

**UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE LAS  
AMÉRICAS**

**VICERRECTORÍA ACADÉMICA**

**ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

**PROYECTO DE GRADUACIÓN**

**ESTUDIO TÉCNICO DEL SISTEMA DE BOMBEO  
UTILIZADO EN LA ASADA DE ZAPOTAL DE TARRAZÚ**

**TRABAJO FINAL DE GRADUACIÓN PARA OPTAR POR EL GRADO DE BACHILLERATO EN  
INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

**BÉRNAL CORDERO FALLAS**

**AUTOR**

**ING. GILBERT MORA JIMÉNEZ**

**TUTOR**

**SEDE ARANJUEZ, SAN JOSÉ, COSTA RICA**

**Abril, 2019**

## Contenido

Contenido .....	1
Índice de Tablas.....	5
Índice de Figuras.....	5
Índice de Fórmulas .....	6
Índice de Gráficos.....	8
Índice de Apéndices .....	8
Glosario .....	9
Dedicatoria .....	11
Agradecimientos .....	12
RESUMEN EJECUTIVO.....	13
1 CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	15
1.1 Planteamiento del problema .....	15
1.2 Objetivo general.....	15
1.2.1 Objetivos específicos.....	15
1.3 Justificación.....	17
1.4 Antecedentes .....	20
1.4.1 Antecedente n.º 1. ....	20
1.4.2 Antecedente n.º2.....	21
1.4.3 Antecedente n.º3.....	23
1.4.4 Antecedente n.º4. ....	24
1.4.5 Antecedente n.º5. ....	25
1.5 Proyecciones .....	27
1.6 Limitantes.....	28
2 CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	29
2.1 Regulaciones.....	29
2.1.1 Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). ....	29
2.1.2 Procuraduría General de la República.....	29
2.1.3 Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos de Costa Rica. ....	29
2.2 Sistemas de Bombeo .....	29
2.2.1 Bombas centrífugas.....	30

2.2.2	Bombas sumergibles. ....	30
2.2.3	Cavitación. ....	31
2.2.4	Motores. ....	32
2.2.5	Variadores de frecuencia.....	33
2.3	Cálculos requeridos en análisis de bombas .....	34
2.3.1	Altura (H). ....	34
2.3.2	Cálculo de las pérdidas de carga. ....	36
2.3.3	NPSH necesario para una bomba.....	39
2.3.4	Potencia.....	40
2.3.5	Relaciones fundamentales de las bombas centrífugas. ....	43
2.3.6	Ecuación de la energía, teorema de Bernoulli. ....	44
2.4	Instalaciones de sistemas eléctricos .....	45
2.4.1	Conductor de puesta a tierra .....	45
2.4.2	Medios de desconexión e interruptores de seguridad .....	46
2.4.3	Interruptor automático .....	46
2.4.4	Corrientes de cortocircuito. ....	47
2.4.5	Falla de conexión a tierra. ....	48
2.4.6	Factor de Potencia.....	48
2.4.7	Tipos de conductores eléctricos y aislamientos.....	48
2.4.8	Carga instalada. ....	50
2.4.9	Capacidad instalada.....	50
2.4.10	Carga <i>máxima</i> .....	51
2.4.11	Carga <i>demandada</i> . ....	51
2.5	Sistemas autónomos de generación eléctrica.....	52
2.5.1	Generación distribuida y autoconsumo. ....	52
2.5.2	Tipos de generación distribuida de fuentes renovables. ....	53
2.6	Energía solar fotovoltaica.....	54
2.6.1	Tipos de instalaciones de sistemas fotovoltaicos.....	55
2.6.2	Panel solar fotovoltaico.....	57
2.6.3	Regulador. ....	58
2.6.4	El Inversor.....	59
2.6.5	Radiación solar. ....	63
2.6.6	Hora solar pico.....	64

2.6.7	Cálculo de número de módulos solares. ....	65
2.6.8	Conexionado en serie o paralelo entre los módulos.....	66
2.6.9	Inclinación de placas solares. ....	67
2.6.10	<i>Distancia entre filas de paneles solares.</i> .....	67
2.7	Instalación de sistemas de bombeo solar fotovoltaico.....	68
2.8	Análisis financiero .....	69
2.8.1	Análisis de inversiones. ....	70
2.8.2	Plazo de recuperación. ....	70
2.8.3	Valor presente.....	71
2.8.4	Valor actual neto. ....	72
2.8.5	Tasa interna de retorno.....	73
3	CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO .....	75
3.1	Enfoque de la investigación .....	75
3.2	Método de investigación.....	76
3.3	Fuentes de información .....	76
3.3.1	Manuales técnicos.....	76
3.3.2	Antecedentes. ....	77
3.3.3	Normas. ....	77
3.3.4	Manuales de fabricantes. ....	77
3.3.5	Personal de la comunidad y ASADA. ....	78
3.3.6	Históricos de consumo. ....	78
3.4	Variables y categorías de análisis.....	78
3.4.1	Definiciones conceptuales.....	79
3.4.2	Definiciones operacionales. ....	81
3.4.3	Definiciones instrumentales.....	82
3.5	Instrumentos.....	86
3.6	Proceso para la recolección y análisis de datos .....	87
4	CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	89
4.1	Evaluación del sistema actual .....	89
4.1.1	Análisis del sistema de bombeo. ....	93
4.1.2	Análisis del consumo eléctrico. ....	96
4.2	Estudio de nuevas tecnologías de alimentación y bombeo.....	98
4.2.1	Energía eólica. ....	98

4.2.2	Energía hidroeléctrica. ....	99
4.2.3	Generador eléctrico con motor de combustión.....	99
4.2.4	Energía solar fotovoltaica.....	101
4.2.5	Sistemas de bombeo solar. ....	103
4.3	Implementación de un sistema que se adapte al equipo de bombeo actual .....	104
4.3.1	Sistema fotovoltaico conectado a la red mediante generación distribuida. ....	105
4.3.2	Cálculo de sistema fotovoltaico con panel de 370W y 72 celdas.....	106
4.3.3	Ángulo de inclinación y distancia entre módulos.....	112
4.3.4	Conductores y protecciones para panel solar de 370W. ....	114
4.4	Análisis de nuevos sistemas de bombeo e implementación.....	119
4.4.1	Sistema de bombeo solar aislado a la red.....	119
4.4.2	Sustitución de la bomba y adaptación a sistema solar conectado a la red.....	120
4.4.3	Elección del nuevo sistema motor-bomba.....	121
4.4.4	Sistema fotovoltaico conectado a la red para la nueva bomba.....	122
4.5	Análisis financiero .....	129
4.5.1	Sistema actual con paneles solares mediante generación distribuida. ....	130
4.5.2	Nuevo sistema de bombeo con paneles solares y generación distribuida. ....	138
5	Capítulo V: Conclusiones y Recomendaciones.....	146
5.1	Conclusiones.....	146
5.2	Recomendaciones .....	148
6	CAPÍTULO VI: PROPUESTA.....	150
7	Referencias.....	152
8	Apéndices .....	155

## Índice de Tablas

Tabla 1. Medición de caudal de bombeo.....	90
Tabla 2. Cálculo de pérdidas en accesorios.....	95
Tabla 3. Consumo Eléctrico Anual, ASADA Zapotal de Tarrazú .....	97
Tabla 4. Gasto anual por combustible de planta de diésel .....	100
Tabla 5. Índice de radiación solar horizontal, Zapotal de Tarrazú (Hsp).....	102
Tabla 6: Generación de 80 módulos de 370W .....	107
Tabla 7. Potencia generada de los 41 módulos solares de 370W .....	109
Tabla 8. Tubería de canalización para el cableado del sistema actual .....	117
Tabla 9. Consumo anual de la nueva bomba.....	122
Tabla 10. Potencia mensual generada por 44 módulos solares de 370W .....	123
Tabla 11. Tubería de canalización para el cableado del nuevo sistema de bombeo .....	128
Tabla 12. Cálculo de ahorro y generación para periodo de enero a diciembre .....	130
Tabla 13. Facturación por consumo con paneles solares del sistema actual.....	131
Tabla 14. Monto total a pagar en recibo del sistema actual .....	133
Tabla 15. Ahorro total generado con el sistema actual .....	134
Tabla 16. Costo de instalación de paneles fotovoltaicos al sistema actual. ....	135
Tabla 17. Retorno de inversión en el sistema actual conectado a la red .....	137
Tabla 18. Facturación por consumo con paneles solares del nuevo sistema.....	139
Tabla 19. Pago total de recibo eléctrico nuevo sistema .....	141
Tabla 20. Pago de Recibo eléctrico comparado con 2018 .....	142
Tabla 21. Costo total del nuevo sistema de bombeo .....	143
Tabla 22. Periodo de recuperación de la inversión del nuevo sistema de bombeo .....	144

## Índice de Figuras

Figura 1. Alturas.....	34
Figura 2. Curva de tiempo de corriente de corto circuito.....	47
Figura 3. Ventajas e Inconvenientes del Autoconsumo .....	53
Figura 4. Instalación Conectada a la red eléctrica.....	56
Figura 5. Instalación fotovoltaica autónoma. ....	57
Figura 6. Instalación del Regulador .....	58

Figura 7. Instalación de Inversor en sistemas autónomos.....	59
Figura 8. Instalación de inversor en sistema conectado a la red .....	60
Figura 9. Conexión de Inversor Central .....	61
Figura 10. Instalación fotovoltaica con microinversores .....	62
Figura 11. Mapa de Radiación Solar de Costa Rica.....	64
Figura 12. Diagrama de HSP de la provincia de Cartago, Costa Rica.....	65
Figura 13. Diagrama de sistema de bombeo solar .....	69
Figura 14. Balde para medición de caudal .....	83
Figura 15. Manómetro a la salida de la bomba .....	83
Figura 16. Amperímetro de gancho dt-266 Clamp Meter.....	84
Figura 17. Cintas métricas de uso .....	85
Figura 18. Cronómetro LG.....	86
Figura 19. Tanque de Captación de Naciente .....	89
Figura 20. Ubicación de bomba sumergible.....	90
Figura 21. Diagrama de Acueducto de Zapotal de Tarrazú .....	91
Figura 22. Ubicación de Zapotal de Tarrazú.....	92
Figura 23. Ruta de Bombeo.....	92
Figura 24. Acomodo de 20 paneles serie-paralelo .....	111
Figura 25. Acomodo de 21 paneles serie-paralelo .....	111
Figura 26. Espacio requerido por los paneles de 370 W .....	113
Figura 27. Soporte de paneles solares .....	113
Figura 28. Diagrama unifilar para sistema de paneles solares 370W .....	118
Figura 29. Cantidad de paneles por inversor para nuevo sistema de bombeo .....	124
Figura 30. Dimensiones del nuevo sistema solar .....	126
Figura 31. Diagrama unifilar eléctrico para nuevo sistema .....	128

### Índice de Fórmulas

Fórmula 1. Altura Geométrica. ....	35
Fórmula 2. Altura Manométrica o total.....	36
Fórmula 3. Ecuación de Darcy- Wisbach para pérdidas de carga.....	36
Fórmula 4. Ecuación de Haaland para coeficiente de fricción en tuberías. ....	37

Fórmula 5. Número de Reynolds .....	37
Fórmula 6. Cálculo de velocidad del fluido en tuberías.....	38
Fórmula 7. Cálculo de pérdidas locales .....	39
Fórmula 8. NPSH Disponible.....	40
Fórmula 9. Potencia Hidráulica.....	41
Fórmula 10. Potencia Absorbida.....	41
Fórmula 11. Rendimiento de la bomba. ....	42
Fórmula 12. Cálculo de eficiencia de la bomba. ....	42
Fórmula 13. Relación de caudal en Bomba Centrífuga. ....	43
Fórmula 14. Relación de Altura en Bomba Centrífuga.....	44
Fórmula 15. Relación de Potencia en Bombas Centrífugas .....	44
Fórmula 16. Referencia de NPSH en Bomba Centrífuga.....	44
Fórmula 17. Ecuación de la energía de Bernoulli .....	45
Fórmula 18. Cálculo de número de módulos solares .....	65
Fórmula 19. Número de paneles en serie .....	66
Fórmula 20. Número de paneles en paralelo.....	66
Fórmula 21. Cálculo del ángulo de inclinación módulos solares.....	67
Fórmula 22. Distancia entre filas de paneles.....	67
Fórmula 23. Cálculo de la altura de inclinación del panel .....	68
Fórmula 24. Valor Presente.....	72
Fórmula 25. Cálculo del VAN .....	72
Fórmula 26. Cálculo TIR .....	74
Fórmula 27. Cálculo de cantidad paneles solares de 370W .....	106
Fórmula 28. Cálculo exacto de potencia diaria con paneles de 370W .....	108
Fórmula 29. Nuevo número de paneles solares de 370W .....	108
Fórmula 30. Número de módulos por inversor .....	110
Fórmula 31. Cálculo de corriente para conductor DC .....	114
Fórmula 32. Cálculo de corriente para conductor AC .....	115
Fórmula 33. Cálculo de corriente para acometida.....	115

## Índice de Gráficos

Gráfico 1. Retorno de inversión sistema actual conectado a la red.....	138
Gráfico 2. Retorno de inversión del nuevo sistema de bombeo.....	145

## Índice de Apéndices

Apéndice A. Tabla 6.6 del Código Instalaciones Hidráulicas y Sanitarias.....	155
Apéndice B. Tabla 6.7 de Coeficientes de resistencia (K) en accesorios .....	156
Apéndice C. Características de la tubería galvanizada para agua .....	157
Apéndice D: Hoja de datos turbina Wind Plus 25.3+.....	158
Apéndice E: Ficha técnica de planta eléctrica Mpower 1000E-110/220-1p.....	159
Apéndice F: Ficha técnica panel Canadian Solar CS3U-370MS-FG .....	160
Apéndice G. Ficha técnica inversor SE10000A- US .....	161
Apéndice H. Tabla 310.16 del NEC 2014.....	162
Apéndice I. Tabla 250.66 del NEC 2014 .....	163
Apéndice J. Dimensiones de los conductores aislados y de los alambres para artefactos .....	164
Apéndice K. Dimensiones y área porcentual de conduit y tubería .....	165
Apéndice L. Curva de rendimiento bomba solar Lorentz .....	166
Apéndice M. Curva de rendimiento bomba Franklin Electric .....	167
Apéndice N. Motor sumergible Franklin Electric 25HP.....	168
Apéndice O. Variador de frecuencia SCHNEIDER ATV630D18M3 .....	169
Apéndice P. Tarifario 2019 ARESEP para Coopesantos R.L.....	170
Apéndice Q. Precios de equipo solar .....	171
Apéndice R. Precios de equipo eléctrico- EPA.....	172
Apéndice S. Cotización de instalación de sistema conectado a la red .....	173
Apéndice T. Cotización de bomba y motor sumergibles .....	174
Apéndice U. Tasas de interés para créditos del Banco Popular .....	175

## Glosario

**Amperímetro de gancho:** Instrumento para mediciones eléctricas, en especial para medir la intensidad de corriente eléctrica, sin el inconveniente de abrir o interrumpir el circuito.

**ANSI:** Instituto Nacional Estadounidense de Estándares, (por sus siglas en inglés de: American National Standards Institute), es una organización sin fines de lucro que supervisa el desarrollo de estándares para productos, servicios, procesos y sistemas en los Estados Unidos. También coordina estándares del país estadounidense con estándares internacionales, de tal modo que los productos de dicho país puedan usarse en todo el mundo.

**Asíncrono:** Es un motor eléctrico de corriente alterna, en el cual su rotor gira a una velocidad diferente a la del campo magnético del estator.

**Biomasa:** Materia orgánica de interés como fuente de energía o por su contenido en determinados compuestos químicos.

**Caudal:** Medida de volumen de líquido que circula por unidad de tiempo. Se puede medir en litros por segundo (l/s), metro cúbico por segundo (m<sup>3</sup>/s), galones por minuto (gpm).

**Cortocircuito:** Conexión de muy baja resistencia producida entre dos puntos de un circuito que están a potenciales diferentes. Produce altos valores de corriente eléctrica que dañan los equipos.

**Energía cinética:** Energía de un cuerpo en movimiento.

**Energía potencial:** Energía que posee un cuerpo debido a su posición respecto a un campo gravitatorio u electromagnético.

**Energía solar:** Energía producida por conversión directa en electricidad de los fotones de la radiación solar.

**Eólica:** Energía contenida en la energía cinética del viento y aprovechable por el hombre.

**Fusible:** Dispositivo cuyo fin es fundirse bajo la acción de una corriente que sobrepasa cierto valor durante un tiempo determinado.

**Geotérmica:** Energía calorífica que existe en el interior de la Tierra y puede aprovecharse como fuente energética, aprovechando manifestaciones naturales exteriores, como fuentes termales, vapor, géiseres, etc. o bien por inyección de fluidos para extraer esa energía.

**Hidroeléctrica:** Energía eléctrica generada mediante recursos hídricos.

**Manómetro:** Es un instrumento de medida de la presión en fluidos (líquidos y gases) en circuitos cerrados. Miden la diferencia entre la presión real o absoluta y la presión atmosférica, llamándose a este valor, presión manométrica.

**Metros cúbicos:** Unidad de medida de volumen de agua o de algún fluido, un metro cúbico ( $m^3$ ) equivale a 1000 litros.

**Monofásico:** Motor alimentado por una tensión alterna monofásica (una sola fase de corriente eléctrica).

**NEMA:** La National Electrical Manufacturers Association (Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos) es una asociación industrial estadounidense, este organismo es el responsable de numerosos estándares industriales comunes usados en el campo de la electricidad.

**PLC:** Por sus siglas en inglés PLC (Programmable Logic Controller), es una computadora utilizada en la ingeniería automática o automatización industrial, para automatizar procesos electromecánicos, tales como el control de la maquinaria de la fábrica en líneas de montaje o atracciones mecánicas.

**Potencia eléctrica:** Cantidad de energía eléctrica producida o absorbida por unidad de tiempo. Su medida en el sistema internacional se realiza en kilowatts por hora (kW/h).

**Potencia:** Magnitud que relaciona la energía con la unidad de tiempo.

**Presión:** Es la fuerza que actúa sobre una superficie.

**Tensión Voc:** Abreviado como VOC del inglés Open-circuit voltage es la diferencia de potencial eléctrico entre dos terminales de un dispositivo cuando lo desconectamos de un circuito eléctrico. No hay ninguna carga eléctrica externa conectada a los terminales del dispositivo y no fluye ninguna corriente eléctrica a través de los mismos. En análisis de circuitos a este voltaje también se la conoce como tensión de Thévenin.

**Trifásico:** Circuito compuesto de tres fases con tensiones de corriente alternas.

## **Dedicatoria**

A mi querido abuelo Luis Cordero Valverde, quien siempre fue una de mis mayores inspiraciones desde niño y aún en los últimos momentos de su vida siempre me manifestó lo orgulloso que se sentía de su nieto. Aunque ya no estés con nosotros, sé que estarás más orgulloso aún de verme llegar hasta el final sin rendirme, tal como me lo dijiste siempre.

## **Agradecimientos**

A mis padres, porque sin importar el tiempo o las condiciones, siempre tuvieron la confianza de que el día de terminar este largo camino iba a llegar y se mantuvieron ahí, brindando ese apoyo que cualquier hijo merece incondicionalmente.

A mis hermanas, por demostrarme la manera en que una familia de verdad se apoya en todo momento y ante cualquier situación o decisión.

En especial a mi novia Johanna, por llegar a mi vida justo en el momento cuando creí que ya no podía seguir, para darme esa fuerza y motivación extra que tanto necesitaba hasta el día de hoy. Gracias infinitas ya que no solo me apoyas en la elaboración de este proyecto, sino que eres parte de él y de mi vida.

Al profesor Ing. Gilbert Mora Jiménez por su respaldo y guía durante la elaboración de este proyecto y al Ing. Gabriel Huevo García por su colaboración y apoyo durante los años que fungió como director de la carrera de Ingeniería Electromecánica de la Universidad Internacional de las Américas.

Al personal de la ASADA de Zapotal de Tarrazú por permitirme realizar este proyecto en sus instalaciones, muy especialmente al señor Greivin Vega Valverde, por su amable colaboración, acompañamiento e información brindada durante el transcurso de la investigación.

## RESUMEN EJECUTIVO

El proyecto consistió en un estudio técnico del sistema de bombeo que actualmente se utiliza en la ASADA de la comunidad de Zapotal de Tarrazú, con el fin de buscar la reducción del pago por consumo eléctrico y valorar los métodos que se pueden implementar para reducir el costo de la tarifa eléctrica mensual.

Mediante las visitas al sitio y los respectivos cálculos ingenieriles, se determinó que la bomba en estudio es un equipo monofásico, que se encuentra conectado a la red de distribución eléctrica de Coopesantos R.L a una tensión de 220V que con el trabajo actual tiene una demanda de 60A lo que hace que su potencia eléctrica sea de 14.3 kW.

El sistema de bombeo debe abastecer la demanda del acueducto que es de 3.5 l/s y una altura de 316 m, lo que genera una potencia hidráulica de 11.06 kW.

Basado en los datos anteriores se procedió a estudiar diferentes fuentes de energía que puedan incorporarse para reducir la tarifa eléctrica del sistema y que además de ser proyectos viables económicamente, no interfieran con las condiciones actuales del acueducto, no generen mayor trabajo para el personal de la ASADA y principalmente no pongan en peligro la calidad del servicio de agua de consumo humano para la comunidad. Se determina así que la instalación de un sistema fotovoltaico conectado a la red mediante generación distribuida es la más apropiada, ya que una vez instalado reduce considerablemente el pago de la tarifa eléctrica y trabaja de manera independiente con un mantenimiento reducido.

Una vez determinado el tipo de proyecto a implementar, se realizó el estudio de dos propuestas para su implementación, la primera consta de una instalación fotovoltaica que cubra las necesidades del sistema de bombeo actual, aprovechando que la bomba muestra una buena eficiencia (77%), adaptándolo a las condiciones del lugar y la demanda de energía, la segunda propuesta corresponde a la implementación completa de un nuevo sistema que incluye el remplazo del motor y la bomba junto con un variador de frecuencia para hacer uso de motores trifásicos conectados a la red monofásica y el diseño del sistema fotovoltaico para su funcionamiento, este proyecto si bien es más costoso cuenta con una fiabilidad de al menos 25 años en el sistema completo.

Para cada una de las propuestas se mostraron todos sus cálculos de consumo, diseño, cableado, equipos a utilizar, protecciones, fichas técnicas, diagrama unifilar y cada propuesta cuenta con su respectivo análisis financiero donde se aprecia el costo de inversión y el periodo de retorno, mediante los cálculos de Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR).

Finalmente se brindó la propuesta de la forma en cómo puede ser implementado cada sistema con el fin de obtener las mejores ventajas para la ASADA.

## 1 CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

### 1.1 Planteamiento del problema

¿Cómo reducir los costos de operación eléctrica del sistema de bombeo de agua potable en la ASADA de Zapotal de Tarrazú?

### 1.2 Objetivo general

Determinar cómo reducir los costos de operación eléctrica del sistema de bombeo de agua potable en la ASADA de Zapotal de Tarrazú.

#### 1.2.1 Objetivos específicos

- I. Evaluar el sistema de bombeo actual de la ASADA de Zapotal de Tarrazú, para así determinar las mejoras y las posibles reducciones en los costos de funcionamiento del acueducto mediante revisiones de campo y estudio de históricos de consumo energético.
- II. Analizar las nuevas tecnologías de alimentación eléctrica y bombeo que permitan reducir el costo operativo producto del trasiego de agua, de modo que sea posible lograr un ahorro en los gastos de la ASADA de Zapotal de Tarrazú; lo anterior a través del estudio de los sistemas de energías renovables y redes de autoconsumo.
- III. Determinar los sistemas de alimentación que se adapten al proceso de bombeo actual, con el fin de elegir la manera correcta de optimizar los recursos y reducir los costos de bombeo, por medio del análisis de productos de mercado e investigación del caso actual.

- IV. Definir el sistema de alimentación y bombeo óptimo para la ASADA de Zapotal de Tarrazú, para así tener un consumo adecuado según el trabajo que se debe realizar, por medio del estudio de sistemas de alimentación y bombas hidráulicas en el mercado que se adapten al funcionamiento requerido.
  
- V. Realizar el análisis financiero correspondiente a las propuestas de optimización del sistema actual y sustitución del sistema actual por uno más moderno, de manera tal que la ASADA pueda valorar los aspectos de recuperación de inversión de las obras, costos de implementación y beneficios económicos que estas puedan generar, esto mediante la evaluación costo-beneficio de cada propuesta.

### 1.3 Justificación

De acuerdo con el Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados, [AyA], (2014), el agua dulce es el bien máspreciado de la humanidad, es necesario para satisfacer las necesidades básicas de las personas, para la buena salud, la producción de alimentos, la energía y el mantenimiento de los ecosistemas del planeta. Aunque aproximadamente el 70% de la superficie del planeta está constituida por agua, únicamente un 2,5% de toda el agua del mundo es agua dulce, esto hace que menos del 1% de los recursos mundiales de agua dulce sea accesible para el consumo humano. El resto (97,5%) corresponde a los mares y océanos, por lo tanto, es agua salada.

Costa Rica posee una abundante oferta hídrica de alrededor de 24,784 metros cúbicos por persona al año, esto es más de tres veces el promedio mundial (7,000 m<sup>3</sup>). Pero la creciente demanda de agua está afectando su calidad, así como la cantidad disponible para todos los usos que el país requiere. Es importante destacar que nuestro país ha venido evolucionado en forma positiva en la prestación de los servicios de agua para consumo humano. Para cumplir su labor, el Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados (AyA) también delega la prestación de estos servicios en diferentes tipos de operadoras bajo su rectoría como las Asociaciones Administradoras de Acueductos (ASADAS), las municipalidades o la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH).

Las Asadas son asociaciones comunales conformadas generalmente por vecinos de una comunidad quienes se encargan del abastecimiento de agua, operan en comunidades ubicadas en zonas rurales del país donde existe una imposibilidad por parte del Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados de administrar el sistema. La ley constitutiva del AyA le da la potestad para “convenir” con organismos locales la administración de sistemas rurales, utilizando juntas administradoras.

Durante el año 2015, el 99,4% de la población del país tuvo acceso a servicios de suministro de agua por tubería, ya sea interna o externa. Según datos del AyA en el año 2015, las ASADAS administran un número importante de sistemas de abastecimiento en total 2094, con una población abastecida de aproximadamente 1 406 495 habitantes que acceden a agua con una potabilidad del 80% y una cobertura cercana al 29,1% de la población, por esta razón se han considerado como entes determinantes para la mejora del servicio de abastecimiento de agua potable al país. (Herrera, 2016)

La comunidad de Zapotal de Tarrazú, recibe el servicio de agua potable gracias al trabajo de una junta administradora de acueductos conformada por vecinos de la comunidad que brinda el servicio a un total de 65 hogares asociados la cual fue conformada desde hace 20 años.

Zapotal de Tarrazú es un pueblo rural ubicado en el distrito de San Lorenzo de Tarrazú, a una distancia de 10 Kilómetros al suroeste de San Marcos de Tarrazú. Es una comunidad dedicada en su gran mayoría a la producción del café, conformada por un aproximado de 200 habitantes según datos del último censo del INEC.

Desde sus inicios la ASADA ha debido implementar diferentes estrategias para hacer llegar el agua hasta la parte alta de la comunidad y de ahí poder suministrarla a sus asociados, esto debido a que del área de nacimiento hacia el tanque de abastecimiento cuenta con una distancia de al menos unos 800m de tubería. Tal situación, como sucede en muchos de los acueductos rurales de Costa Rica, provoca un consumo alto de la tarifa eléctrica debido a que debe tener un sistema de bombeo que debe dar abasto la necesidad de agua potable de la comunidad, lo cual, en comunidades de poca población, hace que la factura por el pago de metro cúbico de consumo de agua sea elevado y que los dineros adquiridos en su mayoría sean destinados al pago de la tarifa mensual de electricidad.

Por tratarse de un acueducto comunitario, está conformado por personas de la comunidad que son las encargadas de velar por el correcto funcionamiento del acueducto, ninguno de ellos es contratado o trabajador de tiempo completo de la ASADA, sus funciones son de una junta administradora que colabora con la comunidad combinado con sus funciones en la agricultura y producción del café.

Por esta razón se ha decidido colaborar con la comunidad y la junta administradora del acueducto de la comunidad de Zapotal de Tarrazú, en crear el estudio técnico y brindar las recomendaciones y mejoras que permitan disminuir el pago en la tarifa eléctrica; con este fin se realiza el análisis financiero, estudio de costos, diseño eléctrico, diseño de sistema de bombeo y las recomendaciones de implementación de las mejoras que el estudio nos brinde.

## 1.4 Antecedentes

### 1.4.1 Antecedente n.º 1.

**Título:** Evaluación para sistemas de bombeo de Agua, Manual de eficiencia energética, Primera edición

**Autor:** Banco Interamericano de Desarrollo (BID)

**Año:** 2011

**Institución:** Banco Interamericano de Desarrollo (BID)

Corresponde a un manual de evaluación de eficiencia energética para sistemas de bombeo en empresas de agua y saneamiento, este fue realizado con el propósito de mejorar el servicio de agua potable que se brinda a la sociedad de los países de América Latina, a través de eficiencia energética y mantenimiento que pueda ser aplicado por empresas de agua, financiado por el Fondo Especial de Operaciones del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), contando además con los servicios de consultoría de Econoler Internacional y Alliance to Save Energy, con el fin de desarrollar un método de eficiencia energética y mantenimiento en el sector de agua de saneamiento. Además, el libro en mención incluye un manual de mantenimiento para sistemas de bombeo de agua, una hoja de cálculo de eficiencia energética para sistemas de bombeo y una guía para la hoja de cálculo.

El método utilizado se basa esencialmente en determinar la energía consumida y las pérdidas en cada componente del proceso de bombeo: es decir, desde la entrada de energía en la acometida del suministrador, pasando por todos los elementos del sistema, hasta la entrega de agua al punto de uso, de manera que se pueda determinar cuanta energía se convierte en trabajo útil, el cual es el necesario para la distribución del agua y cuanta cantidad no se convierte en trabajo útil, la cual representa una pérdida de energía.

Este documento será una fuerte base para el desarrollo de la auditoría energética propuesta en esta investigación, ya que será el primer paso para determinar los niveles de consumo y de energía que se utilizan de manera adecuada y cuáles se desperdician; se intentará seguir los pasos de manera ordenada como lo indica el procedimiento, además se propondrá la implementación en cuanto sea posible en nuestro sistema de las medidas correctivas que son indicadas en el manual. De tal manera, se iniciará con los análisis de consumo eléctrico del sistema de bombeo, se valorará si se utiliza la mejor tarifa y el horario correcto de producción, se verificará el sistema del motor y bomba, para determinar que este sea óptimo para el desempeño tanto de bombeo de agua como de consumo eléctrico y en cada una de ellas se realizará el estudio de las posibles mejoras a implementar.

#### **1.4.2 Antecedente n.º2.**

**Título:** Guía para realizar diagnósticos energéticos y evaluar medidas de ahorro en equipos de bombeo de agua de organismos operadores de agua potable.

**Autor:** Ramón Rosas Moya

**Año:** 2014

**Institución:** Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) de la Secretaría de Energía de México, bajo el Programa de Energía Sustentable en México.

La guía corresponde a un documento creado con el fin de asesorar a los organismos municipales de agua potable en México. En él se indica que los costos de la energía eléctrica representan entre 20 y 40% de los costos totales de operación. La participación suele ser mayor en los organismos más pequeños y llega a superar el 50%. Esta situación ocasiona altos costos de operación, en muchos casos suele ser insostenible y afecta directamente la salud financiera de los organismos, dado que la energía representa el mayor gasto operativo controlable y que muchas medidas de eficiencia energética presentan un periodo de retorno de la inversión corto, invertir en eficiencia energética proporciona el soporte para reducir sus costos operativos.

Esta situación es muy similar, según los datos del AyA, que enfrentan las ASADAS en Costa Rica; de manera que esta guía puede ser implementada en este proyecto para desarrollar un diagnóstico energético y determinar las medidas de ahorro de energía susceptibles a ser implementadas, así como cuantificar los ahorros a alcanzar y el monto de las inversiones necesarias para la implementación de dichas medidas, determinar su factibilidad técnica y rentabilidad financiera.

Queda claro en el documento que su fin es brindar el conocimiento necesario a los entes encargados del abastecimiento de agua potable para que de esta manera puedan implementar las mejoras que se consideren una vez realizado el análisis. Es por esto que será utilizado en este proyecto con el fin de aprender de las medidas que se han implementado en México y mostrarlo como opción a las personas encargadas de los acueductos rurales en Costa Rica, brindando conocimiento técnico básico en medidas de ahorro, modernización y optimización de servicios. La investigación muestra una forma fácil de comprender cómo funcionan los acueductos y cómo se pueden realizar las mejoras, lo cual es un punto importante, ya que en muchos casos los encargados de los sistemas de acueductos presentan el conocimiento que se ha adquirido con la experiencia de realizar estos trabajos, sin embargo al momento de querer interpretar datos técnicos les es complicado ya que no han sido capacitados en estos temas; por esta razón, estos documentos de fácil entendimiento son muy importantes para así complementar el conocimiento con la información técnica y de esta manera poder realizar las mejoras que se indican.

### 1.4.3 Antecedente n.º3.

**Título:** Diagnóstico energético de equipos de bombeo de agua en zonas rurales.

**Autor:** Edward Albores Castro

**Año:** 2018

**Institución:** Universidad Nacional Autónoma de México

El proyecto de Tesis para el grado de Ingeniero Mecánico, realiza un estudio de la situación de algunos acueductos rurales de México. Como parte de esta investigación se hace una revisión del sistema de bombeo y el consumo energético de los 7 equipos (motor y bomba) que componen el acueducto rural ubicado al sur de la República Mexicana.

En esta investigación se realiza un estudio de consumo energético, de la eficiencia de la bomba actual y la cavitación de la misma, en el cual se determina que el sistema de bombeo es bastante ineficiente, por lo cual se recomienda el cambio de la misma como una de las mejoras para la eficiencia energética del sistema de acueducto.

Este proyecto de tesis hace un estudio del sistema de bombeo similar al que se desea realizar, ubicado en un acueducto rural en México, el autor encuentra retos y problemas como los encontrados en los acueductos de Costa Rica similares al de Zapotal de Tarrazú, donde se realizará el estudio de este proyecto, por lo tanto, será de importancia las valoraciones realizadas, aplicar cada uno de los pasos y de las medidas implementadas con el fin de lograr los resultados deseados.

El hecho de que este proyecto se base principalmente con lo que corresponde al estudio de la bomba, permite ver casos que no se observan en otras fuentes de estudio, ya que valora los problemas de cavitación de bombas y arranque de motor, dos datos de suma importancia al momento de querer escoger un buen equipo, se analizan curvas de rendimiento, eficiencia y se comparan con otros productos similares, para así poder determinar el adecuado basados en los datos que se obtienen del estudio de cada sistema.

#### 1.4.4 Antecedente n. °4.

**Título:** Diagnóstico del acueducto de Santa Cruz y propuestas de mejora.

**Autor:** Esteban Bejarano Salazar

**Año:** 2013

**Institución:** Universidad de Costa Rica

A nivel nacional no se han encontrado proyectos documentados en los que se realice análisis o se brinde las mejores prácticas para la eficiencia energética en sistema de bombeo de agua potable o para disminuir los gastos de electricidad en ASADAS, tanto el AyA como el Gobierno, han invertido en la implementación de paneles solares para reducir la tarifa eléctrica en algunos acueductos de la vertiente pacífica o en zonas indígenas, mas sin embargo no se encuentra disponible la documentación técnica de su aplicación.

En el documento de tesis para optar por el grado de Licenciatura en Ingeniería Civil en la Universidad de Costa Rica, Esteban Bejarano Salazar, realiza un estudio completo de la situación del acueducto municipal de la ciudad de Santa Cruz en Guanacaste, este incluye un análisis desde los niveles de agua, cloración, bombeo y distribución, con el fin de dar una solución a los problemas de abastecimiento con los que contaba el cantón de Santa Cruz en el año 2013 y determinar las verdaderas causas del faltante de agua que en ese entonces estaba poniendo una limitante al desarrollo de la ciudad.

Si bien el enfoque y varios puntos de este documento están fuera del alcance de este proyecto, se obtienen datos y estudios de bombeo de agua como uno de los causantes del mal funcionamiento del acueducto. Realizando muestras de caudal y bombeo, se determina que las horas en que se activa el sistema no coinciden con las horas de mayor demanda, lo cual produce un desperdicio de agua, ya que no solo sobrepasa el nivel de los tanques de almacenamiento, sino que además provoca una pérdida de recursos en el pago de electricidad que no se está aprovechando correctamente.

Este estudio del sistema de bombeo será de ayuda para analizar en nuestro caso si el procedimiento que se está llevando a cabo en el acueducto de Zapotal de Tarrazú es el correcto y por ende poder dar conclusiones y opciones de mejora para el sistema. Posee la ventaja de que en él se conoce el proceder de instituciones locales y como se administran estos acueductos, muestra problemáticas nacionales y da soluciones que se pueden revisar, es una guía base para conocer los problemas que afrontan muchas localidades en cuanto el suministro de agua y como este puede frenar el avance de los catones. El estudio realizado indica claramente cómo estos sistemas pueden ser mejorados, incluso muchas de estas mejoras se pueden lograr sin realizar una inversión sumamente alta y con un poco de conocimiento de la fusión del sistema.

#### **1.4.5 Antecedente n. °5.**

**Título:** Diseño automatizado para el control del sistema de bombeo de agua potable de hotel mediante telemetría y detección de fugas en tuberías.

**Autor:** Wilmer David Fernández Masís

**Año:** 2016

**Institución:** Instituto Tecnológico de Costa Rica

El proyecto de tesis para el grado de Licenciatura de la carrera de Ingeniería en Mantenimiento Industrial, se realiza en el hotel Condovac la Costa, en la provincia de Guanacaste, es realizado con el fin de buscar una solución al alto consumo y desperdicio de agua que se presenta en las instalaciones del hotel, derivado de las constantes fugas en la tubería y el mal plan de funcionamiento de los sistemas de bombeo.

El trabajo se desarrolla inicialmente realizando el análisis del sistema que extrae el agua de un pozo que se encuentra a 4 Km de las instalaciones del hotel, de ahí es extraído mediante una bomba de 5 HP a un tanque de almacenamiento y luego bombeado con una bomba de 25 HP hacia otro tanque ubicado en la propiedad del hotel, adicionalmente se cuenta con otra bomba de 30 HP como respaldo en caso de mantenimiento o averías.

En el análisis se detecta que las bombas son las adecuadas, el problema se basa en que estas bombean el agua por intervalos de tiempo y de esto se deriva que los consumos diarios son variados, por lo tanto puede que un día el tanque se llene provocando desperdicio de agua y otro día el agua no alcance provocando faltante en las habitaciones del hotel y afectando a sus clientes, adicionalmente se determina que la cédula de la tubería utilizada no está acorde a la presión que debería soportar, lo cual provoca fugas en una zona crítica, sin tener un método de detección de fugas para determinar cuando exista alguna.

Dado lo anterior, el estudio profundiza en el diseño de un sistema automatizado, mediante el uso de 2 PLC's, sensores de nivel, sensores de caudal, programación de los sistemas de manera que se detecte cuando el tanque de almacenamiento se encuentra lleno, así detener las bombas y no realizar desperdicios de agua y electricidad. Cuenta también con un sistema de comparación de presión en la tubería para así detectar cambios de presión de un lado al otro, lo cual puede ser derivado de fugas, de esta manera se activa una alarma y se desactiva la bomba principal de inmediato para realizar la debida reparación. De hace la recomendación de colocar manómetros a lo largo de la ruta crítica de la tubería, esto con el fin de detectar de manera más fácil las fugas, según los niveles de presión. En general el trabajo realizado demuestra la importancia y el ahorro que se puede obtener de un sistema de bombeo de agua que funcione de manera automatizada y moderna, cómo este puede reducir los costos de electricidad, gasto de agua, horas de trabajo del Departamento de Mantenimiento, combustible de transporte, entre otros.

