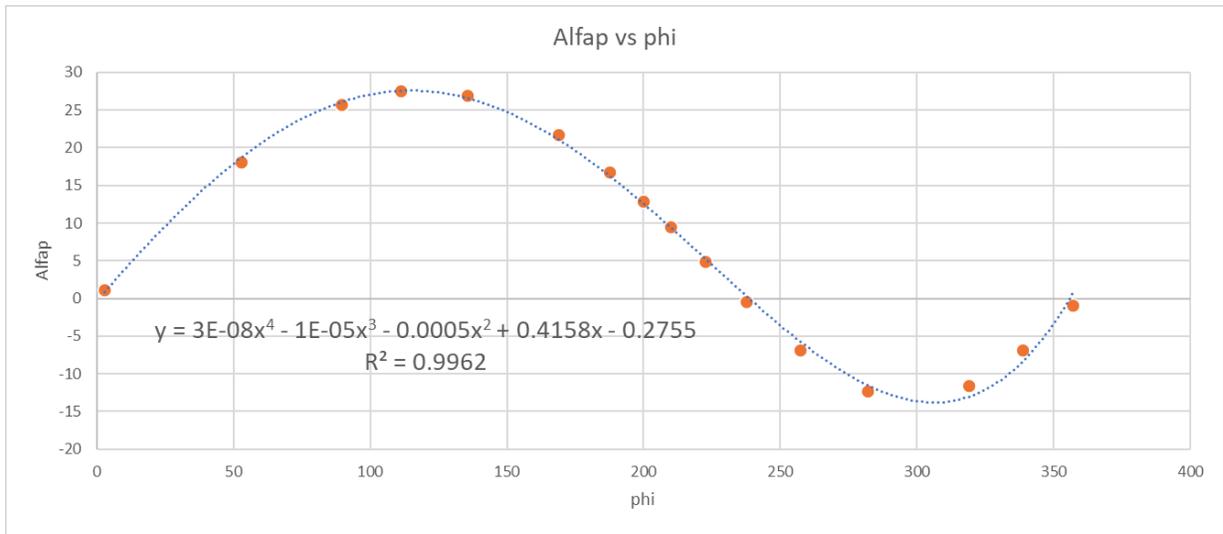


Figura 19. Ángulo de ataque vs ángulo de giro del rotor.

La modificación generada por el mecanismo para los ángulos de ataque hará que estos estén ubicados de forma más eficiente en cada revolución.

Por medio del diseño planteado, se generó un mecanismo que permite optimizar el ángulo de ataque de los alabes respecto al fluido. El mecanismo seleccionado tiene como ventajas la simplicidad en la construcción, la poca necesidad de mantenimiento, y bajos costos de manufactura y diseño.

4.3.4 Simulación CFD

El presente informe está basado en el procedimiento presentado por (E. Chica, 2015), en el cual se el proceso de diseño y simulación de una turbina hidro-cinética en condiciones de operación. Además de este procedimiento, se parte de los resultados obtenidos teóricamente en donde se obtiene la geometría de los álabes y se definen las siguientes condiciones de flujo:

$$V_1 = 2 \frac{m}{s} \quad (1)$$

$$\rho = 997 \frac{kg}{m^3} \quad (2)$$

$$\omega = 11,1 \frac{rad}{s} = 106 \text{ rpm} \quad (3)$$

$$R = 1.14 \text{ m} \tag{4}$$

Donde V_1 es la velocidad del fluido en la entrada, ρ es la densidad del fluido, ω es la velocidad angular del rotor y R es el radio del rotor. Para la simulación se tiene entonces un estudio estacionario de flujo incompresible el cual fue llevado a cabo usando el solver comercial de Solidworks Fluid Simulation. Como modelo de turbulencia se escogió el modelo de $\kappa - \varepsilon$, para el que se determinó un dominio de simulación externo que corresponde al mostrado en la figura 22

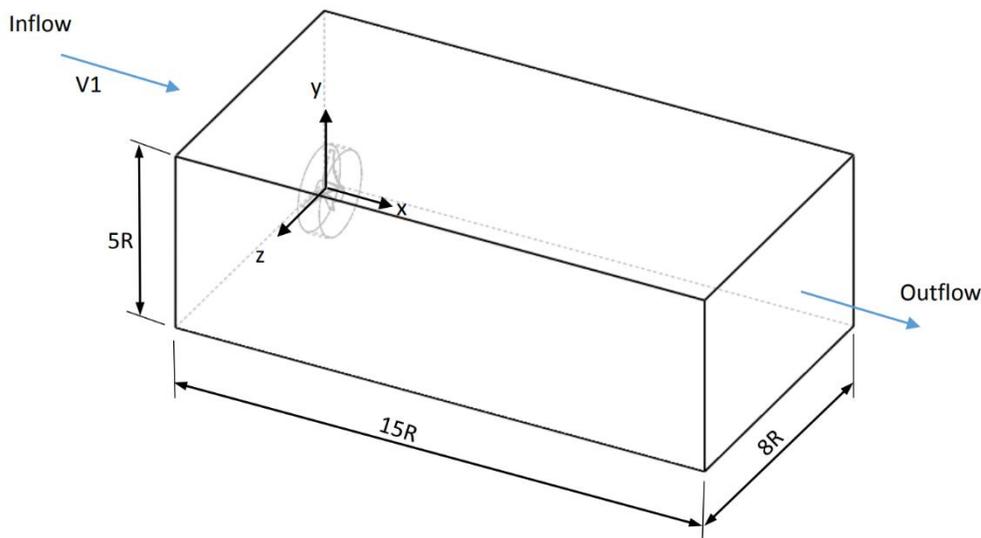


Figura 20 Dominio computacional. (E. Chica, 2015)

En la región interna de simulación se incluyó una región rotativa que cubriera todo el rotor con un radio de $2.3 R$. Como condiciones de frontera se tienen:

$$\text{Velocidad a la entrada } V_1 = 2 \frac{m}{s} \tag{5}$$

$$\text{Presión estática a la salida de } 0. \tag{6}$$

$$\text{No deslizamiento para las paredes y la turbina.} \tag{7}$$

4.3.4.1 Caso de estudio

Como finalidad de este estudio se busca encontrar las fuerzas que actúan sobre los álabes durante el funcionamiento de la turbina. Estas fuerzas son necesarias para los cálculos

estructurales subsecuentes de los álabes, los cuales permitirán definir el material adecuado en la construcción de estos.

Para probar el entorno de simulación planteado se realizó un mallado inicial de 697757 celdas. Esta simulación se corrió hasta lograr convergencia, teniendo como variables de convergencia el torque en los álabes y la fuerza axial experimentada por los mismos. La convergencia se logró luego de 311 iteraciones.

Con este mallado fue posible determinar que, como se muestra en la Ilustración 2, la distribución de presión en el álabe es la esperada. La diferencia de presión entre los dos lados del álabe es la responsable de generar el torque que mueve la turbina.

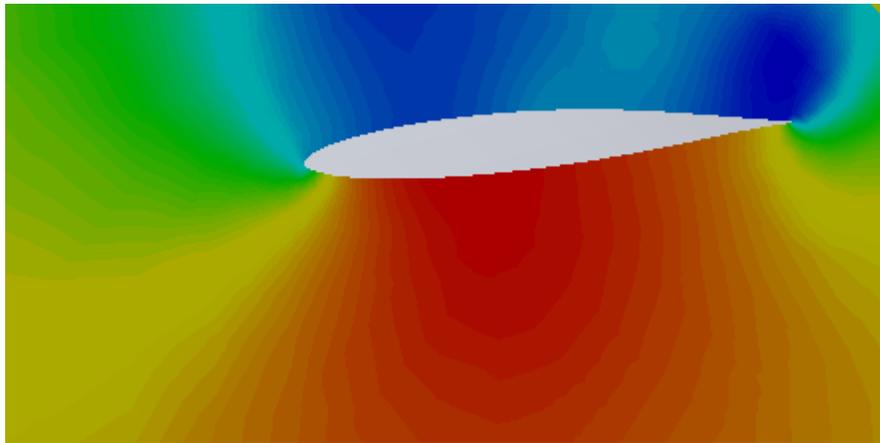


Figura 21 Distribución de presión en el álabe

Además de esto, se buscó determinar si el comportamiento del fluido al pasar por la turbina el esperado. Como se puede apreciar en la Ilustración 3, se pudo corroborar que la vorticidad del flujo aumenta al pasar por la región rotativa definida en la turbina.

