

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE POLIGENERACIÓN PARA UNA ZONA DE LA
REGIÓN PACÍFICA COLOMBIANA**

JUAN DAVID MENDOZA VERGARA

UNIVERSIDAD SANTO TOMÁS
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA
BOGOTÁ D.C.

2020

DISEÑO DE UN SISTEMA DE POLIGENERACIÓN PARA UNA ZONA DE LA REGIÓN PACÍFICA COLOMBIANA

JUAN DAVID MENDOZA VERGARA

Proyecto de trabajo de grado mediante la modalidad solución de un problema
de ingeniería para optar al título de ingeniero mecánico.

Director

Ing. Héctor Fabio Montaña Morales

Codirector

Ing. Jesús Antonio Ramírez Pastran

UNIVERSIDAD SANTO TOMÁS

DIVISIÓN DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

BOGOTÁ D.C.

2020

2

CONTENIDO

I.	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	8
II.	JUSTIFICACIÓN	10
III.	OBJETIVOS	11
a.	Objetivo general	11
b.	Objetivos específicos	11
1	MARCO REFERENCIAL	12
1.1	Marco conceptual	12
1.2.	Marco teórico	13
1.2.1.	Sistemas de poligeneración	13
1.2.2.	Fuentes no convencionales de energía	15
1.2.3.	Ciclo Rankine	33
1.2.4.	Cálculo de tuberías y bomba	35
1.2.5.	Desalinización	39
1.3.	Estado del arte	48
2	SELECCIÓN DE ZONA	50
2.1	Criterios de selección de la zona	50
2.2	Metodología de selección de la zona	51
2.3	Metodología de diseño	54
3	DIMENSIONAMIENTO DEL POTENCIAL ENERGÉTICO	57
3.1	Energía por biomasa	57
3.1.1	Metodología de selección de equipos	58
3.1.2	Ciclo Rankine	58
3.2	ENERGÍA EÓLICA	67

3.2.1	Selección del aerogenerador	67
3.2.2	Corrección de la presión	68
3.2.3	Corrección de la densidad	68
3.2.4	Potencia específica del viento	69
3.2.5	Impacto de la altura de la torre	69
3.3	ENERGÍA HIDROKINÉTICA	71
3.4	DESALINIZACIÓN	73
3.5	Análisis del sistema de poligeneración de Tumaco	81
4	MODELO VIRTUAL DEL SISTEMA DE POLIGENERACIÓN	85
4.1	Creación del modelo matemático	85
4.2	Validación del modelo matemático	86
5	ESTIMACIÓN DE COSTOS DEL PROYECTO	89
6	CONCLUSIONES	90
7	RECOMENDACIONES	91
8	REFERENCIAS	92
	ANEXOS	101

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Potencial energético de biomasa vegetal.	18
Tabla 2. PCI biomasa de caña panelera y palma de aceite.	19
Tabla 3. Factor de residuo de cultivo de palma de aceite y caña panelera.	20
Tabla 4. Clasificación de aerogeneradores.	23
Tabla 5. Factor de fricción para características de varios terrenos.	26
Tabla 6. Clasificación de rugosidad.	26
Tabla 7. Indicadores coeficiente de potencia de turbinas hidrocinéticas.	29
Tabla 8. Potencial energético de posibles zonas de energía mareomotriz en Colombia.	31
Tabla 9. Velocidades recomendadas en secciones.	36
Tabla 10. Coeficiente de pérdida para accesorios.	38
Tabla 11. Matriz de selección de método de desalinización.	41
Tabla 12. Sistema de puntuación de matriz de priorización.	52
Tabla 13. Matriz de priorización de selección de zona.	53
Tabla 14. Matriz de QFD.	56
Tabla 15. Resultados de potencial energético por biomasa.	57
Tabla 16. Matriz de selección de caldera.	59
Tabla 17. Propiedades de ciclo Rankine.	60
Tabla 18. Matriz de selección de turbina.	62
Tabla 19. Matriz de selección de condensador de superficie.	63
Tabla 20. Cálculo de pérdidas en tubería de succión y descarga.	65
Tabla 21. Matriz de selección de bomba	66
Tabla 22. Resultados de iteración de NPSH Disponible.	67
Tabla 23. Matriz de selección de aerogenerador.	68
Tabla 24. Matriz de selección de turbina hidrocinética.	72
Tabla 25. Matriz de selección de membranas de OI.	74
Tabla 26. Composición del agua de Tumaco	75
Tabla 27. Molalidad de TDS en las concentraciones de los caudales.	76

Tabla 28. Resultados fuerza iónica y molalidad.	76
Tabla 29. Coeficientes empíricos y densidad.	77
Tabla 30. Coeficiente osmótico y presión osmótica	77
Tabla 31. Matriz de selección de tubos de presión.	80
Tabla 32. Error porcentual de los resultados de la simulación.	88
Tabla 33. Costos totales de sistema de poligeneración.	89

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Sistema de poligeneración de hospital.	14
Ilustración 2. Ciclo Rankine.	34
Ilustración 3. Sistema de desalinización por OI	42
Ilustración 4. Ciclo Rankine del sistema.	60
Ilustración 5. Esquema preliminar de sección de bomba.	64
Ilustración 6. Curva de potencia de aerogenerador.	70
Ilustración 7. Curva de potencia del generador.	72
Ilustración 8. Diagrama del sistema de poligeneración de Tumaco	82
Ilustración 9. Modelo virtual del sistema de poligeneración.	87

I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La generación de energía eléctrica en plantas termoeléctricas, mediante la incineración de combustibles fósiles (carbón, gas natural y petróleo) ha provocado graves problemas ambientales y escases de dichos recursos a lo largo del planeta; desde los años 70, el consumo de derivados del petróleo ha aumentado en un 80% debido a un mayor consumo de energía por el aumento de la población mundial [1]. Como lo muestran los datos de la ONU-Hábitat, el 78% de la energía mundial es consumida por las ciudades, así como se emiten el 60% de gases de efecto de invernadero (GEI) [2]. En Colombia, la generación de electricidad en su mayor proporción se da gracias a recursos hídricos (68,3%), complementado con fuentes fósiles (30,7%), fuentes alternas (0,1%) y cogeneración (0,9%) [3].

Actualmente, se han desarrollado sistemas de generación de electricidad mediante recursos renovables como uso de biomasa, energía solar, etc., en pro de la producción de energía sustentable y con bajos costos en su obtención [4]. En base a esto, Colombia es un país destacado en Suramérica para el desarrollo de energías renovables por su riqueza en recursos naturales, gracias a su posición geográfica al albergar cuerpos de agua, lugares estratégicos para energía solar, eólica y mareomotriz; debido a esto se desarrolló el Plan Energético Nacional (PEN) 2006-2025, el cual es una estrategia para el consumo y producción de energía a partir de tecnologías renovables [5].

El Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales (PROURE), establecido por el gobierno colombiano, insta que las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) deben aumentar en un 5% en la producción de energía para el 2015, además se establece la necesidad de incrementar la capacidad instalada de las Zonas No Interconectadas (ZNI) a un 30% desarrollada por sectores de energías renovables [5].

La poligeneración es un sistema que consiste en la producción continua de dos o más formas de energía, servicios y/o productos, simultáneamente producidos para

obtener la máxima eficiencia termodinámica de los recursos consumidos [6]. Así mismo, la poligeneración es sostenible mediante la implementación de fuentes renovables, gracias a que evita nuevas emisiones de dióxido de carbono (CO_2) y óxido de nitrógeno (NO_x), mejora la calidad de la red eléctrica y reduce las necesidades de unidades de generación de energía, aire acondicionado y agua [7].

En Colombia el proceso de poligeneración está siendo investigado y aplicado desde el 2011 con la implementación de un parque de poligeneración ubicado en el departamento de la Guajira, que busca generar electricidad las 24 horas del día a la zona de la Alta Guajira mediante fuentes eólicas, solares y térmicas, y genera alrededor de 650 kW [8]. Este proyecto se encuentra a cargo del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE) con el fin de desarrollar tecnologías y la distribución de electricidad en zonas vulnerables del país.

En el territorio nacional, el pacífico colombiano es una de las zonas más golpeadas por la pobreza, con un índice de pobreza multidimensional del 16,6% (ubicada sobre el promedio nacional), y en donde los departamentos más afectados son Choco y Cauca por la falta de servicios básicos, electricidad y desigualdad social a pesar de ser una de las regiones con mayor diversidad en cuerpos hídricos y forestales [9]. El número de poblaciones no interconectadas a la red eléctrica en el pacífico colombiano por departamento es de 600 en Nariño, 509 en Choco, 189 en Cauca, y Valle del Cauca con 81 poblaciones [10].

Con la información presentada, se da la ocasión para la investigación sobre los sistemas de poligeneración y su implementación en zonas con escasez energética. Al ser un tema innovador en Colombia, el presente proyecto de investigación pretende diseñar un sistema de poligeneración para suplir las necesidades energéticas y de servicios en una zona específica del pacífico colombiano, la cual será seleccionada durante el progreso del trabajo de investigación.

II. JUSTIFICACIÓN

El desarrollo de nuevas tecnologías para la obtención de energía mediante fuentes no convencionales busca adquirir una mayor eficiencia en su producción, disminuir los residuos generados, satisfacer la demanda y reducir la dependencia de combustibles fósiles. Por este motivo, Colombia es un país adecuado para la generación de energía eficiente al aprovechar los recursos naturales, implementándolos con los sistemas de poligeneración.

En el 2018, la demanda de energía en Colombia aumentó al 4,4% en comparación con el 2,7% dado en 2017, en donde el sector regulado (hogares y pequeños negocios) crecieron un 2,6%, mientras que el sector no regulado (industrias y altos consumidores) aumento hasta el 4,8%, en el cual el sector minero e industrial generaron el mayor consumo [11]. Por este motivo, es relevante establecer sistemas que incrementen el potencial energético del país para satisfacer la demanda generada por ambos sectores.

La investigación de los sistemas de poligeneración permitirá avanzar en el desarrollo de energías renovables que el gobierno colombiano busca promover con el Plan de Expansión Genérico 2015-2019, lo cual aumenta alrededor de 6,700 MW la potencia instalada para la próxima década [12]. Igualmente, se busca beneficiar a poblaciones vulnerables de la región pacífica que se encuentran en ZNI o con falta de servicios básicos. El pacífico colombiano es una región afectada por factores de pobreza, y a la vez una de las regiones con mayor biodiversidad en el país; por lo tanto, se busca aprovechar los recursos para la producción de energía eléctrica sustentable, con la implementación de diferentes fuentes.

En el presente proyecto se pretende satisfacer las necesidades energéticas y de servicios públicos, simulando las fuentes de energía presentes en la región pacífica, y adquirir información importante que podrá ser adaptada en otras regiones del país con el fin de implementar más energías renovables en Colombia.

III. OBJETIVOS

a. Objetivo general

Diseñar un sistema de poligeneración para una zona seleccionada del pacífico colombiano.

b. Objetivos específicos

- a) Identificar una zona de la región pacífica colombiana que tenga las condiciones demográficas adecuadas para implementar un sistema de poligeneración.
- b) Desarrollar las fases de diseño aplicado del sistema de poligeneración definido para la zona seleccionada.
- c) Construir una simulación virtual del sistema de poligeneración.

1 MARCO REFERENCIAL

1.1 Marco conceptual

- **Poligeneración:** El concepto de poligeneración se refiere a la producción contigua de dos o más servicios energéticos y/o productos que sean elaborados paralelamente con el fin de aprovechar al máximo el potencial termodinámico de las fuentes consumidas [13].
- **Cogeneración:** Se refiere a la producción conjunta de dos formas de energía, particularmente energía eléctrica y térmica, que aprovecha la energía residual de la generación de potencia, y permite generar un ahorro en el consumo del combustible [14].
- **Trigeneración:** El proceso de trigeneración es similar a la cogeneración al producir energía eléctrica y energía térmica simultáneamente, aunque esta última se genera en dos formas: energía térmica en forma de calor y en forma de frío. Por lo tanto, se aprovecha el calor residual de la generación de electricidad para generar frío y calor mediante un sistema integrado [15].
- **Fuentes No Convencionales:** Definido por el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE), las Fuentes No Convencionales son aquellos recursos de energía que se encuentran disponibles en todo el mundo y que son sostenibles, más sin embargo no son muy utilizados ni se comercializan ampliamente [16].
- **Ciclos termodinámicos:** Se conocen como aquellos procesos en los que un sistema sufre unas transformaciones termodinámicas originándose desde un punto inicial y posteriormente retorna a este, y que sirven como principio para el funcionamiento de todas las máquinas térmicas. Entre estos ciclos se encuentran el ciclo de Carnot, Rankine, Stirling y Ericsson [17].

1.2. Marco teórico

1.2.1. Sistemas de poligeneración

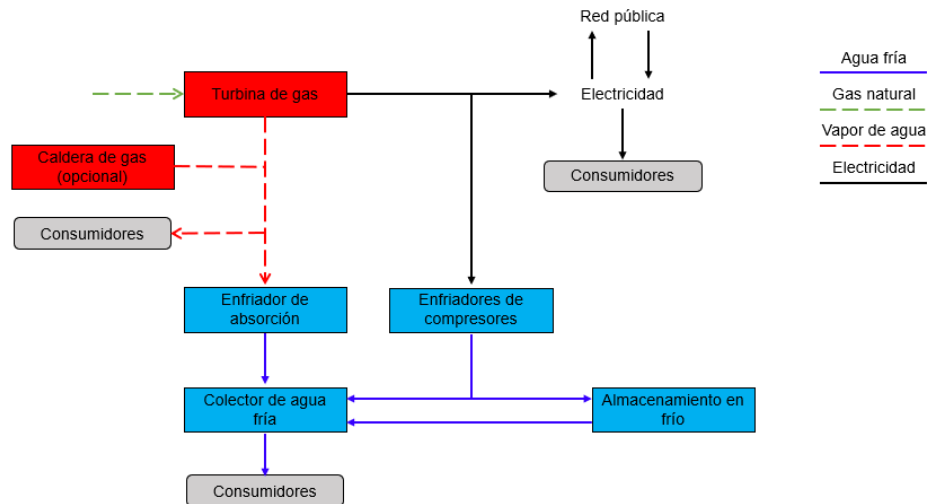
Debido al incesante crecimiento de consumo de energía, especialmente por las industrias, se ha optado por nuevas formas de producción de energía, ya sea mediante el uso de fuentes no convencionales o adoptando procesos con combustibles fósiles. Dentro de esta combinación de procesos se encuentran los sistemas de poligeneración, en donde la tecnología de sus procesos ha sido liderado por el sector químico y energético con el fin de satisfacer la demanda energética, reducir los costos de los productos y disminuir la generación de desechos; igualmente, se ha investigado recientemente para su implementación en zonas urbanas, especialmente para la reducción de costos en la producción de aire acondicionado, calefacción, agua climatizada y otros servicios [6].

Los sistemas de poligeneración pueden ser representados en sistemas de cogeneración, trigeneración, plantas de desalinización e ingenios azucareros, y poseen como ventaja ante las plantas térmicas el aprovechamiento de energía térmica residual para su uso en otros procesos como generación de vapor en la destilación para fabricación de etanol (en el caso de los ingenios) o la evaporación de agua (en plantas desalinizadoras) [18]. Sin embargo, el correcto aprovechamiento de la energía total del sistema de poligeneración depende en gran medida de las aplicaciones con los cuales se obtendrá energía eléctrica y de los equipos para satisfacer las necesidades de los procesos.

Algunos equipos utilizados en los sistemas de poligeneración son los mismos empleados en las plantas térmicas de petróleo, gas natural o carbón; en la mayoría de casos se utilizan equipos como turbinas de gas para suplir condiciones energéticas y térmicas, y generadores de vapor para calefacción. La ilustración 1 hace referencia a un diagrama básico de un sistema de poligeneración implementado en un hospital en Eslovenia; este sistema está basado en una turbina

de gas natural con compresión, que genera electricidad y un sistema de absorción para generar ventilación [19].

Ilustración 1. Sistema de poligeneración de hospital.



Fuente: Economics of a trigeneration system in a hospital [19].

Se han realizado distintas investigaciones para el desarrollo de los sistemas de poligeneración enfocados en la producción de agua desalinizada a partir de fuentes no convencionales. Entre las fuentes renovables utilizadas en los sistemas de poligeneración se encuentra la energía solar, en donde se acoplan módulos de generación de frío y/o calor para procesos industriales y de desalinización; gracias a estas mejoras, se obtiene una reducción en el costo de inversión, operación y mantenimiento del sistema de poligeneración que al tener cada planta separada.

Sin embargo, para obtener una eficiencia térmica considerable en la planta es necesario instalar los colectores solares en un área bastante grande para obtener la mayor cantidad de radiación posible; así mismo, considerar la disminución de producción de energía eléctrica debido al funcionamiento de la planta desalinizadora [20].

La integración de dos o más fuentes no convencionales en las plantas poligeneradoras produce varios beneficios como el aumento de la potencia total de

salida, aumento en la eficiencia energética de la planta, reducción en el consumo de combustibles u otras fuentes (geotérmicas).

A pesar de su potencial, los sistemas de poligeneración son muy poco usados; solo 10% de la generación mundial de energía implementa este tipo de sistemas, sin embargo, países como Dinamarca, Finlandia y Países Bajos optan por su implementación logrando un aumento de esta proporción en un 30% a 50%, y lideran así una iniciativa a lo largo de Europa y Estados Unidos para el desarrollo de sistemas sostenibles y eficientes basados en poligeneración.

Para los sistemas sustentados con combustibles fósiles, se realizan investigaciones para la optimización de plantas de trigeneración y cogeneración; en cambio, las investigaciones en los sistemas de poligeneración funcionales con fuentes de energía renovables se concentran en plantas híbridas entre sistemas tradicionales (turbinas de gas, ciclos combinados, motores de combustión, motores Stirling) con fuentes no convencionales, especialmente energía solar y biomasa [21].

1.2.2. Fuentes no convencionales de energía

Las fuentes no convencionales de energía son aquellos recursos naturales utilizados para la generación de energía de manera sustentable tales como el sol, viento, fuerza mareomotriz o biomasas. Su utilización proporciona múltiples beneficios como la disminución de la huella de carbono en el mundo, potenciar el autoconsumo en edificaciones, lograr la independencia energética, además de que estos recursos son inagotables y gratuitos. Gracias a esto, se han desarrollado plantas de generación de energía eléctrica según cada fuente basados en ciclos de vapor, en la mayoría de ocasiones.

1.2.2.1. Energía por biomasa

La energía por biomasa es la generación de energía térmica y/o eléctrica mediante el uso de residuos orgánicos conocidos como biomasa. La biomasa es aquella porción biodegradable de productos y restos de la agricultura e industrias

relacionadas de carácter vegetal o animal, y que al ser tratada produce energía. Dentro del concepto general de biomasa se encuentran 4 fuentes energéticas diferentes:

- Biomasa sólida
- Biogás
- Fracción Orgánica de Residuos Sólidos Urbanos
- Biocombustibles líquidos

La producción de energía eléctrica necesita de sistemas complejos debido al bajo poder calorífico y el alto grado de humedad de la biomasa; para ello, se requiere de calderas de gran tamaño. Sin embargo, esta es una fuente de energía que contribuye a la estabilidad de la red eléctrica en cualquier momento del día, al no depender de condiciones meteorológicas [22].

La biomasa residual vegetal es una de las alternativas más usadas en la generación de energía, sin embargo depende del tipo de residuo obtenido y el tratamiento necesario para la transformación en biocombustible [23]. Este tipo de biomasa se clasifica en:

- **Biomasa forestal:** Consiste en la explotación de bosques para la obtención de leña y cualquier otro residuo proveniente de ellos; sin embargo, las consecuencias ambientales son adversas, debido al aumento de gases como N_2 y CO_2 a la atmósfera, así como un incremento en la deforestación. Por cada árbol utilizado para la producción de madera, se aprovecha el 20% comercialmente, mientras que un 40% se deja en forma de ramas y hojas, y el otro 40% en los aserraderos en forma de astillas, corteza y aserrín.
- **Biomasa residual y/o industrial:** Es aquel producto de explotaciones de residuos agrícolas, forestales, industriales y de zonas urbanas. A pesar de ser una gran alternativa para la generación de energía, su implementación es muy limitada debido a que se da prioridad a la desinfección de estos residuos que su aprovechamiento energético. No obstante, pueden ser

empleados para abastecer de energía a pequeñas instalaciones que generen sus propios residuos.

- **Biomasa residual agrícola y de residuos de poda:** Se consideran todos aquellos residuos de cultivos de paja de cereal, cañas de maíz, azúcar y girasol, igualmente los residuos de poda se obtienen de cultivos leñosos. Debido a su contenido de carbohidratos, son tratados para la obtención de diferentes biocombustibles.

Para un adecuado aprovechamiento de la biomasa residual vegetal, se debe someter a varios tratamientos para su uso como fuente de energía, con el fin de convertir la acumulación de carbono e hidrogeno en combustible sólido, líquido o gaseoso conforme a las necesidades y el proceso al cual se va a someter a la biomasa [24]. Los procesos para el tratamiento de la biomasa son:

- **Procesos termoquímicos:** Son procesos en los que se transforma la biomasa mediante reacciones químicas irreversibles a altas temperaturas y con presencia de oxígeno. Su producto suele ser mezcla de combustibles sólidos, líquidos y/o gaseosos. Los procesos más utilizados son la combustión (exceso de aire), gasificación (bajo uso de aire) y la pirolisis (ausencia total de aire).
- **Procesos bioquímicos:** Son aquellos procesos en donde las transformaciones se dan gracias a microorganismos presentes en la biomasa, descomponiendo moléculas complejas en compuestos más simples de alta densidad energética; este tipo de procesos se da en biomasa natural o con altos contenidos de humedad. Los procesos bioquímicos usados son la fermentación (obtención de alcoholes) y la digestión anaeróbica (producción de gases).
- **Procesos químicos:** En este tipo de procesos, la biomasa es combinada con agentes químicos y catalizadores para la producción de biocombustibles con alto potencial energético. Entre los procesos químicos utilizados están la

esterificación (obtención de biodiesel) y la modificación estructural química (obtención de biolubricantes).

En la actualidad, el uso de biomasa como fuente de energía se ha implementado en gran medida para el consumo doméstico (75%) en comparación a su uso para el sector industrial (25%). Finlandia es el país que ha implementado en mayor proporción la biomasa para la producción de energía, con un 20% de la generación de energía eléctrica y un 30% en el consumo de energía primaria [23].

En Colombia, se generan alrededor de 21.000 ton/día de residuos sólidos derivados de los sectores residenciales, industriales e institucionales, en donde el 54,8% son materiales orgánicos. Las principales actividades productoras de biomasa residual vegetal en el país son agroindustriales y sociales de la comunidad, en donde se generan dos tipos de residuos: Residuos Agrícolas de Cosecha (RAC) y Residuos Agrícolas Industriales (RAI), los cuales producen un 75% y 25% de la biomasa del país respectivamente. Colombia cuenta con grandes fuentes de residuos forestales y cultivos energéticos para residuos vegetales; la región pacífica presenta un gran potencial en el uso de biomasa forestal en territorios del pacífico sur, Cauca y en gran parte del departamento del Chocó; así mismo, se destacan cultivos energéticos de la región pacífica como la caña de azúcar, la caña de panela, palma de aceite y plátano [25].

En la tabla 1, se presenta la cantidad de biomasa generada por estos cultivos y su potencial energético en la región pacífica colombiana, en donde se pretende recalcar la capacidad energética que posee la caña de azúcar y la palma de aceite en proporción a la cantidad cultivo generado.

Tabla 1. Potencial energético de biomasa vegetal.

Residuo	Ton/año	Potencial energético (TJ/año)
Caña de panela	9.513.430	81.054
Palma de aceite	1.660.000	16.073

Fuente: Patiño Martines, P [23].

Para obtener el potencial energético de biomasa para cada cultivo es necesario aplicar modelos matemáticos que permitan evaluarlos en su energía contenida y que sea proporcional a su porción seca [25]; para esto se aplica la ecuación 1.

$$PE = M_{rs} * E \quad [TJ/año] \quad \text{Ecuación 1}$$

En donde PE representa el potencial energético del combustible (TJ/año), M_{rs} es la masa de residuo seco (t/año) y E es la energía del residuo por unidad de masa (TJ/t). Esta energía del residuo es proporcional al poder calorífico inferior del residuo (PCI), el cual es la cantidad de energía presente por unidad de masa del combustible.

La M_{rs} es procedente de factores agrícolas como lo describe la ecuación 2.

$$M_{rs} = A * R_c * M_{rg} * Y_{rs} \quad [t/año] \quad \text{Ecuación 2}$$

En donde A es el área de cultivo (ha/año), R_c es el rendimiento del cultivo (t producto principal/ha cosechada), M_{rg} es el factor de residuo generado cultivado (t de residuo/t de producto principal) y Y_{rs} es la fracción de residuo seco (t residuo seco/t residuo húmedo).

Los datos de PCI para biomasa de palma de aceite y caña panelera según los residuos generados son obtenidos de la tabla 2 [26]. Estos datos fueron utilizados para el desarrollo de la ecuación 1 para cada residuo más adelante.

Tabla 2. PCI biomasa de caña panelera y palma de aceite.

Sector	Fuente de biomasa	Tipo de residuo	PCI (kJ/kg)
Agrícola	Palma de aceite	Cuesco	16.685,8
		Fibra	17.878,2
		Raquis	16.823,9
	Caña panelera	Bagazo	18.643,9
		Hojas secas	16.765,3

Fuente: Serrato y Lesmes [26].

Los datos de M_{rg} y Y_{rs} son obtenidos de la tabla 3 para cada uno de los tipos de residuos, tanto para palma de aceite como para caña panelera.

Tabla 3. Factor de residuo de cultivo de palma de aceite y caña panelera.

