UCLV
Universidad Central
"Marta Abreu" de Las Villas

FC
Facultad de
Contrucciones

Departamento de Ingeniería Hidráulica

TRABAJO DE DIPLOMA

Título del trabajo: Comparación de simulaciones hidroenergéticas de la Pequeña Central Hidroeléctrica Tuinicú con variante de turbinas Francis y Michell-Banki

Autor del trabajo: Alejandro Rodríguez Santana

Tutores del trabajo: Lamberto Álvarez Gil
Francisco Rodríguez de la Lastra

Santa Clara, junio, 2018

Copyright©UCLV

Este documento es Propiedad Patrimonial de la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, y se encuentra depositado en los fondos de la Biblioteca Universitaria “Chiqui Gómez Lubian” subordinada a la Dirección de Información Científico Técnica de la mencionada casa de altos estudios.

Se autoriza su utilización bajo la licencia siguiente:

Atribución- No Comercial- Compartir Igual

Para cualquier información contacte con:

Dirección de Información Científico Técnica. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas. Carretera a Camajuaní. Km 5½. Santa Clara. Villa Clara. Cuba. CP. 54830

Teléfonos.: +53 01 42281503-1419

Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad y la energía: la voluntad.

Albert Einstein.

DEDICATORIA.

A mi familia, que ha estado conmigo para lo que la necesite desde el primer día de mi vida.

A mis padres, a mis tíos, a mis abuelos….

AGRADECIMIENTOS.

A mis tutores Francisco Rodríguez de la Lastra y Lamberto Álvarez Gil por su dedicación y atención brindada a cada instante para poder realizar el presente trabajo.

A mis padres, por su apoyo en todo momento, y su esfuerzo y sacrificio en todo momento.

A mis tíos por su apoyo y su confianza depositada en mí.

A todas las personas que en un momento u otro me han ayudado a llegar a donde estoy hoy.

RESUMEN.

A partir de la iniciativa del gobierno cubano en el año 2007 como parte de los Programas de la Revolución Energética se crea un programa para asegurar un adecuado y sostenible uso de la energía a base de fuentes renovables las cuales tienen un bajo impacto ambiental. A partir de este programa se retomaron ideas y proyectos los cuales habían sido detenidos por situaciones económicas pertinentes al país, entre los cuales se encontraba el proyecto de Ideas Conceptuales para la Pequeña Central Hidroeléctrica Tuinicú del año 1988. Este proyecto es retomado en el año 2008 a solicitud de la empresa de Hidroenergía del Ministerio de la Industria Básica (MINBAS) por la Empresa de Investigaciones y Proyectos Hidráulicos de Villa Clara (EIPH-VC). Pero no es hasta el año 2017 que el ing. Francisco Rodríguez de la Lastra, realiza una propuesta de Ideas Conceptuales para dicha PCHE con variante de turbinas Francis. La Empresa de Investigaciones y Proyectos Hidráulicos de Villa Clara, luego de la entrega de dichas Ideas Conceptuales, realiza la solicitud de otro proyecto de simulación hidroenergética para variante de turbinas Michell-Banki, debido a que estas son turbinas de más bajo costo, más fácil diseño e instalación, pero con buena eficiencia. Por lo que el presente trabajo tiene como objetivos la simulación de hidroenergética, así como los resultados económicos para la Pequeña Central Hidroeléctrica Tuinicú con variante de turbinas Michell-Banki y su final comparación y análisis contra los resultados de la simulación hidroenergética para la variante de turbinas Francis.

ABSTRACT

As from the Cuban Government's initiative in the year 2007 as part of the Energetic Revolution's Programs is create a program to guarantee an adequate and sustainable use of the energy on the basis of renewable sources which have a low environmental impact. As from this program they retake ideas and projects that had been stopped for pertinent economic situation of the country, enter which found the project “Conceptual Ideas for Small Hydroelectric Central Tuinicú” of the year 1988. This project is retaken in the year 2008 at the request of Hydro-energy Company of the Basic Industry Ministry, for the Hydraulic Investigations and Projects Company of Villa Clara. But is not to the year 2017 that the engineer Francisco Rodríguez de la Lastra, accomplish a proposal of “Conceptual Ideas for Small Hydroelectric Central Tuinicú” with variants of turbines Francis. The Hydraulic Investigations and Projects Company of Villa Clara, right after the delivery of the aforementioned Conceptual Ideas, accomplish de request of another Hydro-energetic Simulation Project with variant of turbines Michell-Banki, because these are turbines with lowermost cost, easy design and installation, but with a good efficiency. So the present study has the objective the Hydro-energetic Simulation, as well the economic performance for the Small Hydroelectric Central Tuinicú with variant of turbines Michell-Banki and his final comparison and analysis against the results of the Hydro-energetic Simulation with variant of turbines Francis.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN **3**

CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL DE LA INVESTIGACIÓN **8**

1.1 Turbinas hidráulicas. 8

1.1.1 Tipos de Turbinas 10

1.1.1.1 Turbinas de reacción 11

1.1.1.2 Turbinas de acción 13

1.1.2 Comportamiento de funcionamiento y puntos de funcionamiento de una turbina hidráulica 14

1.1.3 Sobre la Fabricación de Turbinas en Cuba 16

1.1.4 Turbinas Francis. 19

1.1.4.1 Rodetes Lentos 21

1.1.4.2 Rodetes Normales 21

1.1.4.3 Rodetes Rápidos 22

1.1.4.4 Teoría de operación 23

1.1.5 Turbinas Michell-Banki 23

1.1.5.1 Historia de la turbina Michell-Banki 23

1.1.5.2 Rodete. 27

1.1.5.3 Inyector 27

1.1.5.4 La turbina Michell-Banki como máquina de acción 28

1.2 Embalse Tuinicú. 30

1.2.1 Características físico geográficas de la zona. 30

1.2.2 Características del Embalse 31

1.2.3 Parámetros principales del embalse. 32

CAPITULO 2. SIMULACIÓN HIDROENERGÉTICA **34**

2.1 Hidrotécnica y tecnología. 34

2.2 Cálculo de las pérdidas en la obra de toma para la simulación hidroeconómica. 39

2.3 Cálculo de las pérdidas en la obra de toma para la simulación hidroenergética 40
2.4 Resultados de la simulación hidroeconómica 41
2.5 Resultados de la simulación hidroenergética 44
2.6 Selección de la turbina y sistemas de cálculos. 48
2.6.1 Selección del diámetro y velocidad de giro de la turbina 48
2.6.2 Coeficiente de velocidad del inyector (k_c). 49
2.6.3 Número de alabes del rotor 50
2.6.4 Cálculo de las velocidades 50
2.6.5 Presiones y cálculo de la potencia. 52
2.6.6 Características de los equipos a utilizar. 52
2.7 Datos económicos y resultados económicos. 58
CAPITULO 3. ANÁLISIS FINALES DE RESULTADOS 61
3.1 Resultados finales para variante de turbinas tipo Francis. 61
3.2 Comparación entre variantes de Turbinas Francis y Michell-Banki 66
3.3 Análisis final 68
3.4 Impacto Ambiental 70
3.4.1 Fase Constructiva 70
3.4.2 Fase de funcionamiento 70
3.4.3 Fase de cierre 71
CONLUSIONES 72
RECOMENDACIONES 72
BIBLIOGRAFÍA 73

INTRODUCCIÓN.

En el año 2007, como parte de los Programas de la Revolución Energética, el Gobierno cubano comenzó una iniciativa con el objetivo de asegurar un adecuado y sostenible suministro de energía, reducir las emisiones de gases invernaderos y garantizar el continuo crecimiento económico del país. Esta iniciativa tuvo como objetivo principal, presentar el estado de las fuentes renovables en el país, con principal énfasis en la energía eólica, solar, la biomasa y la hidroenergía, a partir de este momento se realizó un estudio para conocer el estado del país en la actualidad, la mayoría de los datos se recopilaron en el artículo de José Antonio Suárez Rodríguez y Pedro Aníbal Beatón Soler (2007).

Según la información obtenida en la web (Cuba Solar, 2016) la energía hidroeléctrica sigue siendo la energía renovable más utilizada en todo el mundo, existiendo una potencia instalada de 740 mil millones de kW y 100 mil millones en construcción. Hasta el 2020 se estima un ritmo de crecimiento anual de 3.6%, teniendo como líder mundial a Asia con un 68% de la capacidad instalada.

El primer reporte de utilización de hidroenergía en Cuba data de principios del siglo XX, cuando se construye la primera Pequeña Central Hidroeléctrica en Cuba, el 17 de junio de 1909, en la provincia de Guantánamo, llamada Guaso, con una potencia instalada de 1750 kW. Seguida a esta se siguieron poniendo en explotación pequeños aprovechamientos hidroeléctricos que todavía se encuentran en funcionamiento, como San Blas, en Cienfuegos, con 1000 kW, Piloto y San Vicente, en Pinar del Río, con 295 y 71.2 kW, respectivamente, y Barranca, en Granma, con 200 kW.

La Central Hidroeléctrica Hanabanilla, la más grande en el país, con una potencia instalada de 43 MW, se concluye y pone en marcha en los primeros años de la Revolución, compuesta de tres unidades con capacidad de generación de 15 MW cada una. Luego en la década de los 80 se acomete un programa de construcción de instalaciones hidroenergéticas, que se ve frenado con el Período Especial, quedando en diferentes etapas constructivas, con el pasar de los años 21 de ellas son concluidas.

Actualmente el país cuenta con 180 instalaciones hidrogeneradoras aportando 60 MW, distribuidas en nueve provincias y 38 municipios, de estas, 149 prestan

servicio de energía eléctrica a 8629 viviendas que albergan conjuntamente a 34 000 habitantes en zonas rurales y montañosas de difícil acceso, según Alien Pérez, subdirector del Centro Integrado de Tecnologías del Agua (CITA) del Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INRH) en una entrevista realizada por (Nación y Emigración,2014). Las 31 instalaciones restantes aseguran su entrega al Sistema Electroenergético Nacional (SEN).

A lo largo de los años se ha estudiado el potencial hidroenergético de Cuba, el cual, pese a ser un país con forma alargada y estrecha y el no poseer grandes ríos, es posible construir en las 220 presas y embalse existentes igual cantidad de PCHE, las cuales aportarían una generación media anual de electricidad de 210 mil MW por hora. Este programa incluye además la construcción de nuevas presas e hidroacumuladoras, además de la aplicación de variantes para la modernización de las instalaciones ya existentes, que en su gran mayoría tienen más de 20 años de explotación y cuentan con energía obsoleta.

Desde el año 1988 se encuentra en explotación el embalse Tuinicú, en la provincia de Sancti Spíritus, siendo este uno de los embalses existentes en los que se planea la construcción de una Pequeña Central Hidroeléctrica. El objetivo principal de este embalse ha sido el abastecimiento a la ciudad de Sancti Spíritus y a los pueblos da Cabaigüan y Guayos, y el resto a la industria azucarera y el riego de diferentes cultivos.

En conformidad con la política del estado de aprovechar al máximo las fuentes de energía renovables, en el año 2008, y a solicitud de la Empresa de Hidroenergía del Ministerio de la Industria Básica (MINBAS) como entidad Inversionista, la Empresa de Investigaciones y Proyectos Hidráulicos de Villa Clara (EIPH. VC) elaboró las Ideas Conceptuales “Hidroeléctrica Tuinicú”; Empresa de Investigaciones y Proyectos Hidráulicos Villa Clara por Ing. Pedro Valdés Cabrera (abril, 2008). con el objetivo de construir una Pequeña Central Hidroeléctrica (PCHE) a la salida de la obra de toma.

Para la elaboración de estas ideas conceptuales se comenzó tomando como partida los estudios técnicos económicos, elaborados por el departamento de Presas y Derivadoras de la Empresa de Investigaciones y Proyectos Hidráulicos Villa Clara entre los años 1994 y 1995 realizados con el objetivo de determinar

la factibilidad de construir la PCHE en el embalse Tuinicú, para así producir y suministrar energía a través del Sistema Energético Nacional (SEN).

Como resultado de la investigación de la documentación existente se determinó que el estudio se encontraba incompleto, faltando, por consiguiente, la serie histórica de escurrimientos, la parte constructiva, y una sección del diseño eléctrico, sin embargo, los planos se encontraban completos. Además de que, al haber transcurrido 13 años, era recomendable una actualización del estudio hidrológico e hidroeconómico acorde al equipamiento existente en la actualidad.

Partiendo de todo lo anterior la Empresa de Investigaciones y Proyectos Hidráulicos realiza las Ideas Conceptuales "Hidroeléctrica Tuinicú". Pero teniendo en cuenta que hasta el momento han transcurridos más de diez años desde que se elaboraron, y que ahora existe un financiamiento otorgado por Kuwait para la construcción de estas obras, la UEB de Hidroenergía de Villa Clara, aprueba y firma una Tarea Técnica de Proyectos para la Empresa de Investigaciones y Proyectos Hidráulicos de Villa Clara para que proceda a la elaboración de unas Ideas Conceptuales actualizadas para una Pequeña Central Hidroeléctrica en la presa "Tuinicú", realizadas por Ing. Francisco Rodríguez de la Lastra (julio 2017).

Luego del trabajo posterior por el ingeniero Francisco Rodríguez de la Lastra, se logra realizar un diseño para la PCHE "Tuinicú" con turbinas Francis, conociendo los resultados finales a esta variante, la Empresa de Investigaciones y Proyectos Hidráulicos de Villa Clara, toma la decisión de que se realice otro proyecto de simulación con variante de turbinas Michell Banki para poder realizar una comparación entre los resultados de simulaciones hidroenergéticas de ambas variantes, y finalmente presentarles a la Empresa Inversora Kuwait los resultados para las dos tipos de turbinas. Este proyecto y posterior comparación será el principal objetivo a desarrollar en este Proyecto de Diploma para el termino de estudios de Pregrado.

De la situación problémica se derivada entonces el siguiente **problema investigativo:** Comparación de las simulaciones hidroenergéticas para la Pequeña Central Hidroeléctrica "Tuinicú" con variante de turbinas de tipo Francis y Michell-Banki para realizar una investigación técnico-económica que les

permita a los especialistas y principales funcionarios de la Empresa de Investigaciones y Proyectos Hidráulicos de Villa Clara y la empresa inversionista Kuwait, una selección de la mejor variante a construir.

Del problema investigativo se formula la siguiente **hipótesis de investigación:** la comparación entre los proyectos de simulaciones hidroenergéticas para la Pequeña Central Hidroeléctrica "Tuinicú" con variante de turbinas de tipo Michelbanki y Francis permitirá una mejor selección a la hora de la construcción y por tanto una mayor calidad de trabajo entregado.

Para dar una solución al problema anterior se plantea como **objetivo general:** Comparar el proyecto de simulación hidroenergética para la Pequeña Central Hidroeléctrica "Tuinicú" con variante de turbinas de tipo Francis contra el proyecto de simulación hidroenergética con variante de turbinas tipo Michelbanki, para hacer un mejor uso de la información obtenida en el proceso de la toma de decisión final.

Este objetivo general se desglosa en los siguientes **objetivos específicos:**

- Elaborar el marco teórico referencial de la investigación basándose en el uso de turbinas de tipo Michell Banki y Francis en el mundo y en particular en Cuba.
- Realizar el estudio de la información referente al embalse Tuinicú.
- Diseñar la simulación hidroenergética para la Pequeña Central Hidroeléctrica "Tuinicú" con variante de turbinas de tipo Michell Banki a partir de las características hidráulicas del embalse Tuinicú.
- Comparar los proyectos de simulaciones hidroenergéticas de turbinas Michell Banki y Francis, para selección de la mejor variante a construir.

El presente informe se estructura de la siguiente forma:

- Capítulo 1. Marco Teórico Referencial de la Investigación.

En este capítulo se realiza un análisis bibliográfico donde se abordarán aspectos relacionados con la hidroenergía y las variantes de turbinas más usadas en la actualidad con énfasis en las turbinas Michell-Banki y Francis. La situación actual y perspectiva de la hidroenergía en Cuba, además del uso y la construcción de

turbinas en el país. Se hace referencia a las características físico-geográficas del Embalse Tuinicú, así como sus principales parámetros.

- Capítulo 2. Simulación Hidroenergética.

En este capítulo se abordan los temas relacionados al desarrollo de la propuesta. En primer lugar, la determinación de los datos y resultados para la obtención de una simulación hidroeconómica del embalse para el año promedio. Además, se realiza la simulación hidroenergética para el embalse con la variante de turbinas Michell-Banki, su análisis y resultados económicos

- Capítulo 3. Análisis finales de resultados.

En el capítulo final se realiza un análisis de los resultados de la simulación hidroenergética para variante de turbinas Francis. Se comparan los resultados obtenidos entre ambas variantes, los principales parámetros y características, así como los resultados económicos principales. Se realiza un análisis del impacto ambiental a ocurrir con la construcción final de la Pequeña Central Hidroeléctrica.

Finalmente se exponen las conclusiones y recomendaciones generales derivadas de la investigación realizada y se presenta la bibliografía referida en la tesis.

CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL DE LA INVESTIGACIÓN.

1.1 Turbinas hidráulicas.

Según Pedro Fernández Díez (2016) una máquina hidráulica no es más que un dispositivo capaz de convertir energía hidráulica en energía mecánica, están pueden ser motrices (turbinas) o generatrices (bombas).

En una máquina hidráulica, el agua intercambia energía con un dispositivo mecánico de revolución que gira alrededor de su eje de simetría; este mecanismo lleva una o varias ruedas, (rodetes o rotores), provistas de álabes, de forma que entre ellos existen unos espacios libres o canales, por los que circula el agua.

La turbina por tanto no es más que un motor rotativo, que convierte en energía mecánica la energía potencial de una corriente de agua, o como también puede ser vapor de agua o gas.

Las turbo-máquinas hidráulicas según Pedro Fernández Díez (2016) podrían tener una primera clasificación dependiendo a la función que desempeñan.

