

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



**“EFECTO DE PARÁMETROS DE DISEÑO EN UNA
MICROCENTRAL HIDROELÉCTRICA EN TARIFAS DE BAJA
TENSION EN ZONAS RURALES”**

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN
ENERGÍA**

AUTOR :

Bach. De la cruz Roldan Wilson Enrique
Bach. De la cruz Rodríguez Daniel

ASESOR :

Dr. Aranguri Cayetano, Denis Javier

NUEVO CHIMBOTE, JULIO DEL 2022

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



**“EFECTO DE PARÁMETROS DE DISEÑO EN UNA
MICROCENTRAL HIDROELÉCTRICA EN TARIFAS DE BAJA
TENSION EN ZONAS RURALES”**

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO EN ENERGÍA**

REVISADO POR:

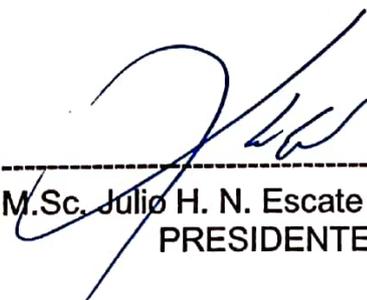
Dr. Denis Javier Aranguri Cayetano
ASESOR

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



HOJA DE CONFORMIDAD DEL JURADO EVALUADOR

Terminada la sustentación de la tesis titulada: **“EFECTO DE PARÁMETROS DE DISEÑO EN UNA MICROCENTRAL HIDROELÉCTRICA EN TARIFAS DE BAJA TENSION EN ZONAS RURALES”**; sustentada el día 07 de julio del 2022. Tiene la aprobación del jurado calificador, quienes firmaron en señal de conformidad.



M.Sc. Julio H. N. Escate Ravello
PRESIDENTE



Mg. Robert F. Guevara Chinchayan
SECRETARIO



Dr. Denis J. Aranguri Cayetano
INTEGRANTE

NUEVO CHIMBOTE – PERÚ

2022



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERIA
Dirección E.P. de Ingeniería en Energía

ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

A los siete días del mes de julio del año dos mil veintidós, siendo las diez y treinta horas de la mañana, se reunieron en el aula E3 de la escuela de ingeniería en energía, el Jurado Evaluador designado mediante Resolución N° 237-2022-UNS-CFI, integrado por los siguientes docentes:

- M.Sc. JULIO HIPOLITO NESTOR ESCATE RAVELLO : PRESIDENTE
- Mg. ROBERT FABIAN GUEVARA CHINCHAYAN : SECRETARIO
- Dr. DENIS JAVIER ARANGURI CAYETANO : INTEGRANTE

Para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis titulada: "EFECTO DE PARÁMETROS DE DISEÑO EN UNA MICROCENTRAL HIDROELÉCTRICA EN TARIFAS DE BAJA TENSIÓN EN ZONAS RURALES" elaborado por los Bachilleres de Ingeniería en Energía: DE LA CRUZ ROLDÁN WILSON ENRIQUE con código de matrícula N° 0201511042, teniendo como asesor al docente Dr. Denis Javier Aranguri Cayetano, según Resolución Decanal N° 182-2020-UNS-FI, de fecha 28 de agosto del 2020.

Terminada la sustentación del Bachiller, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 103° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
WILSON ENRIQUE DE LA CRUZ ROLDÁN	DIECISEIS (16)	BUENO

Siendo las doce horas del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.


M.Sc. Julio H. N. Escate Ravello
PRESIDENTE


Mg. Robert F. Guevara Chinchayan
SECRETARIO


Dr. Denis J. Aranguri Cayetano
INTEGRANTE



ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

A los siete días del mes de julio del año dos mil veintidós, siendo las diez y treinta horas de la mañana, se reunieron en el aula E3 de la escuela de ingeniería en energía, el Jurado Evaluador designado mediante **Resolución N° 237-2022-UNS-CFI**, integrado por los siguientes docentes:

- **M.Sc. JULIO HIPOLITO NESTOR ESCATE RAVELLO** : PRESIDENTE
- **Mg. ROBERT FABIAN GUEVARA CHINCHAYAN** : SECRETARIO
- **Dr. DENIS JAVIER ARANGURI CAYETANO** : INTEGRANTE

Para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis titulada: "EFECTO DE PARÁMETROS DE DISEÑO EN UNA MICROCENTRAL HIDROELÉCTRICA EN TARIFAS DE BAJA TENSIÓN EN ZONAS RURALES" elaborado por el Bachiller de Ingeniería en Energía: **DE LA CRUZ RODRIGUEZ DANIEL BRYAN** con código de matrícula N° 0201511007, teniendo como asesor al docente Dr. Denis Javier Arangurí Cayetano, según Resolución Decanal N° 182-2020-UNS-FI, de fecha 28 de agosto del 2020. Terminada la sustentación del Bachiller, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 103° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
DANIEL BRYAN DE LA CRUZ RODRIGUEZ	Dieciseis (16)	BUENO

Siendo las doce horas del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.


M.Sc. Julio H. N. Escate Ravello
PRESIDENTE


Mg. Robert F. Guevara Chinchayan
SECRETARIO


Dr. Denis J. Arangurí Cayetano
INTEGRANTE

DEDICATORIA

*A mi padre De la cruz Carrillo Eduviges y a la
persona que me dio su amor infinito e
incondicional, hablo de ti mamá, mujer
luchadora que ha dado todo para mi
crecimiento, siempre me esperas con mi
comida, no habría llegado hasta este punto
sino fuese por ti, nunca me alcanzara la vida
para retribuirte todo y cada una de las cosas
que haces y continúas haciendo, te amo
mamita Roldan Quiñones Francisca.*

De la cruz Roldan Wilson

DEDICATORIA

A mis queridos padres

Lucía Rodríguez Quiroz y Justo De la Cruz Briones

Por su grandioso amor, apoyo y modelo.

*Así mismo, por ser los guías en la ruta
del trabajo y constante perseverancia.*

*A Dios por su gracia eterna y por ser nuestro
guiador en nuestra carrera y la luz en nuestra
vida personal y académica.*

De la Cruz Rodríguez Daniel

AGRADECIMIENTO

A Dios por la guía, fortaleza y por permitir que mis padres se encuentren vivos hasta este momento importante de sustentación de la presente.

A mi alma mater por formarme en sus aulas, compartiendo ilusiones y anhelos. En especial a la plana docente de la E.P de Ingeniería en Energía por sus enseñanzas magistrales.

Asimismo, a mis compañeros de promoción, agradecido por compartir una etapa hermosa con c/u.

Atentamente,

De la cruz Roldan Wilson

AGRADECIMIENTO

Mi sincero agradecimiento a todos los profesores de la escuela profesional de Ingeniería en Energía de la Universidad Nacional del Santa por sus consejos y aportes en la elaboración de nuestra tesis, en especial al Dr. Denis Javier Aranguri Cayetano, nuestro asesor.

A nuestra alma mater Universidad del Santa por abrirnos las puertas de su recinto académico y así podernos forjarnos como buenos profesionales en el devenir de la vida cotidiana.

Atentamente,

De la cruz Rodríguez Daniel

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE

RESUMEN

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1 Realidad Problemática	1
1.2 Antecedentes	2
1.3 Justificación	4
1.4 Hipótesis	4
1.5 Objetivos	4
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	5
2.1 Microcentral hidroeléctrica	5
2.1.1 Generalidades	5
2.1.2 Parámetros de diseño	5
2.1.3 Obras civiles	7
2.1.4 Equipos electromecánicos	10
2.2 Tarifas de distribución eléctrica	13
2.2.1 Generalidades	13
2.2.2 Sistema eléctrico	14
2.2.3 Opciones tarifarias en baja tensión	17
2.2.4 Tarifa eléctrica BT5B	19
2.3 Marco normativo	21
CAPÍTULO III: MATERIALES Y MÉTODO	22
3.1 Materiales	22
3.2 Método	28
CAPÍTULO IV: CÁLCULOS Y RESULTADOS	47
4.1 Parámetros de diseño de la MCH	47
4.2 Potencias y eficiencia de la MCH	53
4.3 Componentes electromecánicos	54
4.4 Inversión inicial neta de la MCH	56
4.5 Costo de generación de la energía	59
4.6 Evaluación económica	60
4.7 Tarifa eléctrica BT5B	61
4.8 Efecto de los parámetros de diseño entre tarifas de baja tensión	63
4.9 Discusión de resultados	65
CONCLUSIONES	67
RECOMENDACIONES	69
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	70
ANEXOS	75

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 01: Descomposición de tarifa del servicio eléctrico del Perú.	13
Figura 02: Parámetros del valor agregado de distribución (VAD).	14
Figura 03: Competencias del MEM y Osinergmin.	15
Figura 04 Caudales promedios mensuales del canal Carlos Leight del año 2019	24
Figura 05 Curva de duración de caudales del canal Carlos Leight del año 2019	25
Figura 06 Histograma de frecuencias relativas de caudal del canal Carlos Leight del año 2019	25
Figura 07 Hidrograma del caudal durante el año de análisis en el Canal Carlos Leight	26
Figura 08 Representación gráfica del canal trapezoidal de conducción de la MCH.	51
Figura 09 Costo de obras civiles en MCH de 10kW a 100kW instalados	57
Figura 10 Costo de equipos electromecánicos en MCH de 10kW a 100kW instalados.	58
Figura 11 Costo de Microcentral hidroeléctrica de 10kW a 100kW de potencia instalada.	58
Figura 12 Efecto del caudal de generación de la MCH en la tarifa eléctrica BT5B.	64

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 01. Caudales promedios por día de cada mes del año 2019.	23
Tabla 02. Tabla de frecuencia de caudal del canal Carlos Leight para el año 2019.	24
Tabla 03. Tiempos del flotador en 5 m, para épocas de estiaje y avenida en el año 2019.	27
Tabla 04. Actividades de los habitantes del centro poblado 14 incas.	27
Tabla 05. Periodos de retorno para determinar los caudales máximos.	30
Tabla 06. Coeficientes de K para determinar el Q máx.	30
Tabla 07. Parámetros para determinar el costo de generación de energía.	42
Tabla 08. Determinación de la altura neta, con el método del carpintero.	47
Tabla 09. Velocidad y caudal promedio en la época de estiaje y avenida.	48
Tabla 10. Caudales mensuales al 90% de ocurrencia en el canal Carlos Leight año 2019.	49
Tabla 11. Caudal máximo y mínimo del registro histórico (2019) del canal Carlos Leight.	50
Tabla 12. Parámetros del canal trapezoidal de conducción de la MCH.	52
Tabla 13. Proyección de la energía y potencia de 14 incas.	53
Tabla 14. Parámetros de la turbina Kaplan para la MCH.	54
Tabla 15. Parámetros del generador síncrono para la MCH.	55
Tabla 16. Parámetros del transformador de potencia elevador para la MCH.	56
Tabla 17. Costos unitarios de inversión de MCH de 10kW a 100kW de potencia instalada.	57
Tabla 18. Parámetros técnicos de la MCH para el cálculo del costo de la energía en bornes del generador.	59
Tabla 19. Evaluación del flujo económico del presente estudio.	60
Tabla 20. Resultados de la evaluación económica.	60
Tabla 21. Parámetros técnicos del VAD para calcular los costos unitarios de las tarifas eléctricas rurales de la concesionaria Hidrandina, en el Perú.	61
Tabla 22. Efecto de los parámetros de diseño en la tarifa eléctrica BT5B.	63

RESUMEN

El objetivo general fue determinar el efecto de los parámetros de diseño en una Microcentral Hidroeléctrica en tarifas de baja tensión en zonas rurales.

El tipo de investigación es pre-experimental y aplicada. La técnica que se utiliza es la técnica de campo, observación, recopilación de la información estadística y el instrumento es el análisis de acuerdo a las normas nacionales. La población y muestra es el centro poblado de 14 incas y el canal Carlos Leight, teniendo como fuente hídrica el rio santa el cual se transvasa a través del canal Irchim (bocatoma la Huaca-Rio Santa).

La conclusión principal fue que, el efecto de los parámetros de diseño en una Microcentral Hidroeléctrica en tarifas de baja tensión en zonas rurales. Son inversamente proporcionales, es decir a mayor caudal de generación menor es el costo por energía activa de las tarifas eléctricas de baja tensión en zonas rurales y viceversa. Manteniéndose la altura constante y solo variando el caudal de generación desde 0.260 m³/s hasta 2.820 m³/s, evidenciándose la variación de la tarifa eléctrica BT5B desde 72.864 ctm. S/ /kW.h hasta 58.724 ctm. S/ /kW.h con la MCH propuesta para el centro poblado 14 incas.

PALABRA CLAVE: Microcentral Hidroeléctrica, tarifa eléctrica BT5B, precio de la energía.

ABSTRACT

The general objective was to determine the effect of the design parameters in a Micro Hydroelectric Power Plant on low voltage rates in rural zones.

The type of research is pre-experimental and applied. The technique used is the field technique, observation, compilation of statistical information and the instrument is the analysis according to national standards. The population and sample is the populated center of 14 Incas and the Carlos Leight channel, having the Santa River as its water source, which is transferred through the Irchim channel (Huaca Intake-Rio Santa).

The main conclusion was that the effect of the design parameters in a Micro Hydroelectric Power Plant on low voltage rates in rural areas. They are inversely proportional, that is, the higher the generation flow, the lower the cost for active energy of low-voltage electricity rates in rural areas and vice versa. Keeping the height constant and only varying the generation flow from 0.260 m³/s to 2.820 m³/s, evidencing the variation of the BT5B electricity rate from 72.864 ctm. S/ /kW.h up to 58.724 ctm. S/ /kW.h with the MCH proposed for the 14 Incas populated center.

KEY WORD: Micro hydroelectric plant, electricity rate BT5B, energy price.

1. INTRODUCCIÓN.

1.1 REALIDAD PROBLEMÁTICA

El centro poblado 14 incas ubicado en el SECTOR 2 CASCAJAL cuenta con un sistema eléctrico rural aislado no administrado por la empresa concesionaria Hidrandina, sino por la empresa "MCPCA-ADMINISTRACION DE ENERGIA ELECTRICA" que realiza el ingreso vía venta de energía eléctrica, el cual no cubre los costos de mantenimiento y operación. Además, no tienen beneficios en la tarifa eléctrica (FOSE y FISE), por el motivo que no se encuentran bajo el ámbito del Osinergmin, por lo que los usuarios no tienen el respaldo de un ente regulador y fiscalizador que asegure la calidad del servicio eléctrico. Asimismo, no tienen una entidad especializada, para presentar sus quejas o reclamos. La energía eléctrica tiene un costo elevado en las zonas rurales porque tiene una baja densidad poblacional y están aislados de la Red de distribución de energía eléctrica, por las accidentadas zonas geográficas. No resultando beneficioso técnicamente y económicamente, el suministro de energía eléctrica desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales de las ZONAS RURALES, ubicados distantes de las zonas urbanas de mayor densidad poblacional.

Ante ello se busca una alternativa de generación de energía a un costo apropiado por tratarse de una zona rural de bajos recursos económicos. Siendo esta la realidad, proponemos aprovechar su recurso hidráulico con que cuenta el centro poblado 14 incas y determinar el cargo de facturación en la tarifa eléctrica de baja tensión, para la zona rural del centro poblado 14 incas (Pymes y residenciales), considerando su demanda eléctrica proyectada y los parámetros de diseño de la microcentral hidroeléctrica (caudal y altura) y demostrar los efectos de estos en el menú tarifario final de baja tensión para la zona rural en estudio.

Buscando un desarrollo sostenible, obteniendo beneficios económicos, sociales y ambientales. (Energía hidráulica, capacidad instalada hasta 20 MW, es RER).

En vista de lo enunciado, se plantea la siguiente pregunta:

¿cuál es el efecto de los parámetros de diseño de una microcentral hidroeléctrica en las tarifas eléctricas en baja tensión en zonas rurales?

1.2 ANTECEDENTES:

A continuación, se muestra los antecedentes del presente informe de tesis profesional:

En la investigación de Rojas, J. y Arteaga, R. (2014) para conseguir el grado de Ingeniero en Energía llevado a cabo en la U.N.S. en Perú, se llega a concluir lo siguiente: Se determinó el costo de la energía en el centro poblado de Rurashca, Ancash, con una micro central hidroeléctrica, teniendo una demanda proyectada a 20 años en 17 kW, el pueblo cuenta con un recurso hídrico del "Río Chacchan" midiéndose una altura bruta de 20.35 m y un caudal de generación de 0.20 m³/s, conducida por la tubería forzada de un diámetro de 20" que alimentara a una turbina de 42 kW. El proyecto tiene una inversión de 35734.19 US\$, siendo entregada con una potencia instalada de 13.547 kW que garantiza una vida útil de 20 años, resultando el costo de la energía 0.1565 US\$/kW-h, lo cual aumento en 1% respecto a la energía eléctrica de la red de la localidad de Rurashca.

Así mismo Miranda, J. (1997) para optar el título de Ingeniero en Energía de la Universidad Nacional del Santa, concluyen que: Que en el distrito de Llapo, con una minicentral hidroeléctrica de 165 kW de potencia, con una demanda de energía de 30.75 kW, ante ese escenario decidiendo aprovechar los recursos hidroenergéticos en la "Laguna Lluguna" cogiendo un caudal de 0.065 m³/s y una altura bruta de 368.02 m, para ser reutilizada por una tubería de presión de 6.5" siendo recibida por una turbina pelton de 200 kW, la inversión de la construcción de la mini central es de S/.877749.388 teniendo una vida útil de toda la central de 25 años, este obtuvo el valor de venta de 0.3 nuevos soles el kW-h de la energía eléctrica para el distrito.

Así mismo Sarzo, M. (2006) para obtener el grado de Ingeniero en Energía de la U.N.S. concluyó lo mencionado a continuación: Que en ampliación de la MCH del centro poblado Cascajal de 125kW a 300kW, con parámetros de diseño iguales a 43.65 m (Hb) y caudal de 0.950 m³/s, con 02 turbinas Michell-Banki de 150 KW cada una, teniendo una inversión de US\$ 429569,61, con una vida útil de 20 años, obteniendo un precio de su energía eléctrica de 0.0602 US\$/kW-h, gracias a que solo bastaba con modificar algunas partes de la MCH.

Del mismo modo Gonzáles, D. (2014) para optar el título de Ingeniero Electricista del Instituto Politécnico Nacional en México concluyen lo siguiente: En el valle de Mezquital siendo zona rural proponen la instalación de una MCH, donde garantizaron la energía producida con una eficiencia del sistema de 0.66, abasteciendo hasta 388 viviendas

rurales. Las turbinas seleccionadas mediante el cálculo fueron Michell-Banki y Kaplan, pero finalmente según el catálogo de la empresa FH Solar & Led eligieron turbinas de tipo tubular, teniendo una disponibilidad igual a 5 m de salto con un caudal de 2400 l/s. El estudio financiero aplicando el VAN calculado, llegó a demostrar que es viable la implementación de la MCH, en función del análisis en el sitio y su contexto, fundamentado en estudios científicos y técnicos, según lo establecido por la normatividad ecológica y de impacto ambiental vigente en México. Esta fuente de energía ofrece excelentes posibilidades de desarrollo para la zona rural, así mismo, también se redujo el uso de combustibles fósiles.

Del mismo modo Morales, D. (2008) en su tesis Pronostico de la demanda por métodos multivariantes para obtener el grado de Ingeniero Electricista en la Universidad Nacional del Centro Perú, llegó a la siguiente conclusión: Los métodos para definir la demanda, ayudarán a obtener los resultados más reales posibles, ya que estos pueden estimarse con un alto índice de exactitud respecto a la demanda a largo, mediano y corto plazo. Las consecuencias del consumo de energía dentro del rubro industrial respecto a la demanda de este elemento vital, y teniendo en cuenta, a los clientes basándose en el grado de tensión de suministro dentro de la zona de influencia de Electrocentro, son indicadores indispensables para la identificación de la proyección de la demanda. Se determinó que el aumento de la población repercute de forma directa respecto a la determinación de la demanda de energía eléctrica, la cual varía según el sector de consumo, ya sea: industrial, residencial y de servicios.

Por lo consiguiente Salazar L. (2014) para optar el título de Maestro en Gestión de la Energía de la Universidad Nacional de San Agustín concluye lo expuesto a continuación: Se evaluó el potencial energético de los principales canales de irrigación en el país teniendo en cuenta su caudal, longitud y volumen, utilizando turbinas adaptadas a estos canales o también denominados turbinas hidrocinéticas. Se alcanzó desarrollar y probar exitosamente un prototipo de la turbina de río, el cual luego de 6 meses de haberse instalado, viene operando sin ninguna dificultad beneficiando a la población de Paraíso y comunidades cercanas con el servicio de carga de baterías. El resultado económico del proyecto presenta resultados positivos con un VAN de S/. 273,839.36, TIR 15.54% con una rentabilidad al 12% y beneficio costo de 1.064 y retorno de la inversión en 10 años.

1.3 JUSTIFICACIÓN

La justificación es la siguiente:

El gran reto de todo centro poblado rural es buscar su desarrollo y para ello es necesario tener suficiente energía disponible. De fuente de generación de energía renovable, es decir aprovechar el recurso hídrico disponible en el centro poblado para autogenerarse su propia energía eléctrica.

Se necesita que se condicione al cambio tecnológico en la generación con energía renovable, siendo evidente el gran avance en la aplicación de la tecnología moderna en las zonas rurales de nuestro país, lo cual impulsa su desarrollo, mejorando su calidad de vida de manera sostenible y amigable con el medio ambiente.

De esta manera, la ejecución del proyecto va a servir para impulsar el uso adecuado de los recursos energéticos existentes. Al proponer la instalación de una microcentral hidroeléctrica que permitirá que los usuarios sean beneficiados con un menú tarifario de acorde a su realidad (costo rural accesible) y con energía de fuente hídrica disponible.

1.4 HIPÓTESIS

Los parámetros de diseño de una microcentral hidroeléctrica tienen un efecto de reducir hasta en un 5% las tarifas eléctricas en baja tensión para zonas rurales.

1.5 OBJETIVOS:

OBJETIVO GENERAL

Determinar el efecto de los parámetros de diseño en una Microcentral Hidroeléctrica en tarifas de baja tensión en zonas rurales.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Establecer el valor de los parámetros de diseño y su potencia efectiva de la microcentral hidroeléctrica, según la energía requerida por la zona rural.
- Estimar los componentes electromecánicos para la microcentral hidroeléctrica.
- Calcular el costo de generación de la energía en bornes del generador.
- Determinar la factibilidad técnica - económica del proyecto; el VAN, TIR y NPER.
- Determinar el cargo de facturación en la tarifa eléctrica BT5B para la zona elegida.
- Precisar el efecto de los parámetros de diseño de una microcentral hidroeléctrica en tarifas eléctricas de baja tensión en zonas rurales.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 MICROCENTRAL HIDROELÉCTRICA.

2.1.1 Generalidades.

Una microcentral es una división que categoriza a las centrales hidroeléctricas de una potencia menor a 300 kW, son centrales a filo de agua y generalmente en derivación. Su configuración es distinta respecto a las grandes plantas hidroeléctricas (del orden de MW) generalmente por causas de utilidad económica, en tal sentido sus componentes suelen ser más sencillos puesto que, la inversión que se debe realizar para instalar componentes especializados que aumenten la eficiencia es excesiva si la comparamos con los beneficios obtenidos. (Harvey, 1998)

El impacto medioambiental generado por una microcentral hidroeléctrica es casi nulo si se logra realizar adecuadamente las obras de canalización de agua, cuidando el medio natural donde se realice la instalación de la micro central hidroeléctrica. El agua utilizada en la generación eléctrica retornará a su cauce sin ninguna alteración en su composición química, por lo que su uso aguas abajo seguirá de la manera más normal.

Así mismo no, nos genera contaminación por inundaciones, no afectan el caudal ecológico, tampoco afecta la visualización del paisaje, siendo estructuras pequeñas porque no se trata de una grande central, el impacto sonoro es mínimo solo causado por un pequeño zumbido de la parte mecánica de la central turbina generador. Ortiz (2011) afirma las siguientes ventajas que tienen este tipo de centrales y son:

- Brindan una alternativa de solución a problemas de abastecimiento de energía para zonas alejadas y a los costos elevados de los combustibles.
 - Brinda un consolidado estado del arte y la tecnología es adaptable fácilmente.
 - Bajo costo de operación y mantenimiento.
 - Larga vida útil de las estructuras y bajo costo de mantenimiento
 - Bajo impacto ambiental en comparación a otras fuentes de energía como la térmica.
 - La utilización de agua es compatible con otras actividades como agrícolas y de producción.
- (p.22)

2.1.2 Parámetros de diseño

a. Caudal de diseño.

Es el caudal que necesitamos para el dimensionamiento de la MCH; se elige en base de la curva de frecuencia, se recomienda elegir el caudal que esté por un 90 % en tal curva para

garantizar el recurso, y 50 % para el recurso adicional, es decir vamos a elegir el caudal que tenga una permanencia mayor según los datos obtenidos que está representada en la curva, para garantizar el funcionamiento de la MCH. (Ortiz, 2011, p.94)

b. Altura neta (Hn).

