



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
ENERGÍA – SOLAR FOTOVOLTAICA

DIMENSIONAMIENTO Y DISEÑO DE UN SISTEMA DE BOMBEO FOTOVOLTAICO
MUNICIPAL

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
ANGEL MONTOYA PLAZA

TUTOR PRINCIPAL
DR. AARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ IER

CIUDAD DE MÉXICO, DICIEMBRE 2020



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Pathiyamattom Joseph Sebastian

Secretario: Dr. Flores Prieto José Jassón

1^{er}. Vocal: Dr. Sánchez Juárez Aarón

2^{do}. Vocal: Dr. Santana Rodríguez Guillermo

3^{er}. Vocal: M. en E.S. Ortega Cruz José

Lugar donde se realizó la tesis:

Instituto de Energías Renovables (IER), UNAM

Temixco, Morelos

TUTOR DE TESIS:

DR. AARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ

FIRMA

Dedicatoria

*Dedico esta tesis a mis padres, y
en memoria de Caleb.*

*A todas las personas importantes
que en mi vida que estuvieron listas para
bríndame su ayuda.*

Agradecimientos

Quiero agradecer a mi asesor Dr. Aarón Sánchez, por su asesoría y dirección en la presente Tesis. Del mismo modo, agradezco al Dr. Sebastian Pathiyamattom, Dr. José Jassón Flores, Dr. Guillermo Santana y al M. José Ortega por el tiempo dedicado en la revisión de este trabajo y a la ayuda proporcionada.

Mi más extensa gratitud a mi familia, que siempre estuvo conmigo para apoyarme, especialmente a mi madre María y Antonio, que han creído en mí y sin importar las adversidades me han apoyado.

Quiero agradecer a Dios por haberme acompañado y guiado a lo largo de mi vida, de mi licenciatura y de mi posgrado, por bríndame la oportunidad de adquirir experiencias y aprendizaje.

A mis compañeros de generación por su gran apoyo y calidad humana, La UNAM por darme la oportunidad de crecer académicamente, conocer a personas tan maravillosas y formar parte de su prestigiosa academia.

El apoyo económico proporcionado por CONACYT-SENER.

A mis profesores que me brindaron los conocimientos necesarios para llevar a cabo este trabajo.

Resumen

En el presente trabajo se analiza la rentabilidad económica del cambio alimentación de energía convencional a Sistemas Fotovoltaicos Interconectado a la red para sistema de bombeo de agua municipal, el caso de estudio el sistema de bombeo Apatlaco ubicado en la colonia los presidentes en el municipio de Temixco (Morelos).

Para dimensionar el sistema fotovoltaico se analizó el consumo energético que necesita la bomba con base en la facturación eléctrica durante el periodo 2016-2019, se revisan los aspectos meteorológicos de la zona, aspectos técnicos y regulatorios de la tecnología FV en el mercado, continuando con el análisis económico para diferentes posibles escenarios.

En el análisis económico se consideró: Valor Presente Neto (VPN), Retorno de Inversión (Payback), Relación Costo Benéfico (B/C) y Tasa Interna de Retorno (TIR).

El sistema de bombeo suministra agua a 1,746 domicilios, aún total de 8,370 personas, para lograr esto, la bomba se somete a periodos de 22 horas trabajo continuo. La energía requerida promedio mensual es de 63,008.3 kWh y la energía promedio diaria es de 2,310.42kWh. Con un recurso solar anual de 6.3, se dimensiona un sistema fotovoltaico de 450.56 kW para cumplir la demanda.

El análisis económico se realizó para dos casos: Caso A, el Sistema de Agua Potable y Saneamiento de Agua de Temixco, Morelos (SCAPSATM), cuenta con el 100% de la inversión, el Caso B, se solicita un financiamiento del 100% a un organismo especializado. Los resultados muestran que cualquiera de los casos es económicamente factible, pero el Caso B tiene un incentivo económico que lo convierte en el más atractivo.

El Caso B se analiza bajo tres escenarios económicos y se obtuvieron valores CB de \$3.77 para aporte del 5% de tarifa de agua, \$4.18 para el 10 % de aporte y \$4.69 con un aporte del 15%, y un Payback de 3 años 2 meses (5%), 2 años 9 meses (10%) y 2 años 4 meses (15%), cabe destacar que el incentivo fiscal y la tasa de descuento son parámetros que repercuten considerablemente en los resultados.

Abstract

In the present work, it's analyzed economic profitability of the switch from conventional energy supply to Photovoltaic Systems Interconnected to the network for the municipal water pumping system is analyzed, the case study of the Apatlaco pumping system located in Los Presidentes municipality of Temixco (Morelos).

To size the photovoltaic system, the energy consumption required by the pump was analyzed based on the electricity billing during the 2016-2019 period, the meteorological aspects of the area, technical and regulatory aspects of PV technology in the market were reviewed, continuing with economic analysis for different possible scenarios

In the economic analysis, the indicators used in the economic evaluation of projects were implemented: Net Present Value (NPV), Return on Investment (Payback), Beneficial Cost Ratio (B / C) and Internal Rate of Return (IRR).

The pumping system supplies water to 1,746 households with a total of 8,370 people, to achieve this, the pump is subjected to periods of 22 hours continuous work, the average monthly energy required is 63,008.3 kWh and the average daily energy to be used is 2,310.42kWh With an annual solar resource of 6.3, a photovoltaic system of 450.56 kW needs to be dimensioned to meet the demand.

The economic analysis is performed for two cases: Case A, the Potable Water and Water Sanitation System of Temixco, Morelos (SCAPSATM), has 100% of the investment, Case B, a 100% financing is requested from a specialized agency, the results show that either case is economically feasible, but Case B has an economic incentive that makes it the most attractive.

Case B is analyzed under three economic scenarios and CB values of \$ 3.77 were obtained for a 5% water rate contribution, \$ 4.18 for a 10% contribution and \$ 4.69 with a 15% contribution, and a Payback of 3 years 2 months (5%), 2 years 9 months (10%) and 2 years 4 months (15%), it should be noted that the tax incentive and the discount rate are parameters that have a considerable impact on the results.

Lista de tablas

Tabla 1-1 Uso del agua.....	1
Tabla 1-2 Consumo de agua.....	4
Tabla 1-3 Categorías Tarifarias.....	7
Tabla 1-4 Tarifas aplicadas a Sistemas de Bombeo.....	9
Tabla 1-5 Factores de reducción.....	12
Tabla 2-1 Rango longitud de onda.....	21
Tabla 3-1 Valores del constante k_m para aplicarse en la fórmula de Manning.....	47
Tabla 3-2 Características de las diferentes tipas de bombas ventaja y desventajas de las mismas.....	58
Tabla 3-3 Tipos de Usuarios.....	62
Tabla 3-4 Consumos Domésticos Per Cápita.....	63
Tabla 3-5 Coeficiente de Variación.....	63
Tabla 3-6 Perdidas por fricción.....	69
Tabla 3-7 Consumo energético en un año en relación con Diámetro.....	70
Tabla 3-8 Conversión de perdidas.....	72
Tabla 4-1 Irradiación Solar en la colonia los presidentes promedio diario, mensual y temperaturas para la localidad (fuente elaboración propia).....	74
Tabla 4-2 Periodos energéticos de acuerdo con el horario de verano.....	78
Tabla 4-3 Periodos energéticos de acuerdo con el horario de invierno.....	79
Tabla 4-4 Consumos energéticos Obtenidos de recibo luz.....	80
Tabla 4-5 eficiencia Eléctricas.....	82
Tabla 4-6 Características eléctricas Módulo comercial 320 W.....	82
Tabla 4-7 Coeficiente de temperatura (Fuente proveedor panel).....	83
Tabla 4-8 Energía consumida, Energía Generada (fuente elaboración propia).....	85
Tabla 4-9 Especificaciones técnicas del inversor elegido.....	87
Tabla 4-10 Parámetros eléctricos de la UTE.....	90
Tabla 5-1 Precio público por componente (extraída (AMIF, ASOLMEX, ANES, Cooperación Alemana, GIZ, 2020)).....	100
Tabla 5-2 Tabla de Ingreso, Gasto y O&M sin apoyo Financiero.....	101
Tabla 5-3 VPN sin Financiamiento.....	103
Tabla 5-4 Flujo del efectivo con Financiamiento y apoyo fiscal.....	106
Tabla 5-5 Tarifas de agua Temixco, Morelos del 2015 a 2019.....	108
Tabla 5-6 Tarifa mensual por toma de agua.....	109
Tabla 5-7 Flujo de efectivo con 5% tarifa de agua.....	111
Tabla 5-8 Flujo de efectivo con 10% tarifa de agua.....	112
Tabla 5-9 Flujo de efectivo con 15% tarifa de agua.....	113
Tabla 5-10 Resumen evaluación económica para las diferentes alternativas.....	115

Lista de figuras

<i>Figura 1-1 Divisiones Tarifarias</i>	7
<i>Figura 1-2 Cargos de la TSB</i>	8
<i>Figura 2-1 Aplicaciones energía solar</i>	18
<i>Figura 2-2 Espectro de radiación solar</i>	20
<i>Figura 2-3 Paralelos y meridianos importantes.</i>	23
<i>Figura 2-4 Movimiento de la tierra</i>	24
<i>Figura 2-5 Trayectoria solar</i>	25
<i>Figura 2-6 incidencia de rayos solares</i>	26
<i>Figura 2-7 distribución irradiancia solar en un día claro</i>	27
<i>Figura 2-8 átomo de Silicio y red cristalina</i>	29
<i>Figura 2-9 incidencia de fotones y corriente eléctrica</i>	30
<i>Figura 2-10 Curva característica I-V</i>	31
<i>Figura 2-11 Curva I-V a diferentes temperaturas.</i>	33
<i>Figura 2-12 Curva I-V a diferentes irradiancias.</i>	34
<i>Figura 2-13 Estructura Panel FV</i>	34
<i>Figura 2-14 Esquema de un SFIR.</i>	36
<i>Figura 3-1 Diagrama Básico esquemático sistema de Bombeo.</i>	42
<i>Figura 3-2 Sistema típico de bombeo de agua.</i>	43
<i>Figura 3-3 Corte transversal Bomba Centrífuga.</i>	52
<i>Figura 3-4 Diagrama esquemático y corte transversal de Bomba de desplazamiento positivo.</i>	53
<i>Figura 3-5 Corte transversal bomba de desplazamiento positivo de cavidad progresiva.</i>	54
<i>Figura 3-6 Curva de bombeo de una bomba centrífuga, Altura, consumo, eficiencia NPSH en función del caudal.</i>	57
<i>Figura 3-7 Parámetros de rendimiento bomba</i>	61
<i>Figura 4-1 Imagen satelital del SB Apatlaco</i>	73
<i>Figura 4-2 Diagrama esquemático Sistema de Bombeo Apatlaco.</i>	74
<i>Figura 4-3 Diagrama SB Apatlaco</i>	76
<i>Figura 4-4 Foto válvula globo SB Apatlaco.</i>	77
<i>Figura 4-5 Consumo energético mensual de los años 2016-2018 (elaboración propia.)</i>	81
<i>Figura 4-6 Comparativa energía generada SFV y Consumida</i>	85
<i>Figura 4-7 Exceso y carencia de Energía generada por el SFV (Fuente elaboración propia.)</i>	86
<i>Figura 4-8 Diagrama esquemático de la configuración eléctrica del SSFV con una potencia nominal 50.0 kW.</i>	89
<i>Figura 4-9 Diseño conceptual de la PESFV-B.</i>	90
<i>Figura 4-10 Dimensión MFV 72 celdas</i>	91
<i>Figura 4-11 Diagrama esquemático de la colocación de los MFV con 2 verticales y 11 columnas.</i>	91
<i>Figura 4-12 Vista de Planta de la UBM (Fuente elaboración propia)</i>	92
<i>Figura 4-13 Fotografía de modulo instalado (Fuente fotografía obtenida por (JCARDELLS, 2015).</i>	92
<i>Figura 4-14 Corte transversal de la Estructura. (Fuente elaboración propia.)</i>	93
<i>Figura 4-15 Corte transversal de dos estructuras contiguas con dirección Norte-Sur.</i>	94
<i>Figura 4-16 Resultado Análisis de Sombras.</i>	95

<i>Figura 4-17 Proyección plana de un SSFV50 Fuente elaboración propia.</i>	95
<i>Figura 4-18 Sembrado de un SFV200</i>	96
<i>Figura 4-19 Trayectorias eléctricas y Ubicación del Inversor</i>	97
<i>Figura 4-20 Ubicación de los inversores en la UBM central de cada SFV50</i>	97
<i>Figura 4-21 Estimación energética de la PESFV-B</i>	98
<i>Figura 5-1 Flujo de caja durante los 20 años.</i>	102
<i>Figura 5-2 Gráfico Tasa de Retorno de la Inversión.</i>	103
<i>Figura 5-3 Caja de flujo efectivo en 20 años. (Fuente elaboración propia.)</i>	105
<i>Figura 5-4 Retorno Inversión. (Fuente elaboración propia.)</i>	107
<i>Figura 5-5 Retorno de la inversión a 5% de la tarifa.</i>	114
<i>Figura 5-6 Retorno de la Inversión a 10% de la tarifa.</i>	114
<i>Figura 5-7 Retorno de la Inversión a 15% de la tarifa.</i>	115

Introducción.