- **Turbo-máquinas motrices**, son aquellas que recogen la energía cedida por el fluido que las traspasa, y la transforman en energía mecánica, pudiendo ser dinámicas o cinéticas (turbinas y ruedas hidráulicas) o estáticas o de presión (celulares, de engranajes, helicoidales, etc.)
- **Turbo-máquinas generatrices**, aquellas que aumentan la energía del fluido que las traspasa bajo forma potencial, pudiendo ser bombas de álabes o hélices marinas.
- **Turbo-máquinas reversibles**, son tanto motrices como generatrices, ejecutan una serie de funciones que quedan aseguradas mediante un rotor específico. Siendo los grupos turbina-bomba (utilizados en centrales eléctricas de acumulación por bombeo) o grupos Bulbo.
- **Grupos de transmisión o acoplamiento**, son una combinación de las maquinas motrices y generatrices, es decir, como su nombre lo indica, un acoplamiento bomba-turbina.

El elemento básico de las turbo-máquinas es el rodete o rotor el cual cuenta con palas, hélices, cuchillas o cubos colocados alrededor de su circunferencia, de tal forma que el fluido en movimiento, pueda producir una fuerza tangencial que impulsa la rueda y la hace girar.

La turbo-máquina elemental es básicamente, una serie de álabes fijos, (distribuidor), y otra de álabes móviles, (rueda, rodete, rotor). La asociación de este órgano fijo y una rueda móvil constituye una célula; entonces una turbo-máquina mono-celular se compone de tres órganos diferentes que el fluido va atravesando sucesivamente, el distribuidor, el rodete y el difusor. El distribuidor y el difusor (tubo de aspiración), forman parte del estator de la máquina, es decir, son órganos fijos; así como el rodete está siempre presente, el distribuidor y el difusor pueden ser en determinadas turbinas, inexistentes.

El distribuidor es un órgano fijo cuya misión es dirigir el agua, desde la sección de entrada de la máquina hacia la entrada en el rodete, distribuyéndola alrededor del mismo, (turbinas de admisión total), o a una parte, (turbinas de admisión parcial), es decir, permite regular el agua que entra en la turbina, desde cerrar el paso totalmente, caudal cero, hasta lograr el caudal máximo. Es también un órgano que transforma la energía de presión en energía de velocidad; en las turbinas hélico-centrípetas y en las axiales está precedido de una cámara espiral (voluta) que conduce el agua desde la sección de entrada, asegurando un reparto simétrico de la misma en la superficie de entrada del distribuidor.

Como fue anteriormente dicho el rodete es el elemento esencial de la turbina, estando provisto de álabes en los que tiene lugar el intercambio de energía entre el agua y la máquina. Atendiendo a que la presión varíe o no en el rodete, las turbinas se clasifican en:

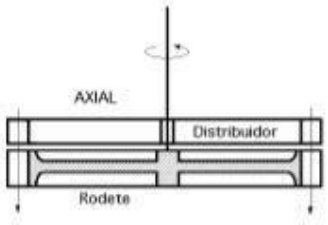
- Turbinas de acción o impulsión, aquellas donde el agua sale del distribuidor a la presión atmosférica, y llega al rodete con la misma presión. El agua, al entrar al rodete, tiene únicamente energía cinética, además de que por regla general se aprovecha solamente la altura dinámica (H_{din}). Estas turbinas son generalmente utilizadas en los grandes saltos, ya que es en estos dónde la altura perdida es de muy escasa importancia.

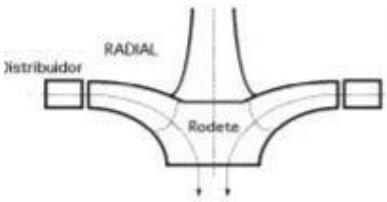
- Turbinas de reacción o sobrepresión, aquellas donde el agua sale del distribuidos con una cierta presión que va disminuyendo a medida que el agua atraviesa los álabes del rodete, de tal forma que a la salida la presión puede ser nula o incluso negativa. El agua en este caso tiene, al entrar al rodete, energía cinética y energía potencial; así como se aprovecha todo el salto hidráulico, en parte por efecto de presión y en parte por efecto de aspiración. Estas turbinas son generalmente empleadas en todos los aprovechamientos de pequeña o mediana altura.

El difusor o tubo de aspiración, es un conducto por el que desagua el agua, generalmente con ensanchamiento progresivo, recto o acodado, que sale del rodete y la conduce hasta el canal de fuga, permitiendo recuperar parte de la energía cinética a la salida del rodete para lo cual debe ensancharse. Si la turbina no posee tubo de aspiración, se la llama de escape libre

Según Jesús Alberto de Andrade Correia (septiembre 2006), también se puede clasificar las turbinas de acuerdo a la dirección de entrada del agua en las turbinas. Estas pueden ser:

- Axiales (Ilust.1a), en las que el agua entra paralelamente al eje.
- Radiales (Ilust.1b), aquellas donde el agua entra perpendicularmente, siendo centrífugas cuando el agua vaya de dentro hacia fuera y centrípetas, cuando vaya el agua de afuera hacia dentro.
- Mixtas, no son más que la combinación de las anteriores.
- Tangenciales (Ilust. 1c), el agua entra lateral o tangencialmente.





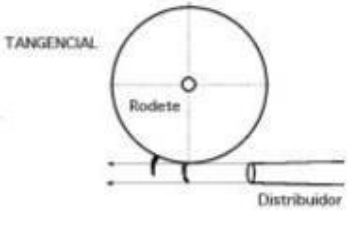


Ilustración 1a Ilustración 1b Ilustración 1c

Ilustración 1 Clasificación de acuerdo a la dirección de entrada del agua.

1.1.1 Tipos de Turbinas

Como se había hecho referencia anteriormente, las turbinas atendiendo a que la presión varié o no en el rodete se clasifican en turbinas de acción o turbinas de

reacción. Estas dos clasificaciones tienen una variedad inmensa de diferentes variantes de turbinas, a continuación, se expondrán algunas de las principales turbinas de cada tipo. Cabe destacar que las turbinas de acción se comenzaron a utilizar antes que las de reacción.

1.1.1.1 Turbinas de reacción

- Turbina **Fourneyron** (1833), es una turbina radial centrífuga, en la cual el rodete se mueve dentro del agua, lo que supone un gran diámetro de rodete. En la actualidad esta variante de turbina no se construye, debido a su poca factibilidad.

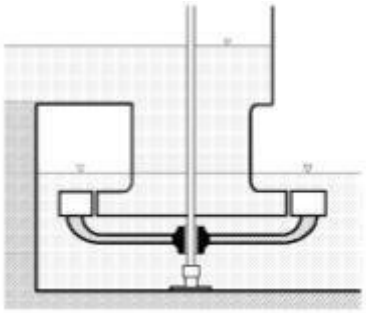


Ilustración 2 Turbina Fourneyron

- Turbina **Heushel-Jonval**, turbina de tipo axial, y con tubo de aspiración, siendo el rodete prácticamente inaccesible. Al igual que la turbina Fourneyron, esta variante tampoco se construye en la actualidad.

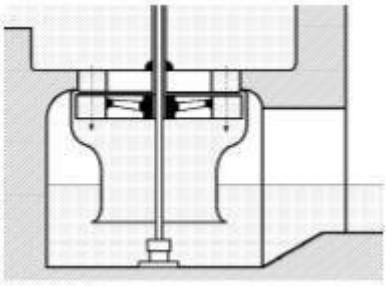


Ilustración 3 Turbina Heushel-Jonval

- Turbina **Francis** (1849), es una turbina radial centrípeta, con tubo de aspiración, el rodete es de fácil acceso. Debido a que la comparación final de este proyecto es con turbinas de tipo Francis se hablara más adelante sobre ellas al igual que de las turbinas de tipo Michell-Banki

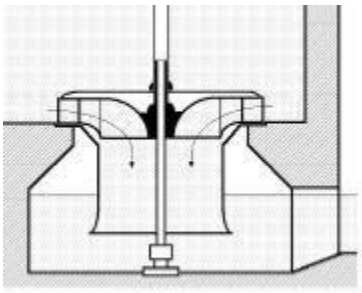


Ilustración 4 Turbina Francis

- Turbina **Kaplan**, en esta variante de turbina, las palas del rodete tienen forma de hélice, se emplean en saltos de pequeña altura, obteniéndose con ella elevados rendimientos, siendo las palas orientables lo que implica paso variable. Si las palas son fijas, se denomina turbinas de hélice. Las turbinas Kaplan son de las más eficientes de las turbinas de reacción de flujo axial. Según el portal Wikipedia (2018) estas turbinas deben su nombre a su inventor, el austriaco Viktor Kaplan, el cual, en el año 1913, plantea por primera vez la turbina de hélice, la cual actúa contrario a la hélice de un barco, debido a que por estos años se ponía de manifiesto la necesidad de turbinas que pudieran aprovechar caídas de agua de 3 a 9 m, las cuales podrían utilizarse en muchos ríos construyendo pequeños embalses de agua. Para su regulación, los alabes del rodete giran alrededor de su eje, accionados por unas manijas, que son solidarias a unas bielas articulas a una cruceta, que se desplaza hacia arriba o hacia abajo por el interior del eje hueco de la turbina.

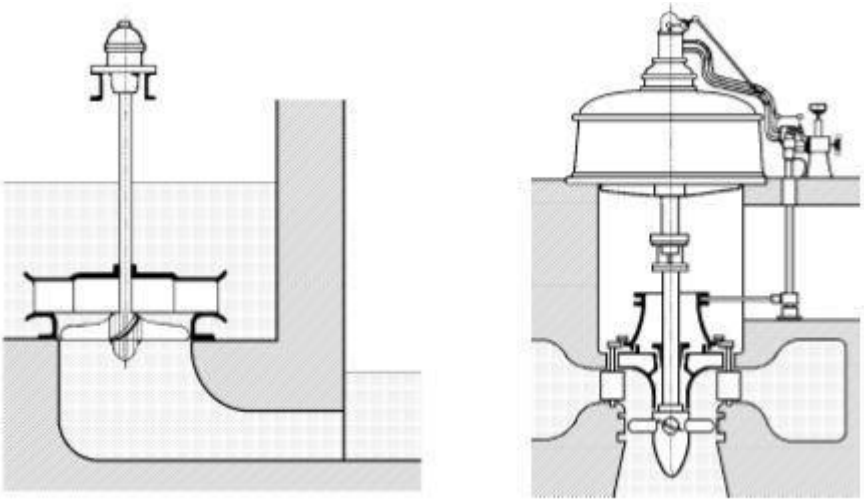


Ilustración 5 Turbinas Kaplan

1.1.1.2 Turbinas de acción.

- Turbina **Zuppinger** (1846), turbinas con rueda tangencial de cuchara.
- Turbina **Pelton**, uno de los tipos de turbinas más eficientes, de flujo radial, y admisión parcial, consiste en una rueda de cucharas. Su nombre proviene del ingeniero estadunidense Lester Allen Pelton, comenzándose a aplicar durante la segunda mitad del siglo XIX, en instalaciones donde la presión del agua era equivalente a una columna de agua entre 90 y 900 m. Están diseñadas para explotar grandes saltos hidráulicos de bajo caudal. Las centrales hidroeléctricas dotadas de este tipo de turbina cuentan, en su mayoría, con una larga tubería llamada galería de presión para transportar el fluido desde grandes alturas, a veces más de 1500 metros, al final de la tubería se le suministra el agua a la turbina mediante válvulas de aguja o inyectores, los cuales dado su forma de tobera aumentan la velocidad del flujo que incide sobre las cucharas.

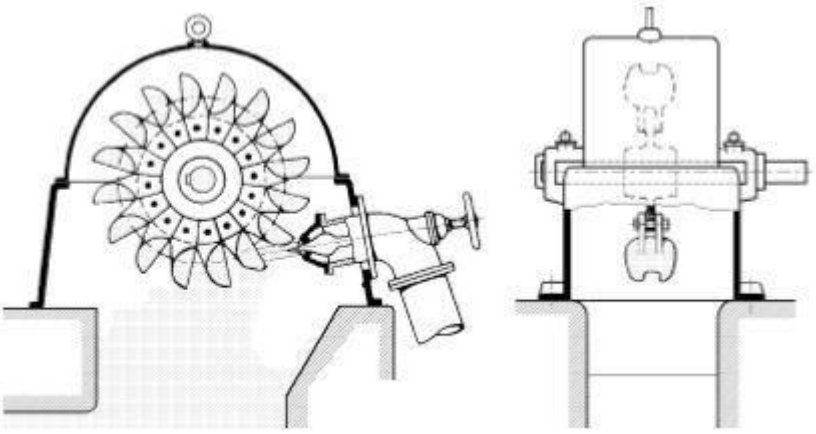


Ilustración 6 Turbinas Pelton

- Turbina **Schwamkrug** (1850), turbinas de tipo radial y centrífugas.

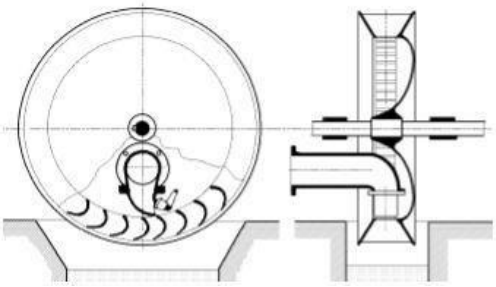


Ilustración 7 Turbinas Schwamkrug

- Turbina **Girad** (1863), turbina de tipo axial, con el rodete fuera del agua; mientras el cauce no sube de nivel, trabaja como una de acción normal, mientras que, si el nivel sube y el rodete queda sumergido, trabaja como una de reacción, aunque no en las mejores condiciones; en la actualidad no se utiliza.

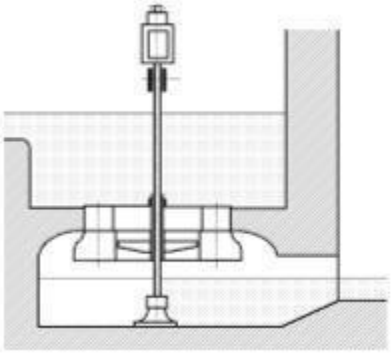


Ilustración 8 Turbinas Girad

- Turbina **Michell-Banki**, en este tipo de turbina el agua pasa dos veces por los álabes del rotor, ubicados en la periferia del rotor cilíndrico, perpendicular al eje de este. El agua fluye a través de los alabes, primero desde la periferia hacia el centro y entonces, después de cruzar el espacio abierto del rotor, desde dentro hacia afuera. Se construye en forma de tambor, utilizada para pequeños y grandes saltos. Como se dijo anteriormente, más adelante se hará una referencia más completa sobre este tipo de turbina.

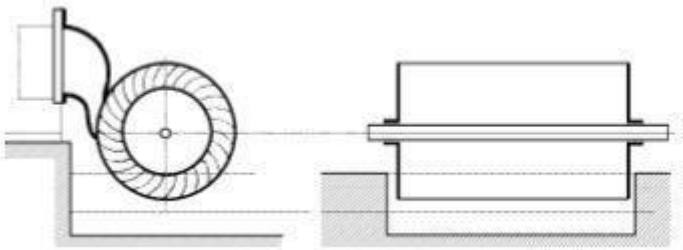


Ilustración 9 Turbinas Michell-Banki

1.1.2 Comportamiento de funcionamiento y puntos de funcionamiento de una turbina hidráulica

La característica de la turbina indica el comportamiento típico de una turbina hidráulica. La turbina hidráulica se opera preferiblemente en el punto de

funcionamiento (1), donde tiene el máximo rendimiento. El par en una turbina Pelton corresponde aproximadamente a la mitad del par de parada (3). La turbina se acelera a la velocidad de embalamiento (2) cuando no está sometida a carga. Esta velocidad excesiva puede ascender hasta el doble de la velocidad de diseño y provocar la destrucción de la turbina. Un regulador del número de revoluciones debe evitarlo cerrando el distribuidor y estrangulando así la alimentación de agua.

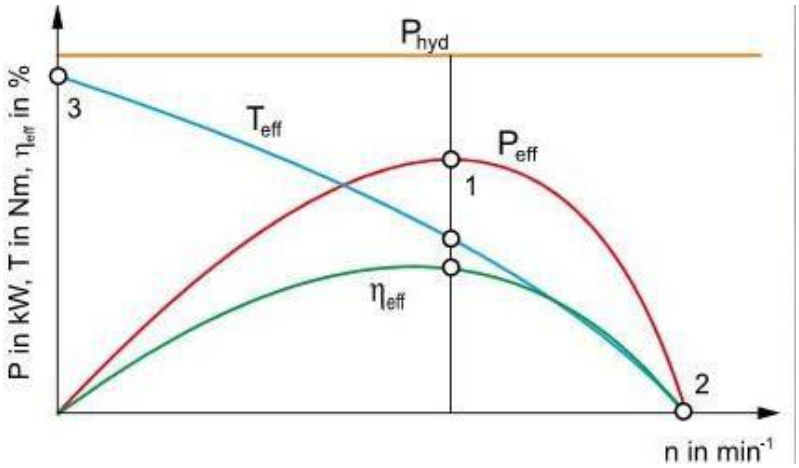


Ilustración 10 Características de numero de revoluciones-par.

El número de revoluciones específico n_q es el número característico más importante para las turbinas hidráulicas. Es una medida para la relación entre la velocidad del agua y el número de revoluciones. Se diferencia entre turbinas lentas, en las que la velocidad del agua es claramente superior a la velocidad circunferencial, y turbinas rápidas, en las que se da el caso contrario.

$$n_q = \frac{n \cdot \sqrt{Q}}{H^{3/4}}$$

Aquí n es el número de revoluciones, Q es el caudal volumétrico y H el salto de la turbina hidráulica. En el triángulo de velocidades se ven las relaciones claramente. La tabla siguiente realizada por el grupo Gunt Hamburg (2016) muestra los triángulos de velocidades para el lado de entrada del rodete. c_1 es la velocidad absoluta, w_1 es la velocidad relativa del agua y u_1 la velocidad circunferencial del rodete.