La medición de la altura bruta se llevó a cabo con el método del carpintero (Soluciones Prácticas – 2010) usándose 2 maderas rectas, nivel y wincha. Donde la madera patrón de medida tiene una longitud igual a 2 m, aplicándose la siguiente fórmula para obtener la altura disponible:

$$H_b = MR \times 2 \quad (m) \quad \dots \dots \dots (01)$$

Donde:

MR = Numeros de maderas rectas de patron

Según el MANUAL DE MINI Y MICRO CENTRALES HIDRÁULICAS de Teodoro Sanchez, Bruno Viani, Federico Coz, ... (Lima: ITDG,1995), las pérdidas en obras civiles son igual a 5% (bocatoma, desarenador, canal de conducción y cámara de carga) y la pérdida en la tubería de presión igual a 10%.

Pérdidas en obras civiles:

$$H_1 = 5\% \times H_b \quad (m) \quad \dots \dots \dots (02)$$

Pérdidas en la tubería forzada considerar:

$$H_2 = 10\% \times H_b \quad (m) \quad \dots \dots \dots (03)$$

Calcularemos el salto neto con la siguiente formula:

$$H_n = H_b - (H_1 + H_2) \quad (m) \quad \dots \dots \dots (04)$$

Castro (2006) afirma:

La altura neta es la otra magnitud fundamental para el diseño de una microcentral hidroeléctrica. Deberá ser el máximo permitido por la topografía del terreno, teniendo en cuenta los límites que marcan la afección al medio ambiente y la viabilidad económica de la inversión. (p.34)

A continuación, se definen los siguientes conceptos:

Altura bruta (H_b): Altura existente entre el punto de la toma de agua del azud (bocatoma), hasta la zona proyectada para la casa de máquinas (nivel donde se encontrará la turbina)

Altura neta (H_n): Es la diferencia entre la altura útil y las pérdidas de carga producidas a lo largo de todas las conducciones. Representa la máxima energía que se podrá transformar en trabajo en el eje de la turbina. (p.35)

2.1.3 Obras civiles.

a. Captación.

Es el primer elemento que encontramos en la obra civil de una central el cual tiene como función contener el río, remansando el recurso hidráulico. En este punto se trata de captar el fluido con la menor cantidad de sólidos siendo represa con tal fin, lo cual cada tipo de captaciones tienen su particularidad definida para tal objetivo.

A continuación, mostramos captaciones de distintos materiales:

- **PRESA DE HORMIGÓN:** son las más implementadas en los países desarrollados, dado que con éste material se elaboran construcciones más estables y duraderas; en vista a que su cálculo es completamente fiable frente a las producidas en otros materiales. Comúnmente, todas las presas de tipo gravedad, arco o combinaciones están fabricadas de este material. (DOCPLAYER, 2011)

Son las más utilizadas y se clasifican en:

De gravedad: "Tienen un peso adecuado para contrarrestar el momento de vuelco que produce el agua" (Cardozo, 2011, p.76).

Presa de arco: Refiere a aquella cuya propia forma (arco) tiene la función de resistir el empuje del H₂O. Dado que la presión se transfiere de manera muy concentrada hacia las laderas de la presa, se necesita que ésta sea de roca muy dura y resistente. (DOCPLAYER, 2011)

Presa de bóveda o de doble arco: Refiere a la presa que tiene curvatura en el plano vertical y en el plano horizontal, denominada también de bóveda. Para lograr sus complejas formas se construyen con hormigón y necesitan gran habilidad y experiencia de sus constructores que deben acudir a sistemas constructivos complejos. (IECA, s.f.)

Presa de arco - gravedad: Mezcla 3 características de las presas de arco y las presas de gravedad, así mismo, se considera una solución de compromiso entre los dos tipos. Su forma es curva, para dirigir la mayor parte del esfuerzo contra las paredes de un cañón o un valle, que sirven de apoyo al arco de la presa. Además, el muro de contención tiene más espesor en la base y el peso de la presa sirve para soportar parte del empuje del H₂O. (IECA, s.f.)

b. Canal de conducción.

Es por el cual el agua, se dirige hasta la cámara de carga, es decir previo al ingreso a la tubería forzada. Pueden ser de distinto material por ejemplo de tierra, revestidos con cemento, túneles, los sifones todo ello dependerá de la zona donde se ejecute el proyecto. Ya sea de cielo abierto o cerrado teniendo al caudal de diseño a una presión atmosférica.

Las pendientes del canal de conducción deben ser mínima, y el canal debe contar con medidas para sobrecarga de caudal o derrumbes, vale indicar que el canal de conducción es

indispensable en toda central hidroeléctrica independientemente del tamaño. Según donde se realice la obra técnicamente se busca que sea el más adecuado según el terreno ya sea de tubería, de túnel, enrocado, afirmado, etc.

- **El Canal:** El fluido tiene un gradiente hidráulico y geométrico constante debido a que la velocidad del mismo no varía en el paso por el canal, el flujo es permanente, es decir se mantiene uniforme. Adicionalmente la rugosidad del cauce, se mantiene invariable en el trayecto de la corriente.

Las secciones transversales o las secciones geométricamente correctas, pueden tener forma de rectángulos, trapecios, semicírculos, entre otras. Sin embargo, la forma de la conducción abierta debe tener una superficie mojada, tal que permita una mayor conducción del caudal. Frente a otras secciones, la sección semicircular es la mejor cumple esta condición, sin embargo según Ortiz recomienda la sección trapezoidal. Los canales deben transportar la mayor cantidad de caudal en la menos sección posible. (Ortiz, 2011, p.174-177)

- **El aliviadero:** Es un vertedero lateral en el canal, con una cresta unos pocos centímetros por encima del nivel normal del agua.

La obra del aliviadero se aprovecha también para instalar en ella, dos compuertas, una frontal que interrumpe el paso del caudal en caso de que sea necesario y una lateral que lo vierte en el canal recolector. (Ortiz, 2011, p.188)

c. **Desarenador.**

Componente que permite sedimentar los sólidos que se encuentran en suspensión en el fluido, es decir elimina las partículas sólidas e pesadas que se encuentran en el agua, que su tamaño es superior a 200 micras. Esta estructura es más ancha con el objetivo que el agua disminuya su velocidad y por ende suceda lo mencionado al inicio. El desarenador también nos permite proteger la estructura de cámara de carga.

Clasificación de los desarenadores:

- **En función de su operación:**
 - Desarenadores de lavado continuo, es aquel en el que la sedimentación y evacuación son dos operaciones simultáneas.
 - Desarenadores de lavado discontinuos (intermitente), que almacena y luego expulsa los sedimentos en movimiento separados. Son el tipo más conocido y la operación de lavado se procura ejecutar en el menor tiempo posible, con la finalidad de reducir al mínimo las pérdidas del agua. (Cordova, 2012)

- **Según su velocidad de escurrimiento:**

- Velocidad Baja < 1 m/s (0.20 a 0.60 m/s).

- Velocidad Alta > 1 m/s (1.00 a 1.50 m/s).

- **Según su disposición se clasifican:**

- **En serie**, formados con más de 1 deposito es decir enseriado varios para una mejor sedimentación y seguridad en el canal de conducción.

- **En paralelo**, consiste en tener instalados más de un deposito paralelamente en el canal de conducción.

d. Cámara de carga.

La cámara de carga se encuentra a la puerta de la entrada de la tubería de presión, es decir en el tramo final del canal de conducción. Está diseñada de tal manera que reserve el nivel, presión, es la encargada de garantizar la continuidad de la potencia de generación, pero ello lo lleva a cumplir ciertos parámetros de seguridad a su ingreso todo para proteger la parte mecánica de la MCH y mantener también su nivel máximo, impidiendo el ingreso de cualquier material flotante, se evita el ingreso de los materiales solidos también para ello no se encuentra instalada al ras del piso de la cámara de carga sino más elevado. Nos permite eliminar el exceso de agua, mantener el nivel o altura de agua en la cámara de carga es muy importante porque también evita la entrada de aire a la misma.

La cámara de carga cuida o minimiza y evita perjudicar con altos índices de los fenómenos de cavitación y de golpe de ariete los cuales nos llevarían a perjudicar las estructuras mecánicas reduciendo su vida útil desgastándolas o rompiéndolas imprevistamente en un tiempo corto, por ello se dimensiona de tal manera para minimizar al máximo aquellos fenómenos, para cuidar las válvulas y los alabes de la turbina a instalar en la determinada central hidroeléctrica.

La cámara de carga debe garantizar el rendimiento de la central manteniendo un nivel de agua necesario para mantener sumergida la boca de la tubería forzada para evitar el ingreso de aire y conservando la presión en la tubería forzada y como resultando manteniendo el rendimiento en la central.

e. Tubería de presión.

La tubería de presión debe ser de preferencia recta, sin embargo, en algunas ocasiones es difícil de obtener por las condiciones del terreno. Esto obliga a ajustarse al perfil topográfico de su trazado, con el apoyo de estructuras de concreto que le ayudan a sostenerse (apoyos) y a variar la pendiente. (Betancourt, 2007)

La tubería de presión se inicia desde el punto de toma de agua de la cámara de carga, la cual está acompañada de una rejilla; Asimismo también tiene anclajes, apoyos y codos, el cual se encargan de sostener y variar la pendiente de la tubería de presión. También juntas de unión y de expansión, ubicadas entre anclajes siendo las encargadas de asimilar la dilatación o contracción del material por temperatura; Finalmente las bifurcaciones que le permiten dividir el caudal para variar unidades, válvulas, son elementos independientes a la tubería de presión, ubicados entre el final de la tubería y la turbina. (Betancourt, 2007)

2.1.4 Equipos electromecánicos.

2.1.4.1 Casa de máquinas.

En un aprovechamiento hidroeléctrico, la misión de la casa de máquinas es la protección del equipo electro-hidráulico que convierte la energía potencial del agua en electricidad, de las adversidades climatológicas. El número, tipo y potencia de las turbinas, su disposición con relación al canal de descarga, la altura de salto y la geomorfología del sitio, condicionan la topología del edificio. (Cobos, 2014)

La casa de máquinas puede albergar los siguientes equipos:

- Compuerta o válvula de entrada a las turbinas
- Turbinas
- Multiplicadores (si se necesitan)
- Generadores
- Sistemas de control
- Equipo eléctrico
- Sistemas de protección
- Suministro de corriente continua (control y emergencias)
- Transformadores de potencia e intensidad. (Cobos, 2014)

2.1.4.2 Turbinas hidráulicas.

La turbina hidráulica de la micro central, es el encargado de convertir la energía potencia y cinética del agua a energía mecánica. Es decir, son máquinas que transforman la energía hidráulica en energía mecánica en su eje de salida. Su acoplamiento mediante un eje a un generador permite, finalmente la generación de energía eléctrica. (ula Biblioteca Digital, 2017)

Una turbina hidráulica está compuesta de tres elementos básicos:

- i. Un **distribuidor** que proporciona a las partículas de agua una velocidad de magnitud y dirección conveniente, para así abordar la rueda (rodete) en las condiciones deseadas con el mínimo de pérdidas.
- ii. Una **rueda** (rodete) móvil provista de alabes (paletas) que tiene por finalidad realizar la transformación de la energía hidráulica en mecánica.
- iii. Un **difusor** que tiene por objetivo la recuperación, bajo la forma de energía de presión la energía cinética que puede poseer el agua a la salida de la rueda. Este órgano sólo existe en turbinas de Reacción. (Jara, 1998)

a. Turbinas de acción.

En estos tipos de turbina la presión se mantiene constante, debido a que el agua impacta directamente a los alabes del rotor, impactando en ella e rebotando el fluido a la misma presión con la que impacto al inicio.

- **Turbinas Peltón**

“Es el modelo más antiguo de turbinas y uno de los más utilizados en el mundo, esta máquina funciona por el impacto del chorro de agua sobre los alabes” (cesacev, 2012).

“Esta turbina se utiliza en saltos elevados que tienen pequeños caudales. Su disposición puede ser horizontal o vertical. Estas turbinas tienen una alta disponibilidad y bajo coste de mantenimiento, además que su rendimiento es alto (alrededor del 90%)” (Fernandez, 2015).

- **Turbinas de Flujo cruzado o Michell-Banki**

Conocida también como turbinas de doble impulsión, posee 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 sus múltiples palas dispuestas como generatrices y soldados por los extremos a discos terminales. (green soldiers, 2010)

“Tiene un campo de aplicación muy amplio, ya que se puede instalar en aprovechamientos con saltos comprendidos entre 1 y 200 metros con un rango de variación de caudales muy grande” (Fernandez, 2015). Además, son de simple construcción, pero menos eficientes y de menor duración.

a. Turbinas de reacción.

Estos tipos de turbina no mantienen una presión constante del agua respecto a la entrada y salida, es decir la presión a la que sale el agua después de ser turbinada es muchísimo menor (menos que la presión atmosférica), debido que parte de su energía de presión ha sido convertida en energía cinética.

- **Turbinas Francis**

“Son turbinas de reacción de flujo radial y de admisión total, muy utilizadas en saltos de altura media (entre 25m y 350m)” (ESHA, 2011). Y variaciones de caudal moderados, “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, tiene un rendimiento superior al 90%” (Maldonado, 2017). En condiciones óptimas de funcionamiento; además, su fabricación es compleja elevando su costo de fabricación.

- **Turbinas Kaplan**

Son turbinas de reacción de flujo axial, generalmente implementadas en saltos pequeños de 2 a 40 metros y caudales variables o grandes. 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. (Cobos, 2014)

2.1.4.3 Generadores.

Refiere a la máquina que transforma la energía mecánica de rotación de la turbina en energía eléctrica. El generador fundamenta su funcionalidad en la inducción electromagnética. El principio de su funcionamiento está basada en la ley de Faraday, a través de la cual, cuando un conductor eléctrico se desliza en un campo magnético se produce una corriente eléctrica a través de él. (Fernandez, 2015)

“El generador está compuesto por dos partes fundamentales:

- Rotor o inductor móvil. Su función es generar un campo magnético variable al girar arrastrado por la turbina.
- Estator fijo. Sobre el que se genera la corriente eléctrica aprovechable” (Fernandez, 2015).

En función de la red que deben alimentar, el generador puede ser de dos tipos:

- **Generador Síncrono:** “Equipado con un sistema de excitación asociado a un regulador de tensión para que, antes de conectados a la red, generen energía eléctrica con el mismo voltaje, frecuencia” (SCRIBD, s.f.). (60 Hz en Perú) y “ángulo de desfase que aquella, así como la energía reactiva requerida por el sistema una vez conectados. Los generadores síncronos pueden funcionar aislados de la red” (BIBDIGITAL, s.f.).
- **Generador Asíncrono:** “son simples motores de inducción con rotor en jaula de ardilla, sin posibilidad de regulación de tensión, que giran a una velocidad directamente relacionada con la frecuencia de la red a la que están conectados” (DOCPLAYER, s.f.). “No

pueden generar corriente cuando están desconectados de la red ya que son incapaces de suministrar su propia corriente de excitación” (Ucrea, s.f.)

2.2 TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.

2.2.1 Generalidades.

Las tarifas en distribución reciben la denominación de valor agregado de distribución (VAD) el cual se determina cada cuatro años en el mes de noviembre. Para el cálculo de las tarifas unitarias en el Perú se considera lo siguiente:

a. Costos asociados al usuario independientemente del consumo de energía o potencia.

Están incluidos los pagos por lectura del medidor y por factura (procesamiento, reparto y cobranza).

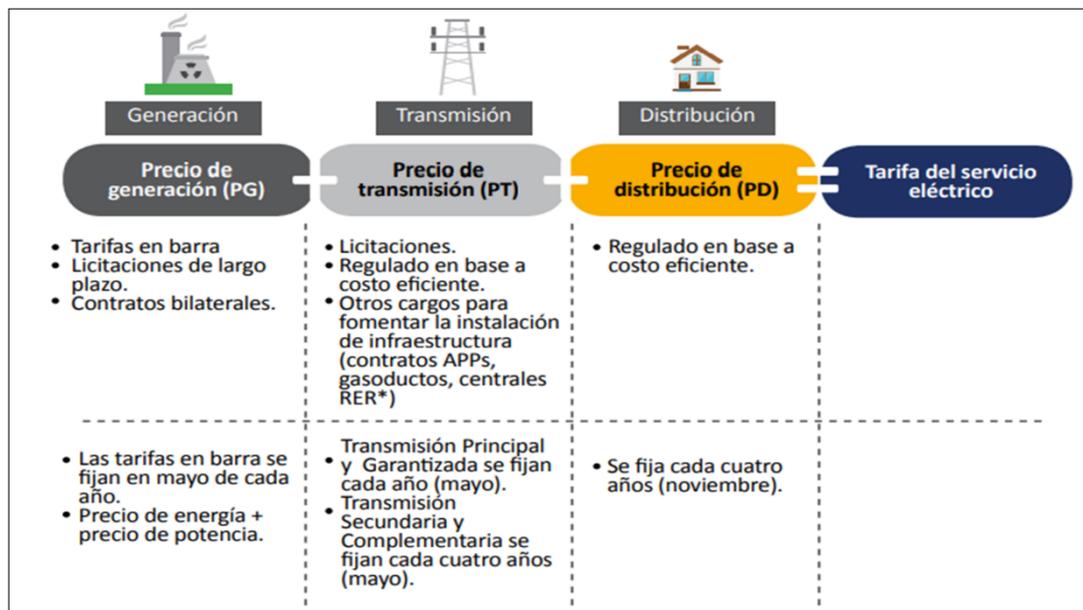
b. Perdidas de energía y potencia en distribución.

Refieren a un sistema de distribución, las distribuidoras compran energía y potencia de las generadoras, pero en el camino parte de estas se pierde antes de llegar a los consumidores finales.

c. Costos de inversión, operación y mantenimiento.

Refieren a las inversiones reconocidas por el regulador y los costos de operación, mantenimiento, gestión comercial y administración, los cuales se expresan en porcentajes de los costos de inversión, ello lo determina osinergmin.

Figura 01. Descomposición de tarifa del servicio eléctrico del Perú

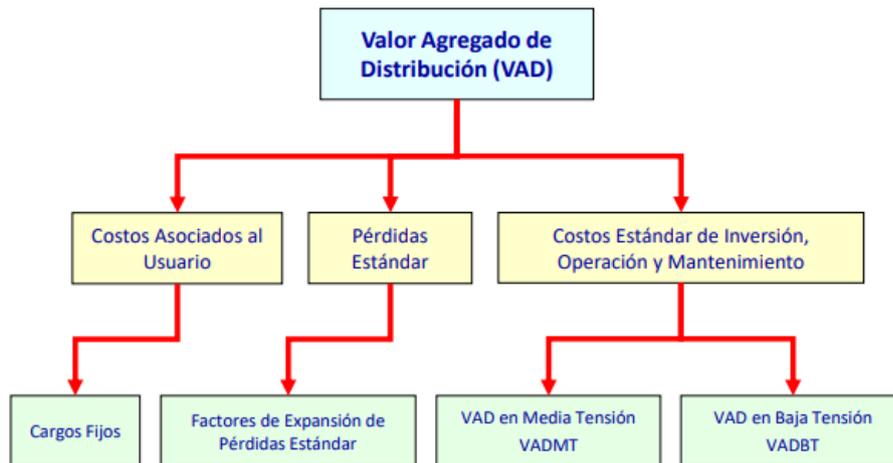


Fuente: Osinergmin (2016)

Para el cálculo de las tarifas se realiza en base a costos de inversión y operación eficiente de empresas de distribución eléctrica modelo, lo que considera el cálculo del VAD, costos de

conexión del servicio eléctrico y aquellos por concepto de corte y reconexión. Específicamente la fijación de las tarifas requiere reconocer el costo total anual igual a la suma de la anualidad del valor nuevo de reemplazo (VNR), calculado sobre la base de los costos de inversión de la empresa modelo eficiente, más los costos anuales de operación y mantenimiento. (MINEM, 2019)

Figura 02. Parámetros del valor agregado de distribución (VAD)



Fuente: Informe N° 0402–2020-GRT

Asimismo, el proceso incluye una verificación de rentabilidad por grupos de concesionarios, lo que implica que la tarifa se ajuste y situé en un rango que permita una tasa interna de retorno entre el 8% y 16%. Para la verificación de la TIR de un grupo, se consideran las tarifas y se suman los ingresos de las empresas, si la TIR está entre los parámetros indicados, se mantiene la tarifa, en caso contrario se vuelve a realizar el cálculo del VAD hasta que la TIR se ubique dentro de los parámetros requeridos. (MINEM, 2019)

2.2.2 Sistema eléctrico.

El sistema eléctrico peruano lo conforma una gama de líneas de transmisión, generación, transporte, subestaciones y la distribución de la energía eléctrica en nuestro territorio.

Los sistemas eléctricos al principio estaban aislados, pero gracias al crecimiento de la demanda de energía eléctrica, y el desarrollo tecnológico en las centrales de generación y en el transporte, llevo a la interconexión de esos pequeños sistemas dando lugar a otros mucho más grandes, tanto en potencia como en extensión geográfica, que son los que existen actualmente. (Guirado, Asensi, Jurado y Carpio, 2006)

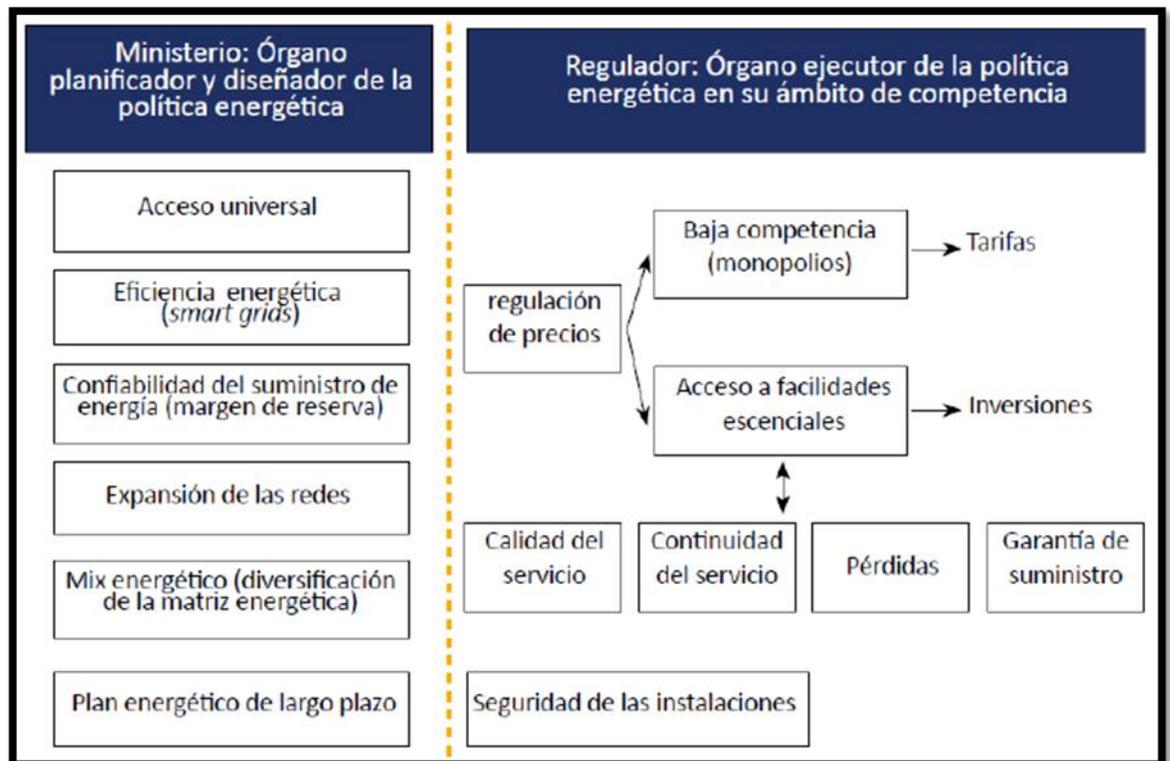
- **Sistemas Interconectados:** El sistema Eléctrico Interconectado de nuestro país, conformándolo las líneas de transmisión y 105 subestaciones eléctricas de alta tensión, denominadas también barras de potencia conectadas entres, así mismo los centros de

despacho de carga, los cuales le permiten la transferencia de corriente eléctrica entre los sistemas de generación eléctrica en nuestro país.

- **Sistemas Aislados:** Es cuando un sistema eléctrico es autónomo y no se encuentra interconectado con el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), por motivos de ubicación geográfica y ausencia de las líneas de transmisión. Esto se muestra en las zonas rurales alejadas de la ciudad, es decir allí obtienen su energía de manera autónoma independiente de la administración de la concesionaria.

El Ministerio de Energía y Minas y el Organismo Supervisor de la Inversión de energía y minería (Osinerghmin) son responsables de la implementación de la normatividad regulatoria y de las regulaciones en el sector energético e minero del Perú respectivamente.

Figura 03. Competencias del MEM y Osinerghmin



Fuente: Vásquez (2013). Presentación: Desafíos de la regulación.

El MEM: Es el órgano rector del sector, cuya función primordial es la formulación y evaluación, en armonía con la política general y los planes del Gobierno, las políticas nacionales relativos al sector energético.

Osinerghmin: Es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, una institución pública que se encarga de la regularización u supervisión, para que las empresas del sector eléctrico, hidrocarburos y minero cumplan las normativas legales dentro de sus actividades.