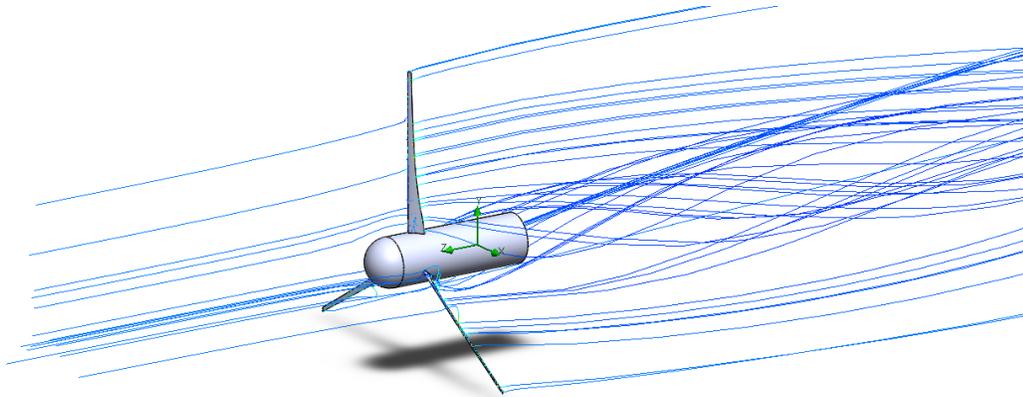


Figura 22 Líneas de flujo a través del álabe

4.3.4.2 Conclusiones

Con el estudio presentado en este se determinó la configuración inicial de la simulación que se llevará a cabo luego. Es importante notar que para poder realizar la simulación real es necesario primero hacer un estudio de convergencia de malla, el cuál será presentado en subsecuentes informes.

Para trabajo futuro se espera generar nuevas simulaciones que permitan identificar la manera en la que cambia el rendimiento de la turbina dependiendo del ángulo de los álabes.

4.3.5 Sistema de flotación

El presente informe esta basado en la información presentada por (Cengel & Cimbala, 2018), en el cual se describe el fenomeno de flotación. A continuación se realiza una descripción de dicho fenomeno, para luego emplear las relaciones del modelo para el caso de estudio del proyecto.

Cuando un cuerpo se encuentra sumergido en un fluido, este es sometido a una fuerza hacia arriba la cual se llama fuerza de flotación (F_B) . Dicha fuerza es igual al peso del liquido cuyo volumen es desplazado por el cuerpo que se encuentra sumergido. La formula que describe la fuerza de flotación es:

$$F_B = \rho_f g V \tag{50}$$

Donde ρ_f es la densidad del fluido, g es la aceleración gravitacional, y V es el volumen del cuerpo sumergido.

Para el caso de los cuerpos flotantes, la fuerza de flotación es igual al peso del cuerpo. De allí se puede expresar.

$$F_B = W \rightarrow \rho_f g V_{sum} = \rho_{cuerpo} g V_{total} \rightarrow \frac{V_{sum}}{V_{total}} = \frac{\rho_{cuerpo}}{\rho_f} \tag{51}$$

Donde W es la fuerza del peso del cuerpo, V_{sum} es el volumen sumergido del cuerpo, ρ_{cuerpo} es la densidad promedio del cuerpo, y V_{total} es el volumen del cuerpo. Se vuelve entonces evidente que un cuerpo que flota en un fluido debe tener un peso menor al de este.

Otro aspecto relevante en el tema de flotación es la estabilidad rotacional de un cuerpo sumergido. Este aspecto depende de la ubicación relativa del centro de gravedad G del cuerpo, y del centro de flotación B , el cual corresponde al centroide del volumen desplazado. Por teoría, un cuerpo sumergido es estable si su centro de gravedad está directamente debajo de su centro de flotación, en otras palabras, un cuerpo es estable si tiene un fondo pesado.

La altura metacéntrica GM se presenta como una medida de la estabilidad para los cuerpos flotantes. Esta es la distancia entre el centro de gravedad y el punto de intersección de las líneas de acción de la fuerza de flotación antes y después de la rotación. Un cuerpo flotante

es estable si su fondo es pesado, o si su metacentro esta arriba del centro de gravedad. A mayor altura metacéntrica, más estable será un cuerpo flotante.

4.3.5.1 Caso de estudio

Para realizar un análisis de flotabilidad de la turbina se presenta un esquema de esta en un río, anclada a una estructura que le permitirá estar sumergido a una distancia establecida del nivel del agua. Esto se puede observar en la figura.

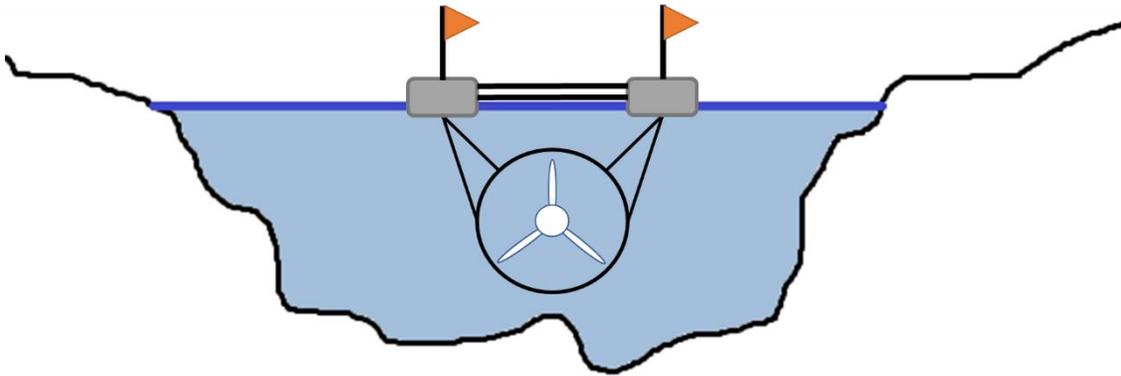


Figura 23 Sección transversal de un río y esquema de la turbina.

El esquema de la estructura de la turbina se determinó gracias a la teoría mencionada previamente. Esto se ve reflejado en el esquema en los siguientes factores:

- Se ubicó la turbina como un cuerpo sumergido a una altura constante, el cual estará distanciado tanto del fondo del río, como del nivel superior del agua.
- Se soportó la turbina desde una estructura flotante, la cual es más ancha que la turbina.

Con ello se busca que el centro de masa del sistema se encuentre por debajo del agua y cerca a la turbina, mientras que el centro de flotación se ubique cerca a la altura del nivel del agua. Generando así que el centro de flotación este por encima del centro de masa, produciendo un sistema estable rotacionalmente.

Ahora bien, para realizar los cálculos de flotabilidad del sistema, primero se debe analizar la geometría completa de la estructura, esta se observa en la Figura 23. Con el objetivo de simplificar el problema, y facilitar la estabilidad de este. Se generó un diseño el cual, al ser visto desde arriba, tiene ubicado su centro de masa y su centro de flotabilidad en el mismo punto, y dicho punto a su vez se encuentra en el centro del sistema.

Los cálculos de flotabilidad del sistema tendrán el objetivo de determinar las características de flotación de la estructura flotante, es decir, determinar las dimensiones, características y posibles materiales de dicho componente. La estructura sumergida será la entrada del problema y para ella se tienen los siguientes aspectos:

- Dado que aún no se cuentan con datos exactos del peso del generador y la estructura sumergida, se trabajará con funciones.
- El peso de la estructura sumergida (rotor, caja de engranajes, generador, chasis, protección) se denominará W_{es} .
- El peso de la estructura flotante (flotadores y estructura) se denominará W_{ef} .
- Dado que la mayor parte de los componentes de la estructura sumergida son en acero, se considerará una densidad general para dicho elemento, y esta será la densidad del acero.
- Se considerarán como despreciables el peso y volumen de las cuerdas que unen la estructura flotante con la estructura sumergida.
- La estructura flotante espera conformarse por canecas vacías.