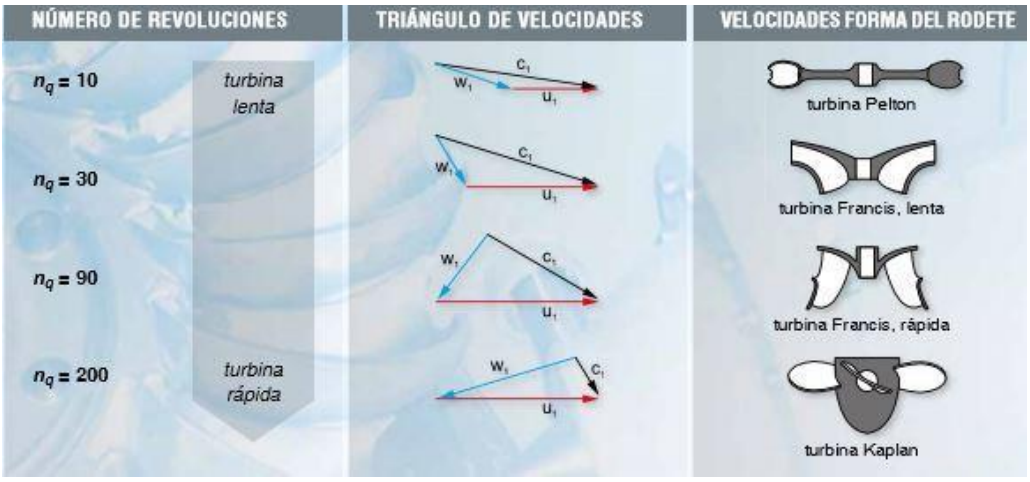


Ilustración 11 Triángulo de Velocidades Grupo Gunt Hamburg.

1.1.3 Sobre la Fabricación de Turbinas en Cuba.

Según Emir Madruga Rodríguez (enero-marzo 1999) vicepresidente de CUBASOLAR, en 1978 se realizó en Cuba la primera evaluación y selección de las mejores posibilidades hidroenergéticas identificadas en aquel momento, dirigidas al aprovechamiento energético de los embalses construidos por la Voluntad Hidráulica, comenzada a raíz del ciclón Flora en 1963.

Paralelamente a esto, la introducción hidráulica en el Instituto Superior Politécnico “Julio Antonio Echeverría” (ISPJAE) y los cursos de postgrado impartidos contribuyeron a la formación de una cultura hidroenergética, ayudando también las relaciones formadas con la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

A través de la OLADE se obtiene mucha información sobre el tema, así como manuales de diseño para la familia de turbinas de flujo cruzado, el diseño de uno de los modelos de dicha familia, asesoría y un donativo para la construcción del primer prototipo.

A la misma vez, se logra la participación en curso sobre el tema en Colombia, Brasil, China y Checoslovaquia por parte de ingenieros y especialistas de toda Cuba que trabajaban en esta rama. A principios de los años ochenta, el país pudo contar con los manuales de diseño y con los elementos y criterios más utilizados en este tipo de obras, tales como los procedentes de países como

Brasil, Perú, China, Checoslovaquia, etc. Y de instituciones como la OLADE y la Nosaki de Japón, entre otras.

Desde 1982 el entonces Instituto de Hidroeconómica distribuyo en todas sus empresas de proyectos la Guía Metodológica sobre la Precisión del Inventario y los Estudios Preliminares para Mini y Micro-centrales Hidroeléctricas. Al mismo tiempo, se comenzó a buscar apoyo con el propósito de llegar a construir en el país turbinas Francis para pequeñas centrales hidroeléctricas.

En 1982 se comienzan las negociaciones y el estudio de la factibilidad concreta de su producción en el Combinado Sidero-Mecánico «Fabric Aguilar», de Santa Clara (Planta Mecánica), gracias a las posibilidades brindadas por Checoslovaquia y en particular por la fábrica CDK Blansko, de reconocido prestigio a nivel mundial. Ya en 1983, por la vía de ONUDI-Viena se recibió la cooperación de dos especialistas de alto nivel y experiencia que por un período de ocho meses elaboraron, de conjunto con técnicos cubanos, un trabajo de normalización de las series de turbinas más recomendables para la explotación de nuestro potencial hidroenergético, a partir de los datos estadísticos del entonces Instituto de Hidroeconómica.

Es por esta época entonces que se diseña la primera familia de turbinas de impulso, con el apoyo de los asesores y el trabajo de los especialistas cubanos en los talleres de Planta Mecánica y luego fueron homologadas con los modelos del instituto de Alma-Atá.

Como resultado de un trabajo de muchos años se logró contratar una licencia para la fabricación de turbinas Francis (F-30 H), adquirir dos pequeñas centrales hidroeléctricas para construirlas cooperadamente y facilitar la capacitación y la transferencia de conocimientos a obreros y técnicos cubanos.

Adicionalmente, para el programa de mini y micro-centrales, en mayo de 1985 se logró adquirir, a un precio sólo simbólico (lo que costó la reproducción), la documentación técnica para la producción de una turbina de flujo cruzado para micro-centrales y de una turbina de propela simple para aprovechar algunas presas.

En 1987, para el Segundo Fórum Nacional de Energía se publicó un manual cubano para mini, micro y pequeñas centrales hidroeléctricas, que recoge una buena cantidad de información técnica y económica sobre las diferentes especialidades que conforman el tema, así como los principales criterios estratégicos que lo sustentan. Cientos de ejemplares de este material fueron distribuidos en todo el país.

Las turbinas de flujo cruzado, más simples que las de reacción, desarrolladas en Planta Mecánica según documentos y asesoría de OLADE y con documentación checoslovaca, permitieron desarrollar dos modelos complementarios para aprovechamiento con bajas cargas y mayores flujos, fundamentalmente para micro-centrales. Las experiencias de muchos prototipos instalados, junto con su explotación, facilitaron su perfeccionamiento.

El corazón tecnológico del aprovechamiento hidroenergético es la turbina hidráulica. Su diseño y fabricación son altamente especializados y en ellos Cuba ha alcanzo logros significativos. Esta línea de trabajo recibió un importante impulso como fue dicho antes, en los primeros años de la década de los ochenta, al calor de esta serie de decisiones que tomó el país para reforzar las tareas energéticas.

Fundamentar un programa de mini, micro y pequeñas centrales sobre la base de la importación total de los equipos, resultaba poco atractivo y auguraba múltiples dificultades. Era necesaria la producción industrial seriada del equipamiento principal, muy costoso en el mercado internacional, de producción mecánica muy especializada, en lo cual el principal valor añadido es el *know how* y donde con pocos materiales se logran altísimos valores de producción, lo que resulta de gran interés para la industria mecánica cubana

El diseño y la fabricación de turbinas llevan aparejado un conjunto de técnicas que conforman un *know how* particular que está regulado, custodiado y protegido por los principales productores, pocos, básicamente europeos y norteamericanos, aunque algunos fabricantes del tercer mundo producen bajo licencia de los consorcios.

El diseño específico de una turbina o de una familia de turbinas se realiza mediante el ensayo de modelos reducidos, análogos geométrica e hidráulicamente a la máquina en cuestión (igual velocidad específica).

Los resultados de los ensayos de modelos registrados en nomogramas para las diferentes posibilidades de uso, en los que se señala la eficiencia específica de las máquinas, conforman el gráfico conocido como «topográfico» de la familia o grupo de turbinas de un tipo. Este topográfico, junto a las dimensiones y perfiles del modelo, permiten por homologación diseñar dentro de la familia las diferentes turbinas para cada caso o grupo de casos semejantes.

Los laboratorios para este trabajo, los especialistas y la experiencia que se requiere para su realización, son en cualquier caso muy valiosos y escasos en el mundo.

Debido a un trabajo de años, la industria mecánica cubana produjo con calidad exportable seis modelos de turbinas eficientes que posibilitan el aprovechamiento de nuestro potencial de mini y micro-centrales.

Las «mini hidroeléctricas», o más propiamente las turbinas hidráulicas que se han desarrollado desde 1983 y que se produjeron en serie en nuestra industria mecánica, obedecen a una rigurosa selección en cuanto a sus posibilidades para satisfacer precisamente las características del potencial hidroenergético de Cuba y constituyeron renglones con amplias posibilidades de exportación.

1.1.4 Turbinas Francis.

Las turbinas Francis, como se refirió anteriormente, son de tipo radial, admisión centrípeta y tubo de aspiración. Fue desarrollada por James B. Francis en el año 1848, mejorando los diseños del ingeniero francés Benoit Fourneyron (1826) el cual había desarrollado una turbina de flujo externo de alta eficiencia (80%). Las turbinas Francis se pueden diseñar para un amplio rango de saltos y caudales, siendo capaces de operar en rangos de desnivel que van desde los 10 metros hasta varios cientos de metros. Esto, junto con su alta eficiencia, ha hecho que este tipo de turbinas sea el más ampliamente usado en el mundo.

Estas turbinas construyéndose siempre en condiciones de rendimiento máximo, dan a tres tipos fundamentales: lentas, normales y rápidas, diferenciándose una de la otra de la forma del rodete.

Con el uso de la ecuación fundamental de las turbinas en condiciones de rendimiento máximo:

$$\eta_{\text{[illegible]}D} = \frac{\text{[illegible]}_1 \text{[illegible]}_1 - \text{[illegible]}_2 \text{[illegible]}_2}{\text{[illegible]}}$$

Siendo esta la ecuación fundamental de las turbinas y sus variables:

- c_{1n} y c2n: coeficientes teóricos
- v_1 y v_2: velocidades de circulación
- g: gravedad
- Hn: presión en la cámara

Tenemos entonces en condiciones de máximo rendimiento (α_2=90º) como:

$$\text{[illegible]}_1 = \eta_{\text{[illegible]}D} \text{[illegible]} \quad \text{[illegible]} = \eta_{\text{[illegible]}D} \text{[illegible]}$$

El rendimiento hidráulico oscila entre los valores 0,85 y 0,95, por tanto, en función de los coeficientes óptimos de velocidad, tenemos que:

Rodetes lentos, $\text{[illegible]}_1 < \text{[illegible]}_1$; $\xi_1 < \mu_1$

Rodetes normales, $\text{[illegible]}_1 = \text{[illegible]}_1$; $\xi_1 = \mu_1$

Rodetes rápidos, $\text{[illegible]}_1 > \text{[illegible]}_1$; $\xi_1 > \mu_1$

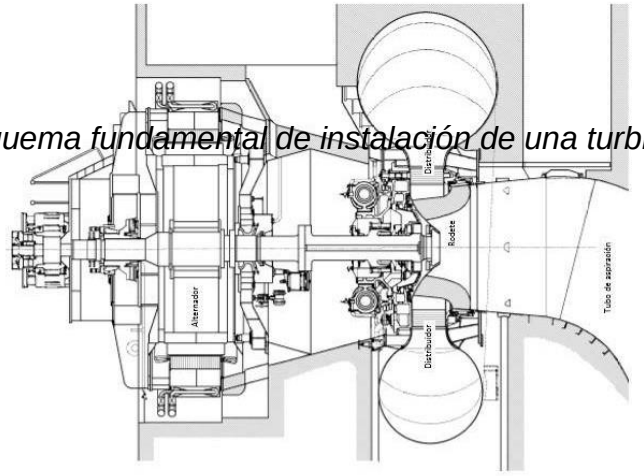


Ilustración 12 Esquema fundamental de instalación de una turbina Francis

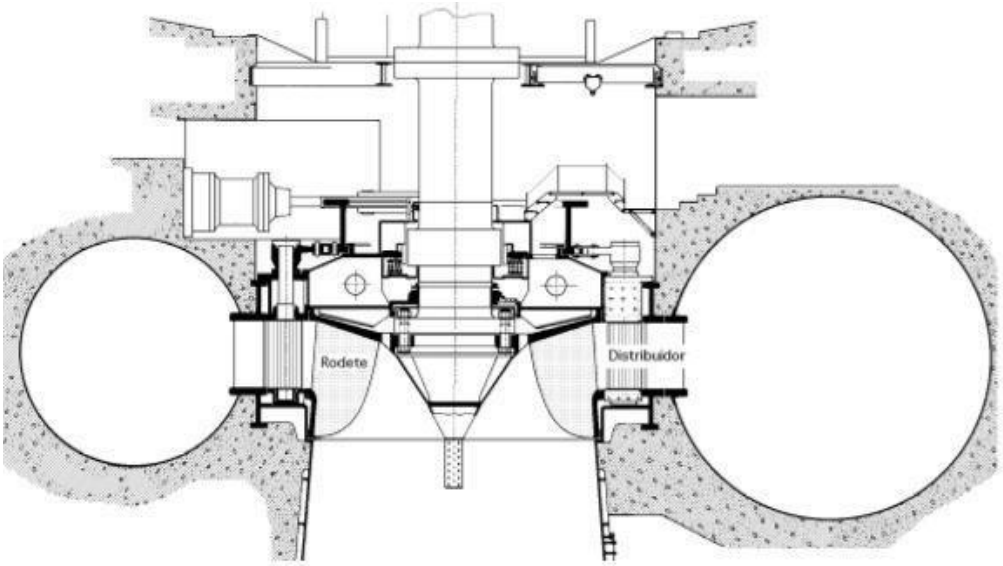


Ilustración 13 Detalle del rodete y el distribuidor en una turbina Francis

1.1.4.1 Rodetes Lentos

Los rodetes lentos se utilizan en los grandes saltos; con ellos se tiende a reducir el número de revoluciones, lo cual supone un aumento del diámetro D_1 del rodete respecto al del tubo de aspiración D_3. El ángulo a la entrada $\beta_1 < 90º$, ($\alpha < 15º$) y su número de revoluciones específico está comprendido entre 50 y 100. En estas turbinas se obtienen velocidades tangenciales reducidas. Los álabes tienen forma especial, aumentando su espesor a fin de que su cara posterior guíe mejor el chorro que atraviesa el rodete deslizándose en contacto con las paredes de los álabes, ya que de no ser así el chorro se despegaría de la cara posterior de los mismos, originando remolinos.

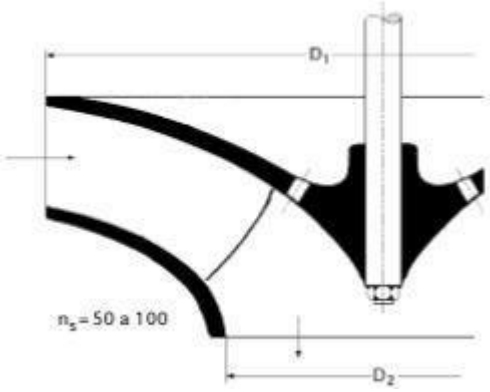


Ilustración 14 Rodetes Lentos

1.1.4.2 Rodetes Normales

Los rodetes normales, se caracterizan porque el diámetro D_1 es ligeramente superior al del tubo de aspiración D_3. El agua entra en el rodete radialmente y sale de él axialmente, entrando así en el tubo de aspiración. El valor de β_1 es del orden de 90º, ($15º < \alpha_1 < 30º$) y se alcanza un n_s comprendido entre 125 y 200 rpm. No existen apenas huelgos entre el distribuidor y la rueda.

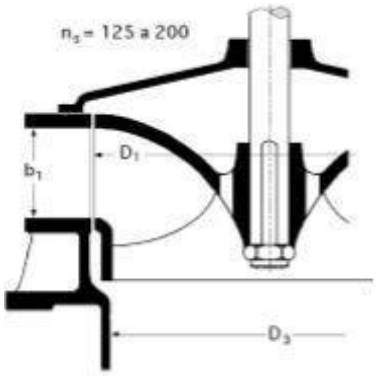


Ilustración 15 Rodetes Normales

1.1.4.3 Rodetes Rápidos

Los rodetes rápidos, permiten obtener elevadas velocidades de rotación para valores de n_s comprendidos entre 225 y 500. El diámetro del rodete D_1 es menor que el D_3 del tubo de aspiración y el cambio de dirección del agua se efectúa más bruscamente que en las turbinas normales. El ángulo de entrada $\beta_1 > 90º$, ($\alpha_1 < 45º$) favorece el aumento del número de revoluciones, porque aumenta u_1; en estas turbinas hay un huelgo bastante grande entre el rodete y el distribuidor, sin que ello tenga apenas ninguna influencia en el rendimiento; el agua entra radialmente y recorre un cierto espacio antes de entrar en el rodete; en este espacio al no existir rozamientos con los álabes, se consigue mejorar el rendimiento.

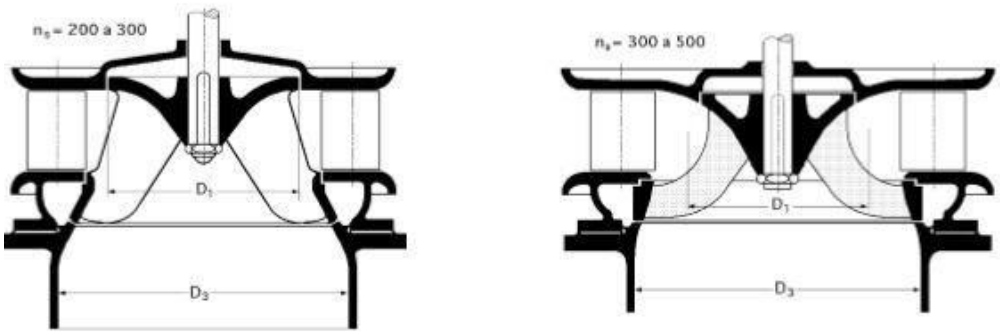


Ilustración 16 Rodetes Rápidos

1.1.4.4 Teoría de operación.

La turbina Francis es una turbina de reacción, lo cual significa que el fluido cambia de presión a medida que se desplaza a través de la turbina, perdiendo su energía por lo que se necesita una carcasa para contener el caudal de agua.

La admisión tiene forma de espiral. Los álabes directores dirigen el agua tangencialmente hacia el rodete. Este flujo radial actúa sobre los álabes del rodete, causando que este gire. Los álabes directores, también conocidos como álabes giratorios, pueden ser ajustables lo que les permite un funcionamiento eficiente en un rango amplio de condiciones del caudal de agua. A medida que el agua se mueve a través del rodete su radio de giro disminuye, actuando sobre él.

En la salida, el agua actúa sobre unas excepcionales tazas situadas en el rodete, que hacen su trabajo sobre el agua, dejándola sin remolinos y con muy poca energía cinética o potencial. El tubo de salida tiene una forma especialmente diseñada para ayudar a decelerar el flujo de agua y recuperar energía cinética.