Creada el 31 de diciembre de 1996, a través de la Ley N° 26734, bajo el nombre de Osinergmin. Da inicio al ejercicio de sus funciones el 15 de octubre de 1997, supervisando que las empresas eléctricas y de hidrocarburos brinden un servicio permanente, seguro y de calidad. (Osinergmin, s.f.)

a. Sistema convencional de abastecimiento de energía.

El sistema convencional de energía eléctrica es aquel referido al suministro, a través del distribuidor de energía eléctrica, ubicada dentro de una zona de concesión. La empresa que distribuye energía, es la responsable del suministro de la energía eléctrica a los clientes, en función a tarifas eléctricas que pueden ser reguladas o por contrato de mutuo acuerdo, según el mercado libre de electricidad. (OSINERGMIN, 2012)

Los Usuarios cuya máxima demanda supere los 200 kW, hasta 2500 kW, poseen el derecho a elegir entre la condición de Usuario Regulado o Usuario Libre, cumpliendo los requisitos y condiciones determinados en el Reglamento del Mercado Libre de electricidad. Las transferencias de electricidad se realizan entre las empresas de generación y distribución, cuya electricidad no es destinada al servicio público. En tal sentido, en este mercado de transacciones, la determinación del precio fijado libremente por oferta y demanda, cubriéndose también los costos de la transmisión, por su parte, la distribución es regulada por el ente OSINERGMIN. (Miranda y Álvarez, 2017)

Los clientes regulados son aquellos usuarios de energía cuya facturación se da en función a la regulación de los precios de energía y potencia, mediante el organismo regulador OSINERGMIN. El máximo de potencia para los suministros sujetos al régimen de regulación de precios es 200 kW. En el rango de demanda entre 200 hasta 2500 kW el usuario puede elegir por ser usuario libre o usuario regulado. Los clientes regulados poseen suministros en baja o media tensión, según el tipo de acometida y suministro. Firman un contrato de suministro de duración anual, el cual puede renovarse una vez durante el año de vigencia. Los usuarios tienen la facultad de elegir el tipo de tarifa más adecuada para el tipo de consumo que posea. (Miranda y Álvarez, 2017)

b. Regulación de la distribución eléctrica.

Las principales características son:

- Monopolio natural: Zonas de concesión atendidas por empresas concesionarias exclusivas, designadas a cada parte del Perú. Es decir, hay la exclusividad zonal para cada empresa.

- Economías de Escala: Las inversiones que se realice en las redes de distribución eléctrica ahora, garantiza también atender a las demandas crecientes futuras de la zona.

La regulación tarifaria asegura el funcionamiento eficiente de las industrias de electricidad al menor costo para el consumidor final. Regulación mediante competencia entre la empresa real y la empresa modelo, lo cual maneja Osinergmin para fijar los precios en el pliego tarifario.

2.2.3 Opciones tarifarias en baja tensión.

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (Osinergmin), de conformidad a lo dispuesto por su reglamento general aprobado por el Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, es el encargado de normar y regular las tarifas de distribución eléctrica aplicables a los usuarios del servicio público de electricidad. Osinergmin, a través de la **Resolución N° 206-2013-OS/CD**, aprobó la norma “Opciones Tarifarias y las Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”, vigentes desde el 01 de noviembre de 2009. Por otro lado, esta entidad identificó la necesidad de incorporar nuevas opciones tarifarias que brinden, tanto a los suministradores como al mercado, mejoría en las señales económicas para permitir el uso eficiente de la energía eléctrica. (Osinergmin, 2013)

Observar en el anexo 1, las Opciones tarifarias para usuarios en baja tensión.

a. Vigencia de la opción tarifaria.

La opción tarifaria elegida por el usuario regirá por un plazo de un año.

La empresa distribuidora eléctrica comunicará al usuario con opción tarifaria binomia, el término de la vigencia de la opción tarifaria y la potencia contratada, con una antelación no menor de 60 días calendario.

Llegando a vencer el plazo de vigencia y si no existiera solicitud de cambio por parte del usuario con una anticipación no menor a 30 días calendarios, la opción tarifaria y, de ser el caso, las potencias contratadas y la modalidad de facturación de potencia activa, se renovará automáticamente por la distribuidora por periodos anuales, manteniéndose la opción tarifaria vigente. (LOPEZ, 2007)

b. Cambio de la opción tarifaria.

El usuario tiene la facultad de cambiar de opción tarifaria solo una vez durante el tiempo de vigencia de dicha opción tarifaria y haciendo cumplir los requisitos mínimos para la medición del consumo de la nueva opción tarifaria requerida.

El usuario a los efectos que la empresa distribuidora ejecute las adecuaciones pertinentes, tanto en el sistema de medición como de facturación, tendrá que notificar su decisión de cambio de opción tarifaria con una anticipación no menor a 30 días calendario. La entidad distribuidora de electricidad aplica las respectivas valorizaciones de los consumos en los plazos y condiciones indicados en el numeral 7.1.3 literal c) de la Norma Técnica de calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM. (Osinermin, 2013)

c. Facturación cargo fijo mensual.

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y será considerado en la factura al usuario en cada tiempo de facturación, aún si el consumo es nulo en el periodo.

El cargo fijo mensual se da en función al costo por lectura del medidor y procesamiento, emisión y cobranza del recibo o factura. (Osinermin, 2013).

d. Facturación de energía activa.

La facturación por energía activa, se calcula multiplicando el consumo de energía activa en kilowatts-hora (kW-h), por el respectivo cargo unitario según corresponda (Osinermin, 2013)

e. Criterio de selección y base legal.

Según el curso de “diagnóstico y racionalización de la energía”, de la escuela de Ingeniería en energía de la universidad nacional del santa, la base normativa para elegir una opción tarifaria son las siguientes: D.L. N° 25844 (Ley de Concesiones Eléctricas); D.S. N° 009-93 EM (Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas); Resolución Osinermin N° 206 – 2013 – OS/CD (Norma “OPCIONES TARIFARIAS Y CONDICIONES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS A USUARIO FINAL”), y los criterios de selección de las opciones tarifarias en BT son los siguientes:

- Opción tarifaria BT2: Esta opción tarifaria está dirigida para los usuarios que en hora punta tiene un consumo de energía mínima, calificando como cliente fuera punta. Siendo lo ideal cero consumos de energía eléctrica en horas punta.
- Opción tarifaria BT3: Esta opción tarifaria está dirigida para los usuarios que tienen un consumo regular en hora punta, pero que califican como clientes en fuera de punta, ejemplo los hospitales.
- Opción tarifaria BT4: Esta opción tarifaria está dirigida para los usuarios que en su diagrama carga diaria muestre un alto consumo de energía eléctrica en horas

punta, calificando como clientes en hora punta. Ejemplo los casinos, discotecas y supermercados.

- Opción tarifaria BT5A: Esta opción tarifaria está dirigida para clientes mayores al igual que BT2, BT3 Y BT4.
- Opción tarifaria BT5B: Tarifa residencial.
- Opción tarifaria BT5C Y BT5D: Esta opción tarifaria está dirigido para los clientes residenciales provisionales.
- Opción tarifaria BT5E: Es la tarifa aplicada a los alumbrados públicos como parques.
- Opción tarifaria BT6: Tarifa aplicada a los avisos luminosos.
- Opción tarifaria BT7: Tarifa prepago.
- Opción tarifaria BT8: Tarifa fotovoltaica (On Grid).
- Opción tarifaria BT9: Tarifa fotovoltaica (Of Grid).

2.2.4 Tarifa eléctrica BT5B.

Solo pueden tener esta opción tarifaria los usuarios alimentados en BT con una demanda máxima mensual de 20 kW en horas punta y hasta 50 kW en horas fuera de punta. (Osinergmin, 2013)

La entidad distribuidora según su criterio, realizará el control de las demandas máximas horarias, con lo que podrá instalar en un período temporal, mínimo una semana, un equipo de medición con capacidad de medir la demanda. La entidad distribuidora incluirá en la factura del cliente, los excesos de potencia sobre la base de medición paralela, y expresará al usuario el número de veces que ocurrió el exceso durante el tiempo de facturación.

a. Cálculo.

Según la norma Norma “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final” aprobado mediante la Resolución OSINERGMIN N° 182-2009-OS/CD, vigente desde el 01 de noviembre del 2013 tenemos las siguientes formulas:

A.) Cargo Fijo Mensual (S//mes): CFE

B.) Cargo por Energía Activa (S//kW.h) : b1 + b2 (05)

$$b1 = PE_{MT} \times PE_{BT} \times PE \quad \dots \dots \dots (06)$$

$$b2 = \frac{(PP_{MT} \times PP_{BT} \times PP + VM_{TPP} \times PP_{BT} + VB_{TPP})}{NHUBT} \quad \dots \dots (07)$$

En el anexo 2, se definen los parámetros del cálculo de la tarifa de BT5B empleados en las fórmulas precedentes.

Expresiones para calcular los valores agregados según la resolución vigente de consejo directivo organismo supervisor de la inversión en energía y minería osinergmin N° 124-2019-OS/CD

$$VM_{TFP} = VA_{DMT} \times FBP \quad \dots \dots \dots (08)$$

$$VM_{TPP} = VM_{TFP} \times PTP_{MT} \quad \dots \dots \dots (09)$$

$$VB_{TFP} = VA_{DBT} \times FBP \quad \dots \dots \dots (10)$$

$$VB_{TPP} = VB_{TFP} \times PTP_{BT} \quad \dots \dots \dots (11)$$

El término FBP representa el equilibrio entre la facturación de potencia a los usuarios y la potencia coincidente con la máxima demanda del sistema de distribución eléctrica. (Osinergmin, 2019)

FBP: Factor de balance de potencia coincidente en horas de punta.

2.3 MARCO NORMATIVO.

La presente investigación se fundamenta en la siguiente normativa:

- RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 124-2019-OS/CD, el cual establece el proceso de fijación del valor agregado de distribución (VAD) para el periodo noviembre 2019 hasta octubre 2023.

Esta resolución tiene un estudio técnico legal que lo avala el Informe Técnico N° 0330-2019-GRT.

- DECRETO LEGISLATIVO N° 1002.- Su objetivo es promover la reutilización de los Recursos Energéticos Renovables (RER) para la mejora de calidad de vida de la población y la protección del medio ambiente, a través la promoción de la inversión en la producción de electricidad.

El presente Decreto Legislativo es aplicable a la actividad de generación de electricidad con RER que entre en operación comercial a partir de la vigencia del presente Decreto Legislativo. La obtención de los derechos eléctricos respectivos, se sujeta a lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y normas complementarias. (Osinergmin, 2008)

- DL 25844 Ley de Concesiones Eléctricas.
- LEY N° 28832.- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. La cual incorpora licitaciones para abastecimiento de energía eléctrica, sistemas garantizados y complementarios de transmisión y la redefinición de funciones del COES.
- DL 1221.- Mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú.
- DS 009-93-EM Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, y su modificatoria en el año 2016 con el DS 018-2016-EM Modifica el RLCE, Reglamento de Transmisión y Reglamento de Usuarios Libres.
- RESOLUCION N° 206-2013 OS/CD. - Establece las opciones y condiciones de aplicación de las tarifas eléctricas al usuario final.
- RESOLUCION DIRECTORAL N° 016-2008 EM. - Establece la normatividad técnica de la calidad de los servicios Eléctricos en zonas Rurales.
- Ley 27510 de fondo de compensación social eléctrica (FOSE).

3. MATERIAL Y MÉTODO.

3.1 MATERIAL:

3.1.1 INFORMACIÓN DE LA ZONA ELEGIDA O MUESTRA DE ESTUDIO:

La población del centro poblado 14 incas, es una zona rural donde la actividad económica es la agricultura,

La tasa de crecimiento poblacional es negativa según el INEI, registrando en el censo del 2007, 176 viviendas y en el censo 2017 hubo 140 viviendas censadas, ello se debe a que la población del campo busca mejorar su calidad de vida, emigrando a las ciudades donde hay mayores oportunidades de progreso. Para la presente tesis se consideró la tasa de crecimiento poblacional promedio anual de la región Ancash, según el Instituto Nacional de Estadística e Informática, referido del censo 2007 al 2017, igual a 0.2%.

Actualmente la zona rural cuenta con energía eléctrica de un suministro provisional colectivo de venta en bloque.

El punto donde se propone instalar la Microcentral Hidroeléctrica, se encuentra a una distancia de 200 m aproximadamente del centro poblado 14 incas.

3.1.2 INFORMACIÓN DEL RECURSO HÍDRICO:

La estadística de caudales del canal Carlos Leight, teniendo como fuente hídrica el río Santa en la bocatoma "la Huaca" el cual se transvasa a través del canal Irchim.

Se empleará la información estadística real referente de los datos de caudales tomados a diario por el ANA. Se realizó un aforo desde enero a diciembre del año 2019, en la tabla 1, se muestra el caudal promedio por día de cada mes. Durante el día aquellos datos fueron tomados en un intervalo de 30 minutos, lo cual fue realizado a diario durante el año en mención indico el personal del ANA.

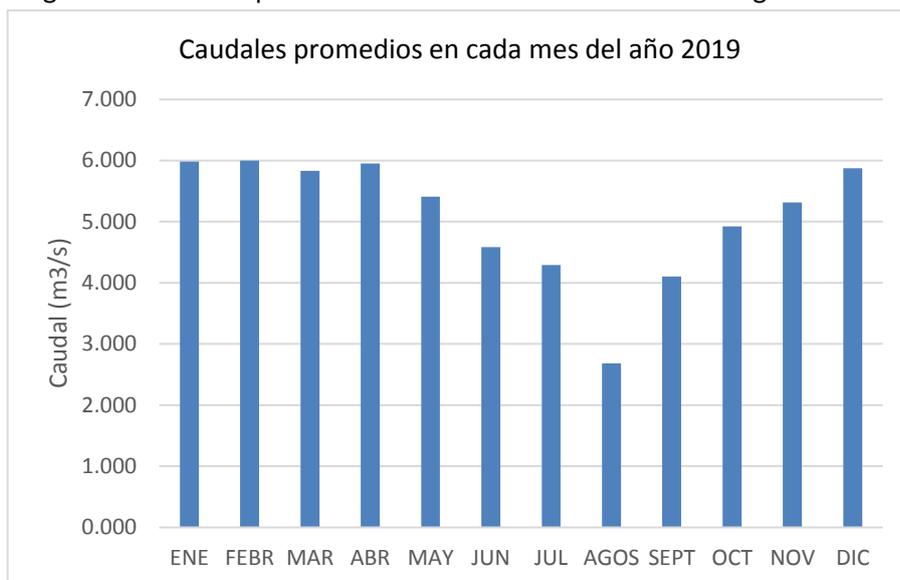
De los cuales se obtuvo 364 datos en total siendo el caudal máximo igual a 6.98 m³/s y caudal mínimo igual a 1.22 m³/s.

En seguida se muestra los análisis estadísticos al registro histórico de caudales, entregados por el ANA.

Tabla 1. Caudales promedios por día de cada mes del año 2019.

DIA	ENE	FEBR	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGOS	SEPT	OCT	NOV	DIC
1	6.14	6.38	6.58	6.26	4.45	4.29	3.15	2.35	3.98	4.98	5.35	5.12
2	6.46	6.63	6.62	6.48	5.58	4.46	3.95	2.05	3.26	5.34	5.54	6.46
3	6.51	6.19	6.57	5.45	5.53	4.22	3.05	3.14	3.23	4.81	4.14	5.51
4	6.95	5.46	5.63	5.59	5.45	4.17	3.42	3.98	3.82	5.76	5.98	6.95
5	5.26	5.61	5.52	5.48	5.44	4.79	3.76	3.86	3.95	4.81	4.86	5.26
6	5.29	5.55	5.53	5.23	5.42	4.86	3.96	1.32	4.33	5.31	4.32	5.29
7	6.23	6.51	5.09	5.54	5.08	4.75	3.72	2.77	4.52	4.95	4.77	5.22
8	6.98	5.57	5.54	5.73	5.84	4.71	4.74	2.14	4.72	5.96	5.14	6.98
9	6.67	5.38	5.34	6.62	5.45	4.68	4.79	2.34	4.26	5.08	5.34	6.67
10	5.55	5.48	5.48	6.18	5.84	4.59	3.38	2.26	3.99	4.79	5.26	5.55
11	6.93	5.48	5.64	6.56	5.38	4.79	4.73	2.35	4.49	5.19	5.35	6.93
12	5.21	6.49	5.56	5.69	5.72	4.74	4.83	2.36	4.41	5.21	5.36	5.21
13	5.47	6.45	5.55	6.63	5.18	4.53	4.75	1.26	4.06	5.46	5.26	5.47
14	6.52	6.42	5.48	5.72	5.76	4.66	4.65	2.27	4.79	4.65	5.27	5.23
15	5.72	5.58	5.47	6.71	4.93	4.62	4.78	3.03	3.22	4.72	5.03	5.72
16	5.53	6.13	6.48	5.86	4.77	4.56	4.15	2.42	4.89	4.59	5.86	5.53
17	6.24	6.46	6.18	5.73	5.32	4.52	4.98	1.92	4.52	4.55	5.93	5.24
18	6.64	5.73	5.65	5.78	5.52	4.52	3.26	2.75	3.34	4.58	5.75	5.62
19	6.15	5.72	5.61	6.62	5.58	4.38	4.85	2.12	4.52	4.59	5.92	6.15
20	6.85	5.66	6.39	5.66	5.51	4.99	4.98	3.44	4.32	4.12	5.44	6.85
21	6.05	6.63	5.35	5.55	5.54	4.41	4.08	2.85	4.33	5.13	5.85	6.05
22	5.03	5.65	5.24	5.64	5.54	3.47	3.83	1.22	2.48	5.48	5.22	5.03
23	5.05	5.59	6.53	5.54	5.51	5.32	4.91	2.23	3.53	5.53	5.23	6.05
24	5.34	5.57	5.16	5.64	5.46	4.41	3.99	3.37	4.19	5.19	5.37	5.34
25	6.52	6.61	6.53	6.72	5.49	4.34	3.03	2.24	4.34	5.14	5.24	5.52
26	5.07	5.58	5.22	5.62	5.52	4.28	4.89	3.37	4.44	5.44	5.37	6.07
27	5.21	6.69	6.29	5.66	5.32	5.29	4.97	3.35	4.12	4.12	5.35	5.21
28	6.61	6.77	6.24	5.62	5.32	5.31	4.93	3.14	4.24	4.24	5.14	6.61
29	6.57		5.37	6.61	5.39	4.37	4.96	4.16	4.25	4.26	5.16	6.57
30	5.38		6.47	6.49	5.39	4.46	4.82	4.45	4.52	4.22	5.67	6.38
31	5.38		6.47		5.39		4.82			4.41		6.38

Figura 04 Caudales promedios mensuales del canal Carlos Leight del año 2019



A continuación, mostramos la tabla 2 de la frecuencia, la curva de duración de caudales y el histograma de frecuencias relativas de caudal en el canal Carlos Leight, el cual nos indicada el caudal de mayor permanencia porcentual durante el periodo correspondiente al 100% de la información obtenida por el ANA en el año 2019.

Tabla 2. Tabla de frecuencia de caudal del canal Carlos Leight para el año 2019.

TABLA DE FRECUENCIA			
Interv.	Frec.	%	% Acum.
7.27	0	0%	0%
6.98	11	3%	3%
6.69	36	10%	13%
6.40	16	4%	17%
6.12	13	4%	21%
5.83	48	13%	34%
5.54	66	18%	52%
5.25	37	10%	62%
4.96	32	9%	71%
4.68	27	7%	79%
4.39	25	7%	85%
4.10	12	3%	89%
3.81	3	1%	90%
3.52	10	3%	92%
3.24	8	2%	95%
2.95	3	1%	95%
2.66	2	1%	96%
2.37	10	3%	99%
2.08	2	1%	99%
1.80	0	0%	99%

1.51	3	1%	100%
1.22	0	0%	100%

Figura 05 Curva de duración de caudales del canal Carlos Leight del año 2019

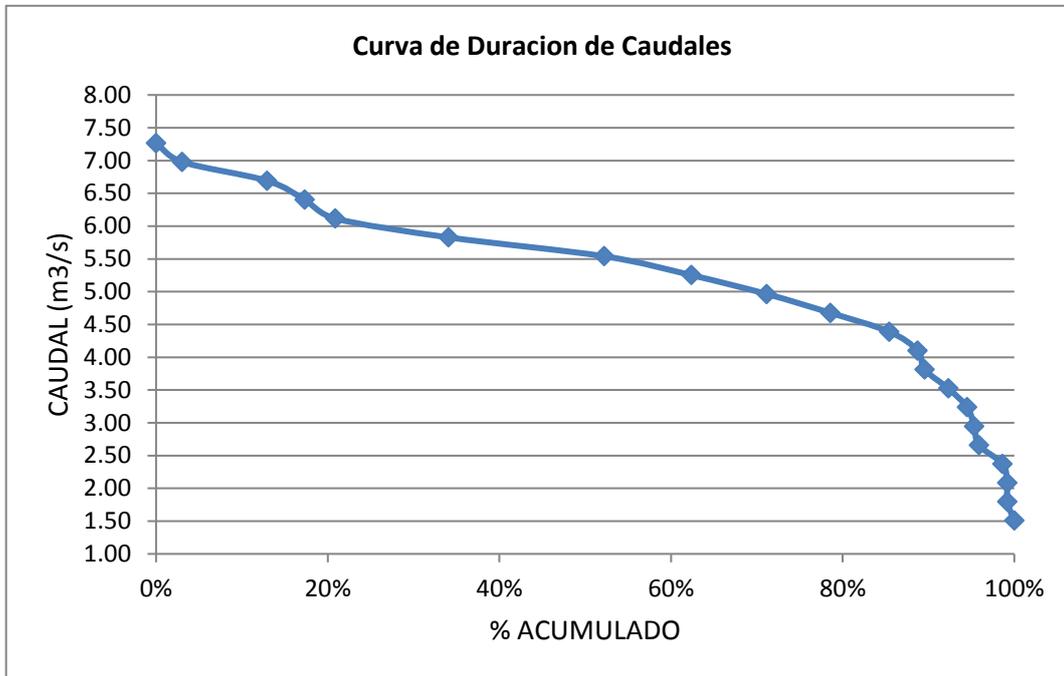


Figura 06 Histograma de frecuencias relativas de caudal del canal Carlos Leight del año 2019

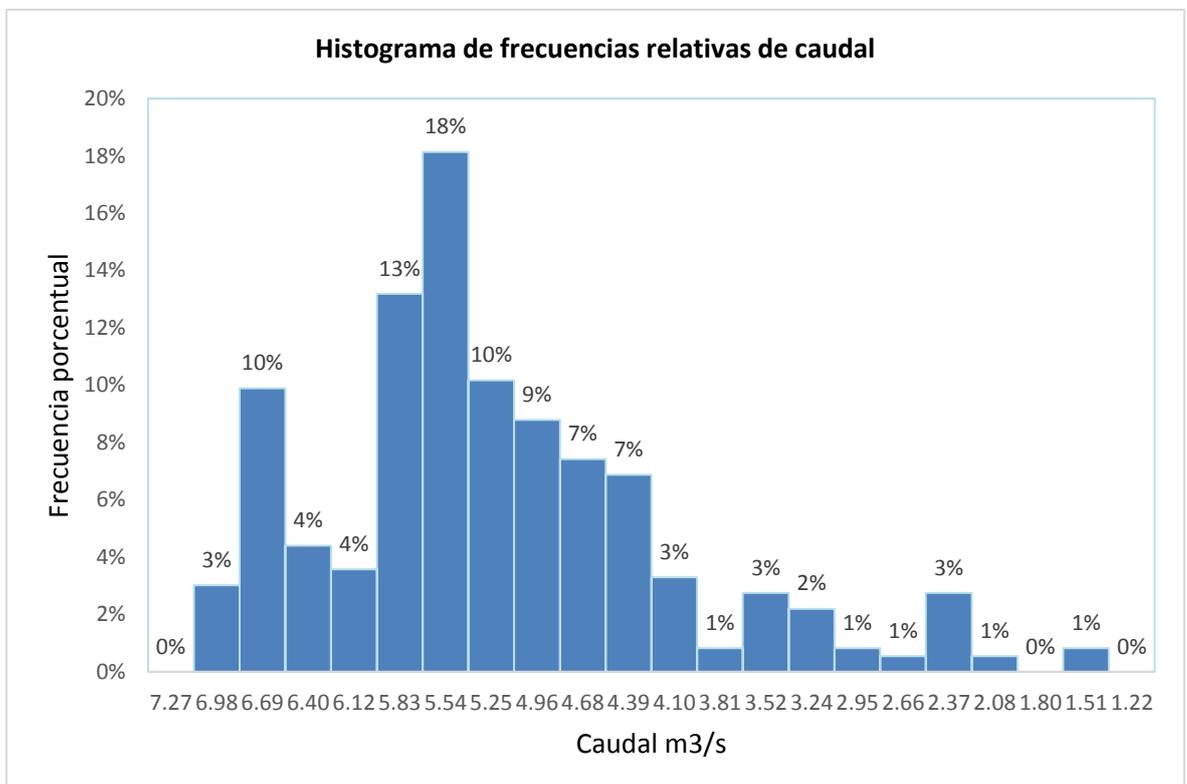


Figura 07 Hidrograma del caudal durante el año de análisis en el Canal Carlos Leight

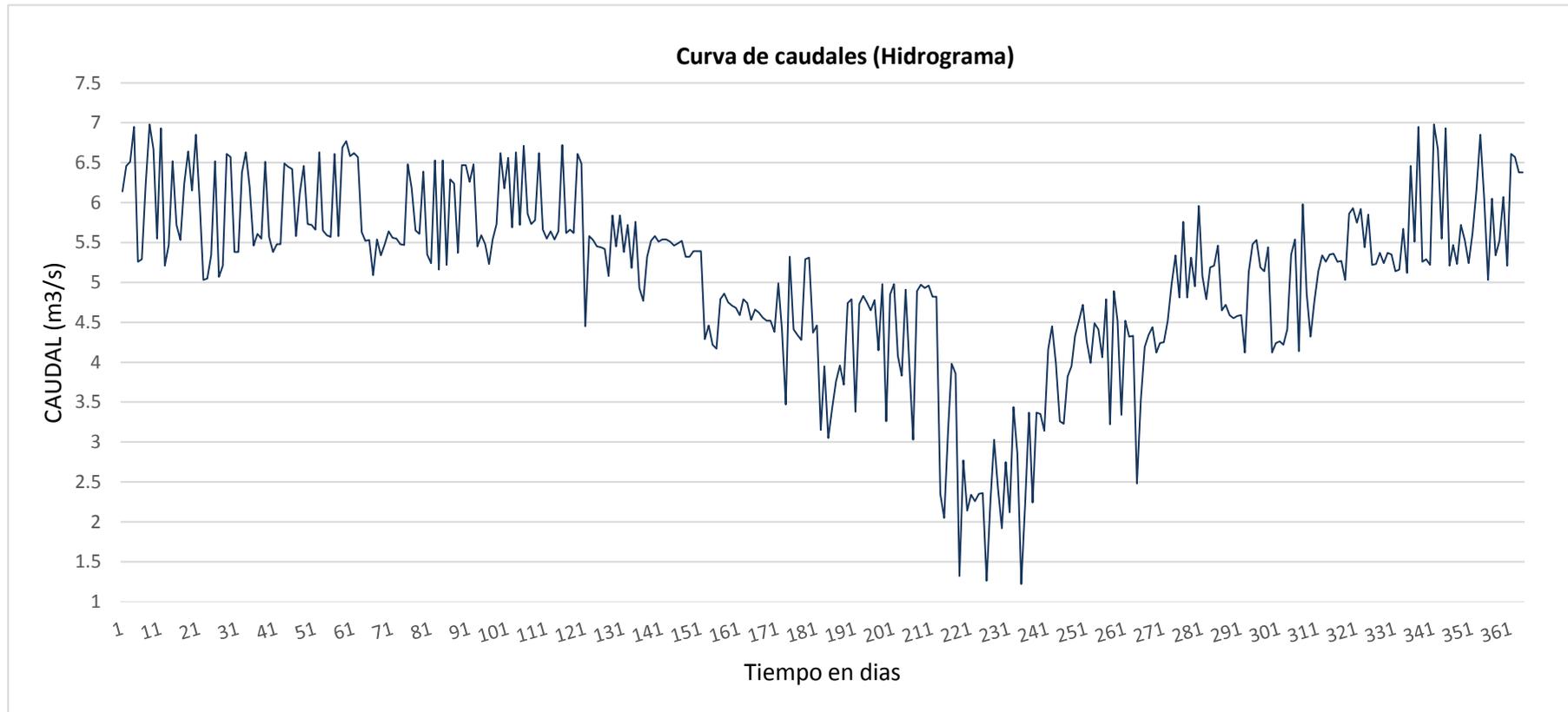


Tabla 3. Tiempos del flotador en 5 m, para épocas de estiaje y avenida en el año 2019.