La importancia de este proyecto es que da una guía para la implementación de un sistema de control en acueductos, dado que presenta muchas similitudes en el manejo del sistema de bombeo de agua del estudio actual, de tal manera que muestra cómo se puede lograr con el uso de sensores de nivel y un sistema de control, el ahorro de agua y electricidad que se puede estar provocando debido a que las bombas trabajan por periodos de tiempo y no por consumo de agua.

## 1.5 Proyecciones

El proyecto se realizará dentro del alcance geográfico que abastece el acueducto rural de la comunidad de Zapotal de Tarrazú, una vez concluido el estudio se entregará la siguiente información para uso de la asociación Administrativa del Acueducto comunitario en un CD con sus archivos en documentos digitales:

- I. Información técnica sobre los resultados encontrados en el estudio del sistema que se utiliza actualmente.
- II. La mejor opción de bomba que puede ser utilizada en el sistema, con el fin de realizar una optimización, y reducción de costos de operación en el bombeo de agua.
- III. Diagrama unifilar eléctrico sobre la instalación a realizar del nuevo sistema con la caracterización de los componentes a utilizar y la ubicación de cada uno de ellos.
- IV. Análisis financiero donde se pueda determinar los costos de inversión, el tiempo de recuperación y el ahorro que generarán las medidas recomendadas.

## **1.6 Limitantes**

Se presenta la limitante de que el lugar de nacimiento se encuentra en un área alejada del centro de San Marcos de Tarrazú, y su acceso es restringido, por lo que cada vez que se deba realizar una visita al sitio se debe de consultar con la junta administrativa y ellos brindar el permiso; adicionalmente siempre se debe tener la compañía de algún miembro de la junta por lo que las visitas al sitio de estudio pueden tomar mucho tiempo en coordinarse.

Los cálculos de los sistemas de bombeo se debieron realizar mediante cálculos de la información obtenida en el sitio, esto debido a que no se contaba con información de la bomba actual sobre su marca, modelo, eficiencia, curvas, entre otras.

Se tiene la limitante de contar con pocos productos cotizados por proveedores o marcas representantes, por lo que se realiza los cálculos requeridos con las cotizaciones de productos que fue posible obtener al momento de la finalización del proyecto.

## 2 CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

### 2.1 Regulaciones

Las regulaciones vigentes para el desarrollo de este proyecto son:

#### 2.1.1 Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP).

- I. Tarifas eléctricas por compañía 2018, tarifario para generación distribuida y medidores de tarifa preferencial.
- II. Resolución RIA -06-2017 del expediente ET-050-2016 y publicada en *La Gaceta* n.º 157, Alcance n.º 203 (página 16). Acueductos comunales dados en administración (Asadas) Pliego tarifario.

#### 2.1.2 Procuraduría General de la República.

- I. Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla n.º 39220-MINAE

#### 2.1.3 Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos de Costa Rica.

- I. Código de instalaciones hidráulicas y sanitarias en edificaciones 2017
- II. Código Eléctrico de Costa Rica para la seguridad de la vida y la propiedad, edición 2014 NFPA 70, National Fire Protection Association.

### 2.2 Sistemas de Bombeo

Para realizar el estudio de los sistemas de bombeo para agua, se toma la siguiente información obtenida del libro “Bombas centrífugas”, Carnicer Arroyo & Mainar Hasta (Madrid, 2004).

### **2.2.1 Bombas centrífugas.**

Por principio, el objeto del bombeo del agua o de un líquido bombeable, es su transporte de un punto a otro, generalmente desde una cota baja a otra más elevada, venciendo presiones y desniveles, mediante una máquina hidráulica llamada bomba.

En general, las bombas hidráulicas son máquinas que engendran energía hidráulica por transformación de la energía mecánica que viene del exterior (motor), la cual se añade a la energía cinética y potencial del líquido que pasa a través de ellas. Estas máquinas mueven el líquido como consecuencia de un intercambio de energía por rozamiento. La transferencia de energía se ocasiona por medio del movimiento rotacional del líquido conducido por la parte que asume una función activa de la máquina que se denomina rodete que es un impulsor con álabes. El proceso energético ocurre en dos etapas sucesivas; en primer lugar, por efecto del movimiento rotacional, se origina un crecimiento de la energía cinética del líquido y, en segundo lugar, el cuerpo de bomba o voluta, recibe el líquido salido del rodete y por su construcción especial transforma la energía cinética en energía de presión (presión), dirigiéndolo al mismo tiempo hacia el exterior por la tabuladora de descarga. El cuerpo de bomba no interviene en la producción de altura. (Carnicer y Mainar, 2004, pp. 19-20)

### **2.2.2 Bombas sumergibles.**

Una bomba sumergible es una bomba que puede ser totalmente sumergida en agua. El motor se cierra herméticamente y se acopla con el cuerpo de la bomba. La bomba sumergible empuja el agua a la superficie convirtiendo la energía rotatoria en energía cinética y energía de presión. Esto se hace por el agua que se tira en la bomba: primero en la toma, donde la rotación del impulsor empuja el agua a través del difusor; de allí, va a la superficie.

La principal ventaja de una bomba sumergible es que nunca tiene que ser cebada, porque ya está sumergida en el fluido. Las bombas sumergibles también son muy eficientes porque realmente no tienen que gastar mucha energía en movimiento de agua. La presión del agua empuja el agua hacia una bomba sumergible, ahorrando así una gran parte de la energía de la bomba. Además, aunque

las bombas en sí no son versátiles, la selección sí lo es. Algunas bombas sumergibles pueden manejar fácilmente sólidos, mientras que algunas son mejores solo para líquidos. Las bombas sumergibles son silenciosas, porque están bajo el agua, y la cavitación nunca es un problema.

Hay algunas desventajas con este tipo de bombas. Los sellos pueden corroerse con el tiempo, cuando eso sucede, el agua se filtra en el motor, haciéndolo inútil hasta que se repare. Además, ese sello hace que la bomba sumergible sea un poco difícil de conseguir para las reparaciones.

La otra desventaja principal es que este tipo de bombas no encaja en todos los usos. Las bombas de una sola etapa se utilizan para la mayoría de los bombeos industriales caseros y ligeros. Esto incluye filtros de acuario, bombeo de aguas residuales o bombas de sumidero para drenaje. Las bombas de múltiples etapas se utilizan para cualquier uso subterráneo, como pozos de agua o pozos de petróleo. Además, pueden trabajar con líquidos finos como el agua o gruesos como aguas residuales.

Se debe tener cuidado con las bombas sumergibles, deben estar completamente sumergidas; el agua alrededor de una bomba sumergible realmente ayuda a enfriar el motor. Si se utiliza fuera del agua, puede sobrecalentarse. (Aiguapres, 2017 recuperado de <http://www.bombasdagua.es/bombas-sumergibles-como-funcionan-ventajas-desventajas/>)

### **2.2.3 Cavitación.**

La cavitación tiene su origen en que la bomba opera con una aspiración excesiva y, entonces, la presión en la tubería de aspiración cae por debajo de un cierto valor crítico de la presión de vapor. La presión disminuye hasta que puede crearse un vacío y el líquido se convierte en vapor y es arrastrado por la corriente. Las burbujas de vapor o bolsas de vapor llamadas cavidades (de ahí el nombre de cavitación) son transportadas por el líquido y pueden desaparecer bruscamente cuando alcanzan zonas de presión más altas en su camino a través de la bomba; es decir, si la presión estática aumenta otra vez por encima de la presión de vapor en otro lugar de la ruta que sigue el flujo. En esta formación y repentina desaparición de burbujas de vapor está fundamentada la cavitación. El ruido que se oye en el interior de la bomba es causado por la explosión de las burbujas de vapor. Sus males comunes son picadura en los alabes del impulsor, vibración y ruidos. Cuanto

mayor es la bomba, mayores son el ruido y la vibración. Una cavitación fuerte viene generalmente acompañada por ruido excesivo y daños en la bomba; una cavitación moderada puede no producir más que una pequeña reducción del caudal, altura y desgaste prematuro de la bomba. (Carnicer y Mainar, 2004, p.35)

#### **2.2.4 Motores.**

El accionamiento de las bombas centrífugas se hace, comúnmente, mediante el empleo de motores eléctricos, turbinas de vapor o motores de combustión interna, siendo el acoplamiento directo a motores eléctricos los que tienen una mayor aplicación, convirtiéndose en el accionamiento universal para las bombas centrífugas. Los otros accionamientos, como los motores de combustión interna, las turbinas de gas y vapor, se emplean de una manera circunstancial en aquellos lugares en donde no existe energía eléctrica disponible, o como fuente de energía para grupos de emergencia. Las turbinas de vapor tienen su aplicación para mover bombas de alimentación en centrales eléctricas convencionales de grandes dimensiones y para su funcionamiento en barcos. (Carnicer y Mainar, 2004, pp 73-79)

Se entenderá por monofásico a la corriente alterna de una sola fase, y por trifásico al sistema eléctrico formado por tres corrientes alternas engendradas por un mismo manantial, desfasadas  $1/3$  de período una de otra. La forma más simple de las fuentes de corriente alterna es el sistema de una fase; en la práctica, sin embargo, se utilizan más los sistemas polifásicos. El sistema estándar es el de tres fases.

El uso de motores eléctricos es el más difundido, por su economía y gran velocidad de servicio, siendo los motores eléctricos de corriente alterna los más frecuentes, 60 Hz asíncronos, pudiendo ser también de 50 Hz, aunque más restringidos. Sus velocidades de giro más usuales corresponden a 3600, 1800, 1200 y 900 rpm (revoluciones por minuto), de acuerdo con el número de pares de polos, 2, 6, 4, y 8 contándose entre los más comunes los motores que corresponden a 1800 r.p.m. (4 polos) y a 3600 r.p.m. (2 polos). La velocidad real viene en función de la cuantía del deslizamiento que depende del tipo de motor, potencia y tensión en la red.

Los motores de inducción (motores asíncronos) constituyen el accionamiento más frecuente de las bombas centrífugas. En la gama de funcionamiento de alrededor de 1 kW, se usan motores monofásicos de inducción casi exclusivamente, pero por encima de 1 kW, hasta alcanzar los 8-10 MW, se emplean motores alternos, trifásicos de inducción dependiendo de la velocidad de giro y del tipo de construcción.

Los motores más frecuentes son de doble jaula de ardilla y el de rotor bobinado, que presentan un par de arranque elevado y corriente de arranque elevada en el primero, y baja en el segundo. Normalmente los motores eléctricos que accionan las bombas son para una frecuencia de 60 Hz y las siguientes tensiones normalizadas:

- I. Monofásicos: 220 V.
- II. Trifásicos con posible conexión en estrella/triángulo: 220/440 V.
- III. Trifásicos con posibilidad únicamente de arranque directo: 440 V.

#### **2.2.5 Variadores de frecuencia.**

Un variador de frecuencia por definición [ABB], (2008) es un regulador industrial que se encuentra entre la alimentación energética y el motor. La energía de la red pasa por el variador y regula la energía antes de que esta llegue al motor para luego ajustar la frecuencia y la tensión en función de los requisitos del procedimiento. Los variadores reducen la potencia de salida de una aplicación, como una bomba o un ventilador, mediante el control de la velocidad del motor, garantizando que no funcione a una velocidad superior a la necesaria. El variador de frecuencia regula la velocidad de motores eléctricos para que la electricidad que llega al motor se ajuste a la demanda real de la aplicación, reduciendo el consumo energético del motor entre un 20% y un 70%.

El uso de variadores de frecuencia para el control inteligente de los motores tiene muchas ventajas financieras, operativas y medioambientales ya que supone una mejora de la productividad, incrementa la eficiencia energética y a la vez alarga la vida útil de los equipos, previniendo el deterioro y evitando paradas inesperadas que provocan tiempos de improductividad.

## 2.3 Cálculos requeridos en análisis de bombas

Necesariamente se debe llevar a cabo determinados cálculos para encontrar la bomba centrífuga que concuerde con el sistema que tenemos en el actual proyecto, los datos tomados en el sitio serán analizados mediante las siguientes fórmulas las cuales fueron tomadas del libro *Bombas Centrífugas* (Carnicer y Mainar, 2004, pp.22 - 24).

### 2.3.1 Altura (H).

La expresión altura significa la distancia vertical existente entre una superficie libre de agua y una cota de referencia. En los sistemas de bombeo, el término altura se refiere tanto a una bomba como al conjunto de tuberías. La altura de una bomba es la distancia a la que puede elevar un líquido y se mide en metros de columna de líquido bombeado (m.c.l.). Se debe diferenciar diversas alturas, las cuales se pueden ver representadas en la Figura 1. Alturas.

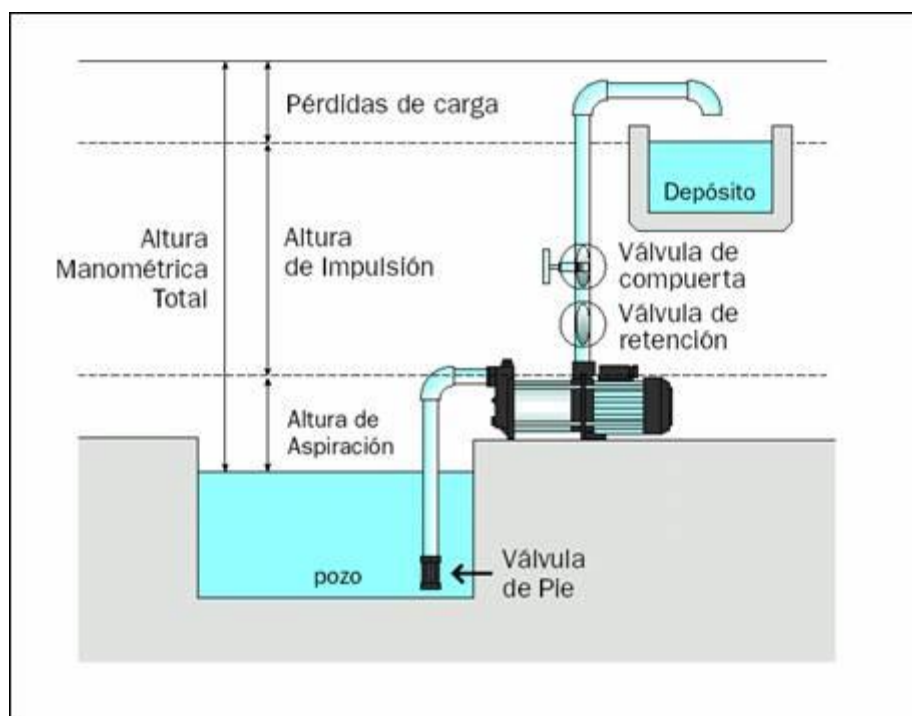


Figura 1. Alturas  
Fuente: <http://ocwus.us.es/>

### 2.3.1.1 *Altura geométrica ( $H_g$ ).*

Es la altura medida verticalmente desde el nivel del agua o líquido a elevar, hasta el punto más alto de la tubería de impulsión o descarga. Viene dada en metros.

Esta altura se divide en dos: altura de aspiración ( $H_a$ ) y altura de impulsión ( $H_i$ ), o lo que es igual,

$$H_g = H_a + H_i$$

Fórmula 1. Altura Geométrica.  
Fuente: Carnicer y Mainar, 2004.

### 2.3.1.2 *Altura de aspiración ( $H_a$ ).*

Es la altura entre el nivel del agua o líquido a bombear y el eje de la bomba. En la práctica no puede ser superior a 8 metros. En el caso especial de bombear agua caliente, gasolina, alcohol, etc., esta altura se debe disminuir según la tensión o presión de vapor del líquido considerado a la temperatura de bombeo.

### 2.3.1.3 *Altura de impulsión ( $H_i$ ).*

También llamada de elevación, es la altura entre el eje de la bomba y el punto más alto a la que va a subir el agua. Se expresa en metros.

### 2.3.1.4 *Altura manométrica ( $H_m$ ) o total.*

Representa la suma de la altura geométrica más las pérdidas de carga, o sea, la presión efectiva que ha de vencer la bomba para elevar el agua o líquido desde su nivel más bajo hasta el punto de elevación más alto. Viene dada en metros columna de agua (m.c.a).

### 2.3.1.5 *Pérdidas de carga ( $P_c$ ).*

Son las fuerzas que se oponen al avance del agua en las tuberías, producidas por rozamiento interno debido a su rugosidad, diámetro, longitud y velocidad con que circula el agua. También influyen los accesorios, como curvas, llaves de paso, etc., además de otros factores, como la temperatura del agua y la altura sobre el nivel del mar, que merman el potencial de la bomba. La pérdida de carga se indica en metros de elevación. Por consiguiente,

$$H_m = H_g + P_c$$

Fórmula 2. Altura Manométrica o total.  
Fuente: Carnicer y Mainar, 2004.

### 2.3.2 Cálculo de las pérdidas de carga.

En el Código de Instalaciones Hidráulicas y Sanitarias en Edificaciones del Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos de Costa Rica, (2017), (pp 68-70) se indica:

Artículo 6.3.4-1: Para el cálculo de las pérdidas de carga originadas por fricción en las tuberías de distribución y los ramales de alimentación, se recomienda la utilización de la fórmula de Darcy-Weisbach, dado que presenta la mayor precisión para calcular las pérdidas de carga en tuberías. Sin embargo, el profesional responsable de diseño podrá utilizar otras formulaciones aceptadas por las buenas prácticas de la profesión. El método de Darcy- Weisbach se expresa de la siguiente manera:

$$h_f = \frac{f V^2}{D 2g} \times L$$

Fórmula 3. Ecuación de Darcy- Weisbach para pérdidas de carga.  
Fuente: Código de Instalaciones Hidráulicas y Sanitarias en Edificaciones 2017.

Donde,

D= diámetro interno de la tubería (m).

f= factor de fricción.

g= aceleración de la gravedad (m/s<sup>2</sup>).

$h_f$ = pérdidas de energía (m).

L= longitud de la tubería (m).

V= velocidad del líquido en la tubería (m/s).

El coeficiente de fricción  $f$  se calcula a partir de la fórmula de Colebrook White, o su equivalente gráfico, el diagrama de Moody. La ecuación de Haaland, que se muestra a continuación, es explícita y aproxima la ecuación de Colebrook White, con un error menor del 2% en el cálculo del factor de fricción.

$$f = \frac{1}{\left[ -1,8 \log_{10} \left( \frac{6,9}{Re} + \left( \frac{\varepsilon/D}{3,7} \right)^{1,11} \right) \right]^2}$$

Fórmula 4. Ecuación de Haaland para coeficiente de fricción en tuberías.  
Fuente: Código de Instalaciones Hidráulicas y Sanitarias en Edificaciones 2017.

Donde,

$Re$  = Número de Reynolds

$\varepsilon$  = Rugosidad absoluta del material en mm, (ver Apéndice A. Tabla 6.6 del Código Instalaciones Hidráulicas y Sanitarias).

$D$  = Diámetro interno de la tubería (mm).

El número de Reynolds ( $Re$ ) se utiliza para conocer las características de un flujo. Es un valor adimensional, es decir que no tiene unidades.

$$Re = \frac{\rho \times V \times D}{\eta}$$

Fórmula 5. Número de Reynolds  
Fuente: [www.fisicapractica.com](http://www.fisicapractica.com)

Donde,

$Re$  = Número de Reynolds [sin unidad].

$\rho$  = Densidad [kg/m<sup>3</sup>].

$v$  = Velocidad del fluido [m/s].

$D$  = Diámetro del tubo [m].

$\eta$  = Viscosidad dinámica [Pa\*s].

Un número pequeño nos indica que el flujo es laminar, mientras que uno elevado nos indica que el flujo es turbulento.

Existen diferentes criterios al enunciar los valores del número de Reynolds que indican el tipo de flujo. Para cañerías de sección circular, una posible descripción es la siguiente:

- I.  $R_e < 2000$  corresponde a un flujo laminar.
- II.  $2000 \leq R_e \leq 4000$  corresponde a una zona de transición.
- III.  $R_e > 4000$  corresponde a un flujo turbulento.

La velocidad del fluido se calcula con base en su caudal sobre el área de sección transversal de la tubería de la siguiente manera:

$$V = \frac{Q \text{ (m}^3/\text{s)}}{\frac{\pi}{4} D^2 \text{ (m}^2\text{)}}$$

Fórmula 6. Cálculo de velocidad del fluido en tuberías.

Fuente: Código de Instalaciones Hidráulicas y Sanitarias en Edificaciones, 2017.

### **2.3.2.1 Pérdidas por accesorios.**

Según el artículo 6.3.4-2 del Código de Instalaciones Hidráulicas y Sanitarias en Edificaciones del Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos de Costa Rica, (2017), (p.70) se indica:

Se deberán considerar las pérdidas localizadas o pérdidas menores provocadas por cambios de dirección, válvulas, reducciones, medidores de caudal y otros accesorios. La tabla 6.7 muestra los coeficientes de pérdidas locales necesarios para estimar las pérdidas en metros de columna de agua.

La tabla 6.7 del Código de Instalaciones Hidráulicas y Sanitarias 2017 se puede apreciar en el Apéndice B.

Este coeficiente se calcula en metros con la fórmula siguiente:

$$h_L = k \left( \frac{v^2}{2g} \right)$$

Fórmula 7. Cálculo de pérdidas locales  
Fuente: Código de Instalaciones Hidráulicas y Sanitarias

Donde,

$h_L$  = Pérdidas locales (m).

$v$  = Velocidad Media del Tubo (m/s)

$g$  = 9.81 m/s<sup>2</sup>.

$k$  = Coeficiente de pérdidas locales.

### 2.3.3 NPSH necesario para una bomba.

El NPSH (Net Positive Suction Head) es el término empleado en la literatura técnica para determinar las características que se deben dar a la aspiración de una bomba, y significa en castellano “altura neta positiva de aspiración”, siendo la diferencia entre la presión del líquido a bombear referido al eje del impulsor (plano de referencia) y la presión de vapor del líquido a la temperatura de bombeo, referida a metros. Puede interpretarse como la altura de equilibrio de presión que dice cuántos metros debe tener la altura de presión en la línea de aspiración por encima de la presión de vapor del líquido para que no pueda producirse la vaporización del mismo, asegurándose así el perfecto trabajo de la bomba (Carnicer y Mainar, 2004. pp 30 - 35).

#### 2.3.3.1 NPSH disponible.

Es una particularidad de la instalación y se define como la energía que tiene un líquido en la toma de aspiración de la bomba (independientemente del tipo de esta), por encima de la energía del líquido, debido a su presión de vapor.

El NPSH disponible puede calcularse mediante la expresión:

$$NPSH \text{ disponible} = \frac{10 \times P_a}{\gamma} - H_a - P_{ca} - \frac{10 \times T_v}{\gamma}$$

Fórmula 8. NPSH Disponible  
Fuente: Carnicer et al, 2004

$P_a$  = Presión atmosférica o presión en el depósito de aspiración, en kg/cm<sup>2</sup>.

$H_a$  = Altura geométrica de aspiración, en metros.

$P_{ca}$  = Pérdidas de carga en la aspiración, en metros.

$T_v$  = Tensión de vapor del líquido a la temperatura de bombeo, en kg/cm<sup>2</sup>.

$\gamma$  = Peso específico del líquido, en kg/m<sup>3</sup>.

### 2.3.3.2 *El NPSH requerido.*

Es una característica de la bomba. Se determina por prueba o cálculo y es aquella energía necesaria para llenar la parte de aspiración y vencer las pérdidas por rozamiento y el aumento de velocidad desde la conexión de aspiración de la bomba hasta el punto en que se añade más energía, varía según el diseño de la bomba, tamaño y condiciones de servicio; todos datos facilitados por el fabricante de la bomba.

Para que una bomba funcione correctamente, sin que aparezca la cavitación, ha de cumplirse la condición de que el NPSH disponible en la instalación sea igual o mayor que el NPSH requerido por la bomba. Ha de darse:

$$NPSH \text{ disponible} \geq NPSH \text{ requerido}$$

### 2.3.4 **Potencia.**

Las siguientes son las normas indispensables en el estudio de bombas centrífugas para averiguar las diversas potencias (Carnicer y Mainar, 2004. pp 36 - 37).

### 2.3.4.1 *Potencia hidráulica suministrada por la bomba*

Es la potencia transmitida por la bomba al líquido bombeado.

$$P_h = Q \times H_m \times \gamma$$

Fórmula 9. Potencia Hidráulica  
Fuente: Carnicer y Mainar, 2004.

Donde,

$Q$  = Caudal, en m<sup>3</sup>/s.

$H_m$  = Altura manométrica, en metros.

$P_h$  = Potencia hidráulica, en W.

$\gamma$  = Peso específico, en N/m<sup>3</sup>.

### 2.3.4.2 *Potencia absorbida.*

Si el rendimiento de la bomba  $\eta$ , que incluye las pérdidas de potencia de esta, es conocido, la potencia absorbida o potencia al eje consumida por la bomba en un punto de trabajo puede hallarse mediante la siguiente fórmula:

$$P_{ab} = \frac{Q \times H_m \times \gamma}{367 \times \eta} = kW$$

$$P_{ab} = \frac{Q \times H_m \times \gamma}{270 \times \eta} = CV$$

Fórmula 10. Potencia Absorbida  
Fuente: Carnicer y Mainar, 2004.

en donde,

$Q$  = Caudal, en m<sup>3</sup>/h.

$H_m$  = Altura manométrica, en metros.

$P_{ab}$  = Potencia consumida, en kW o C.V.

$\gamma$  = Peso específico, en kg/dm<sup>3</sup>

$\eta$  = Rendimiento, en porcentaje (%).

### 2.3.4.3 Rendimiento de la bomba ( $\eta$ ).

Establece la relación entre la potencia hidráulica suministrada por la bomba y la potencia absorbida en el eje.

$$\eta = \frac{Q \times H_m \times \gamma}{367 \times P_{ab}}$$

Fórmula 11. Rendimiento de la bomba.  
Fuente: Carnicer y Mainar, 2004.

significando,

Q = Caudal, en m<sup>3</sup>/h.

$H_m$  = Altura manométrica, en metros.

$\gamma$  = Peso específico, en kg/dm<sup>3</sup>.

$P_{ab}$  = Potencia absorbida, en kW.

La eficiencia puede de igual manera ser calculada como:

$$\eta = \frac{\text{Potencia Hidráulica (Ph)}}{\text{Potencia Eléctrica}}$$

Fórmula 12. Cálculo de eficiencia de la bomba.  
Fuente: Carnicer y Mainar, 2004.

Donde la potencia eléctrica se obtiene del cálculo de la corriente consumida por la bomba en Amperios (A), multiplicada por la tensión del sistema en voltios (V).

En las bombas centrífugas, el rendimiento varía con el caudal y la altura de elevación. Un valor medio para cálculos aproximados sería el de 0,7 (70 %).

La potencia absorbida es mayor que la potencia suministrada por la bomba, siendo la diferencia entre ambas la pérdida de potencia en la bomba.

El margen de potencia mínima del motor recomendada debe oscilar entre un 10 y 20 % sobre la potencia consumida por la bomba, en el punto de trabajo. Hasta 15 kW un 20 % de margen. Hasta 75 kW un 15 % de margen. Más de 75 kW un 10 % de margen.

### **2.3.5 Relaciones fundamentales de las bombas centrífugas.**

Las curvas características de una bomba centrífuga son aquellas que relacionan las variables que intervienen en el funcionamiento de las mismas.

Por consiguiente, la curva característica de una bomba válida para una determinada velocidad de giro (n) sin variar su diámetro, puede dar lugar a un cambio en sus curvas características y a una modificación de las variables Q, H y P, cuando se la hace trabajar a distintas velocidades. La curva de la bomba varía según las leyes de semejanza o ley de afinidad cuyas relaciones mencionamos a continuación. (Carnicer y Mainar, 2004. pp 42 - 43).

- I. El caudal (Q) que eleva una bomba, aumenta o disminuye proporcionalmente al aumento o disminución de la velocidad (n). O bien, el caudal (Q) es directamente proporcional al cambio de velocidad.

$$Q_2 = Q_1 \times \left( \frac{n_1}{n_2} \right)$$

Fórmula 13. Relación de caudal en Bomba Centrífuga.

Fuente: Carnicer y Mainar, 2004.

- II. La altura manométrica (H) aumenta o disminuye con el cuadrado de la velocidad. O bien, la altura manométrica es proporcional al cuadrado del cambio de velocidad.

$$H_2 = H_1 \times \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2$$

Fórmula 14. Relación de Altura en Bomba Centrífuga.  
Fuente: Carnicer y Mainar, 2004.

- III. La potencia absorbida (P) crece o disminuye con el cubo de la velocidad. O bien, la potencia absorbida es proporcional al cubo del cambio de velocidad.

$$P_2 = P_1 \times \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^3$$

Fórmula 15. Relación de Potencia en Bombas Centrífugas  
Fuente: Carnicer y otros, 2004.

- IV. El NPSH es proporcional al cuadrado de la variación de velocidad.

$$NPSH_2 = NPSH_1 \times \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^2$$

Fórmula 16. Referencia de NPSH en Bomba Centrífuga.  
Fuente: Carnicer et al, 2004.

### 2.3.6 Ecuación de la energía, teorema de Bernoulli.

Se obtiene la ecuación de energía al aplicar al flujo fluido el principio de conservación de la energía. La energía que posee un fluido en movimiento está integrada por la energía interna y las energías debidas a la presión, a la velocidad y a su posición en el espacio. En la dirección del flujo, el principio de la energía se traduce en la siguiente ecuación, al hacer el balance de la misma:

$$\left(\frac{P_1}{\gamma} + \frac{V_1^2}{2g} + z_1\right) + H_A - H_L - H_E = \left(\frac{P_2}{\gamma} + \frac{V_2^2}{2g} + z_2\right)$$

Fórmula 17. Ecuación de la energía de Bernoulli

Fuente: Carnicer y Mainar, 2004.

$\left(\frac{P_1}{\gamma} + \frac{V_1^2}{2g} + z_1\right)$  = Energía en la sección 1.

$H_A$  = Energía añadida.

$H_L$  = Energía perdida.

$H_E$  = Energía Extraída.

$\left(\frac{P_2}{\gamma} + \frac{V_2^2}{2g} + z_2\right)$  = Energía en la sección 2.

La unidad utilizada en cada término es el metro. Prácticamente, todos los problemas que entrañan flujos de líquidos se resuelven con esta ecuación. (Giles, Evett, Liu, 1994, p. 122).

## 2.4 Instalaciones de sistemas eléctricos

La reconocida marca de componentes eléctricos Eaton en su serie de capacitación “Módulos de aprendizaje” Vol. N°5 y 12 (2018), indican los principios y definiciones de los elementos más importantes para realizar una correcta instalación eléctrica.

### 2.4.1 Conductor de puesta a tierra

Conductor utilizado para conectar los equipos o el circuito puesto a tierra de un sistema de alambrado conectado al electrodo o electrodos de puesta a tierra.

## **2.4.2 Medios de desconexión e interruptores de seguridad**

Un interruptor de seguridad es un dispositivo utilizado para abrir y cerrar un circuito. Esto puede hacerse manualmente con un mecanismo de operación, o bien, automáticamente con fusibles. Un interruptor de seguridad estará siempre en su gabinete propio. El gabinete ofrece protección al personal contra un contacto accidental con el equipo eléctrico. También ofrece protección del equipo contra el ambiente. (EATON, Vol.12, 2018, p.4)

## **2.4.3 Interruptor automático**

Un interruptor se define, en los estándares NEMA, como un dispositivo diseñado para abrir y cerrar un circuito por medios no automáticos, y para abrir el circuito automáticamente en una sobrecarga de corriente predeterminada sin sufrir daño, cuando se aplica dentro de sus valores de operación o especificaciones, se define en los estándares ANSI como un dispositivo de conmutación mecánico que puede cerrar un circuito eléctrico, llevar la corriente e interrumpir corrientes eléctricas en condiciones normales de circuito. Puede también cerrar un circuito y sostener la corriente durante un tiempo especificado e interrumpir corrientes en condiciones anormales de circuito especificadas como es el caso de un cortocircuito. (EATON, Vol.5, 2018, pp. 4-11)

Según Electricaplicada, (2017), para que un interruptor sea efectivo, debe tener cierta inteligencia para poder desempeñar su función automáticamente o bien responder a un comando. Sin esta capacidad, un interruptor sería solamente un cortocircuito sofisticado. Una unidad de disparo es la inteligencia del interruptor. Cuando existe esta condición, ocurre un incremento de temperatura en el aislamiento y el conductor. Esto se conoce como sobrecarga térmica. Eventualmente, esta condición resultará en un cortocircuito. Las condiciones de sobrecarga son predecibles si se monitorean la corriente y el tiempo que esta fluye en un conductor. Como resultado, se utiliza una curva tiempo-corriente para indicar el límite entre la condición normal y la condición de sobrecarga.

Se requiere que los disyuntores o *breakers* de caja moldeada no se disparen a la corriente nominal. Sin embargo, comúnmente los disyuntores o *breakers* se diseñan frecuentemente al 80% de su corriente nominal bajo NTC2050/NEC Sec. 384 – 16 (c). Para un típico disyuntor, *breaker* o protección eléctrica termo-magnética, las curvas publicadas por el fabricante indicarán el tiempo que tardan en disparar frente a sobrecargas dependiendo de la temperatura, sin embargo, esta condición mostrada por el fabricante no tiene en cuenta la acumulación de calor alrededor de la trayectoria de corriente dentro del disyuntor, así como a lo largo de los conductores eléctricos. Este calor (generado por el flujo de corriente) es en realidad lo que hace que el disyuntor o *breaker* se dispare, lo cual indica que no es solamente la magnitud del flujo de corriente la que produce el disparo. (recuperado de <https://www.electricaplicada.com/porque-se-calculan-los-breakers-al-125-de-corriente/>)

#### 2.4.4 Corrientes de cortocircuito.

Ocurren habitualmente con flujo de corriente alta debido a la falla de aislamiento del conductor. Cuando el aislamiento entre fases se interrumpe, se pueden esperar corrientes de cortocircuito en la falla. Una curva de tiempo-corriente típica para un elemento de cortocircuito (instantáneo) de un interruptor indica que no ocurrirá un disparo hasta que la corriente de falla alcance o rebase el punto A en la curva. (EATON, Vol. N°5, 2018, p. 12)



Figura 2. Curva de tiempo de corriente de corto circuito.  
Fuente: EATON Módulos de Aprendizaje #5.

### **2.4.5 Falla de conexión a tierra.**

Una falla de conexión a tierra es un tipo particular de falla de corriente de cortocircuito; es un cortocircuito entre una fase y la tierra.

### **2.4.6 Factor de Potencia.**

Es un indicador sobre el correcto aprovechamiento de la energía, de forma general es la cantidad de energía que se ha convertido en trabajo. El factor de potencia puede tomar valores entre 0 y 1, lo que significa que el valor ideal del factor de potencia es 1, esto indica que toda la energía consumida por los aparatos ha sido transformada en trabajo. Por el contrario, un factor de potencia menor a la unidad significa mayor consumo de energía necesaria para producir un trabajo útil. El factor de potencia por debajo del 90% significa energía desperdiciada por su empresa y en consecuencia un incremento innecesario en el importe de su facturación por este concepto. (Espinosa de los Monteros, 2014, p. 3)

### **2.4.7 Tipos de conductores eléctricos y aislamientos.**

La compañía Procables S.A, hace una descripción correcta de los tipos de cables según su aislamiento en su catálogo de “Conductores de Cobre Aislado” recuperado de [http://www.procables.com.co/downloads/catalogo-conductores\\_de\\_cobre\\_aislado.pdf](http://www.procables.com.co/downloads/catalogo-conductores_de_cobre_aislado.pdf), donde se toman los siguientes datos referente a los conductores eléctricos.

#### **2.4.7.1 THW.**

Se usa en circuitos principales o ramales y, en general, para instalaciones eléctricas interiores y exteriores de iluminación, de tipo residencial, comercial e industrial. Pueden instalarse en cárcamos, ductos y canalizaciones, en sitios secos o mojados. Es un conductor de cobre recocido, sólido o cableado, aislado con PVC. Características:

- I. Tensión máxima de operación: 600 V.
- II. Temperatura máxima de operación: 75 °C.
- III. Retardante a la llama.
- IV. Resistente a la humedad, grasas y ácidos.

#### **2.4.7.2 THHN/THWN.**

Se usa en instalaciones eléctricas de fuerza, control y alumbrados en interiores o exteriores de tipo residencial, comercial e industrial. Pueden instalarse en cárcamos, ductos, bandejas y canalizaciones, en sitios secos y mojados. Es un conductor de cobre blando, aislado con PVC para 90 °C, con chaqueta de nailon. Características:

- I. Tensión máxima de operación: 600 V.
- II. Temperatura máxima de operación: 90 °C, en ambiente húmedo o seco. 75 °C en ambiente mojado.
- III. Resistente a humedad, calor, abrasión, elementos químicos, aceites y gasolina.
- IV. Retardante a la llama

#### **2.4.7.3 XHHW-2.**

Se usa en instalaciones eléctricas de circuitos de fuerza y distribución en interiores y exteriores. Es un conductor de cobre blando, aislado con XLPE-FR. Características

- I. Tensión máxima de operación: 600 V.
- II. Temperatura máxima de operación: 90 C. En sitios secos o mojados.
- III. Resistente a humedad, calor, abrasión y a elementos químicos, ácidos y aceites.
- IV. Retardante a la llama.

#### **2.4.7.4 RHW-2.**

Se usan para instalaciones de circuitos de fuerza y distribución, en interiores o exteriores. El cable USE es adecuado para acometidas subterráneas en enterramiento directo. Es un conductor de cobre blando. (Procables S.A, s.f, pp.15-23).

- I. Tensión máxima de operación: 600 V.
- II. Temperatura máxima de operación RHW-2 USE-2: 90 C en sitios secos o mojados. 90 C en sitios secos o húmedos y en sitios mojados de 75 C.
- III. Resistente a la humedad, al calor, a la abrasión, a elementos químicos, ácidos y aceites.

#### **2.4.8 Carga instalada.**

Es la suma de todas las potencias nominales continuas de los aparatos de consumo conectados a un sistema o a parte de él, se expresa generalmente en kVA, MVA, kW o MW. Matemáticamente se indica como: la sumatoria de las potencias nominales de las cargas. (Ramírez, 2004, pp. 19-21)

#### **2.4.9 Capacidad instalada**

Corresponde a la suma de las potencias nominales de los equipos (transformadores, generadores), instalados a líneas que suministran la potencia eléctrica a las cargas o servicios conectados. Es llamada también capacidad nominal del sistema. (Ramírez, 2004, pp. 19-21)

#### **2.4.10 Carga máxima.**

Se conoce también como la demanda máxima y corresponde a la carga mayor que se presenta en un sistema en un período de trabajo previamente establecido. Es esta demanda máxima la que ofrece mayor interés ya que aquí es donde se presenta la máxima caída de tensión en el sistema y por lo tanto cuando se presentan las mayores pérdidas de energía y potencia. Para establecer la demanda máxima, se debe especificar el intervalo de demanda para medirla. La carga puede expresarse en p.u (Por Unidad) de la carga pico del sistema; por ejemplo, se puede encontrar la demanda máxima 15 minutos, 30 minutos y 1 hora. (Ramírez, 2004, pp. 19-21)

#### **2.4.11 Carga demandada.**

Es la cantidad de potencia que un consumidor utiliza en cualquier momento (variable en el tiempo). Dicho de otra forma: la demanda de una instalación eléctrica en los terminales receptores, tomada como un valor medio en un intervalo determinado. El período durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de demanda. La duración que se fije en este intervalo dependerá del valor de demanda que se desee conocer; así, por ejemplo, si se quiere establecer la demanda en amperios para la sección de un juego de fusibles, deberán ser analizados valores de demanda con un intervalo cero, no siendo el mismo caso si se quiere encontrar la demanda para aplicarla a un transformador o cable, que será de 10 o 15 minutos. Para establecer una demanda es indispensable indicar el intervalo de demanda ya que sin él no tendría sentido práctico. La demanda se puede expresar en kVA, kW, kVAR, etc.