Cultivo	Tipo de residuo	Área de cosecha	Rendimiento	Origen del residuo	Factor de residuo	Fracción de residuo seco
Palma de aceite	Cuesco	17.000	1	RAI	0,217	0,832
	Fibra				0,627	0,694
	Raquis				1,06	0,424
Caña panelera	Bagazo	250	7,44	RAC	2,53	0,874
	Hojas-cogollo			RAI	3,75	0,197

Fuente: Ministerio de Agricultura [27] y Serrato y Lesmes [26].

1.2.2.2. Energía eólica

La energía eólica es aquella obtenida mediante la fuerza y corrientes del viento, generando electricidad gracias a aerogeneradores que transforman la energía cinética del viento en energía eléctrica.

La cantidad de energía producida depende del aerogenerador utilizado; a mayor longitud de las aspas, mayor será la energía producida, por lo cual pueden existir generadores de 2,5 MW con diámetros de 80 m para uso de la industria energética hasta micro generadores de uso doméstico con una capacidad de 400 W con un diámetro de 3 m. Para un correcto encendido de los generadores eólicos, se necesitan velocidades mayores a los 3 m/s para lograr generar energía, y por medidas de seguridad, no deben superar los 25 m/s [28].

Una de sus principales ventajas es el poco espacio que ocupa en comparación con los campos de otras formas de energía como la solar, lo que permite instalar una mayor cantidad de generadores para aumentar el potencial generado; igualmente, los costos de instalación y mantenimiento de la energía eólica son relativamente bajos en zonas ventosas, lo que permite igualar a los costos de producción de las plantas de carbón y plantas nucleares.

Sin embargo, la implementación de los aerogeneradores puede causar un gran impacto ambiental, especialmente en el paisaje, debido a que su altura oscila entre los 50 y 80 m; así mismo, afectan a la fauna aviar ya que no son capaces de reconocer las aspas de los generadores por su velocidad, chocando con estas [29].

Existen principalmente dos tipos de aerogeneradores: de eje vertical y eje horizontal; sin embargo, conforme a las condiciones climatológicas en donde serán aplicados, su configuración cambiará. A continuación, se explica los tipos de aerogeneradores:

- **Generador de eje vertical:** En este tipo de aerogeneradores, el rotor y los alabes giran alrededor de un eje central vertical, lo que permite un fácil diseño, mantenimiento y costo de instalación, debido a que son instalados al nivel del suelo; así mismo, no necesitan de un sistema de orientación para la captación del viento. Sin embargo, su eficiencia es baja a comparación con los aerogeneradores de eje horizontal. Se pueden clasificar en:
 1. Tipo Darrieus, el cual posee alabes de perfil aerodinámico ubicados a lo largo del rotor.
 2. Tipo Savonius, el cual posee 2 o 3 alabes curvos unidos a lo largo del rotor.
- **Generador de eje horizontal:** Los generadores de eje horizontal tienen la característica de que sus palas se ubican de manera perpendicular del eje, impulsándose mediante el impacto del viento con la cara inclinada de los alabes. A diferencia de los generadores de eje vertical, estos proporcionan mayor potencia y rendimiento y son mucho más utilizados para la generación de energía en grandes cantidades. Existen dos tipos principales de generadores de eje horizontal:
 1. Aerogeneradores lentos, los cuales poseen una gran cantidad de alabes (entre 6 y 24) y una baja velocidad de giro, por lo que son utilizados en su mayoría para el bombeo de agua.
 2. Aerogeneradores rápidos, los cuales se subdividen en monopala, bipala y tripala (los más utilizados). Sus alabes cuentan con un adecuado perfil aerodinámico que permiten aprovechar correctamente la energía cinética del viento. Son aplicadas para la generación de

energía en pequeña y gran escala. Así mismo, esta clase de generadores se puede configurar en dos modalidades:

- a. Rotor a barlovento, en donde el viento impacta primero sobre el rotor y los alabes y después en la torre de sustentación, lo cual disminuye los efectos de sombra sobre el rotor y la aparición de vibraciones y esfuerzos en el rotor y los alabes.
- b. Rotor a sotavento, en donde el viento impacta primero la torre de sustentación y posteriormente el rotor y los alabes, lo que puede provocar pérdida de potencia y aumento en las tensiones de fatiga en el generados [30].

Colombia posee un gran potencial de energía eólica, especialmente en las zonas de la costa caribe y en la zona pacífica; en el departamento de La Guajira, se implementó un proyecto de energía eólica con capacidad instalada de 19,5 MW, utilizado como complementos a fuentes de energía predominantes como energía hidráulica o termoeléctrica, en especial en tiempos de sequía durante el fenómeno del Niño o en periodos de alta demanda.

Para fomentar el desarrollo de energía eólica, se han propuesto extensiones de impuestos o descuentos tributarios, y certificados de reducción de emisiones. En la zona del pacífico colombiano, se realizaron estudios sobre posibles locaciones en las que se puede implementar campos eólicos, sin embargo por costos de inversión y generación, no se han implementado ninguno de los proyectos [31].

Los aerogeneradores pequeños se encuentran sometidos a condiciones ambientales tales como estado del viento, humedad y presión atmosférica, condiciones eléctricas como la capacidad y calidad de la red eléctrica. Estas son importantes a considerar para certificar el nivel de seguridad y confiabilidad de los aerogeneradores en su capacidad, confiabilidad y durabilidad.

Su diseño es regulado por la Comisión Eléctrica Internacional (IEC) en la norma 61400-1, en donde se establecen diferentes clases de aerogeneradores en función

de la velocidad de referencia a la altura del buje, velocidad promedio del viento (V_{ref} y V_{avg}) y la intensidad de la turbulencia a 15 m/s. Estas clases se numeran desde clase I hasta IV, en donde se diferencian por variar la robustez del aerogenerador de mayor a menor respectivamente, de acuerdo con los parámetros del viento; sin embargo, la clase S existe para los requerimientos de diseño y seguridad especiales dados por características extremas del viento. La tabla 4 especifica las condiciones básicas que determinan las clases de aerogeneradores pequeños, dado por la norma NTC 5725 [32].

Tabla 4. Clasificación de aerogeneradores.

Clases de aerogeneradores	I	II	III	IV	S
V_{ref} (m/s)	50	42,5	37,5	30	Valores específicos de diseño
V_{avg} (m/s)	10	8,5	7,5	6	
I_{15}	0,18	0,18	0,18	0,18	

Fuente. ICONTEC [32].

1.2.2.2.1. Caracterización de la energía eólica

El cálculo del potencial energético de la energía eólica se basa en características climatológicas y meteorológicas de la zona seleccionada, como la densidad y velocidad del aire, temperatura, presión y altura con respecto al nivel del mar de la región; así como características del tipo de aerogenerador a utilizar como la altura de la torre y el área de barrido total de la turbina [33].

Potencia disponible del viento

La potencia del viento o potencia disponible del viento relaciona la densidad y velocidad del viento con el área de barrido de la turbina para la obtención de energía, como lo muestra la ecuación 3.

$$P_w = \frac{1}{2} * \rho * v^3 * A * C_p \quad [W] \quad \text{Ecuación 3}$$

En donde ρ representa la densidad del viento en las condiciones de presión y temperatura de la zona (kg/m^3), v es la velocidad del viento de la zona (m/s), A es

el área de barrido de la turbina (m^2) y C_p es el coeficiente de potencia del aerogenerador. Sin embargo, al desconocerse el área de la turbina a implementar, se opta por reducir la ecuación a la Potencia específica del viento para una adecuada comparación y selección de la turbina, como se ve en la ecuación 4.

$$\frac{P_w}{A} = \frac{1}{2} * \rho * v^3 \quad [W/m^2] \quad \text{Ecuación 4}$$

Para las turbinas de eje horizontal, el área es determinado mediante la ecuación 5, mientras que para turbinas de eje vertical se utiliza la ecuación 6, en donde D representa el diámetro de la turbina y H representa su altura para turbinas de eje vertical.

$$A = \frac{\pi * D^2}{4} \quad [m^2] \quad \text{Ecuación 5}$$

$$A = \frac{2}{3} * D * H \quad [m^2] \quad \text{Ecuación 6}$$

El coeficiente de potencia del aerogenerador relaciona de la velocidad de entrada del viento con la velocidad de salida, en donde, a medida que el viento pasa por el aerogenerador, se expande y extrae la energía cinética formando un tubo de corriente; según la Ley de Betz, este coeficiente puede llegar a un valor máximo de 59,3%. Las ecuaciones 7 y 8 demuestran esta relación.

$$C_p = \frac{1}{2} * (1 + \lambda) * (1 - \lambda^2) \quad \text{Ecuación 7}$$

$$\lambda = \frac{v_d}{v} \quad \text{Ecuación 8}$$

Corrección de la presión

Para obtener una presión adecuada a las condiciones del entorno, es necesario aplicar una corrección en términos de la altitud al nivel del mar que permita estimar de manera más aproximada el potencial eólico en la zona. Para ello, se aplica la ecuación 9, que es resultado de una serie de derivadas descritas por Masters [33].

$$P = P_0 * e^{-1,185 \times 10^{-4} * (H)} \quad [atm] \quad \text{Ecuación 9}$$

En donde P_0 es la presión de referencia, es decir 1 atm, y H es la altura al nivel del mar en que se encuentra ubicada la zona a implementar.

Corrección de la densidad

La densidad dada en condiciones atmosféricas y de temperatura normales se asume como 1,225 kg/m³; sin embargo, para obtener la densidad correcta bajo condiciones reales conforme a la ubicación, se usa la ecuación 10.

$$\rho = \frac{P * P.M. * 10^{-3}}{R * T} \quad [kg/m^3] \quad \text{Ecuación 10}$$

En donde P es la presión dada en la zona (atm), P.M. es el peso molecular del aire (28,97 g/mol), R es la constante ideal de los gases (8,2056 x10⁻⁵ m³*atm*K⁻¹*mol⁻¹), y T es la temperatura absoluta (K).

Impacto de la altura de la torre

A medida que la turbina es instalada a mayor altura al nivel del mar, aumenta la velocidad del viento, además de la fricción que experimenta el viento en su paso por la superficie de los alabes de la turbina. Sin embargo, factores como bosques o edificios reducen la velocidad al interferir con la trayectoria del viento. Para determinar el impacto de la altura en la velocidad del viento se pueden utilizar las ecuaciones 11 y 12.

$$v = v_0 * \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha \quad \text{Ecuación 11}$$

$$v = v_0 * \frac{\ln(H/z)}{\ln(H_0/z)} \quad \text{Ecuación 12}$$

En donde v es la velocidad del viento de la zona (m/s), v_0 es la velocidad de referencia del viento de la zona (m/s), H es la altura al nivel del mar en que se encuentra ubicada la zona a implementar y H_0 es la altura al nivel del mar de referencia.

Ambas ecuaciones son utilizadas para determinar el cambio de la velocidad con respecto a la altura, su diferencia radica en que la ecuación 11 tiene en cuenta el factor de fricción en función del terreno en el que sopla el viento α y es bastante utilizada en Estados Unidos; mientras que la ecuación 12 precisa la longitud de rugosidad z y es utilizada por varios países de la Unión Europea. El factor de fricción y la longitud de rugosidad se determinan mediante las tablas 5 y 6.

Tabla 5. Factor de fricción para características de varios terrenos.

Características del terreno	Factor de fricción α
Terreno liso y duro, aguas tranquilas.	0,1
Hierba alta en terreno llano.	0,15
Altos cultivos, setos y arbustos.	0,2
Campo arbolado, muchos árboles.	0,25
Pequeño pueblo con árboles y arbustos.	0,3
Gran ciudad con edificios altos.	0,4

Fuente. Masters [33].

Tabla 6. Clasificación de rugosidad.

Clase de rugosidad	Descripción	Longitud de rugosidad z (m)
0	Superficie del agua	0,0002
1	Áreas abiertas con algunos cortavientos	0,03
2	Tierra de cultivo con algunos cortavientos a más de 1 km de distancia	0,1
3	Distritos urbanos y tierras de cultivo con muchos cortavientos.	0,4
4	Densa urbana o forestal	1,6

Fuente. Masters [33].

Como se observa, conforme a las condiciones del terreno y los objetos presentes en los alrededores, las condiciones de velocidad del viento afectaran la potencia que la turbina puede generar, por lo que es más recomendable ubicarlas en zonas abiertas donde la densidad forestal sea leve.

1.2.2.3. Energía hidrocínética

La energía hidrocínética radica en la generación de electricidad mediante la circulación de volúmenes de agua en la superficie libre para aprovechar su energía cinética, sin producir residuos o emisiones contaminantes o afectar el cauce natural de la fuente hídrica como ríos, quebradas canales, etc.

Para la correcta obtención de energía de estas fuentes es necesario considerar ciertas variables que afecten la cinética de la corriente del agua como la densidad, velocidad del flujo y el área de sección transversal de la fuente.

La máquina utilizada para la obtención de energía hidrocínética es propiamente, la turbina hidrocínética, la cual capta la energía cinética del flujo de la corriente para transformarlo en electricidad, similar al trabajo efectuado por los aerogeneradores. Estas turbinas pueden ser ubicadas tanto en la superficie del cuerpo de agua o en el fondo, sostenida por cables o cimientos.

Las turbinas hidrocínéticas pueden ser de tres tipos [34]:

- **Turbina de eje vertical:** Este tipo de turbinas posee su rotor y alabes en sentido perpendicular a la dirección del flujo, lo que permite obtener mayor aprovechamiento de la fuerza cinética del agua, así como una mejor disposición para la acomodación del mecanismo de la turbina. Este tipo de turbinas son utilizadas especialmente en diques de energía mareomotriz.
- **Turbina de eje horizontal:** Es la turbina que es usada con mayor frecuencia para fuentes hídricas como ríos y corrientes oceánicas. Su diseño es similar a los aerogeneradores, debido a que su disposición se ubica en sentido con el flujo de corriente.
- **Turbina de eje inclinado:** Estas turbinas están diseñadas por un rotor con sección rectangular que permite direccionar el flujo del agua hacia las aspas de forma cilíndrica. Son utilizados para flujos largos y con cabeza de presión bajas, debido a que el agua fluye hacia el interior de las aspas y,

posteriormente cruzando del interior hacia el exterior de la turbina; este cambio de fases genera una pérdida en la eficiencia de la turbina a comparación con los otros tipos de turbina.

Los cálculos necesarios para determinar la selección de la turbina y el potencial energético generado hidrocínético se basa a partir de propiedades físicas y químicas de la fuente de agua, y de las características geométricas de la turbina [35]. Para calcular el potencial energético generado por las turbinas hidrocinéticas se utilizan los mismos principios de la energía eólica, en donde se relaciona la densidad del agua, el área de barrido de la turbina y la velocidad del río, como se ve en la ecuación 13.

$$P_w = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3 * C_p \quad [W] \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde ρ representa la densidad del agua (kg/m^3), v es la velocidad del cuerpo de agua (m/s), A es el área de barrido de la turbina (m^2) y C_p es el coeficiente de potencia de la turbina.

El área de barrido depende del tipo de turbina utilizada, siendo la ecuación 14 empleada por las turbinas de eje vertical, la ecuación 15 para eje axial y la ecuación 16 de eje inclinado.

$$A = D * H \quad [m^2] \quad \text{Ecuación 14}$$

$$A = \frac{\pi * D^2}{4} \quad [m^2] \quad \text{Ecuación 15}$$

$$A = \pi * \left(\frac{D^2}{4}\right) * \cos(\theta) \quad [m^2] \quad \text{Ecuación 16}$$

Debido a que las turbinas aprovechan una porción de la energía cinética del río por pérdidas hidráulicas, se establece el coeficiente de potencia que determina que porción de energía cinética puede ser transformada en energía eléctrica; este coeficiente se puede calcular relacionando el ángulo de ataque de la hélice de la turbina y la correlación punta-velocidad, como se ve en la ecuación 17.

$$C_p = C_1 * \left((C_2 * \frac{1}{\lambda_i}) - (C_3 * \beta) - C_4 \right) * e^{\left(\frac{-C_5}{\lambda_i} \right)} + (C_6 * \lambda) \quad \text{Ecuación 17}$$

Debido al tamaño de las turbinas hidrocínéticas, se puede hacer la suposición que el ángulo de los alabes con respecto a la línea de ataque de la corriente β es 0. Los valores de los índices C son dados por el estudio realizado por Koko et al [36] en la tabla 7.

Tabla 7. Indicadores coeficiente de potencia de turbinas hidrocínéticas.

Valores de indicadores						
C1	C2	C3	C4	C5	C6	β
0,5176	116	0,4	5	21	0,0068	0°

Fuente: Koko et al [36] .

La variable λ es obtenida mediante la ecuación 18, donde se relaciona la velocidad angular de la turbina ω_m (rad/s), la velocidad del agua v (m/s) y el radio de la turbina R (m). Entre tanto, la ecuación 19 es utilizada para calcular la variable λ_i .

$$\lambda = \frac{\omega_m * R}{v} \quad \text{Ecuación 18}$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + (0,08 * \beta)} - \frac{0,035}{1 + \beta^3} \quad \text{Ecuación 19}$$

1.2.2.4. Energía mareomotriz

La energía mareomotriz aprovecha la energía cinética producida por el movimiento continuo ondulatorio de las mareas para generar electricidad, esto se da debido a las fuerzas gravitatorias del Sol y la Luna que influyen para el movimiento periódico de las mareas en ascenso (pleamar) y de descenso (bajamar), generando barreras desde 1 m hasta 15 m de altura, dependiendo de la zona geográfica.

Las plantas mareomotrices cuentan con un gran dique de almacenamiento de agua en donde se encuentra una fila de turbinas dentro de una serie de compuertas que permiten el acceso y salida del agua del dique al mar para que inicie de nuevo el ciclo [37]. En Estados Unidos, Canadá, Francia, Suiza y Reino Unido este tipo de

energía se ha impulsado durante los últimos años en su operación y con proyección de expansión. El potencial energético de este tipo de energía depende en su mayor proporción a la velocidad del flujo marítimo tanto en subida como en bajada de la marea [38].

Para lograr aprovechar la energía mareomotriz, se han desarrollado varios tipos de ciclos de funcionamiento donde se obtienen grandes resultados en el diseño y viabilidad económica de centrales mareomotrices, basándose en el almacenamiento del agua con diques, compuertas y turbinas que se encuentren ubicadas en bahías, ríos o estuarios que cumplan con las condiciones [39].

- **Ciclo de simple efecto:** Son aquellos ciclos que poseen un solo embalse y que pueden funcionar tanto en el reflujo de la marea en bajamar como en el flujo en pleamar. En este tipo de ciclos, se llena el embalse al momento de subir la marea, y al comenzar a bajar la marea se cierran las compuertas para obtener una diferencia de altura ideal entre el flujo del mar y el embalse, lo cual provoca así energía cinética que pasa a las turbinas.
- **Ciclo de doble efecto con turbinas reversibles:** Este tipo de ciclos aprovecha el movimiento continuo de bajamar y pleamar para obtener energía eléctrica; se puede realizar tanto con turbinas reversibles como con turbinas no reversibles. A pesar de que la energía disponible es menor que en el ciclo de simple efecto, debido a que la diferencia de alturas entre el embalse y el mar es menor, se obtiene un mayor factor de utilización de la central al aprovechar ambos flujos del embalse.
- **Ciclos de acumulación por bombeo:** A diferencia de los anteriores ciclos, este genera energía con ambas mareas a partir de un sistema de almacenamiento por bombeo, en donde las turbinas funcionan a su vez como bombas accionadas por alternadores. Estos ciclos garantizan un aumento en la eficiencia y la rentabilidad de la planta, debido al aumento de la energía cinética de las mareas por la acción de bombeo.

- **Ciclo combinado:** En estos tipos de ciclos, se construyen varios embalses para certificar la producción de energía eléctrica de manera continua; sin embargo, el aumento del número de embalses genera un aumento en el costo de implementación de la central [39].

En Colombia, la energía mareomotriz no ha sido implementada hasta la actualidad, sin embargo, se han realizado varios estudios en donde se lograron establecer zonas para el aprovechamiento de este tipo de energía.

La gran mayoría de zonas potenciales se ubican a lo largo del litoral pacífico colombiano, gracias a que las mareas llegan a ser superiores a los 3 m de altura, por lo que se obtiene una estimación de potencial energético de 120 MW de 45 posibles bahías, en donde se destacan las presentes en la tabla 8 [38].

Tabla 8. Potencial energético de posibles zonas de energía mareomotriz en Colombia.

Sitio	Área (km ²)	Potencia instalada (MW)	Energía producida (GWh)	Presa (m)
Ensenada de Utría	4	7,9	17,4	1.100
Boca Virudó	9	18	39	400
Río Baudó	7	13,9	30,4	600
Bocana Usaragá	7	13,9	30,4	1.500
Rio Decampado	16	31,7	69,4	2.500
Bahía Málaga	80	160	347	2.700
Boca de Yuramangui	16	31,7	69,4	1.100
Boca Naya	18	35,6	78,1	3.200
Bocana Hoja Blanca	8	15,8	34,7	900
Bocana del Rosario	5	9,9	21,7	2.000
Chilvi	5	9,9	21,7	1.400

Fuente: Gómez y Burgos [39].

Sin embargo, la instalación y operación de la energía mareomotriz hace que sea un proyecto de alto costo debido al tamaño de las obras civiles y eléctricas requeridas, así como los equipos requeridos. Estimaciones de algunos proyectos como los ubicados en la Bahía de Málaga y Yurumangui tienen un costo de USD \$639,375 millones y USD \$81,375 millones, como lo presentan Quintero y Quintero en su estudio [38].

1.2.2.5. Energía geotérmica

Se conoce a la energía geotérmica al calor almacenado en el interior de la Tierra capaz de generar grandes fenómenos geológicos y que puede ser aprovechado por el hombre. Los volcanes, fuentes termales y otras fuentes termales son utilizadas en las centrales geotérmicas como recurso principal para la generación de electricidad y/o agua sanitaria [40].

La energía geotérmica depende en gran medida de la temperatura a la que se encuentra su fuente; los recursos con temperaturas superiores a los 150 °C son utilizados para producir electricidad, los recursos inferiores a 100 °C son aprovechados con bombas de calor para calefacción y refrigeración, y las fuentes con temperaturas de hasta 25 °C son usadas para la climatización y obtención de agua caliente.

El uso de esta energía permite reducir el impacto medioambiental al no producir ningún tipo de residuo y reducir el consumo de combustibles fósiles en la planta, lo que permite disminuir el costo de producción de electricidad a comparación con plantas termoeléctricas [41].

Para la generación de energía eléctrica, las plantas geotérmicas necesitan estar cerca a los yacimientos de calor. Su funcionamiento se basa en dos tecnologías [42]:

- **Ciclo flash:** En este tipo de tecnología es empleado para fuentes con temperaturas superiores a los 200 °C y utiliza el vapor emanado de la tierra de manera directa. Inicialmente se extrae agua y vapor de los yacimientos subterráneos, donde son separados, el vapor se inyecta en una turbina de ciclo Rankine conectada a un generador, pasando a un condensador posteriormente y retornando bajo tierra con el agua extraída para ser recalentada.

- **Ciclo binario:** Esta tecnología es empleada para fuentes con temperaturas inferiores a los 200 °C. Se le conoce también como ciclo cerrado debido a que se utilizan los fluidos geotérmicos para calentar compuestos orgánicos como el amoníaco o el n-pentano mediante un intercambiador de calor. Este compuesto fluye en un Ciclo Rankine Orgánico para generar energía, mientras que el fluido geotérmico regresa bajo tierra para ser recalentado.

Colombia es un país con un alto potencial en la generación de energía geotérmica gracias a su posición geográfica sobre el Cinturón de fuego del Pacífico, la zona de mayor concentración volcánica y sísmica que se ubica sobre la periferia del Océano Pacífico. En las cordilleras se ubican fuentes de agua subterránea relacionadas con volcanes en ubicaciones como Paipa, Nevado del Ruiz, Nevado de Santa Isabel, Nevado del Tolima, Puracé y Nevado del Huila [43].

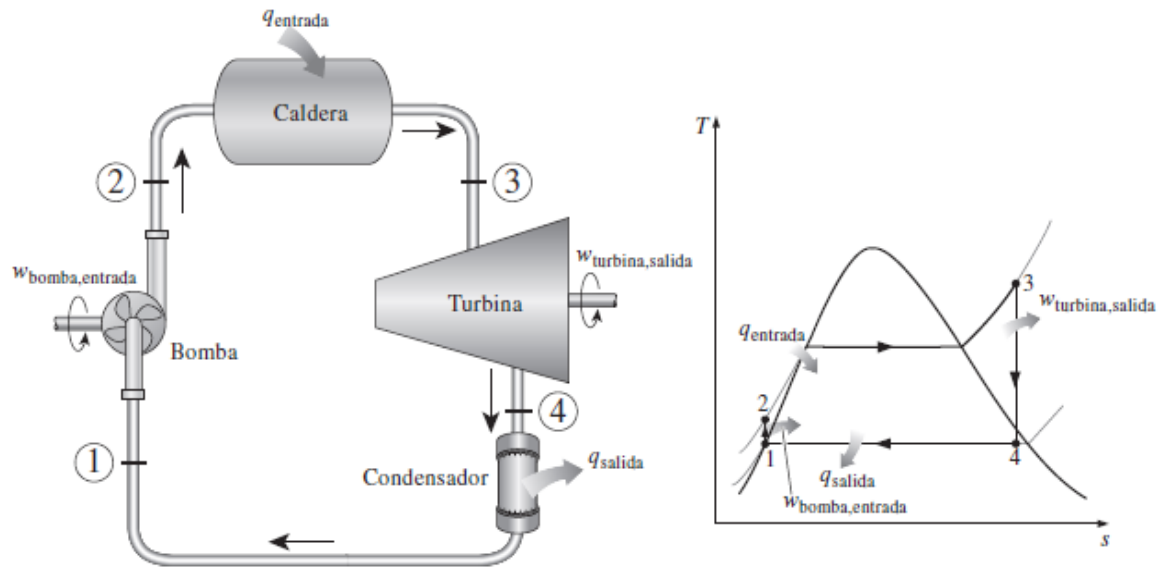
Sin embargo, en ninguno de estos lugares se han implementado plantas geotérmicas debido a que los estudios exploratorios en la zona y el modelamiento del recurso llegan a ser muy costosos y el país no cuenta con las capacidades técnicas y científicas para implementar esta tecnología [42].