Tiempos del flotador en una longitud de 5 m				
Mediciones	Estiaje (seg.)	Avenida (seg.)	Velocidad Estiaje (m/s)	Velocidad Avenida (m/s)
1	4	2.8	1.25	1.79
2	5	2.9	1.00	1.72
3	4.1	3	1.22	1.67
4	4.3	3.1	1.16	1.61
5	4.4	2.7	1.14	1.85
6	4	3.2	1.25	1.56
7	4.2	3	1.19	1.67
8	4	2.7	1.25	1.85
9	4.3	2.8	1.16	1.79
10	4	2.9	1.25	1.72
promedio	4.23	2.91	1.19	1.72

Así mismo se realizó una encuesta a los pobladores del centro poblado 14 incas, en el mes de febrero del año 2020, para identificar sus costumbres diarias y con ello determinar los horarios típicos del uso de la energía. En la siguiente tabla 4, se resume el resultado de la encuesta de las actividades que realizan los pobladores, en el horario de las 24 horas del día.

Tabla 4. Actividades de los habitantes del centro poblado 14 incas, durante el día.

PERIODO (Hrs)	ACTIVIDAD
0 A 5	descanso
5 A 7	desayuno
7 A 11	actividades agrícolas
11 A 13	almuerzo
13 A 18	actividades agrícolas
18 A 20	cena
20 A 21	recreación
21 A 24	estudio

3.2 MÉTODO.

3.2.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN:

La Investigación es del tipo pre-experimental y aplicada:

- Pre-experimental: La Investigación es pre-experimental ya que se utilizará la información estadística real referente a los parámetros de diseño de la microcentral hidroeléctrica, variando los mismos para ver el efecto en las tarifas eléctricas de baja tensión en zonas rurales, aplicado a la demanda real del centro poblado 14 incas.
- Aplicada: La Investigación es aplicada porque va a permitir dimensionar óptimamente una microcentral hidroeléctrica con turbina Kaplan, con la finalidad de poder cubrir la demanda futura de energía eléctrica en la zona rural aplicada, con un costo aceptable para los usuarios y con la posibilidad de inyectar excedentes de energía a la red. Y así mismo será un ejemplo base para futuras aplicaciones realizadas en zonas rurales de las mismas características a la muestra de estudio de la presente tesis.

3.2.2 DISEÑO:

Se usó el diseño pre-experimental, que se utiliza para constituir una relación entre la causa y el efecto de una situación. Es un diseño de investigación donde se ve el efecto causado por la variable independiente sobre la variable dependiente.



O1: Parámetros de diseño de una microcentral hidroeléctrica.

O2: Cargo de facturación en la tarifa eléctrica BT5B para la zona elegida.

X: Precio de la energía y potencia en barra equivalente de media tensión.

G.E: Microcentral hidroeléctrica en una zona rural.

3.2.4 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS:

Las técnicas de recolección de información fueron:

Técnica de campo u Observación, que consiste en observar personas, hechos, acciones, situaciones, etc., para obtener una determina información que se pretende investigar (Hernández y otros, 2010, p. 173).

Así también la recopilación de la información estadística existente como mínimo de un año del comportamiento del caudal. Todo lo mencionado permitiéndonos, determinar los parámetros de diseño de la microcentral hidroeléctrica y así mismo estimar la demanda

de energía eléctrica requerida proyectada a 20 años del centro poblado 14 incas, lo cual nos llevará a determinar la potencia efectiva en bornes del generador, potencia instalada y el costo de inversión de la microcentral hidroeléctrica, para luego obtener un costo de generación (energía y potencia) y finalmente la tarifa eléctrica en baja tensión para la zona rural.

Los instrumentos de recolección de datos fueron los siguientes:

Se procederá a analizar y determinar el menú tarifario teniendo en cuenta la demanda de energía eléctrica, variando los parámetros de diseño de la microcentral hidroeléctrica y las normativas nacionales. Para esto se tendrá la aplicación de temas fundamentales de las asignaturas de diagnóstico y racionalización de la energía, Centrales Hidroeléctricas y Gestión energética.

3.2.6 METODOLOGÍA DE CÁLCULO:

Se realizó la siguiente secuencia de cálculo para los resultados del informe:

a. **Determinación de los parámetros de diseño.**

Altura disponible: Lo definimos con el estudio Topográfico y Cartográfico, aplicando en el campo el método del carpintero.

Caudal de diseño: La determinación del caudal de diseño se basará en registros históricos teniendo en consideración los diferentes caudales mínimos correspondientes al caudal ecológico.

Con la información histórica de caudales existente realizamos las curvas de caudales (Hidrograma) del canal secundario Carlos Leight. Teniendo claro los conceptos de Caudal Pico, Caudal mínimo y Caudal medio.

En seguida se pasó a realizar la curva de duración de caudales lo cual permite visualizar la selección del caudal adecuado para el diseño.

Luego realizamos el histograma de frecuencia relativas de caudal, lo cual nos indicara el caudal de mayor permanencia porcentual durante el periodo correspondiente a 100% de la información.

Para finalizar, el caudal aprovechable del río, es aquel que tiene un 90 % de probabilidad de ocurrencia en la curva de duración de caudales.

Para establecer los caudales máximos para el diseño de las obras de excedencia y protección, como para las obras de desvío durante la construcción. Los periodos de retorno recomendados por OLADE se tomarán de acuerdo a la siguiente tabla 5:

Tabla 5. Periodos de retorno para determinar los caudales máximos.

Microcentrales	20-25 años
Minicentrales	50-100 años
Pequeñas centrales	100-150 años

Fuente: Novillo Marcelo, Krochin Sviatoslav (1986, 43p).

Determinamos el caudal máximo, con la fórmula del INERHI (los ingenieros de Instituto Nacional de Recursos Hídricos del Ecuador, sobre la base del estudio de 42 cuencas determinaron la siguiente formula).

$$Q_{max} = \frac{25 \times A \times k}{(A + 57)^{0,5}} \quad [m^3/s] \dots\dots\dots (12)$$

Donde:

A: Es la superficie de la cuenca. [Km^2]

K: Coeficiente que depende del periodo de retorno.

Tabla 6. Coeficientes de K para determinar el Q max.

Valores de coeficientes K	
Periodos de retorno en años	K
1000	1,000
500	0,856
100	0,646
50	0,547
25	0,507
5	0,361
1	0,139

Fuente: Ortiz Flores Ramiro (2001, 71p).

El caudal que será utilizado para las actividades agrícolas (caudal ecológico), el caudal de generación y el caudal de diseño para las obras civiles, que necesitaremos para cubrir la demanda máxima proyectada a los 20 años de vida útil de la MCH para el centro poblado 14 incas, será calculado con la consideración de eficiencias típicas del sistema para una microcentral del MANUAL DE MINI Y MICRO CENTRALES HIDRÁULICAS de Teodoro Sánchez, Bruno Viani, Federico Coz, ... (Lima: ITDG,1995)

$\eta_t = 92 \%$ Eficiencia turbina Kaplan seleccionada.

$\eta_{mec} = 98 \%$ Eficiencia mecanica segun el manual de MCH de Teodoro.

$\eta_g = 95 \%$ eficiencia del generador sincrono seleccionado.

$F_{redes} = PEMT \times PEBT$ factor de perdidas en redes (fijacion VAD 2019 – 2023)

PEMT: Factor de expansion de perdidas de energias en media tension.

PEBT: Factor de expansion de perdidas de energias en baja tension.

Vale indicar que el PEMT y PEBT es segun la resoluci3n de consejo directivo organismo supervisor de la inversi3n en energa y mineria osinergmin N° 124-2019-OS/CD de su Informe N° 0330-2019-GRT (pag.22).

$$Q_a = K \times A \times V \quad \dots \dots \dots (13)$$

$$Q_g = \frac{P_R \times F_{redes} \times 10^3}{g \times \rho \times H_n \times \eta_t \times \eta_{mec} \times \eta_g} \quad \dots \dots \dots (14)$$

Donde:

$Q_a =$ Caudal utilizado para sus actividades agricolas $\left(\frac{m^3}{s}\right)$.

$K =$ Factor de correccion de velocidad segun la relacion $\left(\frac{s}{p}\right)$.

$A =$ Area promedio de la seccion transversal (m^2) .

$V =$ Velocidad superficial del agua $\left(\frac{m}{s}\right)$.

$P_R =$ Potencia requerida (potencia proyectada a 20 años (kW))

$H_n =$ Altura neta (m).

$Q_g =$ Caudal de generacion o caudal turbinable $\left(\frac{m^3}{s}\right)$.

$g =$ Gravedad $\left(\frac{m}{s^2}\right)$.

$\rho =$ Densidad del agua el cual varia segun su temperatura $\left(\frac{kg}{m^3}\right)$.

$I_c =$ Tasa de crecimiento de la poblacion en %.

El caudal de generaci3n (Q_g) en m^3/s , que resulte al despejar la ecuaci3n N° 14, necesariamente se le aumenta un 10% m3s, por las p3rdidas por evaporaci3n y filtraci3n.

$$Q_d = Q_g + Q_a \quad \dots \dots \dots (15)$$

Donde:

$Q_d =$ Caudal de diseo para las obras civiles $\left(\frac{m^3}{s}\right)$.

b. Obras civiles.

Las obras civiles fueron diseñadas con los menos componentes hidráulicos posibles, llevando a cabo un diseño no detallado, ya que el objetivo es obtener medidas cercanas para determinar la inversión en ella, basta con tener el caudal de diseño para las obras civiles, para realizar los cálculos de la bocatoma, canal de conducción, aliviadero, cámara de carga y tubería de presión con el caudal de generación, en seguida mostramos el método de cálculo seguido para cada parte de las obras civiles.

Método para el dimensionamiento de la bocatoma: Para calcular el ancho de la toma de agua (b_1) es decir la longitud de la cresta en metros, se tomó un coeficiente adicional por pérdidas en los barrotes igual a 0.9, haciendo uso de la siguiente ecuación:

$$Q_d = 0.9 \times S \times M \times b_1 \times H^{3/2} \dots \dots \dots (16)$$

Donde:

b_1 = Ancho de la toma de agua (m).

S = Coeficiente **segun Bazin**.

Q_d = Caudal de diseño para las obras civiles $\left(\frac{m^3}{s}\right)$.

M = Coeficiente vertedero de cresta delgada **segun Konolav**.

H = Altura del agua (m).

Tenemos:

$$S = \left(1.05 \times \left(1 + 0.2 \times \frac{h_n}{Y_2} \right) \right) \times \sqrt[3]{\frac{Z}{H}} \dots \dots \dots (17)$$

$$M = \left(0.407 + \left(\frac{0.045H}{H + Y_1} \right) \right) \times \left(1 + 0.285 \times \left(\frac{H}{H + Y_1} \right)^2 \right) \times 2 \dots (18)$$

$$h_n = H - Z \dots \dots \dots (19)$$

$$h = Y_2 + h_n \dots \dots \dots (20)$$

Donde:

h_n = Elevación del agua bajo el vertedero sobre la cresta (m).

Y_2 = Altura del desripiador.

Z = Desnivel entre las superficies de agua (m).

Y_1 = Altura sobre el umbral (0.6 – 0.8) (m).

H = Altura del agua (m).

h = Altura del agua en el disripiador (m).

Se determina el número de espacios:

$$n = \frac{b1}{b'} \dots \dots \dots (21)$$

El número de barrotes es:

$$N = n - 1 \dots \dots \dots (22)$$

El ancho total de la reja de la toma de agua es igual a:

$$B = b1 + N \times a' \dots \dots \dots (23)$$

Donde:

b' = Separación entre los barrotes (m).

a' = Ancho de los barrotes (m).

El muro donde se ubica la toma debe tener una inclinación respecto a la dirección del canal, a fin de acortar la distancia para llegar al terreno alto, el ángulo (α) debe ser menor de 20°, y se calcula con la siguiente ecuación.

$$\alpha = \cos^{-1} \left(\frac{V_r}{V_e} \right) \dots \dots \dots (24)$$

$$V_r = \frac{Q_m}{P} \dots \dots \dots (25)$$

Donde:

V_r = Velocidad media del canal correspondiente al caudal medio anual (m/s).

V_e = Velocidad de entrada a los barrotes(m/s).

Q_m = Caudal medio equivalente(m³/s).

P = perímetro mojado del rio (m).

El ancho del rebosadero (b_2) que se encuentra ubicado en el desripador, se halla con la siguiente expresión:

$$b_2 = \frac{Q_d}{S \times M \times H^{3/2}} \dots \dots \dots (26)$$

Método para el dimensionamiento del barraje de derivación: Es el que se encarga de elevar el nivel agua, para que se genere un embalse en periodos de estiaje encausando el flujo de H₂O hacia el bocal de entrada, además en épocas de avenida dejar fluir el caudal excedente sobre este.

Para el diseño del barraje se utiliza el método de vertedero de pared plana, donde la altura del barraje (h_{brr}) es igual a:

$$h_{brr} = h_{cbe} + h_{hbe} \dots \dots \dots (27)$$

Donde:

h_{cbe} = Altura de la cresta del bocal de entrada.

h_{hbe} = Carga hidráulica en el bocal de entrada.

Cálculo del espesor del barraje (t_{brr}) según el autor J. Villaseñor en su libro “Proyectos de obras hidráulicas”, recomienda la siguiente ecuación:

$$t_{brr} = 0.0327 \times a_{brr} + h_{hidr} \dots \dots \dots (28)$$

Donde:

a_{brr} = Ancho del barraje (m).

h_{hidr} = Carga hidrostática que soporta el barraje (m).

$$h_{hidr} = h_{brr} + h_{hid.cb} \dots \dots \dots (29)$$

Luego para calcular la carga hidráulica sobre la cresta del barraje ($h_{hid.cb}$) se tiene que iterar las siguientes ecuaciones.

El coeficiente de contracción lateral (u) de un vertedero es igual a la ecuación brindada por la sociedad de Ingenieros y Arquitectos que se indica a continuación:

$$u = 0.578 + 0.037 \times \left(\frac{a_{brr}}{a_{rio}}\right)^2 + \frac{0.00365 - 0.0030 \times \frac{(a_{brr})^2}{a_{rio}}}{h_{hidr.cb}} \times (1 + 0.5 \times \left(\frac{a_{brr}}{a_{rio}}\right)^4 \times \frac{h_{hidr.cb}}{h_{hidr.cb} + h_{brr}}) \dots \dots \dots (30)$$

Esta ecuación tiene las siguientes condiciones:

- ❖ $\frac{h_{hidr.cb}}{h_{brr}} < 1$
- ❖ $0.8 > h_{hidr.cb} > 0.25 \times \left(\frac{a_{rio}}{a_{brr}}\right)$
- ❖ $0.8 > \left(\frac{a_{brr}}{a_{rio}}\right) > 0.3$
- ❖ $h_{hidr.cb} > 0.3 \text{ m}$

Con la siguiente fórmula general del vertedero calculamos el coeficiente lateral (u) en función del caudal máximo (Q_{max}) registrado en el canal Carlos Leigh.

$$Q_{max} = \frac{2}{3} \times u \times a_{brr} \times 2g \times (h_{brr})^{\frac{3}{2}} \dots \dots \dots (31)$$

Método para el diseño del canal de conducción: Para el diseño del canal, para el cual decidimos de acuerdo al terreno que será de sección trapezoidal, sin perder innecesariamente altura útil. Asumiremos una velocidad (V) de acuerdo al departamento de hidráulica e hidrología de la facultad de ingeniería civil (UNI) para un canal trapezoidal en una MCH. Asimismo, el Talud (Z) recomendado según el material que será construido el canal, así también el factor de rugosidad por MANNING (n) teniendo los datos indicados

y con el caudal de diseño, calculamos todos los parámetros del canal de conducción.
Aplicando las siguientes ecuaciones:

1°. Cálculo del área (A):

$$Q = AxV \dots \dots \dots (32)$$

2°. Cálculo de la base del canal (b) y la pendiente (S), con las siguientes relaciones deducidas, por la facultad de ingeniería civil de la Universidad Nacional de Ingeniería:

$$m = 2 \left(\sqrt{1 + Z^2} - Z \right) \dots \dots \dots (33)$$

$$Y = \sqrt{\frac{A}{m + Z}} \dots \dots \dots (34)$$

$$b = m \times Y \dots \dots \dots (35)$$

$$P = mY + 2Y\sqrt{1 + Z^2} \dots \dots \dots (36)$$

$$R = \frac{A}{P} \dots \dots \dots (37)$$

$$S = \left(\frac{V \times n}{R^{\frac{2}{3}}} \right)^2 \dots \dots \dots (38)$$

$$\emptyset = \arctan\left(\frac{1}{Z}\right) \dots \dots \dots (39)$$

3°. Calculo del espejo de agua (T), para ello despejamos una relación Wilson (W):

$$W = \frac{Y}{\tan(\emptyset)} \dots \dots \dots (40)$$

$$T = 2W + b \dots \dots \dots (41)$$

La velocidad según Chezy- Mannings es:

$$V = \frac{1}{n} \times R^{2/3} \times S^{1/2} \dots \dots \dots (42)$$

$$A = y(b + yz) \dots \dots \dots (43)$$

$$P = b + 2y \dots \dots \dots (44)$$

Donde:

Q = Caudal del canal ligeramente superior al caudal de diseño para obras civiles (m³/S).

V = Velocidad (m/s).

A = Area transversal (m²).

S = Pendiente del canal.

R = Radio hidraulico (A/P) (m).

y = Tirante del canal (m).

z = Talud del canal.

P = Perímetro mojado(m).

n = Coeficiente de rugosidad.

b = Fondo del canal (m).

Método para el diseño del desarenador: Se buscó reducir la velocidad del agua para que los sedimentos que lleva en suspensión se decanten, evitando el desgaste por fricción con arena de la tubería forzada y alabes de la turbina, debemos evitar la turbulencia y la tendencia del desplazamiento con un diseño correcto del desarenador.

Cálculo del ancho del desarenador (B) con la siguiente fórmula:

$$B = \frac{Q_g}{V_h \times Y_d} \dots \dots \dots (45)$$

Fórmula para el cálculo de la longitud de entrada del desarenador:

$$L_d = \frac{V_h \times Y_d \times f_s}{V_d} \dots \dots \dots (46)$$

Donde:

B = Ancho del desarenador (m).

Q_g = Caudal de generación (m^3/s).

V_h = Velocidad horizontal del agua (m/s).

Y_d = Profundidad de decantación (m).

V_d = Velocidad de decantación de las partículas (m/s).

f_s = factor de seguridad.

L_d = Longitud de decantación del desarenador (m).

Cálculo de la longitud de entrada (Le):

$$Le = 1.5 \times B \dots \dots \dots (47)$$

Método para el diseño cámara de carga y tubería de presión: La velocidad del agua a la entrada de la tubería de presión debe ser “Ve” igual a 1.5 m/s con el fin de reducir la pérdida de carga en la entrada, por ello se debe tener una forma abocinada (Gómez Aracil, 1964), por la ecuación de continuidad, calculamos el diámetro insuperable de entrada entre la cámara de carga y la tubería de presión.

$$Q_g = \gamma \times A_e \times V_e \dots \dots \dots (48)$$

$$A_e = \frac{\pi \times D_e^2}{4} \dots \dots \dots (49)$$

Donde:

A_e = Área de entrada a la tubería de presión abocinada (m²).

V_e = Velocidad de entrada del agua a la tubería de presión (m/s).

γ = Coeficiente de contracción (0.97).

Q = Caudal de generación (m³/s).

D_e = Diámetro de entrada a la tubería de presión (m).

Mediante la metodología de Gómez Aracil (1964), calculamos la altura de agua requerida sobre la embocadura del tubo para impedir la entrada de aire a la tubería de presión, con la siguiente fórmula:

$$h = \frac{V_e^2}{2g} \dots \dots \dots (50)$$

$$H_{\min} = 10h \dots \dots \dots (51)$$

Donde:

h = Altura teórica (m).

V_e = Velocidad del agua en la tubería de presión (m/s).

H_{\min} = Altura mínima de la cámara de carga (m).

La distancia mínima de la cámara de carga es determinada con la siguiente formula:

$$L_c = 4 \times D_e \dots \dots \dots (52)$$

c. Componentes electromecánicos.

Para la estimación de la casa de máquinas o de los componentes electromecánicos se tiene en cuenta la altura neta, caudal de generación o turbinar, según el MANUAL DE MINI Y MICRO CENTRALES HIDRÁULICAS y diagramas brindados en el curso de centrales hidroeléctricas de la Universidad Nacional del Santa por el Ing. Amancio Rojas Flores. Calculando la potencia del eje de la turbina (kW), con la siguiente formula:

$$N_s = \frac{N\sqrt{P}}{H^{5/4}} \dots \dots \dots (53)$$

Donde:

N_s : Numero especifico de revoluciones, rpm.

N: Velocidad de rotación de la turbina, rpm.

H: Salto neto, m.

P: Potencia al eje de la turbina en kW.

En seguida buscaremos con ayuda de Tablas e Diagramas determinar el N_s y N .

Seleccionamos el tipo de turbina mediante el grafico llamado “alcance y aplicación del tipo de turbina”, obteniendo el tipo de turbina y la potencia de la misma en kW.

Enseguida buscamos en el diagrama de la turbina elegida llamada “caída, capacidad, velocidad específica y RPM. de rueda”, ingresando con la altura neta (m) y la potencia (kW), del diagrama obtendremos la velocidad especifica N_s .

Finalmente, con el NONOGRAMA llamado “para N (velocidad de rueda de turbina)”, hallamos la velocidad de rotación de la turbina N (RPM). Siendo reemplazadas en la Ecuación N° 38, obteniendo la potencia del eje de la turbina en kW.