La variación de la demanda en el tiempo para una carga dada origina el ciclo de carga que es una curva de carga (demanda vs tiempo). (Ramírez, 2004, pp. 19-21)

## **2.5 Sistemas autónomos de generación eléctrica**

### **2.5.1 Generación distribuida y autoconsumo.**

De forma general, la generación distribuida se define como una modalidad de generación eléctrica compuesta por un conjunto de unidades de generación eléctrica de pequeña potencia, ubicados cerca del lugar de consumo y conectadas directamente a la red de distribución, de forma que la energía puede ser inyectada directamente en la red ya que esta se genera a la tensión de distribución. Incluso se emplean diferentes términos para designar al concepto que representa la generación distribuida; generación dispersa y generación descentralizada son algunos de los términos más utilizados al respecto.

De forma general, se entiende por autoconsumo el consumo de energía por la misma persona física o jurídica que la genera. El concepto de autoconsumo abarca un completo abanico de modalidades de consumo de energía generada a nivel local procedente de instalaciones de generación conectadas en el interior de la red del consumidor o a través de una línea directa, con consumo total o con “excedentes” de la instalación de generación que pudieran verse al sistema.

Dentro de la generación distribuida existe un segmento orientado al autoconsumo, sustentado en tecnologías renovables, con alto grado de maduración que permiten ser una alternativa a la generación convencional. De ahí que en ocasiones se tienda a hablar indistintamente de generación distribuida y autoconsumo cuando, en realidad, se trata de cosas distintas como pone de manifiesto el hecho de que todos los países tratan cada uno de estos dos conceptos con reglamentación específica. Entre otros aspectos, la generación distribuida se caracteriza por estar sujeta al control de un operador, mientras que, en el autoconsumo, el control vendrá más por la limitación de potencia a conectar que por el de la operación de dichas instalaciones de autoconsumo.



Figura 3. Ventajas e Inconvenientes del Autoconsumo  
Fuente: Generación Distribuida y Autoconsumo, Álvarez Pelegry-Castro Legarza

La generación distribuida utiliza las mismas fuentes de energía que las centrales de gran escala, pero con tecnología de capacidades de potencia menores. Las principales fuentes de energía renovable son el recurso hídrico, eólico, solar, biomasa y la geotermia. A esta lista se le pueden agregar las fuentes renovables no convencionales como el hidrógeno, así como los combustibles fósiles que corresponden a fuentes de naturaleza no renovable. (Álvarez y Castro, 2014, pp 4-9)

### 2.5.2 Tipos de generación distribuida de fuentes renovables.

Los siguientes contenidos son obtenidos de la edición de octubre 2016 de la revista Los Verdes, titulada “Renovables. Generación eléctrica distribuida. Energía limpia desde los propios usuarios”, (Testa y Gomel, 2016, p.11)

- I. **Solar:** es aquella que mediante la conversión a calor (fototérmica) o a electricidad (fotovoltaica) aprovecha la radiación proveniente del sol.
- II. **Eólica:** turbinas eólicas convierten la energía cinética del viento en energía mecánica, la cual acciona un generador que produce energía eléctrica.
- III. **Minihidráulica:** una central hidráulica está constituida por todos los elementos necesarios para transformar la energía de un curso de agua (debido a la diferencia de nivel entre dos puntos) en energía útil (normalmente electricidad). La minihidráulica es aquella planta hidráulica con una potencia no superior a 10 MW.
- IV. **Biomasa:** utilización de materiales provenientes de seres vivos animales o vegetales. Es decir, toda la materia orgánica procedente de residuos de origen animal y/o vegetal obtenida de manera natural o procedente de los residuos de la industria agroalimentaria. El aprovechamiento de la biomasa para generar electricidad puede ser mediante proceso térmico, biogás o biocombustibles.
- V. **Cogeneración:** es el procedimiento por el que se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil. La ventaja de la cogeneración es su mayor eficiencia energética ya que se aprovecha tanto el calor como la energía eléctrica de un único proceso.

## 2.6 Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica consiste en la transformación directa de la radiación solar en energía eléctrica.

Esta transformación en energía eléctrica se consigue aprovechando las propiedades de los materiales semiconductores mediante las células fotovoltaicas. El material base para la fabricación de paneles fotovoltaicos suele ser el silicio. Cuando la luz del sol (fotones) incide en una de las caras de la célula solar genera una corriente eléctrica. Esta electricidad generada se puede aprovechar como fuente de energía.

La fabricación de las células fotovoltaicas es un proceso costoso, tanto económicamente como en tiempo. El silicio con el que se fabrican las células fotovoltaicas es un material muy abundante en la Tierra. Sin embargo, el procesamiento del silicio es laborioso y complicado. Mediante unos procesos muy complicados se elaboran lingotes de silicio. Posteriormente, de estos lingotes de silicio se cortarán las obleas o células fotovoltaicas. (Solar Energía, 2018)

La principal aplicación de una instalación de energía solar fotovoltaica es la producción de energía eléctrica a partir de la radiación solar.

La producción de energía puede ser en gran escala para el consumo en general o en pequeña escala para consumo en pequeñas viviendas, refugios de montaña o sitios aislados.

Principalmente se diferencian dos tipos de instalaciones fotovoltaicas:

- I. Instalaciones fotovoltaicas de conexión a red, en que la energía que se produce se utiliza íntegramente para la venta a la red eléctrica de distribución.
- II. Instalaciones fotovoltaicas aisladas de red que se utilizan para autoconsumo, ya sea en una vivienda aislada, en una estación repetidora de telecomunicación, o para bombeo de agua para riego, etc.

Dentro de las aplicaciones de la energía fotovoltaica no conectada a la red, esta se encuentra en muchos ámbitos de la vida cotidiana. La energía fotovoltaica se utiliza en pequeños aparatos como calculadoras, o para el alumbrado público en determinadas zonas, e incluso se ha utilizado en automóviles y aviones que funcionan exclusivamente aprovechando la radiación solar como fuente de energía.

## **2.6.1 Tipos de instalaciones de sistemas fotovoltaicos.**

### **2.6.1.1 Conectada a red.**

En ellas el productor no utiliza la energía directamente, sino que es vendida al organismo encargado de la gestión de la energía en el país. Tienen la ventaja de que la producción de electricidad se realiza precisamente en el periodo en el que la curva de demanda de electricidad aumenta, es decir, durante el día. Son muy importantes los kilovatios generados de esta forma.

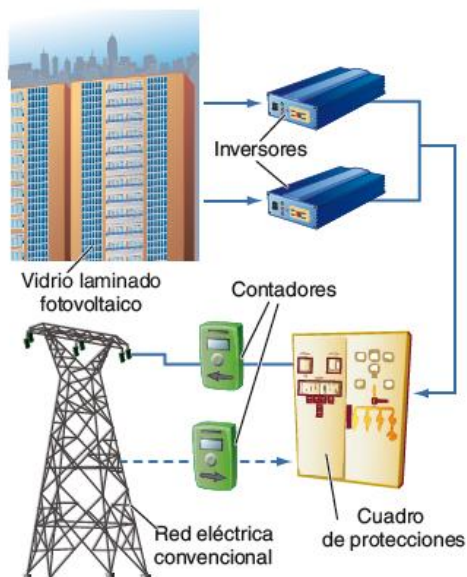


Figura 4. Instalación Conectada a la red eléctrica.  
Fuente: solar-energía.net.

### 2.6.1.2 Instalaciones Autónomas.

Producen electricidad sin ningún tipo de conexión con la red eléctrica, a fin de dotar de este tipo de energía al lugar en donde se encuentran ubicadas. Se emplean sobre todo en aquellos emplazamientos en los que no se tiene acceso a la red eléctrica y resulta más económico instalar un sistema fotovoltaico que tender una línea entre la red y el punto de consumo.

La batería es el elemento encargado de acumular la energía entregada por los paneles durante las horas de mayor radiación para su aprovechamiento durante las horas de baja o nula insolación.

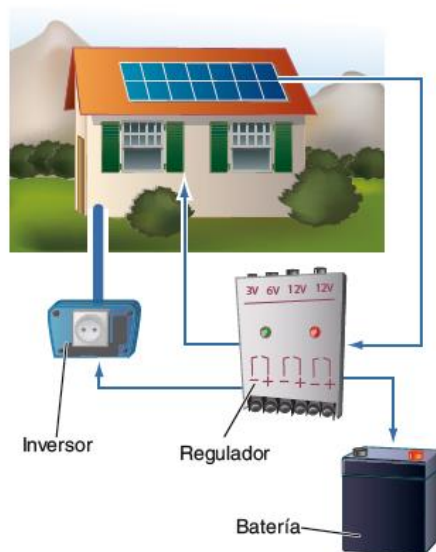


Figura 5. Instalación fotovoltaica autónoma.  
Fuente: solar-energía.net.

### 2.6.2 Panel solar fotovoltaico.

Es un tipo de panel solar diseñado para el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica. Su función es transformar la energía solar en electricidad.

Los paneles fotovoltaicos se pueden utilizar para generar energía eléctrica tanto en aplicaciones domésticas o en aplicaciones comerciales.

Los módulos fotovoltaicos están formados por un conjunto de celdas fotovoltaicas interconectadas entre ellas. Las células fotovoltaicas que componen un panel fotovoltaico se encuentran encajadas y protegidas. El panel fotovoltaico es el encargado de transformar de una manera directa la energía de la radiación solar en electricidad, en forma de corriente continua.

La célula solar solo es capaz de generar una tensión de unas décimas de voltio ( $\pm 0,5$  V) y una potencia máxima de 1 o 2 Watts. Por tanto, es necesario conectar en serie varias células (que se comportan como pequeños generadores de corriente) para conseguir tensiones de 24 V, aceptadas en muchas aplicaciones. La placa fotovoltaica está diseñada para soportar las condiciones que se dan al aire libre y poder formar parte de la "piel" del edificio. Su vida útil se considera de 25 años. (Solar Energía, 2018)

### 2.6.3 Regulador.

Para un correcto funcionamiento de la instalación, hay que colocar un sistema de regulación de carga entre los paneles solares y las baterías. El regulador tiene como misión evitar situaciones de carga y sobrecarga de la batería, con el fin de alargar su vida útil.

El regulador trabaja por tanto en las dos zonas. En la parte relacionada con la carga, su misión es la de garantizar una carga suficiente al acumulador y evitar las situaciones de sobrecarga, y en la parte de descarga se ocupará de asegurar el suministro eléctrico diario suficiente y evitar la descarga excesiva de la batería.

Dado que los módulos solares tienen una tensión nominal mayor que la de la batería, si no existiera regulador se podrían producir sobrecargas. El motivo de que esta tensión nominal de los paneles sea así se debe fundamentalmente a dos razones:

- I. Atenuar posibles disminuciones de tensión por el aumento de la temperatura.
- II. Asegurar la carga correcta de la batería. Para ello la tensión Voc (Circuito abierto) del panel deberá ser mayor que la tensión nominal de la batería.

El dimensionado de la instalación solar se realiza de manera que se asegure el suministro de energía en las peores condiciones de luminosidad del sol. Por ello se toman como referencia los valores de irradiación en invierno. Esto puede provocar que en verano la energía aportada por los módulos solares sea en ocasiones casi el doble de los cálculos estimados, por lo que, si no se conecta el regulador entre los paneles y las baterías, el exceso de corriente podría llegar incluso a hacer hervir el electrolito de los acumuladores, con el riesgo que ello conlleva. (Solar Energía, 2018)

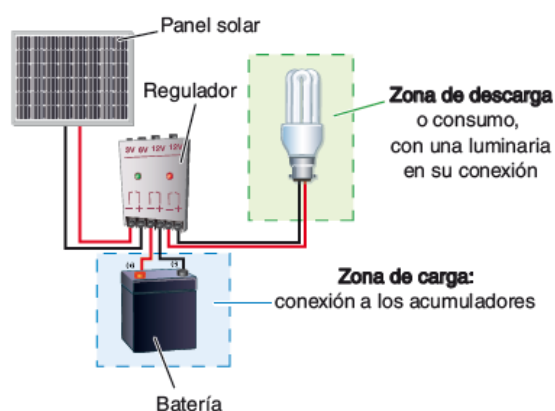


Figura 6. Instalación del Regulador  
Fuente: solar-energia.net.

## 2.6.4 El Inversor.

El inversor se encarga de convertir la corriente continua de la instalación en corriente alterna, igual a la utilizada en la red eléctrica: 220 V de valor eficaz y una frecuencia de 60 Hz.

Es un elemento imprescindible en las instalaciones conectadas a red, y estará presente en la mayoría de instalaciones autónomas, sobre todo en aquellas destinadas a la electrificación de viviendas.

El proceso, simplificado, sería el siguiente: Se genera la energía a bajas tensiones (380-800 V) y en corriente continua. Se transforma con un inversor en corriente alterna. En plantas de potencia inferior a 100 kW se inyecta la energía directamente a la red de distribución en baja tensión (400 V en trifásico o 230 V en monofásico). Y para potencias superiores a los 100 kW se utiliza un transformador para elevar la energía a media tensión (hasta 36 kV) y se inyecta en las redes de transporte para su posterior suministro.

Además de realizar la conversión de continua a alterna, el inversor debe sincronizar la onda eléctrica generada con la de la corriente eléctrica de la red, para que su compatibilidad sea total. El inversor dispone de funciones de protección, para garantizar tanto la calidad de la electricidad vertida a la red como la seguridad de la propia instalación y de las personas. Las figuras 6 y 7 nos muestra la forma en las que se conecta el inversor según el tipo de instalación fotovoltaica, si es autónoma o conectada a la red. (Solar-energía.net, 2018)

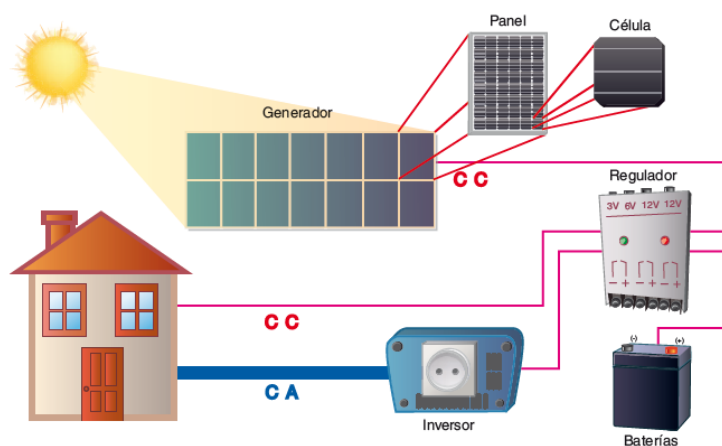


Figura 7. Instalación de Inversor en sistemas autónomos  
Fuente: solar-energía.net

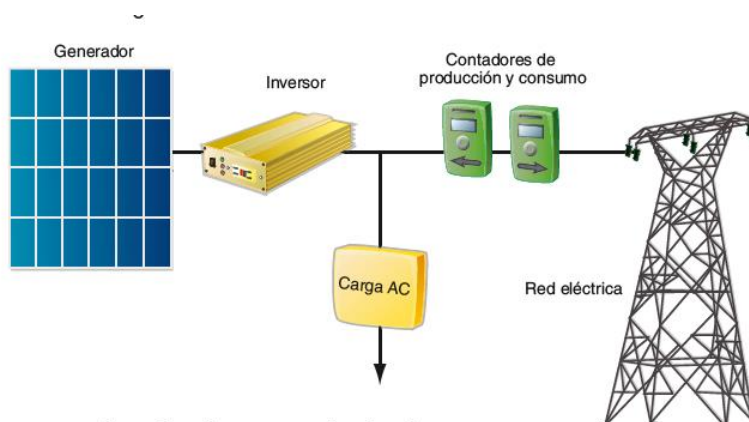


Figura 8. Instalación de inversor en sistema conectado a la red  
Fuente: solar-energía.net

Los Inversores en sistemas conectados a la red pueden ser de dos tipos, tipo inversor central que controle los inversores mediante conexiones serie y paralelo o por microinversores conectado a cada inversor individualmente, según la página especializada Paneles Solares PR, (2015) se caracterizan de la siguiente forma:

#### **2.6.4.1 El inversor central (*String Inverter*).**

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica siempre han requerido de un inversor. El inversor clásico es el que se conoce como inversor central o "string inverter". Un inversor central típico mide aproximadamente 18" de ancho por 36" de largo y 9" de espesor. El peso de este equipo es cercano a las 100 libras. Es un equipo robusto que requiere un espacio para su instalación. La mayoría de los inversores centrales vienen diseñados para ser instalados en el exterior como en el interior, pero el inversor funciona más eficientemente cuando es instalado en un lugar fresco y alejado del impacto directo de los rayos del sol.

Un sistema que utiliza inversor central, dependiendo la capacidad del sistema, va a tener un solo inversor para un arreglo de paneles solares. Todos los paneles se combinarían en una caja de combinaciones ("combiner box") y de ahí se conectarían al inversor central.

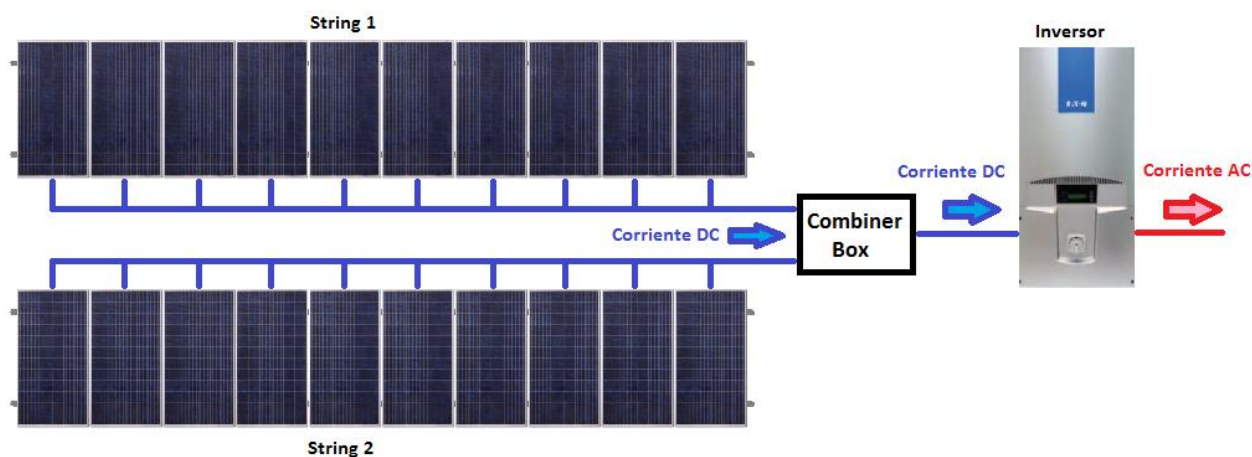


Figura 9. Conexión de Inversor Central  
Fuente: <http://panelessolarespr.com>

Ventajas:

- I. Tienen una alta eficiencia.
- II. Tienen un largo historial en el mercado por lo que son una tecnología confiable.
- III. Su costo por vatios es menor al de un microinversor.
- IV. Mantenimiento es más sencillo porque es un solo componente.

Desventajas:

- I. Instalación es un poco más complicada.
- II. No se puede monitorear la energía que produce cada panel solar individualmente.
- III. Trabajan a un voltaje más alto, lo cual requiere que se tomen medidas de precaución.
- IV. Por su tamaño requieren un espacio adecuado para ser instalados.
- V. Hacen un poco de ruido.
- VI. Una falla en el inversor significa cero producciones de energía del arreglo de paneles fotovoltaicos.

#### 2.6.4.2 El microinversor.

Existe otra tecnología de inversores conectados a la red conocida como microinversores; son bien pequeños si los comparamos con un inversor central, son componentes pequeños que se instalan en los rieles del sistema de anclaje, debajo de cada panel solar.

Tiene unas dimensiones aproximadas de 7" de ancho por 7" de largo y 2" de espesor. El peso de un microinversor es de aproximadamente 5 libras. Un sistema que utiliza micro-inversores necesita un micro-inversor por cada panel solar en el sistema.

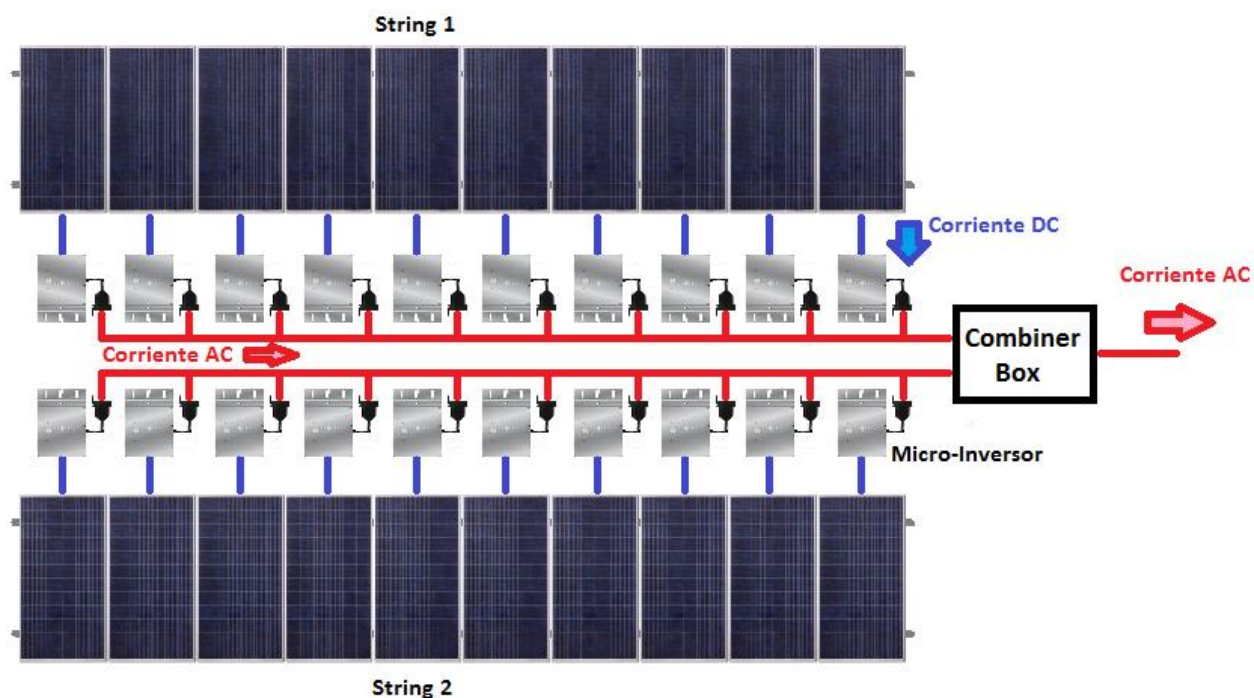


Figura 10. Instalación fotovoltaica con microinversores  
Fuente: panelessolarespr.com

#### Ventajas:

- I. Simplifican el diseño de los sistemas fotovoltaicos.
- II. La instalación del sistema fotovoltaico usualmente es más sencilla.
- III. En lugares donde hay problemas de sombra, son más convenientes porque una sombra no compromete la producción de energía de todo el sistema fotovoltaico.
- IV. Permiten monitorear la energía que produce cada panel individualmente.
- V. Si un microinversor falla, solo se afecta la producción de energía de un solo panel solar.
- VI. Son silenciosos.

#### Desventajas:

- I. Son más costosos (\$/W) que un inversor central.
- II. Su eficiencia es un poco más baja a la de un inversor central.

- III. Mantenimiento puede ser más complicado debido a que son varias unidades en un solo arreglo de paneles solares.
- IV. Comparado con el inversor central no hay mucha variedad en el mercado.
- V. Debido a que se instalan debajo del panel solar, pueden ser propensos a presentar problemas a temperaturas bien altas.

### **2.6.5 Radiación solar.**

El término de radiación solar se refiere a los valores de irradiación solar, es decir, la cantidad de energía recibida por unidad de superficie en un tiempo determinado. Estos valores normalmente expresan la energía que proviene de la radiación directa del disco solar y la radiación difusa que, esparcida por la atmósfera, proviene del resto del cielo. La proporción entre radiación directa y difusa varía según las condiciones climáticas y en días nublados; la radiación difusa puede llegar a anularse.

La radiación solar es una forma de energía de baja concentración, ya que fuera de la atmósfera la intensidad de radiación solar que recibe la Tierra oscila entre los 1.300 y los 1.400 W/m<sup>2</sup> aproximadamente. Las pérdidas a la atmósfera por reflexión, absorción y dispersión reducen este valor alrededor de un 30%, con una intensidad de radiación por parte de la Tierra de alrededor de los 1.000 W/m<sup>2</sup>. Estos valores pueden variar dependiendo en las condiciones climatológicas. Por ejemplo, en un día sin sol, los valores de intensidad de radiación se pueden reducir hasta los 150 o 50 W/m<sup>2</sup>. Esta baja densidad de radiación y el efecto negativo de determinadas condiciones climatológicas obliga a utilizar superficies de captación grandes si se quieren conseguir valores significativos de aprovechamiento energético. (Ambientum, 2019)

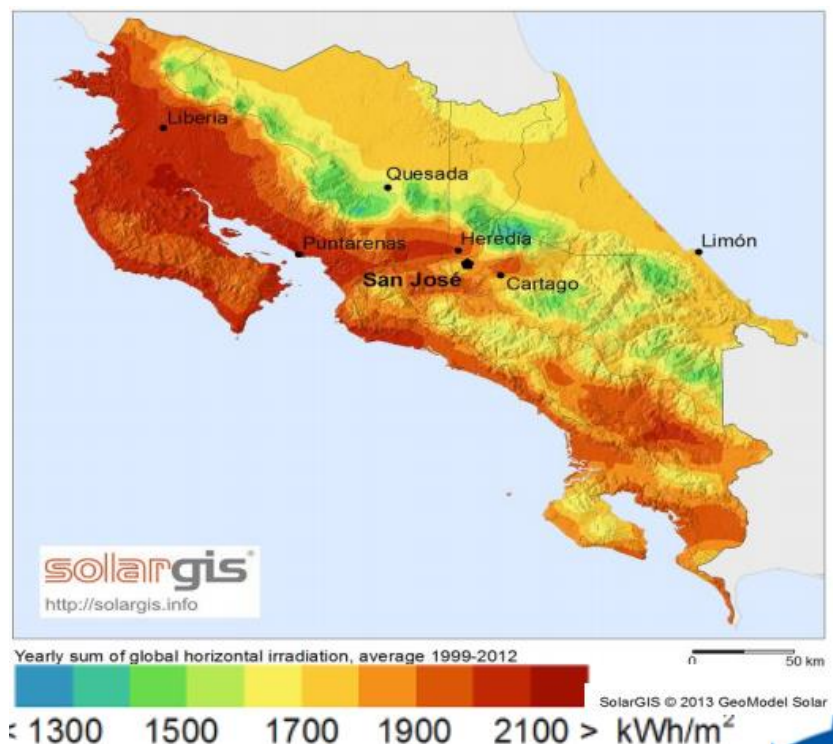


Figura 11. Mapa de Radiación Solar de Costa Rica  
Fuente: Solargis.info

### 2.6.6 Hora solar pico.

La hora solar pico (HSP) es frecuentemente utilizada para realizar cálculos fotovoltaicos. De forma sencilla se dice que la HSP es la cantidad de energía solar que recibe un metro cuadrado de superficie. En resumen, si en este lugar existen 5 HSP, se tiene 5 horas de sol que está transmitiendo  $1000\text{W}/\text{m}^2$ , con lo cual esa superficie habrá recibido ese día  $5000\text{Wh}/\text{m}^2$ , que es lo mismo que recibir  $5\text{kWh}/\text{m}^2$ . (Efimarket, 2018)

La hora solar pico es la energía que recibimos en horas por  $\text{m}^2$ , y esta energía no es la misma dependiendo de la localización (cuanto más cerca del ecuador mayor será) y por su época del año. No hay el mismo sol en un día de invierno que de verano.

Una hora solar pico equivale a  $3,6\text{MJ}/\text{m}^2$  o, lo que es lo mismo,  $1\text{kWh}/\text{m}^2$

La Figura 12 nos muestra un diagrama de la manera en que se dispone del cálculo de la HSP en la provincia de Cartago para un día normal.

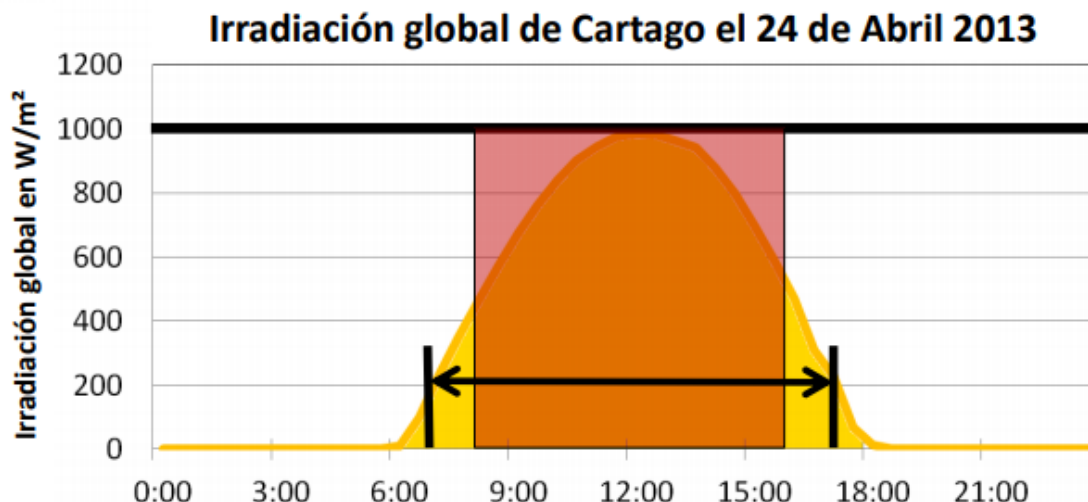


Figura 12. Diagrama de HSP de la provincia de Cartago, Costa Rica  
Fuente: Cámara de Industrias de Costa Rica -Bernhardt Johst & Toni Weigl

### 2.6.7 Cálculo de número de módulos solares.

Para el cálculo del número de paneles solares necesarios para satisfacer la demanda eléctrica prevista, se empleará la expresión siguiente en función del emplazamiento y tipo de panel solar que se vaya a instalar la cual es parte del manual de energía solar brindado por la página [ingemecánica.com](http://ingemecánica.com) (Galbarro, 2019).

$$N_{mod} = \frac{C_{ed}}{P_{MP} \times HSP_{crit} \times PR}$$

Fórmula 18. Cálculo de número de módulos solares  
Fuente: [ingemecánica.com](http://ingemecánica.com)

Donde:

- I.  $C_{ed}$ , es el consumo diario estimado.
- II.  $P_{MP}$  es la potencia pico del módulo seleccionado en condiciones estándar de medida.
- III.  $HSP_{crit}$  es el valor de las horas de sol pico del mes crítico.
- IV. PR, Rendimiento energético (performance ratio) de la instalación, definido como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo.

Para el cálculo del PR se tienen en cuenta las siguientes pérdidas originadas:

- I. Pérdidas por dispersión de potencia de los módulos.
- II. Pérdidas por incremento de temperatura de las células fotovoltaicas.
- III. Pérdidas debidas a la acumulación de suciedad en los módulos.
- IV. Pérdidas por sombras.
- V. Pérdidas por degradación de los módulos
- VI. Pérdidas eléctricas.
- VII. Pérdidas por reflectancia.

Para minimizar el cálculo de las pérdidas, normalmente se asume un rendimiento energético de la instalación o PR de 0.9.

### 2.6.8 Conexionado en serie o paralelo entre los módulos.

De acuerdo con [ingemecánica.com](http://ingemecánica.com) (s.f.) el conexionado se define de la siguiente manera:

Para establecer la conexión entre módulos, si en serie o en paralelo, teniendo en cuenta el módulo seleccionado, se tiene una tensión en el punto de máxima potencia (VMP) y el número de paneles necesarios que habrá que colocar en serie para alcanzar la tensión de trabajo del sistema ( $V_{sistema}$ ) vendrá dado por la siguiente expresión:

$$N_{serie} = \frac{V_{sistema}}{VMP}$$

Fórmula 19. Número de paneles en serie  
Fuente: [ingemecánica.com](http://ingemecánica.com)

Mientras que el número de paneles por colocar en paralelo será calculado mediante la expresión siguiente:

$$N_{paralelo} = \frac{\text{Numero de módulos, Total}}{N_{serie}}$$

Fórmula 20. Número de paneles en paralelo.  
Fuente: [ingemecánica.com](http://ingemecánica.com)

### 2.6.9 **Inclinación de placas solares.**

Referente a la ubicación de las placas solares, se sabe que esta varía en función de la latitud del lugar y de la época del año de observación. En el hemisferio norte del planeta el sol está bajo en el horizonte a medida que se avanza hacia el norte y en los meses de invierno el sol es particularmente menor que en los meses de verano. Lo contrario sucede en el hemisferio Sur.

Las placas solares deben tener una inclinación con un grado de ángulo óptimo para captar los rayos del sol de manera perpendicular. Sin embargo, encontrar el ángulo correcto de los paneles no es fácil, ya que la luz solar no es constante en este planeta, varía en función de la latitud del lugar y de la época del año de observación.

Para determinar el ángulo de inclinación adecuado de los paneles solares, que maximice la radiación sobre ellos, se utiliza la siguiente ecuación:

$$I_m = |\Phi| + 10^\circ$$

Fórmula 21. Cálculo del ángulo de inclinación módulos solares.

Fuente: Ingemecánica.com

Donde:

- I.  $I_m$ : Es la inclinación máxima en grados.
- II.  $\Phi$ : Es la latitud del lugar de la instalación.

### 2.6.10 **Distancia entre filas de paneles solares.**

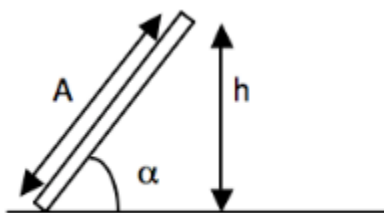
En algunas ocasiones por falta de espacio hay que disponer de varias filas de paneles, o debido a algún obstáculo, hay que dejar una distancia mínima para evitar la pérdida de producción por el efecto del sombreado, según tecnosolab.com, (2016), el cálculo se realiza de la manera siguiente:

$$d = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})}$$

Fórmula 22. Distancia entre filas de paneles.

Fuente: tecnosolab.com

Donde,  $h$  es la altura máxima del obstáculo,  $h$  se calcula en base a las dimensiones del panel y el ángulo de inclinación tal como lo muestra la imagen siguiente:



Fórmula 23. Cálculo de la altura de inclinación del panel  
Fuente: tecnosolab.com

Donde  $h = A \times \text{sen}(\alpha)$ .

## 2.7 Instalación de sistemas de bombeo solar fotovoltaico

La página especializada en energías renovables, [sitiosolar.com](http://sitiosolar.com), indica que los sistemas de bombeo fotovoltaico son muy útiles allí donde no es posible acceder a la red general de electricidad o bien supone un precio prohibitivo. Generalmente son más económicos debido a sus menores costos de operación y mantenimiento, y presentan un menor impacto ambiental que los sistemas de bombeo alimentados mediante motores de combustión interna.

Las bombas utilizadas pueden ser tanto de corriente alterna (AC) como corriente continua (DC). Normalmente se emplean motores de corriente continua para pequeñas y medianas aplicaciones de hasta 3 kW de potencia, mientras que para aplicaciones más grandes se utilizan motores de corriente alterna acoplados a un inversor que transforma para su uso la corriente continua procedente de los paneles fotovoltaicos. Esto permite dimensionar sistemas desde 0,15 kW hasta más de 55 kW de potencia, que pueden ser empleados para abastecer complejos sistemas de irrigación o almacenamiento de agua. En algunos casos se instala un sistema de alimentación híbrido, que puede recibir energía tanto de paneles fotovoltaicos como de un aerogenerador, mejorando sustancialmente el bombeo.

El funcionamiento de este tipo de instalación es en sí sencillo. Los paneles solares puestos al sol transforman la luz en electricidad que sirve para alimentar la bomba que extrae el agua del subsuelo.

En los casos en que la instalación cuenta con batería, los paneles alimentan la batería y esta, a la bomba.

Cuando los paneles alimentan directamente a la bomba se produce una fluctuación del flujo del agua bombeada en función de la variación de la intensidad de la radiación solar a lo largo del día. Así en las primeras horas el flujo de agua será pequeño e irá aumentando conforme se van acercando las horas centrales del día cuando es máxima la radiación. A partir de este momento vuelve a descender hasta que se hace nulo en el momento de anochecer.

Los sistemas de bombeo se dimensionan de acuerdo a las condiciones de irradiación solar del lugar, la altura dinámica total de bombeo y la necesidad de agua por día. No se aconseja la utilización de baterías, ya que estas necesitan mantenimiento y pueden ser un punto de falla. Lo recomendable es instalar un depósito de agua que actúa como reserva para los días donde la irradiación solar es baja. Para ello es común la instalación de tanques o depósitos. (sitiosolar.com, 2013)

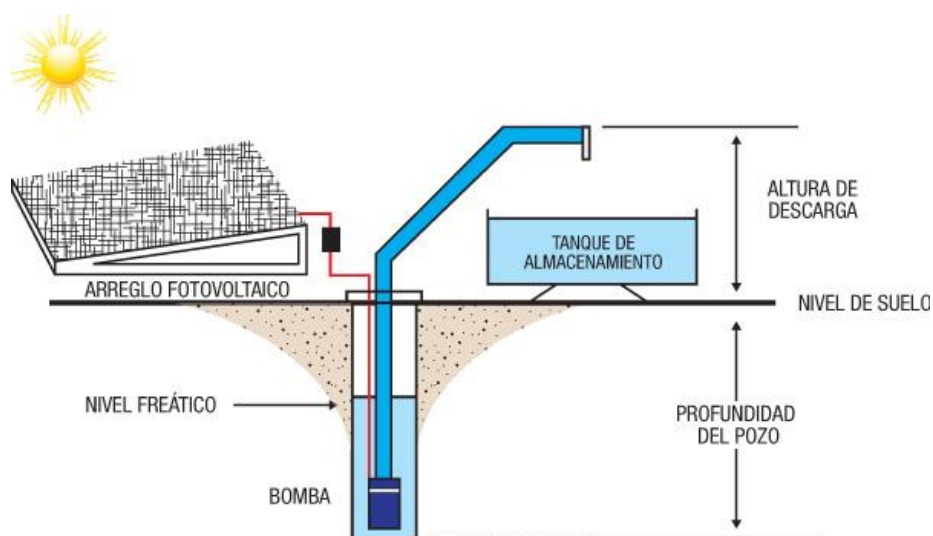


Figura 13. Diagrama de sistema de bombeo solar  
Fuente: constructorelectrico.com

## 2.8 Análisis financiero

El estudio del análisis financiero del proyecto se deriva de la publicación del libro *Matemáticas Financiera*, (Domínguez, 2011), quien da las siguientes definiciones referentes a la parte financiera y al análisis de las inversiones.