1.2.3. Ciclo Rankine

El ciclo Rankine es el ciclo de vapor ideal utilizado en centrales térmicas para la generación de energía, como solución de los inconvenientes presentados por el ciclo de Carnot, ya que no existe irreversibilidad interna en el ciclo Rankine.

El ciclo inicia al comprimir isoentrópicamente el vapor con ayuda de una bomba centrífuga, posteriormente entra a la caldera donde se adiciona calor a presión constante, atraviesa una turbina que realiza una expansión isentrópica y finaliza en el condensador donde se extrae calor a presión constante, iniciando el ciclo nuevamente [44]. En la ilustración 2 se observa la representación del ciclo.

Ilustración 2. Ciclo Rankine.



Fuente: Cengel y Boles [44].

Sin embargo, el ciclo Rankine requiere de algunas modificaciones para incrementar su eficiencia, de donde se originan 2 tipos de variantes:

- **Ciclo Rankine con recalentamiento:** El ciclo Rankine con recalentamiento se diferencia en que al salir vapor de la caldera ingresa a una turbina que cuenta con dos etapas: una etapa de alta presión (HPT) y otra de baja presión (LPT); el fluido ingresa inicialmente por la HPT donde se expande hasta una presión determinada, consecutivamente regresa a la caldera a la sección de recalentamiento para aumentar su temperatura con la nueva presión obtenida y pasa por la turbina de LPT para terminar su expansión hacia el condensador y la bomba para empezar el ciclo nuevamente. La ilustración 2 describe el proceso del ciclo de recalentamiento. Este proceso de recalentamiento mejora la eficiencia en el ciclo considerablemente al aumentar la temperatura promedio a la que el calor se transfiere al vapor. La eficiencia del ciclo se determina por la cantidad de calor ganado por la caldera y el recalentamiento, y el trabajo neto del ciclo, es decir el trabajo generado por las turbinas y el consumido por la bomba.

- **Ciclo Rankine regenerativo:** En este ciclo, se busca aumentar la temperatura del agua de alimentación de la caldera antes de que ingrese nuevamente; para ello se utiliza un intercambiador de calor a contraflujo llamado regenerador, que transferirá calor del vapor de expansión de la turbina al agua de alimentación. La extracción del vapor se logra mediante un drenado en diferentes puntos de la turbina. Este proceso aumenta la eficiencia del ciclo y elimina aire que se filtra en el condensador, evitando así la corrosión de la caldera.

Los ciclos Rankine regenerativos se dividen en dos tipos: los ciclos con calentador abierto, en donde se utiliza un calentador abierto o de contacto directo para mezclar el agua de alimentación de la caldera con el vapor drenado, en donde la mezcla sale como líquido saturado a la presión del calentador. Los ciclos con calentador cerrado utilizan un intercambiador de calor para calentar el agua de alimentación inicialmente y una cámara de mezclado para ser entregada a la caldera. Muchas centrales con ciclo regenerativo utilizan tanto calentadores abiertos como cerrados para obtener una mejor eficiencia.

1.2.4. Cálculo de tuberías y bomba

Como todo sistema de transporte de fluido, es necesario realizar los respectivos cálculos de las tuberías para que se distribuya el flujo a una adecuada presión y al menor costo posible. Para ello es necesario conocer el caudal que será transportado a lo largo del sistema y su respectivo esquema para indicar los puntos por los cuales pasará el fluido; el caudal puede ser calculado ya sea conociéndose la velocidad y el área o el flujo másico y la densidad del fluido, como se ve en las ecuaciones 20 y 21 respectivamente [45].

$$Q = V * A \quad [m^3/s] \quad \text{Ecuación 20}$$

$$Q = \dot{m} * v \quad [m^3/s] \quad \text{Ecuación 21}$$

Si solo se conoce el caudal y la velocidad del fluido, se requiere calcular el diámetro de la tubería, por lo que se opta por reemplazar la ecuación 22 del área de círculo en la ecuación 20 para obtener así el diámetro nominal de la tubería, como se ve en la ecuación 23.

$$A = \pi * \frac{d^2}{4} \quad [m^2] \quad \text{Ecuación 22}$$

$$d = \sqrt[2]{\frac{Q*4}{V*\pi}} \quad [m] \quad \text{Ecuación 23}$$

Para el transporte de fluidos a través de bombas, en la tabla 9 se proporcionan las velocidades recomendadas para reducir la cantidad de pérdidas y fenómenos que puedan dañar tanto la tubería como los equipos [46].

Tabla 9. Velocidades recomendadas en secciones.

Servicio	Velocidad	
	ft/s	m/s
Líquido en proceso estándar	4 - 6,5	1,2 - 2
Succión de bomba (excepto ebullición)	1 - 5	0,3 - 1,5
Succión de bomba (punto ebullición)	0,5 - 3	0,15 - 1
Agua de alimentación de caldera (presión de descarga)	4 - 8	1,2 - 2,4
Líneas de drenaje	1,5 - 4	0,4 - 1,2
Líquido a rehervidor (sin bomba)	2 - 7	0,6 - 2,1
Mezcla líquido vapor de salida de recalentador	15 - 30	4,6 - 9,1
Vapor de condensador	15 - 80	4,6 - 24,4
Separadores de flujo por gravedad	0,5 - 1,5	0,15 - 0,4

Fuente: Ludwig [46].

El tipo de flujo que circule es importante ya que determinará el factor de fricción entre el fluido y la tubería; para saber el tipo de flujo se utiliza el número de Reynolds Re , el cual relaciona la velocidad V , densidad ρ y viscosidad dinámica μ con el diámetro de la tubería D , como se ve en la ecuación 24. Los valores del número de Reynolds determinarán el tipo de flujo del fluido:

- Para flujo laminar, Re debe ser menor o igual a 2.300.
- Para flujo transicional, Re debe estar entre 2.300 y 4000.

- Para flujo turbulento, Re debe ser mayor o igual a 4.000.

$$Re = \frac{\rho * V * D}{\mu} \quad \text{Ecuación 24}$$

El factor de fricción para flujos turbulentos se obtiene al dividir 64 entre el número de Reynolds como se ve en la ecuación 25. Sin embargo, para los flujos transicional y turbulento se debe usar el diagrama de Moody, el cual es una representación gráfica que permite ubicar el factor de fricción para altos valores de Reynolds y considerando la rugosidad relativa.

Según Çengel, la rugosidad relativa es la cantidad de irregularidades superficiales dadas en el interior de una tubería y se puede calcular dividiendo la rugosidad del material de la tubería entre su diámetro según la ecuación 26.

$$f = \frac{64}{Re} \quad \text{Ecuación 25}$$

$$\frac{\varepsilon}{D} = \frac{\text{Rugosidad tubería}}{\text{Diámetro tubería}} \quad \text{Ecuación 26}$$

Para realizar una correcta selección de bomba es necesario utilizar la ecuación general de la energía, la cual es una adición a la ecuación de Bernoulli aplicada para sistemas con bombas, turbinas, motores, etc. entre dos puntos, como se ve en la ecuación 27.

$$\frac{P_1}{\gamma} + z_1 + \frac{V_1^2}{2 * g} + h_A - h_T - h_{LT} = \frac{P_2}{\gamma} + z_2 + \frac{V_2^2}{2 * g} \quad \text{Ecuación 27}$$

En donde P es la presión, γ es el peso específico del fluido, z es la altura de la sección a analizar con respecto al nivel de referencia del volumen de control, g es la gravedad, h_A es energía agregada o cabeza de bomba, h_T es la energía retirada por turbinas o motores hidráulicos y h_{LT} es la energía perdida del sistema en la tubería.

Las pérdidas por tubería h_{LT} se dividen en dos tipos:

- Las pérdidas mayores, las cuales se dan por fricción de la tubería en donde se relacionan el factor de fricción f, la longitud de la tubería L, el diámetro de

la tubería D, la velocidad del fluido V en la sección y la gravedad g, según la ecuación 28.

- Las pérdidas menores, en donde se relacionan el coeficiente de pérdida de los accesorios k_L , la velocidad del fluido y la gravedad como se ve en la ecuación 29. Los coeficientes de pérdida de algunos accesorios se encuentran en la tabla 10 [45].

El total de pérdidas del sistema es la sumatoria de las pérdidas mayores y menores (ecuación 30).

$$h_{Lp} = f \left(\frac{L}{D} \right) * \left(\frac{V^2}{2g} \right) \quad [m] \quad \text{Ecuación 28}$$

$$h_{Ls} = k_L * \frac{V^2}{(2)*g} \quad [m] \quad \text{Ecuación 29}$$

$$h_{LT} = h_{Lp} + h_{Ls} \quad [m] \quad \text{Ecuación 30}$$

Tabla 10. Coeficiente de pérdida para accesorios.

Accesorio	k_L
Codo largo de 90°	0,4
Válvula de compuerta totalmente abierta	5
Válvula de retención	2,5
Reducción gradual	0,25
Ampliación gradual	0,30

Fuente: Conagua [47].

Para garantizar un adecuado funcionamiento de la bomba, evitando la aparición del fenómeno de cavitación, es necesario calcular la carga de aspiración neta positiva disponible del sistema ($NPSH_{Disponible}$ por sus siglas en inglés), garantizando que la presión de la succión en cualquier punto de la bomba sea superior a la presión de vapor del agua. Para ello se utiliza la ecuación 31, y se compara con el $NPSH_{Requerido}$, el cual es suministrado mediante las curvas características de la bomba.

$$NPSH_{Disponible} = \frac{P_{succión} - P_{vapor}}{\gamma} \pm \Delta z - h_L \quad [m] \quad \text{Ecuación 31}$$

1.2.5. Desalinización

La desalinización del agua es el proceso de purificación del agua salada en agua dulce para su consumo humano. Debido a que en el mundo el 97% del agua total es agua salada y el 3% es agua dulce potable, es necesario buscar nuevas fuentes de agua potable ante la creciente escases de líquido que afecta gran parte del mundo, especialmente en zonas de alto índice de pobreza.

Algunos de los procesos utilizados son [48]:

- **Desalinización Múltiple Efecto (MED):** Consiste en hervir el agua de mar en varias etapas sucesivamente, disminuyendo la temperatura a medida que avanza entre etapas para reducir la energía necesaria, finalizando con la condensación del agua y convirtiéndola en potable. Es uno de los procesos más utilizados gracias a su eficiencia, confiabilidad y fácil operación, ya que no necesita de pretratamientos y puede implementarse cualquier fuente de calor.
- **Evaporación Súbita por Efecto Flash (MSF):** El sistema MSF consiste en la evaporación del agua a temperaturas superiores a los 300 °C para eliminar las sales, esto se realiza gracias a una cámara flash que evapora el agua súbitamente para su posterior condensación. Para un adecuado aprovechamiento de calor y bajo consumo energético, se realizan varias etapas de evaporación hasta llegar a la temperatura requerida para potabilizar el agua. Este proceso se realiza al tener altos niveles de salinidad y el agua se encuentre contaminada. Son capaces de purificar grandes cantidades de agua gracias al número de etapas que se encuentren conectadas; además, son capaces de acoplarse con plantas de potencia para constituir sistemas de cogeneración.
- **Compresión Mecánica de Vapor (CV):** La compresión mecánica de vapor consta en aumentar la temperatura del agua de mar utilizando un compresor para ser condensada finalmente mediante un intercambiador de calor. Al

comprimirse el vapor aumenta su temperatura de condensación, y el intercambiador condensa este vapor extrayendo agua potable mediante una bomba de producto.

- **Osmosis Inversa (OI):** En este proceso, el agua de mar que contiene sales, sólidos suspendidos, microorganismos, sólidos orgánicos solubles e insolubles es expuesta a presión dentro de una serie de membranas semipermeable que filtra estas sustancias para purificar el agua. Requiere de un pretratamiento y postratamiento que dependen de los compuestos que se encuentran en la fuente de agua; generalmente los filtros utilizados son de arena y carbón para pretratamiento y un dosificador de minerales para postratamiento. Su ventaja ante otros procesos de desalinización es que captan la mayoría de los sólidos suspendidos y microorganismos presentes en el agua de mar, más del 90% en la mayoría de membranas. Es el proceso más utilizado en la actualidad gracias a su sencillez, efectividad, la poca demanda de energía eléctrica y al no requerir de calor para su implementación.
- **Desalinización por Electrodialisis (ED):** El proceso de electrodialisis consiste en la separación de minerales y agua purificada mediante la aplicación de corriente eléctrica directamente en la fuente de agua. La corriente estimula los iones de los minerales y de otros sólidos con alta carga eléctrica mediante membranas selectivas de iones hacia electrodos de carga opuesta. Al acumularse los iones en los electrodos, se contaminan por lo que deben limpiarse con frecuencia para que el proceso de electrodialisis sea estable. Las membranas de ED tienden a ser más gruesas y con mayor cantidad de poros, siendo más resistentes al cloro y las incrustaciones, a diferencia de las membranas de OI que no contienen poros físicos y son más pequeñas. En este proceso, las membranas suelen tener una mayor vida de utilidad, así como la eliminación de una etapa de pretratamiento y un bajo consumo eléctrico.

Para identificar el método de desalinización adecuado dadas las condiciones de la región pacífica colombiana, se realizó una matriz de selección de alternativas basándose en los criterios de eficiencia, costos, condiciones de salinidad del pacífico y consumo energético. La matriz evalúa cada método de desalinización como se ve en la tabla 11.

Tabla 11. Matriz de selección de método de desalinización.

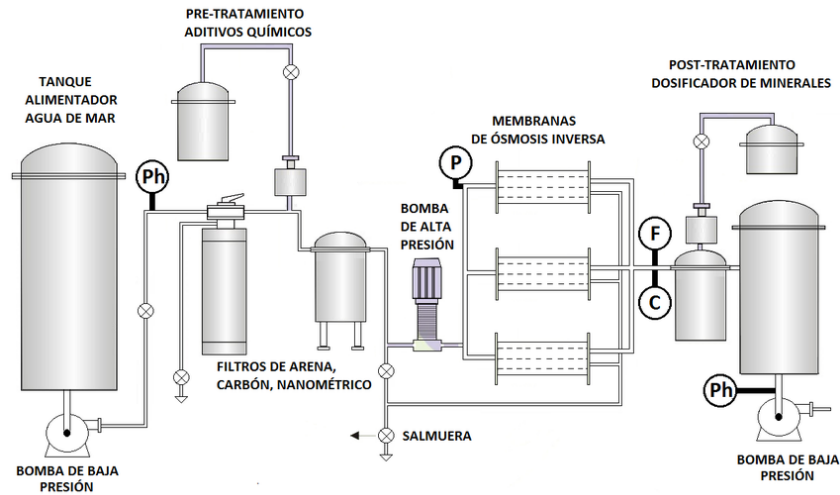
Criterio	Peso	Método de desalinización				
		MED	MSF	CV	OI	ED
Eficiencia	25%	4	3	3	4	3
Costos	25%	3	2	3	3	4
Condiciones de salinidad	25%	4	3	3	4	2
Consumo energético	25%	3	3	3	4	4
TOTAL	100%	3,5	2,75	3	3,75	3,25

Fuente: Autor.

Los resultados de la tabla 11 identifica como opción adecuada la desalinización por Osmosis Inversa debido a que posee una alta eficiencia en purificación, las condiciones de salinidad del pacífico colombiano se ajustan para este tipo de proceso y es de bajo consumo energético por m³ de agua. Se procedió a establecer los términos necesarios para el diseño de un sistema de OI basándose en el estudio de Ruiz [49].

La ilustración 3 muestra un esquema general de un sistema de OI, donde se evidencia el proceso de purificación del agua a tratar. El tratamiento inicia en la recolección de agua en tanques de alimentación, el cual es llevada posteriormente hacia filtros de arena o carbón (depende de las características del agua de alimentación) para eliminar grandes sedimentaciones y algunos organismos de gran tamaño y adicionando químicos para el pretratamiento de purificación; una vez realizada la filtración en pretratamiento, una bomba de alta presión transporta el agua hacia las membranas para reducir las sales y minerales por debajo de las cantidades potables.

Ilustración 3. Sistema de desalinización por OI



Fuente: Pérez Zúñiga y Sotomayor [50].

Con el agua filtrada, se procede a adicionar minerales en el postratamiento hasta las condiciones adecuadas para el consumo humano y finalmente distribuir el agua de producto. [50]

1.2.5.1. Cálculo del caudal de alimentación

Para dimensionar adecuadamente la capacidad del sistema de OI, es necesario establecer los flujos que circulan por esta estructura. El caudal de alimentación Q_f es la cantidad de agua de mar que ingresa al sistema para su purificación, mientras que el caudal de producto Q_p es la cantidad de agua que se desea purificar y pasa por la membrana ya depurada. A la cantidad de agua extraída se le conoce como caudal de residuo Q_r , la cual es una mezcla de salmuera que fluye por la capa exterior de la membrana para ser retornada al mar y no afectar dramáticamente el ecosistema.

Para calcular el caudal de alimentación es necesario establecer la cantidad de agua de producto que se desea purificar y el porcentaje de recuperación del sistema η , el cual representa la cantidad de agua de producto generada con respecto al caudal

de alimentación; para los sistemas de OI de una o dos etapas de desalinización, el valor más común de η es del 45%.

Mediante las ecuaciones 32 y 33 se determinan los caudales de agua de alimentación y residuo del sistema de desalinización.

$$Q_f = \frac{Q_p}{\eta} \left[m^3/h \right] \quad \text{Ecuación 32}$$

$$Q_r = Q_f - Q_p \left[m^3/h \right] \quad \text{Ecuación 33}$$

1.2.5.2. Cálculo de Solidos Disueltos Totales (TDS)

Debido a que se encuentra presente una alta concentración de compuestos orgánicos y sales en el caudal de alimentación, se requiere establecer su cantidad con respecto al volumen de agua que ocupan. Para esto se realiza el cálculo de TDS en mg/l de fluido.

La ecuación 34 se utiliza para calcular la concentración de los compuestos en el caudal de producto, en donde C_{pi} es la concentración del compuesto i en el caudal de producto, Q_p el caudal de agua de producto, C_{fi} es la concentración del compuesto i en el caudal de alimentación, Q_f el caudal de agua de alimentación, C_{ri} es la concentración del compuesto i en el caudal de residuo y Q_r el caudal de agua de residuo. Esta ecuación debe ser aplicada para cada uno de los compuestos que componen el agua de alimentación

$$C_{pi} = \frac{(C_{fi} * Q_{fi}) - (C_{ri} * Q_{ri})}{Q_p} \left[mg/l \right] \quad \text{Ecuación 34}$$

Para obtener la concentración de los compuestos en el caudal de residuo C_{ri} se debe seleccionar la membrana que se ajuste adecuadamente a las características de producción del sistema y rechazo de sales. La ecuación 35 se utiliza para obtener la C_{ri} en términos del porcentaje de rechazo de la membrana R , la C_{fi} y el porcentaje de recuperación del sistema η .

$$C_{ri} = \frac{R * C_{fi}}{1 - \eta} \left[\frac{mg}{l} \right] \quad \text{Ecuación 35}$$

1.2.5.3. Cálculo de la presión osmótica

Cuando dos soluciones de diferente concentración separadas por una membrana semipermeable se encuentran, se forma un diferencial de presión en los extremos de la membrana llamada presión osmótica. Al ejercer una mayor presión a la osmótica en la entrada de la membrana, el agua de mar fluye desde la zona de mayor concentración hacia la de menor, purificando el fluido. Con el valor de la presión osmótica del agua de alimentación, se establece la presión de trabajo de la bomba de alta presión.

La ecuación 36 establece el cálculo de la presión osmótica, en donde

$$\pi = 0,08308 * \phi * (T + 273,15) * \sum m_i \quad [bar] \quad \text{Ecuación 36}$$

En donde Φ es el coeficiente osmótico del disolvente, T es la temperatura del agua en °C y $\sum m_i$ es la sumatoria de las molalidades de los TDS, que se obtiene mediante la ecuación 37.

$$m_i = \frac{C_i}{(1000 * M_i) * \frac{10^6 - STD}{10^6}} \quad [mol/kg \text{ de agua}] \quad \text{Ecuación 37}$$

En donde C_i es la concentración del compuesto orgánico i de la solución en mg/L, M_i es la masa molar del compuesto i y STD es el contenido de sales totales en la solución en mg/l.

Para el cálculo del coeficiente osmótico se utiliza la ecuación 38, en donde I es la fuerza iónica, I' es la molalidad de una sal correspondiente a un electrolito 1-1 con masa molar promedio a las sales marinas, y S, A, B y C son coeficientes empíricos.

$$\phi = 1 - \left(\frac{S}{3,375 * I} * \left(A - (2 * \ln(A)) - \frac{1}{A} \right) \right) + (B * I') + (C * (I')^2) \quad \text{Ecuación 38}$$

Los valores de I e I' son obtenidos mediante las ecuaciones 39 y 40, mientras que los coeficientes empíricos se calculan mediante las ecuaciones 41 hasta 44.

$$I = \frac{1}{2} * \sum (m_i * Z_i^2) \quad \text{Ecuación 39}$$

$$I' = \frac{1}{2} * \sum m_i \quad \text{Ecuación 40}$$

$$S = 1,172 * \left(\frac{\sum m_i * Z_i^2}{\sum m_i} \right) * \left(\frac{23.375,55}{D * (T + 273,15)} \right)^{\frac{3}{2}} * \rho^{\frac{1}{2}} \quad \text{Ecuación 41}$$

$$A = 1 + \left(1,5 * (I)^{\frac{1}{2}} \right) \quad \text{Ecuación 42}$$

$$B = 6,728 - \left(\frac{348,66}{T + 273,15} \right) - (0,913 * \ln(T + 273,15)) \quad \text{Ecuación 43}$$

$$C = \left(\frac{40,5016}{T + 273,15} \right) - 0,721 + (0,104 * \ln(T + 273,15)) \quad \text{Ecuación 44}$$

Para el factor S es necesario calcular la densidad ρ del agua según la temperatura a la que entra a las membranas, así como un coeficiente adicional D. Las ecuaciones 45 y 46 son utilizadas para las respectivas estimaciones.

$$\rho = 1,0015 - (1,561 \times 10^{-4} * T) - (2,694 \times 10^{-6} * T^2) \quad [g/ml] \quad \text{Ecuación 45}$$

$$D = 233,76 + \left(\frac{5321}{T + 273,15} \right) - (0,93 * (T + 273,15)) + (0,0014 * (T + 273,15)^2) - (8,23 \times 10^{-7} * (T + 273,15)^3) \quad \text{Ecuación 46}$$

1.2.5.4. Cálculo del número de membranas y tubos de presión

El número de membranas se calcula relacionando el Qp el área activa A y el flujo específico J. La ecuación 47 es utilizada para calcular el número necesario de membranas para el sistema, y la ecuación 48 se emplea para calcular el flujo específico.

$$Ne = \frac{Q_p}{J * A} \quad \text{Ecuación 47}$$

$$J = \frac{Q_n}{A} \quad \left[\frac{m^3}{m^2 * dia} \right] \quad \text{Ecuación 48}$$

Los tubos de presión tienen dos funciones: en su interior sirven como sostén de las membranas y suministran la presión necesaria para la producción del proceso. Con la ecuación 49 se obtiene el número de tubos de presión necesarios, relacionando el número de membranas N_e obtenidos previamente con el número de membranas por tubo de presión por recomendación del fabricante N_{ev} .

$$Nv = \frac{N_e}{N_{ev}} \quad \text{Ecuación 49}$$

1.2.5.5. Normalización del sistema

La normalización del sistema se realiza para aterrizar la productividad real que podría tener el sistema de desalinización por cuestiones de cambio de flujo en las membranas, por lo que se deben aplicar una serie de correcciones que establezcan cambios en conceptos como la temperatura, la presión y el tiempo de operación.

1.2.5.5.1. Factor de corrección de temperatura

El agua puede cambiar su temperatura mientras circula a lo largo del sistema de OI, lo cual puede afectar la productividad de las membranas y, eventualmente, la del sistema. Los fabricantes de membrana establecen que la temperatura adecuada de productividad para las membranas es de 25° C, pero el agua de alimentación varía su temperatura considerablemente. Si incrementa su temperatura, menor será la vida productiva de las membranas y se requerirán muchas más para el funcionamiento del sistema; por el contrario, si disminuye su temperatura, mayor productividad se consigue de las membranas. Es por esto que los fabricantes establecen un valor del factor de corrección dependiendo de la temperatura en la que se encuentre el agua.

1.2.5.5.2. Factor de corrección de la presión

El factor de corrección de presión permite comparar la diferencia de presión requerida de operación con la presión requerida de prueba para la separación de TDS, como se observa en la ecuación 50.

$$f_p = \frac{(P_m - \Delta\pi)_{operación}}{(P_m - \Delta\pi)_{prueba}} \quad \text{Ecuación 50}$$

En donde P_m es la presión aplicada a la membrana (ecuación 51), y $\Delta\pi$ es la diferencia de presión osmótica entre el caudal de alimentación y el caudal de rechazo.

$$P_m = \frac{J_d}{SMP} + \Delta\pi_{f-r} \quad [bar] \quad \text{Ecuación 51}$$

En donde J_d representa el flujo de permeado de la membrana y SMP el coeficiente de permeabilidad. Ambos datos son brindados por el fabricante.