- La densidad de la estructura flotante será la densidad del aire, dado que esta se conformará principalmente por canecas plásticas con dicho gas en su interior.

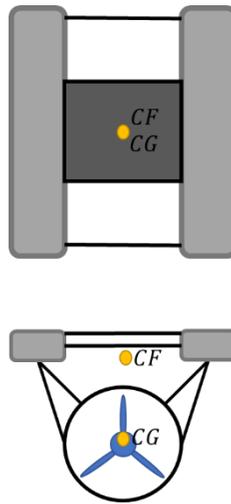


Figura 24 Vista frontal y superior de la turbina y su estructura.

Inicialmente se calculará la fuerza del peso (F_p) de todo el sistema. Siendo esta:

$$F_p = W_{es} + W_{ef} \quad (52)$$

A continuación, se calcula la fuerza de flotación de todo el sistema. Dado que todo el sistema se comporta como un cuerpo flotante, con parte de este sumergido, la fuerza de

$$F_B = \rho_f g (V_{es} + V_{sumergido_{ef}}) \quad (53)$$

flotación se calcula como:

Con el objetivo de determinar el volumen necesario de aire para que la estructura flote y se mantenga en equilibrio bajo dichas características se procede a realizar un balance de fuerzas.

$$\sum f = 0 \quad (54)$$

$$F_p = F_b \quad (55)$$

$$W_{es} + W_{ef} = \rho_f g (V_{es} + V_{sumergido_{ef}}) \quad (56)$$

$$\frac{m_{es}g + m_{ef}g}{\rho_f g} = V_{es} + V_{sumergido_{ef}} \quad (57)$$

$$V_{sumergido_{ef}} = \frac{m_{es} + m_{ef}}{\rho_f} - V_{es} \quad (58)$$

Gracias a la relación planteada en la ecuación (58) es posible determinar el volumen de aire que deben almacenar las canecas para que la estructura flote y se mantenga en equilibrio. Ahora bien, con el objetivo que añadir robustez al aspecto de la flotabilidad un factor de 2 es añadido a la ecuación. Resultando:

$$V_{canecas} = V_{sumergido_{ef}} * FS \quad (59)$$

$$V_{canecas} = V_{sumergido_{ef}} * 2 \quad (60)$$

Ejemplo: Empleando la función descrita, se calculará el número de canecas de 55 galones necesarias para garantizar la flotabilidad de la estructura. Se tienen las siguientes suposiciones:

- La masa de la estructura sumergida son 400 kg.
- La masa de la estructura flotante son 100 Kg.
- El volumen de la estructura sumergida es de 0.12 m^3 .

$$V_{canecas} = \left(\frac{400kg + 100kg}{997 \frac{kg}{m^3}} - 0.12m^3 \right) * 2 \quad (61)$$

$$V_{canecas} = 0.763 \text{ m}^3 \quad (62)$$

Ahora bien, si el volumen total de las canecas es 0.763 el número de canecas debe ser:

$$N_{canecas} = \frac{0.763 \text{ m}^3}{55 \text{ gal}} * \frac{\text{gal}}{0.004546 \text{ m}^3} = 3.05 \text{ canecas} \approx 3 \text{ canecas} \quad (63)$$

Una vez determinado que la estructura requiere 3 canecas para garantizar flotabilidad, por cuestiones de operación y manejo de la turbina se decide generar un diseño con 4 canecas, dado que permite mantener la simetría de la estructura y facilita la estabilidad de esta.

4.3.6 Sistema de generación eléctrica

4.3.6.1 Caso de estudio

La generación de electricidad es un proceso que involucra diferentes ciencias y etapas. Para generar energía eléctrica por medio de una turbina hidro-cinética se convierte energía cinética de los cuerpos de agua, y se transforma en movimiento por medio de alabes. Dicho movimiento es transferido a un alternador o un generador por medio de diferentes acoples mecánicos, y allí se produce energía eléctrica.

Cuando se emplea un alternador se produce energía eléctrica de corriente alterna, mientras que cuando se emplea un generador se produce energía eléctrica de corriente directa. Dependiendo del elemento que se seleccione se deberá diseñar el sistema eléctrico del sistema.

Por disponibilidad del mercado decidimos adquirir el alternador BTP3 1S/4. Este cuenta con las siguientes características.

web site: zanardi.meccate.com

General characteristics			
Pole number	4	Insulation class	H
Phase number	3	Protection class	IP23
Number of wire	6	NDE bearing	6305-2RS
execution	brush	DE bearing	6308-2RS
Regulation	Amp. transformer	Max. overspeed	2250
Winding pich	2/3	Altitude	0-1000
Balancing	ISO 1940-1		

Ratings 50 Hz

Type	Cl.H -125/40					Cl.F -105/40					Cl.B -80/40				
	3Ph. 380-400-415V. (Star Y)			1Ph. 220-230-240V. (Delta Δ)		3Ph. 380-400-415V. (Star Y)			1Ph. 220-230-240V. (Delta Δ)		3Ph. 380-400-415V. (Star Y)			1Ph. 220-230-240V. (Delta Δ)	
	kVA	kW	Motor starting kVA	Kva p.f. 1	Motor starting kVA	kVA	kW	Motor starting kVA	Kva p.f. 1	Motor starting kVA	kVA	kW	Motor starting kVA	Kva p.f. 1	Motor starting kVA
BTP3 1S/4	7	5,6	32,5	5	24	6,5	5,2	24	4,3	24	5,2	4,2	24	3,5	24
BTP3 2S/4	9	7,2	40	6,5	30	8	6,4	30	5,3	30	6,4	5,2	30	4,2	30
BTP3 1L/4	11	8,8	50	8	38	10	8	38	6,7	38	8	6,4	38	5,3	38
BTP3 2L/4	13	10,4	62,5	9,5	45	12	9,6	45	8	45	9,6	7,7	45	6,5	45
BTP3 3L/4	15	12	65	11	50	14	11,2	50	9,3	50	11,2	9	50	7,5	50

Ratings 60 Hz

kVA / kW @ temp. Rise/ Ambient °c 0,8P.F.

Type	Cl.H -125/40					Cl.F -105/40					Cl.B -80/40				
	3Ph. 440-460-480 V. (Star Y)			1Ph. 254-265-277V. (Delta Δ)		3Ph. 440-460-480 V. (Star Y)			1Ph. 254-265-277V. (Delta Δ)		3Ph. 440-460-480 V. (Star Y)			1Ph. 254-265-277V. (Delta Δ)	
	kVA	kW	Motor starting kVA	Kva p.f. 1	Motor starting kVA	kVA	kW	Motor starting kVA	Kva p.f. 1	Motor starting kVA	kVA	kW	Motor starting kVA	Kva p.f. 1	Motor starting kVA
BTP3 1S/4	8,4	6,7	39	6	28	7,8	6,2	39	5,2	28	6,2	5	39	4,1	28
BTP3 2S/4	10,8	8,6	48	7,8	36	9,6	7,7	48	6,5	36	7,7	6,2	48	5,1	36
BTP3 1L/4	13,2	10,6	60	9,6	45	12	9,6	60	8	45	9,5	7,5	60	6,3	45
BTP3 2L/4	15,6	12,5	75	11,4	54	14,4	11,5	75	9,5	54	11,5	9,2	75	7,5	54
BTP3 3L/4	18	14,4	78	13,2	60	16,8	13,4	78	11,2	60	13,5	11	78	9	60

Figura 25 Hoja de datos alternador

El alternador seleccionado genera corriente alterna, la cual dependiendo de la frecuencia a la que trabaje el alternador entregará un voltaje y una potencia máxima. Adicional a ello el voltaje que se genere en el alternador depende de la conexión entre sus fases. La máquina emplea una conexión estrella, por lo que a una frecuencia de 50 Hz el alternador tiene una capacidad de generación de 5,6 kW con un voltaje máximo de 415 V.

