

Informe de Práctica de Especialidad para optar por el Título de Ingeniero en
Mantenimiento Industrial, Grado Licenciatura



*Estudio de prefactibilidad para el Aprovechamiento Energético mediante Sistemas
de Micro Generación Hidroeléctrica en líneas de agua potable para el Instituto
Costarricense de Acueductos y Alcantarillados.*

Daniela Vargas Benambourg

COORDINADOR DE PRÁCTICA:
Ing. Greivin Barahona Guzmán

Junio 2019

Carrera evaluada y acreditada por:

Canadian Engineering Accreditation Board

Bureau Canadien d'Accréditation des Programmes d'Ingénierie



CARTA DE ENTENDIMIENTO

Fecha: 5-Junio-2019

Señores
Instituto Tecnológico de Costa Rica
Sistema de Bibliotecas del Tecnológico

Yo Daniela Vargas Benambourg

carné No. 2014068399, si autorizo no autorizo, al Sistema de Bibliotecas del Tecnológico (SIBITEC), disponer del Trabajo Final de graduación, del cual soy autor, para optar por el grado de Licenciatura, en la carrera de Ingeniería en Mantenimiento Industrial, presentado en la fecha 5-Junio-2019, con el título Estudio de Prefactibilidad para el aprovechamiento energético mediante sistemas de microgeneración hidroeléctrica en líneas de agua potable para el Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados.

para ser ubicado en el Repositorio Institucional y Catálogo SIBITEC, con el objetivo de ser visualizado a través de la red Internet.

Firma de estudiante:



Correo electrónico:

imi.danielavb@gmail.com

Cédula No.:

116540834

Hoja de información

Información del estudiante:

Nombre: Daniela Vargas Benambourg

Cédula: 1-1654-0834

Carné ITCR: 2014068399

Dirección de residencia: Daniel Flores de Pérez Zeledón, San José

Teléfono: 8310-8997

Correo electrónico: imi.danielavb@gmail.com

Información del proyecto:

Nombre del proyecto: “Estudio de prefactibilidad para el aprovechamiento energético mediante Sistemas de microgeneración hidroeléctrica en líneas de agua potable para el Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados”.

Profesor asesor: MSc. Gustavo Gómez Ramírez

Horario de trabajo del estudiante: de lunes a viernes, de 7:00 a.m. a 3:15 p.m.

Información de la empresa:

Nombre: Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados

Zona: Región Brunca

Dirección: edificio Villa Herrera, 200 metros sur de las oficinas centrales de Coopealianza RL

Actividad principal: velar por el acceso al agua potable de la población y gestión de la infraestructura acuífera.

Asesor industrial: Ing. Francisco Chang Fonseca

Teléfono: 8820-3105

Dedicatoria

El resultado obtenido al final de todos estos años de esfuerzo se lo dedico a mi madre, Sonia Benamburg González; a mi padre, Alex Vargas Solís y a mis hermanos, Luis Fernando Vargas Benambourg y Alex Vargas Benambourg.

Solo Dios tiene lo suficiente para recompensarlos por todo lo que han hecho por mí y por darme la maravillosa oportunidad de estudiar.

Este logro también se lo dedico a mi novio, Randall Quesada Leitón, quien me apoyó de mil maneras desde el día uno de este trayecto.

Para ustedes, este es mi tesoro en la cima del arcoíris, los amo.

-Daniela Vargas Benambourg

Agradecimiento

Primeramente, quiero agradecer a mis padres, por enseñarme a soñar, por educarme de la manera en que lo hicieron y por enseñarme a luchar para alcanzar cualquier meta que me proponga. Gracias a mis hermanos, por enseñarme la dicha de tener una familia, a pesar de lo diferentes que somos, no los cambio por nada.

Gracias a Randall, por apoyarme en todos los aspectos posibles, por motivarme e inspirarme a completar cada tarea y cada proyecto, por no dejarme flaquear a lo largo del camino y por estar a mi lado cada vez que lo necesité.

Mi paso por la universidad fue muy difícil, al no tener a mi familia cerca, pero aquí encontré una nueva familia, Valeria y Julio llenaron mi vida con su amor y compañía cada día, estuvieron a mi lado en los días felices y aún más en los tristes, cada cosa que hicieron por mí la llevo en el corazón; a ustedes, gracias.

Gracias a mis amigos de teatro, quienes me dieron una razón muy importante para mantenerme en el TEC, por cada experiencia que vivimos fuera y dentro del país.

Gracias a mi vecina Sandra y su familia, quienes siempre me han apoyado y me han tenido en sus oraciones, son parte de mi familia y no tengo cómo pagarles por tanto apoyo.

Sin duda, esta experiencia no habría sido así de grata sin la compañía de mis colegas, mis mejores amigos, Aarón, Jose, Marcela, Diego y Nohelia, a ustedes les debo muchos momentos de felicidad que por siempre guardaré en mi corazón. Gracias a ustedes y tantos otros que no menciono aquí, pero que saben cuan especiales son para mí.

Finalmente, gracias a todos mis profesores y a cada persona que dedicó su tiempo para instruirme en mi vida profesional.

A todos ustedes, gracias.

Tabla de contenido

RESUMEN	1
CAPÍTULO 1 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA.....	5
1.2. Antecedentes históricos	7
1.3. Ubicación de la empresa.....	8
1.4. Valores de la empresa	8
1.5. Organización de la empresa	9
1.6. Proceso Productivo	10
Resumen capítulo 1:.....	11
CAPÍTULO 2 INTRODUCCIÓN	12
2.1. Antecedentes	12
2.2. Justificación del proyecto	12
2.3. Pregunta de investigación.....	13
2.4. Objetivos	13
2.4.1. Objetivo General.....	13
2.4.2. Objetivos Específicos	13
2.5. Metodología	14
2.6. Alcances y limitaciones	16
Resumen capítulo 2:.....	16
CAPÍTULO 3 MARCO DE REFERENCIA.....	17
MARCO LEGAL.....	17
3.1. Antecedentes de Generación en el AyA	17
3.1.1. Problemas para generar en el AyA.....	17
MARCO TEÓRICO	20

3.2.	Generación hidroeléctrica	20
3.2.1.	Generación eléctrica en Costa Rica	21
3.2.2.	Generación autónoma o paralela en Costa Rica.....	23
3.3.	Centrales hidroeléctricas	25
3.3.1.	Clasificación de las centrales hidroeléctricas	26
3.3.2.	Turbinas hidráulicas	28
3.4.	Control eléctrico de una turbina	32
3.5.	Aprovechamientos energéticos en empresas homólogas	34
3.6.	Fundamentos Hidráulicos por considerar en el proyecto.....	37
a.	Pérdidas de carga.....	38
b.	Medición del caudal de agua	39
c.	Medición de Diferencia de Presión del Aprovechamiento	43
d.	Estimación de la energía generada	44
e.	Levantamiento físico del acueducto.....	45
f.	Selección del punto de generación	47
	Resumen Capítulo 3:	47
CAPÍTULO 4 ANÁLISIS HIDRÁULICO PARA DETERMINAR EL POTENCIAL ELÉCTRICO EN EL ACUEDUCTO DE PÉREZ ZELEDÓN.....		48
4.1.	El acueducto de Pérez Zeledón.....	48
I.	Características del sistema.....	48
II.	Sistema captación – planta de tratamiento	49
III.	Red principal de conducción de agua.....	50
4.1.1.	Características de la planta de tratamiento	51
4.1.2.	Resultado de cálculo de pérdidas de carga.....	52

4.1.3.	Resultados de simulación.....	54
4.2.	Propuesta de diseño de instalación hidráulica.....	55
4.2.1.	Descripción de equipo seleccionado	55
4.2.2.	Conexión hidráulica (ver plano en anexo 11)	56
4.3.	Propuesta de diseño de instalación eléctrica.....	57
4.3.1.	Punto de conexión a la red eléctrica.....	57
4.3.2.	Descripción de equipo seleccionado	58
4.3.3.	Conexión eléctrica a la red (ver plano en anexo 10)	61
4.4.	Reducción de emisiones.....	61
4.5.	Propuesta de plan de mantenimiento	63
	Resumen capítulo 4:.....	64
CAPÍTULO 5 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO.....		65
5.1.	Evaluación económica y retorno de la inversión.....	65
5.1.1.	Inversión inicial.....	65
5.1.2.	Costos de solicitud de interconexión eléctrica.....	67
5.1.3.	Costos de operación y mantenimiento	67
5.1.4.	Determinación de la depreciación anual.....	68
5.1.5.	Ahorro económico por energía generada	68
5.2.	Flujo total de efectivo.....	70
	Resumen capítulo 5:.....	74
CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES, APORTES PERSONALES Y TRABAJOS FUTUROS.....		75
6.1.	Conclusiones	75
6.2.	Recomendaciones	76

6.3. Aportes personales y trabajos futuros	76
BIBLIOGRAFÍA	78
ANEXOS	83
A1- Oferta económica para sistema de microgeneración	83
A2- Ficha técnica Turbina Hydroregen.....	84
A3- Ficha técnica inversor FRONIUS PRIMO	86
A4- Ficha técnica de tubería y accesorios PVC SCH80.....	88
A5- Ficha técnica válvula Mueller, norma AWWA C515	89
A6- Precio del búnker al 6 de mayo del 2019.....	91
A7- Factor K, para caída de tensión.....	92
A8- Proyección de crecimiento de la demanda del sector eléctrico	93
A9- Distancia de separación del Macromedidor existente.	94
A10- Plano de conexión eléctrica propuesta	94
A11- Plano de conexión hidráulica propuesta	94

Índice de figuras

Figura 1.1. Distribución de población con agua potable por ente operador para 2017	6
Figura 1.2. Proceso productivo del AyA	11
Figura 3.1. Representación de la Energía Potencial.	20
Figura 3.2. Producción bruta de energía MWh, Agosto 2018.....	21
Figura 3.3. Diagrama de transformación de energía.	25
Figura 3.4. Esquema de una central hidroeléctrica.	26
Figura 3.5. Configuración de una central hidroeléctrica en una red de agua potable.	28
Figura 3.6. Esquema de una microturbina Pelton.	29

Figura 3.7. Esquema de una microturbina Banki.....	30
Figura 3.8. Esquema de una microturbina Banki.....	30
Figura 3.9. Esquema de microturbina Francis.....	31
Figura 3.10. Esquema de una microturbina Kaplan.	32
Figura 3.11. Turbina de aprovechamiento energético, venta de energía.	35
Figura 3.12. Beneficio económico anual por venta de energía, Aguas de Manizales	35
Figura 3.13. Turbina de aprovechamiento energético, venta de energía.	36
Figura 3.14. Medidor por presión diferencial, Tubo Venturi.....	40
Figura 3.15. Fluxómetro electromagnético.	41
Figura 3.16. Medidor de Flujo Ultrasónico.....	43
Figura 3.17. Manómetro diferencial.....	43
Figura 3.18. Transductor de presión.	44
Figura 3.19. Rueda medidora con contador.	46
Figura 3.20. Garmin GPSmap 62s.	46
Figura 4.1. Recorrido de la tubería.....	49
Figura 4.2. Perfil de elevación de tubería en estudio.	50
Figura 4.3. Sistema de reducción de energía actual.	51
Figura 4.4. Diagrama de salto neto de agua.	53
Figura 4.5. Resultados simulación de tubería.	54
Figura 4.6 Gráfico de selección de turbina.....	55
Figura 4.7 Demanda de consumo mensual de circuito en 2018.....	58
Figura 4.8 Sistema de generación seleccionado.....	58

Índice de tablas

Tabla 1.1. Evolución de la cobertura de agua potable (2014-2017)	7
Tabla 2.1. Metodología por seguir para el desarrollo del proyecto	14
Tabla 3.1. Generación Ley 7200, capítulo I. Agosto,2018.	22
Tabla 3.2. Generación Ley 7200, capítulo II. Agosto, 2018.	23
Tabla 3.3. Sistema propuesto por la OLADE para Latinoamérica y el caribe.	26

Tabla 4.1 Cálculo de pérdidas de carga en la tubería.	52
Tabla 5.1. Costo de ampliación caja de registro.	65
Tabla 5.2. Costos de infraestructura hidráulica.....	66
Tabla 5.3. Costo de infraestructura eléctrica.	67
Tabla 5.4. Estimación del valor de la depreciación anual.	68
Tabla 5.5. Consumo Eléctrico Planta de tratamiento de agua potable.	69
Tabla 5.6. Flujo neto de efectivos con inversión propia	71
Tabla 5.7. Flujo neto de efectivos con inversión propia (continuación).....	71
Tabla 5.8. Datos de financiamiento	72
Tabla 5.9. Pagos de financiamiento.....	72
Tabla 5.10. Flujo neto de efectivos con préstamo bancario.....	73
Tabla 5.11. Flujo neto de efectivos con préstamo bancario (continuación)	73

Índice de ecuaciones

Ecuación 3.1. Ecuación de Bernoulli.....	20
Ecuación 3.2. Energía potencial.....	37
Ecuación 3.3. Fórmula de Hazen Williams.....	38
Ecuación 3.4. Fórmula de caudal de agua	39
Ecuación 3.5. Estimación de potencial eléctrico	44
Ecuación 3.6. Potencia del sistema de generación.....	45
Ecuación 4.1. Cálculo de pérdida de carga en la tubería.....	53
Ecuación 4.2. Cálculo de caída de tensión	60
Ecuación 4.3. Cálculo de reducción de emisiones.....	62

Lista de siglas, abreviaturas y acrónimos

A: ampere.

ARESEP: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

ASTM: American Society for Testing and Materials.

AWG: American Wire Gauge.

AWWA: American Water Works Association.

AyA: Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados.

CENCE: Centro Nacional de Control de Energía de Costa Rica.

CNFL: Compañía Nacional de Fuerza y Luz.

CO₂: dióxido de carbono.

FEM: fuerza electromotriz.

HF: hierro fundido.

HZ: hertz (frecuencia).

ICE: Instituto Costarricense de Electricidad.

ID: índice de deseabilidad.

IP: índice de protección.

kW: kilowatts o miles de watts.

kWh: kilowatts hora.

l/s: litros por segundo.

m: metros.

mca: metros columna de agua.

MINAE: Ministerio de Ambiente y Energía de Costa Rica.

MPPT: *maximum power point tracker*.

MW: megawatts.

MWh: megawatts hora.

m³/s: metros cúbicos por segundo.

NEC: Código Eléctrico Nacional.

OLADE: Organización Latinoamericana de Energía.

ONUDI: Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial.

PSI: *pound square inch*.

PVC: policloruro de vinilo.

SCADA: supervisión, control y adquisición de datos.

SCH: *schedule*, relación entre presión de trabajo de la tubería y el esfuerzo hidrostático de diseño del material.

SDR: *standard dimension ratio*, relación entre el diámetro promedio externo del tubo y su espesor mínimo de pared.

SNAA: Servicio Nacional de Acueductos y Alcantarillados

TIR: tasa interna de retorno.

TON: toneladas.

UL: *underwriters laboratories*.

V: voltio.

VAN: valor actual neto.

W: watts.

RESUMEN

Debido al potencial hidroeléctrico presente en los sistemas de acueductos alrededor de Costa Rica, se plantea el proyecto titulado: *Estudio de prefactibilidad para el aprovechamiento energético mediante Sistemas de microgeneración hidroeléctrica en líneas de agua potable para el Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados*; el cual busca presentar una vía para optar por soluciones que sean técnica, financiera y ambientalmente factibles en el aprovechamiento de los excedentes de energía del Acueducto de Pérez Zeledón, con la finalidad de obtener mayor eficiencia y, por ende, rentabilidad del negocio sin perjudicar el medio ambiente.

El Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados (AyA) no está facultado legalmente para comercializar toda la energía eléctrica que genere, pero sí puede aprovecharla para el abastecimiento de sus sistemas operativos y almacenar sus excedentes en la red de distribución eléctrica del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) según la Ley 7200. Por su parte, el Acueducto de Pérez Zeledón posee varios sistemas donde se puede aprovechar la energía hidráulica sobrante y convertirla en electricidad; sin embargo, la mayoría de estos puntos se encuentran lejos de los sistemas de consumo de la institución, lo que imposibilita el autoabastecimiento. Dadas estas condiciones, se ha seleccionado la planta de tratamiento de agua potable como el sitio para desarrollar el siguiente estudio, lugar donde se encuentran instalados en la actualidad, sistemas consumidores de energía y donde se presenta un excedente de esta, el cual se puede aprovechar.

El análisis realizado en el estudio es cuantitativo, ya que mediante una serie de mediciones de variables hidráulicas se determina el caudal de diseño (135 l/s), la caída de agua (19,88 m.c.a) y la potencia hidráulica aprovechable en el sistema, la cual se aproxima a los 21 kW. Con estos datos se puede iniciar un análisis del mercado, donde, según los equipos y niveles de tensión disponibles, se seleccionó el sistema que mejor se adapta para la implementación.

Del análisis efectuado, se recibió una oferta proveniente de la empresa Tecnoturbines, la cual ofrece una microturbina de su propia marca, modelo Hydroregen de 14,5 kW, para red monofásica; dicha microturbina se instalará en paralelo a la tubería de entrada de la planta, permitiendo el flujo de agua en caso de salir de operación.

Posterior al análisis técnico, se realizó la cuantificación de los costos de inversión, ahorros y demás indicadores, correspondientes al análisis financiero, del cual se rescata una inversión total del proyecto cercana a \$ 81.000. Para tal efecto se realizó el flujo de efectivo correspondiente a 25 años, que representa la vida útil de la turbina, evaluando el proyecto en dos escenarios. El primer escenario corresponde a la ejecución del proyecto utilizando recursos institucionales para la inversión y el segundo escenario es el mismo proyecto, pero utilizando un financiamiento reembolsable poco atractivo. Se obtuvo como resultado tasas internas de retorno de 5% y 2% respectivamente, resultando más atractivo para la inversión el primer escenario con inversión propia.

Ambientalmente se realizó un cálculo de las emisiones de toneladas de CO₂, que se evitarían mediante la implementación de este proyecto y se obtiene como resultado aproximadamente 2,54 TonCO₂ / Año de forma directa (emisión de sistema de generación eléctrica de combustible fósil). Por último, se exponen una serie de conclusiones y recomendaciones obtenidas del análisis global del proyecto con las que se determina que existe viabilidad para la implementación de la turbina en las condiciones planteadas.

ABSTRACT

Due to the hydroelectric potential present in the aqueduct systems around the country, is proposed the following "Pre-feasibility Study for the Energy Use by Hydroelectric Micro Generation Systems in Drinking Water Lines for the Costa Rican Institute of Aqueducts and Sewers" which seeks to present a way to opt for solutions that are technically, financially and environmentally feasible in the use of the extra energy of the Perez Zeledón's Aqueduct, in order to obtain greater efficiency and, therefore, success of the business without harming the environment.

The AyA is not legally authorized to commercialize all the electric power that it can generate, but it can take advantage of it to supply its operating systems and store its surpluses in the electric distribution network of ICE according to Law 7200. In the Pérez Zeledón's Aqueduct, are several systems where you can take advantage of hydraulic energy and convert it into electricity; however, most of these points are far from the Institution's consumption systems, which makes self-sufficiency impossible. Given these conditions, the Potable Water Treatment Plant has been selected as the site to develop the following study, where they are currently installed, energy consuming systems and where there is an excess of energy which can be used.

The analysis carried out in the study is quantitative, since a series of measurements of hydraulic variables the design flow (135 l / s), the water fall (19.88 mca) and the Hydraulic Power that can be used in the system are determined; which approximates 21 kW. With this data, an analysis of the market can be started, where according to the available equipment and voltage levels, the system that best adapts to the implementation was selected. From the analysis carried out, an offer was received from the Tecnoturbines company, which offers a microturbine of its own brand, Hydroregen model of 14.5 kW, for single-phase network; which will be installed in parallel to the inlet pipe of the plant, allowing the flow of water in case of leaving operation.

After the technical analysis, it is necessary to start quantifying the investment costs, savings and other indicators, corresponding to the financial analysis, from a total

investment of the project close to \$ 81.000 is rescued. For this purpose, the cash flow corresponding to 25 years was made, which represents the useful life of the turbine, evaluating the project in two scenarios. The first scenario corresponds to the execution of the project using institutional resources for investment and the second scenario is the same project but using an unattractive reimbursable financing. Internal rates of return of 5% and 2% were obtained, respectively, and the first scenario with its own investment was more attractive for investment.

Environmentally, a calculation was made of the emissions of tons of CO₂, which would be avoided through the implementation of this project, obtaining approximately 2.54 TonCO₂ / Year directly (emission of fossil fuel electric generation system).

Finally, a series of conclusions and recommendations obtained from the global analysis of the project are exposed, with which it is determined that there is feasibility for the implementation of the turbine under the proposed conditions.

CAPÍTULO 1 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

1.1. Aspectos generales

El Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados (AyA) tiene por función según la Ley N.º 2726:

Dirigir y vigilar todo lo concerniente para proveer a los habitantes de la República de un servicio de agua potable, recolección y evacuación de aguas negras y residuos industriales líquidos, así como de aguas pluviales en las áreas urbanas.

Determinar la prioridad, conveniencia y viabilidad de los diferentes proyectos que se propongan construir, reformar, ampliar o bien, modificar, obras de acueductos y alcantarillados, las cuales no se podrán ejecutar sin su aprobación.

Promover la conservación de las cuencas hidrográficas y la protección ecológica, así como el control de la contaminación de las aguas.

Asesorar a los demás organismos del Estado, y coordinar las actividades públicas y privadas en todos los asuntos relativos al establecimiento de acueductos y alcantarillados, y control de la contaminación de los recursos de agua, siendo obligatoria, en todo caso, su consulta, e inexcusable el cumplimiento de sus recomendaciones.

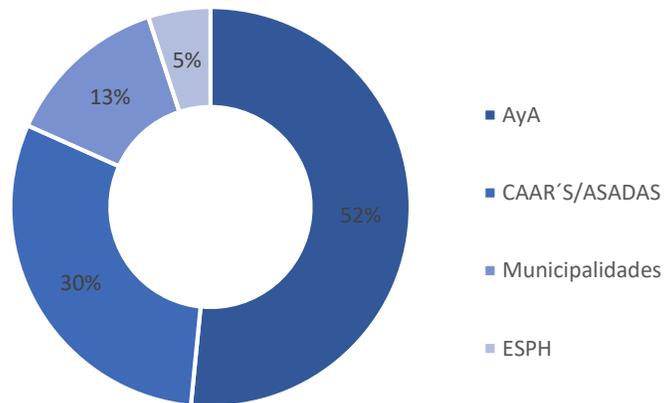
Aprovechar, utilizar, gobernar o vigilar, según sea el caso, todas las aguas de dominio público indispensables para el debido cumplimiento de las disposiciones de esta ley, en el ejercicio que el Estado tiene sobre ellas, conforme a la Ley N.º 276 del 27 de agosto de 1942, a cuyo efecto el Instituto se considera el órgano sustituto de las potestades atribuidas en esa ley al Estado, ministerios y municipalidades.

Administrar y operar directamente los sistemas de acueductos y alcantarillados en todo el país, los cuales se irán asumiendo, tomando en cuenta la

conveniencia y disponibilidad de recursos. Los sistemas que actualmente están administrados y operados por las corporaciones municipales podrán seguir a cargo de éstas, mientras suministren un servicio eficiente. (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 1961, art.2)

El AyA tiene una cobertura de abastecimiento de agua potable del 51.57% de la población nacional, según el Informe final de Gestión AyA 2014-2018, como se muestra en la figura 1.1.

Figura 1.1. Distribución de población con agua potable por ente operador para 2017



Fuente: basado en AyA (2018).

Siendo así el abastecimiento de 2.302.198 personas (99% de la población correspondiente a la institución) para el año 2017, representado en la tabla 1.1:

Tabla 1.1. Evolución de la cobertura de agua potable (2014-2017)

Operador	2014		2015		2016		2017	
	Población	Cobertura	Población	Cobertura	Población	Cobertura	Población	Cobertura
AyA	2.210.567	99%	2.235.582	99%	2.278.248	98,80%	2.302.198	99%
Municipalidades	635.793	95,10%	607.198	90%	685.963	98,10%	593.151	95,20%
ESPH	227.930	99,10%	220.115	97,50%	223.303	99,40%	224.665	100%
ASADAS	1.130.268	82,40%	1.125.200	80%	1.140.511	78,60%	1.344.399	85,10%
Subtotal	4.204.558	93,40%	4.188.095	91,70%	4.328.025	93,70%	4.464.413	94,82%
Total país	4.436.087	93%	4.407.071	91,20%	4.542.611	91,80%	4.646.527	93,90%

Fuente: basado en AyA (2018).

Además, el AyA tiene 57 acueductos alrededor del país, dentro de estos se encuentra el acueducto San Isidro del General que abastece diferentes comunidades de Pérez Zeledón; el cual se estudiará para el presente proyecto.

1.2. Antecedentes históricos

El Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados fue fundado en 1961 bajo el nombre de Servicio Nacional de Acueductos y Alcantarillados (SNAA); en 1975, mediante la Ley N° 5915, el SNAA es transformado y entre otros cambios, el nombre es modificado a Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados, conocido con las siglas como AyA.

Para el cantón de Pérez Zeledón se estableció la Sede Cantonal de Pérez Zeledón, la cual es administrada por el Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados bajo la responsabilidad de la licenciada Teresita Navarro Espinoza, como jefe cantonal.

1.3. Ubicación de la empresa

El Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados Región Brunca se encuentra ubicado en la provincia de San José, Pérez Zeledón, San Isidro del General, Edificio Villa Herrera, 200 metros sur de las oficinas centrales de Coopealianza RL.

1.4. Valores de la empresa

Trabajo en equipo: el grupo de personas que se organiza para alcanzar un objetivo común recibe el nombre de equipo. Se conoce como trabajo, por otra parte, al esfuerzo humano y a la actividad productiva por la cual se recibe una remuneración.

Espíritu de servicio: se refiere a que se debe actuar con compromiso, diligencia, disposición y cercanía con los usuarios y compañeros de trabajo.