1.2.5.5.3. Factor de tiempo de operación

Este factor modifica el flujo de agua a través de la membrana, debido a que, con el tiempo, la membrana experimenta ciertos cambios en su estructura interna y superficial, lo que hace que se compacte y dañe la permeabilidad de la misma. El fabricante proporciona el valor recomendado de este factor.

1.2.5.6. Cálculo del flujo de diseño

Una vez obtenidos los valores de los factores, se procede a calcular el flujo de diseño de la membrana con la ecuación 52.

$$Q_d = Q_n * f_T * f_p * f_t \quad [m^3/h] \quad \text{Ecuación 52}$$

En donde Q_d es el flujo de diseño, Q_n es el caudal nominal de la membrana, f_T es el factor de temperatura, f_p es el factor de presión y f_t es el factor de tiempo de operación. Una vez obtenido el caudal de diseño se estima el caudal específico de

la membrana J_d con el cual se recalculan los números de membranas y tubos de presión, con la ecuación 53.

$$J_d = \frac{Q_d}{A} \quad \left[\frac{m^3}{m^2 \cdot dia} \right] \quad \text{Ecuación 53}$$

Sin embargo, debido a que no se tienen en cuenta las pérdidas dadas en el sistema de bombeo, se debe calcular la presión óptima de rendimiento que debe tener la bomba de alta presión para transportar el agua por las membranas; para ello se utiliza la ecuación 54.

$$PRB = P_d + ((0,1 * \Delta P) + 0,2) \quad [bar] \quad \text{Ecuación 54}$$

Donde P_d es la presión de operación y ΔP es la diferencia de presión neta, dada por la ecuación 55.

$$\Delta P = P_d - \Delta_{\pi f-r} \quad [bar] \quad \text{Ecuación 55}$$

Con el valor de presión óptima de rendimiento calculada, se requiere obtener la potencia específica del sistema mediante la ecuación 56, en donde Q es el caudal en m^3/s y H la presión en kPa .

$$PW = Q * \Phi \quad [kW] \quad \text{Ecuación 56}$$

El consumo de energía por m^3 se calcula mediante la ecuación 57, que relaciona la potencia específica con el caudal de producto del sistema.

$$Consumo = \frac{PW}{Q_p} \quad \left[\frac{kW \cdot h}{m^3} \right] \quad \text{Ecuación 57}$$

1.3. Estado del arte

Debido al crecimiento demográfico, el aumento en el consumo de fuentes fósiles y de servicios energéticos, se han desarrollado tecnologías para mitigar dichas necesidades sin afectar el medio ambiente. Entre estas tecnologías, los sistemas de poligeneración han desarrollado una integración entre los combustibles fósiles y las fuentes no convencionales de energía, para un correcto aprovechamiento del potencial energético y los combustibles naturales y fósiles.

El fin primordial de la poligeneración es el aprovechamiento de los recursos para la generación de electricidad y otros servicios requeridos, en donde se tiene en cuenta el uso de varias fuentes de energía. En el estudio realizado por Cardemil y compañía [51], se desarrolló una evaluación termodinámica de una planta híbrida solar-geotérmica, en donde la integración de los procesos de poligeneración aumentaron la potencia de salida de la planta en un 20%, reducción en el consumo de fluido geotérmico del depósito cuando la potencia es constante, aumento de la eficiencia energética del 3% y aumento en la producción de energía en comparación con las plantas geotérmicas simples, siendo esta una solución factible ante una posible escasez de agua geotérmica.

Para una mayor optimización de los sistemas de poligeneración se adoptan otros métodos como los Ciclos Rankine Orgánicos (CRO), que benefician la generación de energía eléctrica y de servicios, como lo presenta en Zhang y compañía [52], en donde se integró un CRO a un sistema de poligeneración piloto impulsado por energía solar. En este estudio se evidenció una mejora en la eficiencia térmica de potencia en un 10% de su capacidad, además de aumentar la relación de rendimiento de la planta en un 67,61%. Desde el punto de vista económico, los sistemas de poligeneración son viables en escenarios donde los costos de generación de electricidad y suministro de servicios sean altos, ya que se disminuyen al adaptar tanto fuentes no convencionales como combustibles fósiles para la producción de energía eléctrica, calefacción y refrigeración [53].

2 SELECCIÓN DE ZONA

Se desarrolló una matriz de priorización para la selección de la zona adecuada en la implementación del proyecto de poligeneración, en donde se tuvieron en cuenta criterios sobre los recursos de varias fuentes no convencionales presentes en la región pacífica mencionadas en el marco referencial, así como problemas en los servicios públicos, la población beneficiada y la ubicación de la zona. A continuación, se describirán cada uno de los criterios.

2.1 Criterios de selección de la zona

- **Recurso eólico:** De acuerdo a las condiciones del viento presentes en la región pacífica, se determina que el rango óptimo de velocidad del viento para la implementación de energía eólica es de 3 m/s hasta 8 m/s. Dados estos valores se elegirán las zonas con mayor velocidad dentro de la región pacífica.
- **Recurso hidrocínético:** Para la selección de las zonas, se tiene en cuenta la cercanía a fuentes hídricas con caudales superiores a 500 m³/s para la instalación de turbinas hidro cinéticas.
- **Recurso de biomasa:** Este proyecto se centrará en la selección de zonas en donde predomine la biomasa forestal y de residuos vegetales como caña de azúcar, palma de aceite y de coco para procesos de combustión.
- **Recurso de fuentes adicionales de energía:** Gracias a que la región pacífica alberga varias zonas para la implementación de energía mareomotriz, geotérmica y solar, se evalúan las ubicaciones en las que se han desarrollado estudios referentes a estos tipos de energía con un alto potencial de desarrollo.
- **Problemas en los servicios públicos:** Las zonas seleccionadas presentan varios problemas con el suministro de servicio eléctrico y acueducto, así como la falta de cobertura a comunidades adyacentes.

- **Población beneficiada:** Se analiza el tamaño de la población la cual resultaría beneficiada de la implementación del proyecto y comunidades aledañas.
- **Ubicación:** Se evalúa que los recursos energéticos necesarios para la implementación del proyecto se encuentren remotos a las zonas seleccionadas, así como el acceso a las zonas por medio de vías en condiciones adecuadas.

2.2 Metodología de selección de la zona

La matriz de priorización de alternativas es una herramienta implementada para la elección de una opción entre múltiples disponibles, donde se valora la ponderación cuantitativa de las alternativas con base en criterios establecidos. Suelen ser aplicadas para la elección de mejora de un proceso, la mejor solución a un problema o el desarrollo de un producto. Para obtener mejores resultados en la matriz, se debe establecer un sistema de calificación de acuerdo a cada criterio [54]. En el desarrollo del proyecto, se realizó una tabla de criterios como método para identificar las características que debe tener las zonas a estudiar y escoger la más adecuada; en la tabla 12 se expone el sistema de calificación utilizado para evaluar la matriz de priorización.

Con la información del sistema de calificación, se procedió a realizar la matriz de priorización con las zonas identificadas por su potencial en cada uno de los criterios. Las zonas fueron preseleccionadas por su capacidad de albergar dos o más fuentes de energía, ser ZNI, contar con algún problema de servicios públicos como falta de acueducto, poseer una ubicación adecuada ubicación y generar un beneficio potencial en la población.

Cada uno de los criterios establecidos poseen un peso ponderado que permite determinar su relevancia frente a los otros; para ello, se estableció que los criterios más importantes corresponden a los potenciales de fuentes energéticas donde el

70% de la calificación total corresponde a estos, mientras que el 30% restante se estableció para los criterios socioeconómicos. En la tabla 13 se presenta la matriz de priorización con las zonas identificadas y su respectiva calificación.

Tabla 12. Sistema de puntuación de matriz de priorización.

Criterio	Rango de calificación		
	1 - 2	3	4 - 5
Recurso eólico	Velocidad del viento inferior a 3 m/s	Velocidad del viento entre 3 y 5 m/s	Velocidad del viento entre 5 y 8 m/s
Recurso hidrocínético	Caudal del río de la zona menor a 500 m ³ /s	Caudal del río de la zona entre 500 y 1000 m ³ /s	Caudal del río de la zona mayor a 1000 m ³ /s
Recurso de biomasa	Menor a 100.000 ton/año de biomasa residual de palma de aceite y/o caña panelera.	Entre 100.000 a 300.000 ton/año de biomasa residual de palma de aceite y/o caña panelera.	Superior a 300.000 ton/año de biomasa residual de palma de aceite y/o caña panelera.
Recurso de fuentes adicionales de energía	No presenta ninguna fuente adicional	Presenta algunos estudios no relevantes de fuentes adicionales y un bajo potencial energético	Presenta estudios relevantes y un alto potencial energético para implementar las fuentes adicionales
Problemas en los servicios públicos	Se generan problemas con los servicios públicos con baja frecuencia	Se generan problemas con los servicios públicos ocasionalmente	Se generan problemas con los servicios públicos repetitivamente
Población beneficiada	El proyecto beneficia a la población rural del municipio	El proyecto beneficia a la población urbana del municipio	El proyecto beneficia a la población local del municipio
Ubicación	Los recursos se encuentran lejanos de la zona y las vías de acceso son deplorables	Los recursos se encuentran distantes de la zona y las vías de acceso son adecuadas	Los recursos se encuentran cercanos de la zona y las vías de acceso son adecuadas

Fuente: Autor.

Tabla 13. Matriz de priorización de selección de zona.

Criterio	Peso	Zonas a considerar							
		Túquerres (Nariño)	Tumaco (Nariño)	Puracé (Cauca)	Puerto Tejada (Cauca)	Bajo Baudó (Chocó)	Quibdó (Chocó)	Buenaventura (Valle)	Buga (Valle)
Recurso eólico	17,5%	3	3	3	2	3	2	3	2
Recurso hidrocínético	17,5%	3	3	2	5	3	4	3	5
Recurso de biomasa	17,5%	4	5	4	4	3	3	3	5
Recurso de fuentes adicionales de energía	17,5%	4	4	4	1	4	3	4	1
Problemas de servicios públicos	10%	3	4	3	3	3	4	4	3
Población beneficiada	10%	2	4	3	3	3	4	4	3
Ubicación	10%	4	5	3	4	3	5	5	5
TOTAL	100%	3,4	3,9	3,2	3,1	3,2	3,4	3,8	3,4

Fuente: Autor.

Los resultados de la tabla 13 evidencian que la zona apropiada para implementar el proyecto de poligeneración en la región pacífica es el municipio de Tumaco en el departamento de Nariño, especialmente por sus características de fuentes de energía en biomasa, ubicación y los beneficios que puede generar a la población.

La principal fuente de energía de la zona es la biomasa debido a la facilidad del proceso de combustión de los residuos, ya que en este municipio se ubican los principales cultivos de palma de aceite del país y está próximo a varios cultivos de caña panelera. No obstante, cuenta con algunos criterios que deben ser fortalecidos para un adecuado desempeño del sistema de poligeneración, especialmente el desarrollo del potencial energético eólico e hidrocínético.

En la segunda posición se ubicó el municipio de Buenaventura del Valle del Cauca como se evidencia en la tabla 13, gracias a sus cercanos cultivos de caña panelera y de azúcar, su alto potencial energético mareomotriz y solar y el beneficio que obtendría la población al ser esta zona una de las más golpeadas por la pobreza, el abandono del estado y la irregularidad de calidad en servicios básicos en el país.

La razón por la que Tumaco fue seleccionada como mejor opción sobre Buenaventura, se debe a los recursos eólicos y de biomasa, puesto que la velocidad promedio anual registrada es de 3,83 m/s en Tumaco y 2,9 m/s en Buenaventura; así mismo, la producción de palma de aceite en Tumaco es de 17.155 ton/año mientras que en Buenaventura la producción de caña panelera es de 1.936 ton/año. Estos datos evidencian la presencia de mayor cantidad de recursos en el municipio de Tumaco y por lo tanto mayor potencial energético para el desarrollo del proyecto.

Cabe recordar que el potencial energético mareomotriz fue descartado debido a sus altos costos de instalación y operación, lo que influyó en el resultado de Tumaco sobre Buenaventura; sin embargo, si se realizara la inversión para su implementación, se podría ubicar un proyecto alternativo, gracias al alto potencial que representa esta fuente de energía y su importancia, ya que sería la primera planta de poligeneración de su tipo instalado en el país.

Es preciso destacar que ninguno de los sectores considerados obtuvo una calificación superior a 4 debido a las condiciones analizadas para cada una de las zonas, por lo que se sugiere identificar otros municipios que cuenten con mejores condiciones u otras fuentes de energía que logren mejorar la calificación en la matriz.

2.3 Metodología de diseño

Con la zona seleccionada para la implementación del sistema de poligeneración, se seleccionó una metodología de diseño para establecer los requerimientos de la zona y así establecer un diseño adecuado del sistema de poligeneración, en donde se

optó por la metodología IDOV de Six Sigma, ya que es de las más utilizadas para la implementación de productos o servicios nuevos en el mercado.

La metodología IDOV fue desarrollada por Six Sigma para el desarrollo de productos o servicios, especialmente en la manufactura. Tiene 4 fases según su acrónimo:

- Identificar las especificaciones del cliente.
- Diseñar y convertir las especificaciones del cliente en requerimientos operacionales y soluciones.
- Optimizar mediante herramientas de estadística y modelos para perfeccionar el diseño del producto o servicio.
- Validar que el diseño se ha ajustado a los requerimientos del cliente.

Para su adecuada ejecución, se implementan herramientas como QFD (Despliegue de la Función de la Calidad), FMEA (Análisis de Modo y Efecto de Falla), DOE (Diseño de Experimentos), simulaciones, diseño robusto, etc. [55].

Una vez escogida la metodología de diseño se realizaron las dos primeras etapas para el desarrollo del proyecto. Inicialmente se identificaron los requerimientos de la población de Tumaco, en donde se utilizó la matriz de QFD para obtener soluciones operativas en el diseño del sistema de poligeneración que satisfagan a Tumaco. En la tabla 14 se observa la matriz de QFD.

La matriz de QFD evidenció las prioridades de Tumaco con respecto a energía eléctrica de calidad, agua potable para acueducto, y la ubicación cercana a los recursos del municipio. Con estos requerimientos, el sistema de poligeneración estableció las soluciones operativas que garantizaran el adecuado desarrollo del proyecto y se comparó con las dos principales empresas que prestan el servicio de electricidad y acueducto.

Para la etapa del diseño se procedió a calcular los potenciales energéticos de cada fuente de energía con base en datos de biomasa, velocidad del viento, velocidad de río y el sistema de desalinización mediante el consumo de agua de Tumaco.

Tabla 14. Matriz de QFD.

<table><tr><td>Existe relación</td><td>+</td></tr><tr><td>No existe relación</td><td>-</td></tr></table>		Existe relación	+	No existe relación	-	<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td></tr></table>																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
		Existe relación	+																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
No existe relación	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			

Fuente: Autor.

3 DIMENSIONAMIENTO DEL POTENCIAL ENERGÉTICO

En este capítulo, se presentan los cálculos correspondientes para determinar el potencial energético disponible para cada tipo de fuente no convencional presentes en los alrededores y en el municipio de Tumaco. Para esto, se utilizaron las ecuaciones presentes en el capítulo 1.

3.1 Energía por biomasa

En el cálculo del potencial energético de biomasa se utilizaron las ecuaciones 1 y 2 en conjunto con los datos de PCI, factor de residuo y factor de residuo seco de las tablas 3 y 4 para palma de aceite y caña de panela; así mismo, los datos de área de cultivo fueron proporcionados por el Ministerio de Agricultura para su uso en estas ecuaciones [27]. Los resultados obtenidos de los diferentes residuos fueron comparados entre sí para seleccionar la mejor opción de combustible del ciclo Rankine mediante la tabla 15.

$$M_{rs} = A * R_c * M_{rg} * Y_{rs}$$

$$PE = M_{rs} * E$$

Tabla 15. Resultados de potencial energético por biomasa.

Variable	Residuos de palma			Residuos de caña de panela	
	Cuesco	Fibra	Raquis	Bagazo	Hoja seca
Área de cultivo (A)	17.000			250	
Rendimiento del cultivo (R _c)	1			7,44	
Factor de residuo generado (M _{rg})	0,22	0,63	1,06	2,53	3,75
Fracción de residuo seco (Y _{rs})	0,83	0,69	0,42	0,87	0,20
Masa de residuo seco (M _{rs})	3.069,25	7.397,35	7.640,48	4.112,87	1.374,08
Energía del residuo (E)	16.685,80	17.878,20	16.823,90	18.643,90	16.765,30
Potencial energético (PE)	51,2E+06	132,3E+06	128,5E+06	76,7E+06	23,0E+06

Fuente: Autor.

Como se evidencia, la opción adecuada por su alto potencial energético es la fibra de palma de aceite con un valor de 132,25 TJ/año y una masa de residuo seca de

7.397 ton/año, gracias a que en el municipio se encuentra una amplia cantidad de área cultivada de palma de aceite y que la fibra es el residuo que almacena una mayor cantidad de energía de palma.

Se identificó que los residuos de caña de panela, a pesar de poseer una alta cantidad de energía de residuo, por su baja área cultivada en el municipio no se obtiene el potencial energético esperado. Sin embargo, municipios cercanos como Ricaurte y Samaniego podrían proveer la cantidad adecuada de residuo de caña para utilizarla como combustible.

El valor de masa de residuo seco fue usado como referencia para comparar el consumo de combustible en ton/h en la selección de la caldera de biomasa del ciclo Rankine de recalentamiento (0,844 ton/h); sin embargo, se consideró que el combustible no será consumido en su totalidad debido a que se espera contar con una reserva de biomasa para evitar periodos de apagado de la caldera por realimentación. Por tal motivo, se decidió por usar de referencia el valor de 0,422 ton/h, que representa el 50% del consumo de combustible.

3.1.1 Metodología de selección de equipos

Para la selección de los diferentes equipos requeridos para el ciclo Rankine, se realizó una matriz de priorización de alternativas basándose en criterios técnicos de estos equipos. Los criterios establecidos son diferentes para cada equipo, por lo cual se realizó una matriz para cada uno de estos.

3.1.2 Ciclo Rankine

Al obtenerse los resultados del potencial energético por biomasa, se procedió a realizar los cálculos de cada variante de ciclo Rankine para determinar la mejor opción para su implementación en el sistema de poligeneración. Para ello, se seleccionó la caldera de biomasa que se ajustara a las condiciones calculadas del potencial energético de biomasa.

3.1.2.1 Selección de caldera

Para la selección de la caldera, se comparó el valor calculado de masa de residuo de fibra de palma (0,422 ton/h) con el consumo de combustible de la caldera. Se buscó entre diferentes marcas de calderas de biomasa que cumplieran determinadas características técnicas como lo son: caldera de tipo pirotubular, combustible de residuos de palma, consumo de combustible fuese igual o menor a 0,422 ton/h, y que contaran con un sistema de recalentador; las marcas destacadas se eligieron Zozen, Akkaya y Yuanda al cumplir con estos requerimientos, como se observa en la tabla 16.

Tabla 16. Matriz de selección de caldera.

Criterio	Peso	Marcas consideradas		
		Akkaya YSB 110	Yuanda SZL tipo D	Zozen DZL
Caldera pirotubular	25,00%	5	5	5
Combustible de residuo de palma	25,00%	4	3	3
Consumo de combustible igual o inferior a 0,422 ton/h	25,00%	4	3	3
Sistema de recalentamiento	25,00%	4	3	4
TOTAL	100%	4,25	3,5	3,75

Fuente: Autor.

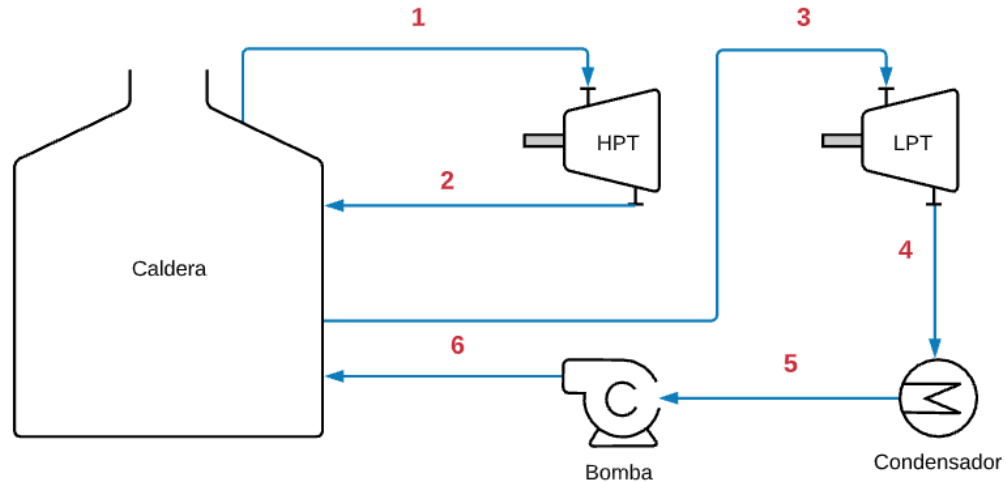
Se escogió Akkaya debido a que el valor de consumo de combustible era el mejor valor aproximado a la demanda y se alimenta tanto de residuos de caña como de palma. El modelo seleccionado fue el YSB100, que cuenta con un consumo de combustible de 417 kg/h, presión de operación de 10 bar g (11,01 bar abs) y temperatura de 457,3 K. Así mismo, se solicitaron las condiciones de operación de la caldera para su implementación con el ciclo [56].

Con la caldera seleccionada se calcularon las variantes de ciclo Rankine, en donde los resultados obtenidos arrojaron que el ciclo Rankine con recalentamiento es la mejor opción debido a que se obtiene mayor potencia instalada, pero con menor eficiencia del ciclo en comparación a los otros procesos.

3.1.2.2 Cálculo del ciclo Rankine

Una vez escogida la caldera de biomasa adecuada, se procedió a realizar el cálculo termodinámico del ciclo Rankine con recalentamiento. En la ilustración 5 se observa el esquema de distribución del ciclo.

Ilustración 4. Ciclo Rankine del sistema.



Fuente: Autor.

En la tabla 17 se presentan los valores de las propiedades termodinámicas en cada uno de los puntos mostrados en la ilustración 5.

Tabla 17. Propiedades de ciclo Rankine.

Punto	Presión kPa	Temperatura K	Entalpía kJ/kg	Entropía kJ/kg*K	Calidad	Volumen específico m3/kg
1	1101,3	457,3	2781,5	6,557	-	0,1773
2	555,6	429,31	2669,9	6,59	-	0,3259
3	555,6	457,3	2817,5	6,93	-	0,3665
4	10	318,92	2259,1	7,13	0,864	12,675
5	10	318,92	191,81	0,692	0	0,00101
6	1101,3	352,12	417,32	1,06	-	0,00103

Fuente: Autor.

Para obtener la cantidad de energía en forma de trabajo y calor de los equipos del ciclo se utilizan las ecuaciones 58 a 62.

$$W_{bomba} = \frac{v_5 * (P_6 - P_5)}{\eta_{bomba}} \quad [J/kg] \quad \text{Ecuación 58}$$

$$W_{bomba} = \frac{0,001010 \text{ m}^3/\text{kg} * (1101,3 \text{ kPa} - 10 \text{ kPa})}{60,2\%} = 1,83 \text{ kJ/kg}$$

$$W_{turbinas} = (h_1 - h_2) + (h_3 - h_4) \text{ [J/kg]} \quad \text{Ecuación 59}$$

$$W_{turbinas} = ((2781,5 \text{ kJ/kg} - 2669,9 \text{ kJ/kg}) + (2817,5 \text{ kJ/kg} - 2259,1 \text{ kJ/kg})) = 670 \text{ kJ/kg}$$

$$W_{neto} = W_{turbinas} - W_{bomba} \text{ [J/kg]} \quad \text{Ecuación 60}$$

$$W_{neto} = W_{turbinas} - W_{bombas} = 670 \text{ kJ/kg} - 1,83 \text{ kJ/kg} = 668,17 \text{ kJ/kg}$$

$$Q_{caldera} = (h_1 - h_6) + (h_3 - h_2) \text{ [J/kg]} \quad \text{Ecuación 61}$$

$$Q_{caldera} = (2781,5 \text{ kJ/kg} - 417,32 \text{ kJ/kg}) + (2817,5 \text{ kJ/kg} - 2669,9 \text{ kJ/kg}) = 2511,8 \text{ kJ/kg}$$

$$Q_{condensador} = (h_4 - h_5) \text{ [J/kg]} \quad \text{Ecuación 62}$$

$$Q_{condensador} = (2259,1 \text{ kJ/kg} - 191,81 \text{ kJ/kg}) = 2067,3 \text{ kJ/kg}$$

$$\dot{W}_{neto} = W_{neto} * \dot{m} = 668,17 \text{ kJ/kg} * 0,764 \text{ kg/s} = 510,5 \text{ kW}$$

La eficiencia del ciclo se calcula mediante la ecuación 63.

$$\eta_{ciclo} = \frac{\dot{W}_{neto}}{\dot{Q}_{caldera}} \quad \text{Ecuación 63}$$

$$\eta_{ciclo} = \frac{668,17 \text{ kJ/kg}}{2511,8 \text{ kJ/kg}} * 100 = 26,6\%$$

La eficiencia del ciclo se encuentra en el rango esperado para las calderas de biomasa por combustión (15% a 38%), según Serrato y Lesmes [26].

Basado los resultados del ciclo Rankine, se realizó la selección de los demás equipos que cumplan con las condiciones de presión y temperatura que se plantearon en el ciclo.