### **2.8.1 Análisis de inversiones.**

El análisis de inversiones proporciona una valoración de los distintos proyectos de inversión que facilita la selección de aquella que sea más conveniente para la empresa. Con relativa frecuencia la dirección de la empresa debe tomar decisiones de inversión, como, por ejemplo: el estudio de una posible entrada en un negocio, la valoración de una empresa ya en funcionamiento, la sustitución de un equipo productivo ya en uso por otro nuevo que incorpore tecnología más avanzada, etc. Las decisiones de inversión son importantes ya que comprometen a la empresa durante un largo periodo de tiempo, en forma irreversible en la mayoría de los casos, ya que la mayor parte de las inversiones suelen ser muy difícilmente recuperables. La dirección de la empresa cuenta con el área conocida como análisis de inversiones para apoyar esta toma de decisiones entre proyectos alternativos de inversión. Existen diferentes métodos de evaluación de inversiones, que permiten facilitar la toma de decisiones empresariales respecto a selección entre inversiones alternativas. Estos métodos son procedimientos de evaluación de fácil seguimiento y aplicación, y que hacen posible la toma de decisiones con un mayor grado de conocimiento.

### **2.8.2 Plazo de recuperación.**

El plazo de recuperación es el modelo estático más utilizado. Se trata de un modelo que se centra en el periodo de tiempo que media hasta la recuperación de la inversión inicial. El método conocido como plazo de recuperación de la inversión (también conocido como “pay-back” de la inversión) es el modelo de valoración de inversiones estático más utilizado. El plazo de recuperación se define como el tiempo que tarda en recuperarse (amortizarse) el desembolso inicial  $A$  de cualquier proyecto de inversión. El plazo de recuperación se calcula mediante un sistema iterativo, es decir, acumulando los sucesivos flujos netos de caja hasta que la suma sea al menos igual al desembolso inicial  $A$ .

Si en el proyecto (además de A) los primeros flujos de caja fueran negativos, el plazo de recuperación sería el tiempo necesario para amortizar la suma de todos los flujos de caja negativos de proyecto. La principal deficiencia del plazo de recuperación es que, al ser un método estático, no considera la distribución temporal de los flujos monetarios, por lo que compara magnitudes monetarias no homogéneas. Esto es especialmente problemático en situaciones de alta inflación y elevados tipos de interés. El plazo de recuperación es un método de valoración de inversiones muy fácil de calcular y que resulta especialmente interesante en proyectos de inversión de alto riesgo para ver si se recupera rápidamente o no el capital inicial invertido.

### **2.8.3 Valor presente.**

El valor presente (VP) es una fórmula que nos permite calcular cuál es el valor de hoy que tiene un monto de dinero que no recibiremos ahora mismo, sino que más adelante, en el futuro. Para calcular el VP necesitamos conocer dos cosas: los flujos de dinero que recibiremos (o que pagaremos en el futuro ya que los flujos también pueden ser negativos) y una tasa que permita descontar estos flujos.

El valor presente busca reflejar que siempre es mejor tener un monto de dinero hoy, que recibirlo en el futuro. En efecto, si se cuenta con el dinero hoy se puede hacer algo para que este sea productivo, como por ejemplo invertirlo en una empresa, comprar acciones o dejarlo en el banco que pague intereses, entre otras opciones. Además, incluso si no se cuenta con un plan determinado para invertir el dinero simplemente podemos gastarlo para satisfacer nuestros gustos y no tenemos que esperar para recibir el dinero en el futuro.

Considerando lo anterior, recibir un monto de dinero más adelante (no hoy) implica un costo de oportunidad y esto es lo que se refleja en el cálculo del valor presente, ya que descontamos (castigamos) el valor de los flujos futuros para traerlos al presente.

El concepto de VP se utiliza comúnmente para determinar si es conveniente o no invertir en un determinado proyecto, valorar los activos que ya se tienen, calcular el valor de la pensión que se recibirá cuando más viejos, etc.

La fórmula del valor presente es la siguiente:

$$\text{Valor Presente} = \frac{\text{Diferencia de Flujos}}{(1 + \text{tasa de descuento})^{\text{periodo}}}$$

Fórmula 24. Valor Presente

Fuente: <https://economipedia.com/definiciones/valor-presente.html>

#### 2.8.4 Valor actual neto.

El VAN es el valor actual neto de los rendimientos futuros esperados de una inversión. También puede definirse como la diferencia actualizada entre cobros y pagos a los que una inversión da lugar. Su expresión analítica sería la diferencia entre el desembolso inicial (-A) y la suma de las cajas o flujos de caja actualizados ( $Q_t$ ):

$$\text{VAN} = -A + \frac{Q_1}{(1+K_1)} + \frac{Q_2}{(1+K_1)(1+K_2)} + \frac{Q_3}{(1+K_1)(1+K_2)(1+K_3)} + \dots + \frac{Q_n}{(1+K_1)(1+K_2)\dots(1+K_j)\dots(1+K_n)} = -A + \sum_{t=1}^n \frac{Q_t}{\prod_{j=1}^t (1+K_j)}$$

Fórmula 25. Cálculo del VAN

Fuente: Domínguez, 2011, pág. 31.

$K_j$  = tipo de actualización que aplicamos al periodo anual  $j$ . Podemos decir que  $K$  representa el tipo de interés (el coste de capital). Como no es lo mismo una unidad monetaria hoy que dentro de  $X$  años, el VAN actualiza financieramente todos los flujos netos de caja al momento actual y los compara. La actualización financiera consiste en realizar un descuento financiero compuesto de los flujos netos de caja a un determinado tipo de interés. El VAN, aunque tiene una fórmula algo compleja, puede ser fácilmente calculado usando la correspondiente función de la hoja de cálculo o de la calculadora financiera. El criterio de decisión y jerarquización en base al VAN es el siguiente:

- I. Si  $\text{VAN} > 0$ , el proyecto es aceptable.

- II. Si  $VAN < 0$ , el proyecto es rechazable.
- III. Si  $VAN = 0$ , el proyecto resulta indiferente.

Ventajas del VAN:

- I. Se considera el factor tiempo para su cálculo, por lo que se contemplan cantidades homogéneas.
- II. Se calculan rentabilidades reales, ya que el VAN supone un remanente o diferencial. El VAN representa la adición neta al capital económico que supone el proyecto de inversión analizado para la empresa.

Inconvenientes del VAN:

- I. Necesidad de buscar un tiempo de actualización adecuado.

### **2.8.5 Tasa interna de retorno.**

La TIR se define como aquel tipo de actualización o descuento que hace igual a cero el VAN de una inversión. Se puede decir que la TIR de una inversión es el umbral de rentabilidad de esa inversión. El criterio de decisión consistirá en comparar la TIR del proyecto con la tasa de interés mínima deseada para el proyecto ( $i$ ):

- I.  $TIR = i$ , la inversión es indiferente.
- II.  $TIR > i$ , la inversión es aceptable.
- III.  $TIR < i$ , la inversión es rechazable.

En el caso de varios proyectos alternativos válidos, la jerarquización de los proyectos se realizará atendiendo a los de mayor a menor valor de la TIR.

Ventajas de la TIR:

- I. Se considera el factor tiempo para su cálculo, por lo que suma cantidades homogéneas.
- II. Proporciona rentabilidades relativas (proporciona una tasa no un número absoluto), por lo que permite comparar proyectos en términos relativos.

Inconvenientes de la TIR:

- I. Cálculo complejo. Si bien ha quedado resuelto con el uso de aplicaciones informáticas. (Domínguez Jiménez, 2011, pp 28-33).

Su fórmula de cálculo corresponde a:

$$TIR = \sum_{T=0}^n \frac{F_n}{(1+i)^n} = 0$$

Fórmula 26. Cálculo TIR

Fuente: [www.rankia.cl](http://www.rankia.cl)

Donde:

- I.  $F_n$  es el flujo de caja en el periodo n.
- II. n es el número de períodos.
- III. i es el valor de la inversión inicial.

### 3 CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo se presenta la metodología utilizada en la investigación, que incluye aspectos como el enfoque de la investigación, tipo de investigación, fuentes de información, variables de la investigación, técnicas e instrumentos de recolección de datos.

El marco metodológico estará compuesto por una serie de pasos que se deben seguir para alcanzar el objetivo de la investigación, a su vez responde a la pregunta cómo se hará la investigación; Barrantes lo define así: “El marco metodológico es el “corazón” de la investigación, o sea, está bombardeando la “sangre” a todo el “cuerpo” del documento y ayudará a producir “los alimentos” que le facilitaran crecer y vivir”. (Barrantes, 1999, pág. 91).

En este apartado se exponen los mecanismos que serán utilizados para concretar los objetivos de la investigación, así como la metodología que se ha seleccionado para desarrollarla.

#### 3.1 Enfoque de la investigación

Conforme a la naturaleza del tema y las características del proyecto, se va a desarrollar la investigación con un enfoque cuantitativo.

El enfoque cuantitativo es secuencial y probatorio. Cada etapa precede a la siguiente y no se pueden “brincar” o eludir pasos. El orden es riguroso, aunque desde luego, se puede redefinir alguna fase. Parte de una idea que va acotándose y, una vez delimitada, se derivan objetivos y preguntas de investigación, se revisa la literatura y se construye un marco o una perspectiva teórica. De las preguntas se establecen hipótesis y determinan variables; se traza un plan para probarlas (diseño); se miden las variables en un determinado contexto; se analizan las mediciones obtenidas utilizando métodos estadísticos, y se extrae una serie de conclusiones respecto de la o las hipótesis (Hernández, Fernández y Baptista, 2014, pp. 4-5).

Se determina que es de tipo cuantitativa, dado que en la investigación se realizará el análisis de datos de trasiego de agua, consumo mensual de agua, gasto eléctrico y costos; para así determinar los puntos de mejora en cuanto a sistemas alimentación y bombeo para el Acueducto rural de Zapotal de Tarrazú.

### **3.2 Método de investigación**

El método a utilizar será investigación correlacional. Según Hernández et al., (2014)

Este tipo de estudios tiene como finalidad conocer la relación o grado de asociación que exista entre dos o más conceptos, categorías o variables en una muestra o contexto en particular. En ocasiones sólo se analiza la relación entre dos variables, pero con frecuencia se ubican en el estudio vínculos entre tres, cuatro o más variables. (p.93)

La definición de este método se reflejará en este proyecto, de manera que, se analizará cómo el consumo eléctrico y la eficiencia del sistema de bombeo afecta en el costo operativo del acueducto.

### **3.3 Fuentes de información**

El presente proyecto cuenta con información recolectada de diferentes fuentes, con el fin de realizar una correcta recolección de datos, dentro de las fuentes de información están las siguientes:

#### **3.3.1 Manuales técnicos.**

Constituyen información técnica recopilada por organismos, los cuales pueden ser internacionales como el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) de la Secretaría de Energía de México, así también de organismos nacionales de suma importancia en el tema de energía como el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), el Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados (AyA), la Autoridad

Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), el Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos (CFIA) y la Cooperativa de Electrificación Rural de los Santos (COOPESANTOS R.L).

### **3.3.2 Antecedentes.**

Los antecedentes nombrados en el capítulo 1.4 “Antecedentes” serán tomados como fuente de información importante, entre ellos se encuentran proyectos de graduación de universidades internacionales como lo es la Universidad Nacional Autónoma de México y universidades costarricenses como la Universidad de Costa Rica e Instituto Tecnológico de Costa Rica, las cuales nos dan una visión de la realización de este tipo de investigación.

### **3.3.3 Normas.**

Representan las normas técnicas a utilizar, las cuales son de apego obligatorio para el desarrollo adecuado del cualquier proyecto, estas incluyen principalmente al Código de Instalaciones Hidráulicas y Sanitarias en edificaciones 2017 y al Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y la Propiedad, edición 2014 (NFPA 70). Adicionalmente existen normas para la instalación de sistemas de autoconsumo y generación distribuida publicada por la Procuraduría General de la Republica (n.º 39220-MINAE) y la norma de supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas (AR-NT-SUINAC).

### **3.3.4 Manuales de fabricantes.**

Se recurrirá a tomar la información técnica que brinden los fabricantes de los equipos, tanto los que ya se encuentran en uso, como el caso de las curvas de la bomba actual, como de los equipos que se desea utilizar en las propuestas de mejoras, estos equipos incluyen, bombas centrífugas sumergibles, paneles solares, inversores solares, cableado eléctrico, disyuntores.

### **3.3.5 Personal de la comunidad y ASADA.**

La información brindada por las personas será de suma importancia, por esta razón, cada vez que se realice visita al sitio se conversará con personal de la ASADA ya sea de la Junta Administrativa, el fontanero y personal de la comunidad quienes han trabajado desde la fundación del acueducto; ellos poseen información detallada y valiosa que posiblemente no se encuentra en libros o actas, pero que es sumamente confiable.

### **3.3.6 Históricos de consumo.**

Se analizará como base al estudio el análisis de históricos de consumo eléctrico el cual será brindado por Coopesantos R.L y el histórico de consumo de agua en la comunidad que será facilitado por la ASADA.

Cada una de estas fuentes serán especificadas detalladamente en el capítulo de referencias del proyecto.

## **3.4 Variables y categorías de análisis**

Según Barrantes (2006): “Se entiende por variable todo rasgo, cualidad o característica cuya magnitud puede variar en individuos, grupos u objetos. Es todo aquello que se va a medir, controlar, y estudiar en una investigación” (p. 137).

Conociendo la definición de una variable se puede determinar el nivel de medición, saber cuál será la técnica apropiada para analizar los datos y la elaboración del instrumento.

Para este proyecto los tipos de variables se asumirán según sus grupos en las correspondientes al sistema hidráulico como lo son consumo de agua, caudal de bombeo y presión, también se encuentran las que corresponden al sistema eléctrico donde intervienen el consumo eléctrico, voltaje, potencia, corriente, distancia y radiación solar para la aplicación de sistemas fotovoltaicos, finalmente tenemos las variables referentes a costos operativos y precio de los equipos a utilizar.

Estas se definirán a continuación según su categoría de análisis, de manera conceptual, operacional e instrumental.

### 3.4.1 Definiciones conceptuales.

Es el proceso a través del cual se definen teóricamente las variables de estudio, son definiciones de diccionario, de libro especializado y describen la esencia o las características reales de un objeto o fenómeno. De manera conceptual se define de la siguiente manera:

**Consumo de agua:** El consumo es el volumen de agua utilizado por una persona en un día y se expresa por lo general en litros por habitante y por día (L/hab. x día), también se puede medir en metros cúbicos por día ( $m^3/día$ ).

**Caudal de bombeo:** Medida de volumen de agua que puede enviar la bomba hacia el tanque de abastecimiento por unidad de tiempo. Se puede medir en litros por segundo (l/s), metro cúbico por segundo ( $m^3/s$ ), galones por minuto (gpm).

**Presión:** Es la altura de la columna de agua que puede ser sustentada por la presión estática en metros de columna de agua (mca), un mca equivale a la presión ejercida por una columna de agua pura de un metro de altura sobre la gravedad terrestre.

**Consumo eléctrico:** Es la cantidad de suministro de electricidad que se ha utilizado durante un periodo de facturación, es utilizado como medida para el pago del recibo eléctrico y se mide en kilowatts-hora (kWh), que equivale a la energía producida o consumida por una potencia de 1 kilowatt en 1 hora.

**Tensión eléctrica o voltaje:** Es una magnitud física que impulsa a los electrones a lo largo de un conductor en un circuito eléctrico cerrado y que provoca el flujo de una corriente eléctrica. Su unidad en el Sistema Internacional de Unidades (SI) es el voltio (V).

**Potencia eléctrica:** Es un parámetro que indica la cantidad de energía eléctrica transferida de una fuente generadora a un elemento consumidor por unidad de tiempo, la potencia eléctrica se representa con la letra “P” y se mide en watts o vatios abreviados con la letra “W” en unidades energéticas. Un Watt es 1 Joule por segundo. Un kilowatt es igual a mil watts y un HP o Caballo de Fuerza es igual a 745,7 Watts. La potencia eléctrica en corriente alterna se obtiene al multiplicar el voltaje por la corriente.

**Corriente:** Carga o cantidad de electricidad transportada por unidad de tiempo ( $I = Q / t$ ); su unidad, el amperio ( $1 A = 1 C / 1 s$ ).

**Radiación solar:** Forma en que llega al sistema Tierra-atmósfera la energía solar, de toda la que llega al exterior de la atmosfera solo un 25 % es radiación directa y un 26 % es radiación difusa. Es medida en horas solar pico (HSP).

**Distancia:** Se considera la longitud, tomada en línea recta, del espacio que hay entre dos puntos, se expresa en una magnitud escalar, mediante unidades de longitud, principalmente el metro (m), según el Sistema Internacional de Unidades.

**Costo operativo:** Son los gastos que están relacionados con la operación de un negocio, o para el funcionamiento de un dispositivo, componente, equipo o instalación. Ellos son el costo de los recursos utilizados por una organización sólo para mantener su existencia. Su medición se realizará en colones (₡).

**Precio:** Cantidad de dinero que permite la adquisición o uso de un bien o servicio. Para nuestro proyecto será medido en colones (₡).

**Tiempo:** El tiempo es una magnitud física con la que medimos la duración o separación de acontecimientos. Su unidad básica en el Sistema Internacional es el segundo (s).

### 3.4.2 Definiciones operacionales.

Se expone la forma en que se aplican los criterios de medición y evaluación de cada variable, es la que describe las actividades que un observador debe realizar para indicar la existencia de un concepto teórico en mayor o menor grado, especifica qué actividades u operaciones deben realizarse para medir una variable.

**Consumo de agua:** El consumo de agua total se tomará del histórico mensual que será brindado por la ASADA.

**Caudal de bombeo:** El caudal de bombeo será medido al ingreso al tanque de almacenamiento, al final de la tubería principal, este será analizado mediante el uso de un balde de 20 litros, y la duración de este para llenarse medida en segundos.

**Presión:** La presión de la bomba será medida mediante un manómetro ubicado sobre la tubería a la salida de la bomba.

**Consumo eléctrico:** El consumo eléctrico será medido con base en los históricos de consumo brindados por Coopesantos R.L, donde se indica la cantidad de kWh mensuales consumidos durante todo un año por el equipo de bombeo.

**Voltaje:** Se realizará la medición mediante el uso de un voltímetro en la salida del tablero eléctrico principal con el fin de verificar que la caída de tensión coincida con el voltaje proporcionado del transformador a la acometida.

**Corriente:** La medición se llevará a cabo mediante el uso de un amperímetro de gancho true RMS en la salida del tablero principal hacia la bomba.

**Potencia eléctrica:** Se calculará de manera matemática mediante la multiplicación del voltaje y la corriente obtenida en las mediciones anteriores.

**Radiación solar:** Los datos de radiación solar se obtendrán del uso de la página: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>, la cual es la página oficial de la NASA y brinda datos e históricos de la radiación solar según las coordenadas de ubicación del lugar en horas solar pico (HSP).

**Distancia:** Las mediciones de distancia se realizará mediante el uso de cinta métrica para la medida de áreas o volúmenes de los tanques, las distancias de tubería y carretera se realizará mediante el uso de programas computacionales como Google Earth.

**Costo operativo:** El costo operativo será calculado de manera matemática, realizando la sumatoria de los historiales de consumo de agua y electricidad que serán brindados por la ASADA en el caso del sistema actual, de similar forma se realizará el correspondiente cálculo del costo de las nuevas propuestas basado en las fichas técnicas de los nuevos equipos a utilizar.

**Precio:** Se tomará los valores de mercado, brindados en las cotizaciones que se realicen a empresas proveedoras de los equipos.

**Tiempo:** Las mediciones de tiempos se realizarán de manera cronometrada utilizando las aplicaciones del celular marca LG. Para la medición de históricos de consumo se analizará mensualmente en periodos de un año.

### 3.4.3 Definiciones instrumentales.

Muestra el o los instrumentos utilizados para medir cada variable. A continuación, se describirá cada una de ellas basado en esta definición.

**Consumo de agua:** Mediante el uso de la herramienta Microsoft Excel 2016, se realizará la tabulación de los datos de histórico de consumo, donde se reflejará la sumatoria y el análisis de los datos brindados.

**Caudal de bombeo:** Se realizará la medición del caudal cubeta de pintura aforada de 20 litros de volumen como el presentado en la Figura 14, y el tiempo que requiera para llenarse este balde medido con el cronómetro del Celular LG-X230ds, se tomará 5 mediciones de este tipo que serán tabuladas en Microsoft Excel 2016; se promediarán estas medidas y se convertirá el valor promedio a l/s, de esta manera se obtendrá el caudal de bombeo con el que se trabajará en la investigación.



Figura 14. Balde para medición de caudal  
Fuente: ASADA Zapotal de Tarrazú

**Presión:** La presión será medida con un manómetro, marca MARSH 0 a 600 psi modelo HW30964PW4, el cual es llenado hasta un 90% con mezcla de Glicerina, 160mm de diámetro y una conexión de roscada de ½ NPT ubicado en la tubería a la salida de la bomba.



Figura 15. Manómetro a la salida de la bomba  
Fuente: ASADA Zapotal de Tarrazú

**Consumo eléctrico:** Se realizará su análisis mediante tabulación de datos mensual en tablas de Microsoft Excel 2016 donde se muestre en un cuadro comparativo la diferencia de cada mes.

**Voltaje:** Será medido con un voltímetro marca Data Hold, modelo dt-266 Clamp Meter como el mostrado en la Figura 16.

**Corriente:** Se utilizará un amperímetro de gancho marca Data Hold, modelo dt-266 Clamp Meter como el mostrado en la Figura 16.



Figura 16. Amperímetro de gancho dt-266 Clamp Meter  
Fuente: Propia

**Potencia eléctrica:** Los cálculos de corriente y voltaje anteriores se tabularán con Microsoft Excel 2016, de esta manera mediante la multiplicación de ambos se obtendrá la potencia eléctrica de trabajo.

**Radiación solar:** Los datos descargados en HSP desde la página oficial de la NASA, se tabularán en Microsoft Excel 2016, según los años del histórico, estos se utilizarán matemáticamente mediante la Fórmula 18, para el cálculo de módulos solares requeridos.

**Distancia:** La medición se realizará utilizando las cintas métricas TRUPER TFC-50M y TOTAL TMT126081 8M como las presentadas en la imagen, la distancia de kilómetros se medirá con el uso de la herramienta Google Earth Pro versión 7.3.2.5495 (64-bit).



Figura 17. Cintas métricas de uso  
Fuente: Propia

**Costo operativo:** Los costos operativos serán integrados a una tabla de Microsoft Excel 2016 para su comparación y evaluación.

**Precio:** Los precios de los equipos cotizados se ingresarán a una tabla de Microsoft Excel 2016, con el fin de realizar su comparación y respectivo análisis.

**Tiempo:** Las mediciones de tiempos en su totalidad se realizarán con la aplicación de cronómetro del Celular LG-X230ds Android 6.0 versión V10c-CRO-XXX.

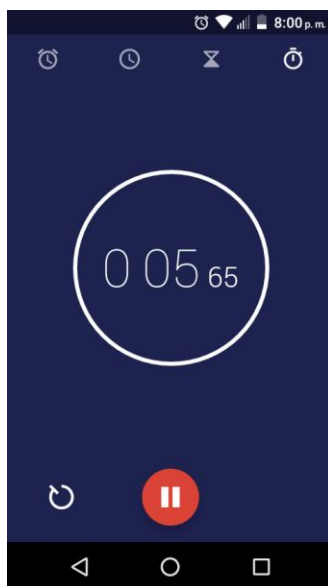


Figura 18. Cronómetro LG  
Fuente: Propia

### 3.5 Instrumentos

La elección de los instrumentos y el tipo de datos por recolectar dependerá del planteamiento de la investigación (Hernández et al., 2014, p. 570). Los instrumentos para recolectar información son las distintas formas o maneras para obtener los datos necesarios para poder realizar el estudio técnico y desarrollo de las propuestas de mejora para el sistema de bombeo de la ASADA de Zapotal de Tarrazú.

Se cuentan como herramientas para obtener la información los siguientes instrumentos:

**Reuniones con personal de la ASADA:** Se mantendrá contacto durante el desarrollo de la investigación con el personal a cargo de la ASADA de Zapotal de Tarrazú, en estas reuniones se consultará información relacionada con la creación del acueducto, su funcionamiento, y problemas que se enfrentan en la actualidad, de esta manera se tendrá una visión clara del sistema en estudio por parte de las personas que utilizan el acueducto a diario.

**Visitas de campo:** Estas se realizarán en conjunto y de manera coordinada con el personal de la ASADA, en estas visitas se valorarán las diversas variables que interactúan en este estudio.

**Levantamiento de datos en sitio:** Se realizará en las áreas donde interviene el acueducto, aquí se tomarán las mediciones de las variables como lo son las distancias, caudal, tiempo de bombeo, corriente, voltaje. Estos datos pueden ser tomados de manera manual, escritos en libretas o mediante el uso de fotografías o videos.

**Tabulación de datos:** Los datos recolectados serán presentados de manera ordenada y tabulada para facilitar su uso en análisis y fórmulas matemáticas.

**Memorias de cálculo:** Se procederá a la creación de memorias de cálculo en sistemas de Excel, con el fin de realizar los cálculos y comparaciones necesarias que permita tomar las decisiones correctas para las propuestas de mejora.

**Análisis de registros históricos:** Los históricos de consumo de agua, electricidad, así como los de radiación solar se utilizarán como base para la implementación de sistemas de mejora.

### **3.6 Proceso para la recolección y análisis de datos**

El proceso de recolección de datos se analizará de la siguiente forma:

Inicialmente se realizarán las visitas al sitio con el fin de tomar datos de consumo eléctrico, caudal de bombeo, presión de la tubería, dimensiones del lugar y del tanque de almacenamiento.

Una vez obtenidos los datos de campo, estos deben ser valorados para tomar decisiones referentes al estudio a realizar, para esto se tomará la información de datos históricos que serán brindados por las instituciones a cargo, en el caso del historial de consumo eléctrico será brindado por Coopesantos R.L; el histórico de consumo de agua será brindado por la ASADA y el histórico de radiación solar se obtiene de la página oficial de la NASA.

Luego de esto se realizará el análisis de los datos de manuales técnicos de las bombas tanto actuales como de las recomendadas, componentes eléctricos, paneles solares, inversores y de otros equipos que se requieran utilizar durante el transcurso de la investigación.

Este estudio se realizará apegado al método matemático justificado en cada una de las fórmulas que se han incluido en el documento, una vez con la información suministrada se realizará el análisis financiero de las propuestas, haciendo uso de los métodos de cálculo de VAN, TIR y Retorno de Inversión.

## 4 CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS

### 4.1 Evaluación del sistema actual

La naciente de Zapotal de Tarrazú se encuentra dentro de un área montañosa de una hectárea (10 000m<sup>2</sup>), en este lugar se encuentran 3 tomas de agua que se unen a una tubería de 3 pulgadas de diámetro y 200 metros de distancia, que traslada el agua por medio de gravedad al tanque de captación donde se encuentra la bomba, este tanque tiene capacidad para 189 m<sup>3</sup> (7 x 9 x 3).



Figura 19. Tanque de Captación de Naciente  
Fuente: Propia

El sistema en análisis consta de una bomba sumergible centrífuga que se encuentra a una profundidad de 7 m de la superficie, en una cavidad junto al tanque, (ver Figura 20. Ubicación de bomba sumergible) con un motor de 15 HP conectada a la red de distribución de Coopesantos R.L la cual trabaja con 240V en una línea monofásica de corriente directa. Esta bomba trabaja durante 4 horas diarias, en horario de 4 am a 8 am durante los meses de marzo a octubre y 5 horas en los meses de noviembre a febrero la cual es la época de verano donde se da el mayor consumo de agua.



Figura 20. Ubicación de bomba sumergible  
Fuente: Propia

Las mediciones de corriente indican que la bomba en funcionamiento consume un total de 65 A, y un voltaje de 220 voltios, para una potencia de corriente eléctrica de 14 300 W.

Actualmente se bombea un caudal de 3,57 l/s, este dato se obtiene según las mediciones realizadas en la visita al sitio y que se muestran en la tabla a continuación.

Tabla 1. Medición de caudal de bombeo

Medición	Tiempo (s)
Tiempo #1	5,59
Tiempo #2	5,6
Tiempo #3	5,58
Tiempo #4	5,6
Tiempo #5	5,6
Promedio	5,6

Fuente: Propia

Donde utilizando un balde de 20 litros de capacidad, este se llena en promedio en 5,6 s, de manera que se calcula un caudal de:

$$Q = \frac{20 \text{ l}}{5,6 \text{ s}} = 3,57 \frac{\text{l}}{\text{s}} = 56,58 \text{ gpm}$$

Este caudal sale de la bomba a una presión de 450 psi (3102,64 kPa), medido con un manómetro ubicado en la tubería a la salida de la bomba.

El agua bombeada es trasladada a un tanque de almacenamiento de una capacidad de 126 m<sup>3</sup> (6m x 7m x 3m) este es el encargado de abastecer los 65 hogares afiliados a la Asociación Administradora del Acueducto de Zapotal de Tarrazú, por una tubería de 800 m de distancia y un diámetro de 3 pulgadas (90 mm) en hierro galvanizado que va desde los 1476 msnm en el sitio de bombeo hasta los 1733 msnm en el tanque de abastecimiento, para una altura de 257 m que debe de ser vencidos la bomba.

La Figura 21 muestra el diagrama del sistema en estudio y sus principales componentes.

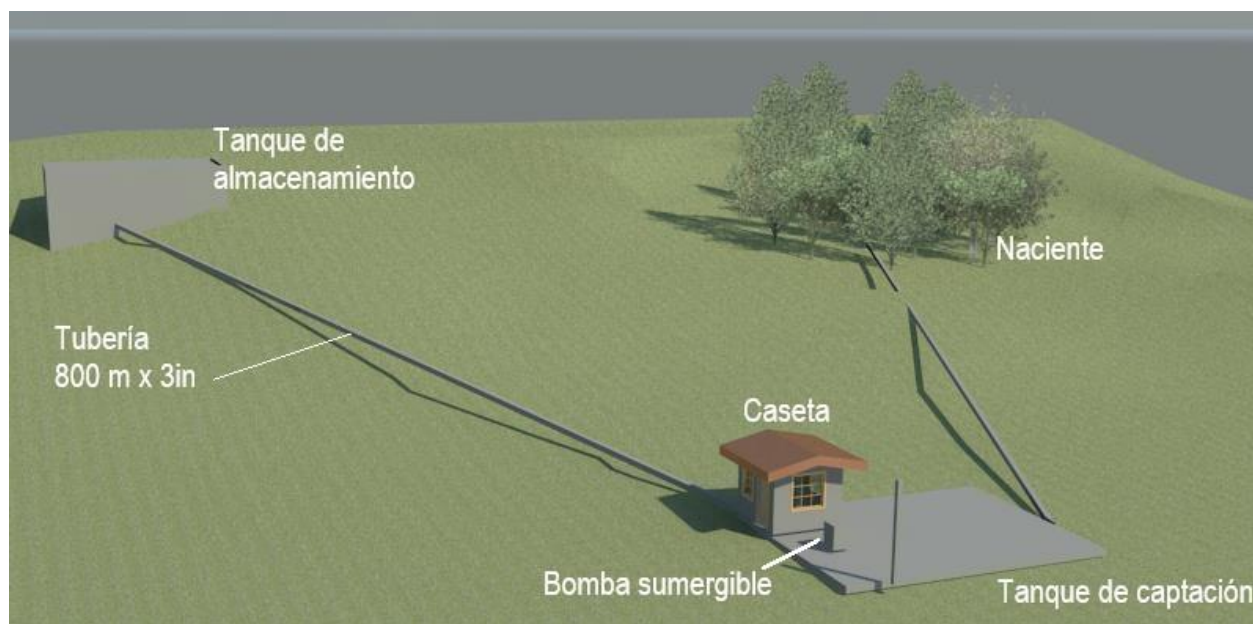


Figura 21. Diagrama de Acueducto de Zapotal de Tarrazú  
Fuente: Propia mediante Autodesk Revit 2011

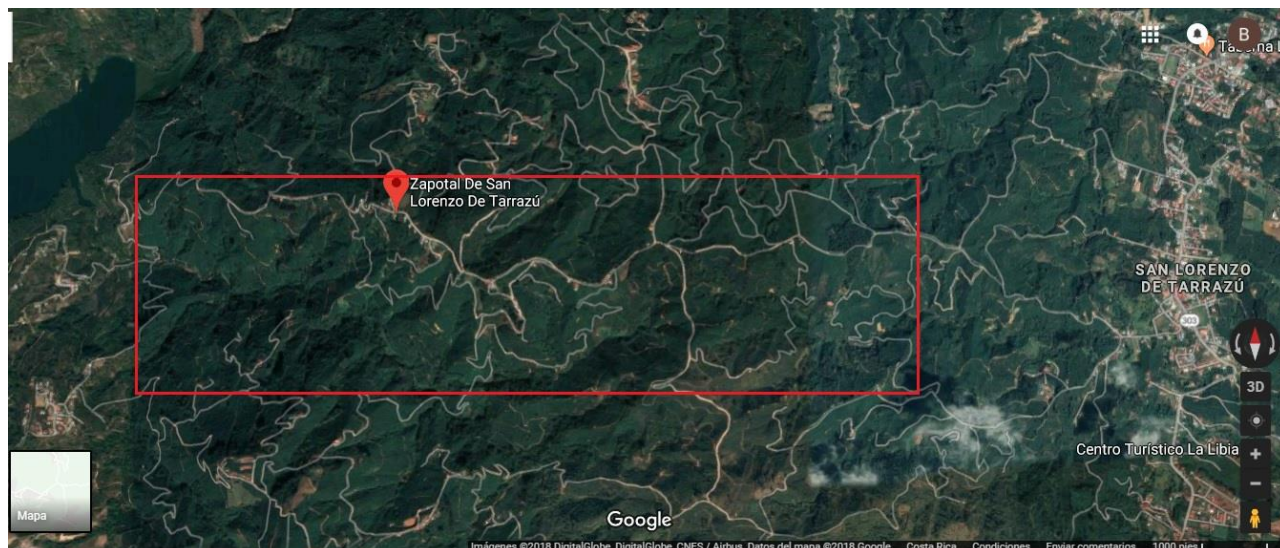


Figura 22. Ubicación de Zapotal de Tarrazú  
Fuente: Google Earth

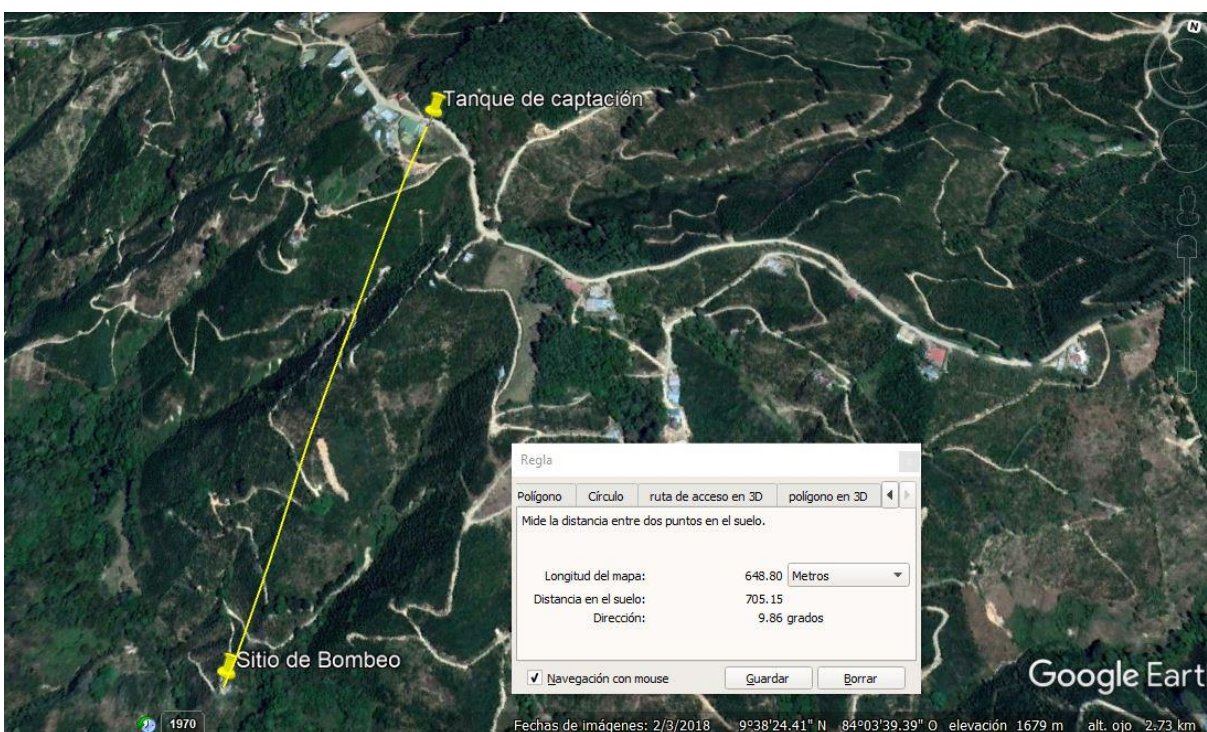


Figura 23. Ruta de Bombeo  
Fuente: Google Earth

Se nota en la figura 23 que según la aplicación Google Earth, la distancia en línea recta de la tubería es de 648,8 m, de manera que agregando los cambios de dirección y curvas de desnivel del terreno por el que va la tubería se aproxima a los 800m de tubería desde el sitio de bombeo al tanque de almacenamiento.

#### 4.1.1 Análisis del sistema de bombeo.

Es importante realizar un cálculo teórico del funcionamiento de la bomba, para el cual es necesario determinar inicialmente la columna de agua que debe ser capaz de soportar, incluyendo sus pérdidas; esta información se realizará apegada al artículo 6.3.4 del Código de Instalaciones Hidráulicas y Sanitarias en Edificaciones edición 2017, el cual es la norma autorizada por el Colegio de Ingenieros de Costa Rica.

Inicialmente, se debe calcular el número de Reynolds para así determinar el coeficiente de fricción en la tubería y finalmente calcular las pérdidas que deben ser agregadas a la columna de agua junto con las pérdidas por los accesorios durante la longitud de la tubería.

Según la Fórmula 5, el número de Reynolds se calcula:

$$R_e = \frac{\rho \times V \times D}{\eta}$$

Para el caso en estudio, la velocidad del fluido corresponde al caudal de bombeo sobre el área transversal de la tubería como lo explica la Fórmula 6, utilizando un diámetro interno de 81,7 mm, según las especificaciones de la tubería de hierro galvanizado que se presenta en el Apéndice C

Apéndice C. Características de la tubería galvanizada para agua, se obtiene:

$$V = \frac{0,00357 \text{ m}^3/\text{s}}{\frac{\pi}{4} 0,0817^2 \text{ m}^2} = 0,68 \text{ m/s}$$

La densidad del agua a 20°C equivale a 998 Kg/m<sup>3</sup>, la viscosidad a  $1 \times 10^{-3}$  Ns/m<sup>2</sup>, Por tanto:

$$R_e = \frac{0,0817 \times 0,68 \times 998}{1 \times 10^{-3}} = 55444,88$$

Con el número de Reynolds se procede a calcular el coeficiente de fricción que, según lo estipulado por el código hidráulico, se hace mediante la fórmula de Colebrook White:

$$f = \frac{1}{\left[ -1,8 \log_{10} \left( \frac{6,9}{R_e} + \left( \frac{\varepsilon/D}{3,7} \right)^{1,11} \right) \right]^2}$$

Según lo indica la Fórmula 4, el diámetro corresponde a 81.7 mm de diámetro interno (equivalente a 3in) y el coeficiente de rugosidad absoluta para hierro galvanizado equivale a 0,25mm, según la tabla 6.6 del Código del código Hidráulico que se muestra en el Apéndice A, de manera que:

$$f = \frac{1}{\left[ -1,8 \log_{10} \left( \frac{6,9}{55444,88} + \left( \frac{0,25/81,7}{3,7} \right)^{1,11} \right) \right]^2} = \frac{1}{35,24} \approx 0,028$$

Una vez con los datos del coeficiente de fricción y la velocidad del fluido, se calcula la pérdida total de la tubería mediante la ecuación de Darcy- Wisbach presentada en la Fórmula 3.

$$h_f = \frac{f V^2}{D 2g} x L = \frac{0,028 \times 0,68^2}{0,0817 \times 2(9,81)} \times 800 = 6,46 \text{ m}$$

El artículo 6.3.4-2 del código de Instalaciones Hidráulicas y Sanitarias indica: “Se deberán considerar las pérdidas localizadas o pérdidas menores provocadas por cambios de dirección, válvulas, reducciones, medidores de caudal y otros accesorios”. Estas pérdidas se toman de la tabla 6.7 del código (Apéndice B. Tabla 6.7 de Coeficientes de resistencia (K) en accesorios), donde se obtiene un coeficiente de resistencia (K), el cual se calcula mediante la Fórmula 7. Cálculo de pérdidas locales”. En el cuadro siguiente se muestra los diferentes accesorios presentes en el trayecto de tubería del acueducto, su respectivo coeficiente y el cálculo de las pérdidas para cada uno y total mediante el uso de Microsoft Excel 2016.