El agua es un principal elemento natural, para la sustentabilidad y reproducción de la vida en el planeta, es un factor importante en los desarrollos biológicos naturales, contribuye a la estabilidad y en el funcionamiento de los ecosistemas, de los seres vivos, y organismos que los habitan, es decir, el agua es un elemento de alta necesidad para los seres vivos y es indispensable en la configuración de los ecosistemas. Constituye más del 80% de los cuerpos de la mayoría de los organismos e interviene en la en todos los procesos metabólicos de los seres vivos.

Los seres humanos utilizan el agua para generar y mantener el crecimiento económico y prosperidad de las sociedades existentes, a través de la agricultura, generación de energía, la industria, el transporte y el turismo. Es un elemento importante en la toma decisional para la selección y utilización de terrenos. Por otra parte puede llegar a causar conflictos geopolíticos cuando esta escasea, puesto que el desarrollo de las sociedades depende del agua, es muy importante la cuantificación del recurso hídrico así como su uso en específico, y encontrar las directrices más apropiadas para una distribución racional que beneficie al ser humano.

La cantidad de agua que requiere cada ser vivo dependerá de las necesidades fisiológicas y las condiciones climatológicas de la zona donde este se habita, es decir; la cantidad de agua que un ser humano utilice varía según la disponibilidad de esta en la zona, el consumo promedio de agua en zonas urbanas oscila entre los 100 y 150 litros al día, en zonas rurales donde el líquido debe ser extraído de ríos, manantiales o norias, este consumo se estima de 5 a 35 litros. No obstante, la Organización Mundial de la Salud determina que 2 litros de agua son los requerimientos mínimos para la supervivencia del ser humano.

En nuestro país existe un incremento en la población, el cual tiene como consecuencia la necesidad de este vital líquido en todos los sectores, tanto en el medio urbano como en el rural. En México existen pocas zonas donde el recurso hídrico es abundante, tanto en superficie como en el subsuelo, en estos casos la extracción de agua se lleva a cabo con métodos tradicionales, ya sea a mano o con la ayuda de animales de tracción, para la distribución desde el lugar de extracción hasta el consumo del mismo, se realizan en recipientes pequeños cargados por humanos, o en recipientes más grandes transportados por animales. La existencia de tuberías de conducción es poco común en este tipo de fuentes, y cuando existen suelen ser cortas.

Sin embargo, existen más zonas donde los mantos acuíferos son de baja capacidad hídrica o se están agotando, dentro estas regiones existen sitios donde los mantos freáticos se encuentran a profundidades mayores de 100m. Al perforar y habilitar estos mantos pueden proporcionar más de 1000 litros al día, los cuales pueden mejorar la vida de las familias. La obtención y manejo del agua a dichas profundidades, solo se puede dar si existe un sistema de bombeo, lo que representa un gasto determinado de energía. Esta energía

principalmente se suministra por la red eléctrica, por sistemas convencionales de generación a tecnología de bombeo comunes, en zonas donde no existe la disponibilidad de red eléctrica se utiliza energía humana o animal en bombas manuales, energía de viento para Aero bombas y el uso de motobombas o electrobombas acopladas a motores de combustión interna.

Las bombas ayudan a llevar a cada hogar por medio de tuberías o ductos este recurso para el consumo, para llevar acabo esto se necesita energía para ello se crean comisiones de administración de recursos hídricos, en México la Comisión Nacional del Agua es el organismo facultado por el gobierno, para administrar y determinar las cuotas del consumo de agua, esta comisión tiene en cada estado una representación física.

La CNA tiene como competencia la identificación de mantos friáticos, ríos, lagunas, arroyos, cuantificar la producción y asignar las dotaciones de agua para cada uso en específico como; abrevaderos de animales, riego de cultivo, usos industriales, comerciales y usos municipales, para consumo doméstico y los usos domiciliarios en fraccionamientos a los cuales se les asigna- cierta dotación de este recurso.

Los municipios son dependientes de la Comisión Nacional del Agua (CNA), y generalmente esta asignan la responsabilidad sobre el uso y manejo, sobre las fuentes de agua a comisiones municipales las que a su vez son dependiente de las tomas de decisión sobre la cuantificación de extracción de agua asignados por la CNA.

En la mayoría d ellos casos las comisiones municipales de la comisión del agua extraen el recurso hídrico de pozos que, para garantizar calidad del agua para consumo humanos, esto se encuentran a profundidades mayores de 52 metros, y que para poder llevar a los sitios de consumo se utilizan generalmente sistemas de bombeo eléctricos que representan, para dichos organismos altos consumos de energía.

Sin menos cavar la problemática energética asociada a la extracción y distribución domestica las comisiones municipales de agua afrentan falta de recursos económicos para pagar las obligaciones de facturación con el suministrador de energía, derivado de otras cosas, fugas de agua usuarios morosos y tomas clandestinas;

Aunque los municipios afrentan este problema con políticas de promoción sobre el uso eficiente del agua por parte de la población, los problemas económicos que afrentan dichos organismos sean vuelto críticos arrastrando deudas muy considerables con el suministrador de potencia eléctrica (CFE); pero afortunadamente este tipo de problemas se pueden mitigar con la adquisidor de tecnologías que produzcan electricidad basadas en las energías renovables principalmente, la energía solar y energía eólicas.

En nuestro país la energía solar disponible en el territorio nacional ha sido evaluada con un valor promedio diario anual nacional de 5.0 kWh/m² y usando la tecnología fotovoltaica

la cual genera electricidad a partir de la absorción de la radiación solar representa una alternativa para su uso en los Sistema de Bombeo de Agua.

Los SBF fueron implementados en nuestro país desde el año 1944 a través del programa México Renewable Energy Program financiado por el departamento de estado de los Estados Unidos, amestado por Sandia National Lab e implementado por el fideicomiso de riego compartido (FIRCO) de la SAGARPA. Este programa que tuvo una duración de 6 años demostró que la tecnología fotovoltaica acoplada a sistema de bombeo fue y sigue siendo una alternativa técnica y económica para la extracción de agua en el medio rural en donde no hay redes de electrificación.

Actualmente, derivado de la gran demanda de tecnología fotovoltaica a nivel mundial, la cual se sostiene debido a una reducción de costo de la tecnología y a la conciencia mundial sobre el calentamiento global, el costo nivelado de la electricidad producida por la tecnología FV se ha hecho comparable con el que se obtiene por métodos convencionales de generación de electricidad.

Lo antes dicho abre una oportunidad excelente de inversión para que los organismos municipales que administran el recurso hídrico para las aplicaciones domésticas consideren a la tecnología FV como un sistema de generación de electricidad que se adecue a sus necesidades. Es claro que el análisis de factibilidad técnico y económico dependerá para cada caso en específico de bombeo.

El presente trabajo tiene como propósito principal el proporcionar un panorama general respecto a la problemática que enfrentan los organismos municipales de organización de agua y analiza, en términos de los conocimientos sobre los sistemas de bombeo y tecnología FV la factibilidad de uso de SFV para el bombeo de agua.

En consecuencia, con lo anterior este trabajo se plantea con los siguientes objetivos y metas:

Este trabajo tiene como objetivo generar el diseño de una planta de generación fotovoltaica para la alimentación del sistema de bombeo Apatlaco, ubicado en la colonia las Animas, en el municipio de Temixco, Morelos.

Como objetivos secundarios.

Se realizará un análisis energético para determinar la eficiencia actual del sistema de bombeo. Dimensionar un SFV interconectado con la red eléctrica. Diseñara la configuración óptima del arreglo del SFV.

Para lograr los objetivos y metas planteadas y un mejor entendimiento de trabajo este se ha planteado con el siguiente contenido:

Capítulo 1 Bombeo de agua Municipal versa sobre: Los principales usos de agua que existen en México, así como las leyes existentes y el estado jurídico actual sobre la extracción de agua, el consumo de agua por persona y las tarifas eléctricas existentes en México.

Capítulo 2 Energía Solar y Energía Fotovoltaica versa sobre: La energía solar, sus principales características y componentes, así como la transformación de esta por medio de las tecnologías actuales fotovoltaicas existentes a energía eléctrica, tomando en cuenta las pérdidas existentes en este proceso.

Capítulo 3 Bombeo de Agua versa sobre: Los conceptos básicos para conocer los requerimientos básicos para una estimación sobre una demanda de agua, así como las tecnologías convencionales para su extracción y obtención.

Capítulo 4 Caso típico versa sobre: En este capítulo se verá el análisis energético del Sistema de Bombeo Apatlaco, así como la determinación de un dimensionamiento de SFV para la alimentación de este.

Capítulo 5: Análisis Económico versa sobre: En este capítulo se verá el análisis económico del SFV, para dos posibles casos seleccionando el más atractivo, para después analizar el aspecto económico mediante tres diferentes escenarios.

Y las conclusiones que se lleva el trabajo

Contenido

Lista de tablas.....	4
Lista de figuras	5
Introducción.....	7
1 Bombeo municipal	1
1.1 Marco Jurídico.....	3
1.2 Consumo de agua	4
1.3 Tarifas eléctricas.....	5
1.4 Perfiles de consumo	9
1.4.1 Esquema Tarifario Gran Demanda Media Tensión Horaria (GDMTH)....	13
2 Energía solar y energía fotovoltaica.....	17
2.1 Energía solar	19
2.2 Tecnología Solar Fotovoltaica.....	28
2.3 Sistemas fotovoltaicos.....	34
3 Bombeo de Agua.....	41
3.1 Introducción:	41
3.2 Términos Hidráulicos.....	42
3.3 Sistemas de Bombeo, Descripción y Selección del Sistema de Bombeo.	51
3.4 Dimensionamiento de Sistemas de Bombeo Municipal.	62
4 Caso de estudio.....	72
4.1 Introducción	72
4.2 Parámetros Meteorológicos del Sitio.....	73
4.3 Sistema de Bombeo.....	75
4.4 Dimensionamiento SFV	80
5 Análisis Económico.....	99
5.1 Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR).	99
5.2 Caso A: Se dispone del 100% para la inversión inicial.....	100
5.3 Caso B: Se considera un préstamo al FIDE que incluye una tasa de interés anual del 9.9%. 104	
5.4 Alternativas de pago para caso B	107
5.4.1 Tarifa de agua:.....	108

5.4.2	Alternativa amortización del 5%, 10% y 15%.....	109
6	Conclusiones.....	116
7	Anexo.....	118
8	Referencias.....	136

1 Bombeo municipal

El agua es un elemento básico para todas las formas de vida, esencial para el funcionamiento de ecosistemas, para la provisión de servicios básicos de los cuales depende el ser humano para sobrevivir, y es un factor fundamental para el desarrollo y auge de un país.

México recibe aproximadamente 1489¹ mil millones de metros cúbicos al año en forma de lluvia, el 67% de este líquido cae entre los meses de junio y septiembre, un 73% regresa a la atmosfera en evaporación, un 22% termina en ríos y arroyos, solo el 6% se filtra al subsuelo recargando los mantos acuíferos, es decir; 471.5 mil millones de metros cúbicos de agua dulce es renovable por lo que se considera a México como un país con baja disponibilidad de agua.

El uso de agua en México se emplea en todas las actividades del hombre, sea desde la subsistencia, la producción e intercambio de bienes y servicios. Al ser un elemento muy importante y por su poca disponibilidad de recurso renovable se ha tenido que controlar el uso, por este motivo el Registro Público de Derechos de Agua (REPDA) asigna o concede volúmenes de agua a los usuarios nacionales, estos usos los tiene clasificados en diferentes rubros (Tabla 1-1) contando el nuevo rubro “conservación ecológica” con un volumen concesionado de 9.46 hm³/año.

Tabla 1-1 Uso del agua

CLAVE	RUBRO DE CLASIFICACIÓN DEL REPDA	VOL. CONCESIONADO [HM3]
A	Agrícola	59621
B	Agroindustrial	3.81
C	Doméstico	38
D	Acuacultura	1159
E	Servicios	1600
F1	Industrial	2663
F2	Termoeléctricas	4147
G	Pecuario	218
H	Público Urbano	12591
I	Múltiples	5800
K	Comercio	0.08
L	Otros	0.59
	subtotal consuntivo	87842

¹ Dato obtenido de información virtual Conagua 2017

J	Hidroeléctricas	183066
N	Conservación Ecológica	9.46
	Subtotal no consuntivo	183076
	total	270917

Fuente Elaboración propia Conagua 2017

De estos 87842 hm³ provienen el 61% de fuentes superficiales, y el 39% de fuentes subterráneas, estas desempeñan un papel importante en el crecimiento socioeconómico del país; debido a sus características físicas que permiten ser aprovechadas de maneras más versátiles, las cuales funcionan como presas de almacenamiento y de red de distribución, permitiendo extraer agua en cualquier momento y época del año, aumentando así su calidad.

Disponer agua subterránea es vital para la supervivencia y desarrollo de los seres humanos en comunidades organizadas, es primordial contar con este servicio básico y el abastecimiento de este elemento, en México se utiliza el 1.2% del agua extraída se destina para el uso doméstico. Sin embargo, sólo el 90% de la población cuenta con acceso de agua.

La disponibilidad de este vital líquido dependerá del incremento de población y la concentración de esta en zonas urbanas. De acuerdo con estimaciones realizadas por el Consejo Nacional de Población (CONAPO) el incremento de población será de 20.4 millones de personas entre los años 2012 y 2030, este incremento ocasiona la disminución de agua per cápita.

México cuenta con 349,493 pozos y 67,430 manantiales (superficiales)², los cuales se encuentran a una profundidad promedio de 150 metros, para poder administrar este líquido se debe extraer por medio de un sistema de bombeo. Un sistema de bombeo es un conjunto de equipos electromecánicos, accionadores, control y alimentación de energía, cuenta también con un sistema de válvulas, conducciones, se incluyen instalaciones de succión y descarga, y otros aditamentos (filtros y elementos primarios de medición).