1.1.5 Turbinas Michell-Banki.

1.1.5.1 Historia de la turbina Michell-Banki.

El inventor de la turbina de flujo transversal también conocida como turbina Michell-Banki fue el ingeniero Australiano A.G.M. Michell, quien obtuvo una patente para esta máquina en el año 1903. La turbina fue basada en la teoría de Poncelet, ingeniero francés, (1788-1867) quien desarrolló la clásica rueda hidráulica de eje horizontal. El profesor húngaro Donat Banki en la ex Alemania Occidental hizo un trabajo extensivo sobre esta máquina entre el año 1912-1918. A través de una serie de publicaciones especificó que, para obtener la máxima eficiencia, el ángulo con el cual el chorro golpea al álabe debe ser tan pequeño como sea posible. Basado en esta suposición calculó: los ángulos de entrada y salida del rotor, ancho del mismo, la forma del flujo a través de éste y la curvatura del álabe. Considerando todas las pérdidas posibles que ocurren en el inyector y el rotor, expresó el rendimiento máximo posible con la siguiente ecuación:

$$\eta = 0{,}771 - 0{,}384 \frac{D}{}$$

Donde:

- η_{max} es el rendimiento máximo.
- D es el diámetro de la turbina expresado en metros (m).
- H es la altura total expresada en metros (m).

Pero en el año 1923, el ingeniero Sonnek, modifica la teoría de Banki asumiendo que el ángulo de alabe era constante e igual a 30º, con lo que la ecuación del rendimiento máximo cambiaba a:

$$\eta_{??} = 0{,}863 - 0{,}264 \frac{D}{?}$$

Ya desde esta época se comienza a realizar muchas investigaciones sobre esta turbina, las cuales han ido introduciendo mejoras sustanciales en su eficiencia.

Las turbinas Michell-Banki o de flujo cruzado, son turbinas simplificadas que tienen un rendimiento promedio de 75%, en lugar de 80-90% que se obtiene con las turbinas de impulso o reacción. En ocasiones, esto se ha considerado como una desventaja; sin embargo, en muchos aprovechamientos donde indistintamente se pueden usar, por ejemplo, turbinas Francis o de flujo cruzado, la Francis tiene mayor eficiencia dentro de un rango muy estricto de variación de las cargas y el caudal; no obstante, por sus características las turbinas de flujo cruzado son tolerantes a las variaciones y mantienen la eficiencia, de ahí que a lo largo del año lleguen a producir en muchos casos más energía que las más costosas y específicas turbinas Francis.

Según Soluciones Prácticas ITDG (2008) estas turbinas son utilizadas principalmente para pequeños aprovechamientos hidroeléctricos. Sus ventajas principales están en su sencillo diseño y su fácil construcción lo que la hace atractiva en el balance económico de un aprovechamiento a pequeña escala. No obstante, esto no impide que la turbina se utilice en grandes instalaciones. Aunque la turbina de flujo transversal se conoce como una máquina de pequeña escala, existen actualmente máquinas de este tipo de hasta 6 MW.

Las principales características de esta máquina son las siguientes:

- La velocidad de giro puede ser seleccionada en un amplio rango.
- El diámetro de la turbina no depende necesariamente del caudal.

- Se alcanza un aceptable nivel de rendimiento con pequeñas turbinas.
- Se puede regular el caudal y la potencia por medio de un álabe ajustable.

La turbina consta de dos elementos principales: un inyector y un rotor. El agua es restituida mediante una descarga a presión atmosférica. El rotor está compuesto por dos discos paralelos a los cuales van unidos los álabes curvados en forma de sector circular.

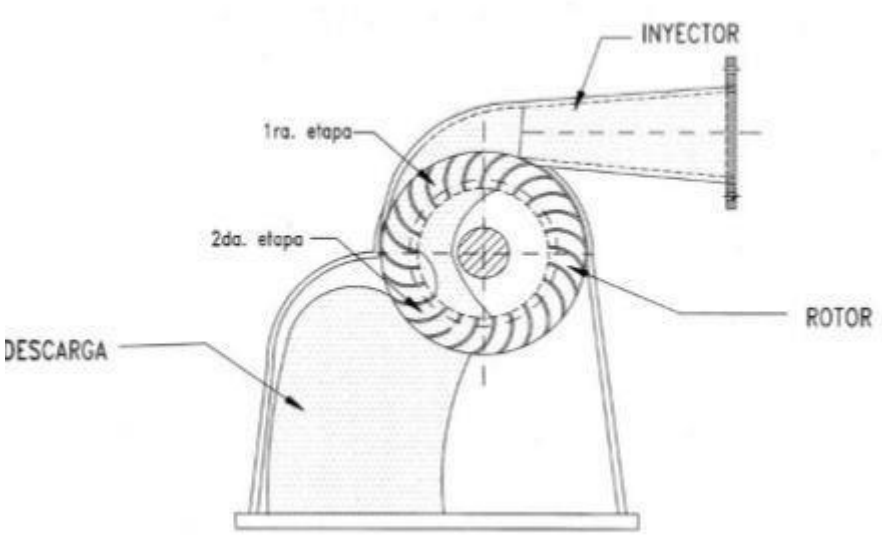


Ilustración 17 Esquema Turbina Michell-Banki

El inyector posee una sección transversal rectangular que va unida a la tubería por una transición rectangular-circular. Este inyector es el que dirige el agua hacia el rotor a través de una sección que toma una determinada cantidad de álabes del mismo, y que guía el agua para que entre al rotor con un ángulo determinado obteniendo el mayor aprovechamiento de la energía.

La energía del agua es transferida al rotor en dos etapas, lo que también da a esta máquina el nombre de turbina de doble efecto, y de las cuales la primera etapa entrega un promedio del 70% de la energía total transferida al rotor y la segunda alrededor del 30% restante (los ensayos realizados por distintos investigadores sitúan el rendimiento hidráulico de esta máquina entre un 65-70%, otros autores mencionan un 61% aclarando que la segunda etapa entrega un 17%, y en general muchos autores indican un 70% hasta un 84%.)

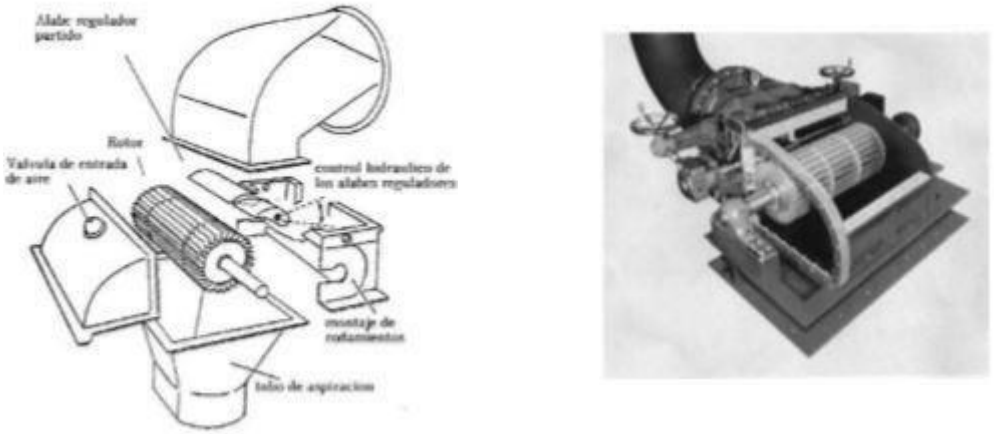


Ilustración 18 Turbina de flujo transversal de admisión parcial

Una característica atractiva de esta máquina es la forma aplanada de su curva de rendimiento. Esto se logra con un diseño de la turbina con admisión parcial. Por ejemplo: si se divide el rotor en 3 partes iguales, la admisión del agua se puede realizar por 1/3, 2/3 o la totalidad del rodete. Esta clase de admisión permite obtener una curva de rendimiento como la de la ilustración siguiente en la cual se observa la comparación con la curva de rendimiento de una turbina tipo Francis.

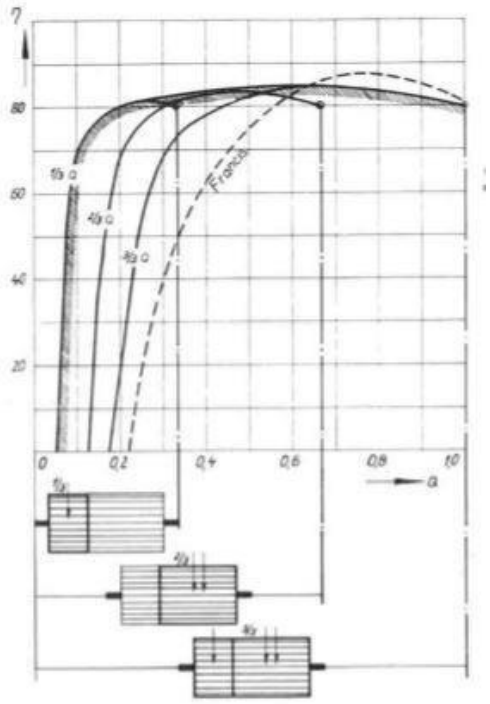


Ilustración 19 Curva de rendimiento de Turbina Michell-Banki vs Curva de rendimiento turbina Francis

Como se mencionó anteriormente, la turbina de flujo transversal es especialmente apropiada para ríos con pequeños caudales. Estos generalmente llevan durante varios meses muy poca agua, por lo que en su diseño debe considerarse para el mínimo caudal que será el parcial y para épocas de abundancia de agua, se considerará el caudal total que será utilizado para usos productivos. De la curva característica de rendimiento de cada turbina depende si durante este tiempo se sigue produciendo energía eléctrica.

1.1.5.2 Rodete.

El rodete constituye la parte esencial de la turbina. Está equipado con palas que, que están fabricadas en acero perfilado estirado blanco y ajustadas y soldadas a ambos lados en discos terminales según un procedimiento especial.

Según sea su tamaño, el rodete puede poseer un numero de palas especifico. Las palas curvadas linealmente sólo producen un empuje axial pequeño, este empuje axial es amortiguado por medio de los rodamientos. Antes del montaje final el eje de la turbina es sometido a un balanceo y un perfecto alineamiento.

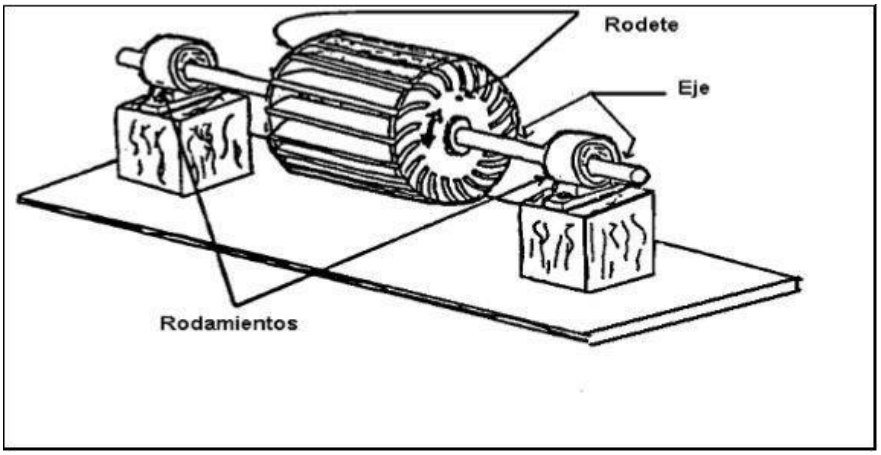


Ilustración 20 Rodete de turbina Michell-Banki

1.1.5.3 Inyector.

En la turbina Michell Banki, la entrada del agua es propulsada por una bomba, este flujo de agua se gobierna por medio de palas directrices perfiladas de fuerza compensada.

Las palas directrices dividen y dirigen la corriente de agua que proviene de la bomba haciendo que ésta llegue al rodete sin efecto de golpe (con

independencia de la abertura de entrada). Ambas palas giratorias se hallan perfectamente ajustadas. Las pérdidas por fuga son tan escasas que la pala directriz puede servir de órgano de cierre. De esta manera no es preciso que se prevea ninguna válvula de cierre entre la tubería de presión y la turbina. La pala directriz puede regularse independientemente entre sí mediante una palanca reguladora a la que se acopla la regulación manual.

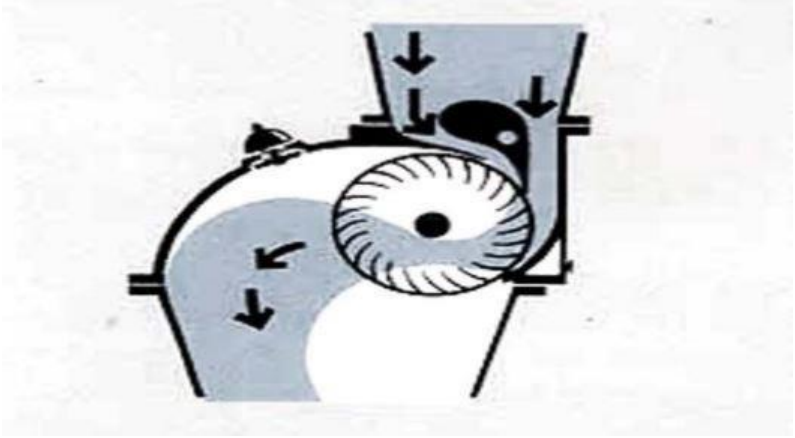


Ilustración 21 Funcionamiento del Inyector.

1.1.5.4 La turbina Michell-Banki como máquina de acción.

Según la teoría de las turbo-máquinas, se puede relacionar la copla en el eje de una turbina con el salto o altura útil, arribando a la ecuación de Euler para turbo-máquinas, de la cual una de sus formas es la siguiente:

$$H_r = \frac{c_1^2 - c_2^2}{2} + \frac{w_1^2 - w_2^2}{2} + \frac{u_1^2 - u_2^2}{2}$$

Donde:

- g es la aceleración de la gravedad expresada en metros sobre segundos (m/s).
- H_r es la altura útil expresada en metros (m).
- c es la velocidad absoluta expresada en metros sobre segundo (m/s).
- u velocidad tangencial de la turbina expresada en metros sobre segundo (m/s)
- w es la velocidad relativa del fluido expresada en metros sobre segundo (m/s)

El primer término de la ecuación representa la variación de la energía cinética que se produce en el fluido entre la entrada y la salida de la turbina; mientras el segundo término representa el cambio de presión debido a la variación de la fuerza centrífuga entre la entrada y la salida de la misma. Finalmente, el tercer término, traduce el cambio de presión debido a la variación de la velocidad relativa del fluido entre la entrada y la salida. Entonces tenemos que el primer término es energía cinética y los otros dos términos son de energía de presión, es decir se expresa de la siguiente manera:

$$\text{[illegible]} = \text{[illegible]}(\text{[illegible]} + \text{[illegible]})$$

Donde:

- g es la aceleración de la gravedad expresada en metros sobre segundos (m/s).
- H_r es la altura útil expresada en metros (m).
- H_{est} es la altura estática o de presión expresada en metros (m).
- H_{din} es la altura dinámica expresada en metros (m).

El cambio energético está formado por un término que podemos llamar dinámico y un término representativo del trabajo de las fuerzas de presión, que denominaremos estático. El grado de reacción es la relación entre la energía estática que se transforma dentro del rotor y la energía total, o sea:

$$\text{[illegible]} = \frac{\text{[illegible]}}{\text{[illegible]}}$$

Donde:

- G_r es el grado de reacción
- H_{est} es la altura estática o de presión expresada en metros (m).
- H_{tot} es la altura del inyector en cada punto expresada en metros (m).

En las turbinas de "acción" el grado de reacción es igual a cero, es decir que se puede demostrar que la presión en la entrada es igual a la presión en la salida, ($p_1 = p_2$), o sea que el escurrimiento a través del rotor es a presión constante. Es decir, en este caso, a la entrada y salida del rodete reina la presión atmosférica.

$$\eta_1 = \frac{c}{2}$$

Donde:

- c es la velocidad absoluta expresada en metros sobre segundo (m/s).
- u velocidad tangencial de la turbina expresada en metros sobre segundo (m/s)

Considerando a la turbina Michell-Banki como una máquina de acción pura y haciendo el análisis análogamente a lo realizado por diferentes autores para otras turbinas, en dichas investigaciones se parte del hecho de que, para la obtención de la máxima “obtención de la energía del agua” se deberá cumplir con la ecuación anterior.

1.2 Embalse Tuinicú.

1.2.1 Características físico geográficas de la zona.

El embalse Tuinicú se encuentra ubicado en las coordenadas Norte 244300 y Este 651300, a 10 km aproximadamente al suroeste del poblado de Cabaiguán en el municipio del mismo nombre, provincia de Sancti Spíritus.

Según (Joven Club Sancti Spíritus, 2016) el municipio de Cabaiguán está situado en el centro de Cuba, limita al norte con el municipio de Yaguajay, al este con Taguasco, al sur Sancti Spíritus, sirviendo de límite el río Tuinicú, al suroeste con Fomento y al oeste y noroeste con Placetas, provincia de Villa Clara. Tiene una extensión territorial de 598,98 km^2, con una población algo superior a los 67 000 habitantes, de los cuales residen en la cabecera municipal unos 32 000.

Al sur del municipio se encuentra el grupo montañoso Guamuaya (Escambray), destacándose la montaña de Caballete de Casa, la que fuera Comandancia de la Columna 2 del Ejército Rebelde, comandada por Ernesto "Che" Guevara por lo que tiene una gran importancia histórica. Al norte del municipio se encuentra la Sierra de Las Damas, zona rica en cuevas y cavernas.

El resto del territorio es ondulado, destacándose algunas elevaciones notables como: Loma de La Campana, Loma de la Microonda, Lomas de La Yaya.

Prevalecen los suelos pardos con carbonatos, los cuales tienen topografía estabilizada, y buena estabilidad estructural, velocidad de infiltración adecuada, y buena retención de humedad.

Sus ríos principales son el Zaza, al centro-norte del municipio, el Tuinicú, que sirve de límite con Sancti Spíritus y Taguasco y el río Calabaza, al oeste, que desemboca en el Zaza en la zona conocida por El Saltadero, al centro-norte del municipio.

Otros ríos importantes son: Caunao, Santa Lucía, Las Vueltas y Cayajaca, además de unos veinte arroyos.

La economía de Cabaiguán es esencialmente agrícola, debido a la fertilidad de sus suelos, con una gran diversidad, siendo el cultivo del tabaco un renglón de importancia vital.

También tiene gran peso la ganadería, especialmente la vacuna, con destaque en la producción lechera. También es importante la porcina y la avícola. Ocupa un lugar de gran importancia económica la producción de habanos, existiendo dos fábricas, una en la cabecera municipal y otra en Guayos, destacándose las marcas Cohíba, Montecristo, Romeo y Julieta.

La producción petrolera consta con la Refinería Sergio Soto, y la Planta de Aceites Básicos de Cubalub, única del país, que garantiza su producción para todo el país.