Tabla 2. Cálculo de pérdidas en accesorios

Accesorio	Unidades	Coeficiente K	$H_L$ por unidad (m)	$H_L$ total
Válvulas antiretorno roscada	3	2,98	0,07748	0,23244
Válvulas de Compuerta Briada	2	0,22	0,00572	0,01144
Codos roscado 90°	4	0,79	0,02054	0,08216
Codos roscado 45°	1	0,29	0,00754	0,00754
Unión T Roscada	3	1,46	0,03796	0,11388
Uniones	128	0,04	0,00104	0,13312
Total				0,58058

Fuente: Propia

De manera que se cuenta con los datos teóricos para calcular la altura total según la Fórmula 2 de la altura manométrica total.

$$H_m = H_g + H_f + H_l$$

$$H_m = 257m + 6,46 m + 0,58 m = 264,04m$$

Actualmente, según la medición del manómetro ubicado a la salida de la bomba, la presión a la salida de la bomba equivale a 450 PSI lo cual se convierte a 316,5 m.c.d.a, de manera que el porcentaje de diferencia de rendimiento entre el cálculo teórico y el real equivale a:

$$1 - \frac{264,04}{316,5} = 0,16 = 16\%$$

La diferencia entre el cálculo teórico y la altura real, se puede dar por algunos factores que pueden incidir al momento de realizar el cálculo:

- I. La altura sobre el nivel del mar (1476 msnm en el sitio de bombeo y 1733 msnm en el tanque de abastecimiento) lo que deriva los 257 m de altura, estos datos son medidas tomadas con el *software* Google Earth, por lo que son datos aproximados que pueden tener variaciones.
- II. Con el tiempo las condiciones de la tubería de hierro galvanizado pueden sufrir cambios, lo que puede provocar que el coeficiente de rugosidad que equivale a 0,25 mm no sea en este caso el apropiado y deba ser mayor.
- III. De igual manera los coeficientes para las pérdidas por accesorios pueden verse afectados con el deterioro de los componentes de la tubería.

Referente a los cálculos siguientes se utilizará un valor de 316,5 m como carga total de la bomba la cual corresponde a la altura real de la bomba según las mediciones en sitio.

Una vez obtenidos los valores de la carga, se debe realizar el cálculo de la potencia hidráulica según lo indicado en la Fórmula 9. Potencia Hidráulica.

$$P_h = Q \times H_m \times \gamma$$

$$P_h = 0,00357 \frac{m^3}{s} \times 316,5 \text{ m} \times 9790 \frac{N}{m^3} = 11061,8 \text{ W} \approx 11,06 \text{ KW}$$

El peso específico del agua corresponde a 9790 N/m<sup>3</sup>, este dato se deriva de la multiplicación de la densidad del agua a 20°C (998 Kg/m<sup>3</sup>) por la gravedad (9,81 m/s<sup>2</sup>).

Con los datos obtenidos de las potencias tanto hidráulica como eléctrica, se tiene la información de cuánto absorbe la bomba y cuánto de esta potencia entrega al agua, para así calcular la eficiencia del sistema con la Fórmula 12. Cálculo de eficiencia de la .

$$\eta = \frac{\text{Potencia Hidráulica (Ph)}}{\text{Potencia Eléctrica}} = \frac{11,06 \text{ KW}}{14,3 \text{ KW}} = 0,77 \approx 77\%$$

Con la información anterior, sabemos que tenemos un sistema con una eficiencia del 77% la cual es nuestra referencia para el cálculo del nuevo sistema a implementar.

#### 4.1.2 Análisis del consumo eléctrico.

Este sistema de bombeo de agua potable, provoca que la ASADA deba incurrir en un alto gasto mensual producto del consumo de electricidad, este consumo se ve aumentado en los meses de noviembre, diciembre, enero y febrero ya que esta es la época de verano y coincide con temporada de recolección de café, lo que hace que la ocupación en hogares y fincas cafetaleras aumente, esto se da producto de los trabajadores que llegan a la comunidad para realizar la recolección cafetalera. La siguiente tabla nos muestra el consumo eléctrico que se dio durante el año 2018 producto del bombeo y el dinero que se utilizó para cubrir el mismo.

Tabla 3. Consumo Eléctrico Anual, ASADA Zapotal de Tarrazú

COPESANTOS R.L					
Abonado: 45525		Servicio: 30524		Medidor: 0018225	
Nombre: Asociación administradora del Acueducto de Zapotal de Tarrazú					
Periodo del 01/01/2018 al 07/01/2019					
Mes	Lectura en kWh	Consumo en kWh	Tarifa en colones / kWh	Monto por Consumo (colones)	Monto total (colones)
Enero	500	2,811	₡ 158.66	₡ 445,993.26	₡ 462,925.00
Febrero	3,528	3,028	₡ 158.66	₡ 480,422.48	₡ 501,325.00
Marzo	5,743	2,215	₡ 158.66	₡ 351,431.90	₡ 368,050.00
Abril	8,036	2,293	₡ 158.66	₡ 363,807.38	₡ 380,770.00
Mayo	9,855	1,819	₡ 158.66	₡ 288,602.54	₡ 303,005.00
Junio	2,517	2,662	₡ 158.66	₡ 422,352.92	₡ 441,140.00
Julio	4,988	2,471	₡ 158.66	₡ 392,048.86	₡ 410,805.00

Agosto	6,383	1,395	₡ 158.66	₡ 221,330.70	₡ 233,825.00
Septiembre	8,306	1,923	₡ 158.66	₡ 305,103.18	₡ 321,805.00
Octubre	420	2,114	₡ 158.66	₡ 335,407.24	₡ 352,625.00
Noviembre	2,804	2,384	₡ 158.66	₡ 378,245.44	₡ 395,970.00
Diciembre	5,050	2,246	₡ 158.66	₡ 356,350.36	₡ 373,335.00
Total		27,361		₡ 4,341,096.26	₡ 4,545,580.00

Fuente: COOPESANTOS R.L

Los datos de la tabla anterior, muestran información del medidor ubicado en el sitio de bombeo, este tiene como única carga conectada el sistema motor-bomba que se utiliza para el trasiego del agua del tanque de captación al tanque de almacenamiento. Con un consumo promedio de 2 280 kWh mensuales que aumenta en los 4 meses de verano a 2 617 kWh. Estos son en sí los costos operativos de mantener el sistema actual trabajando durante un año, se puede notar que a pesar de ser un servicio que se utiliza únicamente 4 o 5 horas diarias dependiendo del mes, el pago de recibo por consumo eléctrico es elevado. Se determinará mediante este estudio las maneras de las que se pueda reducir este pago por tarifa eléctrica.

## **4.2 Estudio de nuevas tecnologías de alimentación y bombeo**

Una vez determinadas la característica del sistema, se inicia una revisión con el fin de analizar nuevas tecnologías que permitan contar con un ahorro energético dentro del sistema de bombeo que se tiene planteado, se enumerarán aquellas que pueden ser aplicadas en este estudio.

### **4.2.1 Energía eólica.**

Si bien en el mercado costarricense se cuenta con equipos de aerogeneradores para instalaciones de autoconsumo, la ubicación del lugar no es la adecuada para la instalación de una turbina eólica, su principal razón es que esta se encuentra en un área rodeada por cerros, montaña y plantaciones de café, donde la velocidad del viento es bastante baja y frenada por los árboles que se encuentran alrededor. Consultado el Instituto Meteorológico Nacional (INM), para esta zona no se cuenta con datos históricos de la velocidad del viento ya que para la estación más cercana solo se cuenta con datos de temperatura, lluvia y humedad. Según la página <https://es.windfinder.com/#12/9.6735/-83.9565>, la cual se encarga de dar a conocer los datos de velocidades del viento y oleaje a lo largo de todo el mundo, el promedio de la velocidad del viento en el mes de enero para la zona en estudio equivale a 2 m/s, mientras que una turbina tipo Wind Plus 25.3+ (ver Apéndice D: Hoja de datos turbina Wind Plus 25.3+.) la cual es de las más utilizadas y recomendadas en el mercado para uso en instalaciones de autoconsumo y bombeo de agua, requiere un mínimo de 3m/s de velocidad del viento para arranque, y un rango de funcionamiento de 30m/s lo cual es muy por debajo de la velocidad que se tiene en el sitio, tomando en cuenta que por la ubicación geográfica, desde el sitio donde se encuentra el investigador hasta la ubicación de la estación de medición, puede verse bastante disminuida esta velocidad por las condiciones descritas anteriormente.

#### **4.2.2 Energía hidroeléctrica.**

Aunque actualmente la energía que se consume en Costa Rica, es en su mayoría de producción hidroeléctrica, en casos de autoconsumo estos requieren de una serie de requisitos que hacen que no sea factible en todos los casos su instalación. Su principal inconveniente es que requiere de un diseño de ingeniería civil, el cual debe ser aprobado por la Secretaría Técnica Nacional (SETENA), en conjunto con la creación de un estudio de impacto ambiental presentado ante el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) y la aprobación para hacer uso del agua para la generación eléctrica.

Si bien se cuenta con el recurso hídrico, esta opción no es viable para el proyecto debido a la limitante de los trámites a realizar, los cuales pueden hacer que se eleve el costo en honorarios de servicio notarial; estos son difíciles de calcular ya que no se tiene certeza del tiempo que puede llevar realizar un estudio como este, adicionalmente se tiene la limitante de que los trabajos para crear el sitio apropiado para la caída de agua que requiere la turbina, puede poner en riesgo el área protectora de la naciente, la cual es bastante reducida, de esta manera pone en peligro el agua de consumo humano que es el recurso fundamental y al que debemos dar protección.

#### **4.2.3 Generador eléctrico con motor de combustión.**

Los sistemas de generación por diésel, pueden ser una opción para los trabajos de bombeo, sin embargo, en un mundo que aspira a las tecnologías limpias, instalar una planta de combustión puede constituir un retroceso en materia ambiental, derivado del dióxido de carbono generado por la combustión del motor, el ruido del sistema durante su funcionamiento y los cuidados para el almacenamiento de combustible. Al encontrarse tan cerca de la naciente de agua potable se debe de diseñar un tanque de combustible de manera que pueda subsistir la demanda de al menos una semana de trabajo, ya que la mayoría de estas plantas cuentan con un tanque que no sobrepasa los 30 litros de almacenamiento.

Basando los datos en la planta eléctrica Mpower 1000E-110/220-1p la cual tiene un promedio de salida de 10kW que sería la necesaria para mover el sistema de bombeo propuesto, posee un tanque de 27,5 litros de combustible, y un consumo de 4,6 l/hr de utilización, (Ver

Apéndice E: Ficha técnica de planta eléctrica Mpower 1000E-110/220-1p), de esta manera tomando 4 horas diarias de bombeo se cuenta con un consumo diario de 18.4 litros y 128.8 l de diésel semanales. La siguiente tabla muestra un cálculo del consumo de litros mensuales de combustible y el gasto mensual por este rubro tomando como referencia el costo actual del combustible a ₡525 el litro según el tarifario de RECOPE (<https://www.recope.go.cr/productos/precios-nacionales/tabla-precios/> al 19 de Febrero del año 2019 ), y las horas de bombeo según el mes.

Tabla 4. Gasto anual por combustible de planta de diésel

Consumo del generador : 4.6 litros/hora				
Precio del Combustible : 525 colones/ Litro				
Mes	días	Horas de bombeo diario	Consumo mensual de Diésel (litros)	Costo mensual por Consumo de diésel (Colones)
Enero	31	5	713.00	₡374,325.00
Febrero	28	5	644.00	₡338,100.00
Marzo	31	4	570.40	₡299,460.00
Abril	30	4	552.00	₡289,800.00
Mayo	31	4	570.40	₡299,460.00
Junio	30	4	552.00	₡289,800.00
Julio	31	4	570.40	₡299,460.00
Agosto	31	4	570.40	₡299,460.00
Septiembre	30	4	552.00	₡289,800.00
Octubre	31	4	570.40	₡299,460.00
Noviembre	30	5	690.00	₡362,250.00
Diciembre	31	5	713.00	₡374,325.00
Total	365	52	7268.00	₡3,815,700.00

Fuente: Formulación Propia

Si bien, el pago por combustible es menor al pago por consumo eléctrico del año 2018, las principales dificultades que presenta este sistema es lo complicado para poner el mismo en marcha, debido a la ubicación del sitio que se encuentra a 10 Km de la estación de servicio más cercana; se

requiere de un vehículo doble tracción para el transporte semanal del combustible y con el cual la Junta Administradora del acueducto no cuenta. A esto se le debe agregar la contratación de personal para realizar esta labor y las labores de mantenimiento y cambio de aceite, las cuales según el fabricante se recomiendan cada 100h, lo que equivale en promedio un cambio de aceite al mes. De esta manera los gastos pueden llegar a sobrepasar lo que se paga actualmente de electricidad con el inconveniente de que se requiere una labor más activa de personal contratado por la ASADA junto con todas las garantías que esto requiere y con un impacto ambiental negativo.

#### **4.2.4 Energía solar fotovoltaica.**

Los sistemas de energía solar fotovoltaica poseen ciertas características que los hacen más atractivos y en algunos casos económicamente más factibles que otras aplicaciones de energía. En el caso en estudio se puede notar que se cuenta con algunas posibilidades bastante adecuadas que pueden ser condiciones de mejora para el sistema:

- I. Si se opta por un sistema de autoconsumo conectado a la red, ya se cuenta con la instalación eléctrica hasta el lugar de bombeo, el cual es suministrado por Coopesantos R.L, por lo que las nuevas labores corresponderían a la instalación de los soportes para los paneles, la instalación del cableado eléctrico de estos hasta la acometida, y la supervisión y cambio de medidor que es realizado por el distribuidor de energía.
- II. Los sistemas solares fotovoltaicos requieren de labores mínimas de mantenimiento y trabajan de manera independiente, por lo que una vez instalado el sistema, algunas de las labores básicas de mantenimiento pueden ser realizadas por el mismo personal del acueducto cada vez que se trasladan a realizar el mantenimiento de tanques de almacenamiento, limpieza de las nacientes y cloración de aguas, muy útil en este caso, ya que la ASADA no cuenta con personal de tiempo completo como se podría necesitar con el uso de otras fuentes de energía.
- III. La ubicación del lugar se presta para la instalación de sistemas fotovoltaicos, esto debido a que no cuenta con sombras que puedan opacar la radiación solar que ingresa a los módulos, y posee una ubicación correcta para el mejor aprovechamiento durante las horas necesarias al

día; sin embargo, es necesaria la construcción de una estructura para soporte de los módulos fotovoltaicos.

- IV. Según los datos adquiridos de la página <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/> brindados por National Aeronautics and Space Administration (NASA), el índice de horas solar pico para esta zona es bastante favorable, con un promedio anual de 5 HSP por día (ver Tabla 5), lo cual ronda la cantidad de horas en las que se bombea actualmente agua, por lo tanto se podría cubrir la demanda de energía con la suministrada por paneles.

Tabla 5. Índice de radiación solar horizontal, Zapotal de Tarrazú (Hsp)

<b>Mes</b>	<b>Año 2018</b>	<b>Año 2017</b>
Enero	5.52	5.71
Febrero	6.42	6.4
Marzo	6.66	6.43
Abril	6.13	5.76
Mayo	4.64	5.2
Junio	4.33	4.67
Julio	4.6	4.42
Agosto	4.6	4.69
Septiembre	4.42	4.83
Octubre	3.79	4.08
Noviembre	4.02	3.38
Diciembre	4.86	4.57
Promedio	5	5.01

Fuente: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

De igual manera, es importante tomar en cuenta que este tipo de energía presenta una inversión inicial elevada para la cual se debe realizar el respectivo análisis de inversión, con el fin de valorar su tiempo de recuperación para obtener los beneficios de la instalación. Se debe tomar en cuenta que actualmente la mayoría de sistemas solares cuentan con una vida útil de 25 años promedio,

después de este periodo, los paneles pueden seguir trabajando, pero con una menor eficiencia, por lo que es recomendable después de este tiempo valorar nuevamente la modernización del proyecto, el cual, con el avance de las tecnologías de fuentes renovables de energía, posiblemente cuente con sistemas más económicos y eficientes.

#### **4.2.5 Sistemas de bombeo solar.**

Con base en los mismos principios de la energía solar fotovoltaica esta puede ser utilizada interconectada a la red de distribución de Coopesantos RL, o con un sistema independiente de bombeo solar, el cual toma la energía obtenida de los módulos solares y lo envía directamente a la bomba por lo que se tendría bombeo de agua durante las horas de radiación solar del día, que según la Tabla 5. Índice de radiación solar horizontal, Zapotal de Tarrazú (Hsp), corresponden en promedio anual a 5 horas diarias, lo cual es la cantidad de horas que se bombea actualmente en los meses de mayor demanda. Adicionalmente se tiene como punto a favor que los meses donde más demanda de agua se tiene, coincide con los meses que más horas de radiación solar se da en la zona, ya que es la época de verano, por lo tanto, en caso de requerir incrementar el tiempo de bombeo se tendría la capacidad de hacerlo.

Los sistemas autónomos de bombeo solar, tienen la ventaja de no requerir de un banco de baterías ya que trabaja con base en la radiación solar diaria. En las primeras horas del día la bomba inicia su trabajo con un bajo nivel de bombeo, conforme aumenta la radiación solar, este va incrementando hasta llegar a su punto máximo de potencia, y finalizando la tarde va disminuyendo nuevamente su caudal hasta que la energía percibida no sea la suficiente para realizar el trabajo necesario.

Para optar por un sistema de bombeo solar, inicialmente se debe pensar en una bomba solar que cumpla con las especificaciones necesarias, que sea capaz de bombear el agua hasta el tanque de abastecimiento del acueducto; de esta manera se debe realizar el estudio correcto de las variables que interfieren en este sistema como lo son el caudal, la potencia eléctrica, la presión de bombeo,

distancia y pérdidas de tubería de manera que se diseñe un sistema de paneles solares fotovoltaicos que durante las horas de radiación solar, suministre la energía necesaria para el trabajo de la bomba.

Actualmente estos sistemas han tenido mucha utilización en agricultura, y en regiones donde la electricidad es de difícil acceso, en nuestro país se han aplicado en zonas costeras y comunidades ubicadas en montañas; Áreas indígenas, principalmente han logrado superar sus problemas de acceso a agua potable gracias a sistemas solares, por lo que en el caso en estudio podría ayudar a solventar un problema de mejora de la calidad de vida de las personas con la intención de reducir la cantidad de dinero que se invierte en el pago de servicio de agua potable.

### **4.3 Implementación de un sistema que se adapte al equipo de bombeo actual**

De acuerdo con los estudios realizados en el capítulo anterior, se define que la mejor opción para implementar una mejora al sistema de bombeo actual es dada por el uso de energía solar fotovoltaica, se hará mediante generación distribuida, esto con el fin de aprovechar las ventajas de un proyecto conectado a la red, además de que ya se cuenta con la infraestructura eléctrica hasta el lugar por parte de la empresa Coopesantos R.L.

No se opta por un sistema aislado conectado a un banco de baterías, ya que entre algunos inconvenientes se presenta que:

- I. Las horas de bombeo son 4 o 5 diarias, las cuales pueden ser solventadas con la energía máxima de horas solar pico diaria ya que el bombeo de agua se puede realizar durante el día, es preferible en caso de que no sea suficiente, tomar lo requerido de la red de distribución.
- II. No se cuenta con una infraestructura para almacenar un banco de baterías, ya que la caseta de bombeo es pequeña y apenas tiene alcance para la instalación de los sistemas de medición de la bomba, el tablero eléctrico y posiblemente los inversores.
- III. Un sistema de generación distribuida, reduce los costos por mantenimiento, averías, inversión inicial, preparación del espacio adecuado, por lo que cuenta con mucha independencia una vez puesto en funcionamiento.

- IV. El sistema de generación distribuida aprovecha la inversión ya realizada del transformador, posteo y línea de distribución que realizó la ASADA en el pasado.

#### **4.3.1 Sistema fotovoltaico conectado a la red mediante generación distribuida.**

Como punto inicial del proyecto se desea mostrar la opción de incluir un sistema de paneles solares fotovoltaicos, utilizando la información del sistema actual que se basa en el consumo de energía del año 2018, el cual se muestra en la Tabla 3. Consumo Eléctrico Anual, ASADA Zapotal de Tarrazú. Para realizar estos cálculos se debe obtener datos de la capacidad de brillo solar y la cantidad de horas solar pico en la ubicación donde se encuentra la bomba, estos datos fueron obtenidos de la página <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/> brindados por National Aeronautics and Space Administration (NASA), y se encuentran en la Tabla 5. Índice de radiación solar horizontal, Zapotal de Tarrazú (Hsp).

Un sistema de generación distribuida como el que se estudiará a continuación, presenta en este ambiente considerables ventajas, a diferencia de otros métodos como los son los sistemas aislados. Una de ellas es que las horas de brillo solar en promedio mensual ronda las 5 horas, lo cual coincide con la cantidad de horas diarias que trabaja la bomba, por lo tanto, de esta manera se puede alterar el cambio de horario de la bomba de forma que se active el bombeo durante las horas de mayor brillo solar, evitando descargar energía de la red de distribución y por ende pagar un monto por esta descarga.

Por tratarse de un sistema de acueducto, es fundamental que se mantenga trabajando sin contratiempos, por lo que en caso de emergencia o falta de radiación solar, el equipo siempre está conectado a la red y trabaja, a diferencia de los sistemas aislados, sin necesidad de que se deba realizar manualmente su conexión; lo mismo sucedería si se requiere que trabaje en la noche o en un horario diferente al normal.

Inicialmente se debe tener claro la cantidad de paneles a utilizar. Para este caso de estudio se utilizará un panel solar de 370 W y 72 celdas, el fin es utilizar un panel de máxima potencia en el mercado que puede traer entre sus ventajas un mejor aprovechamiento del espacio y mayor potencia generada por módulo, reduciendo la cantidad de paneles a instalar. Se ha escogido el panel

Canadian Solar CS3U-370MS-FG, el cual cuenta con una eficiencia de 18.65%, de las más altas para su tipo y una garantía lineal de 30 años del 0.5% anual, esto lo hace llegar al final de los 30 años con una efectividad del 83%, sus datos se observan en el Apéndice F: Ficha técnica panel Canadian Solar CS3U-370MS-FG.

#### 4.3.2 Cálculo de sistema fotovoltaico con panel de 370W y 72 celdas.

Con sustento en la Fórmula 18. Cálculo de número de módulos solares, que se encuentra en la sección 2.6.7 del presente documento, se realiza el cálculo de números de paneles solares utilizando los siguientes datos:

$$N_{mod} = \frac{C_{ed}}{P_{MP} \times HSP_{crit} \times PR}$$

- $C_{ed}$  = se utilizan los 3028kW/h del mes de mayor consumo, que es febrero lo que nos da un consumo pico diario de 108.14 kW/h
- Potencia del Módulo = 0,37 kW
- Pérdidas = 0,9, según lo recomendado en la sección 2.6.4.7 del marco teórico del presente documento
- HSP= 3,79, el cual es el punto crítico de HSP según los datos suministrados en la Tabla 5. Índice de radiación solar horizontal, Zapotal de Tarrazú (Hsp).

$$N_{mod} = \frac{108,14\text{kW/h}}{0,37\text{kW} \times 3,79 \times 0,9} = 79,25 \approx 80 \text{ Páneles}$$

Fórmula 27. Cálculo de cantidad paneles solares de 370W

Al realizar la conversión de la potencia de estos 89 paneles por la potencia de cada panel:

- 80 paneles x 370 W = 29600 W/día
- 229600 W/día X 30 días x 3,79 HSP = 3 365 250 Wh/ mes = 3365,52 kWh/mes

Sin embargo, para obtener un dato mensual más correcto se realizó el cálculo con la cantidad de días de cada mes y el número de horas solar pico según los datos del año anterior, por lo que se obtienen los resultados de la Tabla 6.

Tabla 6: Generación de 80 módulos de 370W

<b>80 módulos solares * 370W = 29600 W/d</b>			
<b>Mes</b>	<b>Días</b>	<b>HSP</b>	<b>Potencia Generada en kW/h</b>
Enero	31	5,52	5 065,15
Febrero	28	6,42	5 320,90
Marzo	31	6,66	6 111,22
Abril	30	6,13	5 443,44
Mayo	31	4,64	4 257,66
Junio	30	4,33	3 845,04
Julio	31	4,6	4 220,96
Agosto	31	4,6	4 220,96
Septiembre	30	4,42	3 924,96
Octubre	31	3,79	3 477,70
Noviembre	30	4,02	3 569,76
Diciembre	31	4,86	4 459,54
<b>Total</b>			<b>53 917,29</b>

Fuente: Propia

Tomando los datos obtenidos de Coopesantos R.L y que se reflejan en la Tabla 3, el consumo anual del año 2018 corresponde a 27,361 kW/h lo cual es un 43% de la potencia generada por los 80 paneles, de esta manera debe realizar el ajuste para saber la cantidad de paneles con la potencia anual; esto se realiza con la fórmula completa según la cantidad de días por mes y la cantidad de HSP registrados el año anterior de la siguiente manera:

$$P = \frac{27361 \text{ kWh}}{(31d \times 5,22) + (28d \times 6,42) + (31d \times 6,66) + (30d \times 6,13) + (31d \times 4,64) + (30d \times 4,33) + (31d \times 4,6) + (31d \times 4,6) + (30d \times 4,42) + (31d \times 3,79) + (30d \times 4,02) + (31d \times 4,86)} = 15,02 \text{ kW}$$

Fórmula 28. Cálculo exacto de potencia diaria con paneles de 370W

De manera que, para obtener el nuevo número de paneles, se realiza una división entre la potencia diaria del resultado anterior y la potencia del panel:

$$N_{mod} = \frac{15020 W}{370W} = 40,59 \approx 41 \text{ Paneles}$$

Fórmula 29. Nuevo número de paneles solares de 370W

Con este nuevo número de paneles, se realizó la comparación de la potencia generada con el consumo del año anterior, para así determinar en cuáles meses será necesario tomar energía de la red eléctrica y en cuáles se tendrá sobrantes que agregar; de esta manera el arreglo queda con base en la Tabla 7. Los números positivos de la última columna indican que se tendrá un sobrante de kWh para agregar a la red, los negativos indican que se debe consumir esa cantidad a la red y el total muestra la cantidad con que se concluye el periodo.

Tabla 7. Potencia generada de los 41 módulos solares de 370W

<b>41 módulos solares x 370W por módulo = 15170w</b>					

Mes	Días	HSP	Potencia Generada por los paneles (kW/h)	Consumo Energético en 2018 (kW/h)	Sobrante o faltante de Potencia (kW/h)
Enero	31	5,52	2 595,89	2 811,00	-215,11
Febrero	28	6,42	2 726,96	3 028,00	-301,04
Marzo	31	6,66	3 132,00	2 215,00	917,00
Abril	30	6,13	2 789,76	2 293,00	496,76
Mayo	31	4,64	2 182,05	1 819,00	363,05
Junio	30	4,33	1 970,58	2 662,00	-691,42
Julio	31	4,6	2 163,24	2 471,00	-307,76
Agosto	31	4,6	2 163,24	1 395,00	768,24
Septiembre	30	4,42	2 011,54	1 923,00	88,54
Octubre	31	3,79	1 782,32	2 114,00	-331,68
Noviembre	30	4,02	1 829,50	2 384,00	-554,50
Diciembre	31	4,86	2 285,51	2 246,00	39,51
<b>Total</b>			<b>27 632,61</b>	<b>27 361,00</b>	<b>271,61</b>

Fuente: Propia

Según se pudo leer en la sección 2.6.4 del actual documento, las conexiones de paneles solares se pueden realizar mediante microinversores e inversores centralizados; realizando el análisis del caso se determina una conexión de tipo inversor centralizado, tomando en cuenta como principales ventajas:

- I. El sitio no tiene sombras que puedan afectar algún grupo de paneles, por los que todos estarán generando de igual manera a cualquier hora del día.
- II. Se cuenta con una caseta ya construida en condiciones para ubicar los inversores centrales, por lo tanto, se puede tener seguridad que se encontrarán debidamente resguardados.
- III. Los inversores centralizados disminuyen el trabajo y costos de mantenimiento.
- IV. El inversor centralizado posee mayor eficiencia.

Con base en lo anterior se procederá con el cálculo de inversores, teniendo como base que se utilizará un inversor marca Solar Edge, modelo SE10000A- US, cuya ficha técnica se encuentra en el Apéndice G. Ficha técnica inversor SE10000A- US, pero que entre sus principales características se puede mencionar que dispone de una capacidad de voltaje de entrada de 500V, máxima corriente

de entrada de 30,5 A y una potencia máxima de salida de 10000 W, eficiencia de 98%, protección integrada contra fallas de arco y apagado rápido, además de si se tiene la posibilidad posee la opción de monitoreo mediante Ethernet o Wireless.

La cantidad de inversores necesarios se calcula mediante la siguiente fórmula

$$N_{mod} = \frac{P_{inv}}{P_{mod}}$$

Fórmula 30. Número de módulos por inversor  
Fuente: ingemecánica.com

Donde:

- $N_{mod}$ : Número de módulos por inversor.
- $P_{inv}$ : Potencia del inversor.
- $P_{mod}$ : Potencia pico del módulo.

De manera que:

$$N_{mod} = \frac{10000}{370} = 27 \text{ módulos por inversor}$$

Por lo que para los 41 paneles con que cuenta el sistema propuesto, se va a requerir de 2 inversores, de manera que se distribuirán uno para 20 paneles y otro para 21, en conexión mixta; de esta forma su distribución será en el primer inversor con dos series de 10 módulos fotovoltaicos conectadas en paralelo entre sí y para el segundo inversor una serie de 10 y otra de 11, conectadas en paralelo.

Los 11 paneles en serie en conjunto generan una tensión máxima según la ficha técnica del panel de 435.6 V (39.6 V c/u) y 10 paneles generan una tensión de 396 V, de manera que no superan la tensión máxima de entrada del inversor que es de 500V.

De igual forma, la corriente de cada una de las series es de 9.35A por lo que en conjunto sería de 18.7 A, lo cual está por debajo de los 30.5 A de corriente de entrada soportada por el inversor.

La siguiente imagen muestra la forma en que se acomodaría cada conjunto de paneles con su inversor.

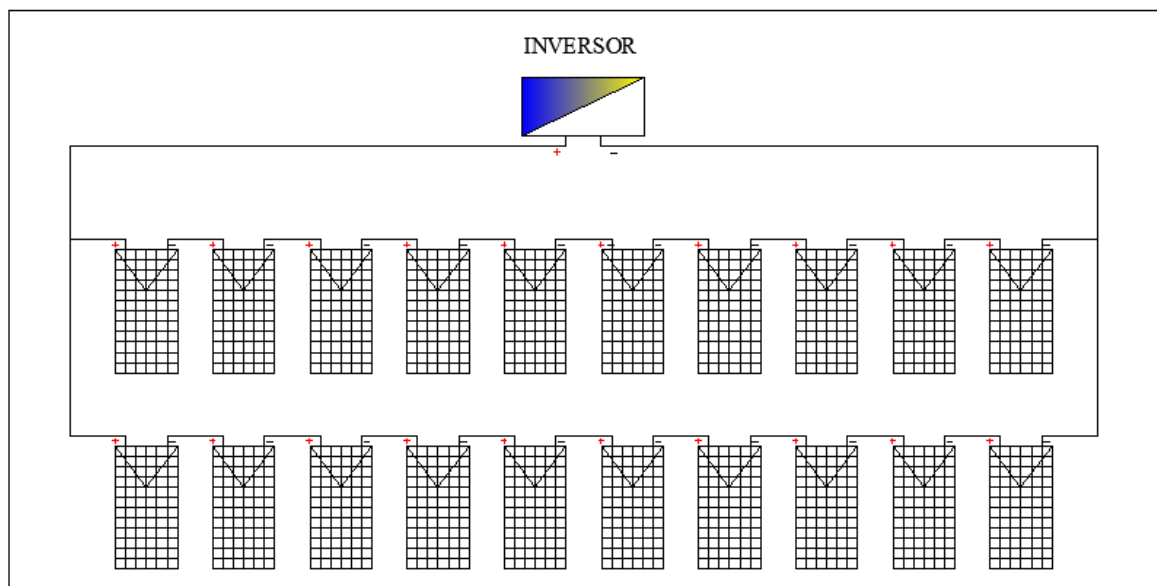


Figura 24. Acomodo de 20 paneles serie-paralelo  
Fuente: Propia en Autocad

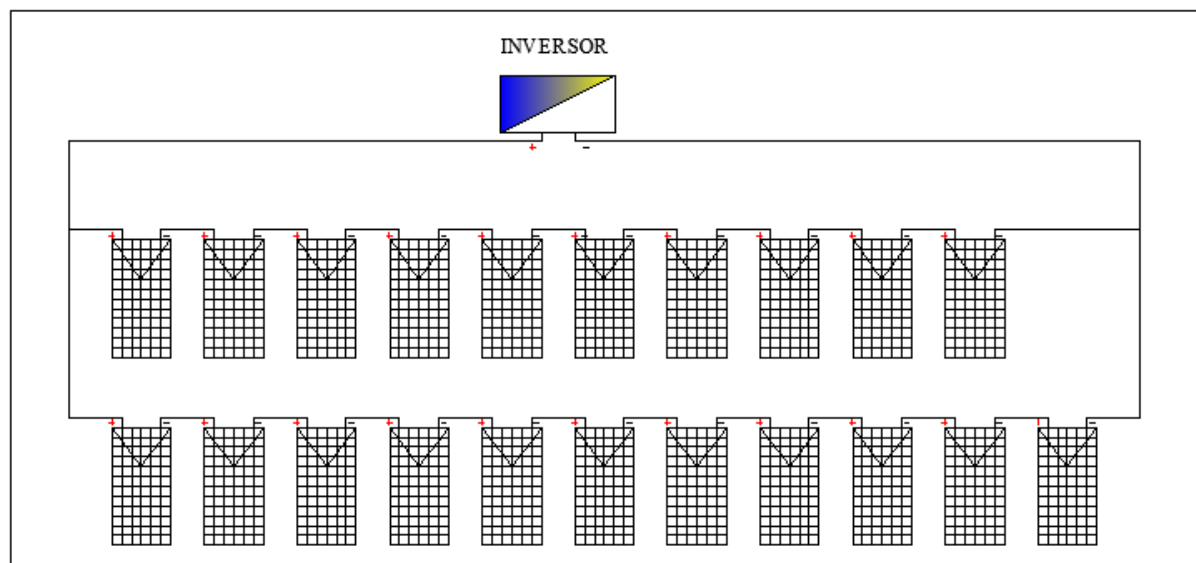


Figura 25. Acomodo de 21 paneles serie-paralelo  
Fuente: Propia en Autocad

#### 4.3.3 Ángulo de inclinación y distancia entre módulos.

De acuerdo a lo observado en la Fórmula 21. Cálculo del ángulo de inclinación módulos solares, el ángulo de inclinación es el siguiente:

$$Im = 9.63^\circ + 10^\circ = 19.63^\circ \approx 20^\circ$$

El cálculo anterior indica que la inclinación óptima del diseño del sistema es de  $20^\circ$  dirigida hacia el sur. Esta inclinación en este caso puede ser ajustada en los paneles o al momento de crear la estructura que se debe construir para la ubicación del sistema solar fotovoltaico.

Los paneles solares Canadian Solar 370MS-FG que se están utilizando para el cálculo, poseen unas dimensiones de 2003 mm x 992 mm.

La distancia entre módulos se determina según la Fórmula 22. Distancia entre filas de paneles.

$$h = 2,003 \text{ m} \times \sin 20^\circ = 0,68 \approx 0,7 \text{ m}$$

$$d = \frac{0,7}{\tan(61-9,63)} = 0,55 \text{ m}$$

Según lo anterior se tiene un sistema fotovoltaico organizado por 4 filas de paneles solares, tres filas de 10 paneles y una fila de 11; entre estas filas debe existir un espacio de 0.55 metros, por lo que en total para la instalación del sistema se requiere de un espacio mínimo de 11m x 10 m, tal como se ejemplifica en la figura siguiente:

- I. Largo del sistema: 11 paneles x 0,995m = 10,94 m  $\approx$  11 m
- II. Ancho del sistema de paneles: 4 series x 2,004 m = 8,012 m
- III. Distancia entre filas: 3 x 0,55 m = 1,65 m
- IV. Ancho total: 1,65 m + 8,012 m = 9,662 m  $\approx$  10 m

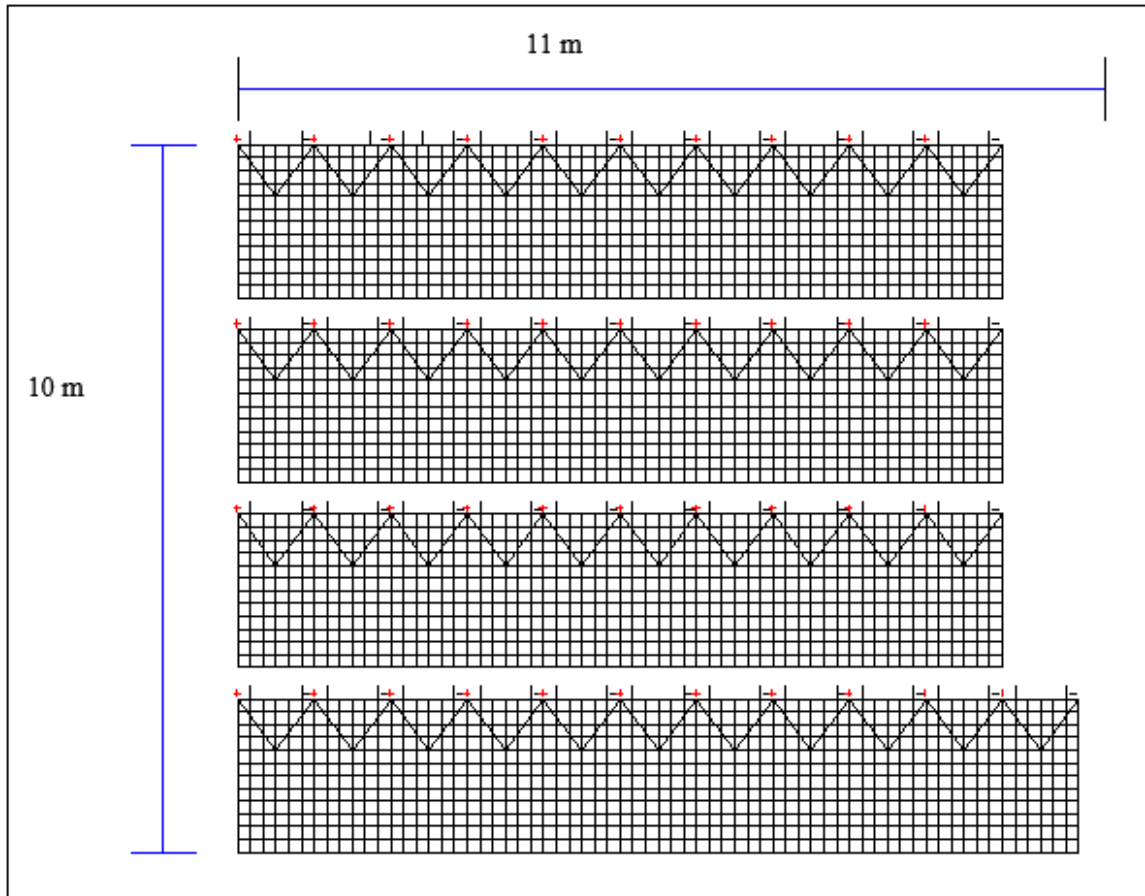


Figura 26. Espacio requerido por los paneles de 370 W  
Fuente: Propia en Autocad

Una opción factible para la colocación de estos sistemas es la utilización de soportes en tierra que son fabricados para colocar hasta 12 paneles, como los de la figura siguiente:



Figura 27. Soporte de paneles solares  
Fuente: <http://preformed.com/solar>

#### 4.3.4 Conductores y protecciones para panel solar de 370W.

El artículo 690 del NEC 2014, incluye todos los aspectos a tomar en cuenta de manera que se desarrolle un sistema con las condiciones de seguridad de la vida y los bienes materiales que exige la norma NFPA 70.