Responsabilidad y compromiso: es la importancia que deberá darse al cumplimiento de las obligaciones laborales adquiridas, a la palabra dada y a la realización de las funciones con ética moral y legal, así como a la aceptación y reconocimiento de las consecuencias de las labores que realiza cada funcionario.

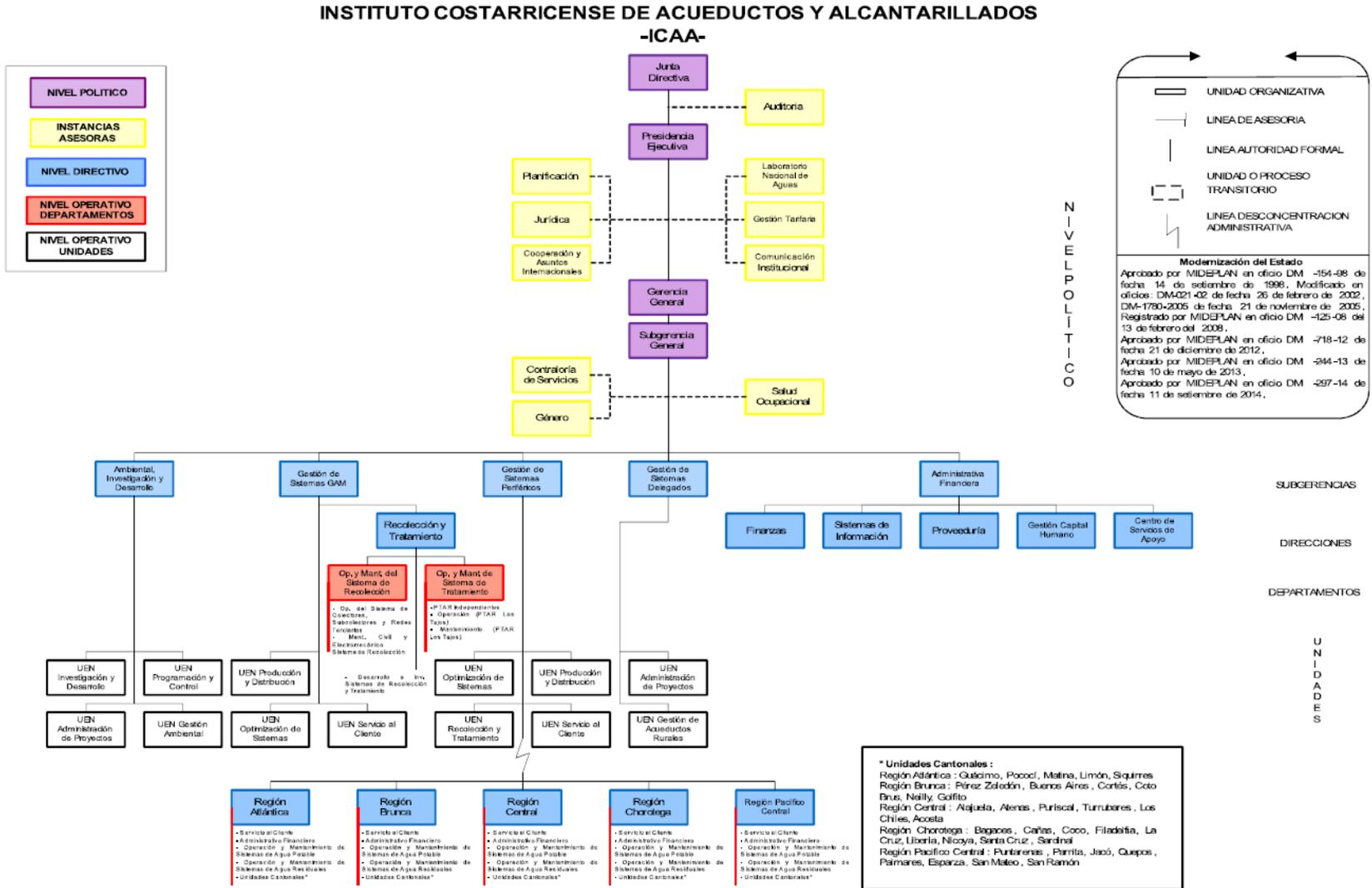
Excelencia: se refiere a comprometerse en lograr el más alto nivel de competitividad y productividad en cada una de las actividades que se realizan, con el mejor desempeño y que estén acordes con los parámetros de eficiencia y eficacia establecidos en la institución.

Respeto: es la obligación que deben tener todos los funcionarios de la institución, de considerar el derecho de los usuarios a recibir un servicio excelente, honrando el nombre del instituto y considerando que se atienda a las personas, salvaguardando su dignidad y la de los colaboradores. De igual forma, deberá aplicarse en el trato con los compañeros de trabajo, independientemente de la posición jerárquica de cada uno.

Honestidad: es el valor de decir la verdad, ser decente, recatado, razonable, justo y honrado.

1.5. Organización de la empresa

Figura 1.3. Organigrama del AyA.



1.6. Proceso productivo

El proceso de servicio de agua potable y el sistema de alcantarillados que realiza el AyA se divide en siete etapas principales:

Captación del agua: se refiere a obtener la fuente del recurso hídrico, ya sea desde una naciente de agua o bien, un pozo perforado en la superficie del suelo; desde ahí el agua es encausada a través de tuberías hacia los sistemas de filtración y cloración.

Filtración y cloración: en esta etapa el agua es intervenida por medios físicos y químicos que alteran sus propiedades de modo que se alcance la calidad necesaria para el consumo humano. Una vez que el agua está lista para consumir, se almacena en tanques.

Almacenamiento: este proceso se lleva a cabo en tanques de concreto, plástico u otro material, siempre y cuando las condiciones y características de este no alteren la calidad del agua. A partir de este punto el agua se distribuye a los clientes a través de sistemas de bombeo o por gravedad, según los requerimientos del sistema.

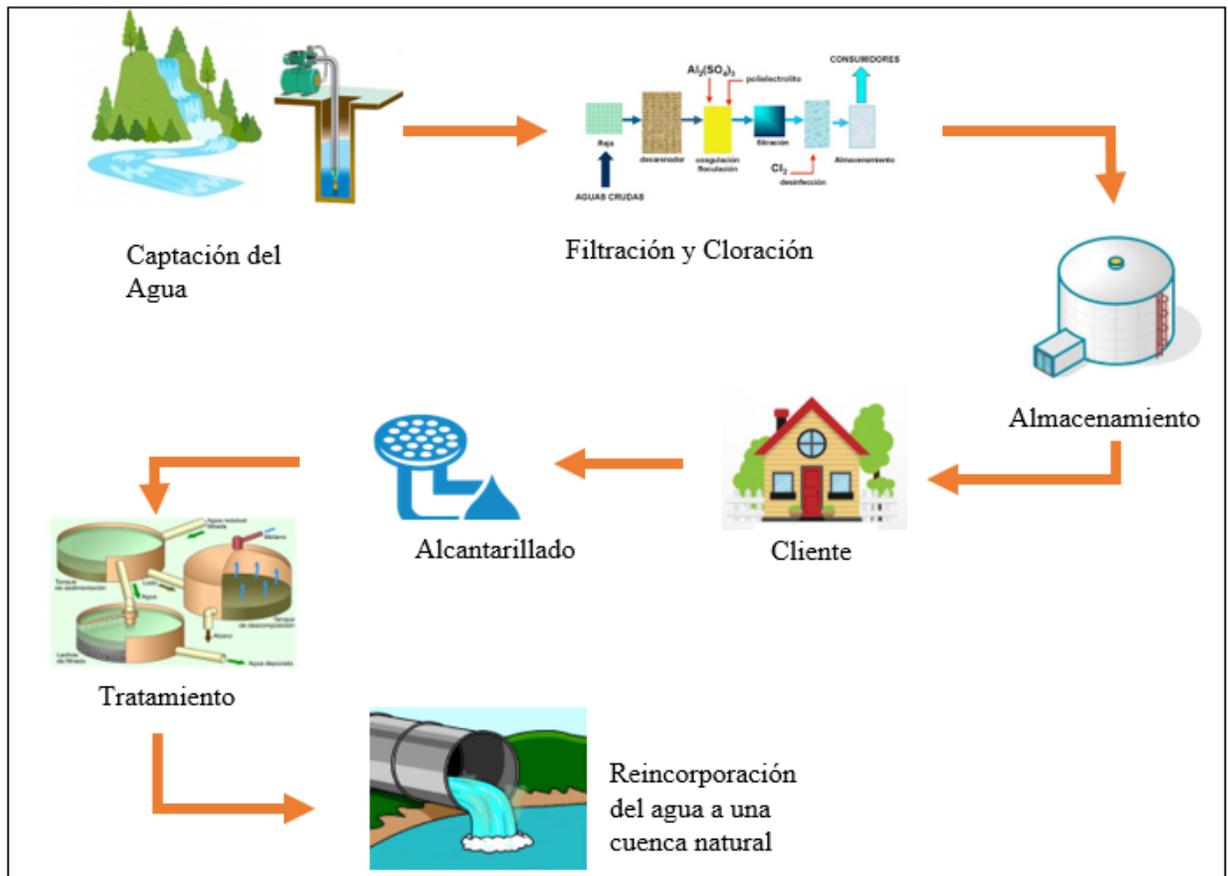
Alcantarillado: una vez que el usuario hace uso del agua, esta se dispone a través del sistema de alcantarillado, el cual encausa las aguas servidas hacia una planta de tratamiento.

Tratamiento: en este punto, las aguas servidas son tratadas física y químicamente, de modo que las condiciones finales del agua no afecten la cuenca natural (flora y fauna) donde vayan a ser liberadas.

Reincorporación del agua a una cuenca natural: en esta última etapa las aguas servidas que ya fueron tratadas se liberan en una cuenca natural, de modo que se pueda cumplir el ciclo del agua.

El esquema mostrado en la figura 1.2. representa el proceso que realiza la institución para servir el agua potable a los clientes y reincorporar la misma a una cuenca natural.

Figura 1.2. Proceso productivo del AyA



Fuente: basado en AyA (2018). Informe final de gestión.

Resumen capítulo 1:

En este capítulo se presenta una introducción sobre el Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados, los objetivos de su creación, los porcentajes de abastecimiento de agua del 2014 al 2018, su estructura organizacional, valores empresariales y, finalmente, el proceso productivo de la institución.

CAPÍTULO 2 INTRODUCCIÓN

2.1. Antecedentes

El Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados de la Región Brunca cuenta con 45 sistemas eléctricos de bombeo de agua potable para abastecer a diferentes comunidades, estos equipos requieren de un alto consumo eléctrico y conllevan a un gran gasto económico. La tubería existente en la toma del acueducto de San Isidro tiene una diferencia de altura positiva respecto a la entrada de la planta de tratamiento de agua del acueducto, esto incurre en un exceso de presión que debe ser reducida a través de configuraciones mecánicas para el ingreso del fluido a la planta, reduciendo también la energía hidráulica del agua en ese punto, misma que se puede convertir en energía eléctrica y que se puede vender al Instituto Costarricense de Electricidad.

Realizando un análisis del potencial hidráulico en diferentes escenarios de la tubería, a través de simulaciones y cálculos pertinentes, se seleccionará el punto que asegure la mayor generación eléctrica posible a través de una microturbina instalada en las tuberías.

Este aprovechamiento del potencial hidráulico que presenta la tubería ya instalada trae consigo un beneficio económico de \$ 0,212 por cada kilowatt hora generado, según La Gaceta nro. 123, Alcance 72 del 29 de marzo de 2019, por lo que al vender la energía se puede compensar el consumo eléctrico de la institución, llevando a una reducción de la tarifa eléctrica mensual pagada.

2.2. Justificación del proyecto

El AyA tiene la problemática de que, en el acueducto de San Isidro del General, la diferencia de altura entre la captación y la planta de tratamiento hace que el agua alcance presiones altas, esta presión representa la energía hidráulica que posee el agua debido al relieve de la zona y debe ser reducida para el correcto funcionamiento de la planta; para esto se han implementado sistemas de compuertas mecánicas de concreto que reducen la energía del agua al ser golpeadas.

Debido a lo anterior, este proyecto desarrolla una propuesta para implementar una microturbina conectada a la tubería de entrada de la planta de tratamiento de forma que reduzca la presión del agua y a la vez genere energía eléctrica.

Además, la Ley 7200 autoriza la generación privada a través de fuentes renovables en Costa Rica, limitada a una escala de hasta 20 MW de capacidad instalada máxima por cada empresa (Portolés, 2011), por lo que la energía eléctrica generada puede ser vendida al ICE y con esto tener un beneficio económico.

2.3. Pregunta de investigación

¿Se puede obtener un beneficio económico al generar energía eléctrica instalando microturbinas en las tuberías de agua potable del acueducto de San Isidro del General?

2.4. Objetivos

2.4.1. Objetivo general

Desarrollar una propuesta de generación eléctrica con la instalación de microturbinas en la tubería de agua potable ubicada en San Isidro del General, que obtenga una remuneración económica con la venta de la energía generada.

2.4.2. Objetivos específicos

- 1) Estimar el potencial hidráulico de la línea de abastecimiento de agua potable para determinar el punto de instalación de la microturbina.
- 2) Seleccionar la turbina necesaria, según las características del fluido, que genere la mayor energía eléctrica en el punto elegido.
- 3) Proponer el diseño del sistema hidroeléctrico requerido para la instalación de la turbina y su conexión a la eléctrica en el punto de generación estimado en el objetivo 1.

- 4) Estimar la inversión y rentabilidad del proyecto considerando los datos de generación de la turbina seleccionada.

2.5. Metodología

En la tabla 2.1. se muestran las actividades principales por seguir para el cumplimiento de los objetivos estipulados.

Tabla 2.1. Metodología por seguir para el desarrollo del proyecto

Objetivo asociado	Actividad por realizar
Estimar el potencial hidroeléctrico de la línea de conducción de agua potable para determinar el punto de mayor generación eléctrica.	Visita a la tubería de estudio, recolección de datos y modelado de tubería.
Seleccionar la turbina necesaria, según las características del fluido, que genere la mayor energía eléctrica en el punto elegido.	Cálculo de parámetros de selección, cotización y análisis de catálogos de fabricantes.
Proponer el diseño del sistema hidroeléctrico requerido para la instalación de la turbina en el punto de generación estimado en el objetivo número 1.	Diseño en <i>software</i> según el Código Eléctrico Nacional y Código de Instalaciones Hidráulicas y Sanitarias.
Estimar la inversión y rentabilidad del proyecto considerando los datos de generación de la turbina seleccionada.	Cálculo de costos de inversión, operación y mantenimiento, así como del beneficio económico por generación.

Con el fin de asegurar el cumplimiento de los objetivos planteados para el proyecto, se utilizó un Diagrama de Gantt con las actividades generales organizadas por etapas. De esta manera se evaluará continuamente el avance del proyecto. El diagrama elaborado se muestra en la figura 2.1.

Figura 2.1. Diagrama de Gantt para el desarrollo del proyecto

Daniela Vargas Benambourg

ACTIVIDAD	MES	Febrero				Marzo				Abril				Mayo				Junio	
	FECHA	.4-8	11-15	18-22	25-01	.4-8	11-15	18-22	25-29	.01-5	8-12	SS	.22-26	29-3	.6-10	13-17	20-24	27-31	3-7
	SEMANA ITCR	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		11	12	13	14	15	16	17
Etapa hidráulica																			
1	Establecimiento de objetivos y metodología a seguir.	■																	
2	Gira técnica, recolección de datos en campo.		■																
3	Primera visita del profesor asesor			■															
4	Establecer condiciones para seleccionar punto de generación eléctrica.			■	■														
5	Calculo y selección de punto de generación eléctrica.			■	■	■													
6	Realizar propuesta de diseño de la instalacion hidraulica			■	■	■	■												
7	Aprobación de la propuesta				■	■													
8	Segunda visita del profesor asesor						■												
9	Análisis de catálogos/manuales de equipos.						■	■											
10	Selección del equipo							■	■										
11	Cotización								■	■									
12	Diseño hidráulico en autocad								■	■									
Etapa eléctrica																			
13	Reunión con miembros del SEN sobre puntos de conexión a la red.									■	■								
14	Primera propuesta de conexión a la red.									■	■	■							
15	Tercera visita del profesor asesor											■	■						
16	Diseño eléctrico en autocad											■	■	■					
17	Selección de equipos requeridos para venta de energía eléctrica												■	■					
18	Cotización													■	■				
Evaluación económica																			
19	Análisis de prefactibilidad y retorno de la inversion															■	■		
20	Establecimiento de conclusiones																■	■	
21	Cuarta visita del profesor asesor																■	■	
22	Estudiante entrega al profesor asesor: Informe Empastado, 3 CD, carta filólogo, carta de confidencialidad si aplica, evaluacion del profesor asesor																	■	■
23	Exposicion																		■

2.6. Alcances y limitaciones

- Alcances

Se plantea una turbina de instalación directa en la tubería, de modo que reemplace las válvulas reductoras de presión y aproveche ese potencial para la generación eléctrica.

Se realiza la modelación de la tubería en el *software* Epanet®, debido a que es de licencia libre y es el utilizado por la institución.

Se realiza el cálculo de reducción de emisiones de CO₂ directas con el factor de emisiones del Instituto Meteorológico Nacional.

Se realiza el análisis de flujo efectivo del proyecto para un plazo de 25 años que corresponden a la vida útil de la turbina.

Se plantea la implementación de este proyecto en los diferentes acueductos del país, de modo que la institución pueda autoabastecer sus necesidades energéticas y reduzca los costos de compra de energía eléctrica.

- Limitaciones

El presente proyecto se limita a seleccionar un punto de generación en el que exista autoconsumo, debido a que, por ley, el AyA solo puede suscribir contratos de venta de energía con el ICE en la modalidad de generación distribuida.

Además, se selecciona una turbina monofásica debido a que esa es la configuración de la acometida eléctrica existente y es donde se realizará la conexión eléctrica.

Debido a que no es un objetivo de este proyecto, no se realiza un estudio de cortocircuito para definir las capacidades interruptivas de los circuitos.

Resumen capítulo 2:

En este capítulo se presentó la justificación del proyecto, los objetivos propuestos junto con la metodología y cronograma planteado para desarrollarlos, así como los alcances y limitaciones del estudio.

CAPÍTULO 3 MARCO DE REFERENCIA

MARCO LEGAL

3.1. Antecedentes de generación en el AyA

El tema de generación eléctrica en el AyA no es nuevo, esta idea se ha planteado en diferentes acueductos del país, entre ellos el acueducto metropolitano, buscando una solución al problema de la facturación en electricidad en la entidad. En cada una de las propuestas de generación se han estudiado las condiciones hidráulicas del acueducto pertinente, con el objetivo de determinar si existe suficiente disponibilidad de caudal y de carga para aprovecharla en la generación eléctrica.

El AyA cuenta con sistemas específicos para disminuir la carga hidráulica que, debido a la gran diferencia de elevaciones topográficas entre las fuentes de producción de agua y los sitios de consumo, en sus diseños y construcción se han implementado, ya sea por medio de tanques quiebra gradientes o válvulas reductoras de presión. Por lo cual, existe potencial para desarrollar esta propuesta de generación en el acueducto de San Isidro, de manera que se pueda reducir la presión en la tubería con la implementación de microturbinas y a la vez aprovechar la energía hidráulica para generación eléctrica.

3.1.1. Problemas para generar en el AyA

Los problemas históricos que el AyA ha enfrentado para recuperar la energía disipada en el acueducto se resumen en factores legales. Actualmente, los puntos con mayor potencial para la generación hidroeléctrica en el acueducto de San Isidro están lejos de los lugares de consumo de la institución (sistemas de bombeo y similares), lo cual imposibilita técnicamente el autoconsumo de la energía generada y deja como única opción el comercializarla a las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Este hecho ha imposibilitado legalmente al AyA a incursionar en el sector de microgeneración hidroeléctrica, fundamentado por los siguientes pronunciamientos constitutivos:

– **Constitución Política.**

Establece el artículo 121, inciso 14, a) de la Carta Magna costarricense que:

No podrán salir definitivamente del dominio del Estado: a) Las fuerzas que puedan obtenerse de las aguas del dominio público en el territorio nacional... Los bienes mencionados en las apartes a), b) y c) anteriores sólo podrán ser explotados por la Administración Pública o por particulares, de acuerdo con la ley o mediante concesión especial otorgada por tiempo limitado y con arreglo a las condiciones y estipulaciones que establezca la Asamblea Legislativa. (Asamblea Nacional Constituyente, 1949)

Además, el artículo 11 de dicha Constitución Política regula el principio de legalidad administrativa, el cual establece que las instituciones públicas solo están facultadas para ejecutar aquellos actos administrativos que la ley expresamente autoriza. Lo anterior implica que, solo mediante ley expresa, podrá el AyA producir energía eléctrica de las caídas de agua de sus instalaciones.

– **Ley de creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) nro. 449**

Mediante el Decreto de ley de cita, la Junta Fundadora de la Segunda República creó el Instituto Costarricense de Electricidad, encomendándole el desarrollo racional de las fuentes productoras de energía física y en especial de los recursos hidráulicos. De tal forma, es el ICE el ente público descentralizado, autorizado por la ley para producir energía eléctrica.

– **Ley de Generación Eléctrica Autónoma o Paralela nro. 7200**

En setiembre de 1990, se promulga la Ley 7200 que declara de interés público la compra de electricidad por parte del Instituto Costarricense de Electricidad, a las cooperativas de electrificación rural y a aquellas empresas privadas en las cuales, al menos, el sesenta y cinco por ciento (65%) del capital social pertenezca a costarricenses, las cuales pueden ser integradas al sistema eléctrico nacional.

Esta ley no regula ni faculta explícitamente la participación de otras instituciones del sector público en la generación de energía eléctrica.

- **Ley Constitutiva del Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados.**

Esta ley se constituye en el marco jurídico de actuación administrativa y operativa del instituto. En su artículo 2 se definen en forma específica los objetivos para los cuales se creó este ente descentralizado y cuáles son los medios autorizados para alcanzar los fines establecidos.

En su artículo no se indica la posibilidad de producción autónoma de energía eléctrica, por lo tanto, de conformidad con el principio de legalidad administrativa, el AyA no se encuentra legalmente autorizado para producir energía eléctrica (Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados (AyA), 2000).

- **Ley nro. 7296, publicada en el diario oficial La Gaceta nro. 200, del 8 de mayo de 1992**

La Ley de marras en su artículo 2 señala:

A efecto de que se aproveche la energía potencial o de posición que pueda generarse en las caídas de agua de sus instalaciones..., se autoriza al Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados (ICAA) para que suscriba contratos de venta con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) o con cualquier tercero autorizado por ley.

De acuerdo con lo expuesto, el AyA está plenamente facultado para vender la energía hidráulica potencial a un tercero, que bien puede ser el ICE u otra entidad autorizada por ley; en este caso, una empresa privada o cooperativa de las indicadas en la Ley nro. 7200 (Generación Eléctrica Autónoma o Paralela).

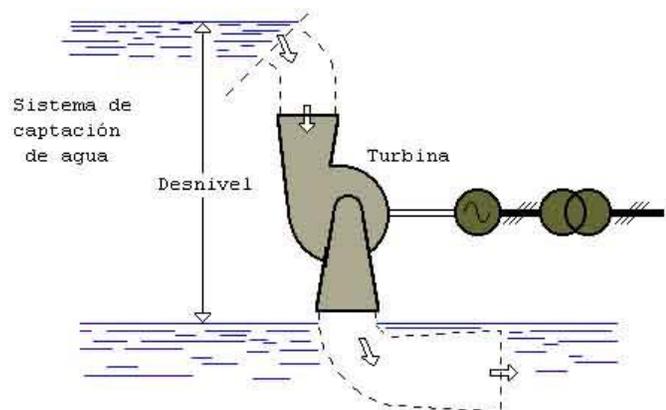
MARCO TEÓRICO

3.2. Generación hidroeléctrica

La energía hidráulica es la que tiene una masa de líquido por su elevación, velocidad y por la presión a la que está sometido. Un ejemplo de esta es el flujo de agua por un río, un canal o en una tubería (González, 2007). Dicha energía está compuesta por la energía potencial, la energía cinética y la energía de presión que experimente el agua en el punto de estudio.

Por su parte, la energía potencial es la correspondiente al diferencial de nivel entre la referencia (punto de captación del agua) y el punto analizado, como se muestra en la figura 3.1.

Figura 3.1. Representación de la energía potencial.



Fuente: Cengel (2006). Mecánica de Fluidos .[Figura].

La energía cinética viene dada por el movimiento del agua y la energía de presión es la energía interna del fluido que hace que pueda producir un movimiento. En resumen, la energía hidráulica se representa matemáticamente por la ecuación de Bernoulli¹ (Cengel, 2006):

$$\text{Energía Hidráulica: } \frac{v^2}{2g}(\text{Cinética}) + \frac{P}{\gamma}(\text{presión}) + Z(\text{potencial})$$

Ecuación 3.1. Ecuación de Bernoulli

¹ **Ecuación 4.1:** Donde **v** es la velocidad en m/s, **g** es la gravedad en m/s², **P** es la presión del fluido, **γ** es la densidad del fluido y **Z** es la altura desde un punto de referencia.

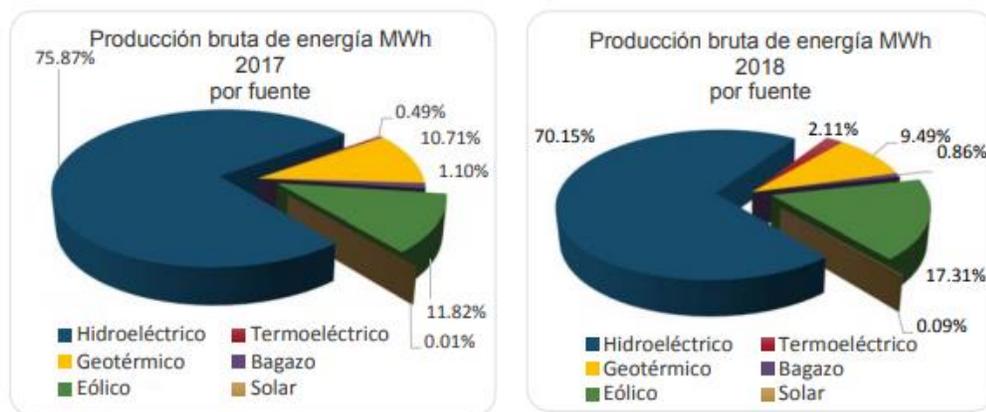
Con esta ecuación ya es posible conocer la energía disponible para transformar de hidráulica a eléctrica y esto es llamado generación hidroeléctrica. En Costa Rica la generación eléctrica se logra gracias al aprovechamiento de la energía hidráulica en diversos puntos del país.