Todos y cada uno de los elementos tienen una función principal, el motor tiene como finalidad transformar la energía eléctrica en energía mecánica, para accionar la bomba y transferir esta energía en el agua, desplazándola del yacimiento al lugar donde se necesite, al convertir o transformar un tipo de energía en otro ocasionara perdidas, las cuales varían del 20 al 35%. Este porcentaje depende de la potencia del motor y del gasto de diseño (tuberías, conexiones y acoplamientos), si a esto se integran perdidas por fricción, incrustaciones en las tuberías, fugas, etc. El consumo de energía del sistema será cada vez más elevado.

² Información obtenida en con datos del Registro Público de Derechos de Agua (REPD) de la CONAGUA.

1.1 Marco Jurídico.

El agua subterránea es un recurso vital para el desarrollo de México, estos mantos son la única fuente de agua existentes en regiones áridas, que son aproximadamente el 52% del territorio mexicano, en donde se ubican 60 millones de habitantes.

El acceso al agua potable y al saneamiento es un derecho humano fundamental para el desarrollo digno de la vida y de todo ser humano. El 8 de febrero de 2012 en México se reforma el artículo 4 para que cualquier ser humano tenga derecho al agua.

“Toda persona tiene derecho al acceso, disposición y saneamiento de agua para consumo personal y doméstico en forma suficiente, salubre, aceptable y asequible. El Estado garantizará este derecho y la ley definirá las bases, apoyos y modalidades para el acceso y uso equitativo y sustentable de los recursos hídricos, estableciendo la participación de la Federación, las entidades federativas y los municipios, así como la participación de la ciudadanía para la consecución de dichos fines.”³ (Méxicanos, 2014).

El Artículo 27 establece que toda el agua superficial es propiedad de la nación y sienta las bases para que el estado y la autoridad del agua en turno, tenga la facultad de regular su uso para el aprovechamiento sostenible.

Artículo 115 declara que los municipios tienen a cargo los servicios de alcantarillado, drenaje, agua potable, tratamiento y disposición de aguas residuales.

La constitución política de los Estados Unidos Mexicanos señala que las aguas superficiales son propiedad de la nación, no obstante las aguas subterráneas se pueden disponer libremente, esto significa que cualquier persona explotar la captación y extracción del volumen que guste de la misma, sin la necesidad de algún permiso o concesión de la autoridad en turno, debido a esto 100 de los 653 mantos acuíferos se someten a una sobreexplotación dado a que la demanda y extracción del líquido supera por bastante a la recarga.

En abril 2013 el gobierno federal y la CONAGUA establecen la suspensión del libre alumbramiento en todo el país con el fin de regular la extracción sin medida del agua. Se debe desarrollar una gestión adecuada para el desarrollo sustentable y lograr una distribución armónica entre los sectores implicados, la autoridad en turno del agua tendrá la facultad de regular las extracciones conforme a la disponibilidad del recurso, en base a la Ley de Aguas Nacionales.

³ Artículo 4 párrafo 6 Constitución Política Estados Unidos Mexicanos, México a 17 junio 2014.

El uso del agua subterránea se dispone en el artículo 18 fracción III, la cual dispone el uso del agua subterránea debe ser ordenado, se deberán realizar un estudio que justifique la demanda, con base de indoles sociales, técnicas, económicas y ambientales.

1.2 Consumo de agua

El agua se encuentra en el centro del desarrollo sustentable de una sociedad, tanto en el bienestar social, la seguridad alimenticia, energética y para la salud. En todas las actividades diarias del ser humano es utilizada, el lavado de manos y alimentos para reducción de gérmenes evitar enfermedades y prever la proliferación de patógenos nocivos.

El ser humano se compone en promedio de un 50 a 65% de agua, los recién nacidos un 78 %, por eso es importante el acceso al agua no solo para la ingesta, así como para cocinar e higiene personal. La OMS recomienda una cantidad mínima de 20 litros de agua al día por persona para cubrir las necesidades básicas del ser humano, pero considera que la cantidad adecuada para es de 50 litros al día.

Aunque la necesidad básica del agua comprende la higiene personal, no será significativo para poder establecer un volumen mínimo, dado que este dependerá principalmente del acceso que se tiene al servicio y este se puede categorizar por niveles de acuerdo con el grado de acceso de este (Tabla 1-2)

Tabla 1-2 Consumo de agua⁴

Nivel de servicio	Cantidad recolectada [l/r/d]	Medición del acceso	Necesidades atendidas	Nivel de afectación a la salud
Sin acceso	5	Mas de 1000 m o 30 min de recolección total	No se puede garantizar consumo, la higiene es nulo (a no ser que sea en la fuente)	Muy alto
Básico	20	Entre 100 y 1000m o de 5 a 20 min de recolección	Consumo adecuado, lavado de manos y la higiene básica de alimentación es posible, difícil garantizar lavandería y el baño	Alto
Intermedio	50	Agua abastecida por un grifo público a 100 m o 5 min en	Consumo, higiene básica personal y alimenticia asegurada posible lavandería y baño	bajo

⁴ Tabla obtenida por datos de la OMS (Organización Mundial de la Salud)

		tiempo de recolección		
Óptimo	100	Agua abastecida de manera continua	Consumo y todas las necesidades de higiene optimas	Muy bajo

Fuente elaboración propia.

A mayor cantidad de agua accesible, asegura un beneficio mayor a la salud, dado que asegura la higiene personal y el consumo humano. Sin embargo; el consumo de agua por habitante en países desarrollados alcanza un promedio de 400 litros diarios contra 25 litros por persona que consumen países en bajas vías de desarrollo.

De acuerdo con datos obtenidos del portal de Agua.org, en México en promedio el consumo de agua por persona es de 380 litros.

1.3 Tarifas eléctricas.

Las tarifas eléctricas son disposiciones específicas que contienen cuotas y condiciones que rigen los suministros de la energía eléctrica y estas se identifican oficialmente por un número y/o letra(s) según su aplicación. En México la Comisión Reguladora de Energía (CRE) es el organismo encargado en clasificar las tarifas energéticas (en este caso eléctrica), las 51 tarifas eléctricas en seis grupos dependiendo el uso y el nivel de tensión que estas representen. Estos seis grupos se componen: doméstico, servicios públicos, agrícola y comercial, industria mediana y gran industria sin subsidio.

En México a partir del 11 de diciembre del 2017 existe un cambio en este esquema tarifario con la finalidad de reponer el costo de total de la energía, tomando en cuenta el costo de las tarifas reguladas por la CRE:

❖ Transmisión [T]

Se aplican por kWh conforme al nivel de tensión en la cual el usuario esté conectado. Las cuáles serán:

- Categorías DB1, DB2, PDBT, GDBT, APBT, RABT, APMT, RAMT, GDMTO, GDMTH y DIST estas corresponden a un nivel de tensión menos de 220 kV.
- Categoría FIT se aplican en tensiones mayores o iguales a 220kV.

❖ Distribución [D],

Este cargo se aplica únicamente al usuario que se conecte en media y baja tensión, estas incluirán un cargo adicional sobre la energía (kWh), en los usuarios donde no es posible diferenciar la demanda energética y energía consumida debido al tipo de medidor que estos tengan, sin embargo para el resto de los usuarios se aplica un cargo sobre la demanda, es decir;

- Usuario con cargo Energía: DB1, DB2, PDBT, APBT y RABT.

- Usuario con cargo demanda: GDBT, GDMTO, GDMTH, APMT y RAMT.
- ❖ **Operación del CENACE [Cen].**

Este cargo se aplica en todas las categorías tarifarias, acorde a un monto por nivel de consumo (kWh) correspondiente a la carga

- ❖ **Operación del Suministrador de Servicios Básicos [OSSBi,j]**

Corresponde al importen mensual por nivel de consumo y se aplicara en las 12 categorías tarifarias y las 17 divisiones

- ❖ **los Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista [SCnMEM]**

Se aplican cargos correspondientes que expida la comisión para el periodo tarifario de aplicación vigente

- ❖ **Costos de Generación [G]**

Se compone de un cargo por **Energía** ($E_{i,j,m}$) y un cargo por **Capacidad** ($C_{i,j,m}$)

- Cargo de Energía ($E_{i,j,m}$).
Este cargo se forma mediante un importe de variable único para las categorías con medida simple y cargos en periodos horarios (Base, Media y Punta) proporcionadas a cada División Tarifaria.
 - Cargo Horario: GDMTH, DIST y DIT.
 - Cargo Ordinario: DB1, DB2, PDBT. RABT, RAMT, GDMTO, APBT y APMT.
- **Cargo de Capacidad** ($C_{i,j,m}$) Este cargo se aplica dependiendo a:
 - Categorías con cargo asignado al consumo (kWh).
 - Categorías a cargo asignado a la demanda máxima (kW)
 - Categorías con cargo asignado a la demanda máxima con concurrente al periodo horario de punta (kW).

Tomando estos factores en cuenta se puede calcular la **Tarifa Final de Suministro Básico (TFSB)**⁵.

$$TFSB_{i,j,m} = T_{i,j} + Cen + OSSBi,j + SCnMEM + G_{i,j,m} \quad \text{Ecuación 1}$$

Con: $G_{i,j,m} = E_{i,j,m} + C_{i,j,m} \quad \text{Ecuación 2}$

Donde:

Como se puede apreciar en la Ecuación 2, el componente de Generación se conforma de dos factores, la variable de Energía [E] y la Capacidad [C] de las plantas de producción.

i : Representa a cada una de las 17 divisiones tarifarias

⁵ Esta fórmula es indicativa dado de los cargos que se asignan de acuerdo con la caracterización de los usuarios.

j: Refiere a cada una de las 12 categorías tarifarias.

m: mes de aplicación de la TFSB.

❖ Divisiones Tarifarias

Las divisiones se clasifican en 17 tarifas, las cuales corresponden; a las divisiones de distribución, y como se observa en la Figura 1-1, Baja California Norte (BC) y Baja California Sur (BCS) se encuentren separadas para capturar la diferencia existente en los precios de la energía.



Figura 1-1 Divisiones Tarifarias

Fuente Anexo Único del Acuerdo Núm. A/064/2018

❖ Categorías Tarifarias

Acorde a lo referido con las Categorías Tarifarias (*j*), estas dependerán de las características de consumo que tengan los usuarios, nivel de demanda (pequeña y gran demanda), el nivel de tensión a la que estén conectados (Baja Tensión BT: $V \leq 1\text{ kV}$, Media Tensión (MT): $1\text{ kV} < V \leq 35\text{ kV}$, Alta Tensión esta se dividirá en dos Alta Tensión (AT): $35\text{ kV} < V \leq 220\text{ kV}$ y Alta Tensión a nivel de Transmisión: $V > 220\text{ kV}$) y el tipo de medición con la que cuentan (ordinaria y horaria). De esta manera bajo el esquema actúa de la CRE se representan las 12 categorías como se observa en la Tabla 1-3.

Tabla 1-3 Categorías Tarifarias

Categoría Tarifaria	Tarifa Anterior	Descripción
---------------------	-----------------	-------------

DB1	1,1A,1B,1C,1D,1E,1F	Doméstico en Baja Tensión, consumos ≤ 150 kWh-mes
DB2	1,1A,1B,1C,1D,1E,1F, DAC	Doméstico en Baja Tensión, consumos >150 kWh-mes
PDBT	2, 6	Pequeña Demanda en Baja Tensión ≤ 25 kW-mes
GDBT	3, 6	Gran Demanda en Baja Tensión >25 kW-mes
RABT	9, 9CU, 9N	Riego Agrícola en Baja Tensión
APBT	5, 5A	Alumbrado Público en Baja Tensión
APMT	5, 5A	Alumbrado Público en Media Tensión
GDMTH	HM, HMC, 6	Gran Demanda en Media Tensión Horaria < 25 kW-mes
GDMTO	OM, 6	Gran Demanda en Media Tensión Ordinaria < 25 kW-mes
RAMT	9M, 9CU, 9N	Riego Agrícola en Media Tensión
DIST	HS, HSL	Demanda Industrial en Subtransmisión
DIT	HT, HTL	Demanda Industrial en Transmisión

Categorías Tarifarias del esquema anterior de CFE correspondientes a las establecidas en acuerdo actual. Fuente CRE

En cada una de las de las Categorías Tarifarias mencionadas anteriormente se definirán cargos únicos (para cada usuario), cargos fijos (por demanda) y cargos variables (por energía), las cuales reflejan la naturaleza del costo en cada componente de la TFSB, las cuales se adaptan a las características de consumo y medición del usuario.