##### 4.3.4.1 Conductor de corriente para DC.

Al trabajarse un sistema mixto de paneles fotovoltaicos, los cálculos se hacen para cada uno de los sistemas conectados al inversor, según el diagrama de la Figura 24. Acomodo de 20 paneles serie-paralelo, que consta de un paralelo de 2 series ( 10 paneles en cada serie para un inversor y en el otro 10 y 11 paneles respectivamente). En este caso la corriente se mantiene como el valor de uno de los paneles para el circuito conectado en serie (9.35 A), y se suma en el circuito en paralelo (18.7 A).

El NEC 2014 en el artículo 690.8 (A)(1) indica: “La corriente máxima debe ser la suma de la corriente nominal de cortocircuito de los módulos en paralelo multiplicado por el 125 por ciento”.

Por lo tanto:

$$I_{\text{circuito DC}} = I_{\text{Max paralelo}} \times 1.25$$

$$I_{\text{circuito DC}} = 18.7 \text{ A} \times 1.25 = 23.37 \text{ A}$$

Fórmula 31. Cálculo de corriente para conductor DC

Según la tabla del NEC 2014 310.16 (Apéndice H. Tabla 310.16 del NEC 2014 ) se recomienda usar el cable #10 AWG THHN COBRE que soporta 30 A.

#### **4.3.4.2 Conductor en corriente alterna AC.**

El artículo 690.10 (B) del NEC 2014 indica

Los conductores del circuito entre la salida del inversor y el medio de desconexión del edificio o estructura deben estar dimensionados con base en el valor nominal de salida del inversor. Estos conductores deben protegerse de sobrecorrientes de acuerdo con el Artículo 240. Dicha protección debe ubicarse en la salida del inversor.

Adicionalmente, en el artículo 690.8 (B) (1), nombrado en la sección anterior se indica que los conductores deben dimensionarse al 125% de la corriente máxima permitida. De manera que para el inversor elegido para este proyecto marca Solar Edge, modelo SE10000A- US se realiza el siguiente cálculo:

$$I_{\text{circuito AC}} = I_{\text{Max inversor}} \times 1.25$$

$$I_{\text{circuito AC}} = 30.5 \times 1.25 = 38.125 \text{ A}$$

Fórmula 32. Cálculo de corriente para conductor AC

Según la tabla 310.16 del NEC 2014 se requiere un cable #8 AWG THHN COBRE que soporta 40 A.

#### **4.3.4.3 Protecciones sobre tensión.**

En el caso de las protecciones para corriente continua, el inversor indica en su ficha técnica la protección sobre falla de arco y apagado rápido.

Para el interruptor de corriente alterna, se tomará como base los valores indicados en el artículo 240.6 del NEC 2014, se utilizará un interruptor de 60 A para cada inversor.

#### **4.3.4.4 Acometida.**

La demanda total de los dos inversores por el 125%, es equivalente a:

$$I_{\text{circuito total}} = 30.5 \times 2 \times 1.25 = 76.25 \text{ A}$$

Fórmula 33. Cálculo de corriente para acometida

Por lo que, con base en la tabla 310.15 (B)(6) del NEC 2014 “Tipos y calibres de conductores para acometidas y alimentadores monofásicos, trifilares de 120/240 volts” el cable a utilizar es #3 AWG THNN Cobre, que va del tablero principal hacia el medidor.

Según la tabla 250.66, “Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de corriente alterna”, del NEC 2014 ( Apéndice I ), el cable para el electrodo de puesta a tierra debe ser #8 AWG Cobre.

#### ***4.3.4.5 Tuberías de canalización.***

La canalización del cableado se realizará mediante tubería conduit rígido cédula 40, ya que es una tubería recomendada para uso sobre el suelo en el interior o exteriores expuestos a la luz solar y el clima, y para uso subterráneo mediante enterramiento directo o recubierto de concreto según la recomendación del Colegio de Ingenieros Electricistas, Mecánicos e Industriales (CIEMI).

Para el conductor desnudo que va hacia el electrodo de puesta a tierra se utiliza tubería EMT, la cual es la recomendada para esta aplicación.

Apegados a lo establecido en la tabla 5 del NEC 2014 “Dimensiones de los conductores aislados y de los alambres para artefactos” (ver Apéndice J ) se debe localizar el área aproximada en mm<sup>2</sup> de la cantidad total de hilos a utilizar en la tubería y una vez con el total buscar el diámetro adecuando en la tabla 4 del NEC 2014, “Dimensiones y área porcentual de conduit y tubería” en el artículo 352 correspondiente a conduit rígido de PVC cédula 40 (Ver Apéndice K ).

Basado en el método anterior, obtenemos la siguiente tabla de resumen de la canalización a utilizar:

Tabla 8. Tubería de canalización para el cableado del sistema actual

	<b>Tipo de Cable</b>	<b>Área de cable en mm<sup>2</sup></b>	<b>Cantidad de cables</b>	<b>Total de área a utilizar en mm<sup>2</sup></b>	<b>Diámetro de tubería</b>	<b>Cantidad de Tubos</b>
<b>Conductor DC de paneles a Inversor 1</b>	#10 THHN	13,61	3	40,83	16mm - 1/2 in	1
<b>Conductor DC de paneles a Inversor 2</b>	#10 THHN	13,61	3	40,83	16mm - 1/2 in	1
<b>Conductor AC de Inversor 1 a Interruptor</b>	#8 THHN	23,61	3	70,83	16mm - 1/2 in	1
<b>Conductor AC de Inversor 2 a Interruptor</b>	#8 THHN	23,61	3	70,83	16mm - 1/2 in	1
<b>Conductor de Tablero a Bomba sumergible</b>	#8 THHN	23,61	3	70,83	16mm - 1/2 in	1
<b>Cable desnudo Electrodo de puesta a tierra</b>	#8 THHN	23,61	3	70,83	16mm - 1/2 in	1

Fuente: Propia

Una vez en el medidor se debe seguir la normativa solicitada por el proveedor de servicio que en este caso es Coopesantos R.L.

De esta manera, se diseña el siguiente diagrama unifilar para uso del instalador:

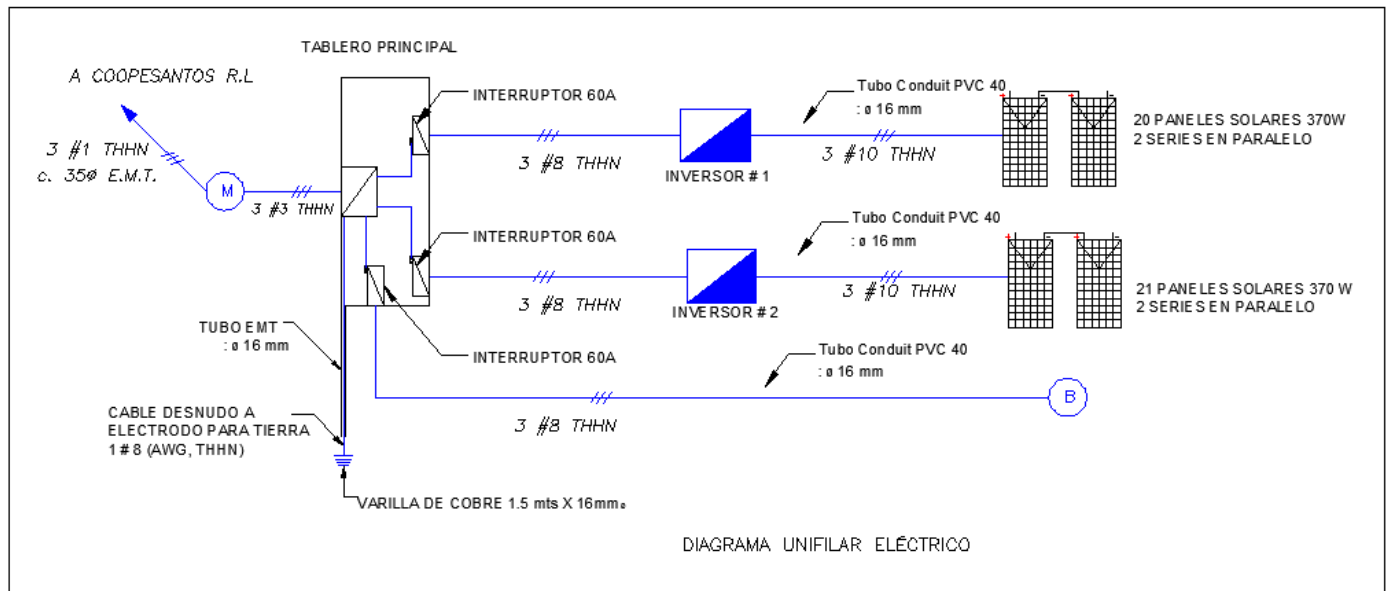


Figura 28. Diagrama unifilar para sistema de paneles solares 370W  
Fuente: Propia en Autocad

#### **4.4 Análisis de nuevos sistemas de bombeo e implementación**

A continuación, se valora y se implementa un nuevo sistema de bombeo que se adapte a las especificaciones del proyecto, con base en los datos tomados en el sitio de las instalaciones y que se explicaron en el análisis del sistema de bombeo. La información siguiente se adaptó de acuerdo con los equipos que se encuentran en el mercado, sus correspondientes fichas técnicas se encuentran del Apéndice L al Apéndice O y las cotizaciones serán presentadas en una tabla en los Apéndice S y Apéndice T; todas con datos obtenidos de empresas del mercado nacional, pero que se resguardará su nombre ya que su información es propia y no de carácter público.

##### **4.4.1 Sistema de bombeo solar aislado a la red.**

Como punto inicial se realiza el estudio de un sistema de corriente continua aislado a la red que funcionará en razón de la radiación solar del sitio, de manera que la bomba trabajara cuando existiera radiación, lo cual es bastante beneficioso, ya que como se explicó anteriormente, la cantidad horas de trabajo de la bomba, coinciden con las horas de radiación solar pico diarias; por lo tanto, esto facilitaría la forma de realizar un proyecto aislado. De igual manera, se implementa un paso de corriente hacia la red que pueda ser utilizado en caso de emergencia, ya sea porque la radiación solar no es suficiente o que por alguna razón en especial se debe realizar bombeo de agua durante la noche.

Estos sistemas han tomado fuerza en lugares alejados y para labores agrícolas, sin embargo, al realizar la investigación del caso y buscar productos similares en el mercado nacional, nos encontramos que los sistemas de bombeo solar al día de hoy han mejorado bastante en capacidad, pero no logran llegar a la potencia requerida para bombear la cantidad de fluido en el sistema en estudio.

Hay que recordar que, según el análisis de la sección 4.1.1 del presente documento, la bomba a utilizar debe vencer una cabeza de agua de al menos 316.5 mca con un caudal de 3,5 l/s. La bomba de mayor potencia para este tipo de bombeo que se encontró es la de la marca Lorentz, modelo PSk2-21 C-SJ8-50, cuyas especificaciones y curva de rendimiento se encuentra en el Apéndice L. Curva de rendimiento bomba solar Lorentz.

La curva muestra como la máxima cabeza de agua a superar de esta bomba es de 280m, a un caudal de 9 m<sup>3</sup>/h (2.5 l/s), lo cual se encuentra muy por debajo de lo requerido por el sistema, de manera que no se puede hacer uso de esta tecnología, al menos por el momento, ya que es posible que los sistemas más modernos logren en unos años romper esta barrera y tener una mayor variedad de bombas solares a disposición.

#### **4.4.2 Sustitución de la bomba y adaptación a sistema solar conectado a la red.**

Con el fin de valorar los diferentes escenarios que pueden causar el alto costo del pago por recibo eléctrico que se da en la ASADA de Zapotal de Tarrazú, se optó por buscar modelos de bombas que puedan sustituir la bomba que se utiliza actualmente, recordemos que el sistema actual trabaja con una bomba de pozo profundo, sumergible, monofásica, a una tensión de 220 V y consume 60A, su potencia hidráulica es de 11,06 kW y su potencia eléctrica es de 14.3kW, lo que hace que trabaje con una eficiencia de 77%, esta bomba debe ser capaz de superar una cabeza de altura de 316,5 mca con un caudal de 3,57 l/s.

Inicialmente nos encontramos dos inconvenientes que deberán ser solventados al momento de realizar el estudio de las bombas que pueden funcionar para sustituir en nuestro sistema:

Las bombas de las diferentes marcas consultadas para las condiciones de altura y caudal mencionados trabajan de manera trifásica, por lo que no se adaptan al sistema que se tiene actualmente. Realizar una sustitución de la línea de distribución actual no es viable debido a que la línea trifásica de Coopesantos R.L se encuentra a 7 Km de distancia, por lo que para lograr esta ampliación se debe cubrir un gasto que supera los \$30 000 por kilómetro, que además no sería factible, por lo tanto dentro de las opciones alternas se considera el uso de un variador de

frecuencia que sea capaz de tener una entrada de 220V monofásico y una salida de 230V trifásico, lo cual incrementará el costo del proyecto, pero lo haría factible.

El segundo detalle a considerar es que las bombas analizadas se aproximan a la eficiencia de la bomba actual pero no la superan y todas presentan consumos más elevados en kWh, por lo que corresponderá en el análisis financiero valorar si la opción es apropiada para el caso en estudio.

#### **4.4.3 Elección del nuevo sistema motor-bomba.**

Una vez verificados los puntos anteriores, se hizo la elección de una bomba de la marca Franklin Electric, modelo 70SR25S66-2463, sumergible de acero inoxidable 6 in de diámetro. Esta bomba es capaz de vencer una columna de agua de 320 m con un caudal de 56gpm (3.5 l/s), con un motor de 25 Hp y su eficiencia en el punto indicado es de 65% según las curvas de rendimiento de la marca presentadas en el Apéndice M. Curva de rendimiento bomba Franklin Electric.

Para esta bomba, la marca recomienda un motor encapsulado, sumergible de 6 in, de 25 HP de potencia (18.5kW), 230v trifásico, el cual se muestra en el Apéndice N. Motor sumergible Franklin Electric 25HP.

Se puede observar que este motor es de mayor potencia al que se tiene actualmente, por lo que su consumo eléctrico se va a representar según las horas de bombeo diario dependiendo del mes en la siguiente tabla.

Tabla 9. Consumo anual de la nueva bomba

Mes	Horas diarias	Días	Potencia kW	kWh Mensuales	Tarifa en colones / kWh	Monto por consumo
Enero	5	31	18,5	2 867,5	₡ 158,66	₡ 454 957,55
Febrero	5	28	18,5	2 590,0	₡ 158,66	₡ 410 929,40
Marzo	4	31	18,5	2 294,0	₡ 158,66	₡ 363 966,04
Abril	4	30	18,5	2 220,0	₡ 158,66	₡ 352 225,20
Mayo	4	31	18,5	2 294,0	₡ 158,66	₡ 363 966,04
Junio	4	30	18,5	2 220,0	₡ 158,66	₡ 352 225,20
Julio	4	31	18,5	2 294,0	₡ 158,66	₡ 363 966,04
Agosto	4	31	18,5	2 294,0	₡ 158,66	₡ 363 966,04
Septiembre	4	30	18,5	2 220,0	₡ 158,66	₡ 352 225,20
Octubre	4	31	18,5	2 294,0	₡ 158,66	₡ 363 966,04
Noviembre	5	30	18,5	2 775,0	₡ 158,66	₡ 440 281,50
Diciembre	5	31	18,5	2 867,5	₡ 158,66	₡ 454 957,55
<b>Total</b>				<b>29 230,0</b>		<b>₡ 4 637 631,80</b>

Fuente: Propia

En comparación con el consumo actual presentado en la Tabla 3, este se incrementa en 1889 Kwh anuales, por lo tanto, el estudio realizado anteriormente para la adaptación de los paneles solares del sistema actual no sería capaz de cubrir correctamente el consumo de esta nueva bomba, de manera que se debe analizar un nuevo sistema fotovoltaico que funcione con paneles solares conectado a la red y que sea capaz de cubrir las necesidades de demanda del nuevo sistema.

#### 4.4.4 Sistema fotovoltaico conectado a la red para la nueva bomba.

Este nuevo sistema cuenta con las características de equipos ya citadas en el cálculo del sistema anterior. Se utiliza el panel Canadian Solar CS3U-370MS-FG, de 72 celdas y 370W de potencia, con el fin de contar con un equipo de mayor potencia que permita utilizar la menor cantidad de paneles en nuestra instalación. Los datos de brillo solar, que fueron obtenidos por la página oficial de la NASA, se mantendrán al igual basados en la Tabla 5.

Aplicando la Fórmula 28, se requiere una potencia pico de 16.05 kW para el sistema de 29 230 kWh anuales:

$$P = \frac{29\,230\text{ kWh}}{(31\text{d} \times 5.22) + (28\text{d} \times 6.42) + (31\text{d} \times 6.66) + (30\text{d} \times 6.13) + (31\text{d} \times 4.64) + (30\text{d} \times 4.33) + (31\text{d} \times 4.6) + (31\text{d} \times 4.6) + (30\text{d} \times 4.42) + (31\text{d} \times 3.79) + (30\text{d} \times 4.02) + (31\text{d} \times 4.86)} = 16.05\text{ kW}$$

El número de paneles requerido para el nuevo proyecto es de 44 paneles:

$$N_{mod} = \frac{16050W}{370W} = 43,37 \approx 44\text{Paneles}$$

Estos paneles son capaces de cubrir el consumo anual del nuevo sistema, según se puede observar en el cuadro siguiente, donde se realiza la comparación del consumo generado por el nuevo sistema fotovoltaico y el consumo de la bomba, para así determinar los meses en que se requiere energía y los meses en que se inyecta el sobrante a la red.

Tabla 10. Potencia mensual generada por 44 módulos solares de 370W

<b>44 módulos solares x 370W por módulo = 16280W</b>					
<b>Mes</b>	<b>Días</b>	<b>HSP</b>	<b>Potencia mensual generada por los paneles (kW/h)</b>	<b>Consumo energético de la nueva bomba (kW/h)</b>	<b>Sobrante o faltante de potencia (kW/h)</b>
Enero	31	5,52	2 785,8	2 867,5	-81,7
Febrero	28	6,42	2 926,5	2 590,0	336,5
Marzo	31	6,66	3 361,2	2 294,0	1 067,2
Abril	30	6,13	2 993,9	2 220,0	773,9
Mayo	31	4,64	2 341,7	2 294,0	47,7
Junio	30	4,33	2 114,8	2 220,0	-105,2
Julio	31	4,6	2 321,5	2 294,0	27,5
Agosto	31	4,6	2 321,5	2 294,0	27,5
Septiembre	30	4,42	2 158,7	2 220,0	-61,3
Octubre	31	3,79	1 912,7	2 294,0	-381,3
Noviembre	30	4,02	1 963,4	2 775,0	-811,6
Diciembre	31	4,86	2 452,7	2 867,5	-414,8
<b>Total</b>			<b>29 654,5</b>	<b>29 230,0</b>	<b>424,5</b>

Fuente: Propia

El inversor a utilizar es el SolarEdge SE11400A-US-U, el cual fue presentado en el estudio anterior y soporta 27 módulos por inversor, esto basado en el cálculo realizado en la Fórmula 30, por lo tanto, de igual manera será posible para estos 44 paneles, acoplarlos en grupos de 22 paneles por inversor, en una configuración mixta de dos series de 11 paneles conectadas en paralelo.

Los 11 paneles en serie en conjunto generan una tensión máxima de 435,6 V (39,6 V c/u) que no superan la tensión máxima de entrada del inversor que es de 500V, la corriente de cada una de las series es de 9,35A y conectadas en paralelo suman 18,7 A, que está por debajo de los 30,5 A de corriente de entrada soportada por el inversor. Ver la Figura 29.

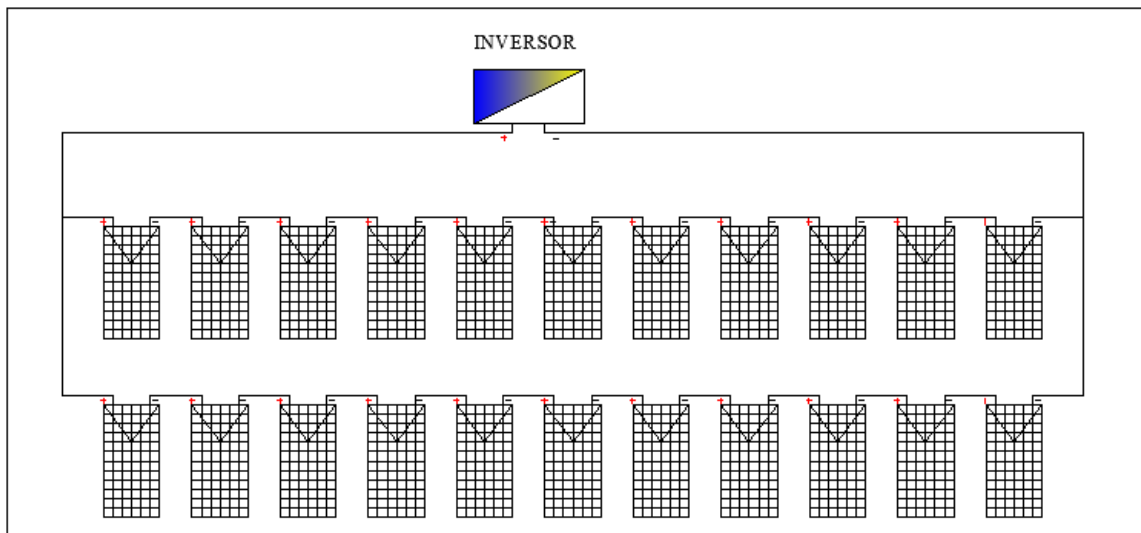


Figura 29. Cantidad de paneles por inversor para nuevo sistema de bombeo  
Fuente: Propia en Autocad

El ángulo de inclinación y la distancia entre paneles se mantiene según lo calculado en la sección 4.3.3 del presente documento ya que la ubicación y el tipo de paneles no varía, estos valores equivalen a:

- I. Ángulo de inclinación ( $I_m$ ) =  $20^\circ$
- II. Altura de elevación del panel ( $h$ ) = 0.7m
- III. Distancias entre paneles ( $d$ ) = 0,55m

Las dimensiones del sistema se mantienen agregando 3 paneles, que en comparación con el anterior corresponde a un panel por fila:

- I. Largo del sistema:  $11 \text{ paneles} \times 0,995 \text{ m} = 10,94 \text{ m} \approx 11 \text{ m}$
- II. Ancho del sistema de paneles:  $4 \text{ series} \times 2,004 \text{ m} = 8,012 \text{ m}$
- III. Distancia entre filas:  $3 \times 0,55 \text{ m} = 1,65 \text{ m}$
- IV. Ancho total:  $1,65 \text{ m} + 8,012 \text{ m} = 9,662 \text{ m} \approx 10 \text{ m}$

El nuevo acomodo se observa en la Figura 30.

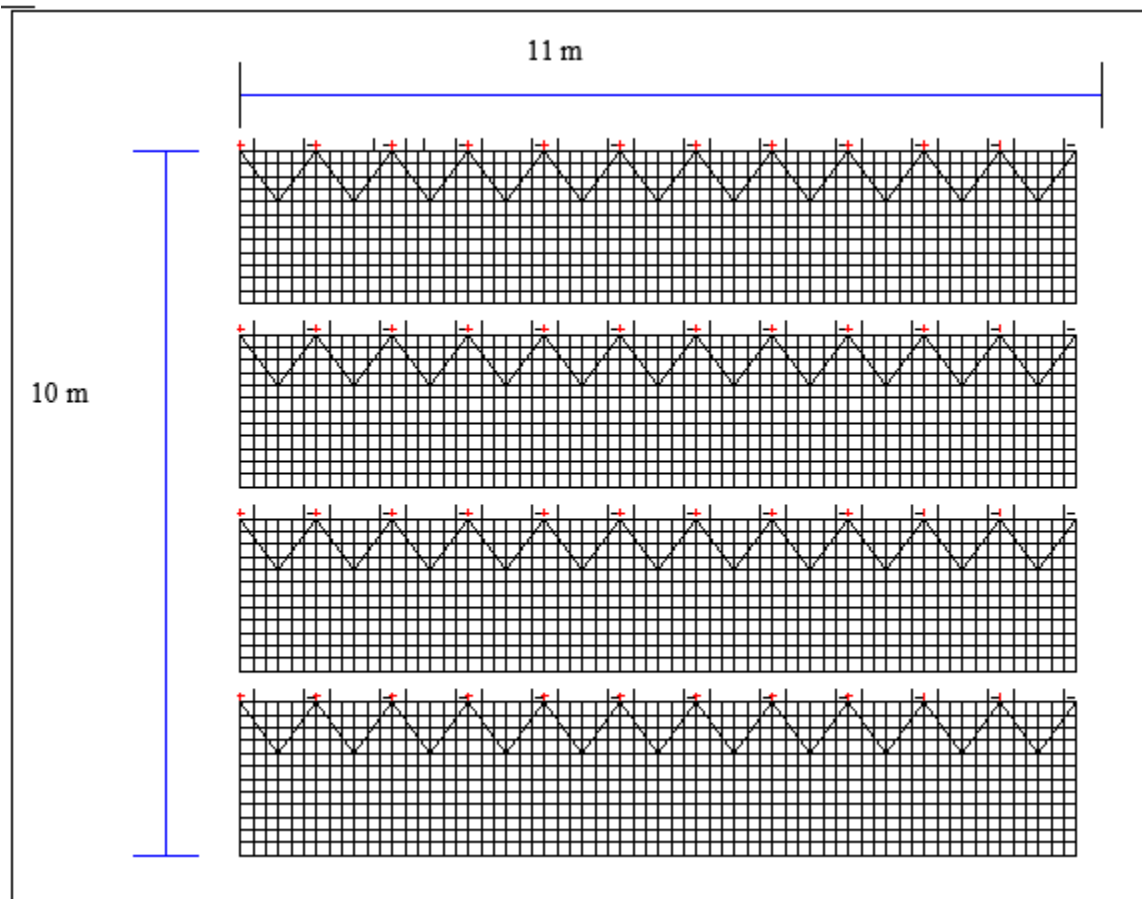


Figura 30. Dimensiones del nuevo sistema solar  
Fuente: Propia, mediante Autocad.

Se aclara que una opción bastante viable para la instalación de este sistema es el uso de soportes en tierra como los mostrados en la Figura 27, que están diseñados para 12 paneles por soporte, de manera que 4 soportes cumplen con el requerimiento del sistema.

El diseño de los conductores y las protecciones se establecen de igual manera que se explica en el la sección 4.3.4 del actual documento sobre conductores y protecciones para panel solar de 370W, al utilizar el mismo tipo de paneles e inversores, los valores de corriente y voltaje no se modifican, su corriente se mantiene en 18,7 A para la corriente continua, y la corriente en AC para el inversor es de 38,125. A forma de resumen los cables y protecciones requeridos son los siguientes:

- I. Conductor DC, cable #10 AWG THHN COBRE que soporta 30 A.
- II. Conductor de corriente AC, cable #8 AWG THHN COBRE que soporta 40 A.
- III. Como protección de corriente continua se utiliza el incorporado en cada inversor.
- IV. Para interruptor de AC se utilizará un interruptor de 60 A para cada inversor.
- V. Para el cable de acometida se hará uso de un cable #3 AWG THNN Cobre

Adicionalmente, como se explicó anteriormente al utilizarse una bomba de motor trifásico, es necesario adquirir un variador de frecuencia, capaz de convertir los 220 V de la entrada del circuito a 230V trifásico al ingresar al motor.

Para este equipo se eligió el variador de frecuencia marca SCHNEIDER, modelo ATV630D18M3, el cual trabaja 220/240 V y una potencia de motor de 25 HP (18.5 kW), en el

Apéndice O. Variador de frecuencia SCHNEIDER ATV630D18M3, se observa la ficha técnica del equipo.

De manera que el amperaje del motor y el nuevo variador de frecuencia es:

$$I = \frac{18,5kW}{230 V} = 80,43 A$$

$$I_{Conductor} = 80.43 A \times 1,25 = 100,5 A$$

Según la tabla 310.16 del NEC 2014, se requiere un conductor para la bomba y el variador de frecuencia #3 AWG THHN Cobre.

Las tuberías de canalización se calculan de igual manera de acuerdo con las tablas 4 y 5 del NEC (Apéndice J y Apéndice K) utilizando el método de áreas de cada conductor, según lo visto en la sección 4.3.4.5 del presente documento, con tubería conduit rígido cédula 40 que es la recomendada para este tipo de instalaciones, por lo que el cuadro de tuberías de canalización, incorporando los conductores del nuevo variador de frecuencia y la nueva bomba queda de la siguiente manera:

Tabla 11. Tubería de canalización para el cableado del nuevo sistema de bombeo

	Tipo de Cable	Área de cable en mm <sup>2</sup>	Cantidad de cables	Total de área a utilizar en mm <sup>2</sup>	Diámetro de tubería	Cantidad de tubos
<b>Conductor DC de paneles a inversor 1</b>	#10 THHN	13,61	3	40,83	16mm - 1/2 in	1
<b>Conductor DC de paneles a inversor 2</b>	#10 THHN	13,61	3	40,83	16mm - 1/2 in	1
<b>Conductor AC de inversor 1 a interruptor</b>	#8 THHN	23,61	3	70,83	16mm - 1/2 in	1
<b>Conductor AC de inversor 2 a interruptor</b>	#8 THHN	23,61	3	70,83	16mm - 1/2 in	1

<b>Conductor de variador de Frecuencia a Bomba sumergible</b>	#3 THHN	62,77	4	251,08	27mm - 1 in	1
<b>Conductor AC de interruptor al variador de frecuencia</b>	#3 THHN	62,77	3	188,31	27mm - 1 in	1
<b>Cable desnudo electrodo de puesta a tierra</b>	#8 THHN	23,61	3	70,83	16mm - 1/2 in	1

Fuente: Propia

Con los datos anteriores, el diagrama unifilar para el nuevo sistema diseñado es el siguiente:

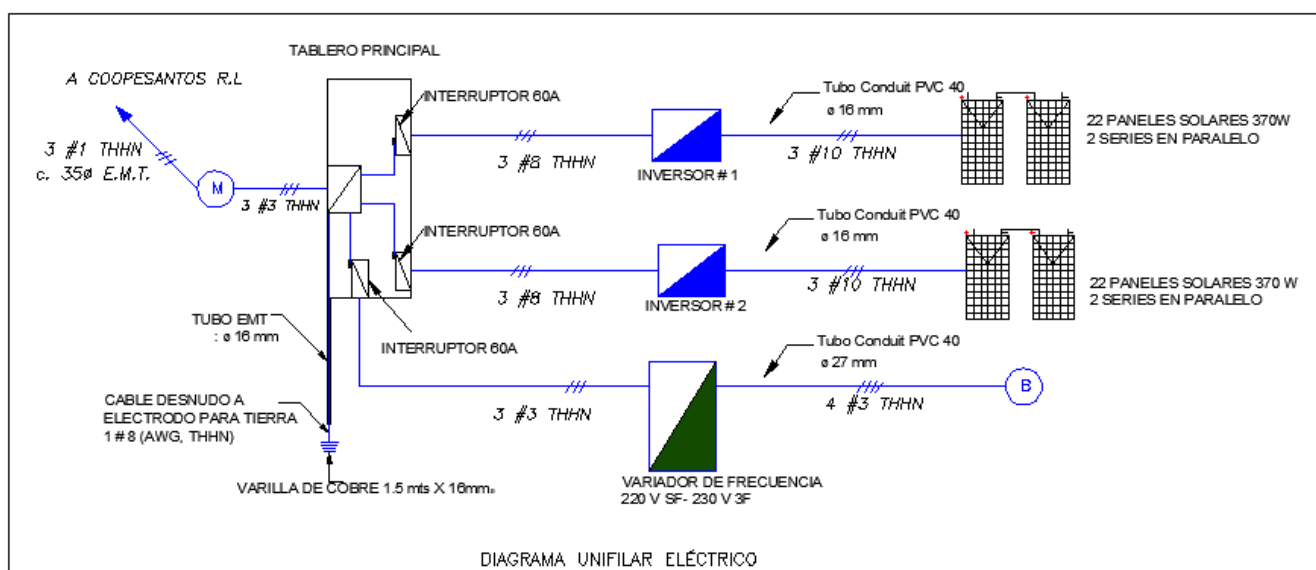


Figura 31. Diagrama unifilar eléctrico para nuevo sistema  
Fuente: Propia mediante Autocad

#### 4.5 Análisis financiero

Como parte fundamental del estudio técnico para valorar las mejoras en el sistema de bombeo que se utiliza en la ASADA de Zapotal de Tarrazú, se realiza el estudio financiero de la propuesta que corresponde a la instalación de un sistema de paneles fotovoltaicos conectados a la red de distribución de Coopesantos R.L que trabaja mediante la tecnología de generación distribuida, la cual permite que el sistema genere electricidad durante las horas de mayor brillo solar, esta energía es inyectada a la red y utilizada en el momento por el sistema de bombeo. En caso de generar más energía de la requerida esta será almacenada en la red de Coopesantos R.L y para los meses en que la energía generada por los paneles solares no sea la suficiente se podrá disponer de hasta el 49%

de la energía almacenada, a un costo de ¢29.7, según el tarifario de ARESEP para Coopesantos R.L según se observa en el Apéndice P, en caso de que este 49% no sea suficiente para cubrir la demanda total, se descargará de la red de distribución a un precio de ¢158.66, el cual es la facturación normal. Se debe tener en consideración que esta energía se administra por periodos anuales, de manera que, al finalizar el periodo las reservas regresan a 0W/h y se inicia un nuevo ciclo de generación. Lo anterior según el artículo 34 del Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla, que dice:

Artículo 34.-Autorización para almacenamiento y retiro de energía. El productor-consumidor podrá depositar en la red de distribución la energía no consumida, y tendrá derecho a retirar hasta un máximo del cuarenta y nueve por ciento (49%) de la energía total generada, para utilizarla en el mes o meses siguientes en un periodo anual.

La energía total producida y la energía no consumida serán contabilizadas de forma mensual por un período de un año dentro del proceso de facturación, siendo su fecha anual de corte un acuerdo de las partes dentro del contrato de interconexión.

Se exceptúan de estas limitaciones, previa evaluación y autorización de la empresa distribuidora, los sistemas de generación distribuida que utilicen residuos agroindustriales o la fuerza hidráulica para la generación de electricidad.

#### 4.5.1 Sistema actual con paneles solares mediante generación distribuida.

##### 4.5.1.1 Cálculo de facturación mensual.

Guiados por los datos de consumo del año anterior de la Tabla 3. Consumo Eléctrico Anual, ASADA Zapotal de Tarrazú, y los datos de generación del diseño del sistema de paneles solares de 370W de la Tabla 7, se obtiene el siguiente desglose de consumo y ahorro de electricidad.

Tabla 12. Cálculo de ahorro y generación para periodo de enero a diciembre

	Enero	Febrero	Marzo	Abril
Energía almacenada (mes anterior kWh)	0	0	0	917

<b>Energía generada</b>	2596	2727	3132	2790
<b>Energía consumida</b>	2811	3028	2215	2293
<b>Energía requerida</b>	215	301	-917	-497
<b>Energía sobrante (a subir a la red)</b>	0	0	917	497
<b>Bajada de red (comercializador elect)</b>	215	301	0	0
<b>Bajada de la red propia (49%)</b>	0	0	0	0
<b>Facturación</b>	₡ 34,129.29	₡ 47,763.13	₡ -	₡ -
<b>Facturación actual</b>	₡ 445,993.26	₡ 480,422.48	₡ 351,431.90	₡ 363,807.38
<b>Ahorro</b>	₡ 411,863.97	₡ 432,659.35	₡ 351,431.90	₡ 363,807.38

	Mayo	Junio	Julio	Agosto
<b>Energía almacenada (mes anterior kWh)</b>	1414	1777	1086	778
<b>Energía generada</b>	2182	1971	2163	2163
<b>Energía consumida</b>	1819	2662	2471	1395
<b>Energía requerida</b>	-363	691	308	-768
<b>Energía sobrante (a subir a la red)</b>	363	0	0	768
<b>Bajada de red (comercializador elect)</b>	0	0	0	0
<b>Bajada de la red propia (49%)</b>	0	691	308	0
<b>Facturación</b>	₡ -	₡ 20,588.86	₡ 9,109.20	₡ -
<b>Facturación actual</b>	₡ 288,602.54	₡ 422,352.92	₡ 392,048.86	₡ 221,330.70
<b>Ahorro</b>	₡ 288,602.54	₡ 401,764.06	₡ 382,939.66	₡ 221,330.70

	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
<b>Energía almacenada (mes anterior kWh)</b>	1546	1635	1303	749	788.1102
<b>Energía generada</b>	2012	1782	1830	2286	
<b>Energía consumida</b>	1923	2114	2384	2246	
<b>Energía requerida</b>	-89	332	554	-40	
<b>Energía sobrante (a subir a la red)</b>	89	0	0	40	
<b>Bajada de red (comercializador elect)</b>	0	0	0	0	
<b>Bajada de la red propia (49%)</b>	0	332	554	0	
<b>Facturación</b>	₡ -	₡ 9,809.11	₡ 16,532.81	₡ -	₡ 137,932.41
<b>Facturación actual</b>	₡ 305,103.18	₡ 335,407.24	₡ 378,245.44	₡ 356,350.36	₡ 4,341,096.26
<b>Ahorro</b>	₡ 305,103.18	₡ 325,598.13	₡ 361,712.63	₡ 356,350.36	₡ 4,203,163.85

Fuente: Propia mediante Microsoft Excel 2016

Según podemos observar el ahorro mensual es considerable y anualmente se tiene un ahorro de ¢4 203 163, con el inconveniente de que se tiene un almacenamiento de 788 kWh que se estarían perdiendo y no sería posible utilizar en los meses de enero y febrero donde justamente se incrementa el consumo y es necesario descargar energía no generada de la red.

Para este caso la distribuidora cuenta con la opción de modificar los meses de cierre del periodo anual a conveniencia del cliente, por lo que la mejor opción sería modificar este periodo a iniciar en marzo, mes en el cual ya ha concluido la cosecha de café y se disminuye el consumo eléctrico, para así llegar a los meses de verano de mayor consumo de agua con el acumulado de energía de todo el periodo.

Este cambio se puede analizar en la Tabla 13 siguiente.