3.2.1. Generación eléctrica en Costa Rica

Costa Rica se ha distinguido a nivel mundial por su capacidad para generar electricidad a través de energías limpias, cubriendo casi en su totalidad la demanda eléctrica del país desde el año 2014. “De 2014 a 2018, un 74,77% de la generación eléctrica en Costa Rica proviene del agua; el 11,92% de la geotermia; el 11,08% procede de la eólica y solo un 1,47% de búnker y diésel” (Castañeda, 2018, párr.5).

La generación hidroeléctrica aporta el mayor porcentaje de generación, así lo presenta el Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) en las gráficas mensuales del Sistema Eléctrico Nacional para agosto de 2018:

Figura 3.2. Producción bruta de energía MWh, agosto 2018.



Fuente: CENCE (2018). Gráficas mensuales agosto. .[Figura].

Las plantas hidroeléctricas que hacen mayor aporte a la generación eléctrica por su caudal, abastecimiento y por los años de operar son Reventazón, Angostura, Arenal, Miguel Dengo y Cachí (Alfaro, 2017).

Costa Rica cuenta con proyectos hidroeléctricos de carácter privado, los cuales hacen un aporte de máximo un 15% de la capacidad instalada en el país según lo establecido por la Ley 7200 publicada por La Gaceta nro. 197 del 18 de octubre de 1990. Estos son los proyectos de generación autónoma o paralela como la energía producida por centrales eléctricas de capacidad limitada, según capítulo I (no más de 20.000 kW) y capítulo II (no más de 50.000kW), pertenecientes a empresas privadas o cooperativas que puedan ser integradas al sistema eléctrico nacional.

Dichos proyectos presentan un gran aporte para la generación eléctrica del país, hasta agosto de 2018 se obtienen los datos mostrados en la tabla 3.1.

Tabla 3.1. Generación Ley 7200, capítulo I. Agosto, 2018.

Generación Ley 7200 Capítulo I	Número unidades	kW en placa
Tapezco	1	208
El ángel	2	3 424
El ángel ampliación	2	5 568
Caño grande	13	2 917
Platanar	2	14 594
Suerkata	1	3 000
Don Pedro	1	14 000
Poás I y II	3	2 125
Matamoros	7	4 790
Río Lajas	2	11 000
El Embalse	2	2 000
Volcán	1	17 000
Río segundo II	3	1 074
Doña Julia	2	18 000
Caño Grande III	1	3 375
Santa Rufina	1	336
Vara Blanca	1	2 677
Rebeca I	1	85
Subtotal Hidro	46	106 174

Fuente: basado en CENCE (2018).

Tabla 3.2. Generación Ley 7200, capítulo II. Agosto, 2018.

Generación Ley 7200 Capítulo II	Número unidades	kW en placa
El General	2	42 000
La Joya	3	50 700
Torito	2	67 500
Chucás	2	51 600
Subtotal Hidro	9	211 800

Fuente: basado en CENCE (2018).

3.2.2. Generación autónoma o paralela en Costa Rica

En Costa Rica se puede participar en la generación a través de dos modalidades: por generación distribuida o por generación paralela.

- Generación distribuida

Es la generación de energía eléctrica realizada a partir de fuentes renovables (solar, eólica, biomasa, microhídrica, etc.) dentro de la propiedad del cliente, con el fin de satisfacer las necesidades energéticas propias del abonado-usuario en el sitio de generación y la posibilidad de inyectar a la red de distribución los excedentes de energía para usarlos posteriormente en el mismo punto de interconexión dentro de un período anual, es decir, se da un intercambio de electricidad con la empresa distribuidora (neteo) a liquidar anualmente y de hasta un 49% de la energía total producida que se puede inyectar a la red (Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. (CNFL), 2019).

En esta modalidad de generación, el cliente debe cumplir con las siguientes condiciones:

- Producir energía eléctrica para autoconsumo.
- Su producción pasa a consumo en su centro de carga (debe consumir un 51% de lo que produce).

- Entregar a la red los eventuales excedentes (la empresa distribuidora reconocerá como excedente depositado a la red hasta un 49% de lo que produce).
- Consumir de forma diferida lo depositado previamente en la red de distribución (compensación de energía) en el mes o meses siguientes. La empresa administrará un acumulado por un ciclo anual.
- Complementar su consumo con energía proveniente de la red de distribución (respaldo de energía).

Al no ser un servicio público, el cliente está llamado a reconocer el servicio brindado por la empresa distribuidora por medio de la compensación de energía (de no estar interconectado requeriría de un sistema de almacenamiento) y respaldo (al requerir energía adicional o demanda de potencia que su sistema no le llegue a brindar) (Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), 2018).

Para esto, el Reglamento 39220 de MINAE establece una tarifa de acceso, la cual es regulada por ARESEP mediante la Resolución RJD-030-2016, con la cual se cobra un monto por cada kWh de energía eléctrica que ingrese al inmueble del productor-consumidor en la forma de consumo diferido.

En caso de que el consumo diferido no sea el suficiente para sus necesidades de energía, el cliente puede complementar la satisfacción de sus necesidades, por medio del consumo de energía eléctrica proveniente de la empresa distribuidora, tasado con base en el pliego tarifario vigente.

- Generación paralela

El artículo 20 de la Ley 7200 autoriza al ICE para comprar energía eléctrica proveniente de centrales eléctricas de propiedad privada. Esa autorización es para adquirir energía de origen hidráulico, geotérmico, eólico y de cualquier otra fuente no convencional, en bloques de no más de cincuenta mil kilovatios (50.000 kW) de potencia máxima.

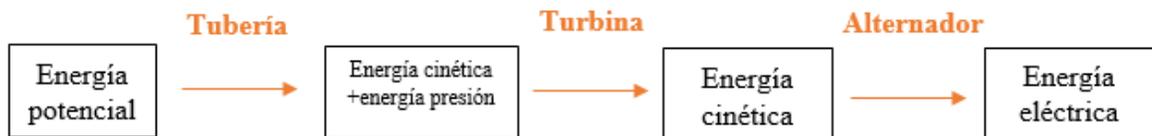
Además, el artículo 21 indica que las compras de energía deberán efectuarse mediante el procedimiento de licitación pública, con competencia de precios de venta y evaluación de la capacidad técnica, económica y financiera, tanto del oferente como de las características de la fuente de energía ofrecida. Adicionalmente, los contratos de compraventa de electricidad no podrán tener una vigencia mayor de 20 años y los activos de la planta eléctrica en operación deberán ser traspasados, libres de costo y gravámenes, al ICE al finalizar el plazo del contrato.

En esta modalidad de generación existen los mismos requisitos y obligaciones que en la modalidad de generación distribuida.

3.3. Centrales hidroeléctricas

Una central hidroeléctrica es una instalación donde se utiliza la energía hidráulica para generar electricidad, por medio de uno o más conjuntos o grupos turbina-generador (Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial & Energía (ONUDI) y Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), 1981).

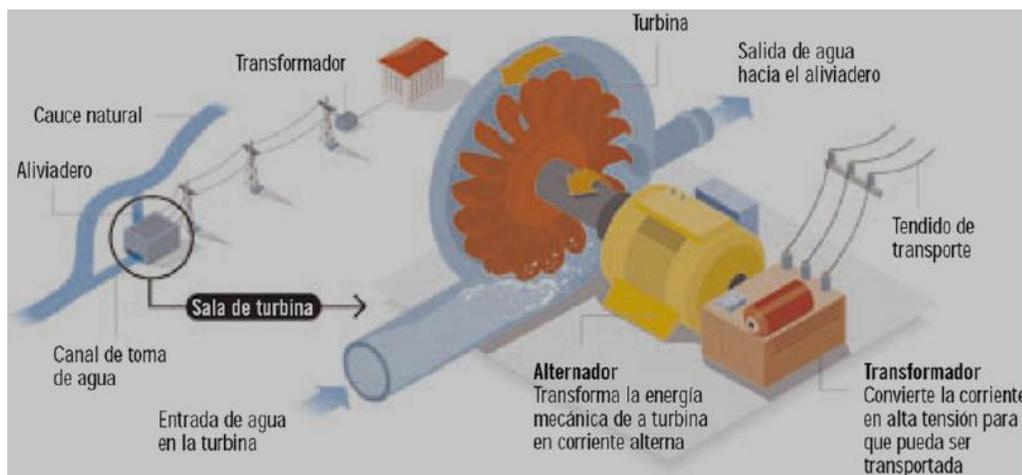
Figura 3.3. Diagrama de transformación de energía.



Fuente: basado en Ortiz (2011).

El diagrama de transformación de energía se puede representar de una forma más gráfica de la siguiente manera:

Figura 3.4. Esquema de una central hidroeléctrica.



Fuente: Arenas, Leonardo, Leguizamón y Sebastian (2018). Pequeñas centrales hidroeléctricas. [Ilustración].

En las figuras 3.3. y 3.4. se representa el proceso de transformación de la energía hidráulica en energía eléctrica, detallándose que la energía del agua es la que genera el movimiento mecánico del eje y de ahí que el alternador la transforma en corriente alterna para entregarla al tendido de transporte.

3.3.1. Clasificación de las centrales hidroeléctricas

A continuación, en la tabla 3.3., se detallará la clasificación de centrales hidroeléctricas, por rango de potencia y salto, propuesta por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

Tabla 3.3. Sistema propuesto por la OLADE para Latinoamérica y el Caribe.

	Rango de Potencia (kW)	Salto (m)		
		Bajo	Medio	Elevado
Microcentrales	Hasta 50	Menos de 15	15-50	Más de 50
Minicentrales	50-1000	Menos de 20		Más de 100
Pequeñas centrales	1000-5000	Menos de 25	20-100	Más de 130

Fuente: basado en Ortiz (2011).

Debido al salto que presenten las centrales, se pueden clasificar como se muestra en la tabla 1; por ejemplo, si la central genera 200kW y tiene un salto de 80m, se dirá que es una minicentral hidroeléctrica de medio salto.

Las centrales también se pueden clasificar, según Arenas, Leonardo, Leguizamón y Sebastian (2018), tomando en cuenta otros aspectos como:

- Según la captación:
 - Central de agua fluyente

Es aquella configuración en la que se desvía parte del agua del cauce de un río mediante una toma y a través de canales se lleva hasta la central donde será turbinada; una vez obtenida la energía eléctrica, el agua desviada se lleva de regreso al río. Esta configuración depende de la hidrología del lugar donde esté instalada, ya que no tienen capacidad de regulación del caudal turbinado y puede ser muy variable. Finalmente, estas centrales, al tener un salto constante, hacen que su potencia dependa directamente del caudal de agua turbinado.

- Central de pie de presa

En esta configuración, la central está ubicada muy cerca del embalse de agua (al pie de la presa), es alimentada por un conducto existente en el fondo de la presa. La característica principal de este sistema es que se pueden regular los caudales de salida del agua para turbinarla cuando sea necesario. Esta regulación se hace generalmente para elevar la producción de energía en horas pico de consumo.

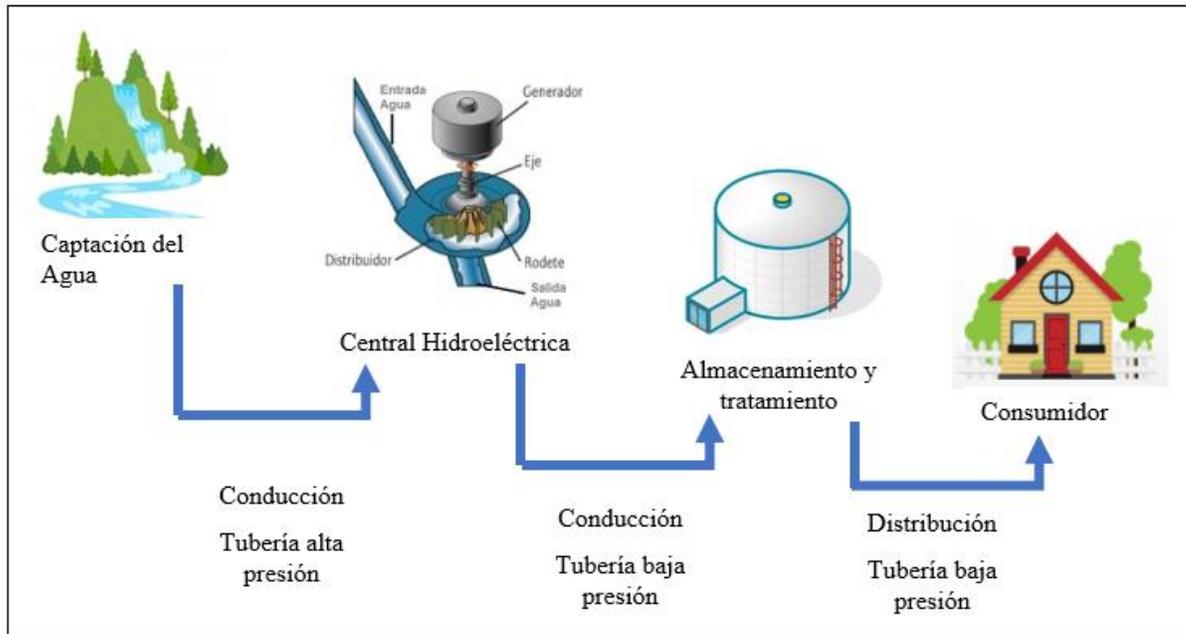
- Central hidroeléctrica en canal de riego

Para esta instalación existen dos variantes; ya sea que se instale una tubería forzada paralela a la vía rápida del canal de riego y aprovechando el desnivel del propio canal conduzca el agua hasta la central para, finalmente, devolverla a su curso normal en el canal; o bien, que se aproveche el desnivel entre el canal y un río, y se turbinen las aguas excedentes del canal para posteriormente descargarlas en el río.

- Centrales en sistemas de alimentación de agua potable

Esta configuración es ideal cuando la conducción de agua potable a una localidad se da mediante una tubería a presión que conduce el agua desde la captación hasta el tanque de almacenamiento para servicio y se debe disipar esa presión a través de un sistema de válvulas. Existe la posibilidad de sustituir esas válvulas por una turbina que convierta dicha energía disipada en energía eléctrica utilizable. Esta instalación conlleva el uso de una o varias válvulas *bypass* para garantizar la continuidad del suministro de agua en caso de parada de la turbina.

Figura 3.5. Configuración de una central hidroeléctrica en una red de agua potable.



Fuente: basado en AyA (2018). Informe final de gestión.

3.3.2. Turbinas hidráulicas

La turbina hidráulica es el elemento principal de la central hidroeléctrica. Aprovecha la energía cinética y potencial que contiene el agua, transformándola en un movimiento de rotación, que transferido mediante un eje al generador produce energía eléctrica.

Existen diferentes tipos de turbinas; el tipo más apropiado para un proyecto depende de las condiciones topográficas e hidrológicas del sitio, siendo el caudal y caída las más importantes, se clasifican en dos tipos generales: turbinas de acción y de reacción (Fernández, 2018).

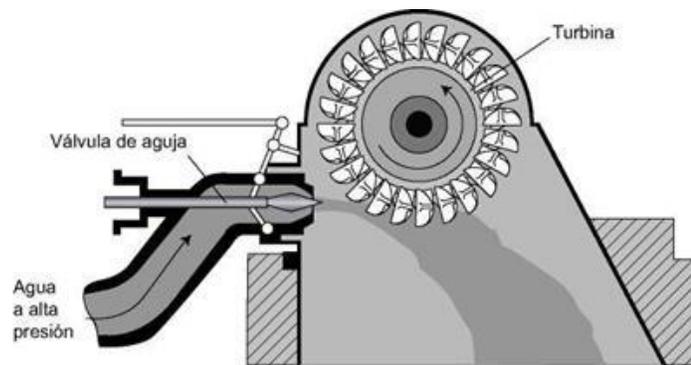
- **Turbinas de acción**

El estator de una turbina de acción opera en aire y se propulsa por la energía cinética del agua que lo impacta a alta velocidad provocada por uno o más chorros de agua. El agua está a presión atmosférica antes y después del contacto con el estator, por lo tanto, solo se necesita una cubierta para controlar la salpicadura del agua y prevenir accidentes. Este tipo de turbina es apropiada para sitios con pequeños caudales y grandes caídas, un escenario común para proyectos microhidroeléctricos. Los tipos más comunes de turbinas de acción son las Pelton, Banki y las Turgo.

→ Pelton (la turbina de acción más común)

Consta de un disco circular que tiene montadas en su periferia unas paletas en forma de doble cuchara y de un inyector que dirige y regula el chorro de agua, el cual incide sobre las cucharas y provoca así el movimiento de giro de la turbina (Arenas, Leonardo, Leguizamón y Sebastian, 2018). Se usa cuando la caída de agua es grande (alrededor de 80m). La eficiencia está entre el 84 y 92%.

Figura 3.6. Esquema de una microturbina Pelton.

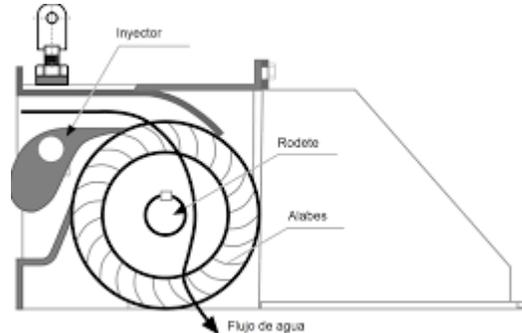


Fuente: Arenas, Leonardo, Leguizamón y Sebastian (2018). Pequeñas centrales hidroeléctricas. [Ilustración].

→ Michael-Banki (de flujo cruzado)

Constituida principalmente por un inyector de sección rectangular provisto de un álabe longitudinal que regula y orienta el caudal que entra en la turbina y un rodete de forma cilíndrica, con múltiples palas soldadas por los extremos a discos terminales. La eficiencia se considera que alcanza del 70 al 80%.

Figura 3.7. Esquema de una microturbina Banki.

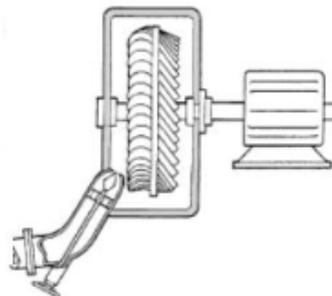


Fuente: Arenas, Leonardo, Leguizamón y Sebastian (2018). Pequeñas centrales hidroeléctricas. [Ilustración].

→ Turgo

La turbina Turgo puede trabajar en saltos con alturas comprendidas entre 15 y 300 metros. Como la Pelton, se trata de una turbina de acción, pero sus alabes tienen una distinta forma y disposición. El chorro incide con un ángulo de 20° respecto al plano diametral del rodete, entra por un lado del disco y sale por el otro; a diferencia de la Pelton, en la turbina Turgo el chorro incide simultáneamente sobre varios alabes.

Figura 3.8. Esquema de una microturbina Banki.



Fuente: Arenas, Leonardo, Leguizamón y Sebastian (2018). Pequeñas centrales hidroeléctricas. [Ilustración].

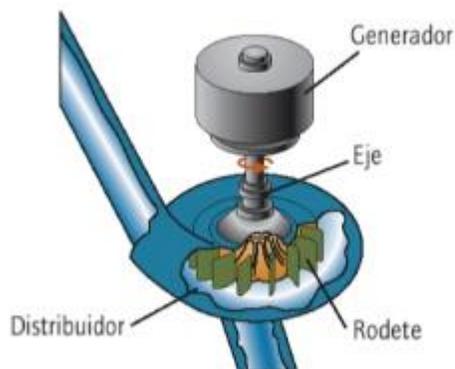
- **Turbinas de Reacción**

En este tipo de turbina, el elemento de rotación o estator está totalmente sumergido en el agua y encerrado en una caja de presión. El flujo del agua sobre las aspas causa diferencias de presión del agua que hacen girar al estator. La velocidad de rotación de las turbinas de reacción en comparación con turbinas de acción y bajo las mismas condiciones de caudal y caída es alta (Arenas, Leonardo, Leguizamón y Sebastian, 2018). Esto hace que una turbina de reacción muchas veces se pueda acoplar directamente al generador sin necesidad de un sistema que incremente la velocidad. Los tipos más comunes de turbinas de reacción son Francis y Kaplan.

→ Francis

Son turbinas de reacción de flujo radial y admisión total, muy utilizadas en saltos de altura media, equipadas con un distribuidor de alabes regulables y un rodete de alabes fijos. En las turbinas Francis rápidas, la admisión sigue siendo radial, pero la salida tiende a ser axial. En estas turbinas el agua se desplaza como encauzada en una conducción forzada, pasando del distribuidor fijo al rodete móvil al que cede su energía, sin entrar, en ningún momento, en contacto con la atmósfera.

Figura 3.9. Esquema de microturbina Francis.

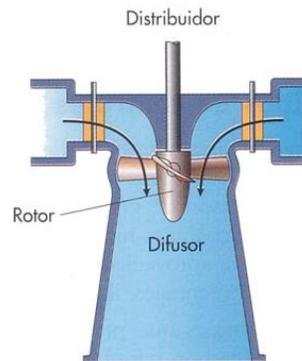


Fuente: Arenas, Leonardo, Leguizamón y Sebastian (2018). Pequeñas centrales hidroeléctricas. [Ilustración].

→ Kaplan

Son turbinas de reacción de flujo axial. Los alabes del rodete en las Kaplan son siempre regulables, mientras que los de los distribuidores pueden ser fijos o regulables. Si ambos son regulables, la turbina es una verdadera Kaplan; si solo son regulables los del rodete, la turbina es una Semi-Kaplan.

Figura 3.10. Esquema de una microturbina Kaplan.



Fuente: Arenas, Leonardo, Leguizamón y Sebastian (2018). Pequeñas centrales hidroeléctricas. [Ilustración].

3.4. Control eléctrico de una turbina

Usualmente, las microcentrales hidroeléctricas trabajan sin personal humano permanente que realice las acciones pertinentes para el arranque y freno del sistema, sino que funcionan mediante un sistema automático de control. Debido a que cada central tiene sus propias características y no hay dos exactamente iguales, resulta casi imposible definir una sola configuración óptima. No obstante, existen requisitos de aplicación general (Campos, 2010):

- a) Todo sistema debe contar con dispositivos de control y medida de accionamiento manual para el arranque, totalmente independientes del control automático.

- b) El sistema debe incluir los dispositivos necesarios para detectar el funcionamiento defectuoso de cualquier componente importante y desconectar inmediatamente la central de la red.
- c) Debe existir un sistema de telemetría que recoja, en permanencia, los datos esenciales para el funcionamiento de la planta, poniéndolos al alcance del operador para que pueda tomar las decisiones convenientes. Esos datos deberán ser almacenados en una base de datos, para una posterior evaluación de la central.
- d) Debe incluir un sistema de control inteligente, para que la central pueda funcionar sin personal.
- e) Debe ser posible acceder al sistema de control, desde un punto alejado de la central, para poder anular cualquier decisión tomada por el sistema inteligente.
- f) El sistema debe comunicar con las centrales situadas aguas arriba y aguas abajo, si es que existen, para optimizar la operación del conjunto.
- g) La anticipación de fallos constituye una mejora importante del sistema. Utilizando un sistema experto, en conjunción con una base de datos operacional, se pueden detectar los fallos antes de que se produzcan y tomar las decisiones necesarias para que no ocurran.

El sistema debe configurarse por módulos: un módulo de conversión analógico a digital para medir nivel de agua, ángulo de los alabes distribuidores (o del rodete), potencia instantánea, temperaturas y otros; un módulo de conversión digital a analógico para accionar las válvulas del circuito hidráulico, los registradores y otros; un módulo para contar los kWh generados, el caudal, la intensidad de precipitación y otros; un módulo «inteligente» de telemetría con las interfaces de comunicación, vía línea telefónica, radio y otros. Este enfoque modular se presta para satisfacer los diferentes requisitos de cada central, permite la normalización del *hardware* y del *software*, reduce el costo y facilita el mantenimiento.

Los sistemas de control automáticos contribuyen a aumentar la disponibilidad de la central y a hacer trabajar las turbinas con una mayor eficiencia, produciendo así más

kWh, con el mismo volumen de agua. Esto busca que la generación pueda ser controlada y optimizada, de modo que se obtenga siempre la mayor cantidad de energía en el punto más eficiente del equipo, lo cual se logra mediante sistemas proporcionales derivativos o bien con el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). Existen dos maneras de realizar el MPPT:

- El seguimiento mecánico: hace referencia a un seguimiento físico de los alabes de la turbina a la máxima incidencia de presión de agua posible, cambiando constantemente y de manera predefinida al ángulo de incidencia de los inyectores de agua durante el día, mes y estación.
- El seguimiento eléctrico: utiliza convertidores electrónicos de potencia y se basa en las curvas de voltaje contra corriente y voltaje contra potencia para modificar el ciclo de trabajo del convertidor mediante técnicas de control adecuadas

3.5. Aprovechamientos energéticos en empresas homólogas

De la misma forma que se propone en este proyecto, empresas de acueductos de otros países han realizado inversiones que han traído beneficios económicos al aprovechar la energía existente en sus tuberías de agua potable instalando microturbinas y aportando también un beneficio ambiental con la reducción de emisiones de dióxido de carbono, al generar electricidad sin consumo de combustibles fósiles. Algunos de estos proyectos se mencionan a continuación:

a. Turbina de inyección a red para venta de energía en Manizales, Colombia

Aguas de Manizales S.A. E.S.P. es una empresa de servicios públicos que vela por los servicios de agua potable y alcantarillado de la ciudad de Manizales, Colombia. Desde agosto de 2017 tienen instaladas, en la entrada de depósitos de almacenamiento, varias unidades de turbina de inyección a red para venta de energía con las que se producen 45kW por unidad, lo que equivale a una reducción de 242 toneladas de CO₂ en emisiones por consumo de combustibles fósiles.