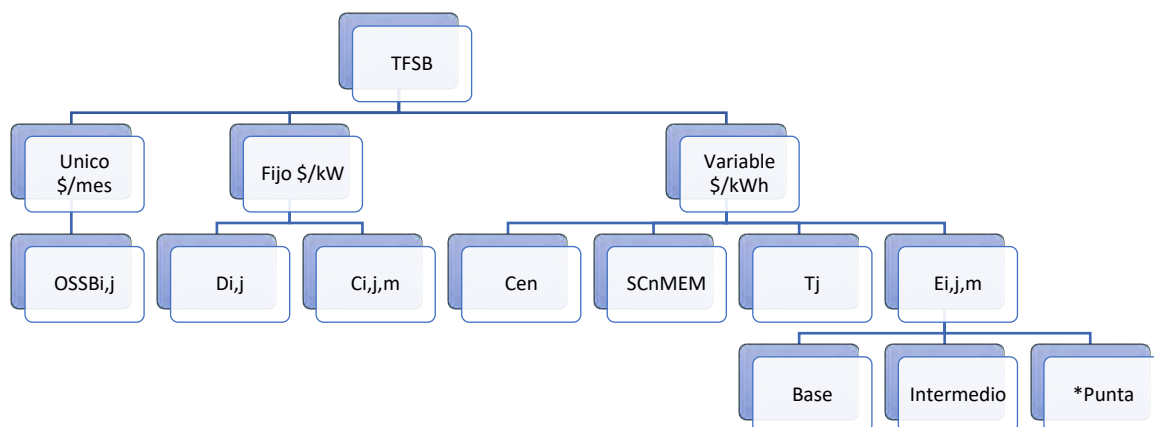


Figura 1-2 Cargos de la TSB

*El cargo de semi punta aplica únicamente en la división de baja California. Fuente: Elaboración propia CRE.

Como podemos observar en la Figura 1-2 Cargo de la TFSB existen diferentes tipos de medición, estas aplican diferentes tarifas las cuales se definen por cargos fijos (usuario), por

cargos variables (Transmisión, Generación, Capacidad) los cuales manifiestan el comportamiento del costo de cada componente del TFSB.

En el caso de las categorías asignadas a medición horaria se fijan cargos variables dependiendo al bloque de horario, con la finalidad de diferenciar el tiempo donde se utiliza la energía con el costo donde la generación es más elevado.

1.4 Perfiles de consumo

Las tarifas que se aplicaran a los servicios en media o baja tensión que destinen a la energía eléctrica para el bombeo de agua destinadas, sea para al riego de tierras dedicadas al cultivo de productos agrícolas y para el servicio público de bombeo de agua potable o negras se expresan en la Tabla 1-4.

Tabla 1-4 Tarifas aplicadas a Sistemas de Bombeo

	Tarifa equivalente CFE	Esquema tarifario	Descripción
Baja Tensión	6	PDBT	Pequeña Demanda Baja Tensión
	6	GDBT	Gran Demanda Baja Tensión
	9, 9CU, 9N	RABT	Riego Agrícola en Baja Tensión.
Media Tensión	9M, 9CU, 9N	RAMT	Riego Agrícola en Media Tensión.
	HM,6	GDMTH	Gran Demanda Media Tensión Horaria

Fuente: Elaboración propia CFE y CRE

Conforme a la descripción que otorga CFE⁶ Se describen las tarifas de la siguiente manera:

❖ **Tarifa (2018-2019)**

Servicio para bombeo de aguas potables o negras, de servicio público.

Aplicación: Esta tarifa se aplicará al suministro de energía eléctrica para servicio público de bombeo de aguas potables o negras.

Cuotas aplicables: dependerán del mes, con Cargo fijo (independiente de la energía consumida) y un Cargo adicional por la energía consumida por cada kW-h.

Mínimo mensual: Cuando el usuario no haga uso del servicio, cubrirá como mínimo el cargo a que se refiere el Cargo fijo.

Demanda por contratar: La demanda por contratar la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor de 60% de la carga total conectada ni menor de la capacidad

⁶ https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_industria.asp

del mayor motor o aparato instalado. Cualquier fracción de kW se tomará como kW completo.

Depósito de garantía: Sera de 4 veces el mínimo mensual aplicable.

Servicio en tarifa de uso general: Los usuarios podrán solicitar su incorporación a la tarifa de uso general que corresponda, cuando las características de sus instalaciones y las del suministrador lo permitan.

❖ **Tarifa 9 y 9M (2018-2019)**

Tarifa 9: Servicio para bombeo de agua para riego agrícola en baja tensión.

Tarifa 9M: Servicio para bombeo de agua para riego agrícola en Media tensión.

Aplicación: Esta tarifa se aplicará exclusivamente a los servicios en baja tensión que destinen la energía para el bombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo de productos agrícolas y al alumbrado del local donde se encuentre instalado el equipo de bombeo.

Cuotas aplicables: dependerán del mes, Cargo de energía consumida:

Por cada uno de los primero 5000 kW-h.

Por cada uno de los siguientes 10000 kW-h.

Por cada uno de los siguientes 20000 kW-h.

Por cada kW-h adicional a los anteriores.

Tensión y capacidad de suministro: El suministrador sólo está obligado a proporcionar el servicio a la tensión y capacidad disponibles en el punto de entrega.

Demanda por contratar: la demanda por contratar la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor de 60% de la carga total conectada, ni menor de la capacidad del mayor motor o aparato instalado cualquier fracción de kW se tomará como kW completo.

❖ **Tarifa 9-CU (2018-2019):**

Tarifa de estímulo para bombeo de agua para riego agrícola con cargo único.

Aplicación: Esta tarifa de estímulo se aplicará para la energía utilizada en la operación de los equipos de bombeo y rebombeo de agua para riego agrícola por los sujetos productivos inscritos en el padrón de beneficiarios de energéticos agropecuarios, hasta por la *Cuota Energética* determinada por “*la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación*”.

Cuotas aplicables: Durante todo este año, se aplicará el siguiente cargo por la energía consumida, hasta por la Cuota Energética.

Energía excedente: La energía eléctrica consumida que exceda la Cuota Energética, será facturada con los cargos de la *Tarifa 9 o 9M*, Servicio para Bombeo de Agua para Riego Agrícola en Baja o Media Tensión, según corresponda.

Tensión y capacidad de suministro: El suministrador solo está obligado a proporcionar el servicio a la tensión y capacidad disponibles en el punto de entrega.

Demanda contratada: La Demanda Contratada la fijará inicialmente el usuario, y su valor no será menor a la carga total conectada. Cualquier fracción de kW se tomará como kW completo.

Depósito en garantía: Durante todo ese año, el Depósito de garantía será el importe que resulte de aplicar la cuota a cada kW de la demanda contratada.

❖ **Tarifa 9-N (2018-2019)**

Tarifa de estímulo nocturna para bombeo de agua para riego agrícola.

Aplicación: Esta tarifa de estímulo se aplicará para la energía utilizada en la operación de los equipos de bombeo y rebombeo de agua para riego agrícola por los sujetos productivos inscritos en el padrón de beneficiarios de energéticos agropecuarios, hasta por la *Cuota Energética* determinada por “*la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación*”. La inscripción de esta tarifa será a solicitud del usuario.

Cuotas aplicables: Durante todo este año, se aplicará el siguiente cargo por la energía consumida, hasta por la Cuota Energética.

Energía excedente: La energía eléctrica consumida que exceda la Cuota Energética, será facturada con los cargos de la *Tarifa 9 o 9M*, Servicio para Bombeo de Agua para Riego Agrícola en Baja o Media Tensión, según corresponda. Para los efectos del párrafo anterior, en caso de que durante algunos meses del año calendario el usuario haya recibido el servicio con la *Tarifa 9-CU*. Tarifa de Estímulo para Bombeo de Agua para Riego Agrícola con Cargo Único, la energía eléctrica facturada con el cargo numeral 2 de dicha tarifa se agregará a la contabilizada con la tarifa 9-N.

Periodo Nocturno y Periodo Diurno: El periodo nocturno comprenda de las 0:00 hrs a las 08:00 hrs y será aplicable todos los días. El periodo diurno comprenderá de las 8:00 hrs a las 24:00 hrs y será aplicable todos los días. Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos.

Tensión y capacidad de suministro: El suministrado sólo está obligado a proporcionar el servicio a la tensión y capacidad disponible en el punto de entrega.

Demanda contratada: La Demanda Contratada la fijará inicialmente el usuario, y su valor no será menor a la carga total conectada. Cualquier fracción de kW se tomará como kW completo.

Depósito en garantía: Durante todo ese año, el Depósito de garantía será el importe que resulte de aplicar la cuota a cada kW de la demanda contratada.

❖ **Tarifa HM (2017):**

Tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100kW o más.

Aplicación: Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda de 100 kW o más.

Cuotas aplicables: Estas dependen del mes en las cuales se factura la energía, Las cuotas de esta tarifa se obtienen en los términos de la **demanda facturable** de las Disposiciones Complementarias a las Tarifas para Suministro y Venta de Energía Eléctrica.

Mínimo mensual: El importe que resulta de aplicar el cargo por kW de demanda facturable al 10% de la demanda contratada.

Demanda contratada: La demanda contratada la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor del 60% de la carga total conectada, ni menor del 100 kW o la capacidad del mayor motor o aparato instalado.

En el caso de que el 60% de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, sólo se tomará como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor del 90%.

Horario: Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderán aquellos de descanso obligatorios, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial.

Periodos de punta, intermedio y base: Estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año, como se describe en el apartado 3.3.4 del Anexo B del Acuerdo número A/058/2018.

Demanda facturable; La demanda facturable se define como se establece a continuación:

$$DF = DP + FRI \times \max(DI - DP, 0) \times \max(DB - DPI, 0) \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

DP es la demanda máxima medida en el período de punta

DI es la demanda máxima medida en el período intermedio

DB es la demanda máxima medida en el período de base

DPI es la demanda máxima medida en los períodos de punta e intermedio

FRI y *FRB* son factores de reducción que tendrán los siguientes valores (Tabla 1-5), dependiendo de la región tarifaria.

Tabla 1-5 Factores de reducción

Región	FRI	FRB
Baja California	0.141	0.070
Baja California Sur	0.195	0.097

Central	0.300	0.150
Noreste	0.300	0.150
Noroeste	0.300	0.150
Norte	0.300	0.150
Peninsular	0.300	0.150
Sur	0.300	0.150

Fuente CFE

En las fórmulas que definen las demandas facturables, el símbolo “max” significa máximo, es decir, que cuando la diferencia de demandas entre paréntesis sea negativa, esta tomará el valor cero.

Las demandas máximas medidas en los distintos periodos se determinarán mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kW, durante cualquier intervalo de 15 minutos del periodo en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el periodo correspondiente.

Cualquier fracción de kW de demanda facturable se tomará como kW completo.

Cuando el usuario mantenga durante 12 meses consecutivos valores de DP, DI y DB inferiores a 100 kW, podrá solicitar al suministrador su incorporación a la tarifa O-M.

Energía de punta, intermedia y de base: Energía de punta es la energía consumida durante el periodo de punta. Energía intermedia es la energía consumida durante el periodo intermedio. Energía de base es la energía consumida durante el periodo de base.

Depósito de garantía: Será de 2 veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda facturable a la demanda contratada.

1.4.1 Esquema Tarifario Gran Demanda Media Tensión Horaria (GDMTH).

En este esquema tarifario abarca varias tarifas mencionadas anteriormente correspondientes a las tarifas horarias de media tensión, conforme al esquema tarifario anterior estas corresponden a:

- ❖ Tarifa HM: Tarifa horaria para servicio general en media tensión con demanda mayor a 100kW.
- ❖ Tarifa HMC: Tarifa horaria para servicio general en media tensión con demanda mayor de 100 kW, en corta utilización.

- ❖ Tarifa 6: Tarifa para servicio de bombeo de aguas potables o negras, de servicio público.

Conforme a la descripción otorgada por la CFE en este esquema tarifario se presentan los siguientes módulos⁷:

1. Aplicación:

Esta tarifa aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda igual o mayor a 100 kW.

2. Cuotas aplicables en el mes (seleccionar el mes de facturación).

- a. Se debe identificar la región tarifaria, por Estado, Municipio/Delegación, y la División que corresponde.

Los cargos de las tarifas finales del suministro básico descritos en este apartado corresponden a la integración de los cargos por Transmisión, Distribución, Operación del CENACE, Operación del Suministrador Básico, Servicios Conexos No MEM, Energía y Capacidad.

3. Mínimo mensual

Es importe que resulta al aplicar el cargo por la operación del suministrador de Servicios Básicos correspondiente a esta categoría tarifaria.

4. Demanda contratada:

La demanda contratada la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor del 60% de la carga total conectada, ni menor del 100 kW o la capacidad del mayor motor o aparato instalado.

En el caso de que el 60% de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, sólo se tomará como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor del 90%.

5. Horario:

Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderán aquellos de descaso obligatorios, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial.

6. Periodos de punta, intermedio y base:

Estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año, como se describe en el apartado 3.3.4 del Anexo B del Acuerdo número A/058/2018.

⁷ <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCRENegocio/Tarifas/GranDemandaMTH.aspx>

7. Demanda máxima- Criterios para el cobro por capacidad y distribución

a. Cargo por Capacidad

La demanda máxima a la que se deberá aplicar los cargos por capacidad expresados en \$/kW-mes, será la mínima entre los valores que se definan a continuación (Ecuación 1 Ecuación 4):

$$\text{mín}\{D_{\text{max}_{\text{punta}}}, \left[\frac{Q_{\text{mensual}}}{24 * d * F.C.} \right]\} \quad \text{Ecuación 4}$$

donde:

$D_{\text{max}_{\text{punta}}}$ es la demanda máxima coincidente con el período horario de punta media en kW

Q_{mensual} es el consumo mensual registrado en el mes de facturación den kWh. d días del periodo de facturación.

$F.C$ es el factor de carga correspondiente del apartado 3.1.1 del Anexo Único del Acuerdo A/064/2018.