Posterior al alternador se usará un rectificador. Un rectificador es un elemento de electrónica de potencia cuya función es convertir la corriente alterna en corriente directa. Para la turbina emplearemos el siguiente rectificador: MDS100A-1600V. Dicho elemento tiene la capacidad de soportar la potencia entregada por el alternador, y su hoja de datos se presenta a continuación.



Single-phase/Three-phase bridge rectifier modules



Features

- Noninsulated and common electrode for base.
- International standard packaging.
- Total pressure structure, good ability of temperature characteristic and power cycle.
- Maximum operating junction temperature.
- High surge current.
- Low peak on-state voltage.



MDQ

Type	Id@Tc		VRRM	VFM@IFM		IRRM	IF(AV)	IF(RMS)	IFSM	i ² T	VFO	R _f	R _{pc}	T _{jm}	V _{ceo}
	A	A	V	V	A	mA	A	A	A×10 ³	A ² s×10 ⁴	v	mΩ	C/W	°C	V _(AIG)
MDQ50	50	100	600-1600	1.25	75	4	25	60	1.0	0.5	0.80	9.0	0.24	150	2500
MDQ75	75	100	600-1600	1.38	110	8	38	70	1.2	0.72	0.80	7.0	0.2	150	2500
MDQ100	100	100	600-1600	1.2	150	10	50	86	1.5	1.14	0.80	4.5	0.14	150	2500
MDQ150	150	100	600-1600	1.38	230	15	75	106	2.1	2.21	0.80	3.8	0.1	150	2500

MDS

Type	Id@Tc		VRRM	VFM@IFM		IRRM	IF(AV)	IF(RMS)	IFSM	i ² T	VFO	R _f	R _{pc}	T _{jm}	V _{ceo}
	A	A	V	V	A	mA	A	A	A×10 ³	A ² s×10 ⁴	v	mΩ	C/W	°C	V _(AIG)
MDS30	30	100	600-1600	1.1	30	2	10	25	0.5	0.12	0.80	9.0	0.44	150	2500
MDS50	50	100	600-1600	1.2	50	4	17	39	0.75	0.28	0.80	9.0	0.3	150	2500
MDS75	75	100	600-1600	1.25	75	4	25	47	1.00	0.51	0.80	7.0	0.24	150	2500
MDS100	100	100	600-1600	1.30	100	8	33	51	1.20	0.72	0.80	4.5	0.2	150	2500
MDS150	150	100	600-1600	1.20	150	10	50	71	1.50	1.14	0.80	3.8	0.14	150	2500
MDS175	175	100	600-1600	1.51	175	12	58	83	2.70	3.88	0.80	3.1	0.14	150	2500
MDS200	200	100	600-1600	1.35	200	15	67	95	2.1	2.21	0.80	2.8	0.1	150	2500

Figura 26 Hoja de datos rectificador.

Una vez rectificada la corriente esta es enviada a el inversor. El inversor se encarga de transformar la corriente de entrada en corriente alterna a 110 V para utilizar energía convencional. A su vez el inversor puede cargar un banco de baterías el cual servirá como fuente de respaldo en caso de que la turbina no este proporcionando energía suficiente para alimentar la carga. Como inversor se seleccionó el Growatt SPH6000TL BL-US. Dicho inversor tiene capacidad de trabajar con una potencia máxima de 6000 kW; a su vez este inversor no necesita estar conectado a la red, dado que se alimenta de la energía de las baterías. La hoja de datos del inversor se presenta a continuación.

Datasheet	SPH3000TL BL-US	SPH3600TL BL-US	SPH4000TL BL-US	SPH4600TL BL-US	SPH5000TL BL-US	SPH6000TL BL-US
Input data(DC)						
Max. recommended PV power(for module STC)	6600W	6600W	6600W	8000W	8000W	8000W
Max. DC voltage	550V	550V	550V	550V	550V	550V
Start voltage	150V	150V	150V	150V	150V	150V
Nominal voltage	370V	370V	370V	370V	370V	370V
MPP voltage range	150V-550V	150V-550V	150V-550V	150V-550V	150V-550V	150V-550V
No. of MPP trackers	2	2	2	2	2	2
No. of PV strings per MPP trackers	1	1	1	1	1	1
Max. input current per MPP trackers	13	13	13	13	13	13
Max. short-circuit current per MPP trackers	16	16	16	16	16	16
Output data(AC)						
AC nominal power	3000W	3680W	4000W	4600W	4999W	6000W
Max. AC apparent power	3000VA	3680VA	4000VA	4600VA	4999VA	6000VA
Nominal AC voltage/range	240V(211-264V) 208(183-228V)	240V(211-264V) 208(183-228V)	240V(211-264V) 208(183-228V)	240V(211-264V) 208(183-228V)	240V(211-264V) 208(183-228V)	240V(211-264V) 208(183-228V)
AC grid frequency/range	60Hz;59.3-60.5Hz	60Hz;59.3-60.5Hz	60Hz;59.3-60.5Hz	60Hz;59.3-60.5Hz	60Hz;59.3-60.5Hz	60Hz;59.3-60.5Hz
Max. output current	16A	16A	22A	22A	22A	27A
Power factor(@nominal power)	1	1	1	1	1	1
Adjustable power factor	0.8leading...0.8lagging	0.8leading...0.8lagging	0.8leading...0.8lagging	0.8leading...0.8lagging	0.8leading...0.8lagging	0.8leading...0.8lagging
THDI	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
AC grid connection type	split phase					
Stand alone data						
Max. AC apparent power	3000VA	3680VA	3680VA	3680VA	3680VA	3680VA
Nominal AC voltage	240Vac	240Vac	240Vac	240Vac	240Vac	240Vac
Nominal AC frequency	60Hz	60Hz	60Hz	60Hz	60Hz	60Hz
Max. output current	16	16	16	16	16	16
THDv	<1.5%@50Rload	<1.5%@50Rload	<1.5%@50Rload	<1.5%@50Rload	<1.5%@50Rload	<1.5%@50Rload
Switch time	≤1s	≤1s	≤1s	≤1s	≤1s	≤1s
Battery data(DC)						
Battery voltage range	42-59V	42-59V	42-59V	42-59V	42-59V	42-59V
Recommended battery voltage	48V	48V	48V	48V	48V	48V
Max. charging / discharging current	75A	75A	75A	75A	75A	75A
Continuous charging / discharging power	3000W	3680W	3680W	3680W	3680W	3680W
Max charging / discharge power	4000W/10s	4000W/10s	4000W/10s	4000W/10s	4000W/10s	4000W/10s
Type of battery	L/lead-acid	L/lead-acid	L/lead-acid	L/lead-acid	L/lead-acid	L/lead-acid
Capacity of battery	50Ah-2000Ah	50Ah-2000Ah	50Ah-2000Ah	50Ah-2000Ah	50Ah-2000Ah	50Ah-2000Ah
Efficiency						
Max. efficiency	97.0%	97.0%	97.0%	97.0%	97.0%	97.0%
MAX. Battery charge/discharge efficiency	94%	94%	94%	94%	94%	94%

Figura 27 Hoja de datos del inversor.

Como baterías se eligieron 4 baterías de plomo de la referencia MT121550. Estas tienen un voltaje nominal de 12 V y una capacidad de 155 Ah, las cuales al ser conectadas en serie alcanzan un voltaje de 48 V y una capacidad de 7440 Wh. La hoja de datos de las baterías se presenta a continuación.