Figura 3.11. Turbina de aprovechamiento energético, venta de energía.

TURBINA DE INYECCIÓN A RED PARA VENTA DE ENERGÍA

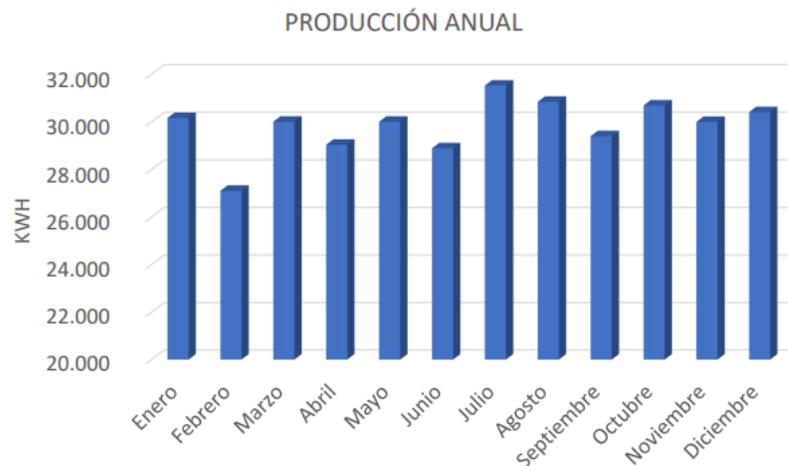
Recuperación de energía a la entrada de un deposito.
Venta de energía generada.



Fuente: Tecnoturbines (2019). Casos de éxito [Figura].

La venta de la energía generada por Aguas de Manizales ha traído un alto beneficio económico para la institución, lo que se resume en lo mostrado en la figura 3.12.

Figura 3.12. Beneficio económico anual por venta de energía, Aguas de Manizales



TOTAL Energía producida	358.086 kWh
Precio Energía	0,12 \$
Ingresos por venta de energía	42.970,16 \$

Fuente: Tecnoturbines (2019). Casos de éxito [Gráfico].

b. Turbina de inyección a red para venta de energía en Casinos, España

En la comunidad de Regantes, Casinos, desde setiembre de 2015, se instalaron varias unidades de turbina de inyección a red para venta de energía del modelo Hydroregen, con las que se producen 40kW por unidad, lo que equivale a una reducción de 163 toneladas de CO₂ en emisiones por consumo de combustibles fósiles.

Figura 3.13. Turbina de aprovechamiento energético, venta de energía.

TURBINA DE INYECCIÓN A RED PARA VENTA DE ENERGÍA

Recuperación de energía en una Comunidad de Regantes.



Fuente: Tecnoturbines (2019). Casos de éxito [Figura].

Para el presente proyecto se estima la instalación de una microturbina de conexión en tubería como las mostradas en las figuras anteriores, de modo que se pueda aprovechar la tubería existente y la intervención civil/ambiental sea mínima, proyectando un beneficio económico para la institución y el país a través de una inversión mucho menor a la que conllevaría una planta hidroeléctrica convencional.

3.6. Fundamentos hidráulicos por considerar en el proyecto

Al fluir agua entre un punto de mayor altura a uno de menor altura por un conducto cerrado, pierde energía potencial de acuerdo con la ecuación 3.2²:

$$P = Q \cdot H_b \cdot \gamma$$

Ecuación 3.2. Energía potencial

El agua, en su caída, puede seguir el cauce del río, en cuyo caso el potencial se disipará en fricción y turbulencia o puede circular por una tubería en cuya extremidad está instalada una turbina. En ese caso, el agua disipará su potencia en vencer la fricción para circular por la tubería y en atravesar los alabes de la turbina. Es precisamente este último componente de la energía potencial el que hace girar la turbina y generar así energía eléctrica.

Para obtener el valor de presión al final de la tubería, se deberá calcular entonces toda la energía disponible menos la disipada en el trayecto y con eso conocer el potencial que posee el agua para hacer mover la turbina y, por ende, el generador.

En resumen, para el correcto cálculo de los parámetros de la turbina se debe valorar el recurso hídrico, es decir, se debe conocer cómo evoluciona el caudal a lo largo del año, debido a que un solo valor instantáneo del caudal no es significativo. Además, se debe conocer cuál es la presión que se dispone en el punto de aprovechamiento (González, 2007).

Para simular la presión del acueducto en estudio, se utilizará el programa de licencia libre Epanet®, el cual toma en cuenta las características de altura geográfica, longitud, rugosidad y coeficiente de pérdidas de la tubería correspondiente para calcular el comportamiento de la presión a lo largo del sistema. Para esto el programa hace el cálculo de las pérdidas de carga que tiene el fluido al pasar por un ducto cerrado y lo calcula con la ecuación de Hazen Williams.

² **Ecuación 3.2:** Donde **P** es la potencia perdida por el agua (kW), **Q** es el caudal medido (m³/s.), **H_b** es el salto bruto o diferencia de altura total (m) y **γ** es el peso del agua igual a su masa por la constante de aceleración de la gravedad (kg/ m³).

Para el cálculo manual de la presión en el punto propuesto para instalar la turbina, se tomará en cuenta el salto topográfico y las pérdidas por fricción que se presentan a lo largo de la tubería, para esto se utilizará la ecuación de Hazen Williams y se asumirá un 35% de pérdidas de carga por accesorios³.

a. Pérdidas de carga

Las pérdidas por fricción ocurren conforme el fluido circula por tramos rectos en ductos y tuberías, así como al atravesar los accesorios que las componen. Estas pérdidas provocan que la presión disminuya a lo largo de la tubería, existen muchas formas de cuantificarlas, sin embargo, para este proyecto se analizará el método de Hazen Williams.

Fórmula de Hazen Williams

La fórmula de Hazen-Williams es una de las más populares para el diseño y análisis de sistemas hidráulicos. Su uso se limita al flujo de agua en tuberías con diámetros mayores de 2.0 pulgadas (50mm) y menores de 6.0 pies (1800mm). (Mott, 2006)

Su cálculo responde a la siguiente ecuación⁴:

$$hf = 10,67 \cdot \left(\frac{Q}{C}\right)^{1,852} \cdot \frac{L}{D^{4,87}}$$

Ecuación 3.3. Fórmula de Hazen Williams

El coeficiente de Hazen Williams depende de la condición de la superficie de la tubería y de la acumulación de depósitos en las superficies interiores de esta después de cierto tiempo, aun cuando fluya agua limpia a través de ellos. Tuberías más lisas presentan valores más elevados de C que las rugosas.

³ Según estudios previos del Departamento de ingeniería de agua potable, AyA.

⁴ **Ecuación 3.3:** Donde **hf** es la pérdida de carga en metros, **Q** es el caudal en m³/s, **L** es la longitud de la tubería en metros, **D** es el diámetro interno en metros y **C** es el coeficiente de Hazen Williams (adimensional).

b. Medición del caudal de agua

La medición del caudal que pasa por la sección transversal de un conducto (río, riachuelo, canal, tubería) de agua, se conoce como “aforo o medición de caudales”. Este caudal depende directamente del área de la sección transversal a la corriente y de la velocidad media del agua en dicha sección, determinado por la ecuación de continuidad⁵:

$$Q = A \cdot V$$

Ecuación 3.4. Fórmula de caudal de agua

b.1. Tipos de medidores de caudal de agua

En el mercado existe una gran variedad de medidores, tanto desde el punto de vista de tamaños y rangos de operación como de principios de funcionamiento. Esto es debido a que se intenta conseguir la máxima precisión para la mayor cantidad de aplicaciones.

Los medidores que se presentan a continuación se utilizan para estimar el caudal en una determinada sección de la tubería y se clasificarán como medidores volumétricos y másicos, teniendo en cuenta que ambos pueden servir para la misma aplicación, ya que el volumen y la masa son proporcionales entre sí según el principio de Arquímedes.

- Medidor por presión diferencial

El principio básico de estos medidores es que, cuando una corriente de fluido se restringe, su presión disminuye por una cantidad que depende de la velocidad de flujo a través de la restricción, por lo tanto, la diferencia de presión entre los puntos, antes y después de la restricción, puede utilizarse para indicar la velocidad del flujo. Los tipos

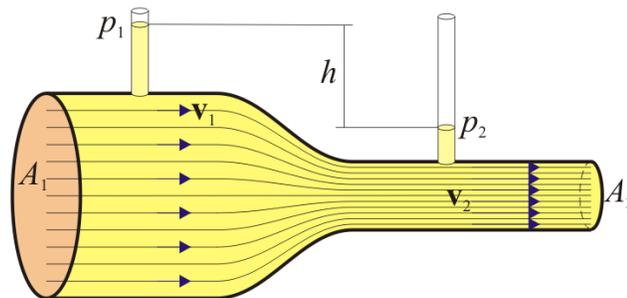
⁵ **Ecuación 3.4:** Donde **Q** es el caudal (m³/s), **A** es el área de la sección transversal (m²) y **V** es la velocidad media del agua en el punto analizado (m/s).

más comunes de medidores de cabeza variable son el tubo Venturi, la placa orificio y el tubo de flujo.

El tubo de Venturi fue creado por el físico e inventor italiano Giovanni Battista Venturi (1.746 – 1.822). Fue profesor en Módena y Pavía. En Paris y Berna, ciudades donde vivió mucho tiempo, estudió cuestiones teóricas relacionadas con el calor, óptica e hidráulica. En este último campo descubrió el tubo que lleva su nombre. En su opinión, era un dispositivo para medir el gasto de un fluido, es decir, la cantidad de flujo por unidad de tiempo, a partir de una diferencia de presión entre el lugar por donde entra la corriente y el punto, calibrable, de mínima sección del tubo, donde su parte ancha final actúa como difusor.

El tubo de Venturi es un dispositivo que origina una pérdida de presión al pasar por él un fluido. En esencia, este es una tubería corta recta o garganta, entre dos tramos cónicos. La presión varía en la proximidad de la sección estrecha, así, al colocar un manómetro o instrumento registrador en la garganta, se puede medir la caída de presión y calcular el caudal instantáneo, o bien, uniéndola a un depósito carburante, se puede introducir este combustible en la corriente principal (Martín, Salcedo y Font, 2011).

Figura 3.14. Medidor por presión diferencial, tubo Venturi.



Fuente: Martín, Salcedo y Font (2011). Mecánica de fluidos [Figura].

- Fluxómetro electromagnético

Su principio de medida está basado en la Ley de Faraday, según la cual, al pasar un fluido conductor a través de un campo magnético, se produce una fuerza electromagnética (FEM) directamente proporcional a la velocidad del mismo, de donde se puede deducir también el caudal. Está formado por un tubo, revestido interiormente con material aislante. Sobre dos puntos diametralmente opuestos de la superficie interna se colocan dos electrodos metálicos, entre los cuales se genera la señal eléctrica de medida. En la parte externa se colocan los dispositivos para generar el campo magnético y todo se recubre de una protección externa, con diversos grados de seguridad.

El flujo sin obstrucciones es una de las ventajas de este medidor. El fluido debe ser ligeramente conductor, debido a que el medidor opera con el principio de que, cuando un conductor en movimiento corta un campo magnético, se induce un voltaje. Los componentes principales incluyen un tubo con un material no conductor, dos bobinas electromagnéticas y dos electrodos alejados uno del otro, montados a 180° en la pared del tubo. Los electrodos detectan el voltaje generado en el fluido. Puesto que el voltaje generado es directamente proporcional a la velocidad del fluido, una mayor velocidad de flujo genera un voltaje mayor. Su salida es completamente independiente de la temperatura, viscosidad, gravedad específica o turbulencia (Veto y Cía. LTDA., 2013)

Figura 3.15. Fluxómetro electromagnético.



Fuente: Martín, Salcedo y Font (2011). Mecánica de fluidos [Figura].

- Fluxómetro de ultrasonido

Consta de unas sondas que trabajan por pares, como emisor y receptor. La placa piezo-cerámica de una de las sondas es excitada por un impulso de tensión, generándose un impulso ultrasónico que se propaga a través del medio líquido por medir, esta señal es recibida en el lado opuesto de la conducción por la segunda sonda que lo transforma en una señal eléctrica. El convertidor de medida determina los tiempos de propagación del sonido en sentido y contrasentido del flujo en un medio líquido y calcula su velocidad de circulación a partir de ambos tiempos. Y a partir de la velocidad se determina el caudal que, además, necesita alimentación eléctrica.

Hay dos tipos de medidores de flujo por ultrasonidos:

DOPPLER: miden los cambios de frecuencia causados por el flujo del líquido. Se colocan dos sensores, cada uno a un lado del flujo por medir y se envía una señal de frecuencia conocida a través del líquido. Sólidos, burbujas y discontinuidades en el líquido harán que el pulso enviado se refleje, pero como el líquido que causa la reflexión se está moviendo, la frecuencia del pulso que retorna también cambia y ese cambio de frecuencia será proporcional a la velocidad del líquido.

TRÁNSITO: tienen transductores colocados a ambos lados del flujo. Su configuración es tal, que las ondas de sonido viajan entre los dispositivos con una inclinación de 45 grados respecto a la dirección de flujo del líquido.

La velocidad de la señal que viaja entre los transductores aumenta o disminuye con la dirección de transmisión y con la velocidad del líquido que está siendo medido. Se tienen dos señales que viajan por el mismo elemento, una a favor de la corriente y otra en contra, de manera que las señales no llegan al mismo tiempo a los dos receptores. Se puede hallar una relación diferencial del flujo con el tiempo transmitiendo la señal alternativamente en ambas direcciones. La medida del flujo se realiza determinando el tiempo que tardan las señales en viajar por el flujo (Siemens Corporation, 2019).

Figura 3.16. Medidor de flujo ultrasónico.



Fuente: Martín, Salcedo y Font (2011). Mecánica de fluidos [Figura].

c. Medición de diferencia de presión del aprovechamiento

La Comisión Europea (1998) define la diferencia de presión en el punto de aprovechamiento energético como “El salto bruto es la distancia vertical, entre los niveles de la lámina de agua medidos en la toma y en el canal de descarga a nivel de la turbina”. En el caso específico del flujo de agua en un conducto cerrado, se obtienen varias alternativas para la medición de presión, entre las más comunes se encuentran:

- Manómetro diferencial

Un manómetro es un aparato de medida que sirve para medir la presión de fluidos contenidos en recipientes cerrados. Se llama presión manométrica a la diferencia entre la presión absoluta o real y la presión atmosférica. Se aplica tan solo en aquellos casos en los cuales la presión es superior a la presión atmosférica. El manómetro diferencial no guarda series de datos, únicamente muestra mediciones puntuales.

Figura 3.17. Manómetro diferencial.



Fuente: Martín, Salcedo y Font (2011). Mecánica de fluidos [Figura].

- Transductores de presión

El transductor de presión posee el mismo criterio de funcionamiento que un manómetro de presión diferencial, con la ventaja de que cuenta con puertos que almacenan, miden y registran la presión en un tiempo determinado con alta precisión.

Figura 3.18. Transductor de presión.



Fuente: Siemens (2018) [Figura].

d. Estimación de la energía generada

Una vez que se conozcan los datos de presión y caudal en el punto estudiado, es posible estimar la energía eléctrica que se generará a través de la microturbina.

Conocer la potencia eléctrica es esencial a la hora de elegir la microturbina que mejor se ajuste a las condiciones disponibles. Para calcular la potencia eléctrica o potencia de turbina, es necesario conocer la potencia hidráulica, la cual depende del caudal y del diferencial de altura del salto de agua.

La fórmula para calcular la potencia eléctrica corresponde a la ecuación 3.5⁶:

$$P_H[W] = g[m/s^2] \cdot Q[l/s] \cdot h[m]$$

Ecuación 3.5. Estimación de potencial eléctrico

⁶**Ecuación 3.5:** Donde P_H es la potencia hidráulica, g es la gravedad, Q es el caudal y h corresponde al salto neto (total menos pérdidas).

Por lo tanto, la potencia hidráulica equivale a la gravedad multiplicada por el caudal (en litros/segundo) y multiplicado por el diferencial de presión o altura (en metros de columna de agua).

Una vez que se dispone de la potencia hidráulica, ya se puede calcular la potencia de turbina con la siguiente fórmula⁷:

$$P_T[W] = \mu \cdot P_H[W]$$

Ecuación 3.6. Potencia del sistema de generación.

El rendimiento global es el porcentaje que indica la suma de las pérdidas a lo largo del proceso de generación de energía, es decir, las pérdidas en la turbina, en el generador y en el cuadro eléctrico.

e. Levantamiento físico del acueducto

Todos los datos fueron tomados en busca de las cotas de altura que recorre la tubería, siempre velando por tomar el trazado real con respecto a la carretera, para obtener los valores más apegados a la realidad.

Para efectos de este levantamiento, se tomaron las elevaciones de distintos puntos para representar los cambios de pendientes entre los distintos tramos de tubería, los componentes y accesorios del sistema y así mismo, al llegar a las estructuras de almacenamiento, se tomarán las características de relevancia hidráulica.

Instrumentos de medición

- Rueda medidora con contador

Instrumento utilizado para medir distancias sobre la topografía presente en el terreno. Cuenta con una precisión de ± 1 cm y un rango de 0,1 a 10000 metros. Se utilizará

⁷**Ecuación 3.6:** Donde P_T es la potencia total, μ es el rendimiento global de la turbina y P_H es la potencia hidráulica calculada previamente.

este instrumento debido a que es el que brinda las medidas más próximas a la realidad del trazado de la tubería.

Figura 3.19. Rueda medidora con contador.



Fuente: Capris (2019) [Figura].

- Instrumento de posicionamiento global portátil

Para el levantamiento se utilizará un instrumento de sistema de posicionamiento global manual, conocido como GPS, de la marca Garmin modelo GPSmap 62s, el cual posee una precisión de ± 3 metros. La frecuencia de actualización es de un segundo, además, posee un altímetro barométrico que controla los cambios de presión para que no se vea afectado el valor de la altitud y será calibrado al inicio de la medición para velar por la exactitud de los datos.

Figura 3.20. Garmin GPSmap 62s.



Fuente: Garmin (2019) [Figura].

f. Selección del punto de generación

Para seleccionar el punto de generación, se deberá tomar en cuenta lo siguiente:

- El punto se debe encontrar a la entrada o salida de un tanque de almacenamiento.
- Debe existir una diferencia de altura desde el último punto de presión atmosférica hasta el punto seleccionado, tal que represente una columna de agua suficiente para el funcionamiento de la turbina.
- No debe afectar la presión requerida para el correcto funcionamiento del acueducto.
- Debe encontrarse lo más cerca posible del tendido eléctrico.
- Debe existir consumo eléctrico y contar con acometida eléctrica del ICE.

Para este estudio no se tomará en cuenta la posibilidad de instalar la turbina en el trayecto de la tubería principal, debido a que esta se encuentra en vía pública, por lo que no se pueden construir obras en tal condición. Además, para este proyecto solo se analizará la red suministrada por la tubería madre del acueducto (desde captación hasta planta de tratamiento).

Resumen Capítulo 3:

En este capítulo se mostraron las referencias legales y teóricas que fundamentan el desarrollo de este estudio, iniciando por introducir al concepto de generación eléctrica en Costa Rica y los aportes que hacen los clientes-generadores de la Ley 7200. También se detalla la generación autónoma o paralela, luego se da una introducción a las centrales hidroeléctricas y, finalmente, se presentan conceptos hidráulicos importantes y la fórmula de estimación de energía generada.

CAPÍTULO 4 ANÁLISIS HIDRÁULICO PARA DETERMINAR EL POTENCIAL ELÉCTRICO EN EL ACUEDUCTO DE PÉREZ ZELEDÓN

4.1. El acueducto de Pérez Zeledón

El sistema del acueducto se abastece por gravedad en su mayoría. Cuenta con 32.004 servicios de agua potable, de los cuales el 99,54 % son servicios medidos y el 0,46 % corresponde a fijos. Además, tiene 3.886 servicios de alcantarillado sanitario, lo cual representa un 12,14 % de la totalidad de estos. La cobertura administrada por AyA en el acueducto es: San Isidro y los acueductos rurales de Peñas Blancas, Tinamastes, Platanillo, San Rafael de Platanares, Pejibaye y Dominical. Además, existen 75 acueductos rurales administrados por Comités.

I. Características del sistema

Se cuenta con ocho nacientes: Fudebiol, Manzanos, Benjamín y Barrantes (aporta 5 fuentes). La producción de las nacientes Fudebiol, Manzanos y Benjamín llega al tanque metálico Quebrada La Pizota y al tanque reunión Pepe; la producción de las cinco nacientes Barrantes llega al tanque de reunión Pepe y a partir de aquí son trasegadas hacia la planta de tratamiento.

Como captaciones superficiales están la captación Quebrada La Pizota y el Río Quebradas. Además, se cuenta con dos plantas de tratamiento de agua potable de filtros rápidos: planta baja para una producción de 110 litros por segundo y planta alta con una producción de 135 litros por segundo, ubicadas en el Barrio San Luis, San Isidro, Pérez Zeledón.

El sistema cuenta con 17 tanques de concreto distribuidos a lo largo del cantón, así como con tres tanques metálicos elevados (tanque IDA Pedregoso de 45m³, La Angostura 30m³ y tanque metálico Quebrada La Pizota de 25m³) y dos tanques metálicos asentados (Cruz Roja de 800m³ y tanque Universidad de 1400m³).

II. Sistema captación – planta de tratamiento

En la figura 4.1. se muestra el recorrido que realiza la tubería desde la toma de agua en Quebradas hasta la planta de tratamiento en Barrio San Luis.

Figura 4.1. Recorrido de la tubería

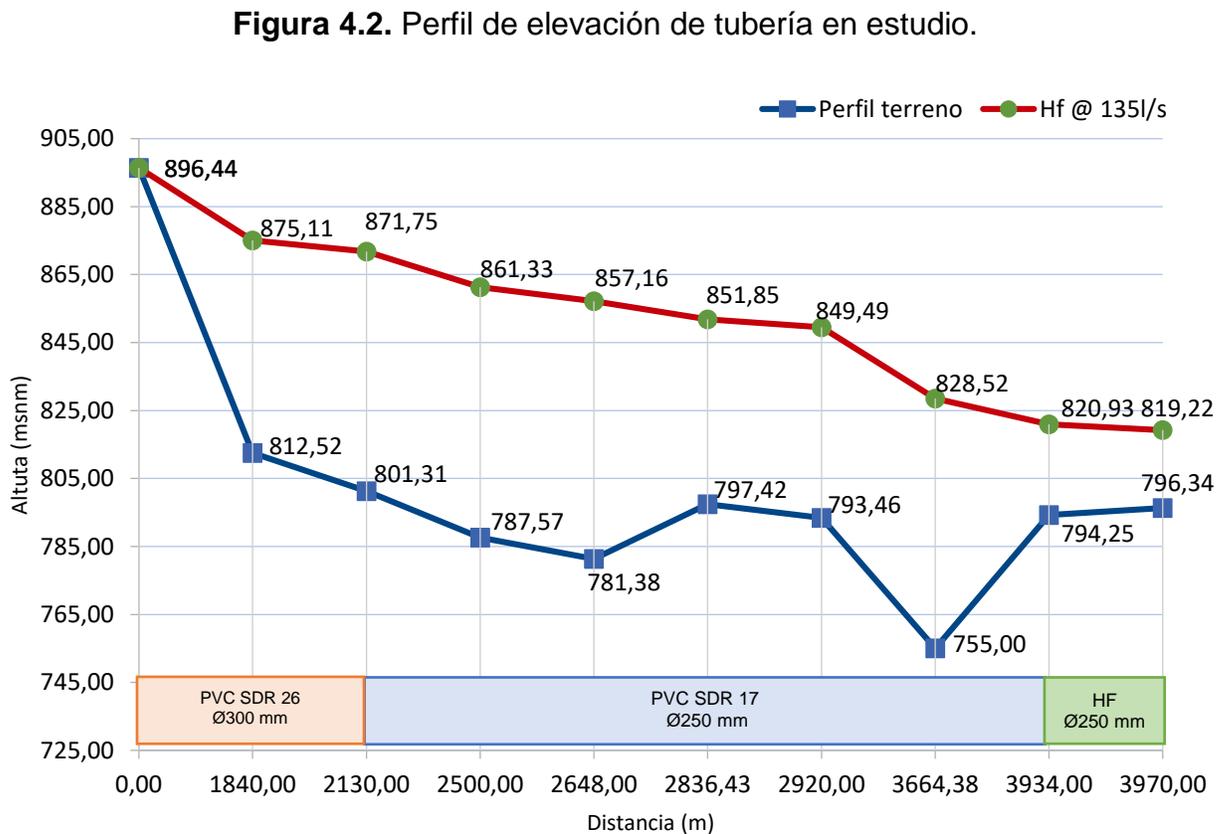


Fuente: Google Earth (2018) [Figura].

III. Red principal de conducción de agua

La red de captación que conduce el agua desde la toma física hasta la planta de tratamiento consta de una tubería de 3970 m de longitud, la cual se subdivide en tres tramos; el primero de 2130 m con un diámetro de 300 mm en tubería PVC SDR26, el segundo tramo de 1804 m con un diámetro de 250 mm en PVC SDR17 y, finalmente, un pequeño segmento de 36 m en hierro fundido.

El gráfico de la figura 4.2. representa el perfil de altura que recorre la tubería desde la toma hasta la planta de tratamiento.



En la figura 4.2. se puede observar el salto topográfico que tiene el fluido al pasar de la toma de agua hasta la planta, el cual corresponde a 100,10 m de altura; sin embargo, esta no es toda la energía que se dispone para la generación, debido a que se deben

considerar todas las pérdidas por fricción que se dan a lo largo de la tubería, así como por la presencia de accesorios.