Tabla 13. Facturación por consumo con paneles solares del sistema actual

	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Energía almacenada (mes anterior)	0	917	1414	1777
Energía generada	3132	2790	2182	1971
Energía consumida	2215	2293	1819	2662
Energía requerida	-917	-497	-363	691
Energía sobrante (a subir a la red)	917	497	363	0
Bajada de red (comercializador elect)	0	0	0	0
Bajada de la red propia (49%)	0	0	0	691
Facturación	¢ -	¢ -	¢ -	¢ 20,588.86
Facturación actual	¢ 351,431.90	¢ 363,807.38	¢ 288,602.54	¢ 422,352.92
Ahorro	¢ 351,431.90	¢ 363,807.38	¢ 288,602.54	¢ 401,764.06

	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre
Energía almacenada (mes anterior)	1086	778	1546	1635
Energía generada	2163	2163	2012	1782
Energía consumida	2471	1395	1923	2114
Energía requerida	308	-768	-89	332
Energía sobrante (a subir a la red)	0	768	89	0
Bajada de red (comercializador elect)	0	0	0	0
Bajada de la red propia (49%)	308	0	0	332
Facturación	¢ 9,109.20	¢ -	¢ -	¢ 9,809.11
Facturación actual	¢ 392,048.86	¢ 221,330.70	¢ 305,103.18	¢ 335,407.24
Ahorro	¢ 382,939.66	¢ 221,330.70	¢ 305,103.18	¢ 325,598.13

	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Total
Energía almacenada (mes anterior)	1303	749	788	573	292

<b>Energía generada</b>	1830	2286	2596	2727	
<b>Energía consumida</b>	2384	2246	2811	3028	
<b>Energía requerida</b>	554	-40	215	301	
<b>Energía sobrante (a subir a la red)</b>	0	40	0	0	
<b>Bajada de red (comercializador elect)</b>	0	0	0	20	
<b>Bajada de la red propia (49%)</b>	554	0	215	281	
<b>Facturación</b>	₡ 16,532.81	₡ -	₡ 6,402.89	₡ 11,548.07	₡ 73,990.94
<b>Facturación actual</b>	₡ 378,245.44	₡ 356,350.36	₡ 445,993.26	₡ 480,422.48	₡ 4,341,096.26
<b>Ahorro</b>	₡ 361,712.63	₡ 356,350.36	₡ 439,590.37	₡ 468,874.41	₡ 4,267,105.32

Fuente: Propia mediante Microsoft Excel 2016

Como se observa, se concluye el periodo con un total de 292 kWh almacenados, de manera que se pierde una cantidad baja de energía, los meses de enero y febrero se cubren con la energía que se tiene en reserva de los meses anteriores y la facturación anual pasa de ₡137 932 a ₡73 990, de manera que el ahorro anual es de ₡4 267 105.

Se aclara que los datos anteriores corresponden a pago por consumo, en el recibo eléctrico se incluye algunos rubros que son cobros fijos para cualquier asociado de la Cooperativa y son los siguientes:

- I. **Alumbrado público:** ₡3.72 por cada kWh consumido, sean estos comprados a la distribuidora o energía propia retirada.
- II. **Bomberos:** 1.75% del total de la facturación, es decir el monto por compra de energía y los kWh propios retirados.
- III. **Cruz Roja:** ₡100 mensuales para cada asociado.
- IV. **Capital social:** 2 colones por cada kWh consumido, es completamente propio para Coopesantos R.L., y tiene un tope de 25 000 kWh mensuales, se calcula sobre la energía neta comprada a la cooperativa.
- V. **Pago mínimo:** Equivalente a 40 kWh, esto por ejemplo que en un mes el consumo neto sea igual a cero (no hubo necesidad de comprarle energía a la empresa distribuidora).

Agregando estos rubros se obtienen los siguientes montos de facturación total a cancelar al distribuidor:

Tabla 14. Monto total a pagar en recibo del sistema actual

Mes	Pago por consumo con paneles solares	Pago mínimo	Alumbrado Público	Impuesto Bomberos	Cruz Roja	Capital Social	Total de Recibo a cancelar
marzo	₡ -	₡ 6,346.40	₡ 8,240	₡ 111	₡ 100	₡ -	₡ 14,797
abril	₡ -	₡ 6,346.40	₡ 8,530	₡ 111	₡ 100	₡ -	₡ 15,087
mayo	₡ -	₡ 6,346.40	₡ 6,767	₡ 111	₡ 100	₡ -	₡ 13,324
junio	₡ 20,589	₡ -	₡ 9,903	₡ 360	₡ 100	₡ 1,382	₡ 32,334
julio	₡ 9,109	₡ -	₡ 9,192	₡ 159	₡ 100	₡ 616	₡ 19,177
agosto	₡ -	₡ 6,346.40	₡ 5,189	₡ 111	₡ 100	₡ -	₡ 11,747
septiembre	₡ -	₡ 6,346.40	₡ 7,154	₡ 111	₡ 100	₡ -	₡ 13,711
octubre	₡ 9,809	₡ -	₡ 7,864	₡ 172	₡ 100	₡ 664	₡ 18,609
noviembre	₡ 16,533	₡ -	₡ 8,868	₡ 289	₡ 100	₡ 1,108	₡ 26,899
diciembre	₡ -	₡ 6,346.40	₡ 8,355	₡ 111	₡ 100	₡ -	₡ 14,913
enero	₡ 6,403	₡ -	₡ 10,457	₡ 112	₡ 100	₡ 430	₡ 17,502
febrero	₡ 11,548	₡ -	₡ 11,264	₡ 202	₡ 100	₡ 602	₡ 23,716
total	₡ 73,991	₡ 38,078	₡ 101,783	₡ 1,961	₡ 1,200	₡ 4,802	₡ 221,815

Fuente: Propia

Por tanto, el ahorro percibido en el pago al distribuidor es de:

Tabla 15. Ahorro total generado con el sistema actual

Mes	Total de Recibo a cancelar	Monto de Recibo Actual	Ahorro
Marzo	₡ 14,797	₡ 368,050.00	₡ 353,252.74
Abril	₡ 15,087	₡ 380,770.00	₡ 365,682.58
Mayo	₡ 13,324	₡ 303,005.00	₡ 289,680.86
Junio	₡ 32,334	₡ 441,140.00	₡ 408,806.19
Julio	₡ 19,177	₡ 410,805.00	₡ 391,628.27
Agosto	₡ 11,747	₡ 233,825.00	₡ 222,078.14
Septiembre	₡ 13,711	₡ 321,805.00	₡ 308,093.98
Octubre	₡ 18,609	₡ 352,625.00	₡ 334,016.15
Noviembre	₡ 26,899	₡ 395,970.00	₡ 369,071.39
Diciembre	₡ 14,913	₡ 373,335.00	₡ 358,422.42
Enero	₡ 17,502	₡ 462,925.00	₡ 445,423.14
Febrero	₡ 23,716	₡ 501,325.00	₡ 477,608.68
<b>Total</b>	₡ 221,815	₡ 4,545,580.00	₡ <b>4,323,764.53</b>

Fuente: Propia

#### 4.5.1.2 Costo del sistema.

A continuación, se determinará el costo del sistema diseñado, las fuentes de los precios a utilizar del sistema solar (paneles, inversores y bases para el montaje de los módulos) se obtuvieron de la página especializada en venta de sistemas fotovoltaicos <https://webosolar.com/store/es/>, los artículos eléctricos fueron cotizados en la página de web de la ferretería EPA ( <https://cr.epaenlinea.com/> ), los costos de mano de obra, trasportes, instalación y diseño fueron cotizados en el mercado nacional, estos se podrán observar del Apéndice Q, Apéndice R y Apéndice S respectivamente.

El costo de mantenimiento no fue posible estimarlo mediante cotización. García Garrido, (2012) en su libro *Ingeniería del Mantenimiento* indica lo siguiente:

De forma aproximada y solo para obtener una referencia rápida previa, puede afirmarse que el coste anual de mantenimiento de una planta industrial es proporcional al coste de las máquinas que contiene y de su montaje, y es independiente de otros conceptos, como los costes de terrenos, permisos, obras externas, beneficios y márgenes comerciales de los constructores o incluso, del valor de la producción o de los ingresos anuales. El coste anual de mantenimiento puede estimarse entre el 2% y el 3% del coste de equipos + montaje.

De manera que se estimará para un periodo de 10 años ya que después de este tiempo se debe analizar la depreciación de los equipos para estimar un nuevo presupuesto de mantenimiento, este costo se incluye en la inversión inicial, y tiene un valor del 2% anual durante 10 años, lo que es igual a el 20% del costo de los equipos.

El precio del dólar se establece en ₡608.5 según el tipo de cambio del Banco Central para el día 5 de marzo del 2019. Los costos por interconexión se calculan según la información suministrada por Coopesantos R.L, y puede ser consultados en la página web <http://www.coopesantos.com/servicios/distribucion-de-energia/>.

Tabla 16. Costo de instalación de paneles fotovoltaicos al sistema actual.

Artículo	Precio Unitario (\$)	Precio Unitario (₡)	Uds	Total en Colones
Panel Solar Canadian Solar CS3U-370MS 370W	\$ 237	₡ 144,215	41	₡ 5,912,795
Inversor SolarEdge SE11400A-US de 11400W	\$ 2,332	₡ 1,419,022	2	₡ 2,838,044
Sflex Ground Mounting para 12 Módulos Tipo-G	\$ 2,209	₡ 1,344,177	4	₡ 5,376,706
Breaker 2 x 60 A Cutler hammer	-	₡ 19,500	2	₡ 39,000
Cable THHN #10	-	₡ 579	80	₡ 46,320
Cable THHN #8	-	₡ 869	5	₡ 4,345
Mantenimiento	-	-	1	₡ 2,843,442
Diagrama - CFIA – Coopesantos R.L	\$ 2,000	₡ 1,217,000	1	₡ 1,217,000
Instalación lleva en mano & INS	\$ 125	₡ 76,063	28	₡ 2,129,750
Transporte San José - San Lorenzo	\$ 600	₡ 365,100	1	₡ 365,100
Coopesantos R.L- Primera Inspección	-	₡ 23,000	1	₡ 23,000
Coopesantos R.L- Estudio del sistema a Instalar	-	₡ 70,000	1	₡ 70,000
Coopesantos R.L-Pruebas de puesta en Marcha	-	₡ 75,000	1	₡ 75,000
<b>Total</b>				<b>₡ 20,940,501</b>

Fuente: Propia mediante Microsoft Excel

#### 4.5.1.3 Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR).

Una vez conocidos los costos de instalación, valor de la inversión del proyecto y su ahorro o ganancia anual, se analizará la factibilidad del proyecto, esto mediante el cálculo del retorno de la Inversión y el valor actual neto, los cálculos se realizarán haciendo uso de las Fórmula 25 y

Fórmula 26, presentadas en la sección 2.8 del marco teórico del presente documento, su aplicación se realizó mediante el uso de Microsoft Excel 2016.

Para estos cálculos se toma como referencia que será utilizado un interés de 13.25%, este interés es el brindado por el Banco Popular y Desarrollo Comunal para su línea de créditos verdes (Eco-crédito), que corresponde a la tasa básica pasiva que al día 6 de marzo de 2019 y es de 6.25% según el Banco Central de Costa Rica, más el 7% a un plazo máximo de 12 años, en detalle se encuentra en el Apéndice U. Tasas de interés para créditos del Banco Popular”. El periodo fijado es de 25 años que corresponde a la garantía de los equipos a utilizar, se estima un aumento anual de la electricidad del 5% el cual será reflejado en cada uno de los periodos de las diferencias de flujos, de manera que los datos a utilizar se presentan de la siguiente manera:

- I. **Periodo:** Es el año que se está evaluando en la fila, para este proyecto el periodo máximo corresponde a 25 años.
- II. **Diferencia de flujo:** Corresponde a la diferencia entre el gasto anual con paneles y el gasto anual sin paneles, además se toma en cuenta un incremento anual del costo de la electricidad del 5% según la tendencia de aumento para Coopesantos R.L.
- III. **Valor presente:** Se calcula mediante la Fórmula 24. Valor Presente, y se encarga de trasladar las diferencias de flujo al valor actual.

$$\text{Valor Presente} = \frac{\text{Diferencia de Flujos}}{(1 + \text{tasa de descuento})^{\text{periodo}}}$$

- IV. **Valor acumulado:** Es la sumatoria de los valores presentes de los periodos anteriores. Este dato indica el periodo o año en el que se recupera la inversión inicial.

El siguiente cuadro muestra el retorno de la inversión calculado para la instalación del sistema fotovoltaico conectado a la red mediante generación distribuida.

Tabla 17. Retorno de inversión en el sistema actual conectado a la red

<b>Año</b>	<b>Diferencia de Flujos</b>	<b>Valor Presente</b>	<b>Valor Acumulado</b>
Inv. Inicial	-C\$20,940,501.40	-C\$20,940,501.40	-C\$20,940,501.40
1	C\$4,323,764.53	C\$3,817,893.62	-C\$17,122,607.78
2	C\$4,539,952.75	C\$3,539,768.92	-C\$13,582,838.86
3	C\$4,766,950.39	C\$3,281,904.96	-C\$10,300,933.90
4	C\$5,005,297.91	C\$3,042,825.79	-C\$7,258,108.11
5	C\$5,255,562.81	C\$2,821,162.98	-C\$4,436,945.12
6	C\$5,518,340.95	C\$2,615,647.80	-C\$1,821,297.32
7	C\$5,794,257.99	C\$2,425,103.92	C\$603,806.60
8	C\$6,083,970.89	C\$2,248,440.72	C\$2,852,247.32
9	C\$6,388,169.44	C\$2,084,647.03	C\$4,936,894.35
10	C\$6,707,577.91	C\$1,932,785.32	C\$6,869,679.67
11	C\$7,042,956.80	C\$1,791,986.39	C\$8,661,666.06
12	C\$7,395,104.64	C\$1,661,444.34	C\$10,323,110.40
13	C\$7,764,859.88	C\$1,540,411.97	C\$11,863,522.36
14	C\$8,153,102.87	C\$1,428,196.53	C\$13,291,718.89
15	C\$8,560,758.01	C\$1,324,155.72	C\$14,615,874.61
16	C\$8,988,795.92	C\$1,227,694.04	C\$15,843,568.65
17	C\$9,438,235.71	C\$1,138,259.38	C\$16,981,828.03
18	C\$9,910,147.50	C\$1,055,339.82	C\$18,037,167.86
19	C\$10,405,654.87	C\$978,460.76	C\$19,015,628.62
20	C\$10,925,937.62	C\$907,182.16	C\$19,922,810.78
21	C\$11,472,234.50	C\$841,096.05	C\$20,763,906.83
22	C\$12,045,846.22	C\$779,824.15	C\$21,543,730.97
23	C\$12,648,138.53	C\$723,015.77	C\$22,266,746.74
24	C\$13,280,545.46	C\$670,345.74	C\$22,937,092.49
25	C\$13,944,572.73	C\$621,512.61	C\$23,558,605.10

Fuente: Propia

En el siguiente gráfico se analiza la curva de retorno de inversión para este proyecto.



Gráfico 1. Retorno de inversión sistema actual conectado a la red  
Fuente: Propia

Se observa que la inversión inicial se recupera en el año 6, utilizando las herramientas de Excel obtenemos:

$$\text{VAN} = \text{€}20,802,300.30$$

$$\text{TIR} = 25\%$$

Según estos datos, el VAN es mayor a 0, y un TIR mayor al 13.5% de la tasa de interés con la que se ha calculado el proyecto, estas dos condiciones hacen notar que este sea un proyecto rentable con una importante tasa de retorno.

#### 4.5.2 Nuevo sistema de bombeo con paneles solares y generación distribuida.

Similar a lo explicado en el análisis anterior, se calculará en periodos anuales iniciando en marzo, con el fin de acumular la potencia generada durante el año para los meses de verano donde incrementa el consumo.

#### 4.5.2.1 Cálculo de facturación mensual.

En la tabla siguiente se puede observar el pago por consumo de cada mes con el sistema de paneles solares conectado a la red y la comparación con la facturación de electricidad del año 2018.

Tabla 18. Facturación por consumo con paneles solares del nuevo sistema

	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Energía almacenada (mes anterior)	0	1067	1841	1889
Energía generada	3361	2994	2342	2115
Energía consumida	2294	2220	2294	2220
Energía requerida	-1067	-774	-48	105
Energía sobrante (a subir a la red)	1067	774	48	0
Bajada de red (comercializador elect)	0	0	0	0
Bajada de la red propia (49%)	0	0	0	105
Facturación	₡ -	₡ -	₡ -	₡ 3 118,50
Facturación actual	₡ 351 431,90	₡ 363 807,38	₡ 288 602,54	₡ 422 352,92
Ahorro	₡ 351 431,90	₡ 363 807,38	₡ 288 602,54	₡ 419 234,42

	Julio	Agosto	Setiembre	octubre
Energía almacenada (mes anterior)	1784	1811	1839	1778
Energía generada	2322	2322	2159	1913
Energía consumida	2294	2294	2220	2294
Energía requerida	-28	-28	61	381
Energía sobrante (a subir a la red)	28	28	0	0
Bajada de red (comercializador elect)	0	0	0	0
Bajada de la red propia (49%)	0	0	61	381
Facturación	₡ -	₡ -	₡ 1 811,70	₡ 11 315,70
Facturación actual	₡ 392 048,86	₡ 221 330,70	₡ 305 103,18	₡ 335 407,24
Ahorro	₡ 392 048,86	₡ 221 330,70	₡ 303 291,48	₡ 324 091,54

	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Total
<b>Energía almacenada (mes anterior)</b>	1397	712	363	281	617
<b>Energía generada</b>	1963	2453	2786	2926	
<b>Energía consumida</b>	2775	2868	2868	2590	
<b>Energía requerida</b>	812	415	82	-336	
<b>Energía sobrante (a subir a la red)</b>	0	0	0	336	
<b>Bajada de red (comercializador elect)</b>	127	66	0	0	
<b>Bajada de la red propia (49%)</b>	684	349	82	0	
<b>Facturación</b>	₡ 40 507,16	₡ 20 789,21	₡ 2 435,40	₡ -	₡ 79 977,67
<b>Facturación actual</b>	₡ 378 245,44	₡ 356 350,36	₡ 445 993,26	₡ 480 422,48	₡ 4 341 096,26
<b>Ahorro</b>	₡ 337 738,28	₡ 335 561,15	₡ 443 557,86	₡ 480 422,48	₡ 4 261 118,59

Fuente: Propia

Se observa que se tiene un ahorro anual de ₡4 241 118,59, este ahorro se refiere al pago por consumo; a este debe de ser agregado los costos fijos explicados en el capítulo anterior y son los siguientes.

- I. **Alumbrado Público:** ₡3.72 por cada kWh consumido.
- II. **Bomberos:** 1.75% del total de la facturación.
- III. **Cruz Roja:** ₡100 mensuales para cada asociado.
- IV. **Capital Social:** 2 colones por cada kWh consumido.
- V. **Pago mínimo:** Equivalente a 40 kWh en caso de no haber consumo.

Agregando estos rubros se obtienen los siguientes montos de facturación total a cancelar al distribuidor:

Tabla 19. Pago total de recibo eléctrico nuevo sistema

Mes	Pago por consumo con paneles solares	Pago mínimo	Alumbrado Público	Impuesto Bomberos	Cruz Roja	Capital Social	Total de Recibo a cancelar
Marzo	₡ -	₡ 6 346,40	₡ 8 534	₡ 111	₡ 100	₡ -	₡ 15 091
Abril	₡ -	₡ 6 346,40	₡ 8 258	₡ 111	₡ 100	₡ -	₡ 14 816
Mayo	₡ -	₡ 6 346,40	₡ 8 534	₡ 111	₡ 100	₡ -	₡ 15 091
Junio	₡ 3 119	₡ -	₡ 8 258	₡ 55	₡ 100	₡ -	₡ 11 531
Julio	₡ -	₡ 6 346,40	₡ 8 534	₡ 111	₡ 100	₡ 210	₡ 15 301
Agosto	₡ -	₡ 6 346,40	₡ 8 534	₡ 111	₡ 100	₡ -	₡ 15 091
Septiembre	₡ 1 812	₡ -	₡ 8 258	₡ 32	₡ 100	₡ 122	₡ 10 324
Octubre	₡ 11 316	₡ -	₡ 8 534	₡ 198	₡ 100	₡ 762	₡ 20 909
Noviembre	₡ 40 507	₡ -	₡ 10 323	₡ 709	₡ 100	₡ 1 622	₡ 53 261
Diciembre	₡ 20 789	₡ -	₡ 10 667	₡ 364	₡ 100	₡ 830	₡ 32 750
Enero	₡ 2 435	₡ -	₡ 10 667	₡ 43	₡ 100	₡ 164	₡ 13 409
Febrero	₡ -	₡ 6 346,40	₡ 9 635	₡ 111	₡ 100	₡ -	₡ 16 192
<b>Total</b>	₡ 79 978	₡ 38 078	₡ 108 736	₡ 2 066	₡ 1 200	₡ 3 710	₡ 233 768

Fuente: Propia

La diferencia entre recibos con el pago del 2018 es:

Tabla 20. Pago de Recibo eléctrico comparado con 2018

Mes	Total de Recibo a cancelar	Monto de Recibo Actual	Ahorro
Marzo	₡ 15 091	₡ 368 050,00	₡ 352 958,86
Abril	₡ 14 816	₡ 380 770,00	₡ 365 954,14
Mayo	₡ 15 091	₡ 303 005,00	₡ 287 913,86
Junio	₡ 11 531	₡ 441 140,00	₡ 429 608,53
Julio	₡ 15 301	₡ 410 805,00	₡ 395 503,86
Agosto	₡ 15 091	₡ 233 825,00	₡ 218 733,86
Septiembre	₡ 10 324	₡ 321 805,00	₡ 311 481,20
Octubre	₡ 20 909	₡ 352 625,00	₡ 331 715,60
Noviembre	₡ 53 261	₡ 395 970,00	₡ 342 708,96
Diciembre	₡ 32 750	₡ 373 335,00	₡ 340 584,88
Enero	₡ 13 409	₡ 462 925,00	₡ 449 515,88
Febrero	₡ 16 192	₡ 501 325,00	₡ 485 132,74
<b>Total</b>	₡ 233 768	₡ 4 545 580,00	₡ <b>4 311 812,35</b>

Fuente: Propia

#### 4.5.2.2 Costo del sistema.

El nuevo sistema tiene un costo más elevado, esto debido a que se debe incluir algunos equipos adicionales, como la bomba, el motor, el variador de frecuencia, 3 paneles solares adicionales y un aumento en el presupuesto de mantenimiento al inicio de la inversión incluyendo estos equipos. Las cotizaciones de estos equipos se encuentran en los

Apéndice T y

Apéndice O, donde se puede verificar los precios de cada artículo que se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 21. Costo total del nuevo sistema de bombeo

Artículo	Precio Unitario (\$)	Precio Unitario (₡)	Uds	Total en Colones
Panel Solar Canadian Solar CS3U-370MS 370W	\$ 237	₡ 144 215	44	₡ 6 345 438
Inversor SolarEdge SE11400A-US de 11400W	\$ 2 332	₡ 1 419 022	2	₡ 2 838 044
Sflex Ground Mounting para 12 Módulos Tipo-G	\$ 2 209	₡ 1 344 177	4	₡ 5 376 706
Breaker 2 x 60 A Cutler hammer	-	₡ 19 500	2	₡ 39 000
Cable THHN #10	-	₡ 579	88	₡ 50 952
Cable THHN #8	-	₡ 869	5	₡ 4 345
Bomba Sumergible FRANLIN 70SR25S66-2463	\$ 3 833	₡ 2 332 381	1	₡ 2 332 381
Motor Sumergible FRANKLIN 25HP 3PH230V 6"	\$ 2 476	₡ 1 506 646	1	₡ 1 506 646
Variador de Frecuencia 240monofásico - 230 trifásico	\$ 4 272,27	₡ 2 599 676	1	₡ 2 599 676
Mantenimiento	-	-	1	₡ 4 218 638
Diagrama - CFIA – Coopesantos R.L	\$ 2 000	₡ 1 217 000	1	₡ 1 217 000
Instalación lleva en mano & INS	\$ 125	₡ 76 063	28	₡ 2 129 750
Transporte San José - San Lorenzo	\$ 600	₡ 365 100	1	₡ 365 100
Coopesantos R.L- Primera Inspección	-	₡ 23 000	1	₡ 23 000
Coopesantos R.L- Estudio del sistema a Instalar	-	₡ 70 000	1	₡ 70 000
Coopesantos R.L-Pruebas de puesta en marcha	-	₡ 75 000	1	₡ 75 000
<b>Total</b>				<b>₡ 29 191 675</b>

Fuente: Propia

#### 4.5.2.3 Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR).

Con los datos anteriores de ahorro e inversión, se realizará el estudio de la factibilidad del sistema, mediante las fórmulas de VAN (Fórmula 25. Cálculo del VAN) y TIR (

Fórmula 26. Cálculo TIR ), aplicadas en nuestro caso en Microsoft Excel 2016.

El siguiente cuadro muestra el retorno de inversión, y la diferencia de flujos basados en el ahorro obtenido comparado con el consumo del sistema actual, la tasa de interés se mantiene en 13.25%, ya que es la establecida por el Banco Popular y Desarrollo Comunal para los eco-préstamos, modalidad en la que ingresa nuestro proyecto; el periodo del proyecto se mantiene en 25 con el fin de conservar la garantía de los paneles solares.

Tabla 22. Periodo de recuperación de la inversión del nuevo sistema de bombeo

<b>Año</b>	<b>Diferencia de Flujos</b>	<b>Valor Presente</b>	<b>Valor Acumulado</b>
Inv. Inicial	-C\$29 191 675,35	-C\$29 191 675,35	-C\$29 191 675,35
1	C\$4 311 812,35	C\$3 807 339,82	-C\$25 384 335,53
2	C\$4 527 402,97	C\$3 529 983,94	-C\$21 854 351,59
3	C\$4 753 773,11	C\$3 272 832,79	-C\$18 581 518,80
4	C\$4 991 461,77	C\$3 034 414,51	-C\$15 547 104,29
5	C\$5 241 034,86	C\$2 813 364,45	-C\$12 733 739,84
6	C\$5 503 086,60	C\$2 608 417,37	-C\$10 125 322,47
7	C\$5 778 240,93	C\$2 418 400,21	-C\$7 706 922,27
8	C\$6 067 152,98	C\$2 242 225,36	-C\$5 464 696,91
9	C\$6 370 510,63	C\$2 078 884,44	-C\$3 385 812,47
10	C\$6 689 036,16	C\$1 927 442,53	-C\$1 458 369,94
11	C\$7 023 487,97	C\$1 787 032,81	C\$328 662,86
12	C\$7 374 662,36	C\$1 656 851,61	C\$1 985 514,47
13	C\$7 743 395,48	C\$1 536 153,81	C\$3 521 668,28
14	C\$8 130 565,26	C\$1 424 248,56	C\$4 945 916,84
15	C\$8 537 093,52	C\$1 320 495,36	C\$6 266 412,20
16	C\$8 963 948,20	C\$1 224 300,33	C\$7 490 712,53
17	C\$9 412 145,61	C\$1 135 112,89	C\$8 625 825,42
18	C\$9 882 752,89	C\$1 052 422,55	C\$9 678 247,97
19	C\$10 376 890,53	C\$975 756,00	C\$10 654 003,97
20	C\$10 895 735,06	C\$904 674,44	C\$11 558 678,41
21	C\$11 440 521,81	C\$838 771,00	C\$12 397 449,42
22	C\$12 012 547,90	C\$777 668,48	C\$13 175 117,90
23	C\$12 613 175,29	C\$721 017,13	C\$13 896 135,03
24	C\$13 243 834,06	C\$668 492,71	C\$14 564 627,74
25	C\$13 906 025,76	C\$619 794,56	C\$15 184 422,31

Fuente: Propia mediante Microsoft Excel

El siguiente gráfico muestra la línea de retorno de inversión en base a los años del proyecto:

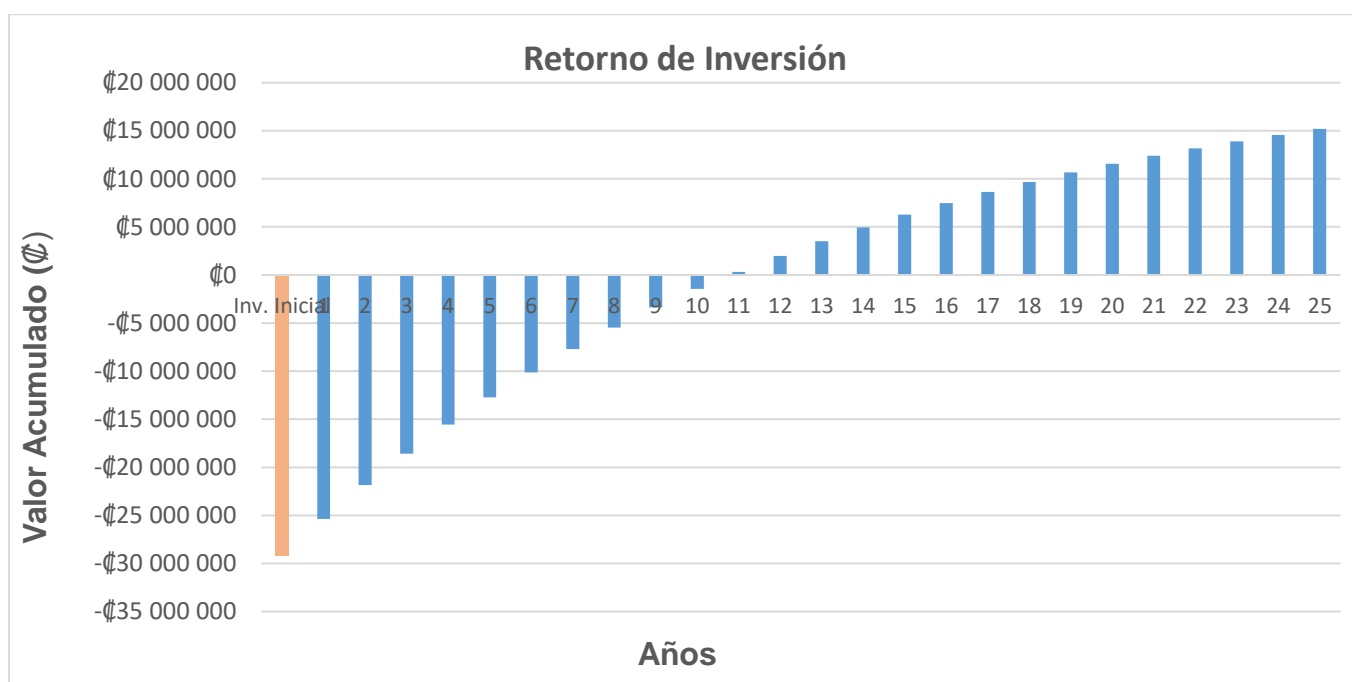


Gráfico 2. Retorno de inversión del nuevo sistema de bombeo

Se observa que el retorno de la inversión para este escenario es de 10 años, aplicando las fórmulas de VAN y TIR en Microsoft Excel se tiene los siguientes resultados:

VAN C\$13 407 878,42

TIR 19%

Un VAN positivo y un TIR mayor a la tasa de 13.5%, indica que el proyecto es viable y que el retorno de su inversión se realizará después del año 10, por lo que los siguientes años el proyecto generará ahorros.

## 5 Capítulo V: Conclusiones y Recomendaciones

### 5.1 Conclusiones

- I. Se determinó mediante el estudio realizado, dos propuestas viables para la reducción de los costos de operación del sistema de bombeo de agua potable de la ASADA de Zapotal de Tarrazú, mediante el uso de energía solar fotovoltaica y la sustitución de equipos modernos que nos den una mayor fiabilidad en el sistema.
- II. Se evaluó el sistema de bombeo actual de la ASADA de Zapotal de Tarrazú y se determinó según los estudios y datos recolectados, que se puede aplicar un sistema de paneles solares conectados a la red mediante generación distribuida como mejora para reducir los costos de funcionamiento, o bien una sustitución completa del sistema de bombeo, de manera que sea remplazado por equipos modernos alimentados, de igual manera, mediante energía solar, lo cual garantiza la prestación del servicio por al menos 25 años de manera correcta.
- III. Se realizó un análisis de las nuevas tecnologías para alimentación eléctrica que existen en el mercado y se determinó que, entre las opciones estudiadas, la instalación de un sistema fotovoltaico es la que mejor se acopla a las necesidades de la ASADA de Zapotal de Tarrazú, con el fin de reducir los costos por el pago de la tarifa eléctrica, esto ya que las condiciones del lugar y la condición de trabajo permiten el sacar un mayor provecho a este tipo de sistemas en comparación con otros.
- IV. Se determinaron las condiciones y el diseño para instalar el sistema solar fotovoltaico que alimente la bomba actual, el cual funcionará conectado a la red de distribución de Coopesantos R.L mediante generación distribuida, alimentado por 41 paneles solares de 370W cada uno, conectados en forma mixta a 2 inversores para una generación de 15.02 kWp, esto ya que es el sistema que da más autonomía y fiabilidad una vez instalado, además de contar con una garantía de 25 años de funcionamiento en óptimas condiciones y con mantenimiento mínimo.

- V. Se definieron las condiciones apropiadas para realizar un cambio en el sistema de bombeo actual, lo que incluye reemplazo de la bomba por una más moderna trifásica, capaz de bombear los 3.5 l/s de agua a una altura de 316 mca, para lo cual es necesario que sea alimentada por un motor sumergible de 25 HP conectado a un variador de frecuencia encargado de realizar la conversión de monofásico a trifásico, este sistema también será conectado a una red de 44 paneles solares de 370 W para una potencia pico de 16.05 kWp, que mediante generación distribuida se encargarán de producir la electricidad necesaria para que la bomba trabaje o bien para almacenarla en la red y descargarla en el momento que se requiera. El nuevo sistema cuenta con la confianza de la instalación de todo el sistema tanto eléctrico como de bombeo nuevo, a diferencia del sistema actual el cual no se sabe cuánto tiempo podrá trabajar en las condiciones ideales.
- VI. Se realizó el análisis financiero para las dos propuestas anteriores, basado en los costos de instalación, equipos y ahorros generados en base al año anterior, lo que permite determinar que el primer proyecto presenta un VAN de ¢20,802,300.30 y un TIR de 25%, con un periodo de retorno de 6 años de la inversión y 19 años promedio de ahorros. El segundo proyecto muestra un VAN de ¢13 407 878,42 y TIR de 19%, con un periodo de 10 años para el retorno de inversión en 25 años de vida del proyecto.

## 5.2 Recomendaciones

- I. Se recomienda para este proyecto analizar las opciones de sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución de Coopesantos R.L, con el fin de tener un sistema que trabaje constantemente sin inconvenientes a cualquier hora del día, pero con más eficiencia durante las horas de mayor brillo solar tal como se presentan en las dos propuestas anteriores con el fin de tener una notable reducción de costos.
- II. Se recomienda la implementación de la primera propuesta de sistema fotovoltaico que alimenta a la bomba actual, esto ya que es la que presenta un periodo de retorno de inversión más corto y permitirá el uso de la bomba actual hasta el final de su vida útil.
- III. En caso de realizar la instalación, es preferible realizar un cambio de las horas de bombeo, que actualmente se realiza en horario de 4:00 am a 8: 00 am en temporada lluviosa y de 4:am a 9:00 am en época de verano, lo preferible sería iniciar a las 9:00 am, de manera que la demanda de energía se dé durante las horas de mayor producción de los paneles fotovoltaicos.
- IV. De igual forma es recomendable que el periodo anual para la liquidación de los excedentes de energía se inicie en marzo, y así se cubran los meses de mayor demanda con el acumulando del año, de esta forma se obtiene más beneficio de la instalación de generación distribuida.
- V. Se recomienda realizar la extracción, mantenimiento y estudio de la bomba actual, con el fin de tener una visión clara de su estado y del periodo de vida útil que le resta, de esta manera será posible tomar una mejor decisión en cuanto a la propuesta a implementar en el acueducto.

- VI. También es recomendable que una vez que se llega al final de la vida útil de la bomba actual, se valore opciones de bombeo solar, de manera que sea posible la adaptación del sistema que se tiene instalado para tener un sistema independiente de la red con un paso manual para casos de emergencia, un sistema aislado permitirá que durante averías eléctricas, el servicio de agua no se vea afectado, de igual manera si se tuviera un problema con el sistema solar, se conectaría a la red de distribución mientras se solventa el inconveniente. Estos sistemas actualmente no cumplen con los requerimientos para bombeos de tanta altura y caudal, pero es tecnología que avanza y que en futuro puede ser tomada como una opción bastante viable.
- VII. Es importante que una vez decidido realizar la implementación de alguna de las dos propuestas mencionadas anteriormente, se contrate a una empresa del mercado nacional que cuente con experiencia en instalación de sistemas fotovoltaicos y de bombeo de agua, esta misma empresa se debe de encargar de los trámites con la compañía distribuidora, permisos y mantenimiento de las instalaciones, de manera que se asuma el compromiso de que el proyecto trabaje según lo requerido.

## 6 CAPÍTULO VI: PROPUESTA

Se tiene para la aplicación de mejoras para el sistema de bombeo del acueducto rural de Zapotal de Tarrazú las siguientes dos propuestas:

La primera consiste en la implementación de un sistema fotovoltaico de generación distribuida que alimente la demanda de energía de la bomba actual, este sistema generaría un considerable ahorro en el pago de la tarifa eléctrica mensual de la ASADA, tiene una inversión más baja y posee un periodo de recuperación de 6 años en 25 años de vida del proyecto, El lugar donde se ubicará cumple con las condiciones necesarias para su instalación y se aprovecharía la bomba que se utiliza en la actualidad hasta el fin de su vida útil, ya que es una bomba que cuenta con una buena eficiencia. El uso de esta propuesta permitirá que la bomba actual trabaje hasta llegar al final de su vida útil, por lo cual no sería necesario realizar un cambio en este momento, pero sí programar un mantenimiento para verificar sus condiciones y extender su vida útil lo máximo posible. La ASADA debe contemplar que durante este periodo de 25 años de proyecto se deberá realizar un cambio de la bomba, y por ende una reinyección de capital y readecuación de los paneles solares para que cumplan con las condiciones de los nuevos equipos. Si bien esto provoca un nuevo estudio y más recursos, es posible que ya se cuente con los beneficios económicos que genera el ahorro por la instalación de los paneles solares.

La segunda propuesta consiste en realizar una sustitución completa del sistema motor-bomba por equipos nuevos y que igual a la primera propuesta se alimenta mediante un sistema fotovoltaico, para así tener un proyecto que va a contar con una vida útil de 25 años, en los que la ASADA únicamente debe de verificar el correcto mantenimiento a los equipos utilizados. Esta propuesta tiene un presupuesto más elevado a la anterior, ya que se debe invertir en equipos nuevos que no están contemplados, y su periodo de recuperación es de 11 años.

Basado en lo anterior la recomendación que se brinda a la ASADA, pensando especialmente en la continuidad y el abastecimiento del agua potable a la comunidad sin averías y de manera independiente, es la aplicación de la segunda propuesta que incluye el cambio total del sistema de bombeo y su conexión mediante generación distribuida, esta opción da la confianza de un proyecto que trabajará de manera correcta al menos 25 años, sin necesidad de nuevas inversiones durante este periodo y que después del año 11 se encuentra debidamente cancelado su valor de inversión. Si bien su costo de instalación es mayor, es un proyecto rentable y que da bastante seguridad al personal de la ASADA de que el suministro de agua potable no tendrá interrupciones, contrario a la propuesta inicial en la cual se debe contemplar posibles averías y el cambio de la bomba actual.