MT121550(12V155Ah)

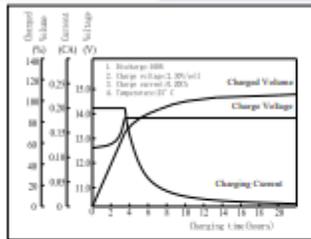
Valve Regulated Lead Acid Battery

<p>MT121550 12 volts 150Ah</p>	<p>MT121550 having its design life of 10 years @ 20 degree Celsius for floating application and around 1200 cycles for 30% depth of discharge for cyclic application.</p> <p>As our product were all rechargeable , highly efficient, maintenance free & leakage proof usable in all positions and it meets the standards of JISC, BS, DIN, IEC etc.</p> <p>We're ISO9001 certified &UL approved as well as CE</p> <p>Our containers were all ABS resin and grades were : UL94-HB, UL94V-0 & UL94V-2 (flame retardant types could be arranged).</p>
------------------------------------	---

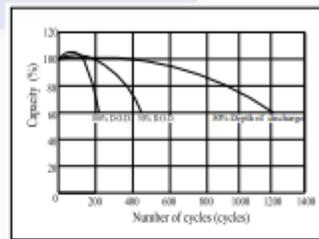
Specification

Nominal voltage	12 volts
Capacity	150 ampere hours @20°C, 10 hours rated (cut off voltage 1.80V/cell)
Dimension	L: 485 mm W: 172 mm H: 240 mm TH: 240 mm
Weight approx.	44 kg or 96.9 pounds
Internal resistance	Approx. 3.5 m Ω
Self-discharge rate	Approx. 3% per month @ 25 degree Celsius
Operation temperature range	Discharged: -15 to 50 degree Celsius (5 to 122 degree F)
	Charging: 5 to 35 degree Celsius (41 to 95 degree F)
	Storage: 0 degree to 40 degree Celsius (32 to 104 degree F)
Floating charge voltage	13.50 to 13.80 volts (-15mv / degree Celsius)
Cyclic charging voltage	14.50 to 14.90 volts (-20mv / degree Celsius)
Maximum charging current	45 ampere (A)
Boost/equalizing charge	Not required
Terminal type	Copper - T11
Container material	General ABS resin

Charging Characteristics(25°C)



Cycle Life(25°C)



Constant Current Discharge Characteristics (A, 25°C)

F.V/TIME	5min	10min	15min	30min	60min	3h	5h	10h	20h
9.60V	452	331	271	160	97.9	39.8	27.7	15.3	7.94
10.20V	430	315	260	154	94.0	39.2	27.3	15.2	7.94
10.80V	404	296	247	146	89.3	38.3	26.8	15.0	7.84

Constant Power Discharge Characteristics (Watt, 25°C)

F.V/TIME	5min	10min	15min	30min	60min	3h	5h	10h	20h
9.60V	4748	3581	2979	1803	1117	468	327	183	95.2
10.20V	4516	3407	2858	1736	1072	461	323	181	95.2
10.80V	4242	3201	2714	1646	1018	452	317	179	94.0

www.mtek-sa.com

Figura 28 Hoja de datos de las baterías.

A continuación, se presentan fotos del sistema eléctrico diseñado para la turbina, donde claramente se observa el inversor, el banco de baterías y el alternador; mientras que el rectificador dado su tamaño no se alcanza a apreciar.



Figura 29 Inversor y banco de baterías

4.3.7 Sistema de Control

Mediante la programación, se tiene cercanía con los parámetros más importantes que se definieron para la generación energética inteligentes que la propuesta de proyecto presentó. Los sensores configurados adecuadamente en la turbina hidrocínética, se comunicarán con los dispositivos y microcontroladores como Arduino y PLC visualizados en la nube, los cuales tendrán acceso a internet para enviar la información a los servidores; estos servidores almacenan y administran los datos obtenidos y permiten que los usuarios visualicen a través de aplicaciones web y móviles.

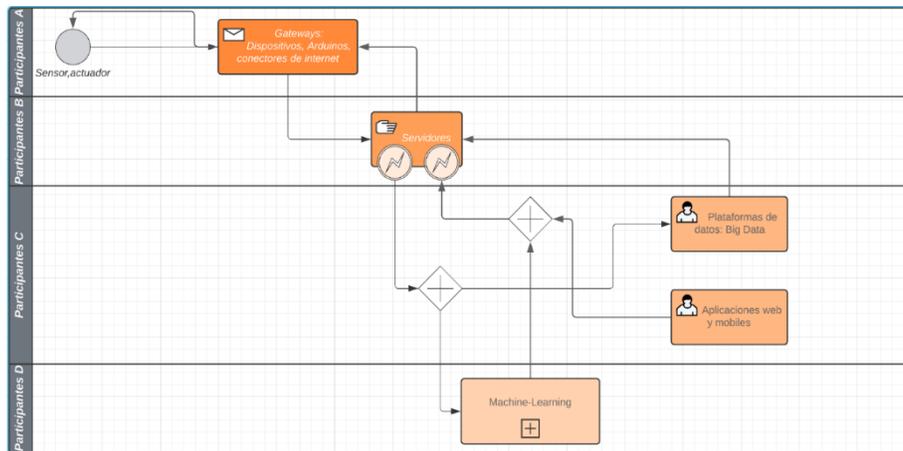


Figura 30 Esquema de operación

4.3.7.1 Hosting de página web

La interfaz de página web diseñada se realizará en Angular (Typescript) en la cual se visualizarán los datos coleccionados por la programación en Python y el PLC.

En la figura, presentamos el formato de adquisición de datos mediante una página web alojada en un servidor google (Firebase Hosting: <https://youtu.be/jsRVHeQd5kU?t=7>).

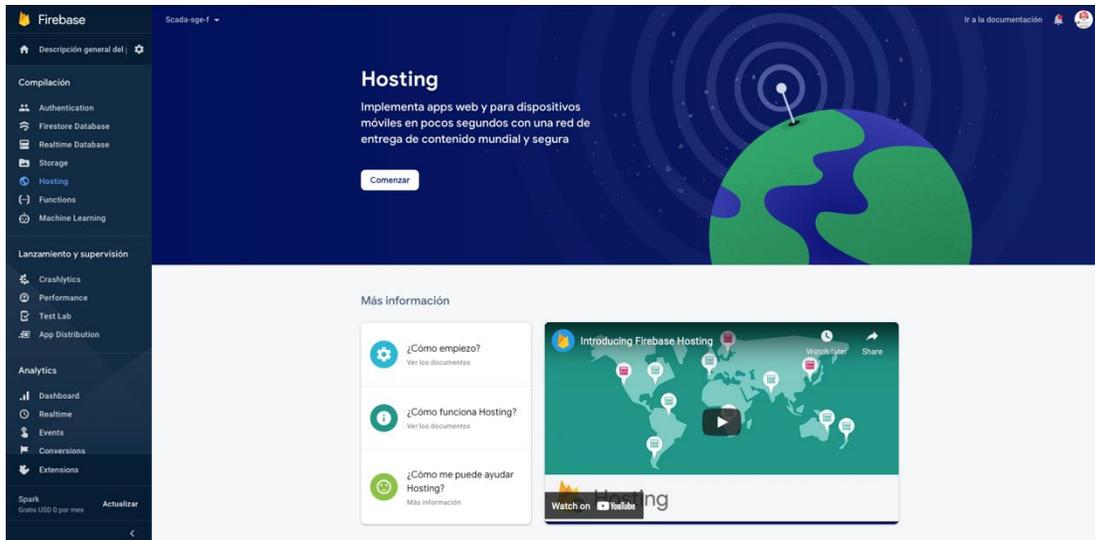


Figura 31 Pagina de administración de hosting y almacenamiento de datos.

En la figura 25 se visualizan el diseño de la página web, para el proceso de visualizar entradas de información de datos almacenados en el servidor, contemplando la posibilidad de administrar remotamente variables de inicialización para la autonomía del sistema, las cuales están dadas por las velocidades de ríos que se predeterminaran, para que el equipo aprenda mediante aprendizaje supervisado. Estos datos de velocidades y actuaciones serán guardados en bases de datos, que son combinados, para que el sistema actúe de manera autónoma, variando un delta del ángulo de ataque de los alabes.