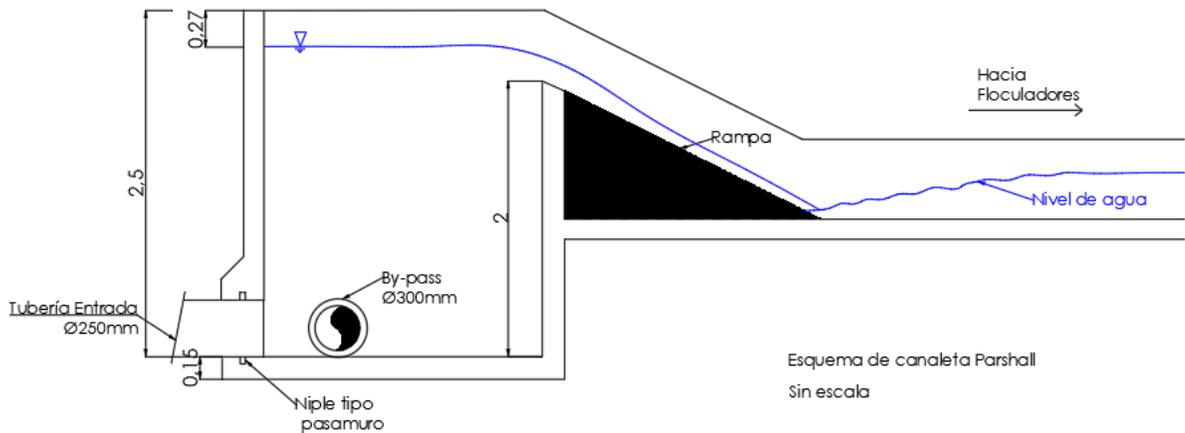
4.1.1. Características de la planta de tratamiento

La planta de tratamiento en estudio se conoce como Planta Alta, esta trasiega 135 l/s durante todo el año y está ubicada a una altura de 796,34 msnm.

El agua “cruda” llega a la planta a través de una tubería de 250 mm de diámetro en hierro fundido que atraviesa una caja de registro, un metro por debajo del nivel de entrada a la planta aproximadamente, donde se encuentra ubicado un macromedidor electromagnético y donde se propone conectar la microturbina.

Al ingresar a la planta, el agua se topa con una pared de 2 m de altura que busca reducir la energía que trae el líquido y con esto introducirlo a la canaleta Parshall con baja velocidad.

Figura 4.3. Sistema de reducción de energía actual.



Fuente: elaboración propia basado en AyA (2019) [Figura].

En el paso por la rampa, el agua se ve intervenida químicamente con difusores de cal, coagulantes y polímeros, para después de esto entrar a los floculadores y realizar todo el proceso de sedimentación y cloración.

4.1.2. Resultado de cálculo de pérdidas de carga

Para el cálculo de las pérdidas de carga se utilizó la ecuación de Hazen Williams, considerando las longitudes y diámetros de las tuberías que componen la red; además, por sugerencia del Departamento de agua potable del AyA, se consideró un 35% de pérdidas longitudinales extras debido a los accesorios presentes en la tubería. También, se contempló la altura que debe superar el agua después de pasar la turbina para el acceso a la planta; es decir, se tomó una contrapresión a la salida de la turbina que corresponde a la pared de disipación de energía que existe en la entrada de la planta de tratamiento.

En la tabla 4.1. se observan los resultados de pérdida de carga por sectores, en la columna 4 (hf) se presenta la pérdida por fricción correspondiente a cada tramo y en la columna 5 (HF) se observa el salto resultante al avanzar en cada sector.

Tabla 4.1 Cálculo de pérdidas de carga en la tubería.

	Longitud (m)	Elevación (m)	Diámetro (m)	HF @ 135 l/s	Hf @ 135 l/s
Toma→	0,00	896,44	0,30	0,00	896,44
	1840,00	812,52	0,30	21,33	875,11
	2130,00	801,31	0,25	3,36	871,75
	2500,00	787,57	0,25	10,42	861,33
	2648,00	781,38	0,25	4,17	857,16
	2836,43	797,42	0,25	5,31	851,85
	2920,00	793,46	0,25	2,35	849,49
	3664,38	755,00	0,25	20,97	828,52
PVC-HF→	3934,00	794,25	0,25	7,60	820,93
Planta→	3970,00	796,34	0,25	1,71	819,22
			Total	77,22	22,88

En la fila de totales se observa cómo a lo largo de la tubería se pierden 77,22 m de potencial debido a la fricción, resultando una columna de agua disponible de 22,88 m,

los cuales consideran el 35% de pérdidas por accesorios, ya que fueron calculados de la siguiente manera⁸:

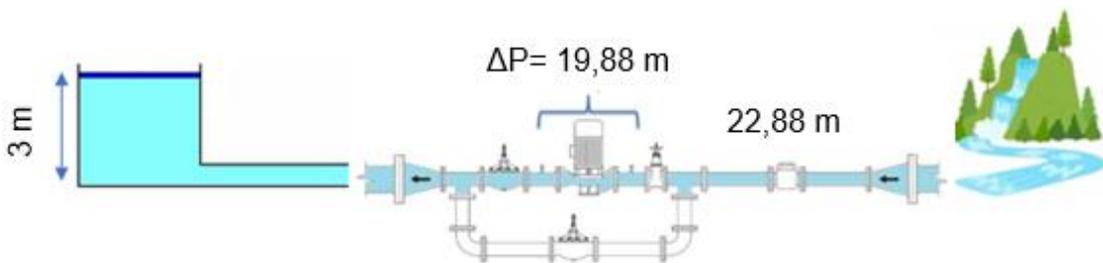
$$HF @ 135L/s = H_T - \left[10,67 \cdot \left(\frac{Q}{C} \right)^{1,852} \cdot \frac{(L_0 - L_1)}{D^{4,87}} \right] \cdot 1,35$$

Ecuación 4.1. Cálculo de pérdida de carga en la tubería.

Ahora bien, conociendo que el agua debe superar una columna de 3 m de altura desde la caja de registro donde se instalará la turbina hasta el ingreso a la planta de tratamiento, el salto de agua neto corresponde a 19,88 m.

Gráficamente se puede representar esa contrapresión en la figura 4.4:

Figura 4.4. Diagrama de salto neto de agua.



Finalmente, conociendo el salto neto de agua y el caudal que recorre la tubería, se puede estimar la potencia por generar; considerando también que el rendimiento global de las turbinas propuestas es del 80%. Para esto se utilizaron las ecuaciones 3.5 y 3.6:

$$P_H[W] = g[m/s^2] \cdot Q[l/s] \cdot h[m] \cdot \mu$$

$$P_H[W] = 9,81[m/s^2] \cdot 135[l/s] \cdot 19,88[m] \cdot 80\%$$

$$P_H \cong 21062 W$$

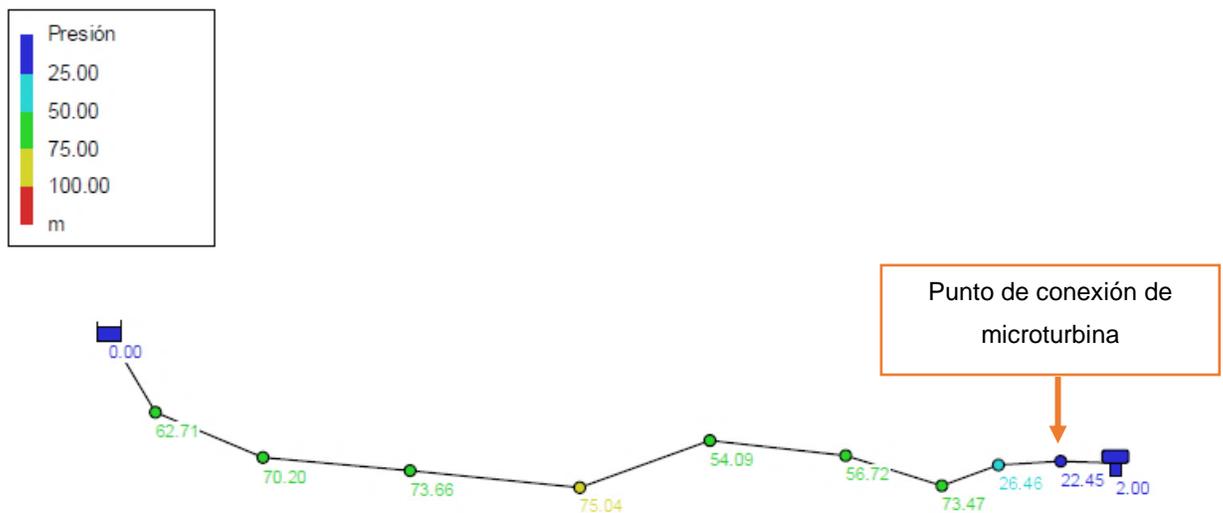
⁸Ecuación 4.1: Donde (L_0-L_1) delimitan el segmento de tubería que se desea analizar.

4.1.3. Resultados de simulación

Para corroborar los datos de carga se realizó la simulación del acueducto en el *software* Epanet®, donde se obtuvieron valores con un porcentaje de error cercano al 1%, por lo que se tomaron los datos de cálculo manual como válidos.

En la figura 4.5. se observan los segmentos de tubería estudiados y en cada nodo se presenta la correspondiente presión en metros.

Figura 4.5. Resultados simulación de tubería.



Fuente: elaboración propia basado en Epanet® (2019) [Figura].

Para la simulación de la tubería, se introdujo en el *software* los parámetros correspondientes a diámetro, longitud, coeficiente de Hazen Williams, rugosidad del material, cota de altura topográfica y en el caso de la planta, el consumo en l/s. Además, se seleccionó el método de cálculo para que fuera según la ecuación de Hazen Williams, del mismo modo que en los cálculos manuales.

4.2. Propuesta de diseño de instalación hidráulica

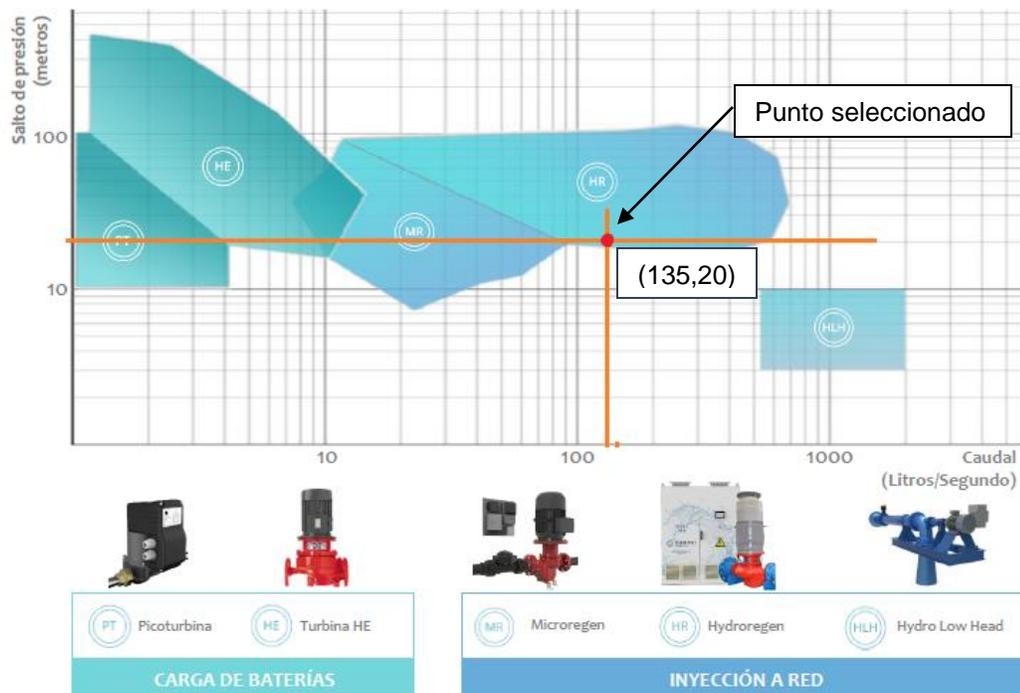
Para la selección del equipo hidráulico se consultó a diferentes empresas proveedoras de microturbinas, sin embargo, solo una de ellas brindó la atención requerida. Para la selección de accesorios de instalación, se tomaron en cuenta las sugerencias del fabricante de la turbina, además, se seleccionaron los accesorios para que soporten las condiciones de presión y esfuerzo mecánico, según las normas ASTM D-1785 (tubería SCH80), ASTM D-2467 (accesorios SCH80) y ASTM D-2241 (tubería SDR17).

4.2.1. Descripción de equipo seleccionado

- **Selección de turbina**

Para la propuesta de generación distribuida se seleccionó una microturbina diseñada y patentada para venta de energía por la empresa Tecnoturbines®, esta microturbina fue seleccionada bajo los parámetros de caudal y salto de presión existentes en el sitio en estudio, utilizando el gráfico de selección de la empresa Tecnoturbines®.

Figura 4.6 Gráfico de selección de turbina



Fuente: Tecnoturbines (2019) [Figura].

Tomando los valores de salto \cong 20m y caudal= 135l/s, resultó ser la turbina modelo Hydroregen la ideal para implementarla en este proyecto.

- Conexión hidráulica

La instalación de la turbina se hará en una caja de registro existente, la cual tiene dimensiones de (2,5x2,13x1,6) m, sin embargo, esta caja se deberá ampliar hasta tener las dimensiones de (3x5x1,6) m para que pueda albergar tanto el macromedidor existente como toda la conexión que requiere la turbina.

Para la conexión de la turbina a la red hidráulica, se deberá instalar un By-pass, es decir, la turbina deberá contar con una tubería en paralelo que garantice el funcionamiento de la planta en caso de que esta salga de operación, ya sea por mantenimiento o por alguna falla. Las válvulas y accesorios necesarios para realizar dicha conexión se deberán instalar en PVC SCH80, material que tiene una presión de trabajo de 165 mca (230 psi) en accesorios de 250 mm de diámetro.

Debido a la existencia de un macromedidor electromagnético, se deberá respetar la distancia indicada por el fabricante para la intervención de la tubería y con esto no alterar la medición.

4.2.2. Conexión hidráulica (ver plano en anexo 11)

Para la conexión de la turbina se plantea la siguiente conexión: el Bypass se realizará en tubería PVC SCH80 debido a que es más económica que el hierro fundido y cumple con los requerimientos de esfuerzo mecánico y presión necesarios. La transición de hierro fundido a PVC se realizará en ambos extremos del Bypass a través de una Tee bridada que permita la conexión entre las dos tuberías.

Las válvulas del Bypass son de tipo compuerta con sello flexible y volante; deberán cumplir con la norma AWWA C515. Todos los materiales deben ser UL certificados.

4.3. Propuesta de diseño de instalación eléctrica

Para el diseño de la conexión eléctrica de la microturbina se consultó al ingeniero Jorge Eduardo González, coordinador de Redes Eléctricas de la Oficina Regional Central de Pérez Zeledón del Instituto Costarricense de Electricidad, quien indicó los requerimientos básicos para la generación distribuida, así como el procedimiento para establecer el contrato de venta de energía al ICE. Además, todos los implementos eléctricos fueron calculados bajo el Código Eléctrico Nacional vigente.

4.3.1. Punto de conexión a la red eléctrica

En los sistemas de generación distribuida, el productor-consumidor puede depositar en la red de distribución la energía no consumida y tiene derecho a retirar hasta un máximo del cuarenta y nueve por ciento (49%) de la energía total generada, para utilizarla en el mes o meses siguientes en un periodo anual. Según el coordinador de Redes Eléctricas del ICE, para hacer ese depósito de energía, el generador debe conectarse a la acometida eléctrica que existe donde se vaya a generar, siempre y cuando cumpla con los siguientes requisitos:

- 1) Se deberá conectar al generador un rectificador y un inversor (que no pueda operar en modo isla) para que la onda de energía entregada esté sincronizada con la onda de la red del ICE.
- 2) Si el nivel de tensión del generador es diferente del voltaje de la red, se deberá instalar un transformador que ajuste al respectivo nivel de tensión.
- 3) Finalmente, se deberá instalar un medidor bidireccional que registre tanto el consumo como la inyección de energía a la red.

Para realizar la solicitud de conexión a la red, se debe verificar el estado de demanda del circuito, ya que este no debe haber superado el 15% de la capacidad instalada. Para este proyecto, el Ing. González consultó el estado del circuito pertinente y obtuvo los datos mostrados en la figura 4.7:

Figura 4.7 Demanda de consumo mensual de circuito en 2018



Fuente: ICE (2019) [Gráfico].

En la gráfica de la figura 4.7. se puede observar que el circuito no ha ocupado el 15% de la capacidad instalada, por lo que existe la disponibilidad eléctrica de realizar la conexión.

4.3.2. Descripción de equipo seleccionado

Se seleccionó una microturbina hidráulica para venta de energía eléctrica marca Tecnoturbines, modelo Hydroregen Inbloc 200-150C, con generador eléctrico trifásico potencia nominal de 15kW, clase de protección IP55; sistema de control de velocidad de la turbina MPPT, incluyendo protección eléctrica e inversor trifásico de conexión a red monofásica.

Figura 4.8 Sistema de generación seleccionado



Fuente: Tecnoturbines (2019) [Figura].

Esta es una turbina hidráulica capaz de recuperar energía, a la vez que regula la presión a su salida, similar a como lo haría una válvula reductora de presión; es regulada por un cuadro de control electrónico regenerativo de velocidad variable, el cual maximiza la producción energética de la turbina e inyecta la energía a la red eléctrica.

Además, este sistema cuenta con las siguientes características:

- **Especificaciones de la turbina:**

- a) Acoplamiento directo en la línea de conducción existente
- b) Cierre mecánico
- c) Rodamiento estándar de bolas
- d) Eficiencia global: 80%
- e) Velocidad nominal: 1000 a 1500 rpm

- **Especificaciones eléctricas:**

- a) Generador: 3 fases, asíncrono de jaula de ardilla, IEC TEFC
- b) Voltaje de salida: 240 V
- c) Aislamiento eléctrico: Clase F (155)
- d) Factor de potencia: 1

La turbina seleccionada cuenta también con un inversor marca FRONIUS SYMO modelo PRIMO 15.0-1, el cual cuenta con las siguientes características:

- a) Máxima potencia de salida: 15.000 W
- b) Máxima corriente de salida continua con V_{nom} : 62,5 A
- c) Breaker CA recomendado: 80 A
- d) Eficiencia máxima: 97,0%
- e) Tensión de red: 240 V
- f) Frecuencia nominal: 60 Hz
- g) Distorsión armónica total: <2,5%
- h) Factor de potencia: 0-1 (ajustable)

Se ha seleccionado una turbina de potencia menor a la máxima aprovechable debido a que la acometida existente es monofásica 240/120 V y el equipo monofásico más grande en el mercado es de 14,5 kW. Si se instalara una turbina de 20 kW (trifásica) con tensión de salida de 480 V, se debería instalar un transformador para reducir la tensión de salida de 480/240/120 V y hacer un reemplazo de la acometida por una trifásica, lo que sin duda elevaría los costos del proyecto.

Selección de conductores y accesorios eléctricos

Para el cálculo de conductores se consideró la corriente nominal entregada por el sistema de generación y se aplicó el factor de carga continua que corresponde a los sistemas que trabajen por más de 3 horas seguidas.

La corriente nominal del sistema de generación es de 62,5 A, por lo que, al aplicar el factor de 125%, se obtiene que la corriente del conductor debe ser de al menos 78 A, por lo que de la tabla 310-16 del NEC se selecciona conductor de área 33,6 mm² (#2 AWG) de cobre para las líneas vivas y 21,2 mm² (#4 AWG) para el neutro y la tierra. De igual forma, se selecciona el interruptor termomagnético de 80 A para que proteja el cable seleccionado.

La caída de tensión fue calculada con la siguiente ecuación:

$$\Delta V^9 = \frac{K \cdot I \cdot L}{30,48}$$

Ecuación 4.2. Cálculo de caída de tensión

El valor de K depende del calibre del conductor, así como de si el sistema es monofásico o trifásico y se tomó de la tabla ubicada en el anexo 7 proporcionada por el profesor Gustavo Gómez en el curso de Instalaciones Eléctricas. Con esto se obtuvo que la caída de voltaje es de 1,44 % siendo < 3% indicado en el NEC.

⁹ **Ecuación 5.2:** Donde **K** es la caída de tensión por amperio por cada 30,48 m de longitud de conductor, **I** es la intensidad de la carga y **L** la longitud del conductor.

Se selecciona un medidor Clase 200, debido a que se conoce que los inversores son fuentes de armónicos y los medidores clase 100 presentan baja tolerancia a dichas ondas, según consulta a diversos agentes de ventas e implementadores de estos equipos por lo que, al no ser económicamente representativo, se establece que sea clase 200.

La canalización de los conductores se seleccionó según la tabla 1 del capítulo 9 del NEC, considerando el área de los conductores por canalizar y el espacio permitido. Cada canalización se indica en el esquema.

En el tablero TD existe una barra maestra de tierras, la cual alberga todos los circuitos de tierra según tipo (productores, absorbedores, no productores y equipo sensible); la conexión a tierra de la turbina se deberá conectar al circuito de productores. En este caso, como el sistema de generación entrega una tensión de red de 240 V, no es necesario cambiar la acometida ni instalar un transformador de voltaje.

4.3.3. Conexión eléctrica a la red (ver plano en anexo 10)

La conexión física del sistema de generación es subterránea desde la salida de la turbina instalada en la tubería hasta el gabinete de control, que estará ubicado junto al tablero TD. El gabinete de control también albergará el inversor y a partir de este punto, se realizará la conexión en la acometida existente (barras de entrada del tablero principal TD el cual es del tipo I-line); todos los detalles y calibres se muestran en el plano del anexo 10.

4.4. Reducción de emisiones

Al implementar un sistema de generación renovable, se está haciendo una reducción de consumo de energía proveniente de fuentes no renovables, lo que directamente lleva a una disminución del uso de combustibles fósiles para generación eléctrica y, por ende, de las emisiones de dióxido de carbono para consumo eléctrico.

Para esta propuesta se realizó una estimación del aporte ambiental que traería consigo la implementación de una microturbina de 14,5 kW. El cálculo de emisiones de CO₂

mediante el consumo de energía eléctrica se realizó con la siguiente fórmula (Chavarría, Molina, Gamboa y Flores, 2016):

$$\text{Ton CO}_2 \text{ e} = \frac{\text{kWh} \cdot F_{\text{kWh}}}{1000 \text{ Kg/ton}}$$

Ecuación 4.3. Cálculo de reducción de emisiones.

Donde:

- Ton CO₂ e: toneladas de dióxido de carbono equivalente.
- kWh: kilowatts hora de energía eléctrica consumida.
- F_{kWh}: factor de emisión oficial del IMN, kilogramos de CO₂ emitido por cada kilowatt hora consumido.
- 1000 Kg/ton: factor de kilogramos a toneladas.

Conociendo que el factor de emisión más actualizado presentado en la octava emisión del informe *Factores de emisión GEI* por el Instituto Meteorológico Nacional para el sector energía es de 0.0754 kg CO₂ e/kWh y conociendo también que el consumo eléctrico anual de la planta de tratamiento es de 29.893 kWh¹⁰ se tendría que la emisión anual de gases de invernadero corresponde a:

$$\text{Ton CO}_2 \text{ e} = \frac{29893\text{kWh} \cdot 0,0754 \text{ kgCO}_2/\text{kWh}}{1000 \text{ kgCO}_2/\text{tonCO}_2} = 2,254 \text{ Ton CO}_2$$

Un total de 2,254 toneladas de dióxido de carbono emitidas por la planta de tratamiento al consumir 29.893 kWh en el año 2018. Mismas emisiones que se producirían al consumir 726,84 litros de búnker, en una planta de generación térmica, que tienen un costo de¹¹ \$ 378,56. Por lo que sin duda, el implementar la microturbina para alimentar el consumo de la planta traerá consigo un beneficio ambiental que se sumará a toda la estrategia del AyA y del país para alcanzar la carbononeutralidad.

¹⁰ Dato brindado por el departamento Administrativo Financiero Brunca.

¹¹ Precio con impuestos incluidos al 06 de mayo de 2019, según página oficial de RECOPE

Según el Grupo Intergubernamental de Expertos Sobre el Cambio Climático (IPCC), una hectárea de bosque representa un sumidero de aproximadamente 300 toneladas de dióxido de carbono, lo cual significa que la emisión evitada por la implementación que se plantea en este estudio (2,254 TonCO₂) es comparable con la siembra o conservación de aproximadamente 75,13 m² de bosque primario.

Conociendo que la planta funciona desde 1989, se puede agregar que, si desde entonces se hubiera implementado un sistema de aprovechamiento energético, se habría evitado la emisión de 67,62 TonCO₂, es decir, el equivalente a 2.254 m² de bosque primario.

4.5. Propuesta de plan de mantenimiento

La turbina seleccionada tiene implementado un sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA), al cual se puede tener acceso desde un dispositivo remoto resultando accesible a los datos de operación de la turbina en tiempo real.

Dada la ventaja tecnológica que tiene el sistema, se propone realizar un plan de mantenimiento basado en condición, es decir, tras un análisis de tendencias y conociendo los rangos de los parámetros de función, se podrá llevar a la toma de decisiones en caso de que sea necesaria la intervención humana.

Los cuadros de tendencia serán generados por el mismo *software* del sistema o bien podrán ser tabulados y condicionados en una hoja de Excel, de modo que, cuando un dato se salga del rango aceptable, se emita una alerta para proceder a la respectiva intervención.

Resumen Capítulo 4:

En este capítulo se realizó la evaluación del recurso hidráulico que presenta el acueducto de Pérez Zeledón para la generación autónoma de energía eléctrica, inicialmente se presenta una descripción del acueducto y su tubería de abastecimiento que comprende desde la toma de agua hasta la planta de tratamiento; se muestra el perfil de elevación de dicha tubería, así como el sistema actual de reducción de energía en la entrada de la planta. Además, se presentan los resultados de la simulación de pérdidas en la tubería, se describen los equipos seleccionados y se presenta el plano de instalación hidráulica del sistema de generación; luego se realiza un análisis ambiental sobre la reducción de emisiones de dióxido de carbono y, finalmente, se detalla el plan de mantenimiento propuesto.

CAPÍTULO 5 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

5.1. Evaluación económica y retorno de la inversión

En esta sección se estimarán todos los costos que representa el proyecto y se evaluará el flujo de efectivo que determine si es viable o no económicamente.