3.1.2.3 Selección de turbina

Para la selección de la turbina se tuvo presente que se cumplieran criterios como multietapa y de condensación, puesto que es importante en la operación del ciclo Rankine de recalentamiento contar con una turbina de alta presión y baja presión. Otro criterio considerado fue la generación de la turbina, ya que se busca de una generación media de energía por su tamaño y costo; así mismo, se tuvieron en

cuenta los datos de salida de la caldera: temperatura de 457.3 K y presión de 10 bar g (11,01 bar abs).

Se consultaron marcas referentes de turbinas a nivel nacional e internacional y lograr comparar los modelos que más se adecuen a los criterios anteriores. En la tabla 18 se observan los modelos con mayor relevancia para la selección de la turbina del ciclo Rankine.

Tabla 18. Matriz de selección de turbina.

Criterio	Peso	Marcas consideradas			
		McRAE Model K	Siemens SST 700/900	TGM TMC de accion	Turbimaq MEGA 10000 CO
Presión de entrada de 11,01 bar	25%	4	3	4	5
Presión de salida igual o superior a 0,10 bar	25%	3	2	2	4
Temperatura de entrada de 457,3 K	25%	2	3	3	4
Potencia inferior a 10 MW	25%	4	2	3	3
TOTAL	100%	3,25	2,5	3	4

Fuente: Autor.

La turbina seleccionada fue el modelo MEGA 10.000 CO de Turbimaq por sus condiciones de operación que se ajustan a los datos de la caldera: presión de entrada de 36 bar abs (34,9 bar g), temperatura de entrada de 400 °C y presión de salida de 0,10 bar abs (0,909 bar g); igualmente, posee una eficiencia del 90% [57].

3.1.2.4 Selección de condensador

Los criterios de selección del condensador fueron la clasificación, seleccionando por preferencia un condensador de superficie al ser de los más comunes para los ciclos de generación de energía, así como los datos de presión de salida de la turbina,

La selección del condensador para el ciclo se basó inicialmente en su clasificación, eligiendo los condensadores de superficie al ser estos más comunes en los ciclos

de generación de energía y brindan una mejor calidad de agua a la caldera. Una vez establecido el tipo de condensador, se seleccionó el condensador de los catálogos de fabricantes fundamentado en las condiciones de salida de la turbina, especialmente la presión de salida o condensación de 0,10 bar abs. Las marcas Graham Engineering, ITT Industries, Oeltechnik y Shinko Industries fueron las seleccionadas para la realización de la matriz de la tabla 19.

Tabla 19. Matriz de selección de condensador de superficie.

Criterio	Peso	Marcas consideradas			
		Graham 46 62 TALTD	ITT Industries S1000	Oeltechnik WKG	Shinko 2D
Condensador de superficie	33,33%	5	5	5	5
P de salida igual o superior a 0,10 bar	33,33%	5	4	5	3
Caudal de condensación igual o menor a 2750 kg/h	33,33%	2	2	4	2
TOTAL	100%	2,78	2,56	3,89	2,33

Fuente: Autor.

Según los resultados de la tabla 19, el condensador adecuado para implementarlo en el ciclo es el Oeltechnik WKG debido a que tiene la cantidad adecuada de caudal de condensación que se requiere, a diferencia de los modelos de los otros fabricantes que son superiores al caudal necesario; igualmente, las presiones de la carcasa y los tubos del equipo se ajustan a la presión de salida de la turbina. Los datos operacionales del condensador fueron proporcionados por el fabricante [58].

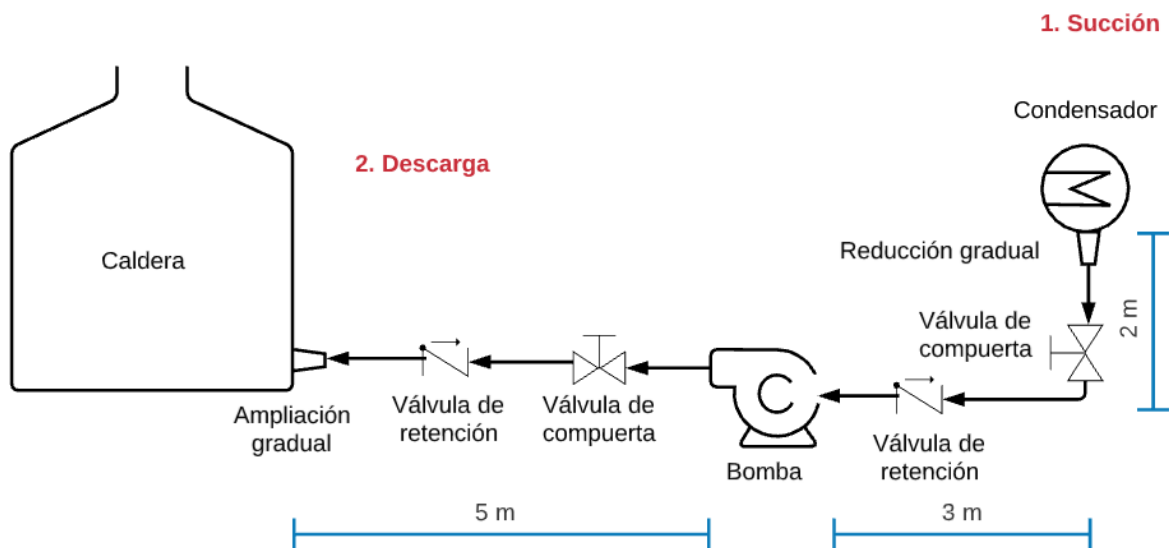
3.1.2.5 Selección de bomba y tubería

En la selección de la bomba de alimentación de caldera se utilizaron las ecuaciones y tablas de la sección 4.2.3 y con base en el esquema preliminar de instalación de la bomba presentado en la ilustración 5.

Para determinar el caudal del ciclo, se consideró el valor de generación de vapor máximo de la caldera correspondiente a 2750 kg/h (0,764 kg/s) y el volumen específico del agua saturada a condiciones de 10 bar de 0,001010 m³/kg, dando un

caudal máximo de 2,77 m³/h. Sin embargo, por recomendación de fabricantes de bombas sugiere que el caudal sea 1,5 veces el requerido y que la presión de bombeo sea el doble de la presión de operación de la caldera para garantizar el ingreso correcto de agua, por lo que se usó la presión de entrada a la caldera como 2.202,6 kPa y el caudal de 4,15 m³/h.

Ilustración 5. Esquema preliminar de sección de bomba.



Fuente: Autor.

Con el caudal calculado y los valores de velocidad del agua recomendados para las tuberías de succión y descarga se procedió a calcular las pérdidas por fricción y pérdidas menores en el circuito hidráulico. Los datos utilizados y resultados se presentan en la tabla 20 en donde se evidencia que la pérdida total entre la succión y la descarga es de 4,34 m.

En la tabla 20 se presentan los diámetros calculados mediante la ecuación 30 para la succión y descarga que son de 0,0383 m y 0,0247 m respectivamente, y se aproximó al diámetro comercial más cercano por arriba, seleccionando un tubo de 2" para la tubería de succión y de 1" para la tubería de descarga. Ambas tuberías son de cedula 40 debido a que es el calibre recomendado para el transporte de agua

[59] y por la presión de trabajo de la tubería (4826 kPa y 8273 kPa) es mayor a la presión del agua en estos tramos (2202,6 kPa y 10 kPa).

Tabla 20. Cálculo de pérdidas en tubería de succión y descarga.

Variable	Succión	Descarga
Caudal	4,15 m ³ /h	
Velocidad recomendada	1 m/s	2,4 m/s
Longitud de tubería	5 m	5 m
Densidad	990,1 kg/m ³	990,1 kg/m ³
Viscosidad	5,88E-04 kg/(m*s)	5,88E-04 kg/(m*s)
Rugosidad equivalente del material	0,045 mm	0,045 mm
Diámetro calculado	0,0383 m	0,0247 m
Diámetro corregido	0,0508 m	0,025 m
	2 in	1 in
Numero de Reynolds	85.359,25	102.647,10
Rugosidad relativa	8,86E-04	1,77E-03
Factor de fricción	0,0221	0,0244
Pérdidas por fricción	0,111 m	1,410 m
Pérdidas por codo	0,020 m	0,117 m
Pérdidas por válvula de compuerta	0,255 m	1,468 m
Pérdidas por válvula de retención	0,127 m	0,734 m
Reducción gradual	0,013 m	-
Ampliación gradual	-	0,088 m
Pérdidas en tubería	0,526 m	3,817 m
Pérdidas totales	4,34 m	

Fuente: Autor.

Con el valor de las pérdidas totales se procedió a calcular la cabeza de bomba (h_A) necesaria para impulsar el agua, usando la ecuación 27. Dentro de las consideraciones se tomó la altura Z_1 de 2 m y la altura Z_2 se despreció debido a que la caldera debe ir a nivel del suelo. El peso específico del agua y se consideró como 9,81 kN/m³.

$$\frac{P_1}{\gamma} + Z_1 + \frac{V_1^2}{2 * g} + h_A - h_{LT} = \frac{P_2}{\gamma} + Z_2 + \frac{V_2^2}{2 * g}$$

$$\frac{10 \text{ kPa}}{9,81 \text{ kN/m}^3} + 2 \text{ m} + \frac{(1 \text{ m/s})^2}{2 * 9,81 \text{ m/s}^2} + h_A - 4,34 \text{ m} = \frac{2.202,6 \text{ kPa}}{9,81 \text{ kN/m}^3} + \frac{(2,4 \text{ m/s})^2}{2 * 9,81 \text{ m/s}^2}$$

$$h_A = \frac{(2.202,6 \text{ kPa} - 10 \text{ kPa})}{9,81 \text{ kN/m}^3} + \frac{(2,4 \text{ m/s})^2 - (1 \text{ m/s})^2}{2 * 9,81 \text{ m/s}^2} + 4,39 \text{ m} - 2 \text{ m} = 226,09 \text{ m}$$

La ecuación 31 fue utilizada para el cálculo del $NPSH_{Disponible}$ mediante las condiciones de succión: Presión de succión de 10 kPa, Presión de vapor a 45,81 °C de 10,25 kPa, altura de succión de 2 m y pérdidas en la succión de 0,526 m.

$$NPSH_{Disponible} = \frac{P_{succión} - P_{vapor}}{\gamma} \pm \Delta z - h_L = \frac{10 \text{ kPa} - 10,25 \text{ kPa}}{9,81 \text{ kN/m}^3} + 2 \text{ m} - 0,526 \text{ m} = 1,45 \text{ m}$$

Con base en los resultados anteriores se consultaron catálogos de fabricantes de bombas con sus respectivas curvas características y se eligieron las que mejor se ajustaron a estos valores, en donde se seleccionaron y se sometieron al proceso de selección por matriz de priorización como se observa en la tabla 21.

Tabla 21. Matriz de selección de bomba

Criterio	Peso	Marcas consideradas		
		DP Pumps DPV 6/18 B	Ebara Pumps EVMSG5 19F6HQ1BEGE/7.5	Grundfos CRNE 3-23 Q-P-T-E-HQQE
Cabeza de bomba de 226,09 m o superior	20%	5	4	3
Caudal entre 2,08 m³/h y 4,15 m³/h	20%	4	4	3
Potencia	20%	4	3	2
$NPSH_{Requerido}$ menor a 1,45 m	20%	3	2	1
Eficiencia	20%	5	4	3
TOTAL	100%	4,2	3,4	2,4

Fuente: Autor.

La tabla 21 muestra que la bomba con mayor puntaje fue el modelo DPV 6/18 B de DP Pumps y que entre sus características tiene la cabeza de bomba más cercana al valor calculado (234,2 m), la eficiencia más alta a comparación de los otros modelos (60,2%) y es la bomba que menos potencia consume (4,42 kW) [60]. Sin embargo, su valor de $NPSH_{Requerido}$ de 1,7 por lo tanto, fue necesario hacer modificaciones en el circuito de succión para aumentar el $NPSH_{Disponible}$. Por lo cual se realizó un proceso de iteración en donde se varió la altura del condensador y se usó el diámetro de la tubería a 1 ¼" que corresponde al diámetro de entrada y salida

de la bomba. En la tabla 22 se observa el aumento gradual de la altura de succión y el cambio de NPSH Disponible.

Tabla 22. Resultados de iteración de NPSH Disponible.

Variable	1ra iteración	2da iteración	3ra iteración
Altura	2 m	2,5 m	3 m
Diámetro de succión	1 ¼"	1 ¼"	1 ¼"
Perdidas de succión	0,575 m	0,591 m	0,655 m
Pérdidas totales	4,39 m	4,41 m	4,42 m
Cabeza de bomba	226,14 m	225,66 m	225,17 m
NPSH Disponible	1,4 m	1,88 m	2,37 m

Fuente: Autor

Para evitar la cavitación en el sistema, se definió que el NPSH Disponible sea mínimo 1,5 veces el NPSH Requerido, lo que se garantiza al elevar el condensador a 3 m. Esta modificación en la línea de succión genera unas pérdidas totales de 4,42 m y una cabeza de bomba de 225,17 m, sin embargo, no hubo necesidad de cambiar la bomba seleccionada.

3.2 ENERGÍA EÓLICA

Se requirió conocer las condiciones climatológicas y meteorológicas de la región para dimensionar el potencial de energía eólica en Tumaco, para lo cual se analizaron los datos de referencia a 10 m a nivel del suelo y estos son: temperatura de 24 °C, presión atmosférica 0,9948 atm, altura al nivel del mar 2 m y velocidad del viento promedio anual 3,83 m/s. Con estas condiciones, se utilizan las ecuaciones de potencial eólico para un adecuado dimensionamiento.

Dadas las condiciones del municipio, se realizó el proceso de selección del aerogenerador y los cálculos de potencial energético eólico disponible en Tumaco.

3.2.1 Selección del aerogenerador

Se compararon los datos de velocidad promedio del municipio de Tumaco con los valores de la tabla 4, en donde este dato se ubica en la clasificación de aerogeneradores tipo IV o S, lo cual hace referencia a modelos menos robustos.

Una vez ubicadas las clases, se consultó en catálogos de fabricantes y se realizó la respectiva matriz de selección, como se observa en la tabla 23.

Tabla 23. Matriz de selección de aerogenerador.

Criterio	Peso	Marcas consideradas			
		Enercon E53	Nohana 3000 SGW 30 kW	Suzlon S120	Tozzi Nord Victory 26 - 60
Coefficiente de potencia	33,33%	3	4	3	5
Velocidad de arranque de 3,83 m/s o inferior	33,33%	3	4	3	4
Potencia nominal inferior a 100 kW	33,33%	4	3	2	5
TOTAL	100%	3,3	3,7	2,7	4,7

Fuente: Autor

Los resultados de la tabla 23 muestran como mejor opción el aerogenerador de Tozzi Nord modelo Victory 26–60, que es de clase IV con una velocidad de arranque de 2,5 m/s, tiene una potencia nominal de 60 kW y un coeficiente de potencia de 0,4. Adicionalmente, tiene un área de barrido de 530,99 m² y una altura de torre de 30 m [61].

3.2.2 Corrección de la presión

Se empleó la ecuación 9 para corregir el valor de la presión de acuerdo a la altura al nivel del mar de Tumaco.

$$P = P_0 * e^{-1,185 \times 10^{-4} * (H)} = 1 \text{ atm} * e^{-1,185 \times 10^{-4} * (2 \text{ m})} = 0,9945 \text{ atm}$$

Al ser un resultado significativamente similar a los datos de presión de Tumaco, se despreció y se usó el dato de presión de la zona de 0,9948 atm para la corrección de densidad.

3.2.3 Corrección de la densidad

Se utilizó la ecuación 10 para recalcular la densidad del aire a la temperatura y presión de la zona de Tumaco.

$$\rho = \frac{(P) * (P.M.) * 10^{-3}}{R * T} = \frac{(0.9948 \text{ atm}) * \left(28.97 \frac{\text{g}}{\text{mol}}\right) * 10^{-3}}{8.2056 \times 10^{-5} \frac{\text{m}^3 * \text{atm}}{\text{K} * \text{mol}} * (297.15 \text{ K})} = 1,1816 \text{ kg/m}^3$$

3.2.4 Potencia específica del viento

Con los nuevos datos de presión y densidad corregidos, se usó la ecuación 4 para obtener la potencia específica del viento.

$$\frac{P_w}{A} = \frac{1}{2} * \rho * v^3 = \frac{1}{2} * \left(1,1816 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}\right) * (3,83 \text{ m/s})^3 = 35,20 \text{ W/m}^2$$

3.2.5 Impacto de la altura de la torre

La toma de datos de velocidad del viento se realizó a una altitud de referencia de 10 m; sin embargo, el aerogenerador TN Victory 26-60 se encuentra a una altura de 30 m, lo cual obliga a realizar una corrección en la velocidad del viento por la influencia de la torre mediante la ecuación 11.

Se utilizó un factor de fricción α de terreno lizo y duro con aguas tranquilas de 0,1; así mismo, se utilizaron los valores de velocidad de referencia v_0 y H_0 como 3,83 m/s y 10 m respectivamente, debido a que estos son los datos anuales promedio obtenidos de la página de Predicción de la NASA de los Recursos Energéticos Mundiales [62].

$$v = v_0 * \left(\frac{H}{H_0}\right)^\alpha = 3,83 \text{ m/s} * \left(\frac{30 \text{ m}}{10 \text{ m}}\right)^{0.1} = 4,27 \text{ m/s}$$

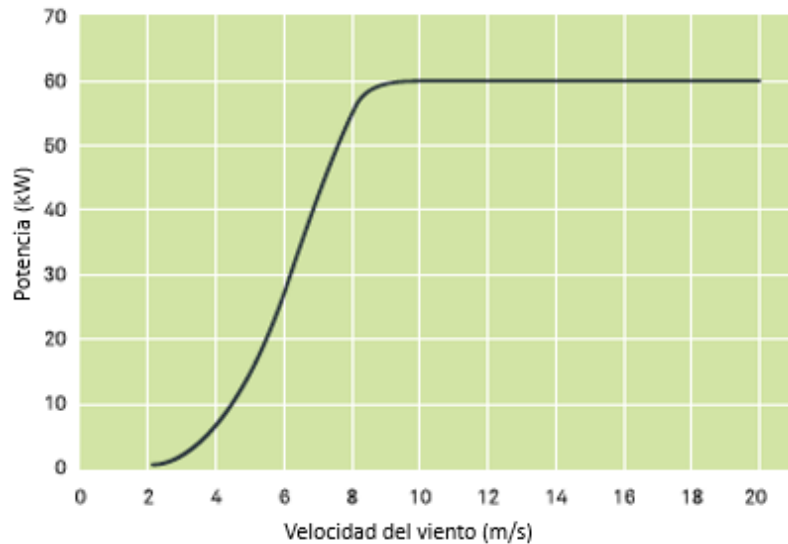
Dado que el aerogenerador es de eje horizontal, se utilizó la ecuación 5 para determinar su área de barrido. Adicional, se recalculó la potencia eólica disponible con la corrección de velocidad por el impacto de la torre mediante la ecuación 3.

$$A = \frac{\pi * D^2}{4} = \frac{\pi * (26 \text{ m})^2}{4} = 530,93 \text{ m}^2$$

$$P_w = \frac{1}{2} * \rho * v^3 * A * C_p = \frac{1}{2} * \left(1,1816 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}\right) * \left(4,27 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^3 * (530,93 \text{ m}^2) * 0,4 = 9,76 \text{ kW}$$

Al comparar el resultado de potencia disponible con la curva de potencia de la ilustración 6, se comprobó la efectividad de la turbina para su adición al sistema de poligeneración.

Ilustración 6. Curva de potencia de aerogenerador.



Fuente: Tozzi Nord [61].

La cantidad de aerogeneradores a instalar se calculó considerando un área base de 1 km² y los rangos recomendados de distancias que debe existir entre cada uno es entre 3 a 5 veces el diámetro del aerogenerador a lo ancho y 5 a 9 veces a lo largo según Masters [33]. Se consideró que la distancia entre aerogeneradores es de 5 veces el diámetro a lo ancho y de 9 veces el diámetro a lo largo.

$$\# \text{ Aerogeneradores ancho} = \frac{1000 \text{ m}}{\frac{5 * D}{\text{aerogenerador}}} = \frac{1000 \text{ m}}{\frac{5 * 26 \text{ m}}{\text{aerogenerador}}}$$

$$\# \text{ Aerogeneradores ancho} = 7,69 \text{ aerogeneradores} \approx 8 \text{ aerogeneradores}$$

$$\# \text{ Aerogeneradores largo} = \frac{1000 \text{ m}}{\frac{9 * D}{\text{aerogenerador}}} = \frac{1000 \text{ m}}{\frac{9 * 26 \text{ m}}{\text{aerogenerador}}}$$

Aerogeneradores largo = 4,27 aerogeneradores $\approx$ 4 aerogeneradores

Total Aerogeneradores = 8 * 4 = 32 aerogeneradores

La potencia disponible obtenida anteriormente se multiplica por la cantidad de aerogeneradores calculados para el terreno base, donde se consigue una potencia eólica total de 312,32 kW.

3.3 ENERGÍA HIDRO CINÉTICA

Para determinar del potencial energético hidrocínético en Tumaco, se escogió el río Mira como fuente hídrica debido a que es suficientemente profundo y ancho para implementar una turbina. El río desemboca en Cabo Manglares, un ancho promedio de 143,4 m, una profundidad media de 4,259 m y velocidad promedio de 1,18 m/s [63] y provee agua al acueducto al municipio, por lo que es la fuente más importante para la región [64].

La selección de la turbina hidrocínética inició con la extracción de los datos de velocidad promedio anual del río por parte del IDEAM; una vez identificada esta información, se determinó que las turbinas de eje horizontal son la mejor opción debido a su alta eficiencia y a que son las más recomendadas en este caso [34].

Se realizó la matriz de selección para comparar entre diferentes fabricantes la turbina adecuada a las condiciones del río; entre las marcas seleccionadas se encuentran Clean Current, Guinard Energies, Smart Hydro Power y Vedant Power, y los resultados de la selección de la turbina hidrocínética se encuentran en la tabla 24.

La turbina adecuada para ser implementada es la Monofloat de Smart Hydro Power debido a que su velocidad de arranque es de 1 m/s y requiere de mínimo 2 m de profundidad del río que le permiten adaptarse a las condiciones de velocidad y profundidad en Tumaco, así como su fácil sistema de instalación y mínima perturbación en el ecosistema [65].

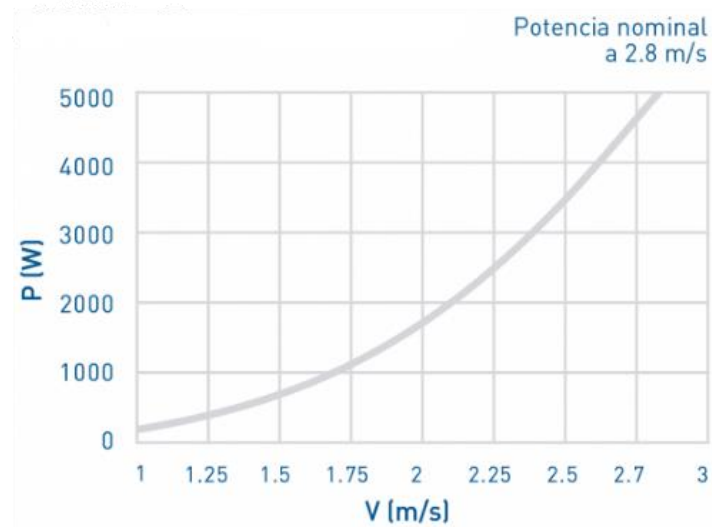
Tabla 24. Matriz de selección de turbina hidrocinética.

Criterio	Peso	Marcas consideradas			
		Clean Current CC018A	Guinard Energies P66	Smart Hydro Power Monofloat	Verdant Power Gen5
Potencia nominal superior a 3 kW	33,33%	4	4	5	3
Velocidad de arranque de 1,18 m/s o inferior	33,33%	2	3	4	2
Apto para profundidad de 4,26 m o superior	33,33%	3	4	4	3
TOTAL	100%	3,0	3,7	4,3	2,7

Fuente: Autor.

En la ilustración 7 se presenta la curva característica de la turbina seleccionada donde se ubicó la velocidad promedio del agua y se determinó que la potencia de la turbina es de 365 W, por lo que se propuso conectar varias turbinas en paralelo al sistema para obtener una mayor potencia.

Ilustración 7. Curva de potencia del generador.



Fuente: Smart Hydro Power [65].

Teniendo en cuenta la potencia estimada se procedió a calcular el potencial hidrocinético de la turbina seleccionada con las condiciones del río. Inicialmente, se determinó el coeficiente de potencia de la turbina mediante las ecuaciones 17, 18 y 19 y los valores de la tabla 7.

$$\lambda = \frac{\omega_m * R}{v} = \frac{9,42 \frac{\text{rad}}{\text{s}} * 1 \text{ m}}{1,18 \text{ m/s}} = 7,98$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + (0,08 * \beta)} - \frac{0,035}{1 + \beta^3} = \frac{1}{7,98 + (0,08 * 0)} - \frac{0,035}{1 + 0^3} = 0,09$$

$$C_p = C_1 * \left(\left(C_2 * \frac{1}{\lambda_i} \right) - (C_3 * \beta) - C_4 \right) * e^{\left(\frac{-C_5}{\lambda_i} \right)} + (C_6 * \lambda)$$

$$C_p = 0,5176 * ((116 * 0,09) - (0,4 * 0) - 5) * e^{(-21 * 0,09)} + (0,0068 * 7,98) = 0,48$$

Con el valor del C_p de la turbina, se calculó el área de barrido mediante la ecuación 15 y posteriormente la potencia generada mediante la ecuación 13.

$$A = \frac{\pi * D^2}{4} = \frac{\pi * (1 \text{ m})^2}{4} = 0,785 \text{ m}^2$$

$$P_w = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3 * C_p = \frac{1}{2} * 997 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} * 0,785 \text{ m}^2 * \left(1,18 \frac{\text{m}}{\text{s}} \right)^3 * 0,48 = 308,61 \text{ W}$$

Se observa que la potencia obtenida corresponde a la entregada por la curva de potencia dada por el fabricante. Como se mencionó anteriormente, se sugirió conectar varias turbinas entre sí para aumentar la generación de energía, por lo que se optó por conectar 15 turbinas en paralelo a lo ancho del río, lo que aumenta así el potencial hasta 4,63 kW, debido a que las dimensiones del río permite conectar una cantidad considerable de turbinas, no interrumpir la navegabilidad del mismo y no afectar su ecosistema.