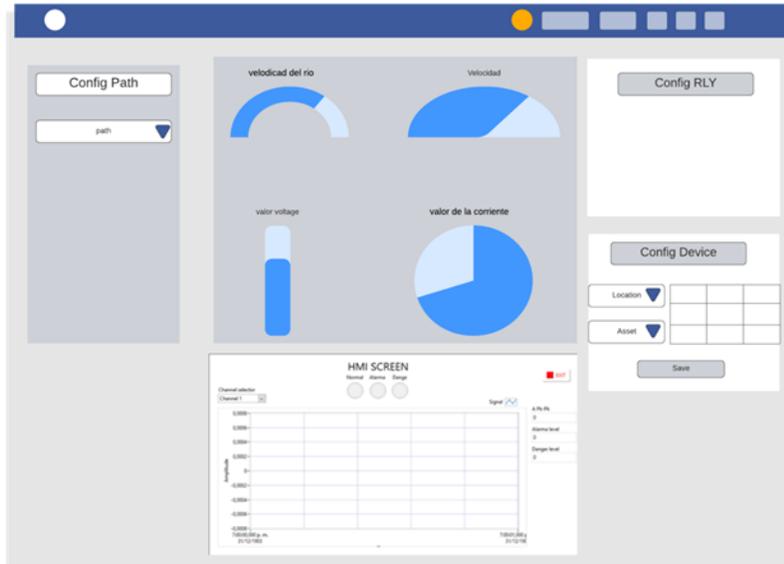


Figura 32 página web para visualización y manejo de datos

4.3.7.2 PROGRAMACION PLC DELTA

El controlador lógico programable por PLC es una computadora industrial de estado sólido que monitorea la entrada y la salida y toma decisiones basadas en la lógica para procesos o máquinas automatizados. Delta PLC es un sistema de control que utiliza operaciones electrónicas. Sus procedimientos de almacenamiento fáciles, principios prácticos de extensión, funciones de control secuencial/de posición, conteo cronometrado y control de entrada/salida se aplican ampliamente en el campo del control de automatización industrial.

ISPSOft es la herramienta de desarrollo de software de nueva generación de Delta para controladores lógicos programables, que admite cinco lenguajes de programación y muchas instrucciones aplicadas. Además, ISPSOft gestiona proyectos mediante la integración de tareas. El entorno de desarrollo eficiente y conveniente que proporciona ISPSOft permite a los usuarios aplicar PLC a sistemas de control más complejos, así como a sistemas de control pequeños. la programación completa del modelo de PLC DVP-14SS2 de Delta PLC.

† VOLTAGE

A través de las entradas analógicas configuradas para el PLC leemos el voltaje; la cual primero comunicaremos a la PC luego la convertiremos a señales digitales y así almacenaremos la información en el servidor para su posterior visualización gráfica en la web.

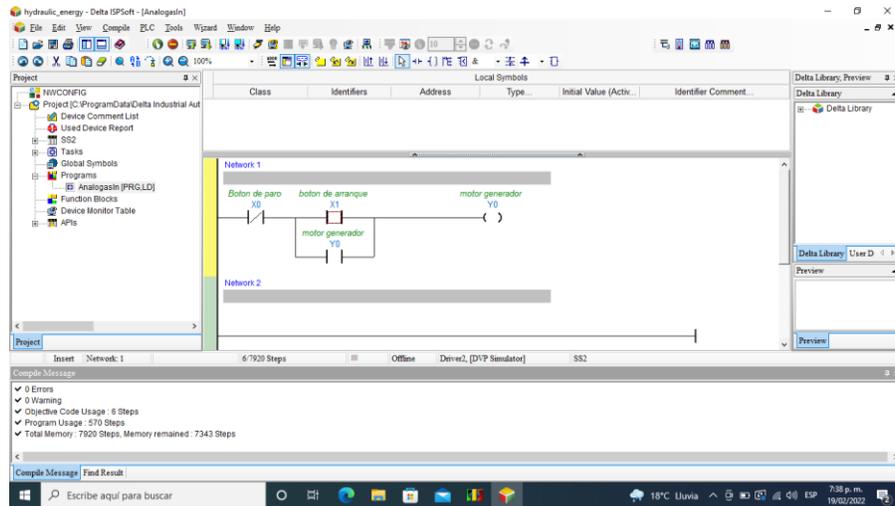


Figura 33 Codigo ladder

Para obtener tensión por el plc delta utilizaremos las entradas X2 y eso nos lo mandará el motor a través del sensor de tensión alterna. la configuración de esta entrada para el plc se mide en rangos de -10v - 10v.

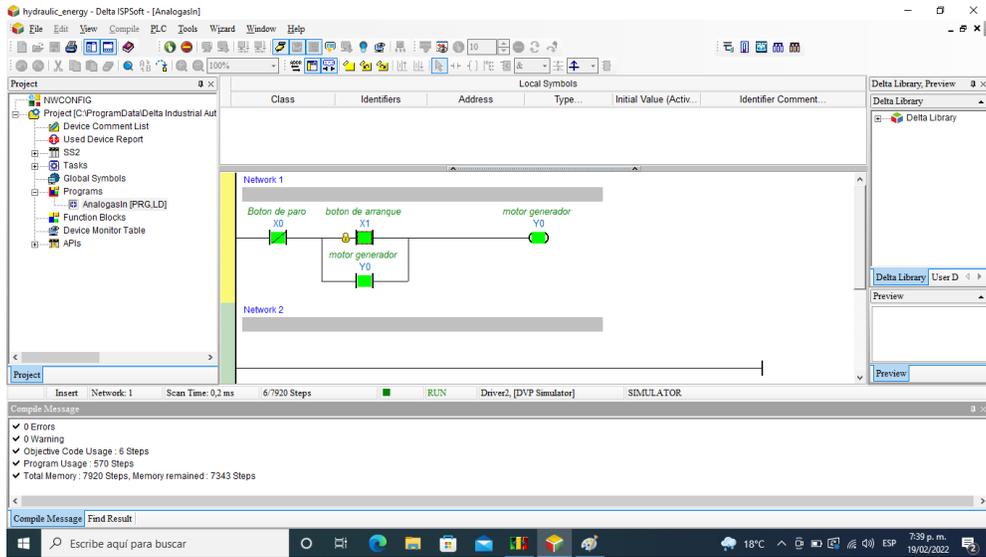


Figura 34 Programa de paro

el monitor de encendido del generador es monitoreado por la entrada X0 leyendo mensajes del sensor de voltaje alterno.

✦ CORRIENTE

El siguiente control es alimentado por la corriente que se genera en el motor de manera similar al voltaje y se realizará la conversión a señales digitales para su almacenamiento en el servidor.



Figura 35 Código de lectura de corriente

† ECUALIZACIÓN

Se implementan funciones de ecualización para garantizar las señales de campo y las que se convierten en el PLC a digital para tener precisión tanto en la nube como analógicamente.

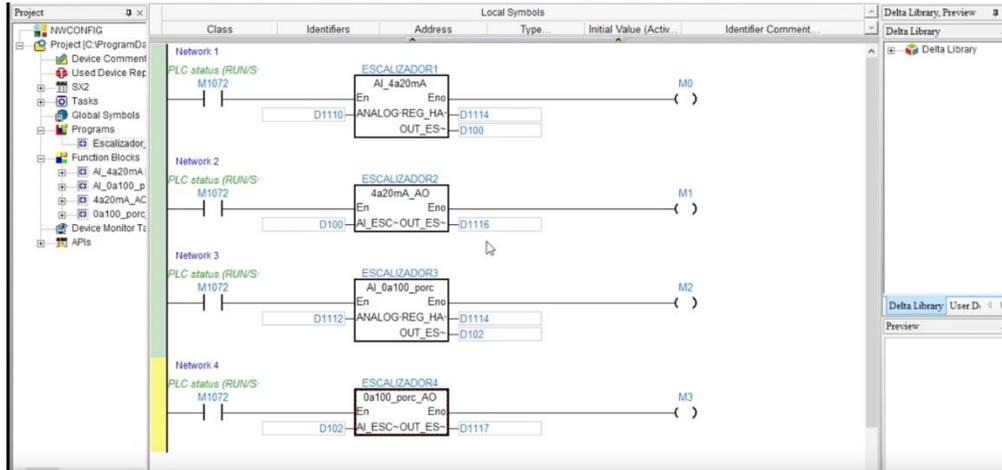


Figura 36 Código de lectura análoga

† CONFIGURACION DE EQUIPO

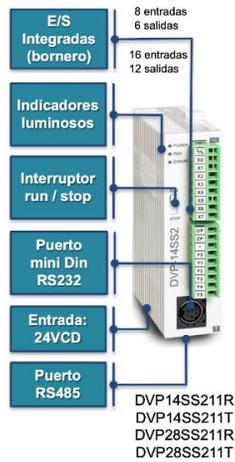


Figura 37 configuración de la CPU delta



Figura 38 Conexión del sistema del control

Con el puerto RS485 podremos transmitir la información del PLC desde y hasta el pc con una conversión a USB permitiendo descargar los programas para la lectura de voltaje, corriente y su posterior envío a la nube a través de Ethernet.