Para el caso de que no haya periodo de punta y los usuarios suministrados en baja y media tensión cuya demanda no se mide, se utilizara la siguiente formula (Ecuación 5):

$$\text{Demanda} = \left[\frac{Q_{\text{mensual}}}{24 * d * F.C.} \right] \quad \text{Ecuación 5}$$

Para los centros de carga que reciban energía por un contrato de interconexión legado, la Q_{mensual} será el consumo mensual suministrado en el mes de facturación por CFE Suministrador de Servicios Básico.

b. Cargo por Distribución:

La demanda máxima a la que se deberá aplicar los cargos de distribución expresados en \$/kW-mes, será la mínima entre los valores que se definen a continuación (Ecuación 6):

$$\text{mín}\{D_{\text{max}_{\text{mensual}}}, \left[\frac{Q_{\text{mensual}}}{24 * d * F.C.} \right]\} \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

$D_{\text{max}_{\text{mensual}}}$ es la demanda máxima registrada en el mes al que corresponde la facturación.

Para los usuarios suministrados en baja y media tensión cuya demanda no se mide, se utilizará la siguiente fórmula (ecuación 7):

$$\text{Demanda} = \left[\frac{Q_{\text{mensual}}}{24 * d * F.C.} \right] \quad \text{Ecuación 7}$$

Para los centros de carga que reciban energía por un contrato de interconexión legado, la Q mensual será el consumo mensual suministrado en el mes de facturación por CFE Suministrador de Servicios Básicos.

c. Demanda máxima medida:

Las demandas máximas medidas en los distintos periodos se determinarán mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kW, durante cualquier intervalo de 15 minutos del periodo en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el periodo correspondiente, cualquier fracción de kW de demanda medida se tomará como kW completo.

Cuando el usuario mantenga durante 12 meses consecutivos valores de demanda inferiores a 100 kW, podrá solicitar al suministrador su incorporación a la tarifa GDMTO.

8. Energía de punta, intermedia y de base:

Energía de punta es la energía consumida durante el periodo de punta.

Energía intermedia es la energía consumida durante el periodo intermedio.

Energía de base es la energía consumida durante el periodo de base.

9. Depósito de garantía:

Será de 2 veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda facturable a la demanda contratada.

Esta tarifa se analiza debido al caso de estudio factura bajo este esquema tarifario debido a que el motor-bomba instalado consume una demanda máxima la cual varía entre los 102 a 104 kW.

2 Energía solar y energía fotovoltaica.

El sol es una fuente inagotable de energía, en manifestación de luz y calor, los cuales juegan un papel importante en la vida. La radiación solar ayuda en el proceso de la fotosíntesis, la lluvia, las corrientes marinas y el viento, estos procesos temperan el clima del planeta para el desarrollo y existencia de la vida en el mismo. Una de las maneras indirectas de la energía solar es la energía eólica, el viento resulta de un movimiento de masas de aire causados, por las diferencias de temperatura de la atmósfera y el intercambio de energía con los mares y continentes.

Durante numerosos años el ser humano ha utilizado fuentes de energía no renovables (petróleo, gas, carbón, etc.) de manera insensata para el desarrollo y comodidad de la sociedad, de tal manera que se ha acelerado el consumo de estas fuentes aumentando su rápido agotamiento, aumentando los daños a la tierra y por ende a nuestra salud. A causa de estos daños es importante disponer de fuentes de energía que sustituyan o disminuyan el uso de combustibles convencionales. El sol a otorgado al ser humano de energía prácticamente ilimitada, en la actualidad se cuenta con el conocimiento y las técnicas para utilizar la radiación del sol.

El aprovechamiento de energía solar se puede divide en 2 principales ramas:

Pasiva:

Estos sistemas se encargan en aprovechar de manera directa la energía solar, sin transformar en otro tipo de energía.

Activa:

Los sistemas activos se encargan en transformar la energía solar en energía eléctrica (Sistemas Fotovoltaicos SFV) o energía térmica.

En el siguiente diagrama se aprecia los dos grupos principales de aprovechamiento energético solar representado en la Figura 2-1.

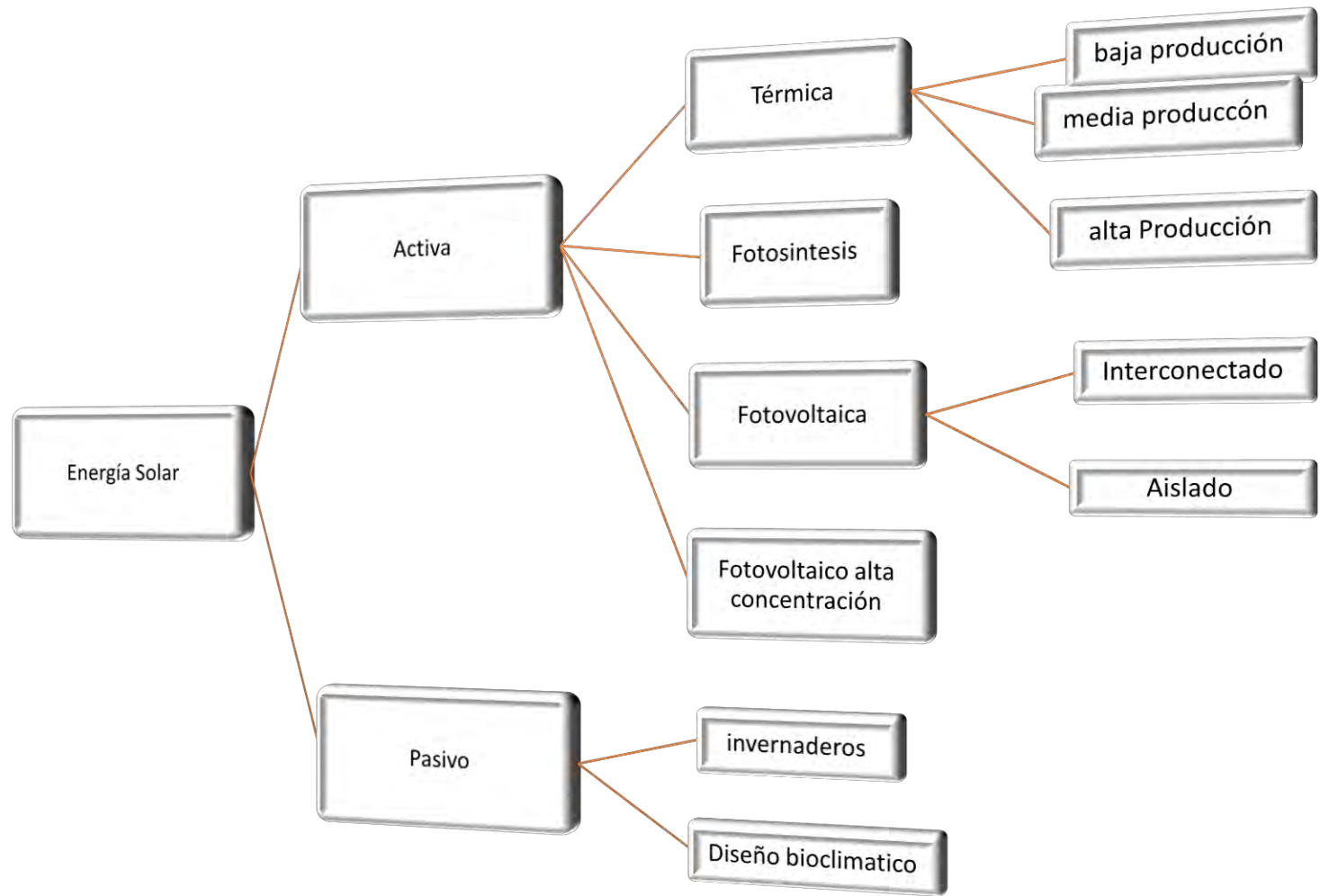


Figura 2-1 Aplicaciones energía solar

2.1 Energía solar

La energía solar como su nombre lo indica, procede del sol, esta estrella a iluminado al planeta tierra por más de cinco mil millones de años, y al mismo tiempo, es la principal fuente de energía natural que ha manipulado el hombre desde tiempo antiguos, dado que su luz y calor pueden ser aprovechados y transformados a otros tipos de energía. A lo largo de la historia de la civilización del ser humano ha aprovechado la energía solar indirectamente sin tener conciencia de esto. En muchas civilizaciones (Grecia, Egipto, Mesopotamia, el imperio Azteca) la arquitectura de estas mismas se relacionaba con el sol.

Se considera al sol como el generador de vida en el planeta dado que, por medio de su energía y por los procesos naturales de absorción, esta energía es producida gracias a reacciones termonucleares que ocurren en el sol, donde el hidrogeno contenido en el sol se transforma en helio disipando así un flujo de energía constante a diferentes direcciones. Esta energía llega al planeta en forma de radiación electromagnética, esta se compone por varias frecuencias o longitudes de onda (λ), las cuales se propagan en el espacio y llega en un rango de onda desde los 300 nm hasta los 600 nm aproximadamente.

Cabe destacar qué no toda la radiación solar espacial que intercepta la tierra llega a la superficie de está, incluso en condiciones de cielo despejado. Dado a qué la atmósfera es la capa gaseosa que rodea al planeta tierra, esta se compone de un valor constante aproximadamente: 78% N₂, 21% O₂, 0.9% Ar, 0.03% CO₂ y otros gases, como ozono y vapor de agua. Una de las propiedades del ozono es absorber radiaciones ultravioletas de longitud de onda inferiores a 0.35 μ m; por consiguiente, este gas impide la llegada de dichos rayos a la superficie terrestre.

Radiación directa, difusa y global.

Una parte de la radiación solar que llega a la tierra es mitigada por dispersión o absorción debido a la composición de la atmosfera, mientras otra parte llega a la superficie sin haber sufrido ningún cambio en su dirección.

La radiación solar no solo se presenta en una sola frecuencia, esta se distribuye en un variado espectro de amplitud con una forma típica de campana, el cual va desde el infrarrojo hasta el rayo de luz ultravioleta.

Estas ondas electromagnéticas pueden tener diferentes longitudes de onda. Al conjunto todas las longitudes de onda se le conoce como espectro electromagnético. El conjunto de las longitudes emitidas por el sol se le denomina **espectro solar** (Figura 2-2).

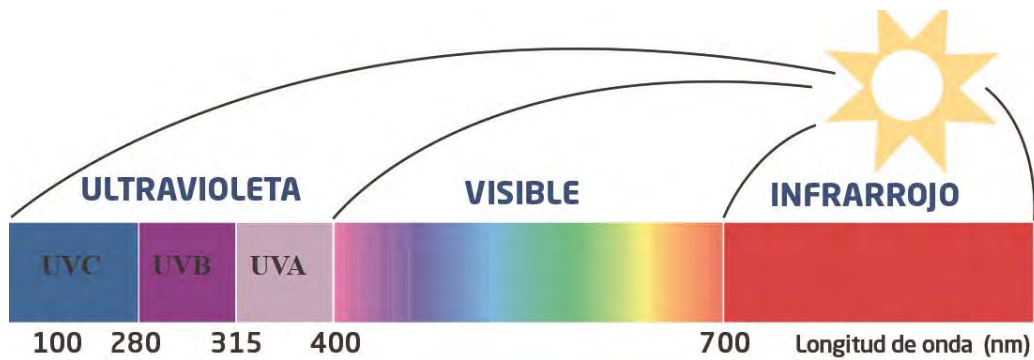


Figura 2-2 Espectro de radiación solar

Esta radiación llega a la tierra en los siguientes porcentajes:

- **Radiación ultravioleta 7%**

Con un 7% de radiación total que recibe la tierra es muy importante, este provoca grandes efectos en seres vivos y el medio ambiente. Los efectos más importantes sobre la salud (cataratas y cáncer de piel), procesos biológicos (fotosíntesis), modifica ecosistemas, formación y descomposición fotoquímica de contaminantes.

La radiación ultravioleta que va desde los 100-400 nm, se dividen en:

Ultravioleta C rango espectral 100-280 nm:

Toda la radiación ultravioleta de tipo C (UVC) queda absorbida en la capa de ozono y no llega al planeta. Esta radiación ultravioleta es la más energética de todas y la más perjudicial para los seres vivos, puede alterar las moléculas de ADN y es asociada con el cáncer de piel.

Ultravioleta B Rango espectral 280-320nm:

Los rayos ultravioleta B (UVB), llegan a la capa de ozono quedando la mayor parte absorbidas por la misma y solo un pequeño porcentaje logra llegar a la superficie terrestre. Este tipo de radiación broncea la piel y si expone por un tiempo prolongado, llega a ocasionar quemaduras y cáncer de piel.

Ultravioleta C Rango espectral 320-400 nm.

Los rayos ultravioleta C (UVC), son apenas absorbidos por la capa de ozono y no son tan agresivos como sus predecesores.

- **Luz visible 47%**

La luz solar que nuestros ojos observan se denomina *espectro visible* una radiación fotosintéticamente activa que oscila entre los 400 nm hasta los 700nm. En la Tabla 2-1 se describe el rango de la longitud de onda que se vincula a los colores del *espectro visible* (luz solar que el ojo humano observa).

Tabla 2-1 Rango longitud de onda

Longitud de onda expresado en nanómetros en donde se definen en colores.		
RANGO DE LONGITUD DE ONDA	VALOR MEDIO	COLOR
380-430	410	Violeta
430-500	470	Azul
500-570	550	Verde
570-600	580	Amarillo
600-640	610	Naranja
640-770	660	Rojo

○ **Radiación infrarroja 46%**

Esta radiación infrarroja (*IR*) corresponde a las longitudes de ondas más larga, esta lleva poca energía, incrementa la agitación de moléculas provocando el aumento temperatura en la atmosfera. El CO₂ y el vapor de agua.