3.4 DESALINIZACIÓN

Los cálculos del sistema de desalinización se realizaron mediante las ecuaciones de la sección 4.2.5 y las condiciones de consumo de agua en el municipio. Según la Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres (UNGRD), en Tumaco se consume alrededor de 329,36 l/s, aproximadamente 1.186 m³/h de agua potable

[66]. Sin embargo, debido al alcance del proyecto y para reducir su costo de inversión, se consideró cubrir el 30% de la demanda de agua de Tumaco que corresponde a 355,7 m³/h. Se calcularon los caudales de alimentación Q_f y rechazo Q_r del sistema, teniendo en cuenta que el porcentaje de conversión es del 45%, según Voutchkov [48].

$$Q_f = \frac{Q_p}{\eta} = \frac{355,7 \text{ m}^3/\text{h}}{0,45} = 790,4 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q_r = Q_f - Q_p = 790,4 \text{ m}^3/\text{h} - 355,7 \text{ m}^3/\text{h} = 434,7 \text{ m}^3/\text{h}$$

Con los caudales obtenidos, se consultaron catálogos de fabricantes de membranas de OI y posteriormente se compararon en la matriz de selección de la tabla 25.

Tabla 25. Matriz de selección de membranas de OI.

Criterio	Peso	Marcas consideradas			
		CSM RE8040 FN	Hydronautics SWC6 MAX	Lenntech LEN-SW-4040	DOW FILMETC SW30XLE-440i
Rechazo de sal mínimo 99,4%	25%	4	5	3	4
Rechazo de Boro mínimo 85%	25%	3	4	3	5
Presión de operación	25%	3	4	3	5
Caudal de permeado	25%	3	4	3	5
TOTAL	100%	3,3	4,3	3,0	4,8

Fuente: Autor

Los resultados de la tabla 25 muestran como membrana adecuada la Dow Filmtec DuPont Group modelo SW30XLE-440i, debido a su alto porcentaje de rechazo de sales del 99,7%, de Boro del 88%, una presión de operación de 83 bar y un caudal de permeado de 37,5 m³/día, así como una baja frecuencia de limpieza [67].

Una vez seleccionada la membrana para el sistema, se calcularon los valores de concentración de TDS en los caudales. En la tabla 26 se presentan los valores de concentración del agua en Tumaco según el estudio de Invemar [68] y Betancor et al [69].

Tabla 26. Composición del agua de Tumaco

Nutriente	Concentración de agua de alimentación C_f (mg/l)
Amonio (NH_4)	0,07
Bicarbonato (HCO_3)	145
Boro (B)	4,5
Calcio (Ca)	450
Carbonato (CO_3)	43,47
Cloro (Cl)	19.440
Flúor (F)	2,5
Fosfato (PO_4)	0,045
Magnesio (Mg)	1.320
Nitrato (NO_2)	0,055
Nitrito (NO_3)	0,06
Potasio (K)	390
Sodio (Na)	10.506
Sulfato (SO_4)	2.720
TOTAL	35.021,8

Fuente: Autor.

Con los valores de las concentraciones en el caudal de alimentación C_f , se calcularon las concentraciones en el caudal de producto C_p y el caudal de residuo C_r mediante las ecuaciones 34 y 35 respectivamente.

$$C_{pi} = \frac{(C_{fi} * Q_{fi}) - (C_{ri} * Q_{ri})}{Q_p}$$

$$C_{ri} = \frac{R * C_{fi}}{1 - \eta}$$

En las ecuaciones anteriores el subíndice i hace alusión a las sustancias de TDS del agua de Tumaco, que se pueden observar en la tabla A-1 del anexo 1. Al reemplazar estos en las ecuaciones 34 y 35, las concentraciones de agua de producto C_p y residuo C_r son 63.548,65 mg/l y 155,65 mg/l respectivamente.

Para calcular la presión osmótica, se inició por obtener las molalidades de los TDS en cada concentración basado en los electrones de valencia y el peso molar de las sustancias con la ecuación 37. Los datos considerados fueron la sumatoria de las molalidades y la sumatoria de la multiplicación entre las molalidades y la valencia al cuadrado, como se ve en la tabla A-2. Estos resultados de molalidades según el caudal se ven en la tabla 27.

$$m_i = \frac{C_i}{(1000 * M_i) * \frac{10^6 - STD}{10^6}}$$

Tabla 27. Molalidad de TDS en las concentraciones de los caudales.

Variable	mf (mol/kg)	mr (mol/kg)	mp (mol/kg)
Σm_i	1,153	2,156	1,153
$\Sigma(m_i * Z_i^2)$	1,451	2,713	0,00622

Fuente: Autor

Una vez obtenidos los datos de sumatorias de molalidades de los TDS, se calcularon la fuerza iónica I, la molalidad de sal I' y los coeficientes empíricos.

- Fuerza iónica I y molalidad de sal I'**

Usando las ecuaciones 39 y 40 se calcularon los datos de fuerza iónica y molalidad de sal para cada una de las corrientes del sistema como se ve en la tabla 28.

$$I = \frac{1}{2} * \Sigma m_i * Z_i^2$$

$$I' = \frac{1}{2} * \Sigma m_i$$

Tabla 28. Resultados fuerza iónica y molalidad.

Corriente	I	I'
Alimentación	0,725	0,577
Residuo	1,356	1,078
Producto	0,0031	0,0025

Fuente: Autor

- Coeficientes empíricos**

Utilizando las ecuaciones 41 a 46 se calcularon los coeficientes empíricos y la densidad del agua, teniendo en cuenta que la temperatura del agua en Tumaco es de 28 °C (301,15 K), como se ve en la tabla 29.

Tabla 29. Coeficientes empíricos y densidad.

Coeficientes empíricos	Alimentación f	Producto p	Residuo r
Densidad ρ	0,995 g/ml		
S	1,523	1,523	1,521
A	2,277	2,747	1,088
B	0,359		
C	7,08E-03		
D	75,85		

Fuente: Autor.

Se obtuvo el valor de los coeficientes osmóticos a partir de los coeficientes empíricos y posteriormente la presión osmótica de los caudales del sistema, utilizando las ecuaciones 36 y 38. En la tabla 30 se evidencian los resultados.

$$\pi = 0,08308 * \phi * (T + 273,15) * \sum m_i$$

$$\phi = 1 - \left(\frac{S}{3,375 * I} * \left(A - (2 * \ln(A)) - \frac{1}{A} \right) \right) + (B * I') + (C * (I')^2)$$

Tabla 30. Coeficiente osmótico y presión osmótica

Corriente	Φ	π (bar)
Alimentación	1,09	31,45
Residuo	1,27	68,78
Producto	0,971	0,121

Fuente: Autor

Una vez obtenidas las presiones osmóticas del sistema, se calculó la cantidad de membranas necesarias para cubrir la demanda de agua potable que se quiere producir con la ecuación 47 y 48.

$$J = \frac{Q_n}{A} = \frac{37,4 \text{ m}^3/\text{dia}}{41 \text{ m}^2} = 0,9123 \frac{\text{m}^3}{\text{m}^2 * \text{dia}}$$

$$Ne = \frac{Q_p}{J * A} = \frac{355,7 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} * 24 \frac{\text{h}}{\text{dia}}}{0,9123 \frac{\text{m}^3}{\text{m}^2 * \text{dia}} * 41 \text{ m}^2} = 228,23 \text{ membranas}$$

Para el cálculo de tubos de presión se aproximó el valor al mayor número entero par, por lo que las membranas necesarias fueron 230.

La ecuación 49 se usó para calcular la cantidad de tubos de presión. El número de membranas por tubo de presión se tomó como 7 debido a la información proporcionada por Voutchkov [48].

$$Nv = \frac{230 \text{ membranas}}{7} = 32,85 \text{ tubos} \approx 33 \text{ tubos}$$

Debido a que estos resultados no tienen en cuenta los cambios de temperatura o presión que se pueden presentar en la alimentación, se realizó la normalización del sistema para obtener resultados más aproximados a la realidad.

- **Corrección de temperatura:**

De la información obtenida por DuPont [70], se obtuvo un valor de factor de corrección para una temperatura T_T a 28 °C de 0,915.

- **Corrección de presión:**

Se calculó inicialmente la presión de membrana requerida mediante la ecuación 51, basándose en que el flujo máximo permitido J_d es de 20 l/(m²*h) y la permeabilidad específica de la membrana (SMP) es de 0,7972 l/(m²*h*bar) [71].

$$P_m = \frac{J_d}{SMP} + \Delta\pi_{f-r} = \frac{20 \frac{l}{m^2 * h}}{0,7972 \frac{l}{m^2 * h * bar}} + (68,78 \text{ bar} - 31,45 \text{ bar})$$

$$P_m = 62,42 \text{ bar}$$

Con la presión de membrana calculada, se obtuvo el factor de corrección de presión mediante la ecuación 50 y los datos de prueba dados por Dupont, los cuales son: presión de membrana P_m de 55 bar y diferencia de presiones $\Delta\pi$ de 22,2 bar.

$$f_p = \frac{(P_m - \Delta\pi)_{operación}}{(P_m - \Delta\pi)_{prueba}} = \frac{62,42 \text{ bar} - (68,78 \text{ bar} - 31,45 \text{ bar})}{55 \text{ bar} - 22,2 \text{ bar}} = 0,765$$

- **Tiempo de operación:**

El coeficiente por tiempo f_t de operación se obtuvo de la información proporcionada por DuPont, donde describe que para agua de mar se tiene un factor de rango entre 0,7-0,65 por lo que se tomó el mayor valor.

Con los valores de los factores referenciados, se calculó el caudal de diseño de la membrana, basándose en que su caudal nominal es de 37,4 m³/día, usando la información de la ficha técnica de la membrana y la ecuación 52.

$$Q_d = Q_n * f_T * f_p * f_t = 37,4 \text{ m}^3/\text{d} * 0,915 * 0,765 * 0,7 = 18,32 \text{ m}^3/\text{día}$$

El valor del caudal de diseño de la membrana permitió calcular el valor del caudal específico mediante la ecuación 53, para obtener el número de membranas y tubos de presión corregidos.

$$J_d = \frac{Q_d}{A} = \frac{18,32 \text{ m}^3/\text{día}}{41 \text{ m}^2} = 0,447 \frac{\text{m}^3}{\text{m}^2 * \text{día}}$$

$$Ne = \frac{355,7 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} * 24 \frac{\text{h}}{\text{día}}}{0,447 \frac{\text{m}^3}{\text{m}^2 * \text{día}} * 41 \text{ m}^2} = 465,8 \text{ membranas} \approx 466 \text{ membranas}$$

Al igual que en el cálculo de membranas sin normalizar, se aproximó al mayor número entero par, obteniendo 466 membranas para obtener el número de tubos de presión.

$$Nv = \frac{466 \text{ membranas}}{7} = 66,5 \text{ tubos} \approx 67 \text{ tubos}$$

Con estos resultados se pudo dimensionar que el sistema de desalinización por OI requiere de un total de 466 membranas con 67 tubos de presión para sustentar la purificación de 355,7 m³/h que requiere el municipio de Tumaco.

La selección de los tubos de presión se realizó mediante la matriz de selección de la tabla 31, en donde se compararon varios fabricantes según las condiciones de operación de este equipo.

Tabla 31. Matriz de selección de tubos de presión.

Criterio	Peso	Marcas consideradas			
		BEL-8-S-PV-R11	Codeline 80H100	Phoenix 8E1000N.7	Protec PRO-8-1000-SP
Presión de operación superior a 68 bar	33,33%	5	4	5	4
Longitud superior a 7,3 m	33,33%	3	3	5	4
Temperatura de trabajo de 28 °C	33,33%	4	3	4	3
TOTAL	100%	3,0	2,5	3,5	2,8

Fuente: Autor.

El tubo seleccionado fue el Phoenix modelo 8E1000N.7, por su capacidad de soportar altas presiones (1000 psi) y longitud adecuada para retener 7 membranas del modelo seleccionado [72].

Debido a las pérdidas en el sistema de transporte de agua, se utilizaron las ecuaciones 54 y 55 para realizar el cálculo de la presión óptima de rendimiento.

$$\Delta P = P_m - \Delta_{\pi f-r} = 62,42 \text{ bar} - (68,78 \text{ bar} - 31,45 \text{ bar}) = 25,09 \text{ bar}$$

$$PRB = P_m + ((0,1 * \Delta P) + 0,2) = 62,42 \text{ bar} + ((0,1 * 25,09 \text{ bar}) + 0,2) = 65,13 \text{ bar}$$

Se recomienda que la presión de bombeo sea de 65,13 bar (664,16 m.c.a), lo cual es adecuado debido a que se sugiere que debe de 20 a 30 bares superior a la presión de alimentación.

Teniendo en cuenta los datos de presión osmótica y el caudal de rechazo y alimentación, se calculó el consumo del sistema de OI para la purificación del agua mediante la ecuación 56.

$$PW_{rechazo} = Q_r * \Phi_r = 0,121 \text{ m}^3/\text{s} * 6878 \text{ kPa} = 832,28 \text{ kW}$$

$$PW_{alimentación} = Q_f * \Phi_f = 0,22 \text{ m}^3/\text{s} * 3145 \text{ kPa} = 691,9 \text{ kW}$$

$$PW_{desalinización} = PW_{rechazo} - PW_{alimentación} = 832,28 \text{ kW} - 691,9 \text{ kW} = 140,38 \text{ kW}$$

La diferencia entre ambos valores fue la potencia específica del sistema calculada para el consumo del sistema con la ecuación 57.

$$\text{Consumo} = \frac{PW}{Q_p} = \frac{140,3 \text{ kW}}{355,7 \text{ m}^3/\text{h}} = 0,394 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3}$$

El valor de consumo determinó la cantidad de energía que requiere el sistema por cada m^3 que el sistema de OI purifique, siendo este dato de consumo adecuado dada la cantidad de potencia requerida por el sistema y de agua de producto que el sistema planea depurar.

3.5 Análisis del sistema de poligeneración de Tumaco

La ilustración 8 muestra el diagrama de distribución del sistema de poligeneración con las fuentes de energía y equipos seleccionados y el sistema de desalinización, con lo que se busca suministrar la potencia generada y el agua purificada a las ZNI de Tumaco y ayudar en la calidad del servicio eléctrico del municipio.

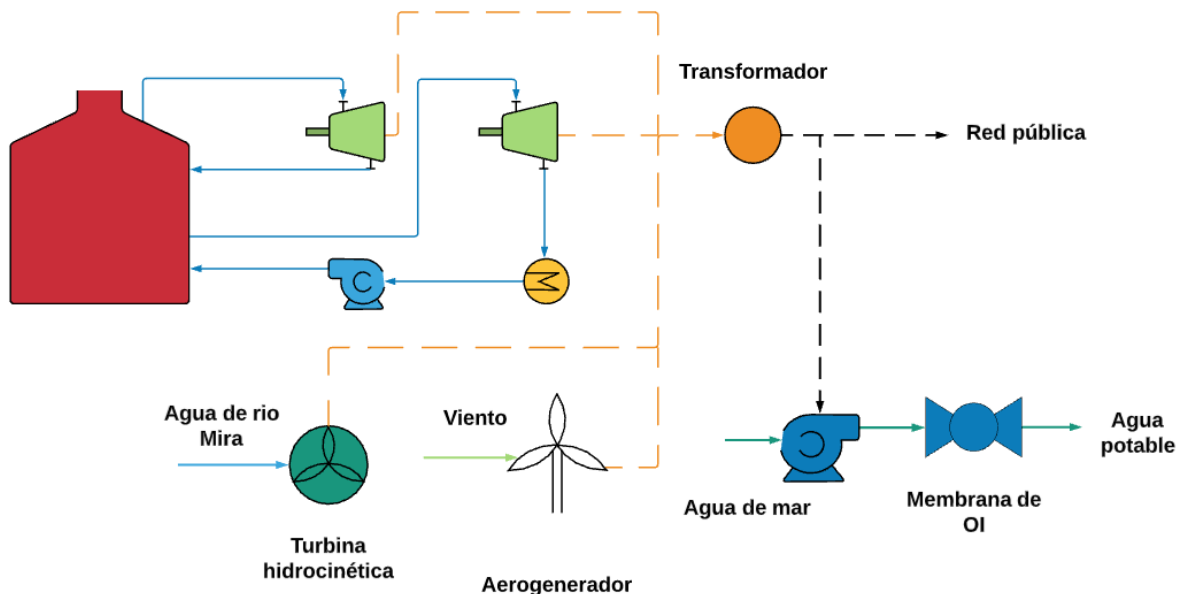
En resumen, los equipos seleccionados del sistema de poligeneración son:

- Caldera de vapor de biomasa Akkaya YSB 110, con capacidad de producción de 2750 kg/h.
- Turbina de vapor multietapa Turbimaq MEGA 10.000 CO, apta para producir hasta 15.000 kW, y que generaría 473.72 kW de trabajo para el ciclo Rankine.

- Condensador de superficie Oeltechnik WKG con capacidad hasta 100 kPa.
- Bomba centrífuga multietapa DP Pumps DPV 6/18 B con eficiencia del 59,3% y que consumiría 1,42 kW de trabajo.
- Aerogenerador Tozzi Nord TN Victory 26-60 que generaría 9,76 kW.
- Turbinas hidrocinéticas Smart Hydro Power Monofloat capaces de producir 0,925 kW.
- Membranas de OI Dow Filmtec SW30XLE-400i para la purificación del sistema de desalinización.
- Tubos de presión Phoenix modelo 8E1000N.7 para soportar las membranas de desalinización.

Para conocer la potencia total que puede generar el sistema de poligeneración, se sumaron los resultados de los diferentes dimensionamientos de las fuentes de energía utilizados en este capítulo y se restó el valor de potencia consumida por el sistema de desalinización.

Ilustración 8. Diagrama del sistema de poligeneración de Tumaco



Fuente: Autor.

$$P_{total\ del\ sistema} = P_{Biomasa} + P_{Eólica} + P_{Hidrocinética} - P_{Desalinización}$$

$$P_{total\ del\ sistema} = 510,5\ kW + 312,32\ kW + 4,63\ kW - 140,3\ kW = 687,15\ kW$$

El sistema permitiría generar 687,15 kW netos de electricidad para la red eléctrica del municipio de Tumaco, lo cual representa el 1,6% de potencia instalada en el departamento (43 MW) [73].

En comparación con el Parque de Poligeneración Nazareth en La Guajira que producirá 650 kW de potencia instalada, el sistema de poligeneración de Tumaco produciría un 1,05% más de energía. Por otro lado, paralelo al proyecto de la Hacienda La Cabaña en el municipio de Cumaral en el Meta que produce 2,5 MW de potencia a base de residuos de palma de aceite, la planta de poligeneración generaría un 27,5% de la potencia de la hacienda en total y un 20,42% en base a su energía por biomasa, según datos de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) [74]

Para calcular la energía producida por el sistema al mes, se utilizó la ecuación 64 conociendo la potencia total del sistema y el factor de capacidad C_f ; este factor se determinó su valor del 90% para demanda base debido a que la potencia instalada de la planta está en un rango inferior en comparación con la potencia del departamento y de la central hidroeléctrica de Tumaco [33].

$$E = P_{total\ del\ sistema} * 720\ h/mes * C_f \quad \text{Ecuación 64}$$

$$E = 687,15\ kW * 720\ h/mes * 90\% = 445.273,2\ kWh/mes \approx 445,27\ MWh/mes$$

El consumo de energía promedio en Tumaco es de 1.966,2 MWh/mes y por vivienda de 89,73 kWh/mes, por lo que, en comparación con la potencia del sistema, cubriría el 22,6% de la demanda mensual del municipio. Actualmente, existen una serie de plantas de diésel que suministran 1.471,6 MWh/mes a las zonas rurales del municipio, y este diseño podría reemplazar el 30,25% de la generación de energía por medio de estas plantas, reduciendo así la emisión de GEI [75].

El sistema de desalinización tiene la capacidad de purificar 355,7 m³/h de agua, lo que representa un 30% del consumo del municipio (1.186 m³/h), beneficiando tanto

a la cabecera municipal como a la zona rural de Tumaco; para ello, es necesario suministrar 790,4 m³/h del océano y retornar 434,7 m³/h a este para equilibrar el ecosistema. Así mismo, son necesarias 466 membranas de desalinización y 67 tubos de presión para la correcta purificación y consumo de agua.

4 MODELO VIRTUAL DEL SISTEMA DE POLIGENERACIÓN

Una vez realizado los cálculos del potencial energético y el sistema de desalinización, se realizó un modelo virtual de cada fuente de energía de la planta y del sistema de OI, mediante la versión de prueba del software Engineering Equation Solver (EES), el cual permitió analizar los resultados del sistema y posteriormente compararlos con los datos teóricos obtenidos en el capítulo 6.

El software EES fue desarrollado por la facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad de Wisconsin-Madison para la solución de numerosas ecuaciones diferenciales, integrales y algebraicas, optimización, generación de gráficos, realizar regresiones lineales y otras funciones matemáticas; además, el software sobresale por su gran base de datos de propiedades termodinámicas para diferentes sustancias, permitiendo resolver diversos ciclos bajo cualquier condición termodinámica [76].

Inicialmente, se pretendió realizar una simulación del sistema de poligeneración usando el software TRNSYS; sin embargo, no fue posible debido a que no se obtuvo la licencia y se debió optar por otro programa.

4.1 Creación del modelo matemático

Para el desarrollo del modelo virtual, se tomaron como condiciones iniciales los datos obtenidos para el desarrollo de los cálculos de potencial energético de cada fuente del sistema de poligeneración y el sistema de desalinización a lo largo de los capítulos 4 y 6. A continuación se establecen las condiciones iniciales del modelo virtual para cada fuente de energía y el sistema de poligeneración:

- 1. Energía por biomasa:** Para la obtención del potencial energético por biomasa es necesario obtener la cantidad de masa (M_{rs}) y energía del residuo usado como combustible (E), así como el área (A) y rendimiento del cultivo (R_c), el factor de residuo generado (M_{rg}) y la fracción de residuo seco (Y_{rs});

por lo tanto, los datos de las tablas 1 y 2 se tomaron como condiciones iniciales para el cálculo en EES del potencial energético de biomasa.

2. **Ciclo Rankine:** Los parámetros operativos de los equipos seleccionados en el capítulo 6 se consideraron para el desarrollo del modelo virtual del ciclo Rankine. Dichos parámetros son: temperatura, presión y capacidad térmica de la caldera de 533,15 K, 10 bar g y 1744 kW, presión de salida y eficiencia de la turbina de 0,1 bar y 90%, y eficiencia de la bomba de 55%.
3. **Energía eólica:** La caracterización del potencial eólico se basó en las circunstancias meteorológicas al nivel del mar de Tumaco: presión de 0,995 atm, altura al nivel del mar de 2 m, temperatura de 24 °C, velocidad promedio del viento de 3,83 m/s, altura de referencia de 10 m, factor de fricción de 0,1; así mismo, se consideraron los datos operacionales del aerogenerador: altura de la torre de 30 m, coeficiente de potencia de 0,4.
4. **Energía hidrocinética:** Para el potencial hidrocinético se tuvieron en cuenta las características del río Mira y la turbina seleccionada: velocidad del agua de 1,18 m/s y radio de la turbina de 1 m. Los índices para el coeficiente de potencia de la turbina se agregaron de la tabla 7.
5. **Desalinización por OI:** Los valores del caudal de producto Q_p , las concentraciones de agua de alimentación C_f de la tabla 26 y los datos operacionales de la membrana seleccionada como el área (A), el flujo máximo permitido (J_d) y la permeabilidad específica (SMP) se consideraron como variables iniciales del modelo virtual.

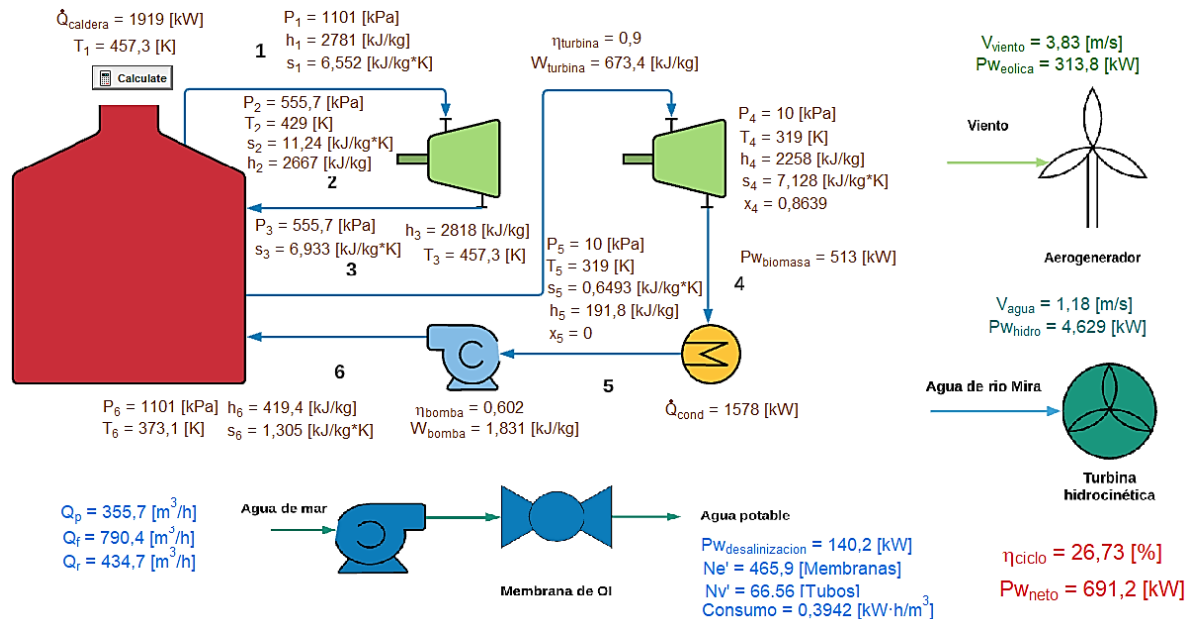
En el anexo 2 se encuentra el algoritmo realizado en EES del sistema de poligeneración de la generación de energía y del sistema de desalinización por OI.