5.1.1. Inversión inicial

En este apartado corresponde a un monto de **\$ 80.920,44**, en el cual se cuantifica toda la inversión asociada a la implementación de una microturbina de 14,5 kW en la línea de conducción de agua cruda a la entrada de la planta de tratamiento de agua potable de Pérez Zeledón. A continuación, se presenta el desglose de la inversión:

- Adquisición y puesta en marcha de la microturbina
Para este rubro se tomará en cuenta la cotización emitida por la empresa Corporación DH Sistemas, adjunta en la sección de anexos, con un costo total de venta y puesta en marcha de equipos de \$ 65 700 I.V.I.
 - Periodo de entrega: de 4 a 5 meses.
 - Forma de pago: de contado contra entrega.
 - Garantía: 2 años
- Ampliación de caja de registro existente
Para este rubro se considera la ampliación de una caja de concreto de dimensiones actuales (2,5x2,15x1,6) m a medir (3x5x1,6) m, con pared de concreto de 15cm (como la existente) y su correspondiente tapa de alto tránsito¹², el presupuesto se resume a continuación en la tabla 5.1.:

Tabla 5.1. Costo de ampliación caja de registro¹³.

Ítem	Costo Total (\$)
Ampliación de caja de registro	1.377,08
Tapa metálica de alto tránsito	375,57
Total	\$ 1.752,65

¹² Requerido así por el AyA

¹³ Datos estimados por volumen de material requerido, consultado al Departamento de ingeniería AyA.

- Infraestructura hidráulica

En este rubro se considera el costo de todos los accesorios requeridos para la instalación de la microturbina en Bypass con la tubería de entrada a la planta, se toma en cuenta la factura proforma emitida por la empresa RQL Ingeniería S.A., adjunta en anexos, la cual corresponde a los artículos mostrados en la tabla 5.2:

Tabla 5.2. Costos de infraestructura hidráulica.

Cant.	Descripción	Costo unitario (\$)	Costo total (\$)
2	Tee bridada, HF, Ø250 mm	730,89	1461,79
2	Codo 90°, SCH 80, Ø250 mm	960,35	1920,71
1	Codo 90°, SCH 80, Ø200 mm	180,80	180,80
3	Válvula compuerta con volante AWW A C515, Ø250 mm	1143,63	3430,88
6	Flanger (brida) pvc sch 80 ld 10"	109,47	656,80
6	Empaque de hule neopreno 1/8" 10"	16,00	95,98
72	Tornillo hexagonal grado 5 acero 7/8" x 4 1/2"	2,33	168,04
72	Arandela plana galvanizada 7/8"	0,75	54,03
72	Arandela presión 7/8"	0,61	43,81
1	Unión dresser SCH 80 Ø250 mm	538,08	538,08
1	Reducción SCH 80, 300x250 mm	421,75	421,75
1	Reducción SCH 80, 300x150 mm	862,41	862,41
1	Reducción SCH 80, 250x200 mm	421,75	421,75
2	Tubo PVC SDR17, Ø250 mm	714,95	1429,91
Total			\$ 11.686,73

- Infraestructura electromecánica

Para este rubro se considera la adquisición de un medidor bidireccional clase 200 y el cableado subterráneo pertinente desde la turbina hasta el gabinete de control de esta. Este rubro fue cotizado por la empresa RQL Ingeniería S.A. y se resume en la tabla 5.3.:

Tabla 5.3. Costo de infraestructura eléctrica.

Cant.	Descripción	Costo Und (\$)	Costo total (\$)
1	Base para medidor eléctrico CL 200	579,36	579,36
1	Interruptor termomagnético 80A	301,93	301,93
20m	Cable #2 AWG THHN-2	8,32	166,50
40m	Cable #4 AWG THHN-2	6,22	248,62
7	Tubo EMT UL Ø31mm x 3m	22,74	159,15
Total			\$ 1455,56

5.1.2. Costos de solicitud de interconexión eléctrica

Para optar por la generación distribuida, la interconexión al Sistema de Distribución Eléctrica tiene los costos mínimos de solicitud de estudio técnico, solicitud de inspección y sistema de medición. Estos rubros deben ser cancelados al ICE para proceder con el proceso de solicitud y suman un total de \$ 325,5.

5.1.3. Costos de operación y mantenimiento

Debido a que la turbina trabaja de forma independiente, no requiere de supervisión humana y el mantenimiento propuesto está basado en condición a través de la telemetría de datos, se dispone un fondo de **\$ 500** que cubren al menos 200 horas de trabajo de un técnico calificado para efectos de mantenimiento.

5.1.4. Determinación de la depreciación anual

Con base en los datos del proyecto y con el criterio técnico del proveedor de los equipos, se estipuló que la vida útil de los sistemas por instalar es de 25 años, determinando así la depreciación anual contemplada en la tabla 5.4.

Tabla 5.4. Estimación del valor de la depreciación anual.

Depreciación anual	
Costo de proyecto	\$80.920
Total depreciación 25 años	\$80.920
Valor depreciación anual	\$3.236,8

5.1.5. Ahorro económico por energía generada

La energía generada con el equipo será mayor al consumo actual del sistema, es decir, la microturbina abastecerá el total de la energía requerida para alimentar la planta y el excedente será inyectado a la red para que, en caso de que la turbina salga de funcionamiento, se pueda obtener hasta el 49% de la energía inyectada a un menor costo. Por lo que el ahorro económico por la generación se estimó basándose en el consumo del año 2018 que se resume en la tabla 5.5:

Tabla 5.5. Consumo eléctrico Planta de tratamiento de agua potable.

LOCALIZACIÓN	NISE	PERIODO AL COBRO	MONTO (₡)	CONSUMO DEMANDA	DEMANDA	CONSUMO KWH	VENCE	DESCRIPCIÓN SERVICIO
164175301553	388483	24-11-2017 al 26-12-2017	215.405,00	58.675,24	7,72	3003	15-ene-2018	Planta de Tratamiento
164175301553	388483	26-12-2017 al 24-01-2018	144.310,00	0,00	5,97	1730	16-feb-2018	Planta de Tratamiento
164175301553	388483	24-01-2018 al 23-02-2018	134.570,00	0,00	6,48	1619	19-mar-2018	Planta de Tratamiento
164175301553	388483	23-02-2018 al 23-03-2018	165.245,00	0,00	7,56	1992	13-abr-2018	Planta de Tratamiento
164175301553	388483	23-03-2018 al 24-04-2018	239.775,00	0,00	8,06	2883	21-may-2018	Planta de Tratamiento
164175301553	388483	24-04-2018 al 24-05-2018	226.805,00	0,00	8,02	2719	18-jun-2018	Planta de Tratamiento
164175301553	388483	24-05-2018 al 25-06-2018	210.460,00	0,00	6,74	2521	19-jul-2018	Planta de Tratamiento
164175301553	388483	25-06-2018 al 24-07-2018	209.105,00	0,00	8,39	2515	17-ago-2018	Planta de Tratamiento
164175301553	388483	24-07-2018 al 24-08-2018	215.410,00	0,00	8,31	2594	17-sep-2018	Planta de Tratamiento
164175301553	388483	24-08-2018 al 30-09-2018	233.270,00	68.404,70	9,09	3223	19-oct-2018	Planta de Tratamiento
164175301553	388483	30-09-2018 al 31-10-2018	220.815,00	0,00	8,50	2693	23-nov-2018	Planta de Tratamiento
164175301553	388483	31-10-2018 al 30-11-2018	197.130,00	0,00	6,65	2401	21-dic-2018	Planta de Tratamiento
Total anual=			\$ 4.026,61			29893	kWh	

En esta tabla se puede observar que en el año 2018 el consumo anual fue de 29 893 kWh, lo que representó un gasto de \$ 4.026,61; siendo este el ahorro estimado para el proyecto en el año 1 con un crecimiento del 5,4% a partir del segundo año correspondiente a aumentos en la tarifa eléctrica (CENPE, 2011, p.5).

5.2. Flujo total de efectivo

- Evaluación del proyecto con inversión propia

De acuerdo con los datos recopilados, se realizó el flujo de efectivo, para proceder con la evaluación del proyecto suponiendo que el AyA invertirá la totalidad estimada con recursos propios, sin ayuda de ningún financiamiento externo. Dado que la vida útil del sistema propuesto es de 25 años, se realizó la evaluación en ese mismo periodo.

En la tabla 5.6 se muestran los resultados obtenidos de esta primera evaluación.

Como se puede apreciar, se evaluó el proyecto en un período de 25 años, se llega a obtener una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 5% (inferior a 14% que es la TIR de evaluación de proyectos del AyA), un Valor Acumulado (VA. 14%) de \$194.270,6, un Valor Actual Neto (VAN) de \$113.350,6 y, por último, un Índice de Deseabilidad (ID) de 1,5; lo cual resulta ser un proyecto ligeramente atractivo para la inversión, tomando en cuenta que se debe desembolsar toda la inversión inicial en un solo pago.

En el flujo de efectivos se puede observar también que, para este escenario, el periodo de retorno es de 17 años, que es cuando el flujo neto acumulado supera el costo de la inversión.

Tabla 5.6. Flujo neto de efectivos con inversión propia

CONCEPTO	Año de evaluación	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión inicial	\$	80.920,0										
AHORROS												
Ahorros por facturación energía	\$	4.026,6	\$ 4.244,0	\$ 4.473,2	\$ 4.714,8	\$ 4.969,4	\$ 5.237,7	\$ 5.520,6	\$ 5.818,7	\$ 6.132,9	\$ 6.464,1	
GASTOS												
Operación y mantenimiento	\$	500,0	\$ 500,0	\$ 500,0	\$ 500,0	\$ 500,0	\$ 500,0	\$ 500,0	\$ 500,0	\$ 500,0	\$ 500,0	\$ 500,0
Depreciación	\$	3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8
Intereses de la deuda												
Valor en libros												
U.A.I.	\$	289,8	\$ 507,2	\$ 736,4	\$ 978,0	\$ 1.232,6	\$ 1.500,9	\$ 1.783,8	\$ 2.081,9	\$ 2.396,1	\$ 2.727,3	
Impuestos (30%)	\$	86,9	\$ 152,2	\$ 220,9	\$ 293,4	\$ 369,8	\$ 450,3	\$ 535,1	\$ 624,6	\$ 718,8	\$ 818,2	
U.D.I.	\$	202,9	\$ 355,1	\$ 515,5	\$ 684,6	\$ 862,8	\$ 1.050,6	\$ 1.248,6	\$ 1.457,3	\$ 1.677,3	\$ 1.909,1	
Depreciación	\$	3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8
Valor de rescate												
Flujo de efectivo	\$	-80.920,0	\$ 3.439,7	\$ 3.591,9	\$ 3.752,3	\$ 3.921,4	\$ 4.099,6	\$ 4.287,4	\$ 4.485,4	\$ 4.694,1	\$ 4.914,1	\$ 5.145,9
Flujo acumulado	\$		\$ 3.439,7	\$ 7.031,5	\$ 10.783,8	\$ 14.705,2	\$ 18.804,8	\$ 23.092,3	\$ 27.577,7	\$ 32.271,8	\$ 37.185,9	\$ 42.331,8
T.I.R		5%										
V.A.	\$	194.270,6										
V.A.N. (14%)	\$	113.350,6										
I.D.		1,5										

Tabla 5.7. Flujo neto de efectivos con inversión propia (continuación)

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
\$	6.813,1	\$ 7.181,0	\$ 7.568,8	\$ 7.977,5	\$ 8.408,3	\$ 8.862,3	\$ 9.340,9	\$ 9.845,3	\$ 10.377,0	\$ 10.937,3	\$ 11.527,9	\$ 12.150,5	\$ 12.806,6	\$ 13.498,1	\$ 14.227,0
\$	500,0	\$ 500,0	\$ 500,0	\$ 500,0	\$ 500,0	\$ 500,0	\$ 500,0	\$ 500,0	\$ 500,0	\$ 500,0	\$ 500,0	\$ 500,0	\$ 500,0	\$ 500,0	\$ 500,0
\$	3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8
\$	3.076,3	\$ 3.444,2	\$ 3.832,0	\$ 4.240,7	\$ 4.671,5	\$ 5.125,5	\$ 5.604,1	\$ 6.108,5	\$ 6.640,2	\$ 7.200,5	\$ 7.791,1	\$ 8.413,7	\$ 9.069,8	\$ 9.761,3	\$ 10.490,2
\$	922,9	\$ 1.033,3	\$ 1.149,6	\$ 1.272,2	\$ 1.401,4	\$ 1.537,7	\$ 1.681,2	\$ 1.832,6	\$ 1.992,1	\$ 2.160,2	\$ 2.337,3	\$ 2.524,1	\$ 2.720,9	\$ 2.928,4	\$ 3.147,1
\$	2.153,4	\$ 2.411,0	\$ 2.682,4	\$ 2.968,5	\$ 3.270,0	\$ 3.587,9	\$ 3.922,9	\$ 4.276,0	\$ 4.648,1	\$ 5.040,4	\$ 5.453,8	\$ 5.889,6	\$ 6.348,8	\$ 6.832,9	\$ 7.343,2
\$	3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8	\$ 3.236,8
\$	5.390,2	\$ 5.647,8	\$ 5.919,2	\$ 6.205,3	\$ 6.506,8	\$ 6.824,7	\$ 7.159,7	\$ 7.512,8	\$ 7.884,9	\$ 8.277,2	\$ 8.690,6	\$ 9.126,4	\$ 9.585,6	\$ 10.069,7	\$ 10.580,0
\$	47.722,0	\$ 53.369,7	\$ 59.288,9	\$ 65.494,2	\$ 72.001,1	\$ 78.825,8	\$ 85.985,4	\$ 93.498,2	\$ 101.383,1	\$ 109.660,3	\$ 118.350,9	\$ 127.477,2	\$ 137.062,9	\$ 147.132,6	\$ 157.712,6

- Evaluación del proyecto financiado

En vista de que el proyecto no alcanzó resultados tan optimistas haciendo la inversión propia, se procedió a evaluar el mismo, pero con un financiamiento poco atractivo, estimando una tasa de interés del 20%, con el propósito de identificar la rentabilidad. Para ello se realizó un análisis de la información general del financiamiento, así se determinó cuál será el pago anual, datos que son mostrados en la tabla 5.8:

Tabla 5.8. Datos de financiamiento

Estimación de cuota anual	
Monto por financiar	\$80.920
Plazo	10
Interés	20%
Pago anual	\$19.301

Una vez conocido el monto por pagar anualmente por un periodo de 10 años, se procede a confirmar la liquidación total de la deuda en la tabla 5.9:

Tabla 5.9. Pagos de financiamiento

Número de cuota	Pago Anual	Intereses	Amortización	Saldo
0				\$ 80.920
1	\$ 19.301	\$ 16.184	\$ 3.117	\$ 77.803
2	\$ 19.301	\$ 15.561	\$ 3.741	\$ 74.062
3	\$ 19.301	\$ 14.812	\$ 4.489	\$ 69.574
4	\$ 19.301	\$ 13.915	\$ 5.387	\$ 64.187
5	\$ 19.301	\$ 12.837	\$ 6.464	\$ 57.723
6	\$ 19.301	\$ 11.545	\$ 7.757	\$ 49.966
7	\$ 19.301	\$ 9.993	\$ 9.308	\$ 40.658
8	\$ 19.301	\$ 8.132	\$ 11.170	\$ 29.488
9	\$ 19.301	\$ 5.898	\$ 13.404	\$ 16.084
10	\$ 19.301	\$ 3.217	\$ 16.084	\$ 0

Finalmente, se vuelve a realizar la evaluación del proyecto a un plazo de 25 años y se obtiene el siguiente resultado:

Tabla 5.10. Flujo neto de efectivos con préstamo bancario

Concepto	Año de evaluación	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Flujo de efectivo	\$	-80.920,0	\$ 2.509,1	\$ 2.661,4	\$ 2.821,8	\$ 2.990,9	\$ 3.169,1	\$ 3.356,9	\$ 3.554,9	\$ 3.763,6	\$ 3.983,5	\$ 4.215,4
Préstamo Bancario	€	80.920,0										
Amortizaciones			\$ 2.509	\$ 2.661	\$ 2.822	\$ 2.991	\$ 3.169	\$ 3.357	\$ 3.555	\$ 3.764	\$ 3.984	\$ 4.215
Intereses			\$ 16.184	\$ 15.561	\$ 14.812	\$ 13.915	\$ 12.837	\$ 11.545	\$ 9.993	\$ 8.132	\$ 5.898	\$ 3.217
Escudo Fiscal (intereses)			\$ 4.855	\$ 4.668	\$ 4.444	\$ 4.174	\$ 3.851	\$ 3.463	\$ 2.998	\$ 2.439	\$ 1.769	\$ 965
Flujo de efectivo financiado	\$	-	\$ -11.329	\$ -10.892	\$ -10.369	\$ -9.740	\$ -8.986	\$ -8.081	\$ -6.995	\$ -5.692	\$ -4.128	\$ -2.252
Flujos descontados (14%)	\$	44.652										
V.A.N.	\$	44.652										
T.I.R.		2%										
I.D.		0,6										

Tabla 5.11. Flujo neto de efectivos con préstamo bancario (continuación)

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
\$	4.459,7	\$ 4.717,2	\$ 4.988,7	\$ 5.274,8	\$ 5.576,3	\$ 5.894,2	\$ 6.229,2	\$ 6.582,2	\$ 6.954,4	\$ 7.346,6	\$ 7.760,1	\$ 8.195,8	\$ 8.655,1	\$ 9.139,2	\$ 9.649,4
\$	4.460	\$ 4.717	\$ 4.989	\$ 5.275	\$ 5.576	\$ 5.894	\$ 6.229	\$ 6.582	\$ 6.954	\$ 7.347	\$ 7.760	\$ 8.196	\$ 8.655	\$ 9.139	\$ 9.649

En este escenario, a pesar de no tener que desembolsar toda la inversión desde el punto inicial, el retorno de la inversión es pobre en un plazo de 25 años, es decir, el flujo de efectivo financiado empieza a ser positivo hasta pagar la deuda (10 años), refiriendo que la institución estará pagando de más durante los 10 años de préstamo por una ganancia muy baja, lo que se representa en el índice de deseabilidad menor a uno.

Resumen Capítulo 5:

En este capítulo se realizó el análisis económico de lo que corresponde a invertir en un Sistema de Generación de 14,5 kW de la marca Tecnoturbines®; el cual representa una inversión inicial de \$ 80.920,0. La inversión inicial fue cuantificada contemplando todos los costos de instalación y puesta en marcha, así como los costos de mantenimiento y de solicitud de conexión al ICE.

Se analizan dos escenarios: en el primero la inversión inicial se realiza por cuenta propia y tiene un periodo de retorno de 17 años, dejando 8 años de vida útil de la turbina en plena ganancia. Por su parte, en el segundo escenario se plantea solicitar financiamiento a un ente con una tasa de interés del 20% a un plazo de 10 años; para esto, se calculan las cuotas requeridas, así como el desglose de amortización del préstamo y los intereses por pagar, sin embargo, en este caso el índice de deseabilidad es mucho menor al escenario 1 y el retorno tomaría más de los 25 años de vida útil de la turbina, por lo que se considera poco atractivo para la institución.

CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES, APORTES PERSONALES Y TRABAJOS FUTUROS

6.1. Conclusiones

La pregunta de investigación planteada para el desarrollo de este estudio tiene una respuesta afirmativa y se justificó llevando a cabo los siguientes puntos:

- Se determinó que el potencial hidráulico de la línea de abastecimiento en la entrada de la planta de tratamiento corresponde a una columna de agua de 22,88 m y un caudal de 135 l/s, condiciones que permiten generar aproximadamente 21 kW. Se selecciona este punto para la generación debido a que es el único en el que se puede realizar autoabastecimiento.
- Se seleccionó una turbina de instalación en línea marca Tecnoturbines, modelo Hydroregen Inbloc 200-150C monofásica con potencia nominal de 14,5 kW.
- Se propusieron los diseños de conexión hidráulica y eléctrica del sistema de generación según la normativa del NEC y del Código de Instalaciones Hidráulicas y Sanitarias de Costa Rica.
- Se estimó la inversión del proyecto en dos escenarios y se obtiene un caso de rentabilidad atractivo con una inversión propia inicial de aproximadamente \$81.000, una tasa interna de retorno de 5% y un periodo de retorno de 17 años.

Además, se analizó el beneficio ambiental que se resume en una reducción de emisiones de 2,254 toneladas de dióxido de carbono y se plantea un modelo de mantenimiento de categoría mundial destacado en la industria 4.0.

En resumen, sí se puede obtener un beneficio económico al generar energía eléctrica instalando microturbina en las tuberías de agua potable del acueducto de Sam Isidro del General.

6.2. Recomendaciones

- Debido a que el AyA posee varios sistemas donde implementar microcentrales hidroeléctricas a lo largo del país, se recomienda establecer alianzas o convenios con instituciones generadoras y suministradoras de energía eléctrica, con el fin de comercializar o intercambiar los excedentes de la energía generada en el resto de los puntos.
- Se debe promover la ejecución de proyectos orientados al aprovechamiento y uso adecuado de los recursos energéticos, ya que estos contribuyen al mejoramiento de los indicadores financieros y ambientales de la institución, así como del país que se han planteado para alcanzar la carbononeutralidad.
- Se recomienda realizar una investigación de carácter legal/ambiental donde se verifique que la concesión de aguas otorgada al AyA permita no solo utilizar el agua para consumo humano, sino que también avale el aprovechamiento de las fuerzas de este recurso.

6.3. Aportes personales y trabajos futuros

Aportes personales

- En este proyecto se presenta una analogía ambiental en cuanto a emisiones de dióxido de carbono y su equivalencia en área de bosque primario. Se debe considerar que el planeta se está calentando y sus efectos están llevando a tomar medidas de mitigación inmediatas, es por ello que el aprovechamiento y el uso adecuado de la energía debe ser de interés general, ya que cuanto más sean las implementaciones ambientalmente sostenibles, más se alargará la vida en el planeta.
- La implementación propuesta de microcentrales hidroeléctricas en sistemas de acueductos no posee impactos negativos al ambiente, ya que la colección de las aguas ya fue realizada y la utilización de la energía en estos sistemas ayudará a disminuir la demanda eléctrica nacional.

Trabajos futuros:

- En proyectos donde se requiera más de una turbina, se recomienda interconectar el control lógico de estas, de modo que se pueda controlar y maximizar la eficiencia en el despacho de energía.
- En futuros estudios se debe tomar la tecnología como herramienta indispensable, de forma que tanto el control eléctrico como la medición de parámetros puedan ser consultados las 24 horas del día de forma remota.

BIBLIOGRAFÍA

- Aguas de Manizales. (2019). *Nuestra empresa*. Recuperado de <http://www.aguasdemanizales.com.co/NuestraEmpresa/InformacionGeneral/Institucional#seccion784>
- Alfaro, Y. (2017). 5 hidroeléctricas que más aportan en la producción energética en Costa Rica. *Construir*.
- Arenas, C., Leonardo, C., Leguizamón, A., y Sebastián, J. (2018). *Pequeñas Centrales Hidroeléctricas*. Recuperado de <http://hdl.handle.net/11349/13385>
- Asamblea Nacional Constituyente. (1949). *Constitución Política de Costa Rica*. Recuperado de http://www.pgrweb.go.cr/scij/busqueda/normativa/normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=871&strTipM=TC
- Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica. (1990). *Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela. Ley 7200*. Recuperado de http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_norma.aspx?param1=NRM&nValor1=1&nValor2=7591&nValor3=8139&strTipM=FN
- Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica. (1961). *Ley Constitutiva Instituto Costarricense Acueductos y Alcantarillados*. Recuperado de http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_norma.aspx?param1=NRM&nValor1=1&nValor2=37097&nValor3=39114&strTipM=FN
- Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica. (1992). *Préstamo BID Suministro Agua Potable e Infraestructura Sanitaria Limón, Ley 7296*. Recuperado de http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/normas/nrm_norma.aspx?param1=NRM&nValor1=1&nValor2=34382&nValor3=36250&strTipM=FN
- Campos, E. (2010). *Estudio de Factibilidad para el Aprovechamiento Energético mediante Sistemas de Micro Generación Hidroeléctrica en el Acueducto*

Metropolitano (Proyecto de Graduación para optar por el grado de Maestría en Administración de la Ingeniería Electromecánica con énfasis en Energía). Tecnológico de Costa Rica, Costa Rica.

Capris. (2019). *Catálogo*. Recuperado de <https://capris.cr>

Castañeda, M. (2018). El 98% de la generación eléctrica en Costa Rica procede de fuentes renovables desde hace cuatro años. *Energy News*.

Cengel, Y. A. (2006). *Mecánica de fluidos: fundamentos y aplicaciones*. México: McGraw Hill.

Centro Nacional de Control de Energías (CENSE). (2018). *Gráficas Mensuales Agosto*. Recuperado de <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/recursos/documentos/3/3007/69/Gr%C3%83%C2%A1ficas%20Mensuales%20Agosto%202018.pdf>

Centro Nacional de Planificación Eléctrica (CENPE). (2011). *Costa Rica: Proyecciones de la Demanda Eléctrica 2011-2033*. Recuperado de <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/5f860392-b850-4945-ac67-02b27ee8a215/DemandaProyecciones2011Jun.pdf?MOD=AJPERES&CVID=11f1db>

Chavarría, F., Molina, Ó. M., Gamboa, R. y Flores, J. (2016). Medición de la huella de carbono de la Universidad. *UNICIENCIA*, 51.

Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. (CNFL). (2019). *Generación distribuida*. Recuperado de <https://www.cnfl.go.cr/otros-servicios-os/generacion-distribuida-os>

Dirección General de Energía (DG XVII), Comisión Europea. (1998). *Manual de pequeña hidráulica, Cómo llevar a buen fin un proyecto de minicentral hidroeléctrica*. Madrid, España: Celso Penche.