La potencia eléctrica en los bornes del generador, lo determinaremos con las fórmulas siguientes del manual de mini y micro centrales hidráulicas de Teodoro Sánchez, Bruno Viani, Federico Coz, ... (Lima: ITDG,1995).

$$P_h = \rho \times g \times H_n \times Q_g \quad (W) \dots \dots \dots (54)$$

$$P_h = \frac{\rho \times g \times H_n \times Q_g}{10^3} \quad (kW) \dots \dots \dots (55)$$

$$P_{ef} = P_h \times \eta_t \times \eta_{mec} \times \eta_g \dots \dots \dots (56)$$

Donde:

P_{ef} : Potencia efectiva (potencia eléctrica en bornes del generador (kW)).

P_h : Potencia hidráulica neta (kW).

Q_g : Caudal de generación (caudal que aprovechara la turbina hidráulica, m³/s).

H_n = Altura neta (m).

η_t = 92 %Eficiencia turbina Kaplan seleccionada.

η_{mec} = 98 %Eficiencia de transmision mecanica del manual de MCH de Teodoro.

η_g = 95 % Eficiencia del generador sincrono seleccionado.

d. Potencia requerida y máxima demanda.

La máxima demanda de energía eléctrica lo determinamos según los horarios típicos del uso de la energía, en el centro poblado de 14 incas, para ello se realizó una encuesta, el cual permitió identificar el intervalo de tiempo que consumen en mayor cantidad la energía eléctrica.

La potencia requerida es igual a la potencia proyectada a 20 años del consumo de energía del centro poblado 14 incas, el cual se realizó con el método de Ramiro Ortiz y con los horarios típicos de uso de la energía según la encuesta realizada.

e. Potencia instalada e Inversión neta de la microcentral hidroeléctrica.

La potencia instalada de la MCH, es la potencia comercial de la turbina Kaplan seleccionada para la presente. El cual por cuestión de cálculo se obtuvo redondeando al máximo entero la Potencia Hidráulica que ingresa a la turbina en la presente.

La inversión neta de la microcentral hidroeléctrica, es el producto del costo de potencia instalada (US\$/kW), por la potencia instalada de la MCH (kW). Para ello, se desarrolló una hoja de cálculo donde automáticamente, calcula la inversión según su potencia instalada de la MCH. Se consideró las partidas de costos de las obras civiles (bocatoma, desarenador, canal de conducción, cámara de carga, tubería de presión y casa de máquinas), equipos electromecánicos (turbina, generador, sistemas de control y

protecciones, redes eléctricas BT) y de los costos indirectos (administración, imprevistos, utilidades).

Para la distribución de los costos de las partidas se tubo las siguientes consideraciones:

- Si la potencia de la MCH aumenta, el costo del equipo electromecánico disminuye.
- El costo del generador síncrono disminuye a mayor potencia.
- Si la potencia de la MCH aumenta, el costo de las obras civiles tiende aumentar poco (algo mínimo).
- Si la potencia de la MCH aumenta, los costos indirectos se mantienen.
- Si la potencia de la MCH aumenta, los costos de generación y de gestión comercial se mantienen.
- A menor potencia de la MCH, el costo de los equipos electromecánicos aumenta.
- La potencia de la MCH con el costo de los equipos electromecánicos tiene un comportamiento inversamente proporcional.
- El costo de inversión de la MCH es menor, mientras mayor sea la potencia instalada.
- La inversión neta de una MCH de 10k W a 100kW, se encuentran comprendido actualmente (a noviembre del 2021) en un rango de 20100 (20997.86 US\$) hasta 16000 (168973.57 US\$) (incluyendo los costos indirectos), según lo indicado por distintos consultores y suplidores de equipo para MCH en Perú.

Para su cálculo aproximado del costo unitario en (US\$/kW) para las partidas mencionadas, se realizará según el **“estudio de costos de instalación de sistemas pico y micro hidroeléctrico (100W a 100kW)” de Marín Ureña J. (2007)**

Con las siguientes ecuaciones de costos unitarios en (US\$/kW):

A.- Obras civiles

$$C_{kW(A)} = P_i \times 2 + 589.9 \quad \left(\frac{\text{US\$}}{\text{kW}}\right) \dots \dots \dots (57)$$

B.- Equipo electromecánico

$$C_{kW(B)} = \frac{2383.6}{P_i^{0.26}} \quad \left(\frac{\text{US\$}}{\text{kW}}\right) \dots \dots \dots (58)$$

C.- Costos indirectos desde 10kW hasta 100kW de potencia instalada

$$C_{kW(C)} = 180 \quad \left(\frac{\text{US\$}}{\text{kW}}\right) \dots \dots \dots (59)$$

Asimismo, tenemos en cuenta la variación en porcentual (%) de la inversión entre A, B y C para una potencia instalada de 10kW hasta 100kW ver anexo N 7.

Inversión total según su potencia instalada de la MCH, fue calculada con la siguiente ecuación:

$$C_{TOTAL} = (C_{kW(A)} + C_{kW(A)} + C_{kW(A)}) \times P_i \quad (\text{US\$}) \dots (60)$$

Pi: Potencia instalada de la MCH se puede variar de 10kW hasta 100kW (es la potencia comercial de la turbina hidráulica).

Nota: Las ecuaciones de costos unitarios, son válidas para una potencia hidráulica desde 9.166 kW hasta 99.412 kW, potencia efectiva desde 7.851 kW hasta 85.148 kW , caudal de generación de 0.260 m³/s hasta 2.82 m³/s y potencia instalada (Pi) de la MCH de 10 kW hasta 100 kW su relación de cálculo se encuentra con las ecuaciones y consideraciones de la presente.

Vale precisar que la potencia instalada de la MCH, es la potencia a la salida de los bornes del generador en la presente se obtuvo redondeando al mayor máximo entero, la potencia efectiva neta (potencia que sale del generador).

f. Costo de generación de la energía.

Para establecer el costo de generación de la energía en bornes del generador, consideramos los siguientes parámetros según el Art.N°79 de la ley de concesiones eléctricas, resumida en la tabla N°07 para el costo de generación.

Tabla 7. Parámetros para establecer el costo de generación de energía en bornes del generador.

CONCEPTOS	VALOR	UNIDAD
Interés del capital invertido (I).	12	%
Vida útil de la MCH (n).	20	años
Tasa de depreciación (d).	4	%
Costos de operación (O).	2	%
Costos de mantenimiento (M).	3	%

Asimismo, con el valor de la potencia en bordes del generador, la inversión por kW según su potencia instalada de la MCH y con las siguientes formulas deducidas por la escuela de ingeniería en energía de la UNS, determinamos el costo de generación de la energía.

$$D = \frac{d}{(1 + \frac{d}{2})^{2n} - 1} \dots \dots \dots (61)$$

$$G_f = I + D + O + M \dots \dots \dots (62)$$

$$\text{Costo de generacion} = \frac{G_f \text{ anual}}{E_{\text{hidraulica anual}}} \left(\frac{\text{US\$}}{\text{kWh}} \right) \dots (63)$$

Nota: El costo de generación de la energía en bornes del generador, en adelante para la presente es el “precio ponderado de la energía en barra equivalente de media tensión” (PE), el cual será empleado para calcular el cargo de facturación en la tarifa eléctrica BT5B.

g. Evaluación económica.

Para los fines del presente estudio de la instalación de la Microcentral Hidroeléctrica en el centro poblado de 14 incas, se tendrá en cuenta los conceptos económicos y financieros; afín de sustentar la viabilidad del proyecto que se pretende en el presente estudio.

Este tipo de evaluación concibe al proyecto como la fuente de beneficios y costos que ocurren en distintos periodos de tiempo durante la vida útil del proyecto. Se basa en que todas compras y ventas sean al contado y que todo capital necesario para la inversión es propio.

En esta evaluación se basan en los principales indicadores:

Valor Actual Neto (VAN): Es la ganancia (o pérdida) en términos del valor del dinero en ese momento (tiempo presente) después de haber recuperado la inversión inicial a una tasa igual a la del costo de capital, en evaluación de proyectos llamada tasa de descuento (tasa de costo de oportunidad del inversionista)

$$VAN = -I_0 + \sum \frac{FNE_n}{(1+i)^n} \dots \dots \dots (64)$$

Donde:

- I_0 = Inversión Inicial
- FNE_n = Flujo Neto de Efectivo del Año n
- i = Tasa de descuento
- n = número de años de vida del proyecto

Criterio Decisional:

El VAN establece:

- $VAN > 0 (+)$ Acepta la Inversión.
- $VAN = 0$ Indiferencia.
- $VAN < 0 (-)$ Rechazar la Inversión.

Tasa Interna de Retorno (TIR): Es la tasa de descuento que hace el VAN igual a cero (0), es decir la tasa de descuento que hace que la suma de los flujos descontados sea igual a la inversión.

$$VAN = 0 = I_0 + \frac{FNE_1}{1+i} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FNE_n}{(1+i)^n} \dots \dots (65)$$

Donde:

- I_0 = Inversión Inicial
- FNE_1 = Flujo Neto de Efectivo Año 1
- FNE_2 = Flujo Neto de Efectivo Año 2
- FNE_n = Flujo Neto de Efectivo Año n
- i = Tasa descuento donde el VAN es cero
- n = Años de vida del proyecto

Criterio Decisional:

El TIR establece:

TIR > Tasa de Costo de Capital ----->
 Acéptese la Inversión

TIR < Tasa de Costo de Capital ----->
 Rechácese la Inversión

h. Cargo de facturación en la tarifa eléctrica BT5B.

Sera determinado aplicando las ecuaciones N° 05, 06, 07, 08, 09, 10 y 11, de la presente. Asimismo, parámetros del proceso de fijación del valor agregado de distribución (VAD) para el periodo noviembre 2019 hasta octubre 2023 (osinergmin N° 124-2019-OS/CD), el cual es avalado por un estudio técnico legal del informe técnico N° 0330-2019-GRT, obteniéndose el cálculo tarifario BT5B según con la norma vigente de opciones tarifarias.

El cálculo tarifario, también tiene en cuenta los siguientes criterios:

- El cálculo tarifario se realizó con el precio del dólar igual a 3,961 soles por US\$1, del 28 de diciembre del año 2021.
- El cargo fijo rural de la tarifa monómica de la presente, se halló del archivo de “cargo fijo Hidrandina”.
- El precio ponderado de la energía en barra equivalente de media tensión (PE), en la presente es el costo de generación de la energía en bornes del generador.
- Para determinar el precio de la potencia en horas en HP en la barra equivalente de media tensión (PP) se realizó lo siguiente:

La inversión neta del proyecto de la MCH, se llevó a una proyección de la vida útil del proyecto (20 años), con una tasa de interés del 12% (LCE), luego se le aplicó el TIR (16% es para el presente proyecto de 48 kW de potencia instalada), finalmente a esa anualidad se le divide entre 12 para llevar a un valor mensual y aquel valor es el precio de la potencia.

Apoyándonos para el cálculo en OSINERG N° 260-2004-OS/CD (artículo 126 del RLCE). Con la siguiente fórmula:

$$PP = F_M \times PBP \times TC \times FA \left(\frac{S /}{kW - mes} \right) \dots (66)$$

$$F_M = \frac{(1 + TD)^{\frac{1}{12}} - 1}{TD} \dots \dots \dots (67)$$

Donde:

F_M : Factor por el que se multiplica la anualidad para obtener el equivalente mensual (12 meses).

PBP: Precio Básico de la Potencia, expresado en US\$/kW-año.

TC: Tipo de cambio, expresado en S//US\$.

TD: Tasa de actualización anual de acuerdo a lo establecido por el Artículo 79 de la LCE (para el informe 12%).

Nota: Para calcular el PBP a la inversión se proyectó a 20 años, con una tasa de interés del 12%, finalmente regresándolo al precio de anualidad.

Fórmula para actualizar el precio de potencia (PP) y el precio del cargo fijo:

$$FA = \frac{IPM}{IPM_o} \dots \dots \dots (68)$$

Donde:

FA: Factor de actualización de precios.

IPM: Índice de Precios al Por Mayor, del mes que se desea actualizar el precio.

IPM_o: Índice de Precios al Por Mayor base, de fecha que osinergmin fijó el VAD.

NOTA: El IPM se obtiene del Instituto Nacional de estadística e informática, el cual es Publicado en el Diario Oficial El Peruano, cada mes.

Fórmula para actualizar el precio del VADMT Y VADBT son los siguientes:

$$FAVADMT = AMT \times \frac{IPM}{IPM_0} + BMT \times \frac{TC}{TC_0} + CMT \times \frac{IPCu}{IPCu_0} \times \frac{TC}{TC_0} + DMT \times \frac{IPAl}{IPAl_0} \times \frac{TC}{TC_0} \dots (69)$$

Donde:

AMT= Coeficiente de participación de la mano de obra y productos nacionales en el VADMT

BMT= Coeficiente de participación de los productos importados en el VADMT

CMT= Coeficiente de participación del conductor de cobre en el VADMT

DMT= Coeficiente de participación del conductor de aluminio en el VADMT

La fórmula de actualización para el VADBT es similar.

Tenemos los siguientes valores base según el Informe N° 0330-2019-GRT – Fijación del VAD 2019-2023:

$$IPM_0 = 109,0116$$

Es el valor base del índice por mayor, corresponde al mes de diciembre del 2018.

De la misma manera en el informe de fijación se encuentra todos los valores base.

i. Efecto del caudal en el cargo por energía activa de la tarifa eléctrica BT5B.

Para demostrar el efecto de los parámetros de diseño de la microcentral hidroeléctrica en la tarifa eléctrica BT5B. Se varió el caudal de generación, en el intervalo de potencia instalada (10 kW hasta 100 kW) que permiten las ecuaciones de costos unitarios.

Vale indicar que la altura neta se mantiene constante para la zona elegida.

4. CÁLCULOS Y RESULTADOS.

4.1 Parámetros de diseño de la MCH.

4.1.1 Altura neta:

Determinamos la altura neta, en función de las ecuaciones N° 2, 3 y 4. Para una altura disponible igual a 4.0 m calculado con la ecuación N° 1 para un total de 2 maderas rectas de patrón realizado con el método del carpintero, los resultados se muestran en la tabla 8.

Tabla 8. Determinación de la altura neta, con el método del carpintero.

DETERMINACION DE LA ALTURA NETA		
Descripción	valores	unidad
MADERA PATRON (longitud)	2	m
Numero de maderas patrón	2	u
Altura Bruta (Hb)	4	m
Perdidas obras civiles	0.20	m
Perdidas tubería de presión	0.20	m
Altura Neta (Hn)	3.60	m

4.1.2 Caudal agrícola:

Según la curva de duración de caudales, el caudal aprovechable o disponible para la MCH, con una probabilidad del 90 % de ocurrencia es igual a 3.81 m³/s.

El resultado al realizar las mediciones al canal existente para fines de regadíos son las siguientes:

Altura (1.10 m), ancho (1.5 m) y la altura mojada igual a 0.55 m.

$$A = 1.5 \times 0.55 = 0.825 \text{ m}^2$$

Para el cálculo del caudal de consumo agrícola, usamos un flotador y para una longitud representativa de 5 metros se obtuvo los siguientes tiempos y velocidades para el flujo de agua (tabla 1). Asimismo, se obtuvo el factor $k=0.507$ en función de la tabla 7 y 8. Obteniendo los siguientes resultados promedios de caudales para la temporada de estiaje y avenida aplicando la ecuación N° 13:

Tabla 9. Velocidad y caudal promedio en la época de estiaje y avenida.

Velocidad estimada para el flujo de agua y el caudal promedio por temporada					
Temporada	Tiempo Promedio (seg)	Velocidad Promedio del flujo de agua (m/s)	Área promedio de la sección transversal (m ²)	Factor de corrección velocidad (K)	Caudal promedio (m ³ /s)
Estiaje	4.23	1.19	0.825	0.507	0.497
Avenida	2.91	1.72	0.825	0.507	0.721

Resultando el caudal promedio para consumo agrícola igual a:

$$Q_a = 0.609 \text{ m}^3/\text{s}$$

4.1.3 Caudal de generación:

En función de la ecuación N° 14 y asumiendo un 10 % más, debido a las pérdidas por evaporación, se consigue el caudal de generación.

$$Q_g = 1.335 \text{ m}^3/\text{s}$$

Vale precisar que este caudal de generación calculado es para satisfacer la potencia proyectada al año 20 del centro poblado de 14 incas, es decir la potencia proyectada es la potencia requerida y conjuntamente con el factor de pérdidas en redes, eficiencias del generador, mecánica, turbina despejamos el caudal de la potencia hidráulica que ingresa a la turbina y ese valor es el caudal de generación.

Asimismo, en función de la ecuación N°15, se logra el caudal de diseño para las obras civiles:

$$Q_d = 2.077 \text{ m}^3/\text{s}$$

Obras civiles:

En función de la ecuación N° 16, obtuvimos el ancho de la toma de agua igual a:

$$b_1 = 3.261 \text{ m}$$

Teniendo los siguientes valores con las ecuaciones N° 17, 18, 19 y 20.

$$H = 0.55 \text{ m}$$

$$Z = 0.15 \text{ m}$$

$$Y_1 = 0.6 \text{ m}$$

$$Y_2 = 0.8 \text{ m}$$

$$h_n = 0.40$$

$$h = 1.2 \text{ m}$$

$$S = 0.74901$$

$$M1 = 2.316$$

$$Q_d = 2.077 \text{ m}^3/\text{s}$$

Según la ecuación N° 23 y 22, el ancho total de la reja de la toma de agua:

$$B = 4.7927 \text{ m}$$

Considerando los siguientes valores de separación entre barrotes y ancho de los barrotes:

$$b' = 0.2 \text{ m}$$

$$a' = 0.1 \text{ m}$$

Calculamos el ángulo de inclinación de la pared respecto a la dirección del canal, para ello utilizamos la ecuación N° 24 y 25 y con el caudal medio anual equivalente igual a 4.45 m³/s obtenido de la tabla 10, de un perímetro mojado de 4.1 m resultando el ángulo igual a:

$$\alpha = 16.27^\circ$$

Considerando la velocidad de entrada a los barrotes igual a $V_e = 1,13 \text{ m/s}$.

Tabla 10. Caudales mensuales al 90% de ocurrencia en el canal Carlos Leight año 2019.

MES	CAUDAL (m³/s)
enero	5.23
febrero	5.52
marzo	5.24
abril	5.53
mayo	4.80
junio	4.30
julio	3.32
agosto	1.70
septiembre	3.32
octubre	4.30
noviembre	4.88
diciembre	5.23
PROMEDIO	4.45

De acuerdo a la ecuación N° 26, se obtiene el ancho del rebosadero ubicado en el desripiador:

$$b_2 = 2.7547 \text{ m}$$

Por lo tanto, asumimos la longitud del desripiador igual a:

$$L_d = 0.5 \text{ m}$$

El barraje de derivación según la ecuación N° 27, tiene una altura igual a:

$$h_{brr} = 0.8 \text{ m}$$

El cuál es el encargado de subir el nivel de agua, para ello consideramos la altura de la cresta del bocal igual a ($h_{cbe} = 0.6 \text{ m}$) y la carga hidráulica en el bocal de entrada igual a ($h_{hbe} = 0.2 \text{ m}$).

En seguida obtendremos el espesor del barraje de derivación, para ello calculamos el coeficiente de contracción lateral (u) de un vertedero con la ecuación N° 31. Con el caudal máximo de la tabla 11. y estimando el ancho del barraje igual a ($a_{brr} = 2.5 \text{ m}$).

Tabla 11. Caudal máximo y mínimo del registro histórico (2019) del canal Carlos Leight.

CANAL CARLOS LEIGHT		
INFORMACION	VALOR	UNID.
Nro. Datos caudal	364	
Caudal Max.	6.98	m³/s
Caudal Min.	1.22	m³/s
Rango	5.76	m ³ /s

Resultando:

$$u = 0.298$$

Luego aplicando la ecuación N° 28, teniendo en cuenta el ancho del canal ($a_{canal} = 4 \text{ m}$) y la carga hidráulica sobre la cresta del barraje ($h_{hid.cb} = 0.45$) siendo la carga hidrostática que soporta el barraje aplicando la ecuación N° 29 obtenemos lo siguiente:

$$h_{hidr.} = 0.8 \text{ m} + 0.45 \text{ m} = 1.25 \text{ m}$$

Finalmente calculamos el espesor del barraje con la ecuación N° 28 siendo igual a:

$$t_{brr} = 0.21 \text{ m}$$

El ancho del **canal de conducción**, lo calculamos con un Talud igual a $Z=0.65$, y velocidad según el departamento de hidráulica e hidrología de la facultad de ingeniería civil (UNI), el cual recomienda para un canal trapezoidal de una MCH (0.6 – 0.9) consideramos para

la presente $V=0.80 \text{ m/s}$, el factor de rugosidad por MANNING según el ANA es $n = 0.011$.

Con el siguiente caudal, $Q = 3.81 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} > Q_d = 2.077 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$ OK!

De la ecuación N° 32 tenemos $A = 2.5965 \text{ m}^2$

De la ecuación N° 33 obtengo $m = 1.0854$ adimensional

De la ecuación N° 34 resulta el tirante de agua igual a $Y = 1.2232 \text{ m}$

De la ecuación N° 35 resulta el ancho del canal de conducción igual a:

$$b = 1.3276 \text{ m}$$

De la ecuación N° 36, 37 y 38 resulta la pendiente del canal siendo igual a:

$$S = 0.00015 = \frac{0.1}{1000} \text{ ¡OK!}$$

El valor calculado, si se encuentra dentro de los usuales en la costa del Perú, según el departamento de hidráulica e hidrología de la facultad de ingeniería civil de la Universidad Nacional de Ingeniería.

De la ecuación N° 39 resulta el ángulo de inclinación de la pared del canal de conducción con sección trapezoidal siendo igual a $\emptyset = 56.98^\circ$

Asimismo, con la ecuación N° 40 y 41 obtenemos el valor del espejo de agua.

$$T = 2.9178 \text{ m}$$

Figura 08. Representación gráfica del canal trapezoidal de conducción de la MCH.

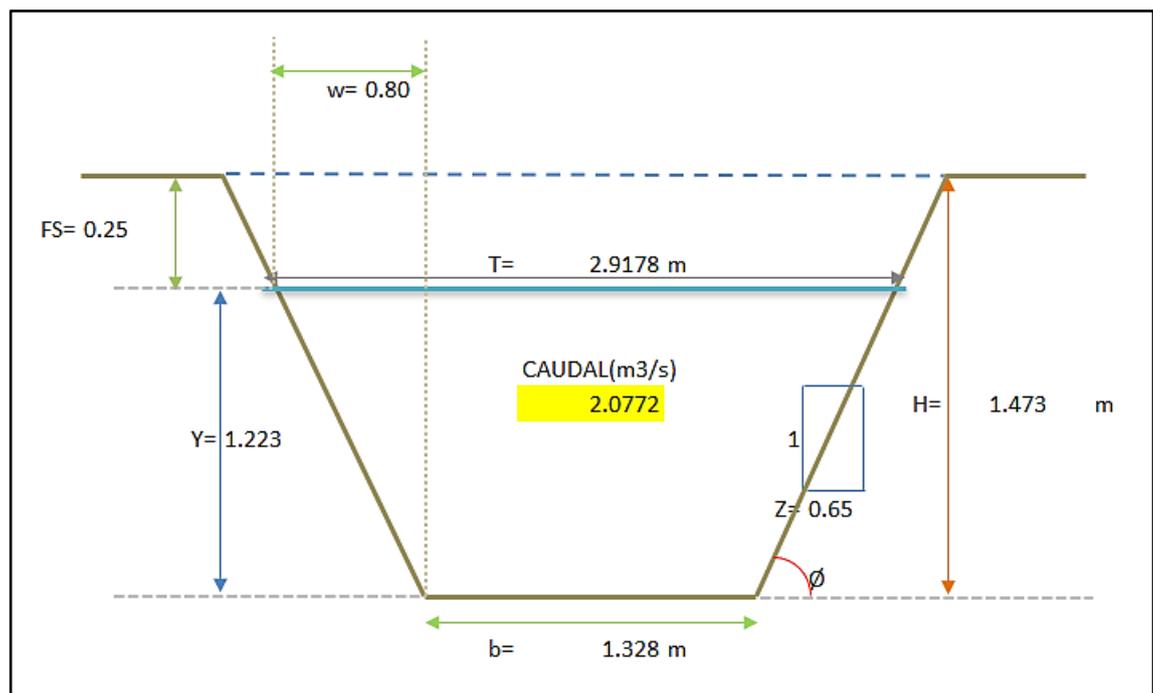


Tabla 12. Parámetros del canal trapezoidal de conducción de la MCH.