“La radiación emitida por el sol se propaga en todas direcciones, una parte viaja en línea recta igual a la velocidad de la luz y su intensidad de forma inversamente proporcional al cuadrado de la distancia al foco emisor.”⁸

A causa de esto, hay rayos que viajan directamente del sol sin sufrir ningún cambio en su dirección al captador (emisor), reciben el nombre de **radiación directa**.

Sin embargo, no toda la radiación alcanza a la corteza terrestre, por tanto, la radiación que atraviesa la atmosfera se absorbe o refleja por nubes, partículas de polvo, montañas, etc. Se va refractando y reflejando a todas direcciones y a esta radiación se le conoce **difusa**. A la suma de estas radiaciones se le conoce como **radiación global**. Un colector solar recibe radiación global (G_G), que esta es la suma de la radiación directa (G_B) y la radiación difusa (G_D), representada en la [Ecuación 8](#).

$$G_G = G_B + G_D \qquad \text{Ecuación 8}$$

En promedio, la radiación que recibe la tierra conocida como **constante solar**, tiene un valor de irradiancia de 1,366 W/m² antes de entrar en la atmosfera terrestre, después de sufrir todas las perdidas anterior mente mencionadas recibe la superficie terrestre una irradiancia ligeramente menor de los 1,000 W/m².

⁸ Aarón Sánchez Juárez, Curso Bombeo de Agua mediante Sistemas Fotovoltaicos, 2007, Zacatecas

Irradiancia e irradiación. Hora pico

Dado que la luz emitida por el sol es una forma de energía, las unidades correspondientes en sistema internacional *Joule [J]*. Se debe conocer el concepto de **intensidad de radiación** o **irradiancia solar** [I_s]. Es la energía radiante por una unidad de área en por unidad de tiempo que atraviesa un área S .

$$I_s = \frac{E}{St} \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde:

S = Área imaginaria perpendicular a dirección de radiación solar.

E = Energía radiante que recibe una superficie y tiempo determinado.

t = Tiempo

Dado que la energía es el resultado de la Potencia [P] por el tiempo [t].

$$E = Pt \quad \text{Ecuación 10}$$

Con lo antes mencionado si la potencia de la radiación incide sobre la superficie, la irradiancia quedará:

$$I_s = \frac{Pt}{St}$$
$$I_s = P/S \quad \text{Ecuación 11}$$

La **irradiancia** es la potencia en 1 m^2 y se mide en W/m^2 .

Cuando se acumula la irradiancia en una superficie en una cantidad de tiempo, se conoce como **irradiación**, es decir, la energía recibida o acumulada en una cantidad de tiempo.

$$E_s = It \quad \text{Ecuación 12}$$

E_s = irradiación

I = Irradiancia.

En unidades irradiación son: Ws/m^2 y $1 \text{ Joule}=Ws$, entonces J/m^2 . Pero el joule es la cantidad de energía que necesita o genera una maquina con potencia de 1 watt en un segundo. Y esta toma en tiempo en horas [h]. Las unidades con las cuales se mide la irradiación Wh/m^2 .

Coordenadas y masa de aire.

Se considera que la irradiancia fuera de la atmosfera terrestre tiene una constante de 1367 W/m^2 , que al entrar en la atmosfera disminuye (atenúa) debido al contenido de gases⁹ y partículas implícitas en la masa de aire [MA], sumando a todo lo anterior se presentara una atenuación adicional a la posición geográfica de la tierra (latitud. Longitud y altitud) y al movimiento de esta.

Para conseguir la máxima cantidad de irradiación que existirá en un punto de la instalación se debe conocer la **longitud (L)** y **latitud (I)** del sitio para definir el recurso solar existente en la zona.

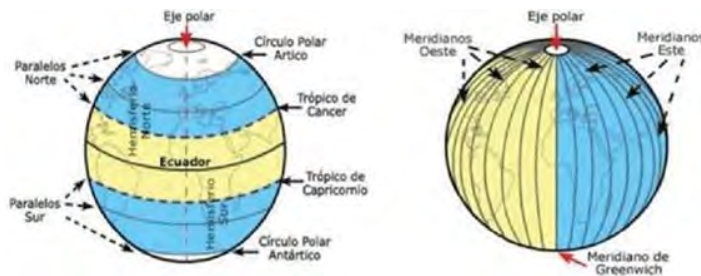


Figura 2-3 Paralelos y meridianos importantes.

En la Figura 2-3 se observa las componentes de las coordenadas geográficas, la tierra se considera una esfera y esta se divide en dos semiesferas o hemisferios, conocidos como Norte y Sur esto dependerá el polo que tenga en su eje, el cual se encuentra a 90° del ecuador y el **Ecuador** es un círculo imaginario perpendicular al eje de la tierra.

- **Longitud (L).** Es el arco del ecuador que parte del Meridiano de Greenwich hasta el meridiano superior del lugar. La longitud será siempre menor a los 180° , existe una longitud Oeste (LW) u longitud Este (LE) y dependerá del sitio donde se realizará la instalación con forme al meridiano de Greenwich.
- **Latitud (I o ϕ).** Es otra coordenada importante para la ubicación de la Instalación FV, el cual es un arco mediano que parte del ecuador al lugar donde se realizara la IFV. Siempre menor a 90° , si se encuentra en el hemisferio Sur se llamará Sur(S) y viceversa si se encuentra en el hemisferio Norte.

El planeta tierra realiza varios movimientos, pero los que nos interesa es el movimiento sobre su eje (rotación) y otro alrededor del sol (translación) (Figura 2-4)

⁹ Los principales gases que la componen son: el oxígeno(21 %) y el nitrógeno (78 %), seguidos del argón, el dióxido de carbono, el vapor de agua, monóxido de carbono, metano, amoníaco, dióxido de nitrógeno, ozono y partículas de polvo, polvo, humo, etc.

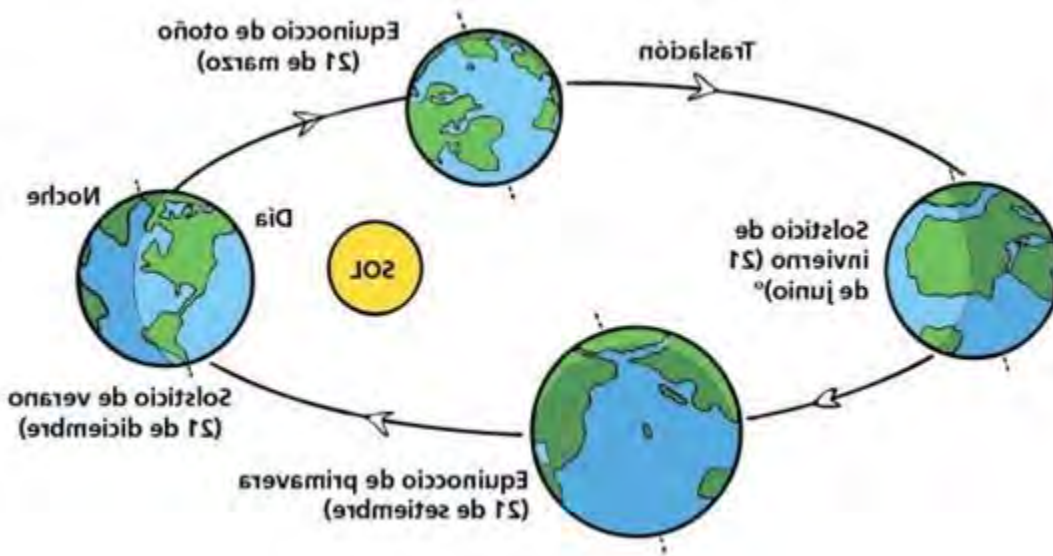


Figura 2-4 Movimiento de la tierra

Una de las cosas más importantes que resaltar:

1. En invierno el sol incide directamente perpendicular al trópico de Capricornio en el hemisferio sur, y el hemisferio norte inciden en diagonal dado a que la inclinación de la tierra perjudica, reduciendo las horas sol en el día. El 21 de diciembre es el día donde más evidente es esto y se conoce como *solsticio de invierno*.
2. En verano ocurre un efecto inverso dado que la radiación llega directamente perpendicular al trópico de Cáncer y esto favorece a tener más horas sol en el día. Esto se observa claramente el 21 de junio y se conoce como *solsticio de verano*.
3. En primavera y otoño el sol incide perpendicularmente al ecuador, por lo tanto, la inclinación no afecta, por eso existen las mismas horas en el día que en la noche, estos días son 21 de marzo y 21 de septiembre conocidos como Equinoccio primavera y de otoño.

Durante la rotación la tierra existe variación de la intensidad de los rayos solares dependiendo la hora del día que varían desde 0.0 W/m^2 en el amanecer como al anochecer, hasta un valor máximo donde el sol incide perpendicularmente a la superficie del captador, es decir; cuando más bajo se encuentra el Sol con respecto al horizonte, más recorrido realiza la radiación a través de la capa atmosférica y por lo tanto existen más pérdidas por gases de la atmosfera. A la recta imaginaria perpendicular entre el sol y el captador se le conoce como **CENIT**. Cuando el sol se encuentra en cenit del captador la trayectoria del rayo solar es más corta, la masa de aire es pequeña y haciendo que el captador reciba la máxima irradiancia en el día como se aprecia en Figura 2-5.

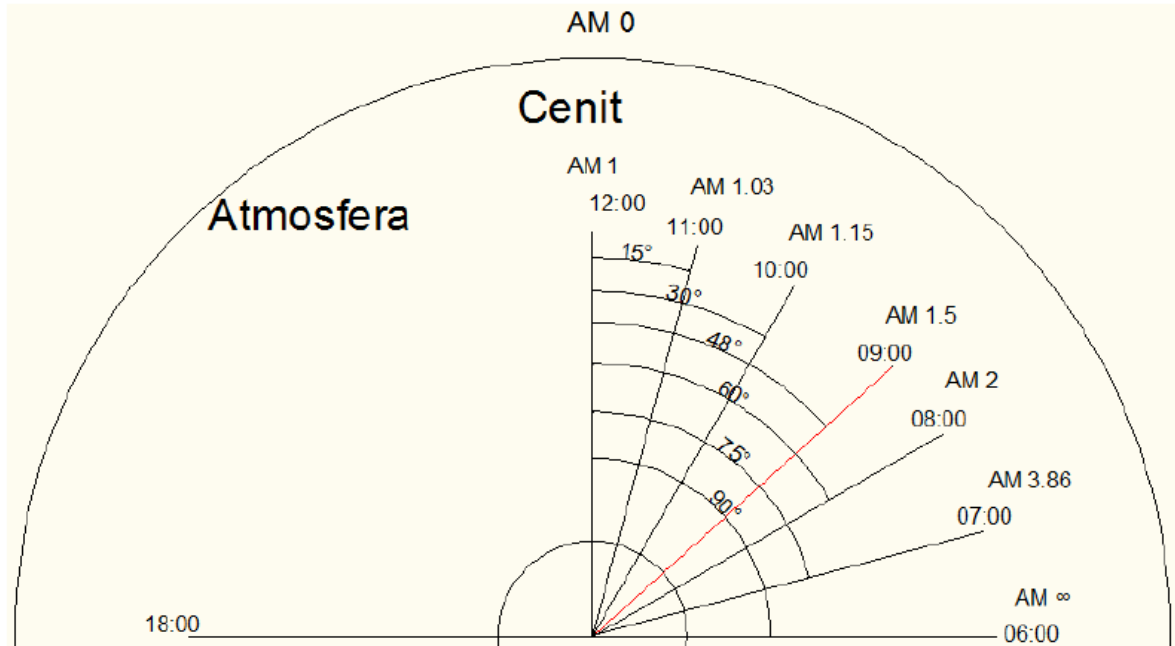


Figura 2-5 Trayectoria solar

La MA se calcula como:

$$MA = \frac{1}{\cos\theta} \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde:

θ = Angulo formado entre el cenit y el rayo solar.

I = valor ideal del MA cuando el rayo está en el cenit

Lo paneles solares vienen en un valor eléctricos, por convenio para una masa de aire de 1.5 la cual corresponde a un ángulo de 48.18°.

Orientación y Hora pico

Con el fin de obtener la máxima cantidad de irradiación solar los paneles se deberán orientar en dirección al sol, es decir; si se encuentran en el hemisferio Norte los paneles tendrán orientación hacia el sur con una inclinación aproximada a la latitud de la zona, para recibir los rayos de forma más perpendicularmente posible, dicho de otra manera; Un espectador ubicado en sitio en el hemisferio norte observara siempre al sol inclinado en el Sur, en consecuencia el panel deberá estar orientado al Sur. Para aumentar la eficiencia del panel los rayos deberán caer perpendicularmente a él y esto se logra inclinando al mismo.

$$i = [(L - \beta) - \delta] \quad \text{Ecuación 14}$$

i = Ángulo incidencia del rayo solar.

β = Ángulo entre la horizontal y el panel.

L = Latitud del lugar.

δ = Ángulo que varía entre -23.5° y $+23.5^\circ$ según la época del año.

- ❖ Cuando los rayos solares incidan perpendicularmente sobre el panel, el ángulo de incidencia tendrá un valor de 0 ($i = 0^\circ$)

$$\delta = L - \beta$$

Ecuación 15

Si el panel se inclina igualando el ángulo de la latitud del sitio [$L=\beta$], el rayo solar con él i cambiará al igual que el ángulo de declinación, vale mencionar que durante los equinoccios de primavera y otoño tendrá un ángulo de 0° , mientras en solsticio de verano $+23.5^\circ$ por encima del cenit del captador y he inverso en solsticio de invierno esta -23.5° debajo del cenit del panel.