- Emerson Electric Co. (2019). *Catalog*. Recuperado de <https://www.emerson.com/nl-be/catalog/daniel-ultrasonic-meter-tubes-nl-nl>
- Fernández, P. (2018). *Turbinas hidráulicas*. Recuperado de <http://www.termica.webhop.info/>
- Garmin. (2019). *Garmin GPSmap 62s*. Recuperado de <http://sites.garmin.com/gpsmap62s/>
- Gómez, G. (2018). Curso de Instalaciones Eléctricas. Datos crudos inéditos..
- González, R. (2007). *Hidráulica Básica*. EOI.
- Google. (2019). *Google Earth*. Recuperado de <https://www.google.com/earth>
- Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC). (1996). *Tecnologías, políticas y medidas para mitigar el cambio climático*. IPCC.
- Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados (AyA). (2000). *Comisión Energética*.
- Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados (AyA). (2018). *Informe final de gestión AyA 2014-2018*. San José, Costa Rica: AyA.
- Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2018). *Proyectos energéticos*. Recuperado de https://www.grupoice.com/wps/portal/ICE/Electricidad/Proyectos%20Energ%C3%A9ticos/De%20generaci%C3%B3n!/ut/p/z0/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfljo8zizQMtHA093A183M09nA0cfUPMHA3NXY1CPc31C7ldFQFgXx6k/
- Madriz, A. (05 de julio de 2017). Porcentaje de generación eléctrica renovable en Costa Rica es el más alto en 30 años. *El Periódico CR*.
- Marín, L., Solís, I., Aragón, J. A. y AyA. (2002). *Estudio Hidráulico para Generación Eléctrica en Instalaciones del AyA*.

- Martín, I., Salcedo, R. y Font, R. (2011). *Mecánica de Fluidos*. Alicante: Universidad de Alicante.
- Mott, R. L. (2006). *Mecánica de Fluidos*. México: Pearson Educación.
- Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial & Energía (ONUUDI) y Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). (1981). *Minicentrales hidroeléctricas: manual para responsables de las decisiones*. Recuperado de [https://open.unido.org/api/documents/4790071/download/MINICENTRALES%20HIDROELECTRICAS.%20\(MANUAL%20PARA%20RESPONSABLES%20DE%20LAS%20DECISIONES\)%20\(10457s.es\)](https://open.unido.org/api/documents/4790071/download/MINICENTRALES%20HIDROELECTRICAS.%20(MANUAL%20PARA%20RESPONSABLES%20DE%20LAS%20DECISIONES)%20(10457s.es))
- Ortiz, R. (2011). *Pequeñas centrales hidroeléctricas*. Bogotá: Ediciones de la U.
- Portolés, E. (2011). El sector eléctrico en Costa Rica. *ICEX*.
- Programas y Actividades de Educación Ambiental. (02 de mayo de 2019). *comunidad.eduambiental.org*. Recuperado de <http://comunidad.eduambiental.org/>
- Siemens Corporation. (2019). *Siemens Corporation*. Recuperado de <https://new.siemens.com>
- Tecnoturbines. (2017). *Recuperación energética mediante turbinado hidráulico - Caso red de distribución de aguas de Manizales*. Recuperado de https://tecnoturbines.com/wp-content/uploads/2017/06/20170530_Tecnoturbines-ACODAL.pdf
- Tecnoturbines. (2019). *Turbina de aprovechamiento energético, venta de energía*. Recuperado de <https://tecnoturbines.com>
- Veto y Cía. LTDA. (2013). *Flujómetro electromagnético. Manual de usuario*. Recuperado de

https://www.veto.cl/components/com_virtuemart/files/manuales/espanol/N0480508.pdf

ANEXOS

A1- Oferta económica para sistema de microgeneración



SyV Sociedad Anonima
Cartago-Costa Rica
syvsa@outlook.com
Tel/fax:(+506) 2552-5702

Cartago, 26 de abril del 2019

Señores

AyA

Atención

Daniela Vargas Benambourg

Atentamente sometemos a su consideración la siguiente propuesta de una **Turbina hidráulica para inyección de energía a red eléctrica**

Nuestra propuesta incluye Incluye:

Turbina hidráulica para generación de energía eléctrica modelo Inbloc 200-150-C fabricada en fundición, conexión mediante brida de entrada de diámetro 150mm PN16 y brida de salida de diámetro 200mm PN 16. Incluye generador eléctrico trifásico, clase de protección IP55. Punto de funcionamiento nominal: caudal de 137 litros/segundos, salto de presión de 15 metros, potencia de 14,5kw. Sistema de control de velocidad de la turbina, incluyendo protección eléctrica e inversor monofásico de conexión a red monofásica de baja tensión.

Válvula de membrana actuada por solenoide, PN-16 con unión mediante bridas de diámetro 300mm fabricada en fundición. No incluye juntas y tornillería.

Desplazamiento de 1 técnico de Tecnoturbines en labores de supervisión del montaje y puesta en marcha de la instalación.

La presente oferta incluye suministro e instalación en sitio de la turbina indicada con la asistencia de un Ingeniero de fábrica por un monto de \$ 65700 i.v.i.

Nota:

La presente oferta no incluye la conexión a internet para monitorización remota del equipo, legalización de la instalación, la integración del sistema de monitorización de Tecnoturbines en el sistema de control del cliente

Condiciones:

- Periodo de entrega: de 4 a 5 meses.
- En caso de contratar puesta en marcha, el cliente deberá disponer de un electricista cualificado en obra.
- Forma de pago: De contado contra entrega.
- Garantía: 2 años

Atentamente

Mauricio Siles Gonzalez
Gerente General



A2- Ficha técnica Turbina Hydroregen



TECNOTURBINES
POWERING WATER

Expertos en recuperación de energía
mediante turbinas hidráulicas

WWW.TECNOTURBINES.COM

HYDROREGEN

TURBINA PARA VENTA A RED
O AUTOCONSUMO



Genera electricidad a partir de un caudal circulante y un salto de presión de 10 m o superior.



Genera energía entre 15 y 500 kw.



La energía puede ser inyectada a la red para su venta o para consumo propio.



Sistema de control electrónico de velocidad patentado.



Control remoto vía web o smartphone



HYDROREGEN TURBINA PARA VENTA A RED O AUTOCONSUMO



Monitorización remota a partir de pc o smartphone a través de SCADA integrado en el panel de control.



Rendimiento superior al 75% en las equipaciones más pequeñas, incrementándose para mayores potencias.



Cuatro modos diferentes de control programables:
1. Maximizar la potencia (MPPT)
2. Maximizar eficiencia (MEPT)
3. Control de presión
4. Control de caudal



Sistema de mantenimiento predictivo, gracias a la instalación de un caudalímetro.



Diseño a medida en función de las condiciones hidráulicas existentes.



Apto para agua potable, agua de riego o agua marina.



Sistema de seguridad de parada automática en caso de fallo en la red.



Rápida amortización de 3 a 5 años y larga vida útil hasta 25 años.



Mínimos costes de obra civil: La turbina se instala en línea con el conducto de caudal existente.



Posibilidad de instalación de varias turbinas en paralelo con un mismo cuadro de control.



Fácil mantenimiento, muy similar a una bomba convencional.

> Sustitución de válvulas reguladoras de presión

01

> Aprovechamiento de sobrepresiones a la entrada de depósitos.

02

> Modernización de antiguas mini-centrales hidráulicas

03

> Recuperación de energía en plantas desaladoras.

04

> Recuperación de energía en redes de agua potable.

05

> Recuperación de energía en redes de riego

06

> Plantas de tratamiento de aguas

07

> Cualquier lugar con un alto de presión superior a 10 m.

08

A3- Ficha técnica inversor FRONIUS PRIMO

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

FRONIUS PRIMO



SHIFTING THE LIMITS



/ Snap!Nverter mounting system



/ Wireless monitoring



/ Open data communication



/ Smart Grid Ready



/ Arc Fault Circuit Interruption



The transformerless Fronius Primo is the ideal compact single-phase inverter for residential and small-scale commercial applications with power categories from 3.8 to 8.2 kW. In accordance with ESA rules for residential applications, the Fronius Primo can operate efficiently at a maximum input voltage of 600 V. And for increased efficiency and additional cost savings for commercial applications, the Fronius Primo can operate at the maximum input voltage of 1,000 V. Industry-leading features now come standard with the Fronius Primo, including: dual maximum power point tracking, arc fault protection, integrated wireless monitoring and SunSpec Modbus interfaces for seamless monitoring and datalogging via Fronius' online and mobile platform, Fronius Solar.web.

TECHNICAL DATA FRONIUS PRIMO

GENERAL DATA	FRONIUS PRIMO 3.8 - 8.2	FRONIUS PRIMO 10.0-15.0
Dimensions (width x height x depth)	16.9 x 24.7 x 8.1 in. / 42.9 x 62.7 x 20.6 cm	20.1 x 28.5 x 8.9 in. / 51.1 x 72.4 x 20.6 cm
Weight	47.4 lbs. / 21.5 kg	82.5 lbs. / 37.4 kg
Degree of protection	NEMA 4X	
Night time consumption	< 1 W	
Inverter topology	Transformerless	
Cooling	Controlled forced ventilation, variable speed fan	
Installation	Indoor and outdoor installation	
Ambient operating temperature range	40 to 131 F / 40 to 55 C	40 to 140 F / 40 to 60 C
Permitted humidity	0 - 100 %	
DC connection terminals	2x DC+1, 2x DC+2 and 4x DC screw terminals for solid: copper and aluminium stranded / fine stranded: copper and aluminium	4x DC+1, 2x DC+2 and 6x DC screw terminals for copper (solid / stranded / fine stranded) or aluminium (solid / stranded)
AC connection terminals	Screw terminals 12 - 6 AWG	
Revenue Grade Metering	Optional (ANSI C12.1 accuracy)	
Certificates and compliance with standards	UL 1741 2015, UL1998 (for functions: AFCI, RCMU and isolation monitoring), IEEE 1547 2003, IEEE 1547.1 2003, ANSI/IEEE C62.41, FCC Part 15 A & B, NEC 2014 Article 690, C22. 2 No. 107.1 01 (September 2001), UL1699B Issue 2 -2013, CSA TIL M 07 Issue 1 -2013	UL 1741 2015, UL1998 (for functions: AFCI, RCMU and isolation monitoring), IEEE 1547 2003, IEEE 1547.1 2003, ANSI/IEEE C62.41, FCC Part 15 A & B, NEC Article 690 2014, C22. 2 No. 107.1 01 (September 2001), UL1699B Issue 2 -2013, CSA TIL M 07 Issue 1 -2013
PROTECTIVE DEVICES	STANDARD WITH ALL PRIMO MODELS	
AFCI	Yes	
Ground Fault Protection with Isolation Monitor Interrupter	Yes	
DC disconnect	Yes	
DC reverse polarity protection	Yes	
INTERFACES	AVAILABILITY	AVAILABLE WITH ALL FRONIUS PRIMO MODELS
USB (A socket)	Standard	Datalogging and inverter update via USB
2x RS422 (RJ45 socket)	Standard	Fronius Solar Net, interface protocol
Wi-Fi*/Ethernet/Serial/Datalogger and webservice	Optional	Wireless standard 802.11 b/g/n / Fronius Solarweb, SunSpec Modbus TCP, JSON / SunSpec Modbus RTU
6 inputs or 4 digital inputs/outputs	Optional	External relay controls

*The term Wi-Fi® is a registered trademark of the Wi-Fi Alliance.

TECHNICAL DATA FRONIUS PRIMO 3.8-1 TO 8.2-1

INPUT DATA		PRIMO 3.8-1	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 7.6-1	PRIMO 8.2-1
Max. permitted PV power (kWp)		5.7 kW	7.5 kW	9.0 kW	11.4 kW	12.3 kW
Max. usable input current (MPPT 1/MPPT 2)		18 A / 18 A				
Total max. DC current				36 A		
Max. admissible input current (MPPT 1/MPPT 2)				27 A		
Operating voltage range				80 V - 1,000 V		
Max. input voltage				1,000 V		
Nominal input voltage		410 V	420 V	420 V	420 V	420 V
Admissible conductor size DC				AWG 14 - AWG 6		
MPP voltage range		200 - 800 V	240 - 800 V	240 - 800 V	250 - 800 V	270 - 800 V
Number of MPPT				2		
OUTPUT DATA		PRIMO 3.8-1	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 7.6-1	PRIMO 8.2-1
Max. output power	240 V	3,800 W	5,000 W	6,000 W	7,600 W	8,200 W
	208 V	3,800 W	5,000 W	6,000 W	7,600 W	7,900 W
Max. output fault current / Duration	240 V	584 A Peak / 154 ms				
Max. continuous output current	240 V	15.8 A	20.8 A	25.0 A	31.7 A	34.2 A
	208 V	18.3 A	24.0 A	28.8 A	36.5 A	38.0 A
Recommended OCPD/AC breaker size	240 V	20 A	30 A	35 A	40 A	45 A
	208 V	25 A	30 A	40 A	50 A	50 A
Max. efficiency (Lite version)				97.9 %		
CEC efficiency (Lite version)	240 V	95.5 %	96.5 %	96.5 %	97.0 %	97.0 %
Admissible conductor size AC				AWG 14 - AWG 6		
Grid connection				208 / 240 V		
Frequency				60 Hz		
Total harmonic distortion				< 5.0 %		
Power factor (cos ϕ_{ac})				0.85 - 1 ind./cap.		

TECHNICAL DATA FRONIUS PRIMO 10.0-1 TO 15.0-1

INPUT DATA		PRIMO 10.0-1	PRIMO 11.4-1	PRIMO 12.5-1	PRIMO 15.0-1
Max. permitted PV power (kWp)		15.00 kW	17.10 kW	18.75 kW	22.50 kW
Max. usable input current (MPPT 1/MPPT 2)				33.0 A / 18.0 A	
Total max. DC current				51 A	
Max. admissible input current (MPPT 1/MPPT 2)				49.5 A / 27.0 A	
Operating voltage range				80 V - 1,000 V	
Max. input voltage				1,000 V	
Nominal input voltage		655 V	660 V	665 V	680 V
Admissible conductor size DC		AWG 14 - AWG 6 copper direct, AWG 6 aluminum direct, AWG 4 - AWG 2 copper or aluminum with optional input combiner			
MPP Voltage Range		220 - 800 V	240 - 800 V	260 - 800 V	320 - 800 V
Number of MPPT				2	
OUTPUT DATA		PRIMO 10.0-1	PRIMO 11.4-1	PRIMO 12.5-1	PRIMO 15.0-1
Max. output power	240 V	9,995 W	11,400 W	12,500 W	15,000 W
	208 V	9,995 W	11,400 W	12,500 W	13,750 W
Max. output fault current / Duration	240 V	916 A Peak / 6.46 ms	916 A Peak / 6.46 ms	916 A Peak / 6.46 ms	916 A Peak / 6.46 ms
Max. continuous output current	240 V	41.6 A	47.5 A	52.1 A	62.5 A
	208 V	48.1 A	54.8 A	60.1 A	66.1 A
Recommended OCPD/AC breaker size	240 V	60 A	60 A	70 A	80 A
	208 V	60 A	70 A	80 A	90 A
Max. efficiency (Lite version)				97.9 %	
CEC efficiency (Live version)	240 V	96.5 %	96.5 %	96.5 %	97.0 %
Admissible conductor size AC				AWG 10 - AWG 2 copper (solid / stranded / fine stranded) , AWG 6 - AWG 2 copper (solid / stranded)	
Grid connection				208 / 240 V	
Frequency				60 Hz	
Total harmonic distortion				< 2.5 %	
Power factor (cos ϕ_{ac})				0.1 ind./cap.	

December 12, 2016

A4- Ficha técnica de tubería y accesorios PVC SCH80

ACCESORIOS DE PVC SCH 80

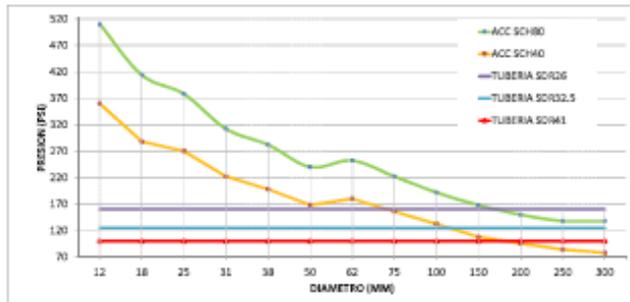
Ventajas

- Es inmune a los procesos de corrosión e incrustaciones.
- Es liviano y facilita las maniobras de almacenaje, transporte e instalación.
- Es fácil de instalar comparado con los sistemas metálicos.
- Compatible con el sistema de tubería ASTM D-2241
- Los accesorios SCH 80 cumplen con la Norma ASTM D-2467
- No requiere un acabado final (no hay que pintar).

¿Cuándo usar accesorios SCH 80?

Los accesorios de PVC no soportan la misma presión de trabajo que la tubería SCH 80 en un mismo diámetro. "Según Bliesner; 1984, pág. 6; el accesorio de PVC soporta un 60% de la presión de trabajo de la tubería en el mismo diámetro".

Si graficamos la presión de trabajo vs el diámetro:



En la siguiente tabla se resume los datos de presión de la tubería y accesorios para el SCH 40 y SCH 80

Ø (mm)	Tubería						Accesorios	
	ASTM D-1785	ASTM D-1785	ASTM D-2241	ASTM D-2241	ASTM D-2241	ASTM D-2241	ASTM D-2466	ASTM D-2467
	SCH 40	SCH 80	SDR 17	SDR 26	SDR 32.5	SDR 41	SCH 40	SCH 80
12	600	850	250	160	125	100	360	510
18	480	690	250	160	125	100	288	414
25	450	630	250	160	125	100	270	378
31	370	520	250	160	125	100	222	312
38	330	470	250	160	125	100	198	282
50	280	400	250	160	125	100	168	240
62	300	420	250	160	125	100	180	252
75	260	370	250	160	125	100	156	222
100	220	320	250	160	125	100	132	192
150	180	280	250	160	125	100	108	168
200	160	250	250	160	125	100	96	150
250	140	230	250	160	125	100	84	138
300	130	230	250	160	125	100	78	138

Por lo tanto se recomienda

- Para las tuberías a presión en edificaciones de altura el uso de accesorios SCH 80 en diámetros de 3" (75 mm) o más.
- Para distribución de agua a presión en urbanizaciones usar los accesorios SCH 80, cuando se utiliza tubería igual o menor al SDR 26 y en diámetros de 3" (75 mm) o más.
- No usar elementos roscados en sistemas a presión cuando el diámetro del accesorio supera 4" (100 mm).

A5- Ficha técnica válvula Mueller, norma AWWA C515

INTERNATIONAL DATA SHEET

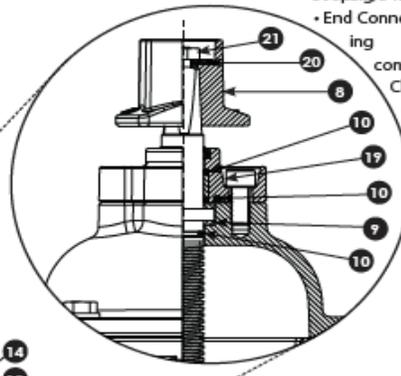
AWWA C515 Resilient Wedge Gate Valve

PRATT®

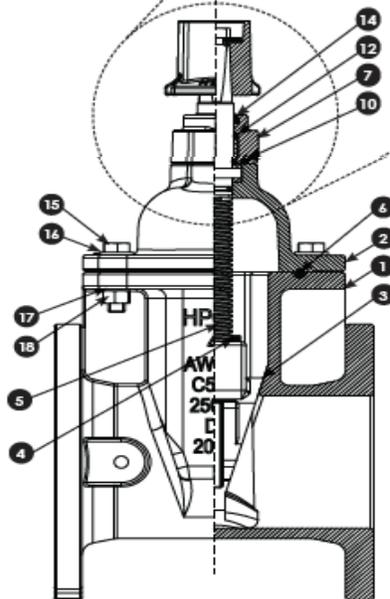


PRODUCT FEATURES

- Non-Rising Stem (NRS).
- Meets AWWA C515.
- 2" square Operating Nut (optional Handwheel).
- 2" – 12"/DN50 – DN300.
- All Ductile Iron Body and Bonnet.
- Blue fusion bonded Epoxy Coating – 10 mil/250µ nominal, meets requirements of AWWA C550.
- Antifriction Washer above and below Thrust Collar.
- 304 Stainless Steel Stem, Bonnet and Stuffing Box Bolts and Nuts.
- Iron Wedge, symmetrical and fully encapsulated with molded rubber; no exposed iron.
- 10 year limited warranty.
- 250psig/17barg working pressure, 500psig/34barg test pressure.



End Connection: Flanged end drilling complies with ANSI B16.1, Class 125 and ANSI B16.42, Class 150 - Flat Face. Also available with PN10 or PN16 drilling.



PARTS LIST

ID	Part Name	Material Standards
1	Body	ASTM B536 65-45-12
2	Bonnet	STM B536 65-45-12
3	Disc	ASTM B536 65-45-12/EPDM
4	Stem Nut	ASTM B584 C83600
5	Stem	Stainless Steel Type 304
6	Gasket	EPDM, ASTM D2000
7	Gland Flange	ASTM B536 65-45-12
8	Wrench Nut	ASTM B536 65-45-12
9	Thrust Washer	ASTM B584 C83600
10	O-Ring	EPDM, ASTM D2000
12	Stem Bushing	ASTM B584 C83600
14	Wiper Ring	EPDM, ASTM D2000
15	Hex Bolt	Stainless Steel Type 304
16	Plain Washer	Stainless Steel Type 304
17	Lock Washer	Stainless Steel Type 304
18	Hex Nut	Stainless Steel Type 304
19	Socket Head Cap Screw	Stainless Steel Type 304
20	Fender Washer	Stainless Steel Type 304
21	Cap Screw	Stainless Steel Type 304

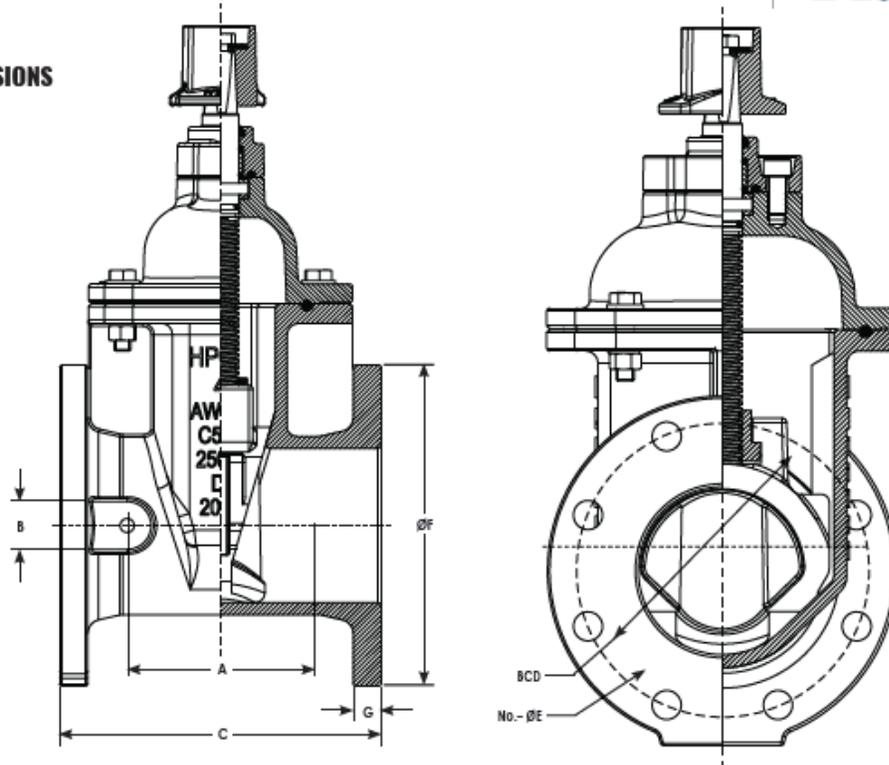
Mueller Co.
Reliable Connections

Mueller Co. International Division • 6125 Preservation Dr., Suite 200 • Chattanooga, TN 37416 USA
p +1.423.490.9555 • f +1.423.531.0033 • international@muellercompany.com • mueller-international.com
Form 13014 – Rev 09/16

AWWA C515 Resilient Wedge Gate Valve



DIMENSIONS



DIMENSIONS - inches (mm)

Valve Size	A	B	C	BCD	NO.-ØE	ØF	G
2"/DN50	4.33 (110)	1.22 (31)	7.00 (178)	4.75 (121)	4-0.75 (19)	6.00 (152)	0.63 (16)
2 1/2"/DN65	3.78 (96)	1.50 (38)	7.00 (178)	5.50 (138)	4-0.75 (19)	7.00 (178)	0.69 (18)
3"/DN80	4.41 (112)	1.50 (38)	8.00 (203)	6.00 (152)	4-0.75 (19)	7.50 (191)	0.75 (19)
4"/DN100	5.23 (133)	1.50 (38)	9.00 (229)	7.50 (191)	8-0.75 (19)	9.00 (229)	0.79 (20)
6"/DN150	5.79 (147)	1.50 (38)	10.50 (267)	9.50 (241)	8-0.87 (22)	11.00 (279)	0.75 (19)
8"/DN200	6.38 (162)	1.50 (38)	11.50 (292)	11.75 (298)	8-0.91 (23)	13.50 (343)	0.88 (22)
10"/DN250	7.87 (199)	2.13 (54)	13.00 (330)	14.25 (362)	12-1.02 (26)	16.00 (406)	0.94 (24)
12"/DN300	8.90 (226)	2.13 (54)	14.00 (356)	17.00 (432)	12-1.02 (26)	19.00 (483)	1.00 (25)

Valve Size	Wt. - lbs (kg)	Part No.
2"/DN50	27.1 (12)	0200-BGV515-125-FFNL
2 1/2"/DN65	35.5 (16)	0250-BGV515-125-FFNL
3"/DN80	46.9 (21)	0300-BGV515-125-FFNL
4"/DN100	65.5 (29)	0400-BGV515-125-FFNL
6"/DN150	100.3 (45)	0600-BGV515-125-FFNL
8"/DN200	165.5 (75)	0800-BGV515-125-FFNL
10"/DN250	232.3 (105)	1000-BGV515-125-FFNL
12"/DN300	341.5 (155)	1200-BGV515-125-FFNL



Copyright © 2016 Henry Pratt Company, LLC. All Rights Reserved.
 The trademarks, logos and service marks displayed in this document herein are the property of Henry Pratt Company, LLC, its affiliates or other third parties. These products are intended for use in potable water applications. Please contact your Pratt Sales or Customer Service Representative concerning any other application(s).