## 7 Referencias

- ABB. (2018). *new.abb.com*. Obtenido de <https://new.abb.com/drives/es/que-es-un-variador>
- Aiguapres. (enero de 2017). <http://www.bombasdagua.es>. Obtenido de <http://www.bombasdagua.es/bombas-sumergibles-como-funcionan-ventajas-desventajas/>
- Álvarez Pelegry, E., & Castro Legarza, U. (2014). *Generación distribuida y autoconsumo*. Bilbao: Orkestra.
- Ambientum. (2018 de Enero de 2019). *ambientum.com*. Obtenido de [https://www.ambientum.com/enciclopedia\\_medioambiental/energia/el\\_sol\\_fuente\\_basica\\_de\\_energia.asp](https://www.ambientum.com/enciclopedia_medioambiental/energia/el_sol_fuente_basica_de_energia.asp)
- Arias, J. P. (14 de mayo de 2017). *CRHoy.com*. Obtenido de <https://www.crhoy.com/nacionales/asadas-bajaran-costos-de-operacion-con-paneles-solares/>
- Barrantes Echavarría, R. (1999). *Investigación: Un camino al conocimiento, Un enfoque Ccualitativo y cuantitativo*. San José: EUNED.
- Carnicer Arroyo, E., & Mainar Hasta, C. (2004). *Bombas Centrífugas*. Madrid: Thomson Parainfo.
- Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos de Costa Rica. (2017). *Código de Instalaciones Hidráulicas y Sanitarias en edificaciones*. San José, Costa Rica.
- Domínguez Jiménez, J. (2011). *Matemáticas Financieras*. Madrid: EOI.
- EATON. (2018). Módulo de Aprendizaje 12: Interruptores de Seguridad. Obtenido de <http://www.eaton.mx/EatonMX/ProductosySoluciones/Energia/Soporte/Entrenamientos/index.htm>
- EATON. (2018). *www.eaton.mx. Modulo de Aprendizaje n.º5:Fundamentos de los Interruptores*. Obtenido de <http://www.eaton.mx/EatonMX/ProductosySoluciones/Energia/Soporte/Entrenamientos/index.htm>
- Efimarket. (01 de marzo de 2018). *Efimarket.com*. Obtenido de <https://www.efimarket.com/blog/la-hora-solar-pico-hsp-sirve-calcularlo/>

- Electricaplicada. (2017). *electricaplicada.com*. Obtenido de <https://www.electricaplicada.com/porque-se-calculan-los-breakers-al-125-de-corriente/>
- Espinosa de Los Monteros, F. (2014). Corrección del Factor de Potencia y Filtrado de Armónicas. *Calidad de la Energía*. Obtenido de <http://www.energiza.biz/wp-content/uploads/2014/06/8A.-FACTOR-DE-POTENCIA-Revisi%C3%B3n.pdf>
- Franklin Electric. (2010). *presionconstante.com*. Obtenido de <https://franklin-electric.com/http://www.presionconstante.com/how-it-works-constant-pressure.aspx>
- Galbarro, H. R. (09 de enero de 2019). *ingemecanica.com*. Obtenido de <https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn192.html>
- García Garrido, S. (2012). *Ingeniería de mantenimiento*. renovetec.
- Giles, R., Evett, J., & Liu, C. (1994). *Mécanica de los Fluidos e Hidráulica* (3ª ed.). Madrid: McGRAW -HILL.
- Hernandez Sampieri, R., Fernandez Collado, C., & Baptista Lucio, P. (2014). *Metodología de la Investigación* (6ª ed.). México D.F: McGraw-Hill.
- Herrera, J. (2016). *Recurso hídrico y saneamiento: avances y desafíos*. San José: Vigésimo segundo informe Estado de la Nación en Desarrollo Humano Sostenible.
- Ingemecánica. (s.f.). *ingemecánica.com*. Obtenido de <https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn192.html>
- Ingemecanica.com*. (s.f.). Recuperado el setiembre de 2018, de <https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn192.html>
- Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados. (2014). *Aya.go.cr*. Obtenido de <https://www.aya.go.cr/interactivo/materialDocentes/El%20recurso%20natural%20agua%20en%20los%20ecosistema.pdf>
- Jiménez Domínguez, J. (2011). *Matemáticas Financieras*. EOi.
- Paneles Solares PR. (2015). *panelessolarespr.com*. Obtenido de <http://panelessolarespr.com/microvstring.html>

Procables S.A. (s.f). Conductores de Cobre Aislado. Obtenido de [http://www.procables.com.co/downloads/catalogo-conductores\\_de\\_cobre\\_aislado.pdf](http://www.procables.com.co/downloads/catalogo-conductores_de_cobre_aislado.pdf)

Ramírez Castaño, S. (2004). *Redes de Distribución de Energía*. Manizalez: Universidad Nacional de Colombia.

sitiosolar.com. (2013). *sitiosolar.com*. Obtenido de <http://www.sitiosolar.com/politica-de-privacidad/>

Solar Energía. (24 de mayo de 2018). *solar-energía.net*. Obtenido de <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica>

Solar-energía.net. (18 de mayo de 2018). *Solar-energía.net*. Obtenido de <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos>

tecnosolab.com. (2016). *tecnosolab.com*. Obtenido de <https://tecnosolab.com/noticias/distancia-entre-filas-de-paneles-solares/>

Testa, M., & Gomel, D. (2016). Renovables. Generación eléctrica distribuida. Energía limpia desde los propios usuarios. *Los Verdes*, 11.

## 8 Apéndices

Apéndice A. Tabla 6.6 del Código Instalaciones Hidráulicas y Sanitarias

TABLA 6.6 RUGOSIDADES ABSOLUTAS PARA LA FÓRMULA DE COLEBROOK WHITE

Tipo de Tubería	Rugosidad $\varepsilon$ (mm)	
	Rango	Diseño
PVC, PE		0,0015
Cobre		0,0015
Hierro fundido		
nuevo		0,26
Con revestimiento de asfalto	0,06-0,20	0,12
oxidado	1,00-1,50	
Con incrustaciones	1,50-3,00	
centrifugado		0,05
Hierro galvanizado	0,06-0,25	0,15
Acero soldado		
nuevo	0,03-0,10	0,046
Con revestimiento de asfalto	0,01-0,02	0,015
con corrosión ligera	0,10-0,20	
con corrosión fuerte	1,00-3,00	
Acero remachado	0,90-9,10	1,83

Apéndice B. Tabla 6.7 de Coeficientes de resistencia (K) en accesorios

Accesorio	Diámetro nominal (mm)						
	75	100	150	200	250	300	350
	Coeficiente K						
Codo roscado 90°	0,79	0,66	0,55	-	-	-	-
Codo roscado 90° (RL)	0,30	0,23	0,17	-	-	-	-
Codo bridado 90°	0,33	0,31	0,28	0,26	0,25	0,24	0,23
Codo bridado 90° (RL)	0,24	0,21	0,17	0,15	0,13	0,12	0,11
Codo roscado 45°	0,29	0,28	0,26	-	-	-	-
Codo bridado 45°	0,17	0,16	0,14	0,12	0,11	0,11	0,10
Codo roscado 180°	0,80	0,69	0,56	-	-	-	-
Codo bridado 180°	0,32	0,30	0,27	0,25	0,24	0,23	0,22
Unión en T roscada (FL)	0,93	0,93	0,93	-	-	-	-
Unión en T roscada (FT)	1,46	1,33	1,14	-	-	-	-
Unión en T bridada (FL)	0,16	0,14	0,12	0,10	0,09	0,08	0,08
Unión en T bridada (FT)	0,73	0,67	0,60	0,56	0,53	0,50	0,48
Válvula globo roscada (A)	5,30	4,59	3,74	-	-	-	-
Válvula globo bridada (A)	7,31	6,37	5,24	4,56	4,10	3,76	3,49
Válvula compuerta roscada (A)	0,10	0,08	0,60	-	-	-	-
Válvula compuerta bridada (A)	0,22	0,16	0,10	0,08	0,06	0,05	0,04
Válvula antirretorno roscada	2,98	2,59	2,13	-	-	-	-
Válvula antirretorno bridada	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Válvula angular roscada	1,36	0,99	0,83	-	-	-	-
Válvula angular bridada	2,21	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Válvula de pie con colador	1,60	1,39	1,14	0,99	0,88	0,81	0,75
Acoples o Uniones	0,04	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,01

Apéndice C. Características de la tubería galvanizada para agua

## TUBERÍA GALVANIZADA - AGUA



DIÁMETRO	PARED (mm)	EXTERIOR (mm)	INTERIOR (mm)	PESO (Kg)
½"	2.30	21.4	16.80	6.36
¾"	2.30	26.9	22.30	8.28
1"	2.60	33.8	28.60	11.88
1 ¼"	2.75	42.5	37.00	15.96
1 ½"	2.90	48.4	42.60	19.38
2"	3.20	60.2	53.80	26.88
3"	3.50	88.7	81.70	43.74
4"	4.00	113.9	105.90	64.50
6"	5.80	166.1	154.50	136.62

**ESPECIFICACIÓN: BS1387 – EXTREMOS ROSCADOS NPT**

## Apéndice D: Hoja de datos turbina Wind Plus 25.3+.

# 25.3+

Número de hélices	3
Diámetro	4,05 m
Material	Fibra de vidrio / carbono
Dirección de rotación	En sentido contrario a las agujas del reloj
Sistema de control	1) Regulador electrónico 2) Pasivo por inclinación

### Características eléctricas

Alternador	Trifásico de imanes permanentes
Imanes	Neodimio
Potencia nominal	5000 W
Voltaje nominal	220 Vac
RPM	⊗ 400
Controladores	Regulador MPPT Wind+ Multitensión: 12, 24, 48 Vdc Intensidad: Max. 125 Amp Tipo de batería: Inundada, AGM, Gel, Lithio  Interface Wind+ Bombeo directo de agua AC ó DC Telecom Conexión a red

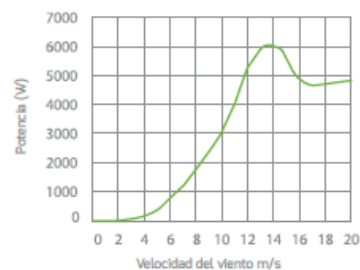
### Velocidad de viento

Rango de funcionamiento	2 -30 m/s
Para arranque	3 m/s
Para potencia nominal	12 m/s
Para frenado automático	14 m/s
Máxima velocidad de viento	60 m/s

### Características físicas

Peso aerogenerador	107 kg
Peso regulador	33 kg
Peso Interface	24 kg
Embalaje	120 x 80 x 80 cm - 143 Kg
Dimensiones - peso	260 x 40 x 15 cm - 22 Kg
Total	0,91 m <sup>3</sup> - 165 Kg
Garantía	3 años

### Curva de potencia



### Energía



## Apéndice E: Ficha técnica de planta eléctrica Mpower 1000E-110/220-1p



# GENERADOR

## 10000E-110/220V-1P

Modelo	10000E-110/220V-1P
Tipo de generador	Con motor 2V77F 20 HP
Tipo de Arranque	Marcha eléctrica
Voltaje (V)	110-220 V Monofásico
Frecuencia (Hz)	60
Velocidad promedio (RPM)	3,600
Salida promedio (kW)	10 (Salida máxima 11)
Factor de potencia	1.0
Altitud óptima (mts)	1,000
Temperatura máxima (°C)	40
Capacidad de combustible (Lts)	27.5
Consumo de combustible (Lts x Hr)	4.6
Operación continua (Hr)	6
Ruido (dB)	80 a 7m de distancia
Capacidad de aceite (Lts)	1.4
Kit de Llantas	Incluido
Tipo de motor	4 -Tiempos- Dos cilindros en V
Válvulas	A la cabeza
Peso neto (Kg)	185

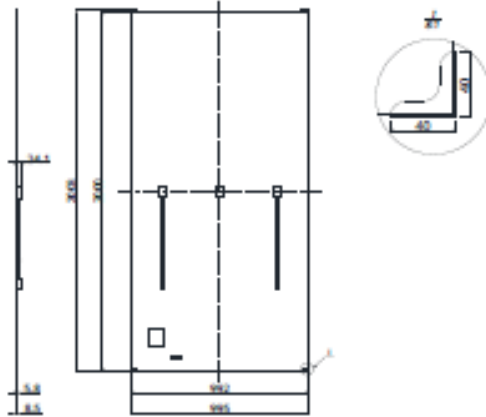
Todas las especificaciones están sujetas a cambio sin previo aviso

FICHA TÉCNICA

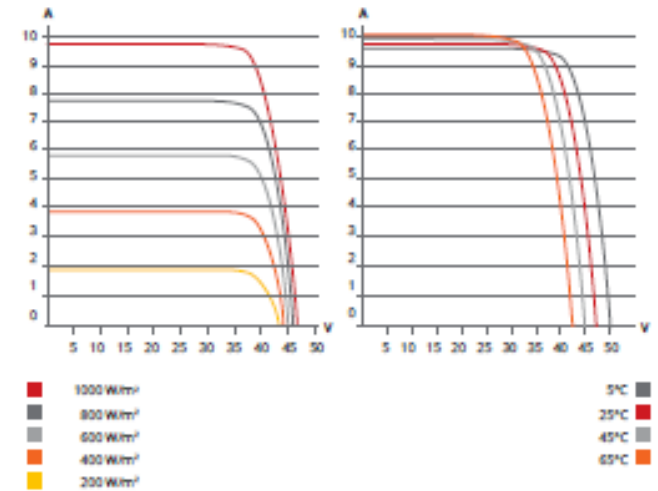
## Apéndice F: Ficha técnica panel Canadian Solar CS3U-370MS-FG

### ENGINEERING DRAWING (mm)

Rear View



### CS3U-370MS-FG / I-V CURVES



### ELECTRICAL DATA | STC\*

CS3U	370MS-FG	375MS-FG	380MS-FG	385MS-FG
Nominal Max. Power (Pmax)	370 W	375 W	380 W	385 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	39.6 V	39.8 V	40.0 V	40.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	9.35 A	9.43 A	9.50 A	9.58 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.4 V	47.6 V	47.8 V	48.0 V
Short Circuit Current (Isc)	9.85 A	9.93 A	10.01 A	10.09 A
Module Efficiency	18.65%	18.90%	19.15%	19.41%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1500V (IEC) or 1000V (IEC/UL)			
Module Fire Performance	TYPE 3 / Type 13 (UL 1703) or CLASS A (IEC61730)			
Max. Series Fuse Rating	30 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

### ELECTRICAL DATA | NMOT\*

CS3U	370MS-FG	375MS-FG	380MS-FG	385MS-FG
Nominal Max. Power (Pmax)	276 W	280 W	284 W	287 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.7 V	36.9 V	37.1 V	37.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.51 A	7.58 A	7.64 A	7.70 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.6 V	44.8 V	45.0 V	45.1 V
Short Circuit Current (Isc)	7.94 A	8.01 A	8.07 A	8.14 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup> spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

### MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 x (12 x 6)]
Dimensions	2000 X 992 X 5.8 mm (78.7 X 39.1 X 0.23 in) without J-Box and corner protector
(Ind. corner protector)	2003 X 995 X 8.5 mm (78.9 X 39.2 X 0.33 in) without J-Box
Weight	29 kg (63.9 lbs)
Front / Back Glass	2.5 mm heat strengthened glass
Frame	Frameless
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 400 mm (15.7 in) (+) / 280 mm (11.0 in) (-); landscape: 1250 mm (49.2 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	660 pieces

\* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

### TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

## Apéndice G. Ficha técnica inversor SE10000A- US



## Single Phase Inverters for North America

SE3000A-US / SE3800A-US / SE5000A-US / SE6000A-US /  
SE7600A-US / SE10000A-US / SE11400A-US

	SE3000A-US	SE3800A-US	SE5000A-US	SE6000A-US	SE7600A-US	SE10000A-US	SE11400A-US	
<b>OUTPUT</b>								
Nominal AC Power Output	3000	3800	5000	6000	7600	9980 @ 208V 10000 @ 240V	11400	VA
Max. AC Power Output	3300	4150	5400 @ 208V 5450 @ 240V	6000	8350	10800 @ 208V 10950 @ 240V	12000	VA
AC Output Voltage Min.-Nom.-Max. <sup>(1)</sup> 183 - 208 - 229 Vac	-	-	✓	-	-	✓	-	
AC Output Voltage Min.-Nom.-Max. <sup>(1)</sup> 211 - 240 - 264 Vac	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
AC Frequency Min.-Nom.-Max. <sup>(1)</sup>	59.3 - 60 - 60.5							Hz
Max. Continuous Output Current	12.5	16	24 @ 208V 21 @ 240V	25	32	48 @ 208V 42 @ 240V	47.5	A
GFDI Threshold	1							A
Utility Monitoring, Islanding Protection, Country Configurable Thresholds	Yes							Yes
<b>INPUT</b>								
Maximum DC Power (STC)	4050	5100	6750	8100	10250	13500	15350	W
Transformer-less, Ungrounded	Yes							
Max. Input Voltage	500							Vdc
Nom. DC Input Voltage	325 @ 208V / 350 @ 240V							Vdc
Max. Input Current <sup>(2)</sup>	9.5	13	16.5 @ 208V 15.5 @ 240V	18	23	33 @ 208V 30.5 @ 240V	34.5	Adc
Max. Input Short Circuit Current	45							Adc
Reverse-Polarity Protection	Yes							
Ground-Fault Isolation Detection	600ka Sensitivity							
Maximum Inverter Efficiency	97.7	98.2	98.3	98.3	98	98	98	%
CEC Weighted Efficiency	97.5	98	97 @ 208V 98 @ 240V	97.5	97.5	97 @ 208V 97.5 @ 240V	97.5	%
Nighttime Power Consumption	< 2.5						< 4	W
<b>ADDITIONAL FEATURES</b>								
Supported Communication Interfaces	RS485, RS232, Ethernet, ZigBee (optional)							
Revenue Grade Data, ANSI C12.1	Optional <sup>(3)</sup>							
Rapid Shutdown - NEC 2014 and 2017 690.12	Automatic Rapid Shutdown upon AC Grid Disconnect <sup>(5)</sup>							
<b>STANDARD COMPLIANCE</b>								
Safety	UL1741, UL1741 SA, UL1699B, CSA C22.2, Canadian AFCI according to T.I.L. M-07							
Grid Connection Standards	IEEE1547, Rule 21, Rule 14 (HI)							
Emissions	FCC part15 class B							
<b>INSTALLATION SPECIFICATIONS</b>								
AC output conduit size / AWG range	3/4" minimum / 16-6 AWG					3/4" minimum / 8-3 AWG		
DC input conduit size / # of strings / AWG range	3/4" minimum / 1-2 strings / 16-6 AWG					3/4" minimum / 1-3 strings / 14-6 AWG		
Dimensions with Safety Switch (HxWxD)	30.5 x 12.5 x 7.2 / 775 x 315 x 184					30.5 x 12.5 x 10.5 / 775 x 315 x 260		
Weight with Safety Switch	51.2 / 23.2		54.7 / 24.7		88.4 / 40.1		in / mm lb / kg	
Cooling	Natural Convection				Natural convection and internal fan (user)		Fans (user replaceable)	

## Apéndice H. Tabla 310.16 del NEC 2014

Tabla 310.16 Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones nominales de 0 a 2000 volts y 60° C a 90° C (140° F a 194° F). No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o tierra (enterrados directamente), basadas en una temperatura ambiente de 30° C (86° F).

Calibre AWG o kcmil	Temperatura nominal del conductor [Véase la Tabla 310.13(A)]						Calibre AWG o kcmil
	60° C (140° F)	75° C (167° F)	90° C (194° F)	60° C (140° F)	75° C (167° F)	90° C (194° F)	
	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE	TIPOS TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE				
18	—	—	14	—	—	—	—
16	—	—	18	—	—	—	—
14*	20	20	25	—	—	—	—
12*	25	25	30	20	20	25	12*
10*	30	35	40	25	30	35	10*
8	40	50	55	30	40	45	8
6	55	65	75	40	50	60	6
4	70	85	95	55	65	75	4
3	85	100	110	65	75	85	3
2	95	115	130	75	90	100	2
1	110	130	150	85	100	115	1
1/0	125	150	170	100	120	135	1/0
2/0	145	175	195	115	135	150	2/0
3/0	165	200	225	130	155	175	3/0
4/0	195	230	260	150	180	205	4/0
250	215	255	290	170	205	230	250
300	240	285	320	190	230	255	300
350	260	310	350	210	250	280	350
400	280	335	380	225	270	305	400
500	320	380	430	260	310	350	500

## Apéndice I. Tabla 250.66 del NEC 2014

**Tabla 250.66 Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de corriente alterna**

<b>Calibre del mayor conductor no puesto a tierra de entrada de la acometida, o área equivalente para conductores en paralelo<sup>a</sup> (AWG/kcmil)</b>		<b>Calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra (AWG/kcmil)</b>	
<b>Cobre</b>	<b>Aluminio o aluminio recubierto de cobre</b>	<b>Cobre</b>	<b>Aluminio o aluminio recubierto de cobre<sup>b</sup></b>
2 o menor	1/0 o menor	8	6
1 ó 1/0	2/0 ó 3/0	6	4
2/0 ó 3/0	4/0 ó 250	4	2
Más de 3/0 hasta 350	Más de 250 hasta 500	2	1/0
Más de 350 hasta 600	Más de 500 hasta 900	1/0	3/0
Más de 600 hasta 1 100	Más de 900 hasta 1 750	2/0	4/0
Más de 1100	Más de 1 750	3/0	250

## Apéndice J. Dimensiones de los conductores aislados y de los alambres para artefactos

Tabla 5. *Continúa*

Tipo	Calibre (AWG o kcmil)	Diámetro aproximado		Área aproximada	
		mm	pulgada	mm <sup>2</sup>	pulgada <sup>2</sup>
THHN, THWN, THWN-2	14	2.819	0.111	6.258	0.0097
	12	3.302	0.130	8.581	0.0133
	10	4.166	0.164	13.61	0.0211
	8	5.486	0.216	23.61	0.0366
	6	6.452	0.254	32.71	0.0507
	4	8.230	0.324	53.16	0.0824
	3	8.941	0.352	62.77	0.0973
	2	9.754	0.384	74.71	0.1158
	1	11.33	0.446	100.8	0.1562
	1/0	12.34	0.486	119.7	0.1855
	2/0	13.51	0.532	143.4	0.2223
	3/0	14.83	0.584	172.8	0.2679
	4/0	16.31	0.642	208.8	0.3237
	250	18.06	0.711	256.1	0.3970
	300	19.46	0.766	297.3	0.4608

## Apéndice K. Dimensiones y área porcentual de conduit y tubería

Tabla 4 *Continúa*

Artículos 352 y 353 - Conduit rígido de PVC (PVC), Cédula 40 y Conduit HDPE (HDPE)

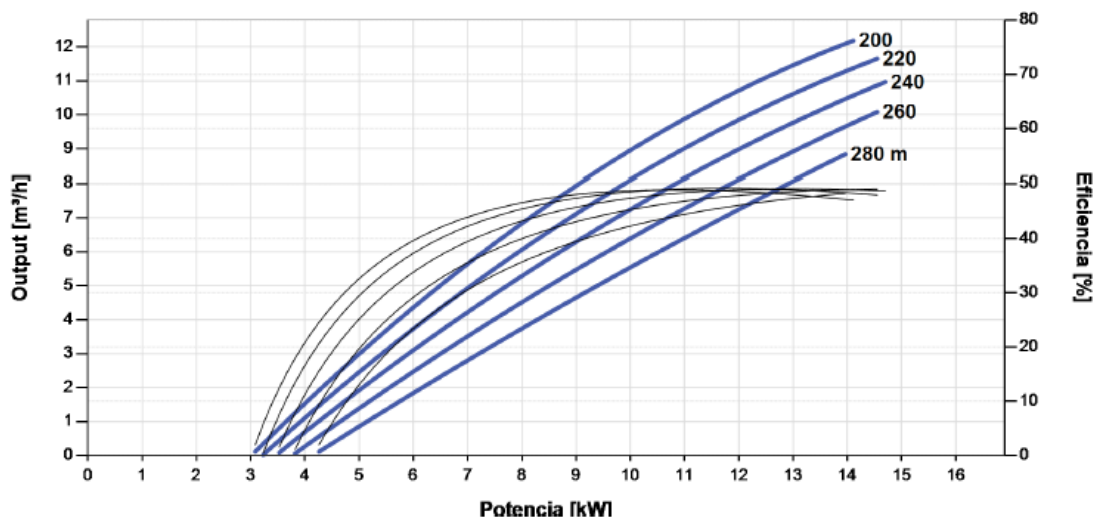
Designador métrico	Tamaño comercial	Diámetro interno nominal		Área total 100%		60%		1 alambre 53%		2 alambres 31%		Más de 2 alambres 40%	
		mm	pulgada	mm <sup>2</sup>	pulgada <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	pulgada <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	pulgada <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	pulgada <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	pulgada <sup>2</sup>
12	3/8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
16	1/2	15.3	0.602	184	0.285	110	0.171	97	0.151	57	0.088	74	0.114
21	3/4	20.4	0.804	327	0.508	196	0.305	173	0.269	101	0.157	131	0.203
27	1	26.1	1.029	535	0.832	321	0.499	284	0.441	166	0.258	214	0.333
35	1 1/4	34.5	1.360	935	1.453	561	0.872	495	0.770	290	0.450	374	0.581
41	1 1/2	40.4	1.590	1282	1.986	769	1.191	679	1.052	397	0.616	513	0.794
53	2	52.0	2.047	2124	3.291	1274	1.975	1126	1.744	658	1.020	849	1.316
63	2 1/2	62.1	2.445	3029	4.695	1817	2.817	1605	2.488	939	1.455	1212	1.878
78	3	77.3	3.042	4693	7.268	2816	4.361	2487	3.852	1455	2.253	1877	2.907
91	3 1/2	89.4	3.521	6277	9.737	3766	5.842	3327	5.161	1946	3.018	2511	3.895
103	4	101.5	3.998	8091	12.554	4855	7.532	4288	6.654	2508	3.892	3237	5.022
129	5	127.4	5.016	12748	19.761	7649	11.856	6756	10.473	3952	6.126	5099	7.904
155	6	153.2	6.031	18433	28.567	11060	17.140	9770	15.141	5714	8.856	7373	11.427

## Apéndice L. Curva de rendimiento bomba solar Lorentz

**LORENTZ** **PSk2-21 C-SJ8-50****Sistema de bomba inmersa para pozos de 6"**

Plantilla de datos de la bomba

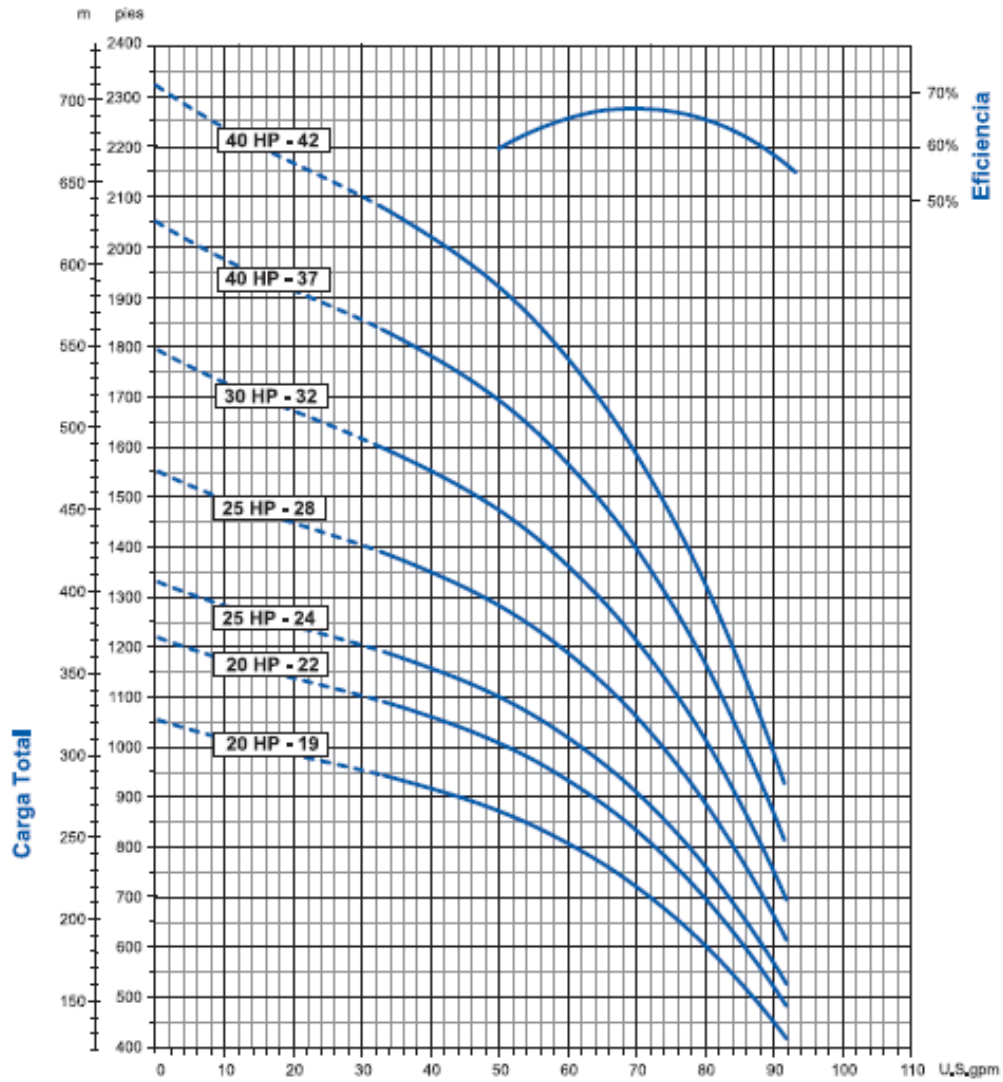
Vmp\* &gt; 575 V



Apéndice M. Curva de rendimiento bomba Franklin Electric

# Bombas Sumergibles de Acero Inoxidable 6"

## 70 GPM Especificaciones



Apéndice N. Motor sumergible Franklin Electric 25HP

# 6" ENCAPSULATED SUBMERSIBLE MOTORS

## AVAILABILITY

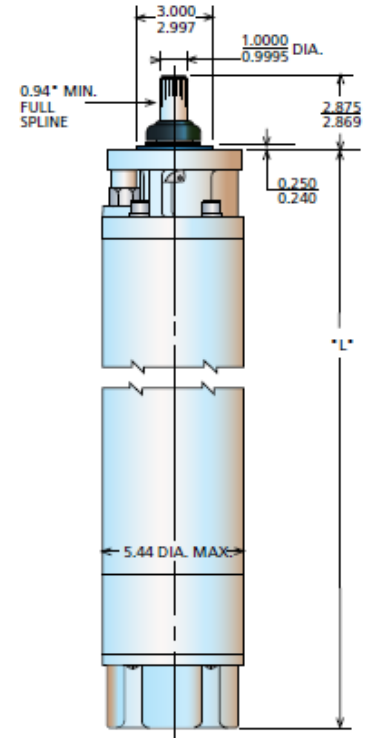
Single-Phase Capacitor start, Capacitor run (Control box required)

HP	KW	"L" Dim		316 SS "L" Dim		Shipping Weight	
		IN	CM	IN	CM	LBS	KG
5	3.7	25.4	64.6	25.0	63.6	112	51
7.5	5.5	28.0	71.1	27.6	70.1	125	57
10	7.5	30.6	77.7	30.2	76.6	143	65
15	11.0	33.1	84.2	32.7	83.1	156	71

### Three-Phase

HP	KW	"L" Dim		316 SS "L" Dim		Shipping Weight	
		IN	CM	IN	CM	LBS	KG
5	3.7	22.9	58.1	22.5	57.1	103	47
7.5	5.5	24.2	61.4	23.8	60.4	110	50
10	7.5	25.4	64.6	25.0	63.6	118	54
15	11.0	28.0	71.1	27.6	70.1	131	60
20	15.0	30.6	77.6	30.2	76.6	147	67
25	18.5	33.1	84.2	32.7	83.1	158	72
30	22.0	35.7	90.7	35.3	89.6	176	80
40	30.0	40.8	103.7	40.4	102.6	206	94
50	37	55.3	140.5	54.9	139.4	300	136
60	45	61.3	155.7	59.9	152.1	330	150

Note: 60 Hz - 3,450 RPM 50 Hz - 2,875 RPM



## Apéndice O. Variador de frecuencia SCHNEIDER ATV630D18M3



SCHNEIDER ATV630D18M3 VARIADOR DE VELOCIDAD TRIFASICO 200-240V AC 18.5KW/25HP IP21/UL :

Categoría: VARIADORES DE FRECUENCIA

Marca: SCHNEIDER

Modelo: ATV630D18M3

Inventario: **Producto Contrapedido**

★★★★★

**PRECIO:**

**\$ 4,272.27**

### ► Características

- Frecuencia: 60 Hz
- Tipo de conector: RJ45
- Señalización local
  - 3 LEDs para diagnóstico local
  - 3 LED de color dual para el estado de comunicación incorporado
  - 4 LEDs de doble color para el estado del módulo de comunicación
  - 1 LED rojo para presencia de tensión
- Ancho: 226 mm
- Altura: 673 mm
- Profundidad: 271 mm
- Peso del producto: 27,3 kg
- Número de entradas analógicas: 3
- Número de entradas discretas: 8
- Número de salidas analógicas: 2
- Número de salidas del relé: 3
- Volumen de aire de refrigeración: 240 m<sup>3</sup> / h
- Posición de funcionamiento: Vertical +/- 10 grados

### ► Ventajas Competitivas

- Grado de protección: IP21
- Normas:
  - UL 508C
  - EN / IEC 61800
  - IEC 61000-3-12
  - IEC 60721-3
  - IEC 61508
  - IEC 13849-1

### ► POTENCIA DEL MOTOR REQUERIDA

25 hp ( 18.5 Kw)

### ► NUMERO DE FASES

3

## Apéndice P. Tarifario 2019 ARESEP para Cooperasntos R.L


### Consultas de Tarifas Eléctricas Vigentes por Empresa

Seleccione la(s) Empresas:

















Seleccione la(s) tarifa deseada(s):

COMERCIOS Y SERVICIOS

Industrial

MEDIA TENSIÓN (T-MT)

Preferencial

Residencial

Tarifa de acceso

Tipo Tarifa	Descripción Tarifa	Bloque	Promedio de Tarifa
T-CO	COMERCIOS Y SERVICIOS	a. Consumo de Energía menor o...	156,56
		b. Bloque 0-3000 kWh	284340,00
		c. Bloque mayor a 3000 kWh	94,78
		d. Bloque 0-15 kW	232868,85
		e. Bloque mayor a 15 kW	15524,59
T-RE	Residencial	a. Bloque 0-40 kWh	3237,60
		b. Bloque 41-200 kWh	80,94
		c. Bloque mayor a 200 kWh	131,00
T-TA	Tarifa de acceso	a. Consumo de Energía cada kWh	29,70

Seleccione el servicio público:

Distribución

## Apéndice Q. Precios de equipo solar

webo solar.com

Buscar productos



47 Tu orden - \$23,217.00

[🏠](#) [Productos](#) [Panel Solares y Kits](#) [Inversores](#) [Sistemas Aislados](#) [Sistemas a la Medida](#) [Contáctanos](#)

Webo Solar &gt; Tu orden de compra

## 1 Revisa tu orden

Tu orden contiene: 47 productos

Producto	Descripción	Nota	Unitario	Cant.		Total
	Panel Canadian Solar Monocristalino KuMax CS3U-370MS de 370W Modelo : CS3U-370MS	Orden mínima de 6 piezas. Descuento por volumen disponible. Costo de envío no incluido.	\$237.00	41	<input type="text" value="41"/> <input type="button" value="+"/> <input type="button" value="-"/>	✘ \$9,717.00
	Inversor SolarEdge SE11400A-US de 11400W 240/208V Modelo : SE11400A-US-U	In Stock	\$2,332.00	2	<input type="text" value="2"/> <input type="button" value="+"/> <input type="button" value="-"/>	✘ \$4,664.00
	SopORTE DPW Top-of-Pole para 12 Módulos Tipo-G Modelo : TPM12-G	In Stock	\$2,209.00	4	<input type="text" value="4"/> <input type="button" value="+"/> <input type="button" value="-"/>	✘ \$8,836.00

Total productos	\$23,217.00
Total envío	Please enter your address
TOTAL	\$23,217.00



View

## Apéndice R. Precios de equipo eléctrico- EPA








800 - EPAVALE



[Productos](#)
[Preferidos](#)
[Nuevos](#)
[Ambientes](#)
[Ideas](#)
[Tiendas](#)
[Folleto](#)
[Verano](#)
[Activar facturas](#)



## Carrito de Compras

Artículo	Precio	Cantidad	Subtotal
 <p>Cable thhn ecoplus número 10 negro</p>	€579,00	80	€46.320,06
 <p>Cable thhn ecoplus número 8 negro</p>	€869,00	5	€4.345,02
 <p>Breaker de enchufar 2 x 60 Cutler hammer</p>	€19.500,00	2	€39.000,00

## Resumen

Estimación de envío e impuestos	
Subtotal	€79.350
Envío	€0
<small>Listo en 2 horas - Recoger en tienda</small>	
Impuesto	€10.315
<b>Total</b>	<b>€89.665</b> i.v.i.

Pagar

## Apéndice S. Cotización de instalación de sistema conectado a la red

<b>Sistema Conectado a la red</b>				
<b>Item</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidades</b>	<b>Precio por Unidad</b>	<b>Total</b>
Ingeniería	Diagramas - CFIA - Coopesantos	<b>1</b>	\$ 2 000,00	\$ 2 000,00
Mano de Obra	Instalación llave en mano e INS	<b>28</b>	\$ 125,00	\$ 3 500,00
Transporte	San Jose - San Lorenzo de Tarrazú	<b>1</b>	\$ 600,00	\$ 600,00
			<b>Total:</b>	<b>\$6 100,00</b>

## Apéndice T. Cotización de bomba y motor sumergibles

Descripción	Cantidad	Precio en Dólares
<b>BOMBA SUMERGIBLE FRANKLIN RADIAL 56GPM A 321M</b>	1	\$ 3 833,00
Marca Franklin Electric Tipo de bomba: Sumergible Modelo 70SR25S66-2463 Material del cuerpo de la bomba Hierro Fundido. Material del impulsor Acero Inoxidable Material del eje Acero Inoxidable Caudal 56 GPM Carga 321 m Diámetro de descarga 3"		
<b>MOTOR SUMERG FRANKLIN 25HP 3PH230V 6" SANDF</b>	1	\$ 2 476,00
Potencia del motor 25 HP Alimentación eléctrica 230V 3F 60Hz Velocidad de giro 3450 RPM		
<b>Sub Total</b>		\$ 6 309,00
<b>Impuesto de Ventas</b>		\$ 820,00
<b>Total</b>		\$ 7 129,00

## Apéndice U. Tasas de interés para créditos del Banco Popular

<b>BANCO POPULAR Y DE DESARROLLO COMUNAL</b>				
<b>LINEAS DE CREDITO: PERSONAS</b>	<b>TASA</b>	<b>TASA EFECTIVA (*)</b>	<b>PLAZO</b>	<b>CUOTA POR MILLON (Seguro de Vida Incluido)</b>
<b>CREDITO PERSONAL DEUDORES DE INGRESOS PROPIOS</b>	<b>30%</b>	<b>39.99%</b>	<b>60 meses</b>	<b>€32.733</b>
<b>CANCELACION DE PASIVOS</b>	<b>Desde 18.75%</b>	<b>22.16%</b>	<b>120 meses</b>	<b>€18.884</b>
<b>RECUPERACION DE CLIENTES SECTOR PUBLICO</b>	<b>Desde 16.75%</b>	<b>18.73%</b>	<b>144 meses</b>	<b>€16.533</b>
<b>RETENCION ESPECIAL SECTOR PUBLICO</b>	<b>21%</b>	<b>24.03%</b>	<b>144 meses</b>	<b>€19.448</b>
<b>RETENCION ESPECIAL SECTOR PRIVADO</b>	<b>Desde 21%</b>	<b>24.81%</b>	<b>96 meses</b>	<b>€21.961</b>
<b>ECO-CREDITO</b>	<b>TBP+7%</b>	<b>14.25%</b>	<b>144 meses</b>	<b>€14.126</b>
<b>EDUCACION Y GASTOS MEDICOS</b>	<b>Desde 12%</b>	<b>14.16%</b>	<b>84 meses</b>	<b>€17.653</b>