También posee la Cantera Nieves Morejón, perteneciente al Ministerio de la Construcción.

1.2.2 Características del Embalse

Para la realización del proyecto se utilizó los datos recopilados en junio 2016. AT para Recopilación y Procesamiento de Documentación Técnica. Presa Tuinicú. Empresa de Investigaciones y Proyectos Hidráulicos Villa Clara, de donde se tomaron la mayoría de los datos necesarios sobre la presa Tuinicú.

El embalse Tuinicú concluyo su construcción en 1998, compuesto por una cortina heterogénea de 47 m de alto, con cota de corona de 122 m. Presenta un aliviadero de tipo vertedor frontal de perfil práctico con vacío, el cual tiene una

longitud de 39 m, una rápida de 40 m de ancho y 20 m de largo y un trampolín de 40 m de ancho y 11 m de largo. El voladizo se encuentra apoyado sobre roca, por lo cual dejo desde un principio las vigas para fundir pilotes, pero no ha sido necesaria tal construcción hasta la actualidad.

La toma de agua del embalse se encuentra ubicada en el margen izquierdo de la cortina y está compuesta por un cajón de entrada de 16 m de longitud, una galería de presión de 26 m de longitud, una torre de compuertas de 44 m de altura y 22,5 m de longitud, con tres niveles de entrada de agua de (2x2) m de abertura. Además, posee una cámara de válvulas de 20,6 m de longitud, donde se ubican dos válvulas de mariposa de 1200 mm de diámetro y posteriormente una galería de inspección con dos tubos de 1000 mm de diámetro. La parte final de la toma de agua está compuesta por una cámara de válvula de 17,2 m de longitud, donde se ubican dos válvulas de cono de 1200 mm de diámetro y un pozo amortiguador de 21,5 m de longitud. Antes de las válvulas de cono salen dos tuberías hacia una estación de bombeo para el abasto a la población. El canal de salida de la obra de toma es excavado en roca con un ancho de plato de 12 m, taludes de 1: 0,75 y pendiente de 0,0004.

Esta obra se construyó con una finalidad de entregar agua mediante la estación de bombeo a la población de las ciudades de Sancti Spíritus, Cabaiguán y Guayo, además para ser utilizada en el riego de tabaco y frijoles, así como la entrega de agua por el río para el riego de caña y frutales. El agua entregada por el río finalmente se le dará también como finalidad la generación eléctrica mediante el diseño de una Pequeña Central Hidroeléctrica (PCHE).

En el momento actual no se cuenta con un estudio ingeniero geológico de la obra, aunque se conoce por las informaciones dadas en el proyecto de la toma de agua y de la PCHE que la obra de toma está ubicada sobre roco diorita, una roca intrusiva fanerítoca formada principalmente por feldespato (plagiclasa media) y hornablenda, lo que le da su carácter intermedio al no poseer cuarzo.

1.2.3 Parámetros principales del embalse.

Los parámetros principales del embalse, así como los datos hidrometeorológicos del cierre, se pueden ver resumidos en las siguientes tablas.

Tabla 1 Parámetros Principales del Embalse Tuinicú

Parámetros Principales del Embalse Tuinicú			
Nº	**Parámetro**	**u.m.**	**Valor**
1	NAN	m	115,0
2	NAM		121,0
3	NVM		80,0
4	Volumen total	hm^3	57,0
5	Volumen útil		55,7
6	Volumen muerto		1,3
7	Área de inundación		5,97

Tabla 2 Datos Hidrometeorológicos del Cierre

Datos Hidrometeorológicos del Cierre								
Cierre	**Po (mm)**	**M_O [l/(s·km²)]**	**h_o (mm)**	**C_V**	**Volumen de escurrimiento para diferentes probabilidades (W) (hm^3)**			
					medio	**75,0 %**	**85,0 %**	**95,0 %**
Presa Tuinicú	1450	13,96	440,0	0,54	85,00	52,53	41,73	27,63

CAPITULO 2. SIMULACIÓN HIDROENERGÉTICA.

2.1 Hidrotécnica y tecnología.

Se comenzó el proyecto de Ideas Conceptuales para la PCHE “Tuinicú” con turbinas de tipo Michell Banki partiendo primeramente de todos los datos obtenidos, como anteriormente se hizo referencia en el Capítulo 1, de los reportes de la Empresa de Aprovechamiento Hidráulico de Sancti Spíritus (noviembre 2016). Partiendo de ello se realizó la creación de sistema de cálculo con la herramienta Microsoft Excel, el cual primeramente ejecutaría una simulación hidroeconómica del embalse, utilizando fundamentalmente los datos anteriormente presentados, así mismo como las perdidas (hf) que se producen en la obra de toma, desde la estructura de entrada, hasta el final de la misma, se hará referencia a los cálculos de estas pérdidas posteriormente.

Seguido a la simulación hidroeconómica, el programa realizado, ejecutaría una simulación hidroenergética, utilizando fundamentalmente los datos obtenidos en la simulación anteriormente dicha, y desde ese momento se proponen automáticamente, en seis variantes, las turbinas que mejor se adecuan al embalse.

En esta simulación se debe aumentar a las pérdidas calculadas anteriormente, las que se producirán por la colocación de los tubos, piezas y accesorios para la instalación de las turbinas.

A continuación, se presentan en forma de tablas los datos del escurrimiento del embalse, las demandas mensuales, las pérdidas complementarias y de la lámina de lluvia, así como los datos de las curvas utilizadas.

Para el cálculo del escurrimiento del embalse, el volumen se obtuvo partiendo de la recopilación de los datos de los gastos de escurrimiento por balance hídrico, obtenidos desde los años 1994 hasta 2015, estos se multiplicaron por la cantidad de segundos de cada mes, dando un resultado en metros cúbicos (m^3) los cuales se llevaron a hectómetros cúbicos (hm^3) para una mayor facilidad de trabajo.

$$V = \frac{\text{Gasto} * 24 * 3600}{1000000}$$

Para las demandas mensuales se calculó primeramente la demanda total de la Obra de Toma Nº 1, así como la demanda no turbinable, las cuales no son más que la entrega garantizada a la población, y con ambas demandas calculadas se obtuvo la demanda turbinable de la Obra de Toma Nº 1.

$$D.T\,(h^3) = D.T\,(h^3) - D.N\,T\,(h^3)$$

Los datos de las perdidas complementarias y de la lámina de lluvia, así como los datos de las curvas, fueron datos anteriormente ya obtenidos por la Empresa de Investigaciones y Proyectos Hidráulicos de Villa Clara sobre el embalse Tuinicú.

Tabla 3 Datos de las curvas utilizadas

Datos de las curvas utilizadas							
Curva Nivel de agua en el embalse						**Curva Nivel de agua canal desagüe Vs gasto canal**	
NA Vs volumen embalse			**NA VS área embalse (km^2)**	**NA Vs gasto aliviadero**			
Nº	**Nivel de Agua (m)**	**Volumen (hm^3)**		**Nivel de Agua (m)**	**Gasto (m^3/s)**	**Nivel Agua (m)**	**Gasto (m^3/s)**
1	+70,00	0,000	0,000	+115,00	0,00	+73,50	0,00
2	+75,00	0,310	-	+116,10	100,00	+74,80	2,40
3	+80,00	1,310	0,260	+116,70	200,00	+75,90	450,00
4	+85,00	3,040		+117,20	300,00	+77,00	670,00
5	+90,00	5,300	0,530	+117,70	400,00	+79,90	1 500,00
6	+100,00	13,000	1,010	+118,10	500,00	-	
7	+105,00	20,500	2,000	+118,45	600,00		
8	+110,00	33,400	3,250	+118,80	700,00		
9	+115,00	57,000	5,970	+119,30	800,00		
10	+120,00	98,000	10,460	+119,60	900,00		
11	+121,05	113,000	-	+119,90	1 000,00		
12	+130,00	256,000	21,210	+120,25	1 100,00		
13	-			+120,50	1 200,00		
14				+120,80	1 300,00		
15				+121,05	1 350,00		

Tabla 4 Datos del escurrimiento al embalse

Datos del escurrimiento al embalse														
Nº	Año	Meses												Total
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
		hm^3 (millones de m^3)												
1	1994	4,425	1,265	0,745	1,140	8,491	2,805	2,823	3,635	5,578	3,782	4,544	1,642	40,873
2	1995	1,519	1,396	0,951	1,433	1,845	2,583	3,321	3,777	3,896	14,024	2,501	1,594	38,840
3	1996	1,768	1,568	1,205	0,884	2,397	3,344	2,633	4,952	5,028	18,106	32,556	18,963	93,404
4	1997	7,569	2,131	0,836	3,245	1,152	8,704	19,108	29,508	43,820	20,511	14,479	12,848	163,911
5	1998	20,996	27,059	28,745	13,652	8,062	17,887	15,819	14,999	41,902	28,348	13,362	2,116	232,947
6	1999	9,707	2,090	1,095	1,107	5,713	0,765	33,472	11,528	27,060	89,126	55,370	18,170	255,204
7	2000	10,462	3,242	1,020	0,664	1,620	2,983	3,107	7,848	18,688	411,290	1,519	21,248	483,691
8	2001	6,211	2,301	10,317	2,735	44,852	25,891	28,828	25,793	39,072	45,356	37,825	15,055	284,236
9	2002	5,555	0,992	0,289	2,125	21,443	122,661	29,760	19,191	47,016	29,835	3,204	4,741	286,812
10	2003	2,250	0,994	1,572	2,608	20,198	6,358	6,069	16,515	28,411	12,122	9,676	1,634	108,407
11	2004	1,666	1,241	0,645	1,037	0,937	2,335	9,254	14,091	13,766	7,623	1,029	0,337	53,962
12	2005	0,372	0,392	0,549	1,887	0,637	2,066	93,286	21,998	32,532	25,193	32,224	5,809	216,946
13	2006	1,495	0,762	0,396	0,575	3,744	20,207	32,460	16,531	4,233	18,213	4,119	0,779	103,515
14	2007	1,085	0,723	0,386	1,280	17,731	129,546	8,986	3,372	18,136	23,757	4,704	1,931	211,638
15	2008	1,345	0,779	0,517	1,441	1,947	4,336	1,971	51,859	65,085	14,421	2,387	2,250	148,338
16	2009	2,397	0,735	0,742	0,435	6,190	32,361	11,233	2,411	20,047	9,747	1,965	1,026	89,288
17	2010	0,477	6,820	1,714	1,159	0,830	1,205	4,047	8,584	23,893	30,220	5,163	0,000	84,113

18	2011	0,086	0,680	0,645	0,329	1,037	10,461	8,608	5,137	8,103	22,906	10,298	1,811	70,100
19	2012	0,994	1,570	0,621	2,551	123,113	29,139	29,428	33,769	18,981	94,542	13,069	2,716	350,493
20	2013	1,077	1,214	0,948	1,921	9,192	2,934	25,640	8,758	14,463	24,928	6,446	4,307	101,829
21	2014	2,994	4,296	2,729	2,789	8,049	11,540	3,463	10,124	27,343	26,315	0,806	1,125	101,574
22	2015	1,519	1,323	1,845	1,506	0,099	9,207	7,625	6,704	16,384	22,999	9,585	9,160	87,957
Total		**85,966**	**63,574**	**58,515**	**46,503**	**289,281**	**449,320**	**380,941**	**321,084**	**523,439**	**993,365**	**266,831**	**129,262**	**3 608,080**

Tabla 5 Datos de las demandas mensuales

Datos de las demandas mensuales														
Nº	**Tipo**	**Meses**												**Total**
	Demanda	**Enero**	**Febrero**	**Marzo**	**Abril**	**Mayo**	**Junio**	**Julio**	**Agosto**	**Septiembre**	**Octubre**	**Noviembre**	**Diciembre**	
		hm^3 (millones de m^3)												
1	Total obra toma	4,884	4,411	4,884	4,726	4,884	4,726	4,884	4,884	4,726	4,884	4,726	4,884	**57,500**
2	No turbinables obra toma	3,214	2,903	3,214	3,110	3,214	3,110	3,214	3,214	3,110	3,214	3,110	3,214	**37,843**
3	Turbinables obra toma	1,669	1,508	1,669	1,616	1,669	1,616	1,669	1,669	1,616	1,669	1,616	1,669	**19,657**
Total		**9,767**	**8,822**	**9,767**	**9,452**	**9,767**	**9,452**	**9,767**	**9,767**	**9,452**	**9,767**	**9,452**	**9,767**	**57,500**

Tabla 6 Datos de las pérdidas complementarias (evaporación) y de la lámina de lluvia sobre el embalse

Datos de las pérdidas complementarias (evaporación) y de la lámina de lluvia sobre el embalse														
Nº	**Dato**	**Meses**												**Total**
		Enero	**Febrero**	**Marzo**	**Abril**	**Mayo**	**Junio**	**Julio**	**Agosto**	**Septiembre**	**Octubre**	**Noviembre**	**Diciembre**	
		(mm)												
1	Evaporación	107,000	115,000	154,000	177,000	166,000	129,000	152,000	146,000	118,000	108,000	97,000	101,000	**1 570,0**
2	Lluvia	36,000	67,800	35,300	42,500	205,300	261,400	189,800	215,800	237,600	199,800	65,200	28,500	**1 585,0**
Diferencia		**66,500**	**71,000**	**47,200**	**118,700**	**134,500**	**-39,300**	**-132,400**	**-37,800**	**-69,800**	**-119,600**	**-91,800**	**31,800**	**72,500**

2.2 Cálculo de las pérdidas en la obra de toma para la simulación hidroeconómica.

Para el cálculo de las perdidas en la Obra de Toma se comenzó extrayendo los datos necesarios de los planos del Proyecto Ejecutivo de la Obra de Toma, los cuales se presentan en la documentación gráfica de este Proyecto de Tesis para Pregrado. Estos datos serán introducidos en el software creado en Microsoft Excel, para su cálculo y posterior simulación hidroeconómica. Con el objetivo de simplificar los cálculos, debido a que la Obra de Toma presenta dos galerías, primeramente, se encontró el diámetro interior equivalente a los dos tubos de acero de 1000 mm de diámetro, así mismo como el caudal máximo permisible para una velocidad máxima fijada. Por tanto, se pudo extraer entonces los siguientes datos:

Cantidad de tubos existentes	2 unidades
Diámetro nominal tubos existentes	1000,0 mm
Diámetro interior tubos existentes	992,0 mm
Velocidad máxima de circulación	7,00 m/s

Así entonces de los datos anteriores obtenemos:

Diámetro interior equivalente	1291,1 mm
Caudal máximo de circulación por la Obra de Toma	10,83 m3/s
Caudal máximo de circulación por cada galería	5,41 m3/s

El caudal máximo de circulación por la Obra de Toma se refiere al diámetro equivalente.

Para el cálculo de las perdidas en la Obra de Toma, se tuvieron en cuenta los tipos de estructuras siguientes: rejilla con área neta de 56 m^2, área bruta de 70 m^2 y coeficiente de perdidas (K_R) 0.45; entrada rectangular con área de 64 m^2 y coeficiente de perdidas (K_{ER1}) 0.70; transición rectangular con contracción rectangular con área de entrada de 64 m^2, área de salida de 9 m^2 y coeficiente de perdidas (K_{TR}) 0.50; transición rectangular con ampliación rectangular con

área de entrada de 7,20 m^2, área de salida de 10,40 m^2 y coeficiente de perdidas (K_{TR}) 0.72; conducto no circular aguas arriba con longitud de 62.80 m, área de 7.20 m^2 y coeficiente de Manning de 0.014 y conducto circular aguas abajo con longitud de 200 m, área de 1.31 m^2 y coeficiente de William-Hazen de 130. Finalmente, la ecuación general de las perdidas queda como:

$$h_{?} = h_{?} + h_{?} + h_{?} \qquad \text{Ec.2.1}$$

Donde, para un caudal de 1,00 m^3/s y considerando que la entrega será directa al rio, mediante las válvulas de cono, tendremos entonces:

$$h_{?} = 0.03349\,?^2 + 0.00047\,?^2 + 0.08248\,?^{1.85185} \qquad \text{Ec.2.2}$$

Ahora, para el cálculo hidroenergético, donde no se considerarán las válvulas de cono y la entrega a la atmosfera, la ecuación a utilizar será entonces la siguiente:

$$h_{?} = 0.00079\,?^2 + 0.00047\,?^2 + 0.08248\,?^{1.85185} \qquad \text{Ec.2.3}$$

2.3 Cálculo de las pérdidas en la obra de toma para la simulación hidroenergética.

Anteriormente se había hecho referencia a que la simulación hidroenergética tomando los datos anteriormente calculados en la simulación hidroeconómica, realizaba automáticamente el cálculo para seis variantes, correspondiendo a igual número de turbinas o grupos turbina-generador.

Debido a que se realiza el análisis para seis variantes, la ecuación para el cálculo de las perdidas será diferente, por tanto, con el objetivo de simplificar el proceso solo se mostrara la ecuación para una variante, dicha variante será una turbina por cada conducto de la Obra de Toma, o sea, dos grupos turbina-generador en total:

$$h_{?} = 0.03532\,?^2 + 0.00661\,?^{1.85185} \qquad \text{Ec.2.4}$$

Finalmente, la ecuación definitiva para el cálculo de las perdidas en la simulación hidroenergética será el resultado de la suma de las ecuaciones (3) y (4) para un gasto de 1.00 m^3/s.

$$h = 0.03658Q^2 + 0.08909Q^{1.85185}$$ Ec.2.5

2.4 Resultados de la simulación hidroeconómica.

Solo se incluirán en el documento los resultados para el año promedio (probable) de funcionamiento del embalse, ya que estos serán los datos utilizados en la simulación hidroenergética.

También como anteriormente ya había sido explicado, se debe tener en cuenta que estos son los resultados obtenidos con los datos de escurrimiento y demanda comprendida entre los años 1994 y 2015. Por ello hay valores (máximos, mínimos, promedios) que no pueden corresponderse con otros, ya que ocurren en meses y años diferentes. Los resultados que se muestran en la tabla siguiente son las derivaciones de simular el embalse con la media de los volúmenes iniciales para todos los meses de enero de todos los años y de los promedios de los escurrimientos de cada mes y año, por lo que los valores que se muestran son considerados probables y son los que se deben usar en el cálculo hidroenergético.

En el caso de las perdidas por evaporación que muestran algunos valores negativos, es debido a que la lámina de lluvia es mayor que la lámina de evaporación.