A6- Precio del búnker al 6 de mayo del 2019

PRODUCTO	PRECIO / LITRO SIN IMPUESTO	IMPUESTO ÚNICO	PRECIO / LITRO TOTAL
NAFTA PESADA	343.2100	35.5000	378.7100
EMULSION ASFALTICA LENTA (CSS-1)	216.5600	37.7500	254.3100
JET A-1	400.2600	147.7500	548.0100
AV GAS (100 LL)	723.8800	246.2500	970.1300
ASFALTO (AC-30)	332.8000	50.0000	382.8000
GLP	123.3700	50.0000	173.3700
KEROSENE	366.2200	70.2500	436.4700
GASOLINA PLUS 91 (REGULAR)	365.0100	246.2500	611.2600
GASOLINA SUPER (SUPERIOR)	375.3900	257.7500	633.1400
GASOLEO	320.4800	48.0000	368.4800
EMULSION ASFALTICA RAPIDA (CRS-1)	212.8900	37.7500	250.6400
BUNKER C	288.2700	23.7500	312.0200
IFO-380	332.1500	0.0000	332.1500
DIESEL 50	364.3500	145.5000	509.8500

A7- Factor K, para caída de tensión

**PÉRDIDA O CAIDA DE TENSIÓN
APROXIMADO (conductores de
cobre)**

Calibre del conductor	Caída de tensión por amperio por 30.48 m de longitud de conductor con $f_p=80\%$.	
AWG O MCM	Monofásico	Trifásico
14	0,4762	0,4167
12	0,3125	0,2632
10	0,1961	0,1677
8	0,1250	0,1087
6	0,0833	0,0714
4	0,0528	0,0463
3	0,0431	0,0379
2	0,0370	0,0323
1	0,0323	0,0278
0	0,0269	0,0231
00	0,0222	0,0196
000	0,0190	0,0163
0000	0,0161	0,0139
250	0,0147	0,0128
300	0,0131	0,0114
350	0,0121	0,0106
400	0,0115	0,0091
500	0,0101	0,0088
600	0,0940	0,0082
700	0,0890	0,0077
750	0,0860	0,0075
800	0,0850	0,0074
900	0,0810	0,0071
1000	0,0079	0,0069

A8- Proyección de crecimiento de la demanda del sector eléctrico

Tabla 1
PROYECCIÓN DEMANDA DE ELECTRICIDAD
- ESCENARIO BASE O DE REFERENCIA -

	VENTAS SEN GWh	GENERACIÓN GWh	GENERACIÓN crecimiento %	POTENCIA MW
2010	8 485	9 533		1 536
2011	8 721	9 798	2.8%	1 598
2012	8 978	10 088	3.0%	1 645
2013	9 438	10 605	5.1%	1 729
2014	9 925	11 152	5.2%	1 819
2015	10 440	11 731	5.2%	1 913
2016	10 987	12 345	5.2%	2 013
2017	11 569	12 999	5.3%	2 120
2018	12 187	13 693	5.3%	2 233
2019	12 843	14 430	5.4%	2 353
2020	13 539	15 212	5.4%	2 481
2021	14 189	15 943	4.8%	2 600
2022	14 815	16 646	4.4%	2 715
2023	15 470	17 381	4.4%	2 835
2024	16 153	18 149	4.4%	2 960
2025	16 865	18 950	4.4%	3 090
2026	17 608	19 785	4.4%	3 226
2027	18 382	20 654	4.4%	3 368
2028	19 189	21 560	4.4%	3 516
2029	20 029	22 505	4.4%	3 670
2030	20 905	23 489	4.4%	3 831
2031	21 819	24 515	4.4%	3 998
2032	22 771	25 585	4.4%	4 172
2033	23 764	26 702	4.4%	4 354
Crecimiento promedio %	4.58%	4.58%		4.64%

1 Costa Rica: Proyecciones de la Demanda Eléctrica 2011-2033. Proceso de Expansión Integrada. CENPE.

A9- Distancia de separación del macromedidor existente



Ultra Mag And SIGNAL CONVERTER

DESCRIPTION

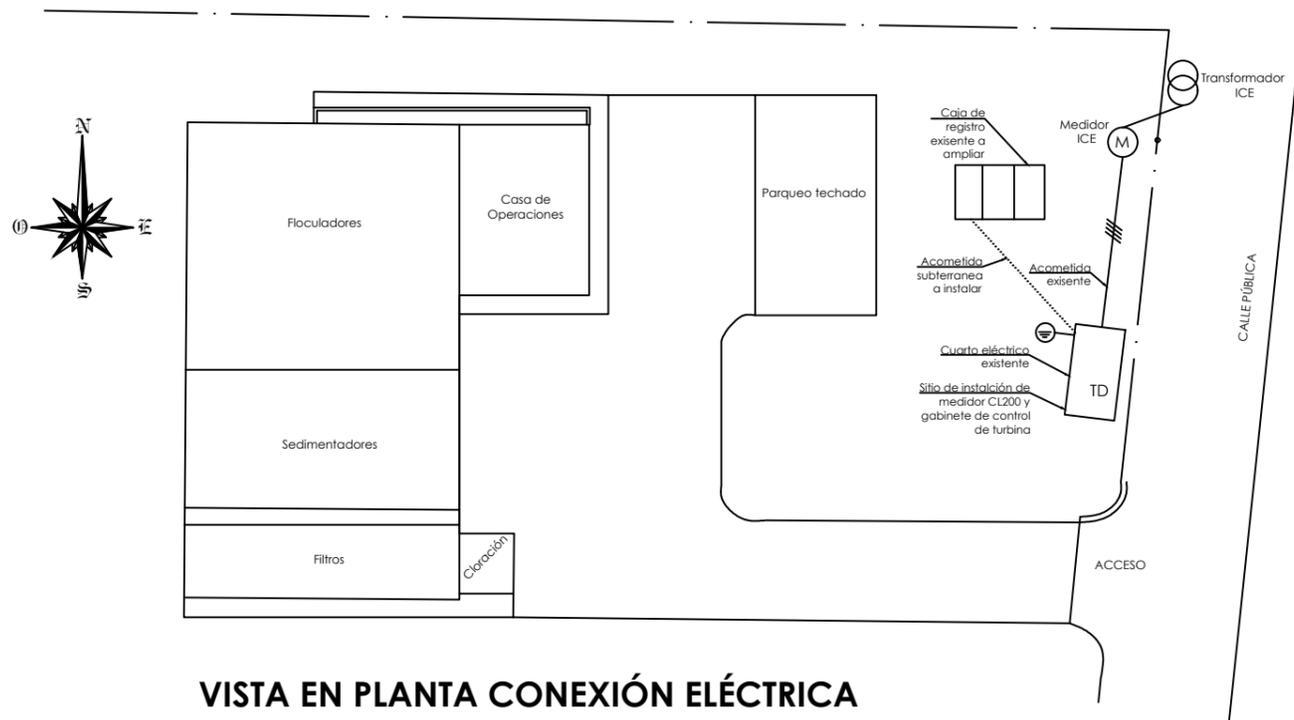
MODELS UM06 AND UM08 FLANGED TUBE *Ultra Mag* meters are manufactured to the highest standard available for magmeters. They incorporate microprocessor technology to offer very low flows and broad range ability. The flanged end tube design permits use in a wide range of applications with up to 300 PSI working pressure. Flanged ends are:

- Steel AWWA Class "D" flat face flanges (150 PSI) for UM06
- Steel AWWA Class "F" raised face flanges (300 PSI) for UM08 (2", 3", and $\geq 4"$)
- Steel ANSI 300 lb. Raised Face Flanges for UM08 (4" - 12")

The fabricated tube is stainless steel with steel or stainless steel flanges and is lined with UltraLiner™, an NSF approved, fusion bonded epoxy material.

INSTALLATION is made similar to placing a short length of flanged end pipe in the line. The meter can be installed vertically, horizontally, or inclined on suction or discharge lines. The meter must have a full pipe of liquid for proper operation. Fluid must be grounded to the downstream flange of the sensor either via internal grounding electrodes (4-12") or using McCrometer 316 SS Grounding Rings. For best performance, grounding rings are recommended for all sizes. Any 90 or 45 degree elbows, valves, partially opened valves, etc. should not be placed closer than one pipe diameters upstream and zero pipe diameters downstream. All blending and chemical injection should be done early enough so the flow media is thoroughly mixed prior to entering the measurement area.

SIGNAL CONVERTER: The signal converter is the reporting, input and output control device for the sensor. The converter allows the measurements, functional programming, control of the sensor and data recording to be communicated through the display and inputs/outputs. The microprocessor-based signal converter has a curve-fitting algorithm to improve accuracy, dual 4-20mA analog outputs, an optional RS485 communication port, an 8 line graphical backlit LCD display with 3-key touch programming, and a rugged enclosure that meets IP67. In addition to a menu-driven self-diagnostic test mode, the converter continually monitors the microprocessor's functionality. The converter will output rate of flow and total volume. The converter also comes standard with password protection and many more features.



VISTA EN PLANTA CONEXIÓN ELÉCTRICA SIN ESCALA

- NOTAS ELECTRICAS**
- 1- TODA LA INSTALACION SE HARA DE ACUERDO CON EL CODIGO ELÉCTRICO NACIONAL.
 - 2- TODOS LOS EQUIPOS ELECTRICOS (TABLEROS, MOTORES, TUBERIAS, ETC.) DEBEN QUEDAR SOLIDAMENTE CONECTADOS A TIERRA.
 - 3- LOS TABLEROS Y EQUIPOS ELECTRICOS DEBEN QUEDAR INSTALADOS A UNA ALTURA MAXIMA EN SU NIVEL SUPERIOR A 1.80 mts S.N.P.T.
 - 4- LA TUBERIA CONDUIT QUE SEA ENMADA EN CONCRETO PUEDE SER EMT O PVC PERO LA TUBERIA EXPUESTA SERA EMT Y DEBIDAMENTE ENGASADA.
 - 5- TODA LA INSTALACION ELECTRICA, TELEFONICA, ALARMAS, SONIDO, ETC. SERA DEBIDAMENTE ENTUBADOS.
 - 6- NO SE PERMITIRAN EMPALMES DE CABLE DENTRO DE LAS TUBERIAS, PARA ESTO SE USARAN CAJAS DE REGISTRO O DE PASO.
 - 7- TODOS LOS EMPALMES EN CONDUCTORES ELECTRICOS DEBERAN SER CUBIERTOS CON AL MENOS TRES (3) CAPAS DE CINTA DE AISLANTE ADHESIVA(TAPE) IGUAL O SUPERIOR A LA CINTA ELECTRICA AISLANTE DE 3M.
 - 8- TODA LA TUBERIA CONDUIT QUE QUEDA ENTERRADA DEBERA SER SELLADA DE MANERA QUE NO LE PENETRE EL AGUA (PVC Y EMT) Y DEBERA LIMPIARSE DE HUMEDAD Y OBJETOS EXTRAÑOS ANTES DE COLOCAR EL CABLEADO.
 - 9- LAS TUBERIAS DE EMERGENCIA ELECTRICA IRAN SEPARADAS DE TUBERIAS TELEFONICAS, SONIDO, ALARMAS, INTERCOMUNICADORES POR AL MENOS 0.15 mts Y SE DEBE EVITAR AL MAXIMO QUE QUEDEN PARALELAS.
 - 10- TODOS LOS TOMACORRIENTES SERAN POLARIZADOS CON LA DEBIDA PROTECCION A TIERRA (3 HILOS) Y SE USARAN LOS SIGUIENTES COLORES: VERDE: TIERRA, BLANCO: NEUTRO, ROJO Y AZUL: FASES
 - 11- TODA SALIDA TELEFONICA SERA CON CABLE DE 2 PARES.
 - 12- LA ACOMETIDA TELEFONICA DESDE EL POSTE AL TABLERO TT HACERLO EN CABLE TIPO INTERPERIE DE LA CANTIDAD DE PARES INDICADOS EN EL DIAGRAMA TELEFONICO.
 - 13- LA TUBERIA CONDUIT EXPUESTA DEBERA SER ENGRASADA CADA 1.50 cm.
 - 14- EN EL RECORRIDO DE LAS LINEAS DE ALIMENTACION DESDE LA CONDULETA HASTA EL INTERRUPTOR PRINCIPAL Y DE ESTE A LOS TABLEROS DE DISTRIBUCION NO PODRAN HACER CAJAS DE REGISTRO.
 - 15- LOS MEDIDORES SE UBICARAN A 2.25 S.N.P.T. COMO MAXIMO Y 1.75 COMO MINIMO
 - 16- LA TUBERIA DEBERA ACOPLARSE A LAS CAJAS CON CONECTORES.
 - 17- TODAS LAS SALIDAS EN PARED DEBERAN LLEVAR CAJA METALICA.
 - 18- LOS CONDUCTORES ELECTRICOS DEBERAN LLEVAR MARCAS VISIBLES DE FABRICA INDICANDO EL # DE CALIBRE Y EL TIPO DE FORRO USADO.

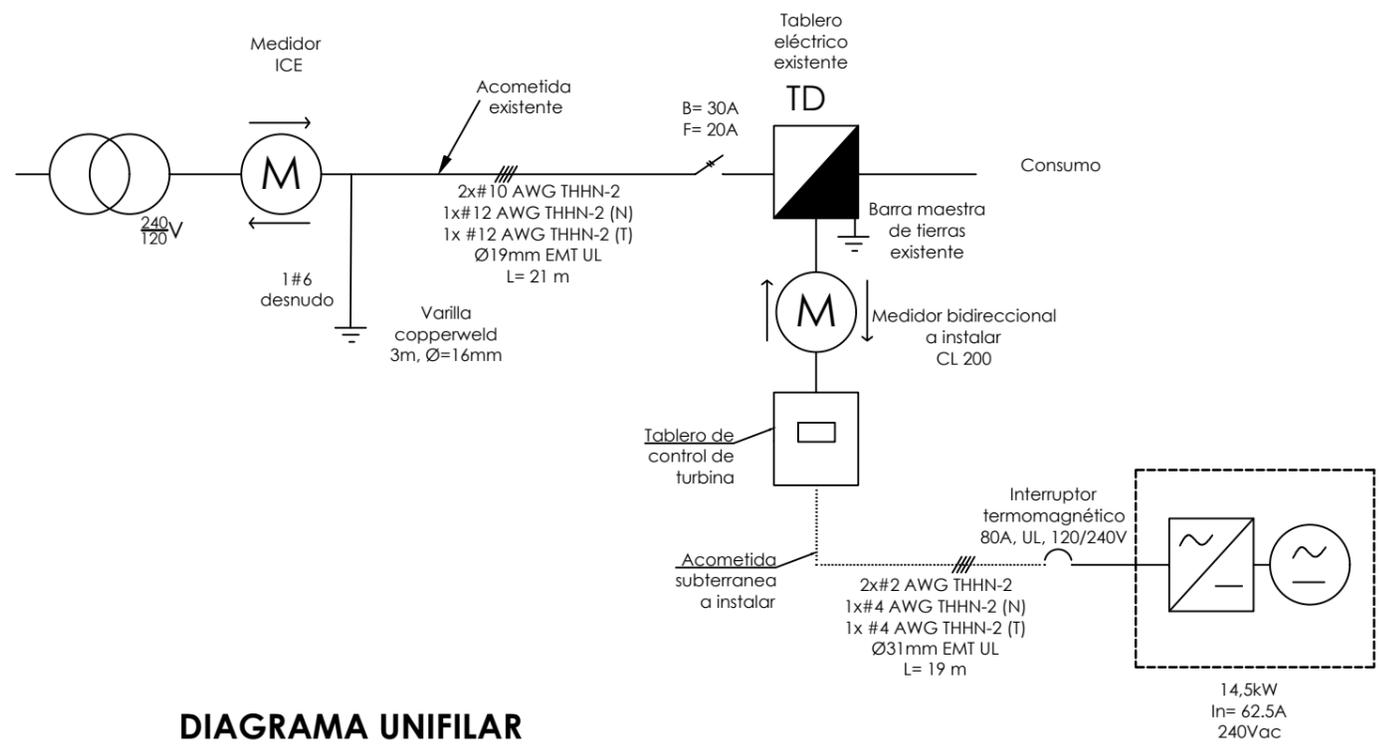


DIAGRAMA UNIFILAR GENERACIÓN PARA AUTOCONSUMO

SIMBOLOGIA ELECTRICA

	TABLERO DE DISTRIBUCION ELECTRICA, TIPO I-LINE
	MEDIDOR ELÉCTICO BIDIRECCIONAL CON BREAKER PRINCIPAL, DETALLE EN PLANO
	INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA
	TABLERO DE CONTROL DE TURBINA
	BARRA MAESTRA DE PUESTA A TIERRA
	GENERADOR ELÉCTRICO
	RECTIFICADOR DE ONDA
	ACOMETIDA AÉREA PARA CONDUCTORES CON EL NUMERO DE CONDUCTORES INDICADO
	CANALIZACION EN TUBERIA CONDUIT UL PARA CONDUCTORES CON EL NUMERO DE CONDUCTORES INDICADO



NOMBRE DEL PROYECTO:

Aprovechamiento Energético mediante Sistemas de Micro Generación Hidroeléctrica en líneas de agua potable

PROPIETARIO:

Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados
4-000-042138

PROVINCIA: **CANTON:** **DISTRITO:**

San José | Pérez Zeledón | San Isidro

PROFESIONAL RESPONSABLE DE:

DIRECCIÓN

NOMBRE:

FIRMA: _____ **Nº. CARNE:** _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DE:

DISEÑO

NOMBRE:

FIRMA: _____ **Nº. CARNE:** _____

PROFESIONAL RESPONSABLE DE:

INSPECCIÓN

NOMBRE:

FIRMA: _____ **Nº. CARNE:** _____

INFORMACION REGISTRO PUBLICO:

PROPIETARIO:

Nº CATASTRO:

CITAS:

DOCUMENTOS DE REFERENCIA:

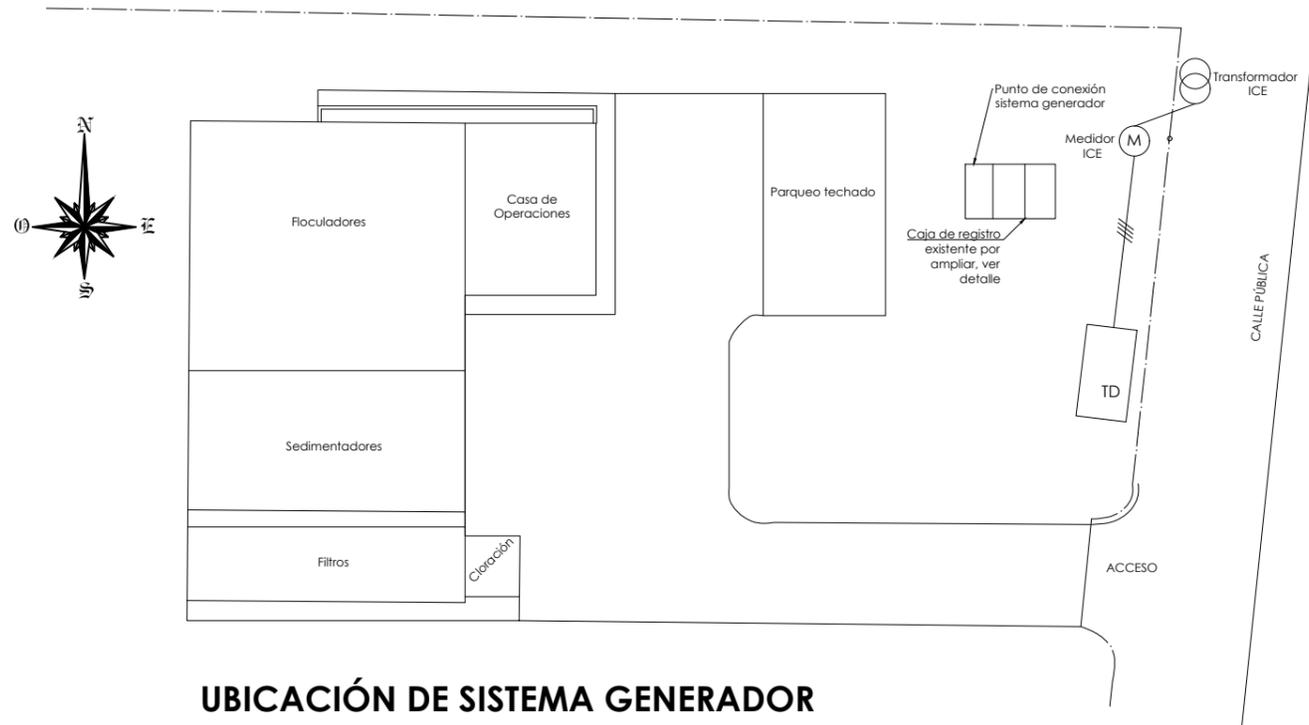
DOCUMENTOS
DOCUMENTOS
DOCUMENTOS

CONTENIDO DE LAMINA:

Ubicación en Planta de Sistema eléctrico y diagrama unifilar de conexión del sistema de generación.

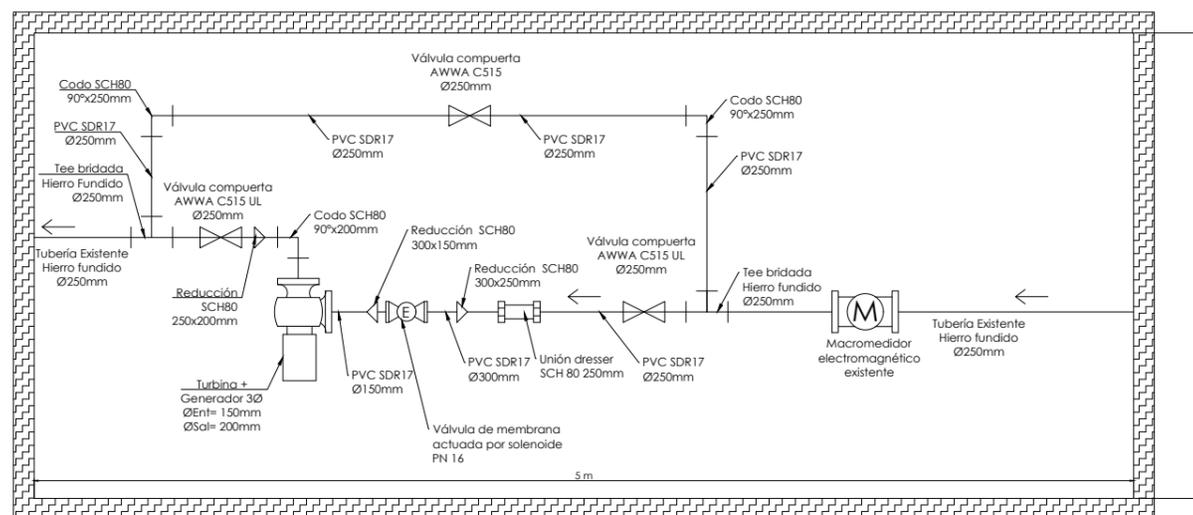
ESCALA: **FECHA:** **LAMINA:**

INDICADA | 2019-05-21 | 1/2



**UBICACIÓN DE SISTEMA GENERADOR
VISTA EN PLANTA
SIN ESCALA**

- NOTAS HIDRÁULICAS**
- 1- TODA LA INSTALACIÓN SE HARÁ CONFORME AL CÓDIGO DE INSTALACIONES HIDRÁULICAS Y SANITARIAS DE COSTA RICA
 - 2- LA TRANSICIÓN HF - PVC SE REALIZARÁ A TRAVÉS DE UNA TEE BRIDADA QUE PERMITA LA CONEXIÓN ENTRE LAS 2 TUBERÍAS.
 - 3- LAS VÁLVULAS DEL BYPASS SON TIPO COMPUERTA CON SELLO FLEXIBLE Y VOLANTE; DENEN CUMPLIR LA NORMA AWWA C515.
 - 4- TODOS LOS MATERIALES DEBEN SER UL CERTIFICADOS.
 - 5- TODAS LAS VÁLVULAS Y ACCESORIOS SE INSTALARÁN EN PVC SCH80



**DETALLE DE CONEXIÓN HIDRÁULICA, SISTEMA DE GENERACIÓN
VISTA EN PLANTA
SIN ESCALA**

SIMBOLOGÍA HIDRÁULICA	
	Válvula compuerta con sello flexible AWWA C515 SCH 80
	Codo 90° SCH 80
	Válvula dresser SCH 80
	Reducción SCH 80
	Válvula de membrana actuada por solenoide
	Tee bridada a la entrada Hierro Fundido
	Macromedidor Electromagnético
	Sistema de generación Turbina + Generador

TEC | Tecnológico de Costa Rica



NOMBRE DEL PROYECTO:

Aprovechamiento Energético mediante Sistemas de Micro Generación Hidroeléctrica en líneas de agua potable

PROPIETARIO:

Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados

4-000-042138

PROVINCIA: **CANTÓN:** **DISTRITO:**

San José | Pérez Zeledón | San Isidro

PROFESIONAL RESPONSABLE DE:

DIRECCIÓN

NOMBRE:

FIRMA: N°: CARNE

PROFESIONAL RESPONSABLE DE:

DISEÑO

NOMBRE:

FIRMA: N°: CARNE

PROFESIONAL RESPONSABLE DE:

INSPECCIÓN

NOMBRE:

FIRMA: N°: CARNE

INFORMACIÓN REGISTRO PÚBLICO:

PROPIETARIO:

N° CATASTRO:

CITAS:

DOCUMENTOS DE REFERENCIA:

CONTENIDO DE LAMINA:

Ubicación en Planta de Sistema Hidráulico y detalle de conexión hidráulica del sistema de generación.

ESCALA: **FECHA:** **LAMINA:**

INDICADA | 2019-05-21 | 2/2