PARAMETROS DEL CANAL DE CONDUCCION (TRAPEZOIDAL)		
Descripción	valor	unidad
Caudal de diseño (Qd)	2.0772	m ³ /s
Talud (Z)	0.65	Adimensional
Rugosidad del concreto (n) POR MANNING	0.011	Adimensional
Velocidad normal del fluido (V)	0.80	m/s
Espejo de agua (T)	2.9178	m
Tirante de agua (Y)	1.2232	m
Ancho del fondo o base del canal (b)	1.3276	m
Factor de seguridad para rebalse (FS)	0.25	m
Profundidad total del canal (H)	1.4732	m
AREA	2.5965	m ²
PERIMETRO	4.2454	m
Angulo de la pared del canal (∅)	56.976	°
b/y según la formula MEH	1.0854	Adimensional
Radio hidráulico (Rh)	0.6116	Adimensional
VARIABLE m=(b/y)	1.0854	Adimensional
PENDIENDE DEL CANAL (S)	0.00015	0.2/1000
ANGULO DE PENDIENTE	0.009	°
Cálculo el valor wilson (w)	0.795076	m

Cálculo del ancho del **desarenador** (B), teniendo en consideración lo siguiente, según T. Nozaki, "Guía para la elaboración de proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas", pág. 49, recomienda que la velocidad horizontal del agua debe ser menor a 0.3 m/s ($V_h = 0.28$ m/s). Y según ITDG, "Manual de mini y micro centrales hidroeléctricas", pág. 74, recomienda que la profundidad de decantación sea menor a 1 m ($Y_d = 0.75$ m). Con el $Q_g = 0.3952$ m³/s.

Aplicando la ecuación N° 37 obtuvimos el ancho del desarenador igual a:

$$B = 6.99 \text{ m}$$

Según la ecuación N° 38, se calculó la longitud de decantación del desarenador (Ld), con el factor de seguridad y el V_d según lo recomendado por ITDG, soluciones prácticas (2010), $V_d = 0.05$ m/s y $f_s = 2$ ($2 \leq f_s \leq 3$) resultando:

$$L_d = 8.40 \text{ m}$$

Y según la ecuación N° 47, la longitud de entrada es igual a:

$$L_e = 10.49 \text{ m}$$

Hallamos el diámetro de entrada a la tubería de presión (D_e), teniendo en cuenta los siguientes valores:

$$V_e = 1.5 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$Q_g = 1.335 \text{ m}^3/\text{s}.$$

Reemplazando en las ecuaciones N° 48 y 49:

$$D_e = 1.041 \text{ m} = 1041 \text{ mm} = 41'' \text{ (pulgadas)}.$$

Cálculo de la longitud de la **cámara de carga** según la ecuación N° 52 es igual a:

$$L_C = 4.17 \text{ m}$$

Según la ecuación N° 50 y 51, obtenemos la altura mínima del agua sobre la embocadura de la tubería de presión para evitar la entrada de aire al mismo, mediante la metodología de Gómez Aracil (1964):

$$H_{\text{min}} = 1.15 \text{ m}$$

4.2 Potencias y eficiencia de la MCH.

4.2.1 Potencia hidráulica:

Calculamos la potencia que ingresa a la turbina, es decir la potencia hidráulica de la MCH según la ecuación N° 55 tenemos:

$$P_h = \frac{998.2 \times 9.81 \times 3.6 \times 1.335}{10^3}$$

$$P_h = 47.062 \text{ kW}$$

El caudal de generación igual a 1.335 m³/s, se obtuvo con la hoja de cálculo Excel desarrollado en la presente, donde se tanteo el caudal que satisfaga, aquella potencia proyectada obtenida en la presente, el cual en adelante es la potencia requerida.

4.2.2 Potencia efectiva:

Cálculo en función de la potencia hidráulica y las eficiencias de la turbina Kaplan ($\eta_t = 92\%$), transmisión mecánica ($\eta_{\text{tm}} = 98\%$) y generador ($\eta_g = 95\%$), siendo la fórmula deducida la siguiente:

$$\text{Potencia efectiva} = P_h \times \eta_t \times \eta_{\text{mec}} \times \eta_g$$

$$\text{Potencia efectiva} = 40.310 \text{ kW}$$

4.2.3 Potencia requerida:

En función de la tabla 4 y el anexo N° 4 tenemos la siguiente tabla 13 resumen:

Tabla 13. Proyección de la energía y potencia de 14 incas.

PROYECCION DE LA ENERGIA Y POTENCIA EN EL CENTRO POBLADO 14 INCAS		
AÑOS	Energía (kW)	Potencia (kW)
0	144,981.21	35.94
10	147,907.07	36.67
20	150,891.98	37.41

Resultando una potencia proyecta en el año 20, igual a:

$$Potencia\ proyectada = 37.41\ kW$$

NOTA: Se debe satisfacer la potencia proyectada, el cual pasa en adelante a llamarse la potencia requerida de la micro central. Para cumplir la demanda de potencia en los 20 años de vida útil de la MCH.

Potencia requerida:

Según la hoja de cálculo desarrollada en la presente, se deduce la siguiente formula, el cual nos permite hallar la potencia requerida a partir del caudal de generación ya tanteado por la hoja de cálculo.

Calculamos la potencia requerida:

$$Potencia\ requerida = \frac{Potencia\ efectiva\ (kW)}{Factor\ de\ perdidas\ en\ redes}$$

Según la ecuación N° 56 se obtiene la potencia efectiva igual a 40.31 kW

$$Potencia\ requerida = \frac{40.31\ kW}{1.07462268}$$

$$Potencia\ requerida = 37.51\ kW$$

Nota: Nuestra potencia requerida obtenida, es producto de tantear un caudal de generación en la hoja de cálculo desarrollado en la presente, el cual es mayor a la potencia proyectada al año 20 del centro poblado 14 incas que es igual a 37.41 kW, el cual cumple. Porque la MCH operara para satisfacer una potencia requerida igual a 37.51 kW. Con un

factor de operatividad de la turbina Kaplan de 95.21%, ya que solo operara 8340 horas de un año no bisiesto igual a 8760 horas.

La MCH tendrá 420 horas de PARADA al año, por el motivo de mantenimiento. El cual se divide en 5 horas mensuales para mantenimiento autónomo de revisión de componentes y 15 días anuales para su mantenimiento preventivo correspondiente asignado de manera autónoma si continua como sistema aislado o por el COES por la cantidad de horas de operación, si con el pasar del tiempo logra interconectarse al SEIN.

4.3. Componentes electromecánicos:

Seleccionamos la turbina comercial en función de la potencia hidráulica calculada (47.062 kW), las ecuaciones N° 53, 54,55,56 y el anexo 6 resultando lo siguiente:

Tabla 14. Parámetros de la turbina Kaplan para la MCH.

Marca	NANOGENER SPA
Turbina	Kaplan
Potencia de la turbina	50 kW
Velocidad rotación (N)	1600 r.p.m.
Velocidad especifica (Ns)	2123.10 r.p.m
Velocidad de embalamiento (Ve)	3200 r.p.m
Eficiencia	92 %
Altura neta (Hn)	3.60 m
Potencia eje de la turbina	46.0 kW

Es importante precisar que la tecnología de generación de la presente es RER, porque su potencia instalada es menor a 20MW, siendo **una MCH propuesta de 50 kW de potencia instalada.**

En una micro central es recomendable elegir un Generador síncrono, de 2 o 4 polos (OLADE, 2000), debido que a mayor velocidad de giro el costo del equipo es menor.

Consideramos al generador de 4 polos salientes, resultando la cantidad de rpm igual a:

$$N = (120 \times f) / P = (120 \times 60) / 4 = 1800 \text{ (RPM)}.$$

Cuando una turbina opera sin carga, genera una velocidad de embalamiento (Ve) en esta situación se producen grandes esfuerzos y pone en riesgo los devanados del generador, por seguridad se debe asegurar que el generador soporte el embalamiento sin que se

llegue a deteriorar, la velocidad de embalamiento puede llegar hasta 1.8 veces la velocidad nominal del generador para el caso de una turbina Kaplan (ITDG, 1995), siendo igual a: $V_e = 1.8 \times N = 1.8 \times 1800 = 3240$ (RPM).

Para seleccionar el generador, se debe tener consideración que la potencia efectiva que me ofrece, sea mayor a mi potencia efectiva que sale de mi MCH propuesta en la presente.

Tabla 15. Parámetros del generador síncrono para la MCH.

Marca	WEG PERU S.A.
Modelo	200SI12
Clase de aislamiento	H
Potencia aparente	55 kVA
Velocidad Nominal (Ns)	1800 r.p.m
Velocidad de embalamiento (Ve)	3240 r.p.m
Numero de polos	4
Frecuencia	60 Hz
Tensión	230 VAC
Conexión	Trifásica
Eficiencia	95 %
Factor de potencia	0.80
Potencia en el eje	46.31 kW
Corriente	144.305 A
Potencia efectiva	44.00 kW

Para llevar la energía eléctrica hasta el centro poblado 14 incas (200m), elevamos la tensión de 0.22 kV a 13.2 kV con el fin de disminuir las perdidas por distribución.

Para ello seleccionamos el siguiente transformador de potencia, teniendo en cuenta la **potencia efectiva en bornes del generador de la MCH propuesta el cual es igual a 40.31 kW**, por lo tanto, el TRAFO debe estar en la capacidad de recibir aquella potencia sin ningún inconveniente.

Tabla 16. Parámetros del transformador de potencia elevador para la MCH

Marca	ALCENERGY S.A.C.
Potencia aparente	50 kVA
Tipo	Seco encapsulado
Factor de potencia	0.85
Potencia activa	42.5 kW
Tensión devanado primario	0.22 kV
Corriente devanado primario	131.216 A
Tensión devanado secundario	13.2 kV
Corriente devanado secundario	2.187 A
Frecuencia	60 Hz
Fases	3
T°. de Ambiente Máxima	40° C
T°. de Ambiente Mínima	-20° C
Altitud hasta	5000 m.s.n.m
Peso Total	220 kg

NOTA: El generador entrega una tensión de 3x220V, por lo tanto, el tipo de conexión al ingreso del TRAFIO es en Delta y también saldrá en conexión Delta (tres fases R, S y T).

Asimismo, al llegar las redes de media tensión al centro poblado 14 incas, a una subestación aérea del tipo monoposte de concreto armado centrifugado (CAC), en ella se instalará un transformador de distribución de 50 kVA de aceite. Transformando la tensión de media tensión de 13.2 kV a una tensión baja de 3x220V, es decir la conexión de salida del trafo es en DELTA, donde se tiene solamente tres fases en salida R, S y T. Quedando listo para el consumo final de los usuarios.

4.4 Inversión inicial neta de la MCH:

En función de las ecuaciones N° 57, 58, 59 y 60 se determinó el objetivo de la inversión total según su potencia instalada de la MCH (48.00 kW), observar hoja de cálculo en el anexo 07, siendo igual a:

$$C_{TOTAL} = 83,380.106 \quad (\text{US\$})$$

Asimismo, mostramos un cuadro resumen de inversión por kW para una potencia instalada de 10kW a 100kW de una microcentral hidroeléctrica.

Tabla 17. Costos unitarios de inversión de MCH de 10kW a 100kW de potencia instalada.

POTENCIA INSTALADA (kW)	COSTO UNITARIO (US\$/kW)			INVERSION TOTAL (US\$/kW)
	OBRAS CIVILES	EQUIPO ELECTROMECHANICO	COSTOS INDIRECTOS	
100	789.90	719.84	180.00	1689.74
95	779.90	729.50	180.00	1689.40
90	769.90	739.83	180.00	1689.73
85	759.90	750.90	180.00	1690.80
80	749.90	762.83	180.00	1692.73
75	739.90	775.74	180.00	1695.64
70	729.90	789.78	180.00	1699.68
65	719.90	805.15	180.00	1705.05
60	709.90	822.08	180.00	1711.98
55	699.90	840.89	180.00	1720.79
50	689.90	861.99	180.00	1731.89
45	679.90	885.93	180.00	1745.83
40	669.90	913.48	180.00	1763.38
35	659.90	945.75	180.00	1785.65
30	649.90	984.42	180.00	1814.32
25	639.90	1032.21	180.00	1852.11
20	629.90	1093.87	180.00	1903.77
15	619.90	1178.83	180.00	1978.73
10	609.90	1309.89	180.00	2099.79

Figura 09. Costo de obras civiles en MCH de 10kW a 100kW instalados.

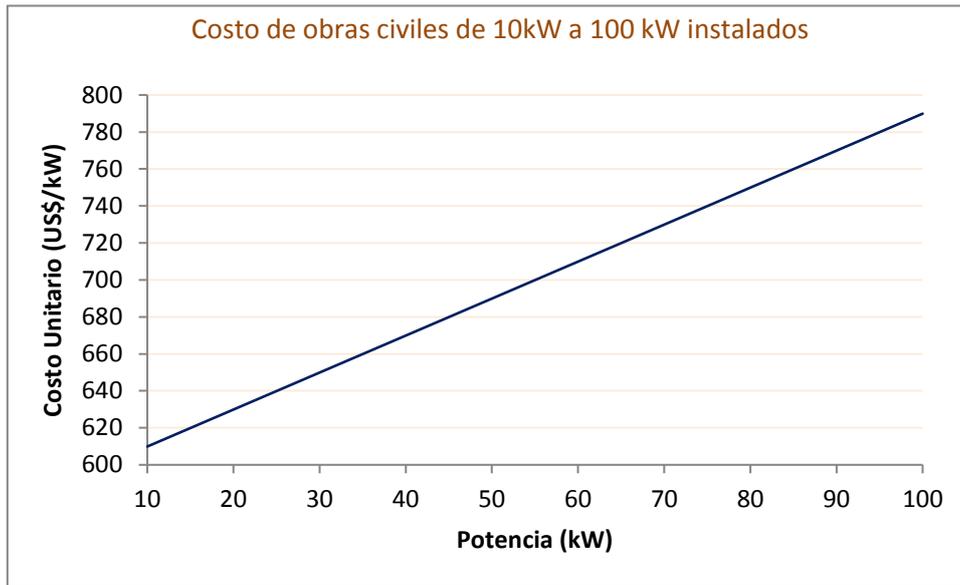


Figura 10. Costo de equipos electromecánicos en MCH de 10kW a 100kW instalados.

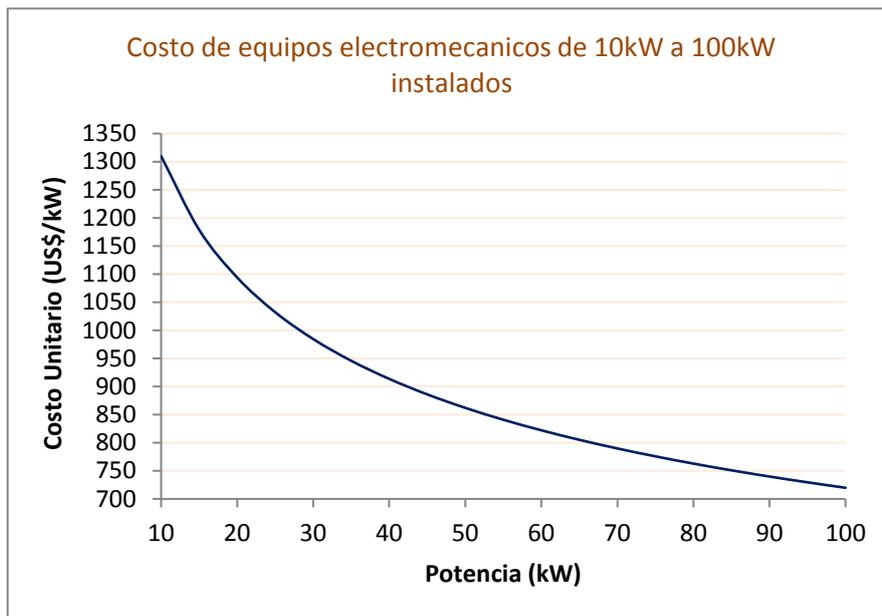
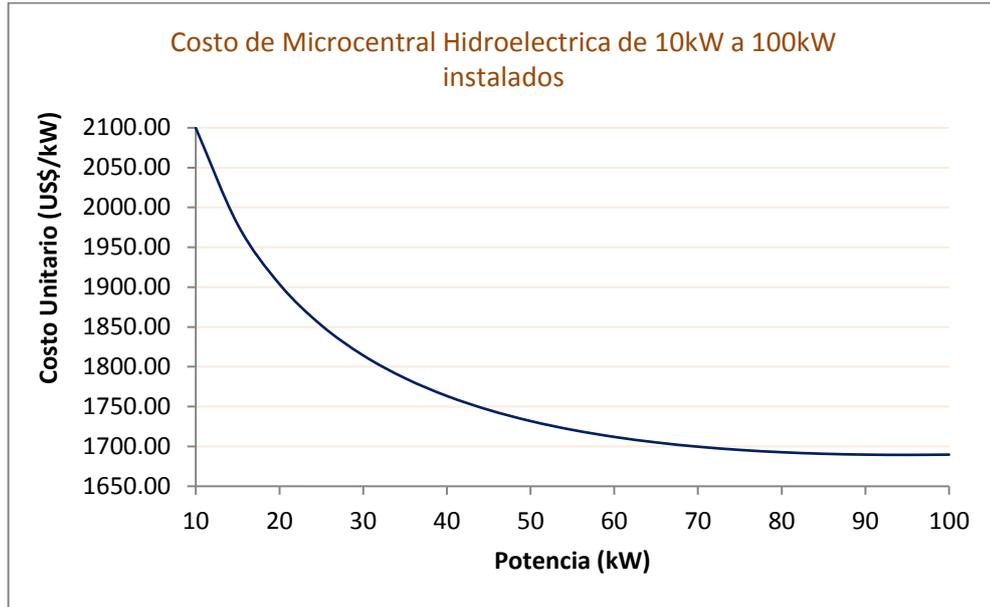


Figura 11. Costo de Microcentral hidroeléctrica de 10kW a 100kW de potencia instalada.



4.5 Costo de generación de la energía:

En función de las ecuaciones N° 61, 62 y 63 obtenemos el valor de:

$$\text{Costo de generacion} = 0.0423 \left(\frac{\text{US\$}}{\text{kWh}} \right)$$

Tabla 18. Parámetros técnicos de la MCH para el cálculo del costo de la energía en bornes del generador.

CONCEPTOS	VALOR	UNIDAD
DEPRECIACION EN AÑOS DE LA MCH	3.31%	%
GASTO FIJO ANUAL DE LA MCH	20.31%	%
Potencia efectiva en bornes del generador de la MCH	40.310	kW
Inversión por kW según su potencia instalada de la MCH	1759.53	US\$/kW
Horas de operación al año de la MCH	8340	horas
Horas de un año no bisiestro	8760	horas
Factor de operatividad de la turbina de la MCH	95.21%	%
Tipo de cambio de 1 US\$ (28 diciembre del 2021)	3.961	S/
PRECIO PONDERADO DE LA ENERGIA EN BARRA EQUIVALENTE DE MEDIA TENSION (PE)	0.0423	(US\$/kWh)
PRECIO PONDERADO DE LA ENERGIA EN BARRA EQUIVALENTE DE MEDIA TENSION (PE)	0.1676	S//kWh

4.6 Evaluación económica.

En la tabla 19. Se muestra la evaluación económica, considerándose un valor residual en el año 20 de su vida útil, igual al 30% de la Inversión inicial neta de la MCH, siendo 25,014.03 US\$.

Tabla 19. Evaluación del flujo económico del presente estudio.

EVALUACION DEL FLUJO ECONOMICO								
AÑOS	BENEFICIOS US\$			INVERSION	COSTOS US\$		FLUJO DE CAJA (US\$)	B/C
	VALOR DE ENERGIA	VALOR RESIDUAL	BENEFICIO TOTAL		OPERACIÓN Y MTTT	COSTO TOTAL		
0	0.00		0.00	83,380.11	0.00	83,380.11	-83,380.11	0.00
1	14,222.09		14,222.09		720.293	720.293	13,501.80	19.74
2	14,364.32		14,364.32		727.496	727.496	13,636.82	19.74
3	14,506.54		14,506.54		734.699	734.699	13,771.84	19.74
4	14,648.76		14,648.76		741.902	741.902	13,906.86	19.74
5	14,222.09		14,222.09		720.293	720.293	13,501.80	19.74
6	14,364.32		14,364.32		727.496	727.496	13,636.82	19.74
7	14,506.54		14,506.54		734.699	734.699	13,771.84	19.74
8	14,648.76		14,648.76		741.902	741.902	13,906.86	19.74
9	14,222.09		14,222.09		720.293	720.293	13,501.80	19.74
10	14,364.32		14,364.32		727.496	727.496	13,636.82	19.74
11	14,506.54		14,506.54		734.699	734.699	13,771.84	19.74
12	14,648.76		14,648.76		741.902	741.902	13,906.86	19.74
13	14,222.09		14,222.09		720.293	720.293	13,501.80	19.74
14	14,364.32		14,364.32		727.496	727.496	13,636.82	19.74
15	14,506.54		14,506.54		734.699	734.699	13,771.84	19.74
16	14,648.76		14,648.76		741.902	741.902	13,906.86	19.74
17	14,222.09		14,222.09		720.293	720.293	13,501.80	19.74
18	14,364.32		14,364.32		727.496	727.496	13,636.82	19.74
19	14,506.54		14,506.54		734.699	734.699	13,771.84	19.74
20	14,648.76	25,014.03	39,662.79		741.902	741.902	38,920.89	53.46

Asimismo, a partir de las ecuaciones 64 y 65, se obtiene los siguientes resultados:

Tabla 20. Resultados de la evaluación económica.

TASA DE INTERES	12%
TIR	16%
VAN	S/. 21,434.38
PAY BACK (AÑOS)	5.58

Según el resultado obtenido se asegura que el proyecto es económicamente rentable por el resultado B/C mayor que 1. Además, se indica que la inversión en el cambio tecnológico en la generación con energía renovable para este estudio, si es aceptable y rentable; debido a que el TIR es mayor que la tasa de interés y el VAN es positivo.

La inversión según las consideraciones de la evaluación económica en la presente retornaría o se recuperaría en 5.58 años, lo cual es aceptable, teniendo en cuenta que la vida útil del sistema es de 20 años.

4.7 Tarifa eléctrica BT5B.

El cargo de facturación en la tarifa eléctrica BT5B para la zona rural del centro poblado 14 incas, resulta igual a:

A.- CARGO FIJO MENSUAL (S//mes): Según el archivo de “cargo fijo Hidrandina”, para zonas rurales.

- CFE = 3.6075 S//mes.

B.- CARGO POR ENERGIA ACTIVA (S//kWh-mes):

Para su cálculo necesitamos obtener todos los parámetros a reemplazar a las ecuaciones N° 05, 06 y 07. Los parámetros son los siguientes:

Los parámetros extraídos de la resolución del proceso de fijación del valor agregado de distribución (VAD) para el periodo noviembre 2019 hasta octubre 2023, osinergmin N° 124-2019-OS/CD, se muestran en la tabla 21.

Tabla 21. Parámetros técnicos del VAD para calcular los costos unitarios de las tarifas eléctricas rurales de la concesionaria Hidrandina, en el Perú.

PEMT	1.0116
PEBT	1.0623
PPMT	1.0191
PPBT	1.0857
NHUBT	366
PTPMT	0.7972
PTPBT	0.9813
VADMT	0.9916

FBP	0.9107
VADBT	0.9913

Fuente: Osinergmin N° 124-2019-OS/CD

Con las expresiones de las ecuaciones N° 08, 09, 10 y 11 calculamos los parámetros restantes.

Cálculo del “precio de la potencia en horas en HP en la barra equivalente de media tensión” (PP), lo realizamos en función de las ecuaciones N° 64, 65 y 66 resultando igual a:

$$PP = F_M \times PBP \times TC \times FA \quad S//kW - \text{mes}$$

$$PP = 0.0791 \times 442.305 \times 3.961 \times 1 = 138.58 \quad S//kW - \text{mes}$$

Asimismo, tenemos el precio de la energía:

$$PE = 0.1676 \quad S//kWh - \text{mes}$$

Finalmente reemplazando a las ecuaciones N° 05, 06 y 07, resultando:

$$b1 = PEMT \times PEBT \times PE = 0.1801 \quad S//kWh - \text{mes}$$

$$b2 = \frac{(PPMT \times PPBT \times PP + VMTTPP \times PPBT + VBTTPP)}{NHUBT} = 0.4235 \quad S//kWh - \text{mes}$$

- Cargo por Energía Activa (S//kW.h) = b1 + b2
- Cargo por Energía Activa (S//kW.h) = 0.6036 S/ /kWh-mes

Nota: Los precios de potencia (PP), de energía (PE) y del cargo fijo no son estáticos, son dinámicos es decir varían cada mes.

Con la fórmula de actualización (FA) de la ecuación N° 68, aplicable para actualizar cada mes el precio de potencia y cargo fijo, y la fórmula de FAVADMT y FAVADBT de la ecuación N° 69, es aplicable para actualizar cada mes el precio de la energía.

Resumen de la tarifa BT5B determinado para la zona rural del centro poblado 14 incas:

A.- CARGO FIJO MENSUAL (S//mes): 3.6075 S//mes.

B.- CARGO POR ENERGIA ACTIVA (ctm. S//kW.h-mes): 60.36 ctm. S/ /kW.h

Corresponden al mes de enero del año 2022.