Tabla 7 Resultados Generales para el año promedio (probable)

Resultados generales para el año Promedio (Probable)			
Nº	**Parámetros**	**u.m**	**Valor**
1	Escurrimiento total al embalse	hm^3	164,004
2	Escurrimiento máximo al embalse		45,153
3	Escurrimiento medio al embalse (probable)		13,667
4	Escurrimiento mínimo		2,114
5	Volumen total de pérdidas por filtración		0,340
6	Volumen máximo de pérdidas por filtración		0,049
7	Volumen promedio de pérdidas por filtración (probable)		0,031
8	Volumen mínimo de pérdidas por filtración		0,021

9	Volumen total de pérdidas por evaporación		-0,0019
10	Volumen máximo de pérdidas por evaporación		0,0006
11	Volumen promedio de pérdidas por evaporación (probable)		-0,0002
12	Volumen mínimo de pérdidas por evaporación		-0,001
13	Volumen total almacenado	hm^3	633,693
14	Volumen máximo almacenado		57,000
15	Volumen promedio almacenado (probable)		47,446
16	Volumen mínimo almacenado		33,487
17	Nivel de agua máximo		+116,51
18	Nivel de agua promedio (probable)	m	+113,17
19	Nivel de agua mínimo		+110,02
20	Volumen total de vertimiento		12,342
21	Volumen máximo de vertimiento	hm^3	12,342
22	Volumen promedio de vertimiento (probable)		1,028
23	Volumen mínimo de vertimiento		0,000
24	Caudal máximo de vertimiento		0,00
25	Caudal promedio de vertimiento (probable)	m^3/s	0,00
26	Caudal mínimo de vertimiento		0,00
27	Año seco	-	1995
28	Año húmedo		2000

En el caso de los resultados de la Obra de Toma para el año promedio (probable) cabe destacar que los caudales por el canal de desagüe incluyen los gastos del vertedor; las cargas brutas se calcularon entre los niveles de agua del embalse y el canal de desagüe en el momento que ocurren; así como que las cargas netas consideran las perdidas en la Obra de Toma.

Tabla 8 Resultados Obra de Toma para el año promedio (probable)

Resultados obra de toma para el año promedio (probable)			
Nº	**Parámetros**	**u.m**	**Valor**
1	Vol. total demandado por la obra de toma	hm^3	57,500

2	Vol. total entregado por la obra de toma para cumplir demandas requeridas		122,284
3	Vol. total entregado por la obra de toma, incluyendo prevención hidrológica		140,581
4	Vol. Máx. entregado por la obra de toma para demandas de entrega		28,981
5	Vol. Prom. entregado por la obra de toma para demandas de entrega		10,190
6	Vol. Mín. entregado por la obra de toma para demandas de entrega		4,411
7	Vol. total entregado por la obra de toma por prevención hidrológica		18,297
8	Vol. Máx. entregado por la obra de toma por prevención hidrológica		5,578
9	Vol. Prom. entregado por la obra de toma por prevención hidrológica		1,525
10	Vol. Mín. entregado por la obra de toma por prevención hidrológica		0,000
11	Vol. Máx. entregado por la obra de toma, incluyendo prevención hidrológica		28,981
12	Vol. Prom. entregado por la obra de toma, incluyendo prevención hidrológica		11,715
13	Vol. Mín. entregado por la obra de toma, incluyendo prevención hidrológica		4,411
14	Caudal máximo por la obra de toma	m^3/s	10,82
15	Caudal promedio por la obra de toma		4,44
16	Caudal mínimo por la obra de toma		1,82
17	Tiempo de entrega máximo	h/d	24,00
18	Tiempo de entrega promedio		24,00
19	Tiempo de entrega mínimo		24,00
20	Nivel de agua máximo en el embalse	m	+116,51
21	Nivel de agua promedio (probable) en el embalse		+113,45
22	Nivel de agua mínimo en el embalse		+110,84

23	Caudal máximo por el canal de desagüe	m^3/s	109,62
24	Caudal promedio por el canal de desagüe		11,58
25	Caudal mínimo por el canal de desagüe		0,62
26	Nivel de agua máximo en el canal de desagüe	m	+75,06
27	Nivel de agua promedio (probable) en el canal de desagüe		+74,36
28	Nivel de agua mínimo en el canal de desagüe		+73,84
29	Carga bruta máxima aprovechable para generación por la obra de toma		42,45
30	Carga bruta Prom. aprovechable para generación por la obra de toma		39,87
31	Carga bruta mínima aprovechable para generación por la obra de toma		37,50
32	Pérdidas de carga máximas en la obra de toma		6,30
33	Pérdidas de carga promedios en la obra de toma		1,63
34	Pérdidas de carga mínimas en la obra de toma		0,23
35	Carga neta máxima aprovechable para generación por la obra de toma		40,78

2.5 Resultados de la simulación hidroenergética.

Como se refirió anteriormente, el embalse Tuinicú tiene como prioridad la entrega de agua a la población mediante una estación de bombeo que toma el agua directamente desde los tubos de la obra de toma, por lo tanto, estas entregas de agua no son turbinables.

En documento PCHE Tuinicú Nivel y Volumen, de la Empresa de Aprovechamiento Hidráulico de Santi Spiritus, se fija un nivel mínimo permitido para la generación hidroeléctrica de 112,37 m, en que ya toda el agua almacenada en el embalse quedara reservada para el abasto a la población. Debido a esto algunos de los resultados obtenidos, difieren levemente de los obtenidos anteriormente en la simulación hidroeconómica.

Con el mismo programa creado en Microsoft Excel se logra conocer el número óptimo de equipos a instalar, debido a que se realiza una simulación del funcionamiento de todas las alternativas con los resultados de la simulación

hidroeconómica, obteniendo como resultado finalmente: las características de los equipos a instalar y sus parámetros de funcionamiento, la energía a producir, los costos de inversión (suministros y construcción), los costos anuales de explotación, etc.

Como fue anteriormente dicho, la Empresa de Proyectos Hidráulicos de Villa Clara, realizo un proyecto de Ideas Conceptuales con variante de turbinas Francis, por lo que este proyecto de simulación hidroenergética será realizado con variante de turbinas de acción (Michell Banki).

El cálculo de los volúmenes iniciales, se realizó con la obtención del volumen inicial promedio del mes de enero en la serie de años, y para los demás meses siendo el volumen inicial igual al volumen final del mes anterior. El volumen final del mes no es más que el volumen inicial más el escurrimiento menos las perdidas por filtración y evaporación.

El cálculo del escurrimiento y las perdidas por filtración y evaporación se realizaron calculando el promedio en la serie de años para cada mes

Los volúmenes de entrega por la obra de toma se realizaron con los datos de las demandas mensuales expuestos anteriormente en la Tabla 5.

Así como los demás cálculos apoyándose en los datos ya anteriormente introducidos.

Tabla 9 Resultados de la simulación hidrológica para el año promedio (probable)

Resultados de la simulación hidrológica para el año promedio (probable)											
Nº	**Mes**	**Volumen**	**Nivel agua**	**Escurrimiento**	**Pérdidas**		**Entregas por obra de toma**				**Tiempo entrega diario (h/d)**
		Inicial			**Filtración**	**Evaporación**	**No turbinables**	**Turbinables**	**Prevención hidrológica (también turbinables)**	**Totales**	
		(hm^3)	**(m)**	**(hm^3)**							
1	Enero	44,770	+112,41	3,908	0,024	0,000	3,214	1,669	0,000	4,884	24,0
2	Febrero	43,769	+112,80	2,890	0,023	0,000	2,903	1,508	0,000	4,411	24,0
3	Marzo	42,225	+112,43	2,660	0,022	0,001	3,214	1,669	0,000	4,884	24,0
4	Abril	39,978	+111,84	2,114	0,021	0,001	3,110	1,616	0,000	4,726	24,0
5	Mayo	37,344	+113,62	13,149	0,025	0,000	3,214	1,669	0,000	4,884	24,0
6	Junio	45,585	+116,09	20,424	0,033	-0,001	3,110	8,689	2,823	11,799	24,0
7	Julio	54,177	+116,76	17,315	0,036	0,000	3,214	14,878	3,635	18,092	24,0
8	Agosto	53,365	+116,33	14,595	0,034	-0,001	3,214	13,291	5,578	16,505	24,0
9	Septiembre	51,422	+117,22	23,793	0,038	-0,001	3,110	18,850	3,782	21,960	24,0
10	Octubre	53,218	+120,02	45,153	0,049	-0,001	3,214	25,767	0,000	28,981	24,0
11	Noviembre	57,000	+116,47	12,129	0,035	0,000	3,110	10,625	1,642	13,736	24,0
12	Diciembre	55,358	+115,51	5,876	0,031	0,000	3,214	2,507	0,838	5,721	24,0
Total		**-**		**164,004**	**0,371**	**-0,001**	**37,843**	**102,738**	**18,297**	**140,581**	**-**
Máximo		**57,000**	**+120,02**	**45,153**	**0,049**	**0,001**	**3,214**	**25,767**	**5,578**	**28,981**	**24,00**
Promedio		**48,184**	**+115,13**	**28,404**	**0,059**	**0,000**	**3,154**	**8,561**	**1,525**	**11,715**	**24,00**
Mínimo		**37,344**	**+111,84**	**2,114**	**0,021**	**-0,001**	**2,903**	**1,508**	**0,000**	**4,411**	**24,00**

Tabla 10 Resultados de la simulación hidrológica para el año promedio (probable) (Continuación)

Resultados de la simulación hidrológica para el año promedio (probable) (Continuación)												
Nº	**Mes**	**Volumen vertimiento (hm^3)**	**Caudal**			**Volumen final (hm^3)**	**Nivel agua embalse**		**Nivel agua canal desagüe**	**Carga bruta**	**Pérdida obra toma**	**Carga neta**
			Obra toma	**Vertimiento**	**Canal desagüe**		**Medio**	**Final**				
			(m^3/s)				**(m)**		**(m)**			
1	Enero	0,000	1,82	0,00	0,62	43,769	+112,30	+112,20	+73,84	38,47	0,23	38,23
2	Febrero	0,000	1,82	0,00	0,62	42,225	+112,34	+111,87	+73,84	38,50	0,23	38,27
3	Marzo	0,000	1,82	0,00	0,62	39,978	+111,91	+111,39	+73,84	38,07	0,23	37,84
4	Abril	0,000	1,82	0,00	0,62	37,344	+111,34	+110,84	+73,84	37,50	0,23	37,27
5	Mayo	0,000	1,82	0,00	0,62	45,585	+113,10	+112,58	+73,84	39,26	0,23	39,03
6	Junio	0,000	4,55	0,00	3,35	54,177	+115,25	+114,40	+74,80	40,45	1,26	39,18
7	Julio	0,000	6,75	0,00	5,55	53,365	+115,50	+114,23	+74,81	40,69	2,63	38,06
8	Agosto	0,000	6,16	0,00	4,96	51,422	+115,08	+113,82	+74,81	40,27	2,22	38,05
9	Septiembre	0,000	8,47	114,20	7,27	53,218	+115,71	+114,20	+74,81	40,90	4,00	36,89
10	Octubre	12,342	10,82	100,00	109,62	57,000	+117,51	+115,00	+75,06	42,45	6,30	36,15
11	Noviembre	0,000	5,30	0,00	4,10	55,358	+115,56	+114,65	+74,80	40,76	1,68	39,08
12	Diciembre	0,000	2,14	0,00	0,94	55,481	+115,10	+114,68	+74,01	41,09	0,31	40,78
Total		**12,342**	**-**									
Máximo		**12,342**	**10,82**	**114,20**	**109,62**	**57,000**	**+117,51**	**+115,00**	**+75,06**	**42,45**	**6,30**	**40,78**
Promedio		**1,028**	**4,44**	**17,85**	**11,58**	**49,077**	**+114,22**	**+113,32**	**+74,36**	**39,87**	**1,63**	**38,24**
Mínimo		**0,000**	**1,82**	**0,00**	**0,62**	**37,344**	**+111,34**	**+110,84**	**+73,84**	**37,50**	**0,23**	**36,15**

2.6 Selección de la turbina y sistemas de cálculos.

Según la NC-48-31 del 1984, se debe calcular cual debe ser la probabilidad de diseño y comprobación que debe utilizarse para esta obra, siendo estos:

- Probabilidad de diseño= 10,0 %.
- Probabilidad de comprobación= 5,0 %.
- Caudal para la probabilidad de diseño= 368,50 m3/s.
- Caudal para la probabilidad de comprobación= 435,50 m3/s.
- Nivel del agua en canal de desagüe para la probabilidad de diseño= +75,70 m.
- Nivel del agua en canal de desagüe para la probabilidad de comprobación= +75,86 m.
- Nivel del agua máximo en el canal de salida según la simulación de la serie histórica= +79,41 m, valor que se ajusta a los testimonios de los operadores de la presa.
- Cota de protección mínima de la CHE= +80,01 m.

Por lo tanto, en la propuesta se fija la cota del piso del nivel 0 en +80,60 m.

2.6.1 Selección del diámetro y velocidad de giro de la turbina.

De acuerdo a lo dicho con anterioridad en el Capítulo 1 el diámetro de esta máquina no depende del caudal. Esta premisa facilita el diseño pues otorga al diámetro el carácter de parámetro independiente.

Esto se afirma por el hecho de que esta turbina puede trabajar dentro de un amplio rango de velocidades de rotación. De acuerdo con esto el diámetro podrá ser seleccionado en primer término.

Muchos autores señalan que para pequeños aprovechamientos hidroenergéticos los diámetros comúnmente utilizados van desde los 200 mm hasta los 500 mm. Lo que frecuentemente se realiza es seleccionar el diámetro de los diagramas de estandarización que ofrece la bibliografía disponible y tomar a éste como base del diseño.

Algunos factores para la obtención del diámetro a tener en cuenta son los siguientes:

- Si se reduce el diámetro del rodete se reduce el rendimiento hidráulico.

- Los rodetes más grandes tienen una velocidad de embalamiento menor.
- Se debe mantener una cierta proporcionalidad entre el diámetro y el ancho de la turbina a fin de evitar cambios de sección demasiado bruscos entre la tubería y el inyector que provocan fuertes perturbaciones en la vena fluida.
- Se debe tener en cuenta al seleccionar dicho parámetro el grado de simplicidad en la fabricación de la turbina.

Ya finalmente una vez seleccionado el diámetro se procede a obtener la velocidad de giro de la máquina por la ecuación:

$$n = 40{,}62 k_c \frac{\sqrt{H_n}}{D}$$

Donde:

- n es la velocidad de giro de la maquina expresada en revoluciones por minutos (rpm)
- k_c es coeficiente de velocidad del inyector.
- H_n es la altura neta expresada en metros (m).
- D es el diámetro de la turbina expresado en metros (m)

2.6.2 Coeficiente de velocidad del inyector (k_c).

El coeficiente de velocidad del inyector (kc) afecta a la velocidad absoluta de entrada y tiene en cuenta las pérdidas que se generan en el escurrimiento dentro del inyector. De acuerdo a esto se puede decir que el coeficiente de velocidad del inyector (kc) afectará de manera directa al rendimiento hidráulico de la turbina.

Cuando el coeficiente de velocidad del inyector (kc) se aleja de la unidad decreciendo su valor (lo que equivale a un inyector ineficiente) se hace necesario un incremento en el ángulo de admisión de la turbina. Este coeficiente de velocidad del inyector (kc) es un valor determinado generalmente en forma experimental

Investigaciones realizadas sobre esta máquina arrojan valores con un kc de 0,967.

2.6.3 Número de alabes del rotor

La selección del número de álabes se realiza en base al diámetro y las condiciones de funcionamiento de la turbina, es decir, altura y caudal.

Se debe tener en cuenta que un reducido número de álabes provocará pulsaciones en la generación de la potencia, y un número elevado produce una aceleración de la vena fluida con el consiguiente aumento de las pérdidas y el efecto de reja.

Según las investigaciones de A. Ulku y H. Olgun existe un número óptimo de álabes. En la siguiente tabla se hace referencia a algunos de los resultados de diferentes investigaciones.

Tabla 11 Parámetros característicos en turbinas ensayadas por diferentes investigaciones

Parámetros característicos en turbinas ensayadas por diferentes investigaciones				
Referencia	**D/d**	**D/B**	**z**	**n_h**
Yokohama, 1985, Japón.	0,66	4,25	26	80,60
Vigm, 1986, CCCP	0,63	3,00	24	78,00
Ganz, 1984, Hungría.	0,66	1,00	30	75,00
Alabama, 1983, USA.	0,66	0,25	20	75,00
Resita,1983, Rumania.	0,66	1,28	24	73,00
KTU, 1987, Trazbon, Turquía.	0,54	0,81	24	71,30
Oregón, 1949, USA	0,66	1,09	20	68,00
VDI, 1981, Etiopía.	0,67	3,26	36	66,00
Los Andes, 1973, Colombia.	0,62	1,87	27	60,60
ODTU, 1985, Ankara, Turquía.	0,83	1,44	30	55,50

Por tanto, como se puede observar en la tabla el numero óptimo de alabes se encuentra entre 24 y 30.

2.6.4 Cálculo de las velocidades

Como se mencionó anteriormente se realiza el diseño hidráulico de esta máquina en base a la suposición de que es una turbina de acción. Pero debido a las

características de ésta debemos modificar el principio de máxima utilización de la energía en lo referente a la relación de velocidades. Por lo que, primeramente, se debe cumplir:

$$\text{?}_1 = \frac{\text{?}_2}{}$$

Donde:

- u es la velocidad tangencial de la turbina expresada en metros sobre segundo (m/s).
- c_u es el componente de la velocidad absoluta en la dirección tangencial expresada en metros sobre segundo (m/s).

Esto se debe a que el agua no ingresa en forma totalmente paralela al plano longitudinal que contiene al eje como ocurre en una turbina Pelton. La velocidad absoluta de entrada del agua en el inyector para una máquina de acción está dada por la siguiente ecuación:

$$\text{?}_1 = \text{?}_1\sqrt{2\text{?}\text{?}_1}$$

Donde:

- c es la velocidad absoluta expresada en metros sobre segundo (m/s).
- k_c es el coeficiente de velocidad del inyector.
- g es la aceleración de gravedad expresada en metros sobre segundo cuadrado (m/s^2)
- H_n es la altura neta expresada en metros (m).