4.2 Validación del modelo matemático

Una vez establecidas las condiciones iniciales dentro del software, se desarrolló el algoritmo del modelo virtual utilizando las ecuaciones de cada fuente de energía y del sistema de desalinización descritas en el capítulo 4.

La ilustración 9 muestra la representación gráfica del modelo virtual en conjunto con variables del ciclo Rankine, la energía eólica, energía hidrocinética y el sistema de desalinización para identificar el cambio de la eficiencia del ciclo, la potencia disponible de cada fuente de energía, la potencia requerida para desalinización, la cantidad de membranas y tubos de presión y la potencia neta del ciclo. Las variables del modelo virtual son la temperatura y presión de la caldera, la velocidad del viento y el agua de la energía eólica e hidrocinética respectivamente, y el caudal de producto del sistema de desalinización.

Ilustración 9. Modelo virtual del sistema de poligeneración.



Fuente: Autor.

Las variables del modelo virtual fueron escogidas por ser fundamentales para cada fuente de energía y del sistema de desalinización, permitiendo así observar la variación de resultados en el sistema de poligeneración.

Una vez realizado el modelo virtual, se obtuvieron los resultados mostrados en la segunda columna de la tabla 32. En esta también se puede observar el resultado de los cálculos manuales dados en el capítulo 6 y el porcentaje de error porcentual entre estos dos resultados.

El bajo porcentaje de error demuestran la exactitud entre los resultados teóricos y del modelo virtual, lo que garantiza un correcto desarrollo del algoritmo y los cálculos teóricos, puesto que el error porcentual no supera el 0,60%.

Tabla 32. Error porcentual de los resultados de la simulación.

Variable	Resultado modelo virtual	Resultado teórico	Error %
η ciclo	26,73 %	26,6 %	0,49
PW biomasa	513 kW	510,5 kW	0,49
PW eólica	313,8 kW	312,32 kW	0,47
PW hidro	4,629 kW	4,63 kW	0,02
PW desalinización	140,2 kW	140,38 kW	0,13
PW neto	691,2 kW	687,07 kW	0,6
E sistema	447,9 kWh/mes	445,27 kWh/mes	0,59
Consumo	0,3942 kWh/m ³	0,394 kWh/m ³	0,05
Ne'	465,9 membranas	465,8 membranas	0,02
Nv'	66,56 tubos	66,5 tubos	0,09
PRB	65,12 bar	65,13 bar	0,02
π_f	31,42 bar	31,45 bar	0,10
π_p	0,1207 bar	0,121 bar	0,25
π_r	68,74 bar	68,78 bar	0,06
Qf	790,4 m ³ /h	790,4 m ³ /h	0
Qr	434,7 m ³ /h	434,7 m ³ /h	0

Fuente: Autor.

5 ESTIMACIÓN DE COSTOS DEL PROYECTO

En este capítulo se presentan los costos de los equipos seleccionados en el proceso de diseño de la planta de poligeneración en el municipio de Tumaco. Estos se pueden observar en la tabla 33.

Tabla 33. Costos totales de sistema de poligeneración.

Item	Cant.	Costo unitario		Costo total	
		US\$	COL\$	US\$	COL\$
Caldera Akkaya YSB110	1	\$ 26.341	\$ 96.000.83	\$ 26.341	\$ 96.000.834
Turbina Turbimaq Mega 10000 CO	1	\$ 110.000	\$ 396.825.000	\$ 110.000	\$ 396.825.000
Condensador Oeltechnik WKG	1	\$ 130.000	\$ 468.975.000	\$ 130.000	\$ 468.975.000
Bomba DP DPV 6/18 B	1	\$ 2.750	\$ 10.169.500	\$ 2.750	\$ 10.169.500
Turbina Smart Hydro Power Monofloat	15	\$ 21.550	\$ 77.321.616	\$ 323.250	\$ 1.159.824.233
Aerogenerador Tozzi Nord Victory 26-60	32	\$ 73.064	\$ 263.631.771	\$ 2.338.048	\$ 8.436.216.672
Membranas Dow Filmetec SW30XLE-400i	466	\$ 720	\$ 2.583.367	\$ 335.520	\$ 1.203.849.115
Tubo de presión Phoenix 8S600N-3615	67	\$ 870	\$ 3.093.285	\$ 58.290	\$ 207.250.095
Tubería de acero al carbono 1 1/4"x5,8 m	12 m	\$ 50,44	\$ 190.881	\$ 104,37	\$ 394.926,2
Imprevistos (10%)				\$ 332.430	\$ 1.197.950.538
TOTAL				\$ 3.656.734	\$ 13.177.455.913

Fuente: Autor

El costo de los equipos del sistema de poligeneración de Tumaco es de alrededor de \$ 13.777 millones de pesos aproximadamente. Los costos de operación, mantenimiento, obras civiles y mano de obra se sugieren sean realizados en un proyecto futuro, ya que este análisis está fuera del alcance del presente proyecto.

6 CONCLUSIONES

- De los municipios ubicados en la costa pacífica colombiana, Tumaco fue seleccionado como el municipio ideal para la instalación de un sistema de poligeneración por su alto potencial de biomasa de palma de aceite que puede ser utilizada como combustible en una planta térmica, por tener una velocidad anual del viento de 3,83 m/s y estar al lado de un río caudaloso que permite la producción de energía por medio de turbinas hidrocínéticas.
- Buenaventura obtuvo la segunda posición para el diseño del sistema de poligeneración por su cercana ubicación con los cultivos de caña de azúcar del departamento del Valle del Cauca, así como su alta potencia de energía mareomotriz al ser una zona portuaria con grandes bahías.
- La implementación del sistema de poligeneración para Tumaco brindaría soporte a la red eléctrica del municipio, con la generación de 510,5 kW de potencia instalada y 445,27 MWh/mes, lo que representa el 22,6% del consumo energético total a la red eléctrica del municipio y el 30,25% de la generación que hoy en día se realiza mediante plantas Diesel.
- El sistema de poligeneración de Tumaco produciría un 1,05% de potencia instalada adicional en comparación con el Parque de Poligeneración Nazareth en La Guajira (650 kW).
- La desalinización de agua mediante OI proveería una mejora en el servicio de acueducto de Tumaco con el suministro de 355,7 m³/h, representando el 30% del consumo municipal; y que, en términos energéticos, consume 140,4 kW del sistema de poligeneración, lo que representa el 28,9% de la potencia del sistema.
- Con el desarrollo del modelo virtual en el software EES se obtuvo una alta exactitud entre los resultados teóricos y virtuales, exhibiendo el correcto desarrollo del modelo matemático.

7 RECOMENDACIONES

- Debe realizarse un análisis de costos de construcción, instalación, operación y mantenimiento del sistema de poligeneración para determinar la viabilidad económica del proyecto.
- Realizar un análisis energético y económico que permita evaluar la posibilidad de agregar la energía mareomotriz a la planta de poligeneración diseñada para Tumaco.
- El municipio de Buenaventura fue la segunda opción con mejor puntuación en la matriz de selección de la zona para la implementación del proyecto, siendo así un lugar adecuado para desarrollar un sistema de poligeneración similar con otras fuentes de energía. Por lo tanto, se recomienda realizar un estudio pertinente para la zona.

8 REFERENCIAS

- [1] E. Álvares, “El consumo de combustibles fósiles lleva 40 años subiendo sin parar”, 2017. [En línea]. Disponible en: <https://computerhoy.com/noticias/life/consumo-combustibles-fosiles-lleva-40-anos-subiendo-parar-72425>. [Consultado: 16-feb-2020].
- [2] ONU, “Las ciudades y la contaminación contribuyen al cambio climático”, 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/es/climatechange/cities-pollution.shtml>. [Consultado: 16-feb-2020].
- [3] Asociación Colombiana de Generadores de Energia Electrica, “La energia que impulsa a Colombia”, 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.acolgen.org.co/>. [Consultado: 17-feb-2020].
- [4] H. García, A. Correodor, L. Calderón, y M. Gómez, “Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia”, *Fedesarrollo*, p. 90, 2013.
- [5] C. Ortiz Motta, J. Sabogal Aguilar, y E. Hurtado Aguirre, “UNA REVISIÓN A LA REGLAMENTACIÓN E INCENTIVOS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN COLOMBIA”, *Rev. Fac. Ciencias Económicas Investig. y Reflexión*, vol. 20, núm. 2, pp. 55–67, 2012.
- [6] L. M. Serra, M. A. Lozano, J. Ramos-Saravia, y A. Ensinas, “Poligeneración: Hacia una utilización sostenible de los recursos naturales”, en *Congreso Internacional sobre Desarrollo, Medio Ambiente y Recursos Naturales*, 2007, núm. July.
- [7] J. Uche, “Poligeneración. Producción simultánea de agua y energía.”, en *IV Simposium sobre sostenibilidad*, 2006, p. 13.
- [8] J. M. Higuera, “Parque poligeneración da luz a La Guajira”, 2011. [En línea].

Disponible en: <https://www.eltiempo.com/archivo/documento/DR-11827>.
[Consultado: 11-mar-2020].

- [9] Colprensa, “De Pacífico, solo el nombre, una región olvidada y llena de dolor”, 14-oct-2017. [En línea]. Disponible en: <https://www.elcolombiano.com/colombia/de-pacifico-solo-el-nombre-una-region-olvidada-y-llena-de-dolor-EI7497314>. [Consultado: 18-feb-2020].
- [10] J. Vivas, “Los poblados que aún no tienen energía eléctrica en Colombia”, 10-feb-2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.eltiempo.com/colombia/otras-ciudades/los-poblados-que-aun-no-tienen-energia-electrica-en-colombia-324980>. [Consultado: 18-feb-2020].
- [11] S. Clavijo, “Dinámica de la demanda de energía en 2018 y perspectivas 2019”, 25-ene-2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.larepublica.co/analisis/sergio-clavijo-500041/dinamica-de-la-demanda-de-energia-en-2018-y-perspectivas-2019-2819927>. [Consultado: 08-mar-2020].
- [12] A. Arango Londoño y S. Cortés, “Energías renovables en Colombia : una aproximación desde la economía”, *Rev. Ciencias Estrategicas*, vol. 25, núm. 38, pp. 375–390, 2017.
- [13] L. M. Serra, M. A. Lozano, J. Ramos-Saravia, A. Ensinas, y S. Nebra, “Polygeneration and efficient use of natural resources”, *Energy*, vol. 34, núm. 5, pp. 575–586, 2009.
- [14] Ministerio de Energía, “¿Qué es cogeneración? - Cogeneración Eficiente”, 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.cogeneracioneficiente.cl/que-es-cogeneracion/>. [Consultado: 22-abr-2020].
- [15] Absorsistem, “Principio de la trigeneración”. [En línea]. Disponible en: <https://www.absorsistem.com/tecnologia/cogeneracion/principio-de-la->

trigeneracion. [Consultado: 16-mar-2020].

- [16] Fenoge, “Fuentes No Convencionales de Energía”. [En línea]. Disponible en: <https://fenoge.com/fuentes-no-convencionales-de-energia/>. [Consultado: 10-mar-2020].
- [17] L. Santeliz, “Que es un ciclo termodinámico”, 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.studocu.com/es/document/universidade-de-vigo/fundamentos-de-mecanica-y-termodinamica/apuntes/que-es-un-ciclo-termodinamico/2095873/view>. [Consultado: 08-abr-2020].
- [18] A. Hinestrrosa Magán, “Instalacion De Planta De Poligeneracion De Energia En Un Hotel De Salou”, Universitat Rovira, 2004.
- [19] D. Ziher y A. Poredos, “Economics of a trigeneration system in a hospital”, *Appl. Therm. Eng.*, vol. 26, núm. 7, pp. 680–687, 2006.
- [20] C. A. Febol Acuña, “DISEÑO DE UNA PLANTA DE POLIGENERACIÓN SOLAR CON COLECTORES LINEALES FRESNEL PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD , FRÍO Y CALOR PARA PROCESOS INDUSTRIALES Y AGUA ELECTRICIDAD , FRÍO Y CALOR PARA”, Pontificia Universidad Catolica de Chile, 2016.
- [21] F. Calise, G. De Notaristefani, M. Dentice d’ Accadia, y M. Vicidomini, “Simulation of polygeneration systems”, *Energy*, vol. 163, pp. 290–337, 2018.
- [22] E. Cerdá, “Energía obtenida a partir de biomasa”, *Cuad. Económicos ICE*, núm. 83, pp. 117–140, 2012.
- [23] P. E. Patiño Martínez, “Biomasa Residual Vegetal: Tecnologías de transformación y estado actual.”, *Innovaciencia*, vol. 2, núm. 1, pp. 45–52, 2014.

- [24] F. S. Sebastián Nogués, D. García Galindo, y A. Rezeau, *Energía de la biomasa*, 1a ed. Zaragoza, España: Universidad de Zaragoza, 2010.
- [25] H. Escalante Hernández, J. Orduz Prada, H. J. Zapata Lesmes, M. C. Cardona Ruiz, y M. Duarte Ortega, *Atlas del Potencial Energético de Biomasa Residual en Colombia*, 1a ed. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía, 2010.
- [26] C. C. Serrato Monroy y V. Lesmes Cepeda, “METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE ENERGÍA EXTRAÍDA A PARTIR DE LA BIOMASA EN EL DEPARTAMENTO DE CUNDINAMARCA”, UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS, 2016.
- [27] Ministerio de Agricultura, “Principales Cultivos por Área Sembrada en Nariño en 2017”, 2017.
- [28] Twenergy, “Energía Eólica: Qué es, Definición y Concepto”, 27-nov-2019. [En línea]. Disponible en: <https://twenergy.com/energia/energia-eolica/>. [Consultado: 29-mar-2020].
- [29] Factor Energia, “Energía eólica: cómo funciona y sus ventajas”, 23-jul-2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.factorenergia.com/es/blog/eficiencia-energetica/energia-eolica/>. [Consultado: 29-mar-2020].
- [30] Structuralia, “Aerogeneradores de eje vertical y horizontal: tipos, ventajas e inconvenientes”, 2018. [En línea]. Disponible en: <https://blog.structuralia.com/aerogeneradores-de-eje-vertical-y-horizontal-tipos-ventajas-e-inconvenientes>.
- [31] C. M. Ochoa, J. D. H. Betancur, y Ó. M. G. Múnera, “La valoración de proyectos de energía eólica en Colombia bajo el enfoque de opciones realeOchoa, C. M., Betancur, J. D. H., & Múnera, Ó. M. G. (2012). La valoración de proyectos de energía eólica en Colombia bajo el enfoque de

opciones reales. Cuadernos d", *Cuad. Adm.*, vol. 25, núm. 44, pp. 193–231, 2012.

[32] ICONTEC, *NTC 5363*, núm. 571. Bogotá, 2009.

[33] G. M. Masters, *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. 2004.

[34] C. Sanchez, "Turbinas hidrocínéticas una alternativa para generación eléctrica", *Desarro. TECNOLÓGICO E INNOVACIÓN Empres.*, vol. 2, núm. January, 2016.

[35] J. P. Mesa Beleño, "SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE TURBINAS HIDROKINÉTICAS Y GENERADORES DE IMANES PERMANENTES EN UNA MICRORRED: MODELACIÓN, IMPACTO ELÉCTRICO Y ANÁLISIS ECONÓMICO APLICADO AL CASO COLOMBIANO", UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA, 2020.

[36] P. Koko, K. Kusakana, y H. Vermaak, "Micro-hydrokinetic river system modelling and analysis as compared to wind system for remote rural electrification", *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 126, núm. 126, pp. 38–44, 2015.

[37] S. Hernández Mote y A. Leyva Serrato, "Análisis y Aprovechamiento de la Energía Mareomotriz para la Generación Eléctrica en México", Universidad Nacional Autónoma de México, 2005.

[38] J. R. Quintero Gonzáles y L. E. Quintero Gonzáles, "Energía mareomotriz : potencial energético y medio ambiente", *Gest. y Ambient.*, vol. 18, núm. 2, pp. 121–134, 2015.

[39] L. A. Gomez Montaña y W. Y. Burgos Ramirez, "Actualización del inventario de posibilidades de generación de energía mareomotriz en Colombia", Univerisdad de Ls Salle, 2008.

- [40] M. Dickson y M. Fanelli, *Geothermal Energy: Utilization and Technology*. Routledge & CRC Press, 2005.
- [41] Twenergy, “¿Qué es la energía geotérmica?”, 2019. [En línea]. Disponible en: <https://twenergy.com/energia/energia-geotermica/que-es-la-energia-geotermica-que-aplicaciones-tiene-108/>. [Consultado: 01-mar-2021].
- [42] N. C. Marzolf, “Emprendimiento de la energía geotérmica en Colombia”, 2014.
- [43] G. Rodríguez Ospina, C. Alfaro Valero, y C. E. Gonzáles Idárraga, “Geotermia en Colombia”, Bogotá, 2019.
- [44] Y. Cengel y M. Boles, “Termodinámica”, *Termodinamica*, vol. 8, p. 1001, 2009.
- [45] J. M. Cimbala y Y. a. Cengel, *Mecánica de Fluidos: Fundamentos y Aplicaciones*, Primera., vol. Primera Ed. Ciudad de México: McGraw - Hill, 2001.
- [46] E. Ludwing, *Applied Process Design for Chemical and Petrochemical Plants*, 3ra edició. Houston: Gulf Professional, 1999.
- [47] Conagua, “Manual para la elaboración y revisión de proyectos ejecutivos de sistemas de riego parcelario”, 2002.
- [48] N. Vouthchkov, *Desalination Engineering Planning and Design*, 1a ed. McGraw - Hill, 2017.
- [49] F. Ruiz Ruiz, “Desalación de agua de mar en planta termosolar de cilindroparabólico de 50 MW”, Universidad de Sevilla, 2014.
- [50] G. Perez Zuñiga y J. Sotomayor, “Análisis de Redundancia para Diagnóstico de Fallas de una Planta An ´ alisis de Redundancia para Diagn ´ ostico de

Fallas de una Planta Desalinizadora de Agua de Mar”, en *XVI CLCA: Latin American Conference of Automatic Control*, 2014, núm. October.

- [51] J. M. Cardemil, F. Cortés, A. Díaz, y R. Escobar, “Thermodynamic evaluation of solar-geothermal hybrid power plants in northern Chile”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 123, pp. 348–361, 2016.
- [52] Y. Zhang *et al.*, “Optimization and multi-time scale modeling of pilot solar driven polygeneration system based on organic Rankine cycle”, *Appl. Energy*, vol. 222, pp. 396–409, 2018.
- [53] F. Calise, M. D. D’Accadia, E. Quiriti, M. Vicidomini, y A. Piacentino, *Trigeneration and Polygeneration Configurations for Desalination and Other Beneficial Processes*. Elsevier Inc., 2018.
- [54] J. M. Izar, “La Matriz de Priorizacion”, en *Calidad y mejora continua*, 1a ed., LID, 2012, pp. 175–183.
- [55] R. Pérez Maza, “Diseño para Seis Sigma (DFSS) en el diseño del Copete Digital GE”. Centro de Investigación en Matemáticas, Guanajuato, pp. 4–5, 2004.
- [56] Akkaya, “AKKAYA BOILERS”, Selçuklu, 2019.
- [57] Turbimaq, “Turbinas de condensación”, Sao Pablo, 2019.
- [58] Oeltechnik, “WKG Surface Condenser System”, Waghäusel.
- [59] Impulsa Plomeria, “¿Qué significan cédula y RD en las tuberías?”, 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.impulsaplomeria.com/conceptos/que-es-rd-y-cedula-en-las-tuberias/>. [Consultado: 11-jun-2021].
- [60] DP Pumps, “Multi-stage centrifugal pumps DPV”.
- [61] Tozzi Nord, “Small Wind Turbines”, Mezzano, 2016.

- [62] NASA, “NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources”. [En línea].
Disponible en: <https://power.larc.nasa.gov>.
- [63] IDEAM, “Reporte Consolidado Aforo Liquidado”, Tumaco, 2019.
- [64] “Río Mira: ubicación, mapa, y todo lo que necesita saber”, 2020. [En línea].
Disponible en: <https://riosdelplaneta.com/rio-mira/>.
- [65] Smart Hydro Power, “Turbina smart monofloat”, p. 500.
- [66] Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres, “Plan De Manejo Ambiental”, Tumáco, 2014.
- [67] Dow Filmtec Dupont Group, “Dow Filmtec SW30XLE-440i”, 2020.
- [68] INVEMAR, “Informe RedCAM 2017”, Santa Marta, 2017.
- [69] J. M. B. Portela, J. G. S. Díazgranados, L. M. Mejía-Ladino, y J. R. C. Kintz, “Quality of superficial waters in Bahía Málaga Colombian Pacific”, *Acta Biológica Colomb.*, vol. 16, núm. 2, pp. 175–192, 2011.
- [70] Dow Filmtec Dupont Group, “Addendum Temperature Correction Factor”, núm. 45, pp. 1–2, 2020.
- [71] Dow Filmtec Dupont Group, “System Design Membrane System Design Guidelines for 8" FilmTec™ Elements”, 2020.
- [72] Phoenix Vessel Technology, “8" End Port Pressure Vessel”.
- [73] Asociación Colombiana de Generadores de Energia Electrica, “Mapa de generación eléctrica en Colombia”, 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.acolgen.org.co/mapa-generacion/>. [Consultado: 30-mar-2021].
- [74] Unidad de Planeación Minero Energética, “REGISTRO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA”, 2021. [En línea]. Disponible

en: <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Registro.aspx>.

- [75] M. A. Chaparro Alarcón, “Plan de suministro energético en San Andrés De Tumaco”, Universidad de los Andes, 2017.
- [76] F.-C. Software, “EES”. [En línea]. Disponible en:
<http://fchartsoftware.com/ees/index.php/>. [Consultado: 06-jun-2021].

ANEXOS

Anexo 1: Tablas de concentraciones y molalidades en el agua de Tumaco.

Tabla A 1. Concentraciones de caudales según su composición.

Nutriente	Cf (mg/l)	Cr (mg/l)	Cp (mg/l)
Amonio (NH ₄)	0,0565	0,103	0,00025
Bicarbonato (HCO ₃)	145	263,109	0,644
Boro (B)	4,5	8,165	0,020
Calcio (Ca)	450	816,545	2
Carbonato (CO ₃)	43,47	78,878	0,193
Cloro (Cl)	19440	35274,764	86,4
Flúor (F)	2,5	4,536	0,011
Fosfato (PO ₄)	0,0183	0,033	0,00008
Magnesio (Mg)	1320	2395,200	5,867
Nitrato (NO ₂)	0,0067	0,012	0,00003
Nitrito (NO ₃)	0,245	0,445	0,00109
Potasio (K)	390	707,673	1,733
Sodio (Na)	10506	19063,615	46,693
Sulfato (SO ₄)	2720	4935,564	12,089
TOTAL	35021,8	63548,648	155,65

Fuente: Autor

Tabla A 2. Modalidades de los caudales de agua según su composición.