Según el pliego tarifario de osinergmin para el mismo mes y tarifa tenemos lo siguiente:

B.- CARGO POR ENERGIA ACTIVA (ctm. S//kW.h-mes): 53.75 ctm. S/ /kW.h

4.8 Efecto de los parámetros de diseño entre las tarifas de baja tensión.

Para evidenciar el efecto de los parámetros de diseño de una microcentral hidroeléctrica en las tarifas de baja tensión en zonas rurales, para el cual como tarifa referencial es la tarifa eléctrica BT5B y con los mismos considerandos de los cálculos anteriores de la presente tesis, realizamos una hoja de cálculo en Excel, en donde el dato a variar solo fue el caudal de generación ya que la altura neta se mantendría constante y como dato de salida tendríamos el cargo por energía activa de la tarifa BT5B.

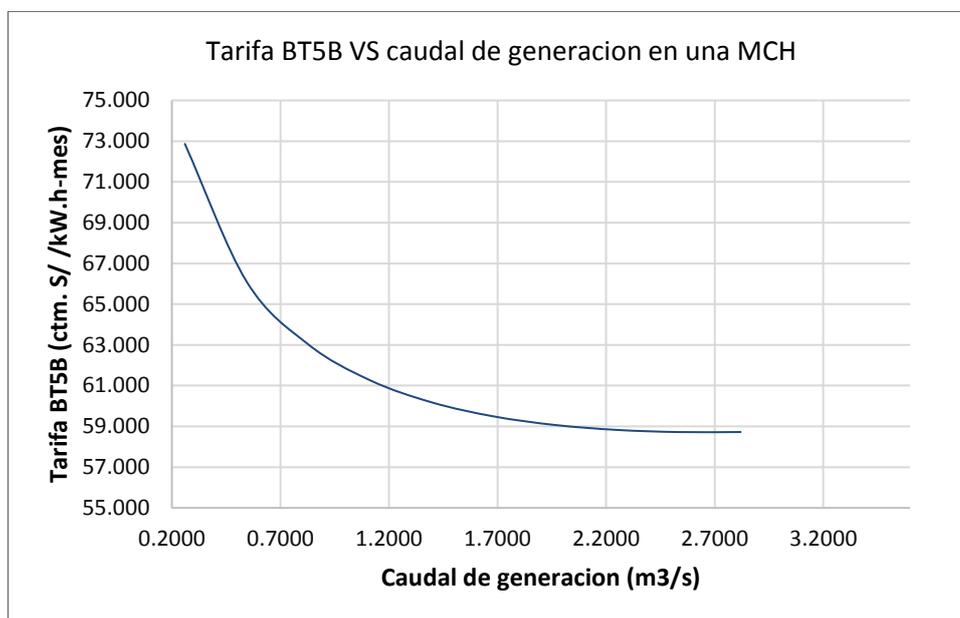
Vale precisar que se varió los datos del caudal de generación en el intervalo de 10kW hasta 100kW de potencia instalada de la MCH, para los cuales son válidas las ecuaciones de costos unitarios de la presente.

En el siguiente cuadro de la tabla 22, se muestra los valores obtenidos:

Tabla 22. Efecto de los parámetros de diseño en la tarifa eléctrica BT5B.

Item	Caudal de Generación (m3/s)	Altura Neta (m)	Potencia Hidráulica (kW)	Potencia efectiva (kW)	Inversión de la MCH (US\$)	Precio de la Energía (PE) (US\$ /kWh)	Precio de la Energía (PE) (S / kWh)	Tarifa BT5B (ctm. S/ /kW.h)
1	0.2600	3.6	9.17	7.85	20997.86	0.05	0.203	72.864
2	0.5444	3.6	19.19	16.44	38075.39	0.05	0.184	66.104
3	0.8289	3.6	29.22	25.03	54429.70	0.04	0.175	63.020
4	1.1133	3.6	39.25	33.62	70535.09	0.04	0.170	61.263
5	1.3978	3.6	49.28	42.21	86594.40	0.04	0.167	60.177
6	1.6822	3.6	59.30	50.79	102718.80	0.04	0.165	59.491
7	1.9667	3.6	69.33	59.38	118977.82	0.04	0.164	59.067
8	2.2511	3.6	79.36	67.97	135418.71	0.04	0.163	58.827
9	2.5356	3.6	89.38	76.56	152075.45	0.04	0.163	58.723
10	2.8200	3.6	99.41	85.15	168973.57	0.04	0.163	58.724

Figura 12. Efecto del caudal de generación de la MCH en la tarifa eléctrica BT5B.



Nota: El efecto que se muestra con la tarifa eléctrica BT5B, será el mismo para las demás tarifas de baja tensión para las zonas rurales.

4.9 Discusión de resultados.

En el proyecto de Investigación se determinó el efecto de los parámetros de diseño en una Microcentral Hidroeléctrica en tarifas de baja tensión en zonas rurales, lo cual se realizó adecuando la potencia efectiva de la microcentral hidroeléctrica propuesta a la potencia proyectada a 20 años del centro poblado 14 incas, con un factor de operatividad de la turbina Kaplan de 95.21% y con las ecuaciones de costos unitarios encontramos la inversión de la MCH (potencia instada de 10kW a 100kW), permitiendo variar el caudal de generación en ese intervalo de potencia instalada. Demostrándose su efecto en el precio de la potencia y energía, por consiguiente, el mismo efecto en la tarifa eléctrica BT5B.

El método empleado para obtener la tarifa eléctrica BT5B es válida en su totalidad porque seguimos el procedimiento normado para calcular los costos unitario de las tarifas eléctricas en el Perú. Asimismo, los resultados de la presente, se pueden generalizar para zonas rurales de las mismas características a la muestra de estudio de la presente tesis.

De los resultados se obtuvo el costo final de la energía en barra igual a 0.0423 US\$/kW.h para 40.31kW de potencia efectiva en bornes del generador de la MCH, con una inversión neta igual a US\$ 83380.106. Encontrándose relación con la tesis, "Diseño de una micro central hidroeléctrica para el análisis del costo final de la energía eléctrica para un centro poblado, caso Rurashca, Ancash" (2014), concluyo un costo de energía final de 0.1565 US\$/kWh, para 13.547kW de potencia efectiva e inversión neta de US\$ 35734.19. Ello es acorde a la presente investigación, a menor potencia efectiva mayor es el precio de la energía.

Así mismo en la investigación de Miranda (1997), concluye con un costo final de la energía igual a 0.3 S//kW.h con un caudal de 0.065 m³/s, altura bruta de 368.02 m, turbina Pelton de 200 kW, la inversión de la construcción de la mini central es de S/.877749.388 con una vida útil de 25 años, aprovechando el recurso hidroenergético de la "Laguna Lluguna". En la presente el costo final de la energía es igual a 0.1676 S //kW.h, caudal de 1.335 m³/s, altura bruta de 4m turbina Kaplan de 50kW, inversión de S/ 330268.598 vida útil 20 años, recurso hidroenergético de un canal agrícola, sin embargo, el cargo por energía activa con la tarifa eléctrica BT5B es 60.356 ctm. S/ /kW.h, nuestro costo final de la energía activa a cobrar a los usuarios es mucho más cara porque en su cálculo hemos considerado también el costo de potencia y todos los parámetros que indica la Norma "Opciones Tarifarias y

Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final” aprobado mediante la Resolución OSINERGMIN N° 182-2009-OS/CD, vigente desde el 01 de noviembre del 2013. Obteniéndose esos parámetros del proceso de fijación del valor agregado de distribución (VAD) para el periodo noviembre 2019 hasta octubre 2023 (osinergmin N° 124-2019-OS/CD), el cual es avalado por un estudio técnico legal del informe técnico N° 0330-2019-GRT.

De la misma manera con lo propuesto por Sarzo (2006), quien concluye en su estudio de ampliación de la MCH del centro poblado Cascajal de 125kW a 300kW, con parámetros de diseño iguales a 43.65 m (Hb) y caudal de 0.950 m³/s, con 02 turbinas Michell-Banki de 150 KW cada una, teniendo una inversión de US\$ 429569,61, con una vida útil de 20 años, obteniendo un costo de venta de su energía eléctrica de 0.0602 US\$/kW-h, debido a que solo tenía que modificar algunas partes de la MCH. En el presente informe la inversión es de 83380.106 US\$, con 01 turbina Kaplan de 50 kW, obteniéndose el costo de generación de la energía en bornes del generador igual a 0.0423 US\$/ /kW.h. Siendo el costo de venta de la energía en barra del presente más económico.

Salazar L. (2014), de la Universidad Nacional de San Agustín, evaluó un prototipo de la turbina HIDROCINETICA de río, en beneficio de la población de Paraíso y comunidades cercanas con el servicio de carga de baterías. Su resultado económico del proyecto presenta resultados positivos con un VAN de S/. 273,839.36, TIR 15.54% con una rentabilidad al 12% y beneficio costo de 1.064 y retorno de la inversión en 10 años. En la presente la inversión neta de la MCH propuesta, es igual a 83380.106 US\$, el TIR (16%) es mayor que la tasa de interés (12%), el VAN es positivo (S/. 21,434.38) Y NPER es 5.58 años, nuestros parámetros económicos son mejores porque nos brindara una potencia efectiva de 40.31 kW, el cual es mayor a lo propuesto por Salazar.

Sin embargo, nuestra investigación concuerda con Morales (2008), quien concluye que los efectos del consumo de energía, influye directamente sobre la determinación de la demanda de energía eléctrica, el cual será diferente según el sector de consumo así tenemos: industrial, residencial y de servicios. En la presente concluimos que las costumbres típicas de un centro poblado, influye directamente en el consumo de la

energía, por sus horas de uso de la misma determinando la máxima demanda y horas punta.

Finalmente demostramos en la presente que los parámetros de diseño de una microcentral hidroeléctrica no tienen un efecto de reducir hasta en un 5% las tarifas eléctricas en baja tensión para zonas rurales, porque nuestros resultados del cálculo del cargo por energía activa de la tarifa eléctrica BT5B resultó 60.356 ctm. S/ /kW.h y según el pliego tarifario de osinergmin para el mismo mes y tarifa es 53.75 ctm. S/ /kW.h, en la presente aumenta 12.29 % más que lo planteado por el organismo según el sector al que corresponde.

CONCLUSIONES

- Se concluye que el efecto de los parámetros de diseño en una Microcentral Hidroeléctrica en tarifas de baja tensión en zonas rurales. Son inversamente proporcionales, es decir a mayor caudal de generación menor es el costo por energía activa de las tarifas eléctricas de baja tensión en zonas rurales y viceversa. Manteniéndose la altura constante y solo variando el caudal de generación desde 0.260 m³/s hasta 2.820 m³/s, evidenciándose la variación de la tarifa eléctrica (BT5B) desde 72.864 ctm. S//kW.h hasta 58.724 ctm. S//kW.h respectivamente. Para el 28/12/2021 precio del dólar igual a S/ 3.961 /1US\$.
- El valor de los parámetros de diseño, resulto el caudal de generación igual a 1.335 m³/s y su altura neta igual a 3.60 m. La potencia efectiva de la MCH en bornes del generador tiene un valor de 40.31 kW, con un factor de operatividad de la turbina Kaplan propuesta igual a 95.21% con 8340 horas anuales de operación. Cumpliendo en brindar la potencia requerida por el centro poblado 14 incas igual a 37.51 kW, el cual satisface su potencia proyectada a 20 años igual a 37.41 kW.
- Se estimó los componentes electromecánicos para la microcentral hidroeléctrica propuesta, una turbina Kaplan de 50kW de la empresa NANOGENER SPA (potencia hidráulica de 47.06 kW que ingresa a la turbina), generador síncrono de 3x220V de 55kVA de la empresa WEG PERU S.A (potencia efectiva 40.31kW de la MCH) y finalmente un transformador de potencia elevador de 0.22kV/13.2kV de 50kVA de la empresa WEG PERU S.A (potencia requerida igual a 37.51kW que abastece la MCH).
- Se concluye que el costo de la energía en bornes del generador es igual a 0.0423 US\$/kWh y a 0.1676 S //kWh con el tipo de cambio de 1 US\$ de S/ 3.961 del 28 diciembre del 2021. El cual para la presente es el precio ponderado de la energía en barra equivalente de media tensión (PE).
- Se determinó que la inversión inicial neta de la MCH propuesta, de generación con RER es igual a 83,380.106 US\$ el cual si es aceptable y rentable; debido a que el TIR (16%) es mayor que la tasa de interés (12%) y el VAN es positivo (S/. 21,434.38). Además, la inversión según las consideraciones de la evaluación económica retornaría o se recuperaría en 5.58 años.

- Se determinó el cargo de facturación en la tarifa eléctrica BT5B para la zona elegida, resultando:

- CARGO FIJO MENSUAL (S//mes): 3.6075 S//mes.
- CARGO POR ENERGIA ACTIVA (ctm. S//kW.h-mes): 60.356 ctm. S/ /kW.h

Correspondientes al mes de enero del año 2022, su variación mensual dependerá del cociente del IPM entre el IPM_0 , TC entre el TC_0 y del precio del cobre y del aluminio.

RECOMENDACIONES

Está pendiente el diseño de la microcentral hidroeléctrica, propuesta para el centro poblado 14 incas, para obtener un costo de inversión más exacto y preciso de acuerdo al mercado nacional, asimismo determinar la eficiencia real del sistema.

Se sugiere realizar un estudio del efecto de los parámetros de diseño en una Microcentral Hidroeléctrica en tarifas de baja tensión en zonas rurales. Con una población mucho más grande y de igual manera los parámetros de diseño sean mucho más representativos.

Es necesario realizar este análisis del efecto de los parámetros de diseño en una Microcentral Hidroeléctrica en tarifas de baja tensión en zonas rurales, variando el caudal y la altura, para determinar cuál de los parámetros de diseño influye más en la variación de las tarifas eléctricas de baja tensión en el Perú.

Se recomienda, para determinar el cargo de facturación de cualquier tarifa eléctrica en el Perú, se siga el procedimiento normado y se realice con los parámetros del proceso de fijación del valor agregado de distribución (VAD) para el periodo vigente que se desea calcular, el cual está publicado en la página de OSINERGMIN.

Es de importancia mencionar que el precio de las tarifas eléctricas no es estático, son dinámicos es decir varían cada mes. Por el índice de precios al por mayor del consumidor (IPM), por el tipo de cambio, por el precio del cobre y del aluminio.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

TESIS

Benites, P. (2014). Diseño de un grupo hidroenergético michell-banki de 120 kW [Tesis de licenciatura, Pontificia Universidad Católica del Perú].

Canchaya, C. (2014). Estudio y diseño a nivel preliminar de una pequeña [Tesis de licencia central hidroeléctrica en el distrito de Comas, provincia de concepción perteneciente al departamento de Junín [Tesis de licenciatura, Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas].

Castañeda, A. (2016). Estudio de prefactibilidad para la construcción de una pequeña central hidroeléctrica ubicada en la cuenca del rio Teusaca [Tesis de maestría, Universidad Libre].

Gonzales, D. (2014). Cálculo y selección de una micro central hidroeléctrica empleando como fluido de trabajo un sistema de riego [Tesis de licenciatura, Instituto Politécnico Nacional].

Miranda, J. (1997). Diseño de una minicentral hidroeléctrica de 165 kW [Tesis de licenciatura, Universidad Nacional del Santa].

Rojas, J. y Arteaga, W. (2014). Diseño de una microcentral hidroeléctrica para el análisis del costo final de la energía eléctrica para un centro poblado. Caso Rurashca, Ancash [Tesis de licenciatura, Universidad Nacional del Santa].

Salazar, L. (2014). Generación de energía eléctrica con pequeños complejos de centrales hidráulicas utilizando turbinas lineales horizontales en canales de riego hasta 1 MW [Tesis de maestría, Universidad Nacional de San Agustín].

Sarzo, M. (2006). Ampliación de la micro central hidroeléctrica de cascajal de 125 kW a 300 kW [Tesis de licenciatura, Universidad Nacional del Santa].

Trujillo, G. (2017). Diseño de un pico central hidroeléctrica en la localidad de Usme, Bogotá [Tesis de licenciatura, Universidad Católica de Colombia].

TEXTOS

Castro, A. (2006). Minicentrales hidroeléctricas. Madrid, España: IDEA.

Coto. (2002). Análisis de sistemas de energía eléctrica. Editorial de la Universidad de Oviedo de España. 429 pp. ISBN 8483173344

Enríquez Harper. (2008) Tecnologías de generación de energía eléctrica. Editorial Limusa. España. 386 pp. ISBN 6070501357

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria y División de Distribución Eléctrica. (2013). Norma Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final. Lima: Osinergmin.

Guevara. (2019). Manual de Centrales Termoeléctricas. Módulo II. Universidad Nacional del Santa.

Harvey, A. (1998). Micro-Hydro Design Manual. London: IT Publications.

INTERMEDIATE TECHNOLOGY DEVELOPMENT GROUP. (1995). Manual de mini y microcentrales hidráulicas. Edición Programa de Energía de ITDG-Perú. ISBN 1853392782

Jara, W. (1998). Máquinas Hidráulicas. Lima: W&H EDITORES.

Ortiz, R. (2011). Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Bogotá, Colombia: Ediciones de la U.

LINKOGRAFÍA

Betancourt, M. (8 de febrero de 2007). DISEÑO DE UN MODULO INTERACTIVO DE GENERACION HIDRAULICA DE ENERGIA ELECTRICA. Obtenido de la UNIVERSIDAD TECNOLOGIA DE PEREIRA: <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/69/TG621312B562d.pdf;jsessionid=43FB63A6BC1B8E23A124D371F80E3FDC?sequence=1>

BIBDIGITAL. (s.f.). ESCUELA POLITECNICA NACIONAL. Obtenido de BIBDIGITAL: <https://bibdigital.epn.edu.ec/>

Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (2019). Regulación de la distribución eléctrica en Perú y Colombia. Obtenido de Osinergmin: https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/27293/1/BCN___Regulacion_distribucion_electrica_en_Peru_y_Colombia_edPM.pdf

Cesacev. (agosto de 2012). SCRIBD. Obtenido de SCRIBD: <https://es.scribd.com/document/102700988/Manual-para-la-evaluacion-de-la-demanda-recursos-hidricos-diseno-e-instalacion-de-microcentrales-hidroelectricas>

Cobos, A. (octubre de 2014). ESTUDIO Y DISEÑO DE UNA CENTRAL MINIHIDRAULICA. Obtenido de ISSUU: <file:///C:/Users/ivone/Downloads/TFG-COBOS-CANO-ABRAHAM.pdf>

Cordova, C. (MARZO de 2012). SCRIBD. Obtenido de SCRIBD: <https://es.scribd.com/document/85993895/manual-disenos-1-1-X>

DOCPLAYER. (25 de JULIO de 2011). CENTRALES HIDROELECTRICAS. Obtenido de DOCPLAYER: <https://docplayer.es/14724432-Centrales-hidroelectricas.html>

DOCPLAYER. (s.f.). DOCPLAYER. Obtenido de DOCPLAYER: <http://docplayer.es/>

ESHA. (julio de 2011). issuu. Obtenido de issuu:
https://issuu.com/esha89/docs/pub_tnshp_guide_shp_es

Fernández, N. (julio de 2015). rehabilitación del molino "Los Obesos". Obtenido de Ucrea:
<https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/6658/376170.pdf;sequence=1>

Green soldiers. (9 de junio de 2010). green soldiers. Obtenido de green soldiers:
<http://agoodlivefortheworld.blogspot.com/2010/06/blog-post.html>

IECA. (s.f.). IECA. Obtenido de IECA:
https://www.ieca.es/Uploads/docs/ficha_PRESAS_enero_2012_v1.pdf

LOPEZ, M. A. (2007). REPOSITORIO INSTITUCIONAL UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA. Obtenido de REPOSITORIO INSTITUCIONAL UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA:
http://cybertesis.uni.edu.pe/bitstream/uni/907/1/espinoza_lm.pdf

Maldonado, M. (2017). PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS. Obtenido de DOCPLAYER:
<http://docplayer.es/23744895-Pequeñas-centrales-hidroelectricas.html>

Marin J. M. (junio de 2007). Estudio de costos de instalación de sistemas pico y micro hidroeléctrico (100 W a 100 kW). Disponible en:
<file:///C:/Users/PC/Downloads/123250994-Microelectrica-hidraulica.pdf>

MINEM (2006). Decreto Supremo N° 069-2006-EM. Obtenido de Osinergmin:
https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/procesosregulatorios/electricidad/sistemas-aislados/normatividad/DECRETO_SUPREMO-069-2006.pdf

Osinermin (2019). Osinermin N° 124-2019-OS/CD. Obtenido de Osinermin:
<https://www.osinermin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2019/Osinermin-124-2019-OS-CD.pdf>

Osinermin (2019). Fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD) 2019-2023. Obtenido de Osinermin:
<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/862682/Osinermin-330-2019-GRT-IT.pdf.pdf>

Osinermin (2016). La industria de la electricidad en el Perú. Obtenido de Osinermin:
https://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinermin-Industria-Electricidad-Peru-25anos.pdf

Osinermin (2011). Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico peruano. Obtenido de Osinermin:
https://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro_Fundamentos_Tecnicos_Economicos_Sector_Electrico_Peruano.pdf

Osinermin N° 0402-2020-GRT (2020). Proceso de cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD). Obtenido de Osinermin:
<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1301075/Osinermin-402-2020-GRT-IT.pdf>

OSINERG-GART/DDE-019-2006 (2006). Proceso de cálculo de las Tarifas de Distribución Eléctrica. Obtenido de Osinermin:
<https://www.osinermin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2006/Informe%20DDE-019-2006.pdf>

Osinermin N° 232-2017-OS/CD (2017). Guía de Elaboración del Valor Nuevo de Reemplazo de las Instalaciones de Distribución Eléctrica. Obtenido de Osinermin:

<https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2017/OSINERGMIN%20No.232-2017-OS-CD.pdf>

Osinergmin (2017). Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución (VAD). Obtenido de Osinergmin: <https://www2.osinergmin.gob.pe/GRT/Procesos-Regulatorios/VAD-2019-2023/VAD-2019-2023-Terminos-Referencia.pdf>

Osinergmin N° 226-2021-GRT (2021). Informe Técnico que sustenta la Fijación de Precios en Barra Obtenido de Osinergmin: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2021/Informe-Tecnico-226-2021-GRT.pdf>

ANEXOS

- Anexo 1: Opciones tarifarias para usuarios en baja tensión.
- Anexo 2: Parámetros del cálculo de la tarifa eléctrica BT5B.
- Anexo 3: Encuesta de actividades y cargas eléctricas a los pobladores de 14 incas.
- Anexo 4: Evaluación de la demanda eléctrica, comercial y de servicios públicos.
- Anexo 5: Evaluación del crecimiento de la potencia y energía requerida.
- Anexo 6: Campo de aplicación de las turbinas hidráulicas.
- Anexo 7: Evaluación de la inversión en una MCH por su potencia instalada de 10kW hasta 100kW.
- Anexo 8: Ubicación de la zona de estudio, el centro poblado 14 incas.
- Anexo 9: Fotografías del centro poblado 14 incas y zona de la propuesta de la MCH.
- Anexo 10: Informe N° 0330-2019-GRT, fijación del valor agregado de distribución (VAD) 2019-2023.

ANEXO 1: Opciones tarifarias para usuarios en baja tensión

Opción Tarifaria	Sistema y Parámetros de Medición
Baja Tensión	
BT2	Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P) Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta Medición de energía reactiva Modalidad de facturación de potencia activa variable.
BT3	Medición de dos energías activas y una potencia activa (2E1P) Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Máxima del Mes Medición de energía reactiva Modalidad de facturación de potencia activa variable Calificación de potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta.
BT4	Medición de una energía activa y una potencia activa (1E1P) Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Máxima del Mes Medición de energía reactiva Modalidad de facturación de potencia activa variable. Calificación de potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta.
BT5A	Medición de dos energías activas (2E)

	Energía: Punta y Fuera de Punta
BT5B	Medición de una energía activa (1E) Energía: Total del mes
BT5C-AP	Alumbrado Público por aplicación del artículo 184° del RLCE, medición de una energía activa (1E) Energía: Total del mes.
BT5D	Medición de una energía activa (1E) Energía: Total del mes.
BT5E	Medición de una energía activa (1E) Energía: Total del mes.
BT6	Medición de una potencia activa (1P) Energía: Máxima del mes.
BT7	Servicio Prepago de Energía Eléctrica, medición de Energía Activa (1E)
BT8	Suministros Rurales con Celdas Fotovoltaicas

Fuente: Osinergmin (2013).

ANEXO 2: Parámetros del cálculo de la tarifa eléctrica BT5B

Parámetros	Definición
CFE	Cargo fijo mensual para medición simple de energía (S//mes).
PEMT	Factor de expansión de pérdidas de energías en media tensión.
PEBT	Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión.
PPMT	Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión.
PPBT	Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión.
NHUBT	Número de horas de uso de medidores simples para cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión.
PE	Precio ponderado de la energía en barra equivalente de MT (S/ ./kW.h)
PP	Precio de la potencia en horas en HP en la barra equivalente de MT (S/./kW-mes)
VMTTP	Valor agregado de distribución en MT para demandas de punta (S/./kW-mes).
VBTPP	Valor agregado de distribución en BT para demandas de punta (S/./kW-mes).

Fuente: Norma "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final" (2013, 10-12p).