El valor del componente de la velocidad absoluta en la dirección meridiana (C_m) a la entrada del inyector se obtiene por la ecuación:

$$\text{?}_2 = 1{,}229\,\text{?}_1\sqrt{\text{?}_1}$$

Donde:

- c_{m1} es la velocidad absoluta en la dirección meridiana expresada en metros por segundos (m/s)
- k_c es el coeficiente de velocidad del inyector.
- H_n es la altura neta expresada en metros (m).

2.6.5 Presiones y cálculo de la potencia.

Se trabajará con valores de presión atmosférica local de 10,23 m y presión barométrica local de 9,89 m. La temperatura del agua a circular es de 25ºC. La potencia de la turbina se obtiene por la ecuación:

$$P_{turb} = g Q H_{ND1} \eta$$

Donde:

- P_{turb} es la potencia de la turbina expresada en kilowatt (kW).
- g es la aceleración de gravedad expresada en metros sobre segundo cuadrado (m/s^2)
- Q es el caudal de diseño de la turbina expresado en metros cúbicos sobre segundo (m^3/s)
- H_{ND1} es la carga neta de diseño expresada en metros (m).
- η la eficiencia de la turbina expresada en porciento (%)

2.6.6 Características de los equipos a utilizar.

A continuación, se presenta en la tabla 12 la eficiencia y variación de la misma según el caudal para la turbina Michell-Banki. Además, se hace un resumen con las características de los equipos a utilizar en sus 6 variantes, las cotas de colocación, así como su funcionamiento para año promedio (probable). La eficiencia de trabajo de las turbinas en este caso es de 0,83 o 83 %. Los cálculos dieron como resultado que la variante optima era de 4 turbinas o grupos turbina-generador, al ser estos una gran cantidad se tomó como variante optima la segunda que no es más que 2 turbinas o grupos turbina-generador.

Tabla 12 Eficiencia y variación de la misma según el caudal

Eficiencia y variación de la misma según el caudal		
Q/QD	**Eficiencia (η)**	**Pendiente**
0,00	0,00	6,00
0,10	0,60	1,20
0,20	0,72	0,50
0,30	0,77	0,30

0,40	0,80	0,20
0,50	0,82	0,10
0,60	0,83	0,00
0,70	0,83	0,00
0,80	0,83	0,00
0,90	0,83	0,00
1,00	0,83	-

Tabla 13 Características de los equipos que pueden ser utilizados.

Características de los equipos que pueden ser utilizados								
Orden de las variantes según optimización			**6**	**2**	**3**	**Optima**	**4**	**5**
Nº	**Numero de turbinas**		**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
	Características	**u.m.**	**Valores**					
1	Tipo de turbina	-	Michell-Banki					
2	Colocación		-	-	-	-	-	-
3	Caudal de diseño de la CHE; Q_D	m^3/s	3,86	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46
4	Caudal de diseño de la turbina; Q_{DT}		3,86	2,73	1,82	1,37	1,09	0,91
5	Caudal mínimo de la turbina; Qmín		0,39	0,27	0,18	0,14	0,11	0,09
6	Carga bruta de diseño; H_{BD}	m	34,07	34,20	34,57	34,79	34,94	34,95
7	Pérdidas para caudal diseño; hf_{QD}		2,35	1,82	1,79	1,77	1,77	1,75
8	Carga neta de diseño; H_{ND}		31,72	32,38	32,78	33,02	33,17	33,20
9	Carga neta máxima; $H_{NMáX}$		-	-	-	-	-	-
10	Carga neta mínima; $H_{NMín}$		-	-	-	-	-	-
11	Diámetro del rodete; D_R		0,40	0,38	0,31	0,27	0,24	0,23
12	Frecuencia eléctrica del sistema; F_{es}	Hz	60					
13	Velocidad rotación de la turbina; n_T	min^{-1}	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
14	Velocidad rotación sincrónica del generador; n_G		1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800
15	Relación de transmisión turbina-generador; i	-	3,65	3,02	2,44	2,11	1,88	1,80

16	Pares de polos del generador; P_{PG}	u	2	2	2	2	2	2
17	Eficiencia de la turbina; η	%	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0
18	Eficiencia de la trasmisión; η_{TR}		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
19	Eficiencia del generador; η_{Ger}		93,0	93,0	92,0	92,0	91,0	91,0
20	Eficiencia del grupo; η_G		77,2	77,2	76,4	76,4	75,5	75,5
21	Potencia de la turbina; P_T	kW	998,00	721,00	487,00	368,00	296,00	247,00
22	Potencia de los generadores; P_G		1.000,00	780,00	530,00	400,00	330,00	280,00
23	Potencia instalada; P_I	kW	1.000,00	1.560,00	1.590,00	1.600,00	1.650,00	1.680,00
24	Velocidad especifica; n_s	min^{-1}	419,67	347,59	281,32	242,35	216,13	197,21
26	Velocidad unitaria; n_{11}		71,02	66,88	54,11	46,61	41,55	39,85
27	Gasto unitario; Q_{11}	m^3/s	4,29	3,31	3,31	3,31	3,31	3,00
28	Potencia unitaria; N_{11}	kW	34,92	27,01	27,03	27,04	27,06	24,49
30	Presión atmosférica local; P_{atm}	m	10,23	10,23	10,23	10,23	10,23	10,23
31	Presión barométrica local; P_{bar}		9,89	9,89	9,89	9,89	9,89	9,89
32	Temperatura del agua a circular; T	ºC	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
33	Presión de vapor; P_v	m	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26

Tabla 14 Cota colocación turbinas Michel Banki

Cota colocación turbinas Michell-Banki								
Nº	**Parámetro**	**u.m.**	**Cantidad de turbinas**					
			1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
1	Cota piso casa maquinas	m	80,31	80,31	80,31	80,31	80,31	80,31
2	Cota eje entrada turbina		82,47	82,47	82,03	82,03	81,70	81,70

Tabla 15 Parámetros de funcionamiento de la variante óptima para el año promedio (probable)

Parámetros de funcionamiento de la variante óptima para el año promedio (probable)			
Nº	**Número de turbinas**		**2**
	Parámetros	**u.m.**	
1	Caudal máximo total; $Q_{máxT}$	m^3/s	5,46
2	Caudal máximo por turbina; $Q_{máxTur}$		2,73
3	Caudal promedio total; Q_{pT}		5,37
4	Caudal promedio por turbina; Q_{pTur}	m^3/s	2,69
5	Caudal mínimo total; $Q_{mínT}$		5,27
6	Caudal mínimo por turbina; $Q_{mínTur}$		2,63
7	Carga neta máxima; $H_{NMáx}$	m	32,32
8	Carga neta promedio; H_{NP}		31,29
9	Carga neta mínima; $H_{NMín}$		30,08
10	Eficiencia máxima de la turbina; $\eta_{MáxT}$	%	83,0
11	Eficiencia promedio de la turbina; η_{PT}		83,0
12	Eficiencia máxima de la turbina; $\eta_{MímT}$		83,0
13	Eficiencia del generador; η_G		93,0
14	Eficiencia máxima del grupo; $\eta_{MáxG}$		77,2
15	Eficiencia promedio del grupo; η_{PG}		77,2
16	Eficiencia mínima del grupo; $\eta_{MíG}$		77,2
17	Potencia de las turbinas; P_T	kW	721,0
18	Potencia de los generadores; P_G		780,00
19	Potencia instalada; P_I		1.560,00
20	Potencia máxima total generada; $P_{MáxGT}$		1.335,62
21	Potencia máxima por generada por grupo; $P_{MáxGG}$		667,81
22	Potencia promedio total generada; P_{PGT}		1.273,07
23	Potencia promedio por generada por grupo; P_{PGG}		636,54
24	Potencia mínima total generada; $P_{MínGT}$		1.199,17
25	Potencia mínima por generada por grupo; $P_{MínGG}$		599,59
26	Tiempo de trabajo máximo diario de los grupos; $T_{TMáxG}$	h	24,00
27	Tiempo de trabajo promedio diario de los grupos; T_{TPG}		16,80
28	Tiempo de trabajo mínimo diario de los grupos; $T_{TMíG}$		2,84

29	Tiempo de trabajo total para el año; T_{TTSH}		4.110,02
30	Funcionamiento de los grupos para el año	%	46,9
31	Energía máxima generada en un día; $E_{Máxd}$	MW	32,05
32	Energía promedio generada diaria; E_{Pd}		21,42
33	Energía mínima generada en un día; $E_{Mínd}$		3,41
34	Energía máxima generada en un mes; $E_{Máxm}$		993,70
35	Energía promedio generada en un mes; E_{Pm}		655,05
36	Energía mínima generada en un mes; $E_{Mínm}$		105,61
37	Energía total generada en el año; E_{TSH}	MW	5.240,39
38	Volumen máximo turbinado en un día; $V_{MáxT}$	hm^3/d	0,47
39	Volumen promedio turbinado; V_{PT}		0,33
40	Volumen mínimo turbinado en un día; $V_{MínT}$	hm^3/d	0,05
41	Volumen máximo no turbinado en un día; $V_{MáxNT}$		0,36
42	Volumen promedio no turbinado diario; V_{PNT}		0,07
43	Volumen mínimo no turbinado en un día; $V_{MínNT}$		0,00
44	Volumen requerido para la reg. de entregas aguas abajo	m^3	138.885,82
45	Caudal máximo no turbinable derivado por la obra de toma	m^3/s	4,16
46	Caudal promedio no turbinable derivado por la obra de toma		1,05
47	Caudal mínimo no turbinable derivado por la obra de toma		0,00

2.7 Datos económicos y resultados económicos.

Para la simulación se tomaron los valores de combustible utilizados, el costo de personal, así como otros valores apoyándose del PRECONS II. Cabe destacar que a la hora de la selección del combustible equivalente se retomó al año 2011 donde se había calculado que el combustible equivalente era 0,3328 t/MW*h. además el precio del combustible se tomó el de importación y no el nacional.

Tabla 16 Datos económicos para el cálculo hidroenergético

Datos económicos para el cálculo hidroenergético			
N°	**Datos**	**u.m.**	**Valor**
1	Combustible equivalente	t/MW*h	0,33
2	Precio del combustible	Pesos/t	450,38
3	Costo inversión del entubamiento de la galería de la obra de toma	Pesos	0,00

4	Costo inversión de la línea eléctrica		0,00
5	Vida útil obra civil y mecánica	años	50
6	Valor residual de la obra civil y mecánica	%	40,0
7	Vida útil equipos y parte tecnológica	años	30
8	Valor residual equipos y parte tecnológica	%	20,0
9	Vida útil línea eléctrica	años	30
10	Valor residual línea eléctrica	%	25,0
11	Tiempo de trabajo diario	h	24,00
12	Tiempo de trabajo anual de la CHE	d	365,00
13	Tiempo del análisis económico	a	30
14	Tasa de interés anual	%	12,0
15	Cantidad de operadores de la CHE	t	5
16	Costo anual de un operador	Pesos	6 500,00
17	Costo de operación y mantenimiento	Pesos/hm^3	10 000,00

Tabla 17 Resultados económicos para la variante óptima

Resultados económicos para la variante óptima			
N°	**Número de turbinas**		**2**
	Parámetros	**u.m.**	
Beneficios anuales			
1	Ahorro por concepto de combustible equivalente	t/a	1 729,33
		Pesos	778 854,86
2	Venta energía al SEN		1 011 960,00
Total de los Beneficios			**1 790 814,86**
Costos de inversión			
3	Costo de las turbinas y otros suministros tecnológicos	Pesos	134 590,51
4	Costo de los generadores		429 936,00
5	Otros elementos mecánicos y eléctricos		249 362,88
6	Costo de la construcción civil y mecánica		440 000,00
7	Costo entubamiento de la galería		0,00
8	Costo línea eléctrica de trasmisión		0,00
Total de los Costos de inversión			**1 253 889,39**
Costos Anualizados de la inversión			**155 662,42**
Costos anuales			

9	Costos anuales por fuerza de trabajo	Pesos	32 500,00
10	Costos anuales por mantenimiento y reparación		38 542,96
11	Costos anuales por depreciación		20 334,04
Total de los Costos Anuales (incluye Costos Anualizados de la Inversión)			**247 039,42**
Beneficios-Costos Anualizados			**1 543 775,44**

CAPITULO 3. ANÁLISIS FINALES DE LOS RESULTADOS.

3.1 Resultados finales para variante de turbinas tipo Francis.

Como fue anteriormente referenciado en julio del 2017, el ing. Francisco Rodríguez de la Lastra en conjunto con el ing. Juan R. Martínez Ceballos, realizaron el proyecto de Ideas Conceptuales para la Pequeña Central Hidroeléctrica Tuinicú con variante de turbinas de tipo Francis.

Para la realización de dicho proyecto, al igual que en este, se realizó una simulación hidroenergética e hidroeconómica, la cual arrojó los resultados que a continuación serán expuestos en las diferentes tablas. En este caso la variante optima con turbinas de tipo Francis es con 2 turbinas, al igual de la variante con turbinas Michell-Banki que el resultado óptimo es de 2 turbinas o grupos turbina-generador. En subcapítulos posteriores se realizará la comparación final para 2 turbinas entre ambas variantes.

Tabla 18 Eficiencia y variación de la misma según el caudal.

Eficiencia y variación de la misma según el caudal		
Q/QD	**Eficiencia (η)**	**Pendiente**
0,00	0,00	4,00
0,10	0,40	2,10
0,20	0,61	1,20
0,30	0,73	0,70
0,40	0,80	0,50
0,50	0,85	0,30
0,60	0,88	0,20
0,70	0,90	0,10
0,80	0,91	0,00
0,90	0,91	0,00
1,00	0,91	-

Tabla 19 Características de los equipos que pueden ser utilizados

Características de los equipos que pueden ser utilizados								
Orden de las variantes según optimización			**2**	**Óptima**	**3**	**4**	**6**	**5**
Nº	**Numero de turbinas**		**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
	Características	**u.m.**	**Valores**					
1	Tipo de turbina	-	Francis					
2	Colocación		Vertical					
3	Caudal de diseño de la CHE; Q_D	m^3/s	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46
4	Caudal de diseño de la turbina; Q_{DT}		5,46	2,73	1,82	1,37	1,09	0,91
5	Caudal mínimo de la turbina; Qmín		0,55	0,27	0,18	0,14	0,11	0,09
6	Carga bruta de diseño; H_{BD}	m	41,45	41,45	41,45	41,45	41,45	41,45
7	Pérdidas para caudal diseño; hf_{QD}		2,95	1,82	1,79	1,77	1,77	1,75
8	Carga neta de diseño; H_{ND}		38,50	39,63	39,66	39,68	39,68	39,69
9	Carga neta máxima; $H_{NMáX}$		48,12	49,53	49,57	49,60	49,60	49,61
10	Carga neta mínima; $H_{NMín}$		19,25	19,81	19,83	19,84	19,84	19,85
11	Diámetro del rodete; D_R		0,80	0,60	0,50	0,40	0,40	0,30
12	Frecuencia eléctrica del sistema; F_{es}	Hz	60					
13	Velocidad rotación de la turbina; n_T	min^{-1}	720	900	1 200	1 200	1 200	1 800
14	Velocidad rotación sincrónica del generador; n_G		720	900	1 200	1 200	1 200	1 800
15	Relación de transmisión turbina-generador; i	-	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

16	Pares de polos del generador; P_{PG}	u	5	4	3	3	3	2
17	Eficiencia de la turbina; η	%	91,0	91,0	91,0	91,0	91,0	91,0
18	Eficiencia de la trasmisión; η_{TR}		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
19	Eficiencia del generador; η_{Ger}		94,0	93,0	93,0	92,0	92,0	92,0
20	Eficiencia del grupo; η_G		85,5	84,6	84,6	83,7	83,7	83,7
21	Potencia de la turbina; PT	kW	1 878,00	967,00	645,00	484,00	388,00	323,00
22	Potencia de los generadores; PG		1 900,00	1 040,00	700,00	530,00	430,00	360,00
23	Potencia instalada; P_I	kW	1 900,00	2 080,00	2 100,00	2 120,00	2 150,00	2 160,00
24	Velocidad especifica; n_s	min^{-1}	325,39	281,49	306,22	265,10	237,35	324,71
25	Velocidad especifica; n_q		108,90	94,18	102,47	88,71	79,35	108,62
26	Velocidad unitaria; n_{11}		92,84	85,78	95,27	76,20	76,20	85,71
27	Gasto unitario; Q_{11}	m^3/s	1,38	1,21	1,16	1,36	1,08	1,61
28	Potencia unitaria; N_{11}	kW	12,29	10,77	10,33	12,10	9,70	14,35
29	Coeficiente de Tomha utilizado; б (turbinas de reacción)	-	0,373	0,258	0,317	0,225	0,178	0,370
30	Presión atmosférica local; P_{atm}	m	10,23	10,23	10,23	10,23	10,23	10,23
31	Presión barométrica local; P_{bar}		9,89	9,89	9,89	9,89	9,89	9,89
32	Temperatura del agua a circular; T	ºC	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
33	Presión de vapor; P_v	m	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
34	Altura succión; H_s (turbinas de reacción)		1,29	2,70	1,79	3,28	4,27	1,05

Tabla 20 Parámetros de funcionamiento de las turbinas de la variante seleccionada para el año promedio (probable)

Parámetros de funcionamiento de las turbinas de la variante seleccionada para el año promedio (probable)			
Nº	**Número de turbinas**		**2**
	Parámetros	**u.m.**	
1	Caudal máximo total; $Q_{máxT}$	m^3/s	5,46
2	Caudal máximo por turbina; $Q_{máxTur}$		2,73
3	Caudal promedio total; Q_{pT}		5,46
4	Caudal promedio por turbina; Q_{pTur}	m^3/s	2,73
5	Caudal mínimo total; $Q_{mínT}$		5,43
6	Caudal mínimo por turbina; $Q_{mínTur}$		2,71
7	Carga neta máxima; $H_{NMáx}$	m	39,63
8	Carga neta promedio; H_{NP}		39,56
9	Carga neta mínima; $H_{NMín}$		39,12
10	Eficiencia máxima de la turbina; $\eta_{MáxT}$	%	91,0
11	Eficiencia promedio de la turbina; η_{PT}		91,0
12	Eficiencia máxima de la turbina; $\eta_{MímT}$		91,0
13	Eficiencia del generador; η_G		93,0
14	Eficiencia máxima del grupo; $\eta_{MáxG}$		84,6
15	Eficiencia promedio del grupo; η_{PG}		84,6
16	Eficiencia mínima del grupo; $\eta_{MíG}$		84,6
17	Potencia de las turbinas; P_T	kW	967,0
18	Potencia de los generadores; P_G		1 040,00
19	Potencia instalada; P_I		2 080,00
20	Potencia máxima total generada; $P_{MáxGT}$		1 797,52
21	Potencia máxima por generada por grupo; $P_{MáxGG}$		898,76
22	Potencia promedio total generada; P_{PGT}		1 792,82
23	Potencia promedio por generada por grupo; P_{PGG}		896,41
24	Potencia mínima total generada; $P_{MínGT}$		1 763,19
25	Potencia mínima por generada por grupo; $P_{MínGG}$		881,59
26	Tiempo de trabajo máximo diario de los grupos; $T_{TMáxG}$	h	24,00
27	Tiempo de trabajo promedio diario de los grupos; T_{TPG}		16,68
28	Tiempo de trabajo mínimo diario de los grupos; $T_{TMíG}$		2,76