Nutriente	Valencia Z	M (g/mol)	mf (mol/kg)	mr (mol/kg)	mp (mol/kg)
Amonio (NH ₄)	+1	18,039	4,02E-06	6,07E-06	1,39E-08
Bicarbonato (HCO ₃)	-1	60,989	2,46E-03	4,61E-03	1,06E-05
Boro (B)	+3	10,81	4,31E-04	8,07E-04	1,85E-06
Calcio (Ca)	+2	40,078	1,16E-02	2,18E-02	4,99E-05
Carbonato (CO ₃)	+2	59,981	7,51E-04	1,40E-03	3,22E-06
Cloro (Cl)	-1	35,45	5,68E-01	1,06E+00	2,44E-03
Flúor (F)	-1	18,998	1,36E-04	2,55E-04	5,85E-07
Fosfato (PO ₄)	-3	94,934	4,91E-07	3,74E-07	8,57E-10
Magnesio (Mg)	+2	24,305	5,63E-02	1,05E-01	2,41E-04
Nitrato (NO ₂)	+1	45,987	1,24E-07	2,82E-07	6,48E-10
Nitrito (NO ₃)	-1	61,977	1,00E-06	7,66E-06	1,76E-08
Potasio (K)	+1	39,098	1,03E-02	1,93E-02	4,43E-05
Sodio (Na)	+1	22,99	4,74E-01	8,85E-01	2,03E-03
Sulfato (SO ₄)	-2	96,02	2,94E-02	5,49E-02	1,26E-04
Σm_i			1,153	2,156	1,153
$\Sigma(m_i \cdot Z_i^2)$			1,451	2,713	0,00622

Fuente: Autor

Anexo 2: Algoritmo del modelo virtual del sistema de poligeneración

"Biomasa"

"Energia del residuo"

E_cuesco=16685,8

E_fibra=17878,2

E_raquis=16823,9

E_bagazo=18643,9

E_hoja=16765,3

"Área del cultivo"

A_palma=17000

A_caña=250

"Rendimiento del cultivo"

Rc_palma=1

Rc_caña=7,44

"Factor de residuo"

Mrg_cuesco=0,217

Mrg_fibra=0,6270

Mrg_raquis=1,06

Mrg_bagazo=2,53

Mrg_hoja=3,75

"Factor de residuo seco"

Yrs_cuesco=0,832

Yrs_fibra=0,694

Yrs_raquis=0,424

Yrs_bagazo=0,874

Yrs_hoja=0,197

"Potencial energetico residuo de palma de aceite"

"Cuesco de palma"

PE_cuesco=Mrs_cuesco*E_cuesco

Mrs_cuesco=A_palma*Rc_palma*Mrg_cuesco

o*Yrs_cuesco

"Fibra de palma"

PE_firba=Mrs_fibra*E_fibra

Mrs_fibra=A_palma*Rc_palma*Mrg_fibra*Yrs

_fibra

"Raquis de palma"

PE_raquis=Mrs_raquis*E_raquis

Mrs_raquis=A_palma*Rc_palma*Mrg_raquis*

Yrs_raquis

"Potencial energetico residuo de caña panelera"

"Bagazo de caña"

PE_bagazo=Mrs_bagazo*E_bagazo

Mrs_bagazo=A_caña*Rc_caña*Mrg_bagazo*

Yrs_bagazo

"Hoja seca de caña"

PE_hoja=Mrs_hoja*E_hoja

Mrs_hoja=A_caña*Rc_caña*Mrg_hoja*Yrs_h

oja

"Ciclo Rankine"

Q_dot_caldera=1919

eta_turbina=0,9

eta_bomba=0,602

m_dot=2750/3600

PCI_fibra=E_fibra

"Estado 1 Salida caldera"

P[1]=1101,3

T[1]=184,15+273,15

h[1]=Enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[1];P=P[1]);

s[1]=Entropy(Steam_IAPWS;T=T[1];P=P[1]);

{"Estado 2 Salida turbina HP"

P[2]=(P[1]+P[4])/2;

s[2]=s[1]

h[2]=Enthalpy(Steam_IAPWS;s=s[2];P=P[2]);

T[2]=Temperature(Steam_IAPWS;s=s[2];P=P[2]);;

"Estado 2 real"

hs[2]=2654,8

P[2]=(P[1]+P[4])/2;

eta_turbina=(h[1]-h[2])/(h[1]-hs[2])

T[2]=Temperature(Steam_IAPWS;h=h[2];P=P[2])

s[2]=Entropy(Steam_IAPWS;T=h[2];P=P[2])

"Estado 3 Recalentamiento"

P[3]=P[2]

T[3]=T[1]

h[3]=Enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[3];P=P[3]);

s[3]=Entropy(Steam_IAPWS;T=T[3];P=P[3]);

{ "Estado 4 Salida turbina LP"

P[4]=10
s[4]=s[3]
h[4]=Enthalpy(Steam_IAPWS;s=s[4];P=P[4])
T[4]=Temperature(Steam_IAPWS;s=s[4];P=P[4])
x[4]=Quality(Steam_IAPWS;s=s[4];P=P[4])

"Estado 4 real"

P[4]=10
hs[4]=2196
eta_turbina=(h[3]-h[4])/(h[3]-hs[4])
T[4]=Temperature(Steam_IAPWS;h=h[4];P=P[4])
s[4]=Entropy(Steam_IAPWS;h=h[4];P=P[4])
x[4]=Quality(Steam_IAPWS;h=h[4];P=P[4])

"Estado 5 Bomba"

P[5]=P[4]
x[5]=0
h[5]=Enthalpy(Water;x=x[5];P=P[5])
s[5]=Entropy(Water;x=x[5];P=P[5])
T[5]=Temperature(Water;P=P[5];x=x[5])
V[5]=Volume(Water;P=P[5];x=x[5])

"Estado 6 Entrada caldera"

P[6]=P[1]
Q_dot_caldera=((h[1]-h[6])+(h[3]-h[2]))*m_dot
T[6]=Temperature(Water;P=P[6];h=h[6])
s[6]=Entropy(Water;P=P[6];h=h[6])

"Resultados"

Q_dot_cond=(h[4]-h[5])*m_dot
W_turbina=((h[1]-h[2])+(h[3]-h[4]))
W_bomba=((V[5]*P[6]-P[5]))/eta_bomba
Pw_biomasa=(W_turbina-W_bomba)*m_dot
Eta_ciclo=(Pw_biomasa/Q_dot_caldera)*100

"Eólica"

Pr_0=0,995
Hr_0=2
T_eolica=24+273,15
PM=28,97
Cte=8,2056*10⁻⁵

V_viento=3,83

H=30
H_0=10
a=0,1
z=0,03
phi_eolica=26
C_p=0,4

"Corrección de presión"

$P=Pr_0 \cdot (\exp(-1,185 \cdot (10^{(-4 \cdot (Hr_0))})))$

"Corrección densidad"

$\rho_{viento} = (P \cdot PM \cdot (10^{(-3)})) / (Cte \cdot T_{eolica})$

"Potencia específica del viento"

$P_{wa} = (1/2) \cdot \rho_{viento} \cdot (V_{viento}^3) \cdot 10^{(-3)}$

"Impacto de la altura de la torre"

$Va_{viento} = V_{viento} \cdot ((H/H_0)^a)$
 $Vz_{viento} = V_{viento} \cdot ((\ln(H/z)) / (\ln(H_0/z)))$

"Área de la turbina"

$Area_{eolica} = \pi \cdot (\phi_{eolica}^2) / 4$

"Potencia del viento"

$Pw_{eolica} = (1/2) \cdot \rho_{viento} \cdot (Va_{viento}^3) \cdot Area_{eolica} \cdot C_p \cdot 10^{(-3)}$

"Hidrocínética"

V_agua=1,18
Radio=1
W_m=9,42
Beta=0
C[1]=0,5176
C[2]=116
C[3]=0,4
C[4]=5
C[5]=21
C[6]=0,0068
phi_hidro=1
rho_agua=997

"Coeficiente de potencia"

$L = (W_m \cdot Radio) / V_{agua}$

$$Li = (1 / (L + (0,08 * Beta))) - (0,035 / (1 + (Beta^3)))$$

$$C_{ph} = C[1] * ((C[2] * Li) - (C[3] * Beta) - C[4]) * (\exp(-C[5] * Li)) + (C[6] * L)$$

"Área de la turbina"

$$Area_{hidro} = \pi * (\phi_{hidro}^2) / 4$$

"Potencia del agua"

$$Pw_{hidro} = (1/2) * \rho_{agua} * (V_{agua}^3) * Area_{hidro} * C_{ph} * 10^{(-3)}$$

"Desalinización"

"Datos"

$$Q_p = 355,7$$

$$\eta_{conversion} = 0,45$$

$$R = 0,998$$

"Flujos de alimentación y producto"

$$Q_f = Q_p / \eta_{conversion}$$

$$Q_r = Q_f - Q_p$$

"Cálculo de TDS"

"Concentración de alimentación Cf"

$$Cf_{NH_4} = 0,07$$

$$Cf_{HCO_3} = 145$$

$$Cf_B = 4,5$$

$$Cf_{Ca} = 450$$

$$Cf_{CO_3} = 43,47$$

$$Cf_{Cl} = 19440$$

$$Cf_F = 2,5$$

$$Cf_{PO_4} = 0,045$$

$$Cf_{Mg} = 1320$$

$$Cf_{NO_2} = 0,055$$

$$Cf_{NO_3} = 0,06$$

$$Cf_K = 390$$

$$Cf_{Na} = 10506$$

$$Cf_{SO_4} = 2720$$

$$Cf_{total} = Cf_{NH_4} + Cf_{HCO_3} + Cf_B + Cf_{Ca} + Cf_{CO_3} + Cf_{Cl} + Cf_F + Cf_{PO_4} + Cf_{Mg} + Cf_{NO_2} + Cf_{NO_3} + Cf_K + Cf_{Na} + Cf_{SO_4}$$

"Concentración de residuo Cr"

$$Cr_{NH_4} = (R * Cf_{NH_4}) / (1 - \eta_{conversion})$$

$$Cr_{HCO_3} = (R * Cf_{HCO_3}) / (1 - \eta_{conversion})$$

$$Cr_B = (R * Cf_B) / (1 - \eta_{conversion})$$

$$Cr_{Ca} = (R * Cf_{Ca}) / (1 - \eta_{conversion})$$

$$Cr_{CO_3} = (R * Cf_{CO_3}) / (1 - \eta_{conversion})$$

$$Cr_{Cl} = (R * Cf_{Cl}) / (1 - \eta_{conversion})$$

$$Cr_F = (R * Cf_F) / (1 - \eta_{conversion})$$

$$Cr_{PO_4} = (R * Cf_{PO_4}) / (1 - \eta_{conversion})$$

$$Cr_{Mg} = (R * Cf_{Mg}) / (1 - \eta_{conversion})$$

$$Cr_{NO_2} = (R * Cf_{NO_2}) / (1 - \eta_{conversion})$$

$$Cr_{NO_3} = (R * Cf_{NO_3}) / (1 - \eta_{conversion})$$

$$Cr_K = (R * Cf_K) / (1 - \eta_{conversion})$$

$$Cr_{Na} = (R * Cf_{Na}) / (1 - \eta_{conversion})$$

$$Cr_{SO_4} = (R * Cf_{SO_4}) / (1 - \eta_{conversion})$$

$$Cr_{total} = Cr_{NH_4} + Cr_{HCO_3} + Cr_B + Cr_{Ca} + Cr_{CO_3} + Cr_{Cl} + Cr_F + Cr_{PO_4} + Cr_{Mg} + Cr_{NO_2} + Cr_{NO_3} + Cr_K + Cr_{Na} + Cr_{SO_4}$$

"Concentración de producto Cr"

$$Cp_{NH_4} = ((Cf_{NH_4} * Q_f) - (Cr_{NH_4} * Q_r)) / Q_p$$

$$Cp_{HCO_3} = ((Cf_{HCO_3} * Q_f) - (Cr_{HCO_3} * Q_r)) / Q_p$$

$$Cp_B = ((Cf_B * Q_f) - (Cr_B * Q_r)) / Q_p$$

$$Cp_{Ca} = ((Cf_{Ca} * Q_f) - (Cr_{Ca} * Q_r)) / Q_p$$

$$Cp_{CO_3} = ((Cf_{CO_3} * Q_f) - (Cr_{CO_3} * Q_r)) / Q_p$$

$$Cp_{Cl} = ((Cf_{Cl} * Q_f) - (Cr_{Cl} * Q_r)) / Q_p$$

$$Cp_F = ((Cf_F * Q_f) - (Cr_F * Q_r)) / Q_p$$

$$Cp_{PO_4} = ((Cf_{PO_4} * Q_f) - (Cr_{PO_4} * Q_r)) / Q_p$$

$$Cp_{Mg} = ((Cf_{Mg} * Q_f) - (Cr_{Mg} * Q_r)) / Q_p$$

$$Cp_{NO_2} = ((Cf_{NO_2} * Q_f) - (Cr_{NO_2} * Q_r)) / Q_p$$

$$Cp_{NO_3} = ((Cf_{NO_3} * Q_f) - (Cr_{NO_3} * Q_r)) / Q_p$$

$$Cp_K = ((Cf_K * Q_f) - (Cr_K * Q_r)) / Q_p$$

$$Cp_{Na} = ((Cf_{Na} * Q_f) - (Cr_{Na} * Q_r)) / Q_p$$

$$Cp_{SO_4} = ((Cf_{SO_4} * Q_f) - (Cr_{SO_4} * Q_r)) / Q_p$$

$$Cp_{total} = Cp_{NH_4} + Cp_{HCO_3} + Cp_B + Cp_{Ca} + Cp_{CO_3} + Cp_{Cl} + Cp_F + Cp_{PO_4} + Cp_{Mg} + Cp_{NO_2} + Cp_{NO_3} + Cp_K + Cp_{Na} + Cp_{SO_4}$$

"Cálculo presión osmótica"

"Molalidades de los TDS"

$$M_{NH_4} = 18,039$$

$$Z_{NH_4} = 1$$

$$mf_{NH_4} = Cf_{NH_4} / ((1000 * M_{NH_4}) * ((1000 - Cf_{total}) / 1000000))$$

$mr_NH_4 = Cr_NH_4 / ((1000 * M_NH_4) * ((1000000 - Cr_total) / 1000000))$
 $mp_NH_4 = Cp_NH_4 / ((1000 * M_NH_4) * ((1000000 - Cp_total) / 1000000))$

$M_HCO_3 = 60,989$
 $Z_HCO_3 = 1$
 $mf_HCO_3 = Cf_HCO_3 / ((1000 * M_HCO_3) * ((1000000 - Cf_total) / 1000000))$
 $mr_HCO_3 = Cr_HCO_3 / ((1000 * M_HCO_3) * ((1000000 - Cr_total) / 1000000))$
 $mp_HCO_3 = Cp_HCO_3 / ((1000 * M_HCO_3) * ((1000000 - Cp_total) / 1000000))$

$M_B = 10,81$
 $Z_B = 3$
 $mf_B = Cf_B / ((1000 * M_B) * ((1000000 - Cf_total) / 1000000))$
 $mr_B = Cr_B / ((1000 * M_B) * ((1000000 - Cr_total) / 1000000))$
 $mp_B = Cp_B / ((1000 * M_B) * ((1000000 - Cp_total) / 1000000))$

$M_Ca = 40,078$
 $Z_Ca = 2$
 $mf_Ca = Cf_Ca / ((1000 * M_Ca) * ((1000000 - Cf_total) / 1000000))$
 $mr_Ca = Cr_Ca / ((1000 * M_Ca) * ((1000000 - Cr_total) / 1000000))$
 $mp_Ca = Cp_Ca / ((1000 * M_Ca) * ((1000000 - Cp_total) / 1000000))$

$M_CO_3 = 59,981$
 $Z_CO_3 = 2$
 $mf_CO_3 = Cf_CO_3 / ((1000 * M_CO_3) * ((1000000 - Cf_total) / 1000000))$
 $mr_CO_3 = Cr_CO_3 / ((1000 * M_CO_3) * ((1000000 - Cr_total) / 1000000))$
 $mp_CO_3 = Cp_CO_3 / ((1000 * M_CO_3) * ((1000000 - Cp_total) / 1000000))$

$M_Cl = 35,45$
 $Z_Cl = 1$
 $mf_Cl = Cf_Cl / ((1000 * M_Cl) * ((1000000 - Cf_total) / 1000000))$
 $mr_Cl = Cr_Cl / ((1000 * M_Cl) * ((1000000 - Cr_total) / 1000000))$
 $mp_Cl = Cp_Cl / ((1000 * M_Cl) * ((1000000 - Cp_total) / 1000000))$

$M_F = 18,998$
 $Z_F = 1$
 $mf_F = Cf_F / ((1000 * M_F) * ((1000000 - Cf_total) / 1000000))$

$mr_F = Cr_F / ((1000 * M_F) * ((1000000 - Cr_total) / 1000000))$
 $mp_F = Cp_F / ((1000 * M_F) * ((1000000 - Cp_total) / 1000000))$

$M_PO_4 = 94,934$
 $Z_PO_4 = 3$
 $mf_PO_4 = Cf_PO_4 / ((1000 * M_PO_4) * ((1000000 - Cf_total) / 1000000))$
 $mr_PO_4 = Cr_PO_4 / ((1000 * M_PO_4) * ((1000000 - Cr_total) / 1000000))$
 $mp_PO_4 = Cp_PO_4 / ((1000 * M_PO_4) * ((1000000 - Cp_total) / 1000000))$

$M_Mg = 24,305$
 $Z_Mg = 2$
 $mf_Mg = Cf_Mg / ((1000 * M_Mg) * ((1000000 - Cf_total) / 1000000))$
 $mr_Mg = Cr_Mg / ((1000 * M_Mg) * ((1000000 - Cr_total) / 1000000))$
 $mp_Mg = Cp_Mg / ((1000 * M_Mg) * ((1000000 - Cp_total) / 1000000))$

$M_NO_2 = 45,987$
 $Z_NO_2 = 1$
 $mf_NO_2 = Cf_NO_2 / ((1000 * M_NO_2) * ((1000000 - Cf_total) / 1000000))$
 $mr_NO_2 = Cr_NO_2 / ((1000 * M_NO_2) * ((1000000 - Cr_total) / 1000000))$
 $mp_NO_2 = Cp_NO_2 / ((1000 * M_NO_2) * ((1000000 - Cp_total) / 1000000))$

$M_NO_3 = 61,977$
 $Z_NO_3 = 1$
 $mf_NO_3 = Cf_NO_3 / ((1000 * M_NO_3) * ((1000000 - Cf_total) / 1000000))$
 $mr_NO_3 = Cr_NO_3 / ((1000 * M_NO_3) * ((1000000 - Cr_total) / 1000000))$
 $mp_NO_3 = Cp_NO_3 / ((1000 * M_NO_3) * ((1000000 - Cp_total) / 1000000))$

$M_K = 39,098$
 $Z_K = 1$
 $mf_K = Cf_K / ((1000 * M_K) * ((1000000 - Cf_total) / 1000000))$
 $mr_K = Cr_K / ((1000 * M_K) * ((1000000 - Cr_total) / 1000000))$
 $mp_K = Cp_K / ((1000 * M_K) * ((1000000 - Cp_total) / 1000000))$

$M_Na = 22,99$
 $Z_Na = 1$
 $mf_Na = Cf_Na / ((1000 * M_Na) * ((1000000 - Cf_total) / 1000000))$

$$mr_Na = Cr_Na / ((1000 * M_Na) * ((1000000 - Cr_total) / 1000000))$$

$$mp_Na = Cp_Na / ((1000 * M_Na) * ((1000000 - Cp_total) / 1000000))$$

$$M_SO_4 = 96,02$$

$$Z_SO_4 = 2$$

$$mf_SO_4 = Cf_SO_4 / ((1000 * M_SO_4) * ((1000000 - Cf_total) / 1000000))$$

$$mr_SO_4 = Cr_SO_4 / ((1000 * M_SO_4) * ((1000000 - Cr_total) / 1000000))$$

$$mp_SO_4 = Cp_SO_4 / ((1000 * M_SO_4) * ((1000000 - Cp_total) / 1000000))$$

$$mf_total = mf_NH_4 + mf_HCO_3 + mf_B + mf_Ca + mf_CO_3 + mf_Cl + mf_F + mf_PO_4 + mf_Mg + mf_NO_2 + mf_NO_3 + mf_K + mf_Na + mf_SO_4$$

$$mr_total = mr_NH_4 + mr_HCO_3 + mr_B + mr_Ca + mr_CO_3 + mr_Cl + mr_F + mr_PO_4 + mr_Mg + mr_NO_2 + mr_NO_3 + mr_K + mr_Na + mr_SO_4$$

$$mp_total = mp_NH_4 + mp_HCO_3 + mp_B + mp_Ca + mp_CO_3 + mp_Cl + mp_F + mp_PO_4 + mp_Mg + mp_NO_2 + mp_NO_3 + mp_K + mp_Na + mp_SO_4$$

$$mfZ_total = (mf_NH_4 * (Z_NH_4)^2) + (mf_HCO_3 * (Z_HCO_3)^2) + (mf_B * (Z_B)^2) + (mf_Ca * (Z_Ca)^2) + (mf_CO_3 * (Z_CO_3)^2) + (mf_Cl * (Z_Cl)^2) + (mf_F * (Z_F)^2) + (mf_PO_4 * (Z_PO_4)^2) + (mf_Mg * (Z_Mg)^2) + (mf_NO_2 * (Z_NO_2)^2) + (mf_NO_3 * (Z_NO_3)^2) + (mf_K * (Z_K)^2) + (mf_Na * (Z_Na)^2) + (mf_SO_4 * (Z_SO_4)^2)$$

$$mrZ_total = (mr_NH_4 * (Z_NH_4)^2) + (mr_HCO_3 * (Z_HCO_3)^2) + (mr_B * (Z_B)^2) + (mr_Ca * (Z_Ca)^2) + (mr_CO_3 * (Z_CO_3)^2) + (mr_Cl * (Z_Cl)^2) + (mr_F * (Z_F)^2) + (mr_PO_4 * (Z_PO_4)^2) + (mr_Mg * (Z_Mg)^2) + (mr_NO_2 * (Z_NO_2)^2) + (mr_NO_3 * (Z_NO_3)^2) + (mr_K * (Z_K)^2) + (mr_Na * (Z_Na)^2) + (mr_SO_4 * (Z_SO_4)^2)$$

$$mpZ_total = (mp_NH_4 * (Z_NH_4)^2) + (mp_HCO_3 * (Z_HCO_3)^2) + (mp_B * (Z_B)^2) + (mp_Ca * (Z_Ca)^2) + (mp_CO_3 * (Z_CO_3)^2) + (mp_Cl * (Z_Cl)^2) + (mp_F * (Z_F)^2) + (mp_PO_4 * (Z_PO_4)^2) + (mp_Mg * (Z_Mg)^2) + (mp_NO_2 * (Z_NO_2)^2) + (mp_NO_3 * (Z_NO_3)^2) + (mp_K * (Z_K)^2) + (mp_Na * (Z_Na)^2) + (mp_SO_4 * (Z_SO_4)^2)$$

$$K * (Z_K)^2 + (mp_Na * (Z_Na)^2) + (mp_SO_4 * (Z_SO_4)^2)$$

"Fuerza iónica y molalidad de sal"

$$I_f = 1/2 * mfZ_total$$

$$I_r = 1/2 * mrZ_total$$

$$I_p = 1/2 * mpZ_total$$

$$I_prime_f = 1/2 * mf_total$$

$$I_prime_r = 1/2 * mr_total$$

$$I_prime_p = 1/2 * mp_total$$

"Coeficientes empíricos"

T=28

$$\rho = 1,005 - (0,0001561 * T) - (0,000002694 * (T^2))$$

$$A_f = 1 + (1,5 * ((I_f)^{(1/2)}))$$

$$A_r = 1 + (1,5 * ((I_r)^{(1/2)}))$$

$$A_p = 1 + (1,5 * ((I_p)^{(1/2)}))$$

$$B = 6,728 - (348,66 / (T + 273,15)) - (0,913 * (\ln(T + 273,15)))$$

$$C = (40,5016 / (T + 273,15)) - (0,721 + (0,104 * (\ln(T + 273,15))))$$

$$D = 233,76 + (5321 / (T + 273,15)) - (0,93 * (T + 273,15)) + (0,0014 * ((T + 273,15)^2)) - (0,000000823 * ((T + 273,15)^3))$$

$$S_f = 1,172 * (mfZ_total / mf_total) * ((23375,55 / (D * (T + 273,15)))^{(3/2)}) * (\rho^{(1/2)})$$

$$S_r = 1,172 * (mrZ_total / mr_total) * ((23375,55 / (D * (T + 273,15)))^{(3/2)}) * (\rho^{(1/2)})$$

$$S_p = 1,172 * (mpZ_total / mp_total) * ((23375,55 / (D * (T + 273,15)))^{(3/2)}) * (\rho^{(1/2)})$$

"Coeficiente osmótico"

$$\phi_f = 1 - ((S_f / (3,375 * I_f)) * (A_f - (2 * \ln(A_f)) - (1/A_f))) + (B * I_prime_f) + (C * (I_prime_f^2))$$

$$\phi_r = 1 - ((S_r / (3,375 * I_r)) * (A_r - (2 * \ln(A_r)) - (1/A_r))) + (B * I_prime_r) + (C * (I_prime_r^2))$$

$$\phi_p = 1 - ((S_p / (3,375 * I_p)) * (A_p - (2 * \ln(A_p)) - (1/A_p))) + (B * I_prime_p) + (C * (I_prime_p^2))$$

"Presión osmótica"

$P_f = 0,08303 \cdot \phi_f (T + 273,15) \cdot m_{f_total}$
 $P_r = 0,08303 \cdot \phi_r (T + 273,15) \cdot m_{r_total}$
 $P_p = 0,08303 \cdot \phi_p (T + 273,15) \cdot m_{p_total}$

"Cálculo de Numero de membranas"

$Area = 41$
 $Q_n = 37,4$

$J = Q_n / Area$

$N_e = (Q_p \cdot 24) / (J \cdot Area)$

$N_v = N_e / 7$

"Normalización del sistema"

"Correccion de temperatura"

$f_T = 0,915$

"Correccion de presión"

$J_d = 20$
 $STD = 0,7972$

$P_m = (J_d / STD) + (P_r - P_f)$

$P_{m_prueba} = 55$
 $DELTA_P = 22,2$

$f_P = (P_m - (P_r - P_f)) / (P_{m_prueba} - Delta_P)$

"Corrección de tiempo de operación"

$f_{tiempo} = 0,7$

$Q_d = Q_n \cdot f_T \cdot f_P \cdot f_{tiempo}$

"Recálculo de membranas"

$Jd_prime = Q_d / Area$

$Ne_prime = (Q_p \cdot 24) / (Jd_prime \cdot Area)$

$Nv_prime = Ne_prime / 7$

"Presión optima de rendimiento"

$PRB = P_m + ((0,1 \cdot DP) + 0,2)$
 $DP = P_m - (P_r - P_f)$

"Consumo del sistema"

$PW_rechazo = (Q_r / 3600) \cdot (P_r \cdot 100)$
 $PW_alimentacion = (Q_f / 3600) \cdot (P_f \cdot 100)$
 $Pw_desalinizacion = PW_rechazo - PW_alimentacion$

$Consumo = Pw_desalinizacion / Q_p$

"Potencia neta del sistema"

$Pw_neto = Pw_biomasa + Pw_eolica + Pw_hidro - Pw_desalinizacion$

"Energía producida por el sistema"

$C_f = 0,9$

$E_sistema = Pw_neto \cdot 720 \cdot C_f$