Figura 39 Imagen del PLC seleccionado

Se desarrolla un programa específico para la transferencia de la información recolectada por el PLC (14ss2) por medio de un cable Ethernet conectado a un modem el cual nos permite el acceso a internet.

✦ CONEXIÓN DE PLC A PC

La figura nos permite comprender la transferencia de los programas y realizar pruebas con el dispositivo en línea.

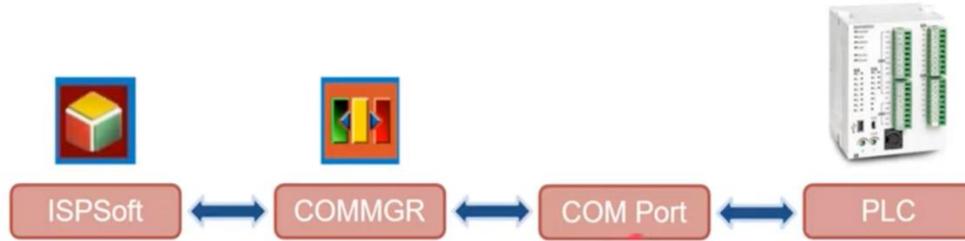


Figura 40 Esquema de conexión PLC a PC

5 BIBLIOGRAFÍA

Chica, E., Pérez, F., Rubio-Clemente, A., & Agudelo, S. (2015). Design of a hydrokinetic turbine. *WIT Transactions on Ecology and the Environment*, 195(August), 137–148.

<https://doi.org/10.2495/ESUS150121>

Anyi, M., & Kirke, B. (2011). Hydrokinetic turbine blades: Design and local construction techniques for remote communities. *Energy for Sustainable Development*, 15(3), 223–230.

<https://doi.org/10.1016/j.esd.2011.06.003>

Cengel, Y., & Cimbala, J. (2018). *Mecánica de fluidos: fundamentos y aplicaciones* (4th ed.). McGraw-Hill Interamericana.

D. Lehser-Pfeffermann, T. Häfele, F. U. Rückert, F. U. Rückert, T. Müller, and F. Joos, “Location-Optimized Rotor Design of Small Wind Turbines and Implementation Using Additive Hybrid Material Teaching Projects View project Flow, Mixing and Thermal Phenomena in Oil Supply Pockets of Gas Turbine Journal Bearings View project Location-Optimized Aerodynamic Rotor Design of Small Wind Turbines and Lightweight Implementation Using Additive Hybrid Material,” 2018. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/327106374>

M. Islam, D. S. K. Ting, and A. Fartaj, “Aerodynamic models for Darrieus-type straight-bladed vertical axis wind turbines,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, no. 4, pp. 1087–1109, May 2008. doi: 10.1016/j.rser.2006.10.023.

“Airfoil Tools.”

R. K. Kavade and P. M. Ghanegaonkar, “Performance Evaluation of Small-Scale Vertical Axis Wind Turbine by Optimized Best Position Blade Pitching at Different Tip Speed Ratios,” *Journal of The Institution of Engineers (India): Series C*, vol. 100, no. 6, pp. 1005–1014, Dec. 2019, doi: 10.1007/s40032-018-0482-2.

M. Elkhoury, T. Kiwata, and E. Aoun, “Experimental and Numerical Investigation of a Three-Dimensional Vertical-Axis Wind Turbine with Variable-Pitch.”

M. K. Rathore, M. Agrawal, and P. Baredar, “Pitch Control Mechanism in Various Type of Vertical Axis Wind Turbines: A Review,” *Journal of Vibration Engineering and Technologies*. Springer, 2021. doi: 10.1007/s42417-021-00352-4.

U. Caldiño-Herrera, S. Tilvaldyev, F. Carrillo, J. C. García, and C. García-Jáquez, “Análisis aerodinámico de una turbina eólica de eje vertical a partir de datos experimentales para perfiles simétricos en ángulos de ataque entre 0 y 180°.”

6 PROTOTIPO FUNCIONAL DE GENERACIÓN HIDROCINÉTICA





Luego de múltiples diseños y variaciones de componentes de la turbina se obtuvo el diseño observado en la Figura 41.

Este prototipo tiene una capacidad instalada de generación de 5KW, su determinación es resultado de la estructura y del área de operación.

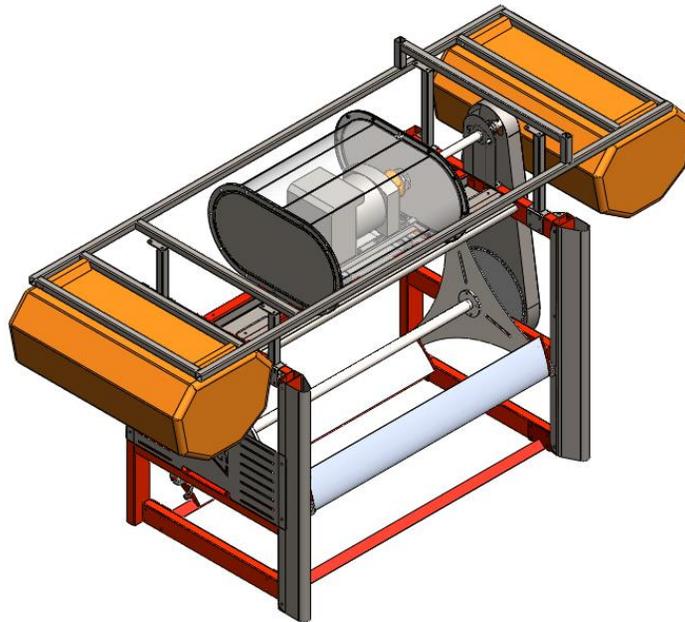


Figura 41. Turbina hidro cinética de la empresa E-Sight SAS.

Las dimensiones generales de la turbina son:

- Alto: 1.74 m
- Ancho: 3.26 m
- Largo: 1.1 m

La turbina se compone por 5 subsistemas, siendo estos el rotor, la estructura, el subsistema de transmisión mecánico, el subsistema de generación de electricidad y el subsistema de flotación. Cada uno de ellos se explica a continuación.

El rotor es el componente principal de la turbina. Este se soporta en la estructura. El rotor se compone por dos crucetas ubicadas a los lados, tres alabes que unen las crucetas, un eje central, y un sistema de pivote que posiciona los alabes a lo largo del giro del rotor. Este componente puede observarse en la Figura 42.

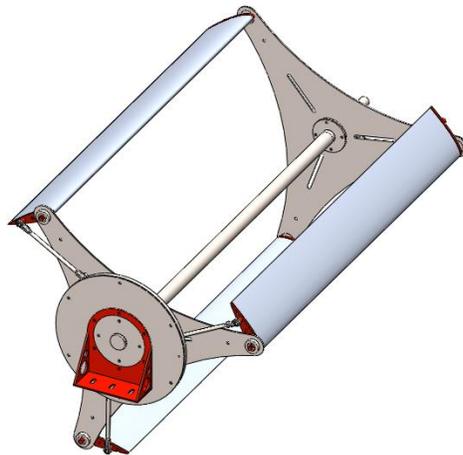


Figura 42. Rotor.