29	Tiempo de trabajo total para el año; T_{TTSH}		4 078,92
30	Funcionamiento de los grupos para el año	%	46,6
31	Energía máxima generada en un día; $E_{Máxd}$	MW	43,14
32	Energía promedio generada diaria; E_{Pd}		29,95
33	Energía mínima generada en un día; $E_{Mínd}$		4,86
34	Energía máxima generada en un mes; $E_{Máxm}$		1 337,35
35	Energía promedio generada en un mes; E_{Pm}		915,85
36	Energía mínima generada en un mes; $E_{Mínm}$		150,62
37	Energía total generada en el año; E_{TSH}	MW.h	7 326,79
38	Volumen máximo turbinado en un día; $V_{MáxT}$	hm^3/d	0,47
39	Volumen promedio turbinado; V_{PT}		0,33
40	Volumen mínimo turbinado en un día; $V_{MínT}$	hm^3/d	0,05
41	Volumen máximo no turbinado en un día; $V_{MáxNT}$		0,36
42	Volumen promedio no turbinado diario; V_{PNT}		0,07
43	Volumen mínimo no turbinado en un día; $V_{MínNT}$		0,00
44	Volumen requerido para la regulación de entregas aguas abajo	m^3	139 446,62
45	Caudal máximo no turbinable derivado por la obra de toma	m^3/s	4,16
46	Caudal promedio no turbinable derivado por la obra de toma		0,87
47	Caudal mínimo no turbinable derivado por la obra de toma		0,00

Tabla 21 Resultados económicos para la variante óptima

Resultados económicos para la variante óptima			
N°	**Número de turbinas**		**2**
	Parámetros	**u.m.**	
Beneficios anuales			
1	Ahorro por concepto de combustible equivalente	t/a	2 417,84
		Pesos	1 088 946,35
2	Venta energía al SEN		1 417 604,34
Total de los Beneficios			**2 506 550,69**
Costos de inversión			

3	Costo de las turbinas y otros suministros tecnológicos	Pesos	945 339,20
4	Costo de los generadores		573 248,00
5	Otros elementos mecánicos y eléctricos		880 780,58
6	Costo de la construcción civil y mecánica		1 254 000,00
7	Costo entubamiento de la galería		0,00
8	Costo línea eléctrica de trasmisión		0,00
Total de los Costos de inversión			**3 653 367,78**
Costos Anualizados de la inversión			**453 542,44**
Costos anuales			
9	Costos anuales por fuerza de trabajo	Pesos	32 500,00
10	Costos anuales por mantenimiento y reparación		62 768,33
11	Costos anuales por depreciación		55 543,66
Total de los Costos Anuales (incluye Costos Anualizados de la Inversión)			**604 354,43**
Beneficios-Costos Anualizados			**1 902 196,27**

3.2 Comparación entre variantes de Turbinas Francis y Michell-Banki

La comparación se realizó para dos turbinas de ambas variantes. En este documento se muestra dicha comparación de variantes optimas, es decir 2 turbinas de tipo Francis contra 2 turbinas de tipo Michell-Banki.

En la tabla de comparación de resultados se dejan los parámetros más importantes solamente.

Tabla 22 Parámetros de funcionamiento de las turbinas de la variante óptima para el año promedio (probable)

Parámetros de funcionamiento de las turbinas de la variante óptima para el año promedio (probable)				
Nº	**Número de turbinas**		**2**	**3**
	Parámetros	**u.m.**	**Francis**	**Michell-Banki**
1	Potencia promedio total generada	kW	1.792,82	1.273,07
2	Tiempo de trabajo promedio diario de los grupos	h	16,68	16,80
3	Tiempo de trabajo total para el año		4.078,92	4.110,02
4	Funcionamiento de los grupos para el año	%	46,6	46,9
5	Energía promedio generada diaria	MW	29,95	21,42
6	Energía promedio generada en un mes		915,85	655,05
7	Energía total generada en el año		7.326,79	5 240,39
8	Volumen promedio turbinado	hm^3/d	0,33	0,33
9	Volumen promedio no turbinado diario		0,07	0,07
10	Volumen requerido para la regul. de entregas a. abajo	m^3	139.446,62	138.885,82
11	Caudal máx. no turbinable derivado por la OT	m^3/s	4,16	4,16
12	Caudal Prom. no turbinable derivado por la OT		0,87	1,05
13	Caudal mín. no turbinable derivado por la OT		0,00	0,00

En los resultados económicos se puede observar que el mayor beneficio se obtiene con la variante de 2 turbinas Francis contra las 2 turbinas Michell-Banki, viéndose una diferencia entre ambos de $ 358 420,83 en beneficios menos costos anualizados. Se debe observar también que los costos anualizados totales con la variante Francis son mucho mayores que con la variante Michell-Banki. Si se analiza la tabla se puede observar que, aunque los beneficios por Francis son mayores, también los costos de inversión son muchos mayores en esta variante.

Tabla 23 Resultados económicos para la variante óptima

Resultados económicos para la variante óptima				
Tipo de Turbina			**Francis**	**Michell-Banki**
N°	**Número de turbinas**		**2**	
	Parámetros	**u.m.**		
Beneficios anuales				
1	Ahorro por concepto de combustible equivalente	t/a	2 417,84	1 729,33
2		Pesos	1 088 946,35	778 854,86
3	Venta energía al SEN		1 417 604,34	1 011 960,00
Total de los Beneficios			**2 506 550,69**	**1 790 814,86**
Costos de inversión				
4	Costo de las turbinas y otros suministros tecnológicos	Pesos	945 339,20	134 590,51
5	Costo de los generadores		573 248,00	429 936,00
6	Otros elementos mecánicos y eléctricos		880 780,58	249 362,88
7	Costo de la construcción civil y mecánica		1 254 000,00	440 000,00
8	Costo entubamiento de la galería		0,00	0,00
9	Costo línea eléctrica de trasmisión		0,00	0,00
Total de los Costos de inversión			**3 653 367,78**	**1 253 889,39**
Costos Anualizados de la inversión			**453 542,44**	**155 662,42**
Costos anuales				
10	Costos anuales por fuerza de trabajo	Pesos	32 500,00	32 500,00
11	Costos anuales por mantenimiento y reparación		62 768,33	38 542,96
12	Costos anuales por depreciación		55 543,66	20 334,04
Total de los Costos Anuales (incluye Costos Anualizados de la Inversión)			**604 354,43**	**247 039,42**
Beneficios-Costos Anualizados			**1 902 196,27**	**1 543 775,44**

3.3 Análisis final.

Para un análisis final en la comparación entre ambas variantes, se deben tener varios puntos en cuenta.

- Primeramente, se debe dejar claro que este análisis solo llega hasta la simulación hidroenergética y los resultados económicos; para una selección final más adecuada, se debe realizar el diseño de la caseta de la Pequeña Central Hidroeléctrica, así como el presupuesto de instalación y construcción, lo cual se debe ejecutar entre un grupo multidisciplinario de especialistas hidráulicos, eléctricos y civiles, por solo mencionar los principales.
- Como segundo punto se debe tener en cuenta que las turbinas Michell-Banki son turbinas de un diseño más sencillo, así como instalación, mantenimiento y costo, mientras que las turbinas Francis son turbinas más complejas y con un mayor trabajo a la hora principalmente de la instalación de las mismas.
- Por último, se debe tener en cuenta que Cuba es un país que posee solo dos estaciones, la estación seca y la húmeda, además de como se ha visto en años anteriores existe una gran variación entre la época de lluvia y la de sequía. Se ha comprobado por experiencia que la época de sequía puede durar años con apenas registros de lluvia en las cuencas hidrográficas del país, lo cual ha visto que los embalses dejen de verter el caudal promedio. Las turbinas Michell-Banki, son turbinas simplificadas que tienen un rendimiento promedio de 75%, en lugar de 80-90% que se obtiene con las turbinas de impulso o reacción. Aunque esto se puede ver como una desventaja; en estos aprovechamientos donde indistintamente se pueden usar, turbinas Francis o Michell-Banki, la Francis tiene mayor eficiencia dentro de un rango muy estricto de variación de las cargas y el caudal; no obstante, por sus características las turbinas Michell-Banki son tolerantes a las variaciones y mantienen la eficiencia, de ahí que a lo largo del año puede llegar producir en muchos casos más energía que las más costosas y específicas turbinas Francis.

Por tanto, como se observó, los beneficios finales, dan a optar por la variante de turbinas Francis, pero se deben tener en cuenta principalmente estos 3 puntos anteriormente expuesto ya que, la decisión final se verá muy influenciada por el análisis de ellos.

3.4 Impacto Ambiental

En este subcapítulo, se analizará los impactos que esta Pequeña Central Hidroeléctrica podría producir en las etapas: constructiva, de funcionamiento y cierre, sin importar la selección de la variante o diseño de la PCHE.

A continuación, se analiza para cada etapa cuales son los efectos impactantes y sus medidas correctivas o de mitigación:

3.4.1 Fase Constructiva

Solo tienen efecto impactante en las actividades de desbroce y movimiento de tierra, siendo los mismos:

- **Irrelevantes:** en el aire, la flora, la fauna y la población.
- **Moderados:** Suelo y subsuelo, en el medio perceptual, en el uso del territorio y en la economía.

Las medidas correctivas o de mitigación en la fase construcción que se plantean serán:

- Utilización de tapacetes durante la carga de áridos.
- Controlar el estado técnico de la carburación de vehículos y maquinarias.
- Prohibir la utilización innecesaria del claxon.
- El proyecto está obligado a observar todas las medidas de seguridad en la construcción de la presa de cola.
- Evitar el desbroce innecesario de vegetación.
- Evitar el movimiento de tierra innecesario.
- Velar por la calidad y salud de los recursos humanos involucrados en esta etapa.

3.4.2 Fase de funcionamiento

Durante esta etapa no se considera que los efectos impactantes sean relevantes, ya que esta planta producirá energía limpia utilizando un recurso renovable, solo el no cumplimiento de las entregas requeridas para el gasto sanitario del río podría ser moderadas.

- **Irrelevantes:** Suelo y subsuelo, en el aire, la flora, la fauna, la población y trabajadores directos.
- **Moderados:** Aguas superficiales y subterráneas y en la economía.

Las medidas correctivas o de mitigación que se adaptan a la obra en la fase de funcionamiento serán:

- El proyecto está obligado a adecuar el plan de medidas contra catástrofes y desastres naturales a la actividad específica y condiciones naturales y geográficas del proyecto.
- Priorizar la entrega de los volúmenes de agua demandados por los Usuarios y el caudal sanitario del río.
- Informar oficialmente a todas las instancias que de una forma u otra reciban la influencia directa o indirecta del proyecto, sobre el proceso de inversión, su estado actual y alcance real; siempre y cuando la información no tenga ningún grado de restricción.
- Desarrollar una labor de información sobre los posibles daños que la población pueda tener y como enfrentar los mismos.
- Alertar a la dirección del gobierno en el territorio sobre los tipos de control que se deben establecer como medida preventiva ante posibles daños y capacitar al subsistema de salud para su actuación en caso de emergencia.
- Desarrollar una labor de educación ambiental que permita elevar el nivel de implicación de la población como protagonista del medio ambiente, aun cuando en el orden material se reciban beneficios económicos.

3.4.3 Fase de cierre

Para la etapa de cierre de la PCHE se deben desmontar todo el equipamiento existente y disponerlo en el lugar adecuado.

CONLUSIONES.

- Se plasmó información detallada sobre el funcionamiento de las turbinas hidráulicas y principales modelos de las mismas, efectuando un análisis más profundo en las turbinas Francis y Michell-Banki.
- Se ejecutó un sistema de información sobre el estado actual de Cuba en el campo de la hidroenergía.
- Los cálculos necesarios para la simulación hidroenergética arrojaron como variante optima la simulación con 2 turbinas Michell-Banki para unos mayores beneficios contra costos.
- El análisis final determino que la variante con turbinas Francis obtendría mayores beneficios que con las turbinas Michel-Banki, aunque se deberán tener varios puntos en cuenta para una selección final.
- La construcción de ambas variantes es factible, ya que sus beneficios superan ampliamente sus costos.
- El funcionamiento de la PCHE será subordinado al uso actual del agua.
- La alternativa de equipamiento propuesto, tanto en tipo como en cantidad, es la mejor a utilizar para las condiciones de este embalse.

RECOMENDACIONES.

- Ejecución de estudios topográficos del área de implantación de la central hidroeléctrica, así como del cauce del río.
- Ejecución de estudios geológicos del área de implantación de la PCHE.
- Estudio de los embalses reguladores a construir aguas abajo
- Ejecución del diseño de la PCHE, por un equipo multidisciplinario de ingenieros.
- Continuar el estudio de las variantes, así como la evolución de la maquinaria a nivel mundial, sus costos y eficiencias.

BIBLIOGRAFÍA.

RODRÍGUEZ, J. A. S. y SOLER, P. A. B. 2007. Estado y Perspectivas de las Energías Renovables en Cuba. Tecnología Química. Santiago de Cuba: Universidad de Oriente.

TORRADO, C. M. P. 2016. La Hidroenergía en Cuba [Online]. Cuba Solar. Available: www.cubasolar.cu/la_hidroenergia_en_cuba/.

NACIÓN Y EMIGRACIÓN. 2014. Hidroenergía, Cuba apuesta a su desarrollo [Online]. Nación y Emigración. Available: www.nacionyemigracion.com/hidroenergia_cuaba_apuesta/.

Junio 2016. AT para Recopilación y Procesamiento de Documentación Técnica. Presa Tuinicú. Empresa de Investigaciones y Proyectos Hidráulicos Villa Clara.

DE LA LASTRA, Ing. F. R. Julio 2017. IC PCHE Tuinicú. Empresa de Investigaciones y Proyectos Hidráulicos Villa Clara.

CABRERA, Ing. P. V. abril 2008. I.C. HIDROELÉCTICA TUINICÚ. Empresa de Investigaciones y Proyectos Hidráulicos Villa Clara.

2017. Joven Club Sancti Spíritus [Online]. Available: http://www.ssp.jovenclub.cu/jc/cab/.

DÍEZ, P. F. 2016. Turbinas Hidráulicas. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética. Universidad de Cantabria.

BETANCUR, J. E. G. 2006. Caracterización de una turbina del Tipo Francis utilizada por una Empresa Local de Generación de Energía. Universidad EAFIT.

ORREIA, J. A. D. A. septiembre 2006. Diseño mecánico e hidráulico de una turbina Francis tubular. Universidad Simón Bolívar.

LTDA, I. 2011. Atlas Potencial Hidroenergético de Colombia. ATLAS.

MONSALVE, I. S. 2008. Centrales Hidráulicas. Universidad de Antioquia.

WALES J. y SANGER, L. 2018. Wikipedia [Online]. Available: www.wikipedia.com [Accessed 2018 2018].

GROUP GUNT HAMBURG, 2016. Triángulo de Velocidades. In: HAMBURG, T. D. V. G. G. (ed.).

RODRÍGUEZ, E. M. enero-marzo 1999. La Fabricación de Turbinas Hidráulicas en Cuba. Energía y Tú.

2008. Ficha Técnica Turbina Michell-Banki. Soluciones Prácticas ITDG.

LEÓN, J. D. V. D. enero 2007. Micro-Hidroeléctrica Tipo Michell-Banki, funcionamiento, mantenimiento y componentes. Universidad de San Carlos de Guatemala.

noviembre 2016. Información Técnica para ejecutar los trabajos de diseño de la PCHE que se pretenden construir en los embalses Tuinicú, Lebrije y La Felicidad. Empresa de Aprovechamiento Hidráulico Sancti Spíritus.

noviembre 2016. Presa Tuinicú Área vs Nivel. In: TUINICU, A. (ed.). Empresa de Aprovechamiento Hidráulico Sancti Spíritus.

noviembre 2016. Presa Tuinicú Volumen vs Nivel. In: TUINICU, V. (ed.). Empresa de Aprovechamiento Hidráulico Sancti Spíritus.

1984. Norma Cubana NC-48-31 Protección para diseño según categoría. NC-48-31. Cuba.

MICONS 2005. PRECONS II Sistema de Precios de la Construcción. In: CONSTRUCCIÓN, M. D. L. (ed.).

LEAL, A. diciembre 2013. Estudios sobre factibilidad en la instalación de micro-central hidroeléctrica en "Lutti" provincia de Córdoba. Universidad Nacional de Córdoba.

GONZÁLEZ, M. M. 2015. Estandarización de modelos de turbinas hidráulicas Michell-Banki para aprovechamiento del potencial hidroenergético de Cuba. Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas.

2015. Embalse Tuinicú desglose trimestral. Empresa de Aprovechamiento Hidráulico Sancti Spíritus.

2015. Gastos de Escurrimiento por balance Hídrico. Empresa de Aprovechamiento Hidráulico Sancti Spíritus.

2008. PCHE Tuinicú. Empresa de Investigaciones y Proyectos Hidráulicos Villa Clara.

Procedimiento Diseño PCHE 200 PRO-04-Rev 4; EIPH VC

Estilo Harvard. In: ALICANTE, U. D. (ed.).

ECO, U. Cómo se hace una Tesis. Técnicas y procedimientos de estudio, investigación y escritura.

SAMPIER, R. H. 2003. Metodología de la Investigación 1.

SAMPIER, R. H. 2003. Metodología de la Investigación 2.