ANEXO 4:

EVALUACION DE LA DEMANDA ELECTRICA RESIDENCIAL, COMERCIAL Y SERVICIOS PUBLICOS

DEMANDA RESIDENCIAL DE POTENCIA Y ENERGIA															
UTILIDAD	CARGA INSTALADA (W)	Nº	F.S.	POTENCIA REQUERIDA (kW)	HORARIO DE USO (horas)								TOTAL DE HORAS	ENERGIA (KWh)	
					0-5	5--7	7--11	11--13	13-18	18-20	20-21	21-24		DIA	AÑO
ILUMINACION															
Sala	36	140	0.9	4.536		2				2	1		5	22.68	8278.2
Comedor	18	100	0.5	0.9						2			2	1.8	657
Dormitorio Nº 1	18	140	0.4	1.008		2					1		3	3.024	1103.76
Dormitorio Nº 2	18	100	0.3	0.54		2					1		3	1.62	591.3
Dormitorio Nº 3	18	50	0.3	0.27		2					1	3	6	1.62	591.3
Cocina	18	140	0.3	0.756		2				2			4	3.024	1103.76
Baño	18	99	0.1	0.1782		2				2			4	0.7128	260.172
Corral	18	5	1.0	0.09	5						1	3	9	0.81	295.65
Equip. Para Alimentos															
Refrigeradora	250	80	0.5	10	5	2	4	2	5	2	1	3	24	240	87600
Licuada	280	49	0.1	1.372		2		2					4	5.488	2003.12
Recreación															
Televisor	120	100	0.7	8.4		2				2	1		5	42	15330
Equipo de sonido	100	1	0.1	0.01						2	1		3	0.03	10.95
Ventilador	70	6	0.4	0.168				2				3	5	0.84	306.6
computadora PC	140	50	0.2	1.4						2	1	3	6	8.4	3066
wifi	40	11	0.2	0.088				2		2	1		5	0.44	160.6
Plancha	1100	19	0.1	2.09		2				2			4	8.36	3051.4
TOTAL (kW)				31.8062	TOTAL (kWh)								340.85	124409.812	

DEMANDA INDUSTRIAL COMERCIAL DE POTENCIA Y ENERGIA															
UTILIDAD	CARGA INSTALADA (W)	Nº	F.S.	POTENCIA REQUERIDA (kW)	HORARIO DE USO (horas)								TOTAL DE HORAS	ENERGIA KWh	
					0-5	5--7	7--11	11--13	13-18	18-20	20-21	21-24		DIA	AÑO
Industrial y Comercial															
Agrícola	650	2	0.7	0.91			4	2	5				11	10.01	3653.65
Tiendas	800	2	0.6	0.96			4	2	5	2			13	12.48	4555.2
TOTAL (kW)				1.87	TOTAL (kWh)								22.49	8208.85	

DEMANDA POR SERVICIOS PUBLICOS DE POTENCIA Y ENERGIA															
UTILIDAD	CARGA INSTALADA (W)	Nº	F.S.	POTENCIA REQUERIDA (kW)	HORARIO DE USO (horas)								TOTAL DE HORAS	ENERGIA KWh	
					0-5	5--7	7--11	11--13	13-18	18-20	20-21	21-24		DIA	AÑO
Servicios Públicos															
Escuela	800	1	0.3	0.24			4	2	5	2			13	3.12	1138.8
Alumbrado Publico	300	1	1.0	0.3	5					2	1	3	11	3.3	1204.5
Iglesia	300	1	0.4	0.12	5	2					1	3	11	1.32	481.8
Agua Potable	1500	1	1.0	1.5			4	2	5	2	1	3	17	25.5	9307.5
Posta medica	200	1	0.3	0.06			4	2					6	0.36	131.4
Local comunal	150	1	0.3	0.045			4			2			6	0.27	98.55
TOTAL (kW)				2.265	TOTAL (kWh)								33.87	12362.55	

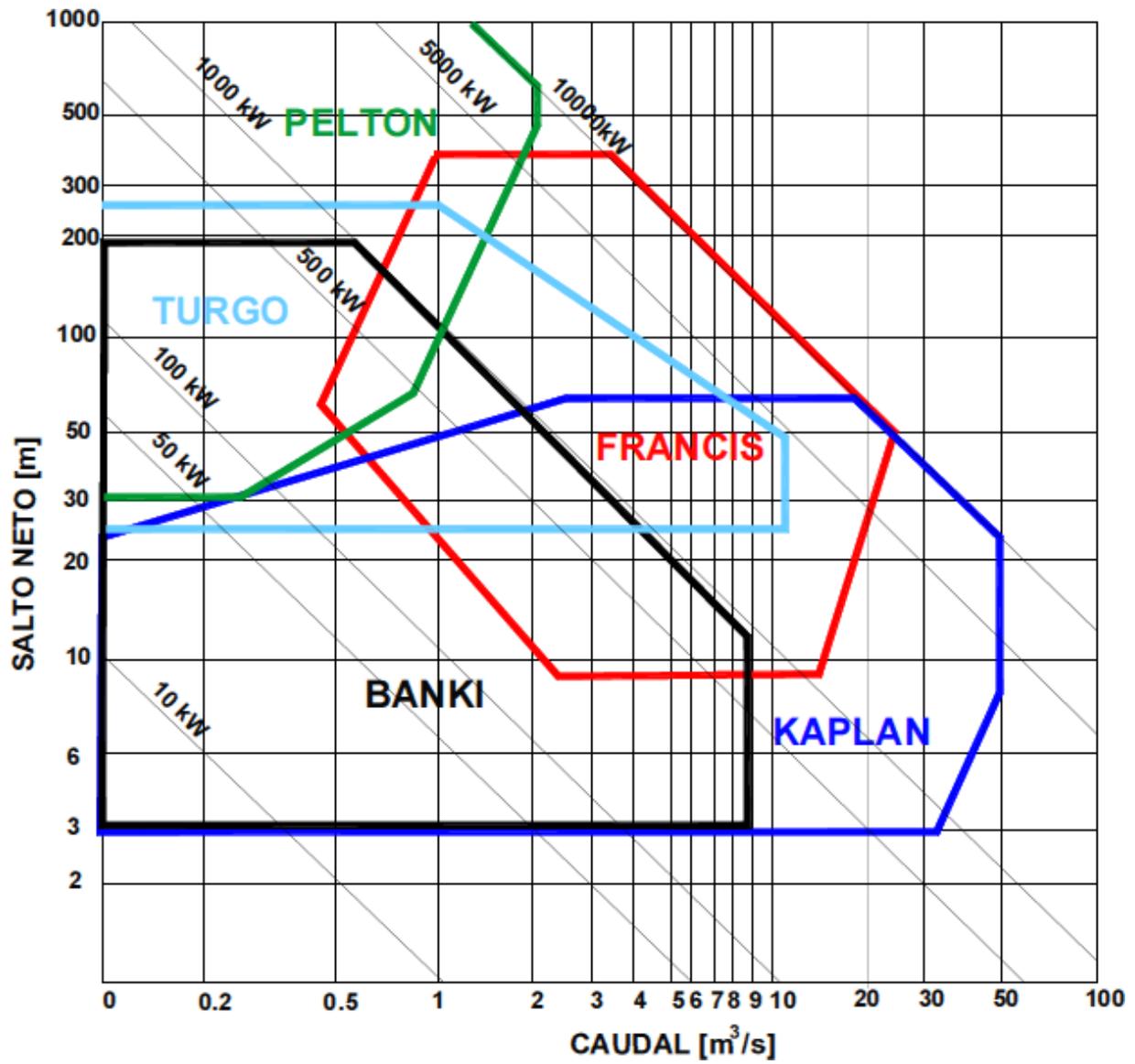
ANEXO 5:

EVALUACION DEL CRECIMIENTO DE LA POTENCIA Y ENERGIA REQUERIDA

Ic: tasa de crecimiento de la población en %

AÑOS	Ic	RESIDENCIAL		COMERCIAL		SERVICIOS PUBLICOS		TOTAL	
		POTENCIA (kW)	ENERGIA (kWh)	POTENCIA (W)	ENERGIA (kWh)	POTENCIA (W)	ENERGIA (kWh)	POTENCIA (kW)	ENERGIA (kWh)
0	-	31.81	124,409.81	1.87	8,208.85	2.27	12,362.55	35.94	144,981.21
1	0.2%	31.87	124,658.63	1.87	8,225.27	2.27	12,387.28	36.01	145,271.17
2	0.2%	31.93	124,907.95	1.88	8,241.72	2.27	12,412.05	36.09	145,561.72
3	0.2%	32.00	125,157.76	1.88	8,258.20	2.28	12,436.87	36.16	145,852.84
4	0.2%	32.06	125,408.08	1.89	8,274.72	2.28	12,461.75	36.23	146,144.55
5	0.2%	32.13	125,658.90	1.89	8,291.27	2.29	12,486.67	36.30	146,436.83
6	0.2%	32.19	125,910.21	1.89	8,307.85	2.29	12,511.64	36.37	146,729.71
7	0.2%	32.25	126,162.03	1.90	8,324.47	2.30	12,536.67	36.45	147,023.17
8	0.2%	32.32	126,414.36	1.90	8,341.11	2.30	12,561.74	36.52	147,317.21
9	0.2%	32.38	126,667.19	1.90	8,357.80	2.31	12,586.86	36.59	147,611.85
10	0.2%	32.45	126,920.52	1.91	8,374.51	2.31	12,612.04	36.67	147,907.07
11	0.2%	32.51	127,174.36	1.91	8,391.26	2.32	12,637.26	36.74	148,202.89
12	0.2%	32.58	127,428.71	1.92	8,408.04	2.32	12,662.54	36.81	148,499.29
13	0.2%	32.64	127,683.57	1.92	8,424.86	2.32	12,687.86	36.89	148,796.29
14	0.2%	32.71	127,938.94	1.92	8,441.71	2.33	12,713.24	36.96	149,093.88
15	0.2%	32.77	128,194.81	1.93	8,458.59	2.33	12,738.66	37.03	149,392.07
16	0.2%	32.84	128,451.20	1.93	8,475.51	2.34	12,764.14	37.11	149,690.86
17	0.2%	32.91	128,708.11	1.93	8,492.46	2.34	12,789.67	37.18	149,990.24
18	0.2%	32.97	128,965.52	1.94	8,509.45	2.35	12,815.25	37.26	150,290.22
19	0.2%	33.04	129,223.45	1.94	8,526.47	2.35	12,840.88	37.33	150,590.80
20	0.2%	33.10	129,481.90	1.95	8,543.52	2.36	12,866.56	37.41	150,891.98

ANEXO 6:



Fuente: SlidePlayer (2012). Disponible en: <https://slideplayer.es/slide/1075580/>

ANEXO 7:

EVALUACION DE LA INVERSION EN UNA MCH (10kW A 100kW) POR SU POTENCIA INSTALADA

POTENCIA INSTALADA DE LA MCH	48.00	kW
INVERSION POR KW SEGÚN SU POTENCIA INSTALADA DE LA MCH	1737.09	US\$/kW
INVERSION TOTAL SEGÚN SU POTENCIA INSTALADA DE LA MCH	83380.11	US\$

ITEM	DESCRIPCION	VALOR (US\$/kW)	%RESPECTO AL TOTAL	VARIACION % DE LA INVERSION
------	-------------	-----------------	--------------------	-----------------------------

A OBRAS CIVILES				
1	BOCATOMA	685.90	39.49%	29% - 47%
2	DESARENADOR			
3	CANAL DE CONDUCCION			
4	CAMARA DE CARGA			
5	TUBERIA DE PRESION			
6	CASA DE MAQUINAS			
	SUB TOTAL COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	685.90		

B EQUIPO ELECTROMECHANICO				
1	TURBINA	871.19	50.15%	62% - 43%
2	GENERADOR			
3	SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCIONES			
4	REDES ELECTRICAS DE BT COSTO TOTAL (150m)			
	SUB TOTAL COSTOS DIRECTOS EQUIPO ELECTROMECHANICO	871.19		

C COSTOS INDIRECTOS				
1	ADMINISTRACION	180	10.21%	8% - 11%
2	IMPREVISTOS			
3	UTILIDAD			
	SUBTOTAL COSTOS INDIRECTOS	180		

COSTO TOTAL DE LA MCH POR POTENCIA INSTALADA (US\$/kW)	1737.09	100%
---	---------	------

ANEXO 8:



Se muestra la ubicación del centro poblado 14 incas, su actividad económica es la agricultura y está aislado de cambio puente y del distrito de Chimbote.

Fuente: Google Earth.

ANEXO 9:



Se muestra la vista panorámica del centro poblado 14 incas.

No tiene agua ni desagüe instalados de red, hacen uso de pozos sépticos.



Se muestra encuestando a los habitantes.

Con apoyo de la promoción Ing. Pineda & Ibañez, junto a los tesistas.

Fotografía: Ing. Gambini Diaz Bruno



Se muestra el puesto de salud de 14 incas. Teniendo solo un poste de alumbrado público, se evidencio en abandono.

Se muestra el Canal Irchim y la bocatoma de derivación al Canal Carlos Leight, donde se realizo es análisis hidrológico. Para la MCH propuesta.



Fotografía: Wilson De la cruz Roldan



Se muestra la vista panorámica de la zona propuesta para la instalación de la MCH, para abastecer la energía requerida por el centro poblado 14 incas.

Fuente: Google Earth.

ANEXO 10:



Informe N° 0330-2019-GRT

**Gerencia de Regulación de Tarifas
División de Distribución Eléctrica**

Fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD) 2019-2023

Proyecto de Resolución

Expediente N° 0540-2018-GRT

Julio 2019

4.2 Cargo por Energía Reactiva

Para el cargo por energía reactiva se propone aplicar el cargo vigente a diciembre de 2018 igual a 0,0420 S//kVAR.h aplicable a todas las empresas.

4.3 Factores de Economía de Escala

Los factores de economía de escala a nivel empresa son:

		Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
Nov-2019 a	VADMT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	VADBT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Oct-2020	VADSED	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	Cargos Fijos	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Nov-2020 a	VADMT	0,9965	0,9963	0,9969	0,9958	0,9976	0,9944
	VADBT	0,9966	0,9964	0,9972	0,9956	0,9974	0,9943
Oct-2021	VADSED	0,9936	0,9934	0,9938	0,9929	0,9973	0,9943
	Cargos Fijos	0,9981	0,9978	0,9994	0,9962	0,9972	0,9994
Nov-2021 a	VADMT	0,9931	0,9927	0,9938	0,9916	0,9920	0,9888
	VADBT	0,9934	0,9929	0,9944	0,9913	0,9918	0,9886
Oct-2022	VADSED	0,9872	0,9868	0,9877	0,9860	0,9917	0,9887
	Cargos Fijos	0,9963	0,9956	0,9988	0,9924	0,9945	0,9988
Nov-2022 a	VADMT	0,9897	0,9891	0,9891	0,9875	0,9864	0,9832
	VADBT	0,9901	0,9894	0,9894	0,9871	0,9862	0,9830
Oct-2023	VADSED	0,9810	0,9804	0,9804	0,9792	0,9861	0,9831
	Cargos Fijos	0,9945	0,9934	0,9934	0,9887	0,9918	0,9981

		Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
Nov-2019 a	VADMT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	VADBT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Oct-2020	VADSED	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	Cargos Fijos	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Nov-2020 a	VADMT	0,9911	0,9911	0,9980	0,9990	0,9985
	VADBT	0,9913	0,9910	0,9940	0,9980	0,9976
Oct-2021	VADSED	0,9910	0,9910	0,9944	0,9979	0,9979
	Cargos Fijos	0,9981	0,9985	1,0000	1,0000	0,9995
Nov-2021 a	VADMT	0,9823	0,9822	0,9959	0,9980	0,9969
	VADBT	0,9827	0,9820	0,9880	0,9960	0,9953
Oct-2022	VADSED	0,9822	0,9820	0,9888	0,9958	0,9958
	Cargos Fijos	0,9961	0,9971	0,9999	1,0000	0,9990
Nov-2022 a	VADMT	0,9736	0,9734	0,9939	0,9971	0,9954
	VADBT	0,9741	0,9731	0,9820	0,9939	0,9929
Oct-2023	VADSED	0,9734	0,9731	0,9833	0,9937	0,9938
	Cargos Fijos	0,9942	0,9956	0,9999	0,9999	0,9985

4.4 Factores de Expansión de Pérdidas

Los factores de expansión de pérdidas a nivel empresa son los siguientes:

		Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
Media Tensión	PEMT	1,0086	1,0119	1,0181	1,0116	1,0306	1,0340
	PPMT	1,0144	1,0161	1,0237	1,0191	1,0469	1,0519
SED MT/BT	PESED	1,0163	1,0236	1,0233	1,0203	1,0219	1,0203
	PPSED	1,0157	1,0204	1,0197	1,0183	1,0336	1,0314
Baja Tensión	PEBT	1,0885	1,0831	1,0849	1,0623	1,0921	1,0859
	PPBT	1,1032	1,0948	1,0983	1,0857	1,1234	1,1118
Medición Centralizada	PEBTCO	1,0865	1,0811	1,0830	1,0618	1,0918	1,0856
	PPBTCO	1,0967	1,0915	1,0951	1,0855	1,1228	1,1113

		Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
Media Tensión	PEMT	1,0218	1,0191	1,0377	1,0227	1,0260
	PPMT	1,0359	1,0277	1,0481	1,0246	1,0267
SED MT/BT	PESED	1,0192	1,0197	1,0179	1,0098	1,0109
	PPSED	1,0284	1,0290	1,0134	1,0170	1,0180
Baja Tensión	PEBT	1,0912	1,0890	1,0750	1,0556	1,0488
	PPBT	1,1234	1,1199	1,0743	1,0656	1,0593
Medición Centralizada	PEBTCO	1,0908	1,0886	1,0748	1,0278	1,0488
	PPBTCO	1,1229	1,1194	1,0738	1,0373	1,0593

Cabe indicar que, para determinar los factores de expansión de pérdidas, en cada nivel de tensión, a nivel empresa, para los factores de potencia el parámetro de ponderación es la demanda máxima de cada sistema eléctrico, en cada nivel de tensión sin considerar pérdidas, y para los factores de energía el parámetro de ponderación es la energía de cada sistema eléctrico, en cada nivel de tensión sin considerar pérdidas.

4.5 Factores de Caracterización de la Carga

Los factores de caracterización de la carga adoptados corresponden a los de la fijación vigente, toda vez que los estudios presentados por las empresas muestran resultados incompletos.

Los factores obtenidos son los siguientes:

		Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
Factores de Coincidencia	FCPPMT	0,9182	0,9240	0,9244	0,9213	0,9023	0,9187
	FCFPMT	0,8180	0,7933	0,7940	0,8004	0,8540	0,8154
	FCPPBT	0,8554	0,8566	0,8578	0,8577	0,8590	0,8555
	FCFPBT	0,7886	0,7880	0,7875	0,7876	0,7870	0,7885
Factores de Contribución a la Punta	CMTPPg	0,8429	0,8143	0,8161	0,8165	0,8454	0,8366
	CMTFPg	0,5368	0,5100	0,5133	0,5139	0,5477	0,5337
	CBTPPg	0,6028	0,6312	0,6274	0,6275	0,5948	0,6061
	CBTFPg	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800
	CMTPPd	0,7357	0,7001	0,6836	0,6910	0,7181	0,7234
	CMTFPd	0,4493	0,4361	0,4338	0,4362	0,4523	0,4483
	CBTPPd	0,5439	0,5697	0,5752	0,5706	0,5414	0,5458
	CBTFPd	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810
Número de Horas de Uso	NHUBT	348	360	358	366	346	334
	NHUBTPP _A	105	105	105	105	105	105
	NHUBTFP _A	482	482	482	482	482	482
	NHUBTPP _B	86	86	86	86	86	86
	NHUBTFP _B	382	382	382	382	382	382
	NHUBTAP	360	360	360	360	360	360
	NHUBTPRE	316	336	341	337	312	321

		Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
Factores de Coincidencia	FCPPMT	0,9215	0,9253	0,8810	0,9245	0,9228
	FCFPMT	0,7956	0,7891	0,9220	0,8025	0,7922
	FCPPBT	0,8586	0,8572	0,8590	0,8553	0,8580
	FCFPBT	0,7872	0,7878	0,7870	0,7886	0,7874
Factores de Contribución a la Punta	CMTPPg	0,8055	0,8090	0,9442	0,8354	0,8059
	CMTFPg	0,5052	0,5069	0,6010	0,5301	0,5034
	CBTPPg	0,6371	0,6343	0,5410	0,6087	0,6388
	CBTFPg	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800
	CMTPPd	0,6704	0,6778	0,9297	0,7164	0,6821
	CMTFPd	0,4306	0,4314	0,4860	0,4436	0,4315
	CBTPPd	0,5820	0,5792	0,4780	0,5546	0,5799
	CBTFPd	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810
Número de Horas de Uso	NHUBT	363	349	211	312	336
	NHUBTPP _A	105	105	105	105	105
	NHUBTFP _A	482	482	482	482	482
	NHUBTPP _B	86	86	86	86	86
	NHUBTFP _B	382	382	382	382	382
	NHUBTAP	360	360	360	360	360
	NHUBTPRE	346	346	209	328	343

Cabe indicar que, para determinar los factores, en cada nivel de tensión, a nivel empresa, el parámetro de ponderación es la demanda máxima de cada sistema eléctrico, en cada nivel de tensión sin considerar pérdidas.

4.6 Factores de Corrección del VAD

Los factores de corrección del VAD ajustan el VADMT, VADBT y VADSED por las ventas de potencia en horas fuera de punta de las empresas. Los factores de corrección determinados a nivel empresa que se proponen son los siguientes:

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
PTPMT	0,9207	0,6580	0,8058	0,7972	0,8382	0,8808
PTPBT	0,9827	0,9589	0,9593	0,9813	0,9937	0,9769

	Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
PTPMT	0,7976	0,8423	0,9646	0,8010	0,7859
PTPBT	0,9847	0,9669	0,9991	0,9788	0,9726

En el **Anexo N° 17** se adjunta la metodología empleada en la determinación de los factores de corrección, la información y los resultados obtenidos.

4.7 Factor de Balance de Potencia

Se propone actualizar los valores FBP establecidos mediante la Resolución Osinergmin N° 067-2018-OS/CD con los nuevos factores de expansión de pérdidas, factores de coincidencia, factores contribución y número de horas de uso en baja tensión. Los valores resultantes son los siguientes:

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
FBP	0,9448	1,0229	0,8330	0,9107	1,0000	---
FBP MT	---	---	---	---	---	0,9047
FBP BT	---	---	---	---	---	0,8924

	Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
FBP	---	---	1,0000	0,8832	0,8804
FBP MT	0,8860	0,8447	---	---	---
FBP BT	0,8925	0,8287	---	---	---

Cabe indicar que, para determinar los factores a nivel empresa, el parámetro de ponderación es la demanda máxima de cada sistema eléctrico, en cada nivel de tensión sin considerar pérdidas, ya que el factor se aplica al VAD, debiendo seguir el mismo criterio de ponderación del VAD a nivel empresa, según el Artículo 147 del RLCE.

En el **Anexo N° 18** se adjunta la información y los resultados obtenidos para el FBP.

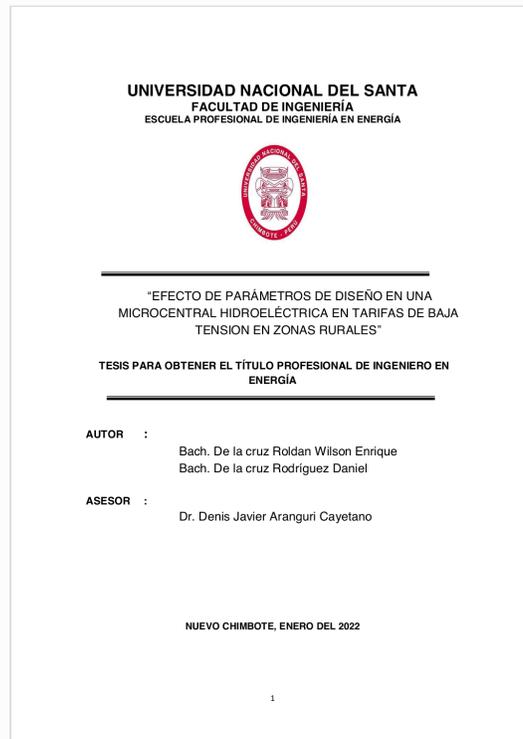


Recibo digital

Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por Turnitin. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega: Daniel De La Cruz
Título del ejercicio: Revisión de Trabajos
Título de la entrega: Diseño de microcentral
Nombre del archivo: TESIS_-_WILSON_DELACRUZ_Y_DANIEL_RODRIGUEZ.pdf
Tamaño del archivo: 2.47M
Total páginas: 71
Total de palabras: 19,337
Total de caracteres: 91,472
Fecha de entrega: 13-may.-2022 11:44a. m. (UTC-0500)
Identificador de la entrega... 1835598285



Diseño de microcentral

INFORME DE ORIGINALIDAD

24%

INDICE DE SIMILITUD

23%

FUENTES DE INTERNET

5%

PUBLICACIONES

11%

TRABAJOS DEL
ESTUDIANTE

ENCONTRAR COINCIDENCIAS CON TODAS LAS FUENTES (SOLO SE IMPRIMIRÁ LA FUENTE SELECCIONADA)

12%

★ www.scribd.com

Fuente de Internet

Excluir citas

Apagado

Excluir coincidencias

Apagado

Excluir bibliografía

Apagado