La estructura es el componente que soporta al sistema, esta está diseñada para sostener al rotor, soportar al subsistema de transmisión de mecánico, y de soportar en su parte superior al subsistema de generación de electricidad. Este componente puede observarse en la Figura 43.

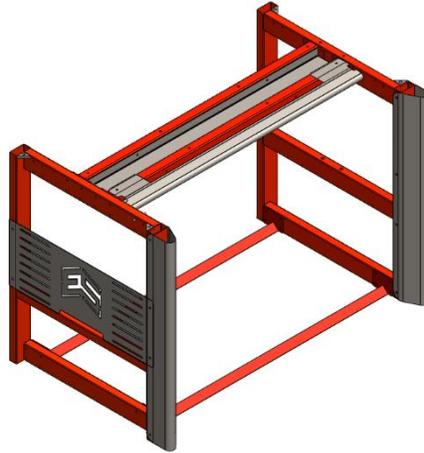


Figura 43. Estructura.



El subsistema de transmisión mecánico es el responsable de transmitir la potencia mecánica de la turbina al alternador. Para ello el subsistema cuenta con dos piñones y una cadena que presentan una relación de reducción de 1:6 para disminuir el torque y aumentar las RPM. Este subsistema

también cuenta con una guarda, la cual evitara que el agua golpee contra los componentes y disminuyan su eficiencia. Este componente puede observarse en la Figura 44

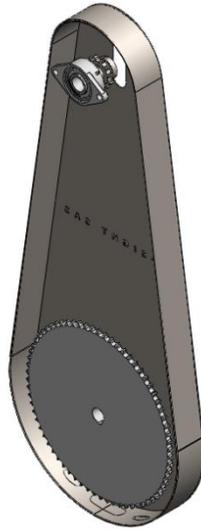


Figura 44. Subsistema de transmisión mecánica.

El subsistema de generación de electricidad se compone por un alternador el cual estará aislado del agua por medio de una guarda o caja metálica. Este sistema se encarga de recibir potencia mecánica y convertirla en energía eléctrica. Dentro de la caja también se encontrará un PLC el cual medirá distintas variables del sistema. Este componente puede observarse en la Figura 45.

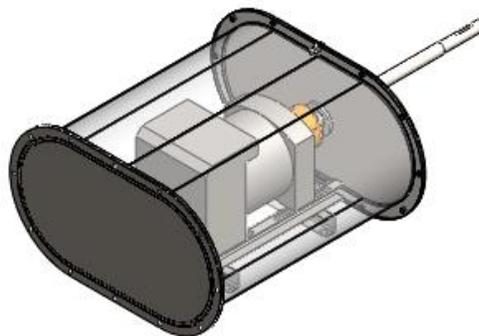


Figura 45. Subsistema de generación eléctrica.



El subsistema de flotación se conforma por una estructura que la soporta, y por dos tanques llenos de aire, que hacen que todo el sistema flote. Este subsistema se observa en la Figura 46.

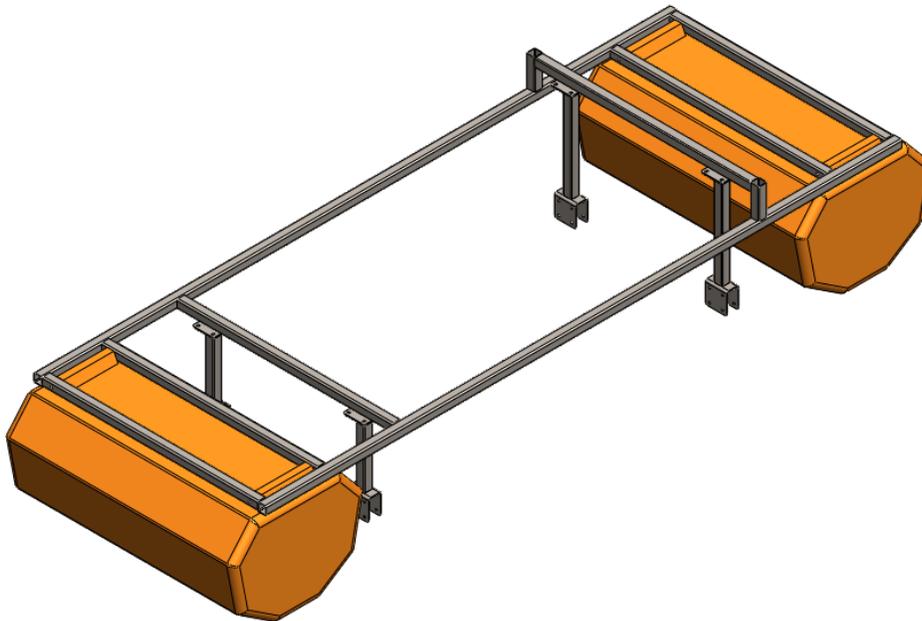


Figura 46. Subestructura de flotación.



7 Conclusiones

Por medio del diseño planteado, se generó una turbina que trabajara sumergida, contará con un sistema de posicionamiento de los alabes, una estructura que soporte todos sus componentes, un sistema eléctrico que tiene la capacidad de trabajar bajo el agua y un sistema de tanques que la hará flotar.

El mecanismo seleccionado tiene como ventajas la simplicidad en la construcción, la poca necesidad de mantenimiento, y bajos costos de manufactura y diseño.

Una vez construido el equipo se espera evaluar el funcionamiento de este en pruebas de campo.

7.1 Medidas de seguridad

Para la operación de este sistema debido a la manipulación se debe tener en cuenta los siguientes artículos de protección en pro de evitar riesgo de salud, a la hora de operar la máquina.



Figura 47 Elementos de protección

7.2 Manual de operación

Se proceden a chequear las siguientes revisiones antes de encender la máquina.

1. Revisar que toda el área de trabajo se encuentre libre de cualquier obstrucción y preparada para empezar.
2. Posicionar la maquina en la fuente agua a una profundidad máxima de 550mm
3. Anclar la maquina desde las perforaciones de la parte superior para que la corriente no se vaya a llevar el equipo.
4. Cerciorarse que los cables al generador estén conectados correctamente
5. Alejar el armario de potencia a una distancia fuera del agua.
6. Revisar que las baterías estén posicionadas correctamente.

7.3 Manual de mantenimiento

La principal labor del mantenimiento es propender por mantener el funcionamiento de los equipos y el buen estado de las maquinas a través del tiempo, por tal motivo, a continuación, se configura una lista de mantenimiento continuo, en cada uno de los sistemas que conforman la trilladora ES-1

7.3.1 Mantenimiento preventivo

- Antes de empezar una jornada de trabajo se debe revisar que ningún objeto indeseado se encuentre obstruyendo el área de trabajo o la máquina.
- Al empezar una jornada de trabajo se debe de dejar funcionar en vacío y al revés la máquina por lo menos un minuto con el fin de limpiar cualquier obstrucción no identificada.
- Cada mes, si la máquina ha sido utilizada en trabajo continuo, se deben lubricar las chumaceras.

7.4 Solución de problemas

En esta sección se expondrán los problemas más comunes que pueden suceder en un proceso de trillado-separación y como deben ser solucionados. En caso de que el problema no se encuentre en esta lista o la solución propuesta no funcione contáctese inmediatamente con servicio técnico.

Problema	Solución
----------	----------

<p>No le llega energía al generador.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Revisar si la máquina está conectada al generador. Si se da el caso, conectarla.
<p>No giran los ejes.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Revisar si la máquina está conectada al tomacorriente. Si se da el caso, conectarla. • Revisar si la máquina si está encendida. Si se encuentra apagada, presionar el botón verde para encenderla. • Quitar la guarda de las poleas y revise que no estén la cadena no estén fuera de lugar, en caso de que este pasando esto posicionar la cadena en la polea. • Revisar que la cadena está en buen estado, sino reemplazar por unas de igual dimensión
<p>Sobre calentamiento del eje.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Engrasar la chumacera. • Si el caso persiste llamar a los teléfonos que tiene la compañía E SIGHT SAS