Para aumentar la eficiencia del panel los rayos deberán caer perpendicularmente a él y esto se logra inclinando al mismo. Esto se aprecia muy claramente en la figura 2-6 incidencia de rayos solares en donde se representa a la irradiancia como un conjunto de rayos que llegan a la superficie.

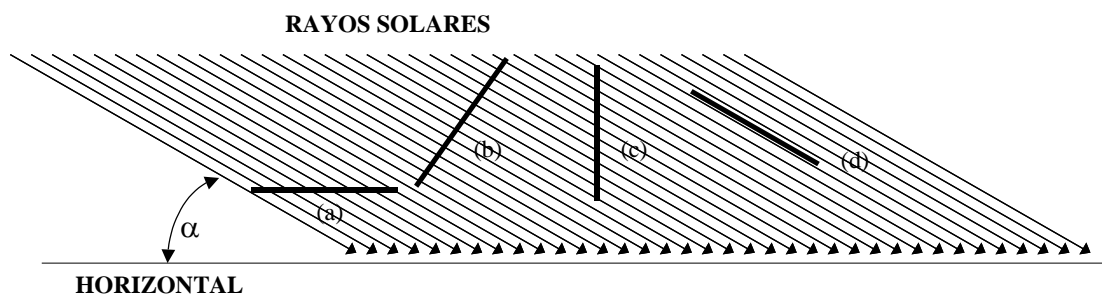


Figura 2-6 incidencia de rayos solares

Fuente (Juárez, 2007)¹⁰

Suponiendo que el panel mide una sección de x longitud, la máxima cantidad de rayos que intercepta dependerá de la orientación de este, cuando el panel este paralelo a los rayos solares (Figura 2-6-d) la captación llega a 0, con un ángulo de 90° absorbe aproximadamente 12 rayos, con un ángulo menor absorbe 15 rayos aproximadamente y si el captador queda completamente horizontal solo infieren 7 rayos (Figura 2-6-a).

Con un panel fijo, la irradiancia mayor se dará cuando los rayos incidan perpendicular a la superficie del panel la cual se logra en un solo momento del día. Con una

¹⁰ Aarón Sánchez Juárez, Curso Bombeo de Agua mediante Sistemas Fotovoltaicos, 2007, Zacatecas

orientación hacia el sur, la irradiancia máxima se presentará a mediodía solar y la insolación se almacenará desde la mañana hasta el anochecer.

Con una orientación hacia el este (ángulo de -90° conforme al sur), la radiación directa será solamente medio día, esto quiere decir que la insolación solo se utilizara desde la mañana a medio día. Con una orientación hacia el este, la irradiancia solo se tendrá en la tarde, acumulando energía desde el mediodía hasta el amanecer.

❖ Hora pico

La irradiancia del sol sobre una superficie en cualquier día puede comportarse en una forma de campana en una gráfica (Figura 2-7). Se toma como día claro la ausencia de nubes

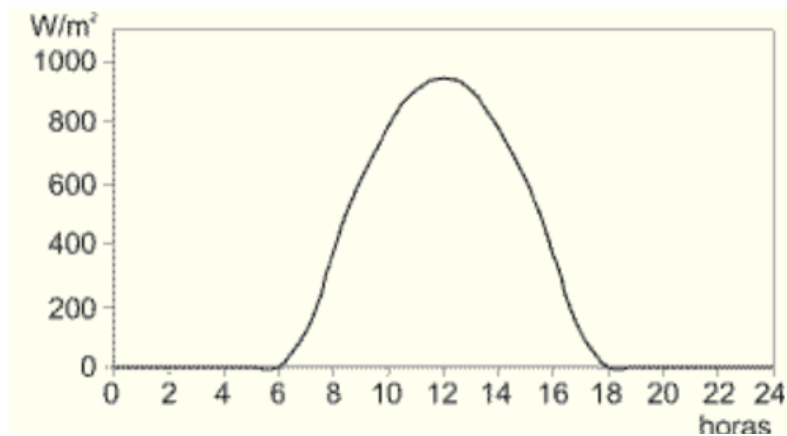


Figura 2-7 distribución irradiancia solar en un día claro

Dado que el área bajo la curva de la gráfica irradiancia/tiempo es la insolación, el recurso solar corresponde a esta área del rectángulo cuya base es el tiempo (horas) donde el sol ha estado brindando energía con una intensidad de 1000 W/m^2 y representa la energía solar disponible en el lugar a lo largo del día.

Con el fin de facilitar cálculos, se considera que un captador en forma horizontal capta una irradiancia aproximadamente constante de 1000 W/m^2 bajo condiciones ideales de día claro, nivel del mar y alineando el sol al cenit del captador. Como resultado, a la cantidad de energía recibida por el panel en una hora se llama hora solar pico (HSP).

$$1 \text{ hora solar pico} = 1000 \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2} \quad \text{Ecuación 16}$$

Para el dimensionamiento fotovoltaico, es importante conocer el RS diario promedio del sitio. Por lo cual, hay varias bases de datos con la información necesaria algunas de paga y otras públicas. La base de datos que se utilizara serán los proporcionados por la NASA en

el sitio de internet *Surface meteorology and Solar Energy* con el sitio web <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/> la cual contiene datos meteorológicos muy útiles para el dimensionamiento de SFV, de esta base de datos la radiación solar será utilizada en el trabajo.

2.2 Tecnología Solar Fotovoltaica.

Dentro de las energías renovables, la energía solar fotovoltaica es la que a tenido un auge notable, debido al aumento de la contaminación y al incremento de las energías convencionales. La energía solar ha sido aprovechada por el ser humano por medio de dos procesos:

- ❖ Fototérmico:
El proceso por el cual se calientan fluidos y genera calor
- ❖ Fotovoltaico:
Conversión directa de la energía solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico y esta se divide en dos grandes ramas; sistemas fotovoltaicos autónomos y sistemas fotovoltaicos con interconexión a la red general de la compañía eléctrica.

Los dispositivos utilizados para la transformación de la luz solar en energía eléctrica se llama generadores fotovoltaicos (panel fotovoltaico) y la unidad mínima se conoce como celda solar. Las cuales funcionan bajo el principio de conversión de energía o efecto fotovoltaico.

Efecto fotovoltaico.

Una instalación fotovoltaica es aquella que transforma la radiación solar en electricidad para su aprovechamiento en viviendas y en instalaciones determinadas. El principio por el cual se basa la energía solar fotovoltaica en el efecto fotoeléctrico y consiste en la cantidad de electrones que es capaz de proporcionar un metal al recibir la radiación solar en forma de fotón.

$$E = h * f \quad \text{Ecuación 17}$$

Donde:

E = Energía recibida de los fotones.

h = Constante de Planck = $6.62 * 10^{-34}$ J.s.

f = frecuencia en Hz o ciclos/segundo.

Las celdas solares representan la unidad mínima de elemento de conversión de energía solar en un generador fotovoltaico, el cual se forma de un material semiconductor

generalmente se componen por Silicio, el cual se compone de 4 electrones en su última capa por lo cual se denominan metal de grupo IV. Estos se unen a otros átomos de alrededor formando grupos de 8 electrones y generan una red cristalina como se observa en la Figura 2-8. Esta estructura es estable y no permite el paso de corriente, pero cuando se añade una cantidad de impurezas metales de familia III¹¹ con lleva una ausencia de electrón para la red por lo tanto la familia V¹² resulta con un exceso de electrones en la red cristalina.

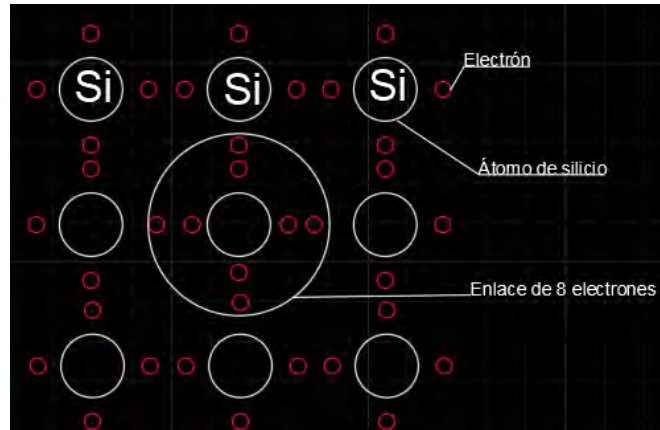


Figura 2-8 átomo de Silicio y red cristalina

Fuente elaboración propia

Al unir las dos zonas se genera al centro una unión de electrones-huecos¹³, generando un campo eléctrico permanente que no permite el paso de corriente. La capa N¹⁴ recibe los rayos solares. Los fotones rompen la unión electrón-hueco el campo eléctrico los separa llevando los electrones a la capa N y los huecos a la capa P¹⁵. Se instala un conductor en cada extremo donde fluye la corriente eléctrica de P a N, como se observa en la Figura 2-9.

¹¹ Familia III corresponden a los elementos del grupo 3 de la tabla periódica. Los átomos de estos elementos tienen gran tendencia a oxidarse y son muy reactivos, predominando el estado de oxidación +3

¹² Familia V corresponden a los elementos del grupo 5 de la tabla periódica. Los átomos de estos elementos tienen gran tendencia a oxidarse y son muy reactivos, predominando el estado de oxidación +5

¹³ Hueco es la falta de un electrón.

¹⁴N es la capa que contiene más electrones quedando con carga negativa.

¹⁵P es la capa que pierde electrones quedando con carga positiva.

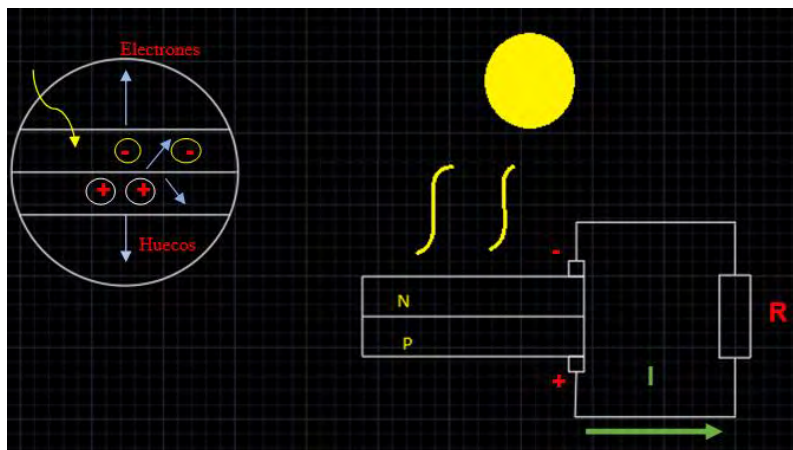


Figura 2-9 incidencia de fotones y corriente eléctrica

La luz del sol se conforma de fotones los cuales tienen energía capaz de arrancar a los electrones, la energía mínima para poder generar una corriente eléctrica son valores de 1.5 eV (electrón-volt), que permiten superar el gap de energía o el ancho de la banda prohibida (E_g). Los materiales utilizados en paneles tienen una E_g menor a 1.5 eV la energía sobrante se disipa en forma de calor, si se utiliza materiales con más de 1.5 eV solo pocos fotones tienen más energía, por lo tanto, se consigue poca corriente.

Celda solar y parámetros eléctricos

Una de las partes fundamentales en una Instalación fotovoltaica (IFV) es el panel solar. El cual tiene como función transformar la energía solar en energía eléctrica. Este se compone de un número variable de celdas solares, las cuales se conectan eléctricamente en serie, el número de celdas dependerá el voltaje de salida del panel. Las celdas Solares se fabrican con silicio de alta pureza dado que es un material abundante en la arena. El lingote es rebanado en placas delgadas (obleas), con un espesor típico de que oscila en el rango de 300 μ m (0.3mm).

La celda se forma de una unión interna de dos capas de silicio, una cargada con exceso de electrones capa N una fina capa aproximada de 0.5 μ m, en la red cristalina de esta se sustituyen silicio por fósforo cediendo electrones. Lo que resta de la oblea se impurifica con átomos de boro generando una deficiencia de electrones.

En 1954 se reporta la primera celda de silicio cristalino, a partir de ese momento el crecimiento de la tecnología Fotovoltaica (FV) ha sido formidable, tanto en la investigación y aplicaciones en la actualidad. En la actualidad los tipos de paneles en el mercado son:

1) Panel solar monocristalino:

Son las que proporcionan mayor rendimiento en el mercado, con un 20% en fabricación en serie y con 24% en laboratorio. Se obtienen de silicio puro dopado con átomos de boro.

2) Panel solar policristalino:

Con un rendimiento del 12 al 15%, formados por el agrupamiento de cristales de silicio. Tiene un aspecto de una combinación de cristales de tonos azules variados y grises metálicos brillosos.

3) Panel solar amorfos:

Con un rendimiento menor al 10%, a diferencia de los anteriores estos tienen maleabilidad.

4) Panel solar de sulfuro de cadmio y sulfuro:

La ventaja de estos paneles es su proceso fácil de fabricación dado que utiliza poco material activo, los rendimientos máximos obtenidos en laboratorio no superan el 10%.

5) Paneles solares de arsénico de galio:

Son los mejores para la fabricación en paneles con un rendimiento térmico cercano del 27-28% en su versión monocristalina, pero el mayor inconveniente es la escasez de material.

Parámetros eléctricos.

Una celda expuesta a luz genera electricidad: en otras palabras, de las terminales eléctricas se genera un voltaje el cual puede ser medido si las celdas se mandan a corto circuito y circula una corriente eléctrica, el funcionamiento de una celda se representa mediante una curva característica I-V que define su comportamiento representado en Figura 2-10.

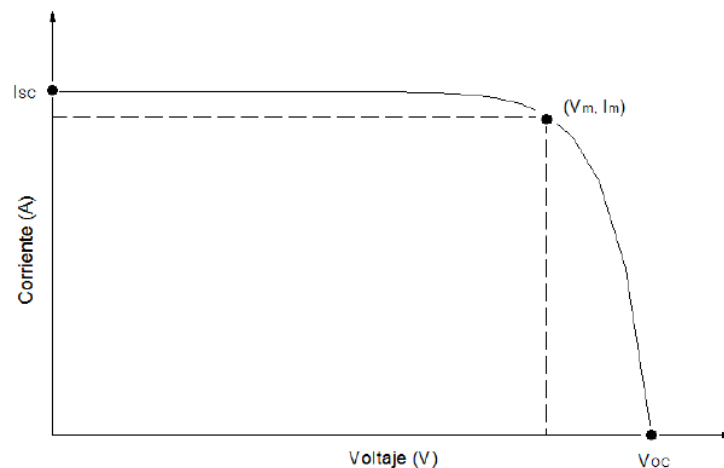


Figura 2-10 Curva característica I-V

❖ Voltaje a circuito abierto [V_{CA}]:

Es el voltaje máximo que produce una celda solar y es medido cuando no existe ningún circuito conectado en la celda. En ese momento la resistencia es extremadamente elevada y no existe corriente dado a que el circuito está incompleto y la celda no se conecta a ningún elemento.

❖ Corriente a corto circuito [I_{cc}]:

Esta corriente se mide cuando no existe ninguna resistencia en el circuito eléctrico y es la corriente máxima generada por la celda.

❖ Resistencia de carga [R_L]:

Cualquier elemento resistivo que es alimentado por la celda. Este elemento contendrá un voltaje de operación [V_{OP}] y necesita una corriente para su operación [I_{OP}] y esta dependerá del valor de R_L . Para cada elemento resistivo R_L existe un voltaje de operación y una corriente de consumo.

Hay un valor de resistencia en el cual existe un punto donde el producto del voltaje y la corriente alcanzan un máximo valor, en este punto se define la máxima potencia generada por una celda solar [P_M], en este punto máximo corresponde un voltaje [V_M], cuyo valor siempre será menor que V_{OC} y corriente [I_M] concretos este valor será siempre menor a I_{CC} .

Siendo:

$$W_P = P_M = I_M \times V_M \quad \text{Ecuación 18}$$

W_P : Potencia pico.

Esta potencia se considera como la potencia nominal, la cual debería ser generada por el panel en condiciones estándares.

❖ Eficiencia de conversión (rendimiento [η]).

El rendimiento define como la relación entre la máxima potencia generada por la célula y la potencia de iluminación sobre incide sobre ella, se acostumbra a manejarse como porcentaje.

$$\eta = \frac{P_M}{W_r S} \quad \text{Ecuación 19}$$

Donde:

S = Superficie

W_r = Irradiancia estandar que equivale 1000 W/m^2 .

Sustituyendo ecuación 11 en 12

$$\eta = \frac{I_M \times V_M}{W_r S} \quad \text{Ecuación 20}$$

La forma de una curva I-V se puede establecer como un factor geométrico conocido como Factor de Forma [FF].

$$FF = \frac{I_M \times V_M}{I_{CC} \times V_{CA}} \quad \text{Ecuación 21}$$

La unidad es máximo valor que puede tener FF , las celdas de alta eficiencia tienen valores aproximados de 0.85 y las de baja eficiencia valores inferiores a 0.5. Conociendo que los valores I_{SC} y V_{OC} es posible conocer la potencia en el punto máximo, debido a que:

$$P_{mpp} = FF * I_{SC} * V_{OC} \quad \text{Ecuación 22}$$

Efecto de Temperatura e Irradiancia

Dado a que las celdas deben estar expuestas a los rayos del sol se calientan, así incrementa su temperatura afectando las características eléctricas de la misma. En la Figura 2-11 se visualiza el comportamiento de la curva a diferentes temperaturas, lo que cabe destacar que durante varia la temperatura la I_{SC} incrementa ligeramente pero el valor de V_{OC} disminuye.

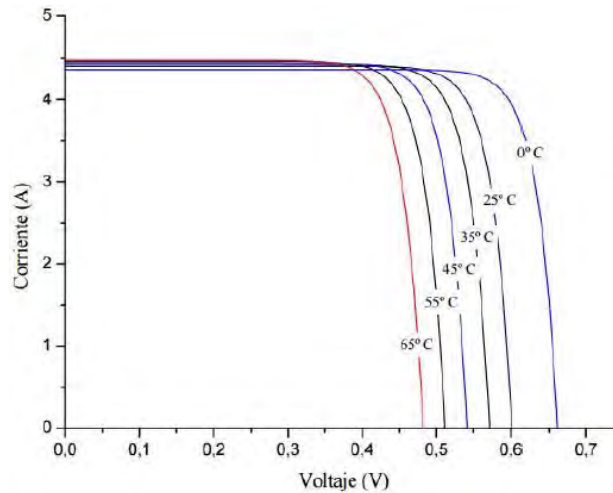


Figura 2-11 Curva I-V a diferentes temperaturas.

Fuente (Barrio, 2017)

La variación de la magnitud de la irradiancia $[G]$ afecta los parámetros eléctricos de la celda solar (Figura 2-12), se ven cambios mínimos en el valor de V_{OC} el cual parece estar casi como constante para una amplia gama de valores de irradiancia, por otro lado, los valores de I_{SC} cambian notablemente en proporción con la irradiancia recibida.

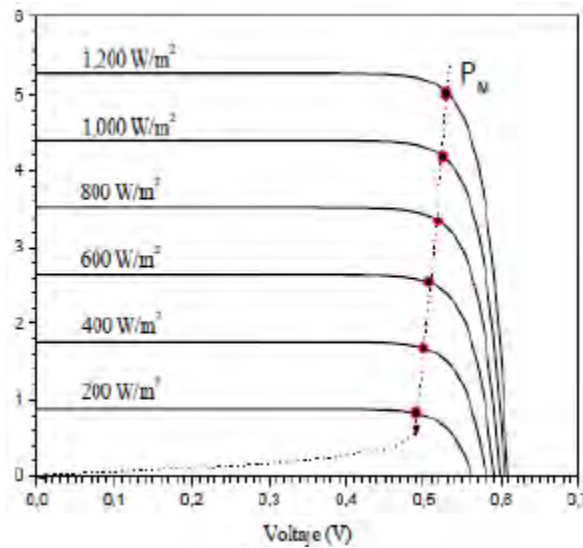


Figura 2-12 Curva I-V a diferentes irradiancias.

Fuente (Barrio, 2017)

2.3 Sistemas fotovoltaicos.

Las celdas son muy pequeñas, vulnerables e insuficientes para alimentar a cargas convencionales. Por lo cual se necesita fabricar agrupaciones en paralelo y serie, para otorgar la corriente y voltaje necesarios. Un módulo fotovoltaico es una agrupación de celdas a las cuales se protegerán de la intemperie y se aíslan eléctricamente del exterior, añadiendo rigidez mecánica.

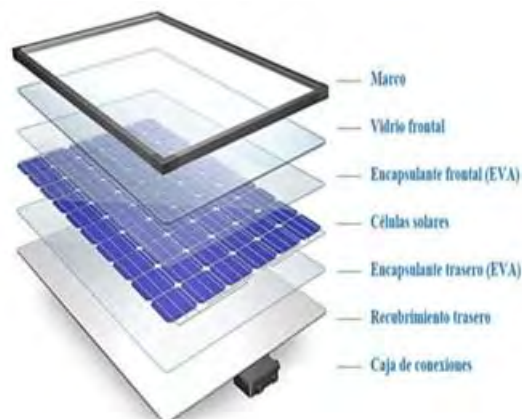


Figura 2-13 Estructura Panel FV

En la actualidad hay una infinidad de módulos diferentes, debido a la configuración eléctrica, características estéticas y estructurales, pero en general; los paneles se componen de células encapsuladas en dos capas de EVA (etileno-vinilo-acetato), una lámina de vidrio templado con bajo nivel de hierro y un recubrimiento de polímero termo plástico. Habitualmente se enmarca en un estructura o marco de aluminio anodizado con la finalidad

de incrementar la resistencia mecánica y facilitar el anclaje del módulo a las estructuras (Figura 2-13).

El vidrio frontal debe otorgar una alta transmisividad para la transferencia de fotones en las celdas solares, una buena resistencia a impactos y abrasión. Debe tener una superficie con ausencias de bordes y desniveles para evitar la acumulación de polvo u suciedad y facilite la limpieza de este con la ayuda del viento y lluvia.

El encapsulado a base de EVA, mezclado con un tratamiento al vacío y las capas superiores e inferiores, evita la intromisión de humedad al módulo. La causa principal de la degradación de los módulos.

Hace algunos años las principales configuraciones eléctricas de módulos fotovoltaicos se empleaban 36 celdas en serie para la obtención de potencias eléctricas que varían de los 50 Wp-100Wp y tensiones en MPP próximas a los 15 V, estos módulos eran adecuados para su acoplamiento con baterías de 12 V tensión nominal.

Para las tecnologías fotovoltaicas actuales existen normas internacionales que establecen los requisitos para evaluación de diseño y construcción apropiados para módulos en operación y expuestos a intemperie por tiempos prolongados. Los módulos comerciales deberán cumplir con la norma internacional IEC 61215-1 a 4 "Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-4", esta norma evalúa los módulos de silicio Cristalino, Telurio de cadmio (CdTe), silicio amorfo (a-Si) y cobre indio galio y selenio (CIS o CIGS).

Comportamiento térmico del módulo y Punto caliente.

Para conocer el moldeado del funcionamiento de un módulo fotovoltaico se deben tomar en cuenta las siguientes suposiciones, las cuales son semejantes para las celdas solares (Lorenzo, 2014):

- ❖ Las resistencias en serie son independientes a las condiciones en operación.
- ❖ Los efectos de resistencia en paralelos son despreciables.
- ❖ La corriente generada es igual a la corriente de corto circuito
- ❖ Cualquier de las condiciones de operación $\exp\left(\frac{V+I \cdot R_s}{V_t}\right) \gg 1$

Un módulo fotovoltaico se compone de N_{CP} ramas en paralelo y N_{CS} celdas en serie, se considera que el módulo se compone de celdas similares, la corriente del módulo $I_m = N_{CP} * I_C$ y el voltaje del módulo es $V_m = N_{CS} * V_c$, donde I_C y V_c son la corriente y el voltaje de la celda. Con estas suposiciones, la curva característica del módulo se representa por:

$$I_m = I_{CS} * \left(1 - \exp\left(\frac{V_m - V_{oc} + I_m * R_s}{V_t}\right)\right) \quad \text{Ecuación 23}$$

Para moldear un módulo se supondrá que la corriente de corto circuito de penderá únicamente y de forma lineal a la irradiancia.

$$I_{sc} = G_{ef} * \frac{I'_{sc}}{G_{stc}} \quad \text{Ecuación 24}$$

El voltaje a circuito abierto dependerá únicamente de la temperatura de la célula, el cual descenderá linealmente con ella:

$$V_{oc}(T_c) = V'_{oc} + (T_c - T'_c) * \frac{dV_{oc}}{dT_c} \quad \text{Ecuación 25}$$

Si no existe información otorgada por el fabricante, es utiliza para los módulos de silicio cristalino el valor de:

$$\frac{dV_{oc}}{dT_c} = -2.3 \frac{mV}{\text{célula}^\circ C} \quad \text{Ecuación 26}$$

Sistemas Fotovoltaicos interconectados a la red (SFIR).

La principal función de un Sistema fotovoltaico interconectado con la red (SFIR) es la producción de energía eléctrica en condiciones adecuadas para poder ser insertada a la red convencional de energía. Este sistema se compone de un panel o generador fotovoltaico, un inverso de corriente DC/AC y un conjunto de protecciones como elementos básicos ver figura 2-14 Esquema de un SFIR.

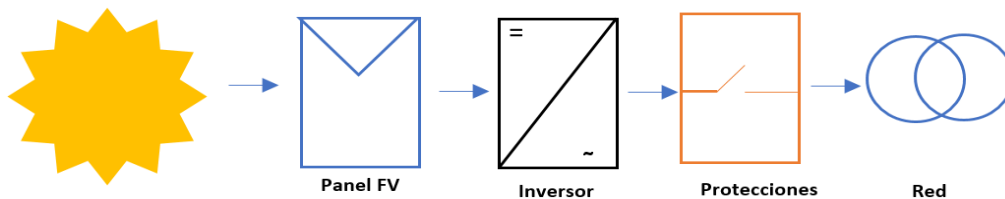


Figura 2-14 Esquema de un SFIR.

Fuente elaboración propia

La energía generada por estos sistemas puede ser consumida por completo o parcialmente, la energía sobrante será inyectada a la red para que esta sea distribuida a diferentes puntos de consumo. Es común la existencia de entidades de retribución económica que compensaran al dueño del SFIR. En el caso de México se deberá acudir a la empresa de energía, actualmente Comisión Federal de Electricidad maneja tres esquemas (contratos) de servicios fotovoltaicos.

Estos servicios se derivan de las disposiciones del Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, Programa Nacional para el aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE) 2014-2018, la ley de transición Energética y a su vez en el programa Especial de Cambio

climático 2014-2018, gracias a ello ahora se puede contar con una propia central eléctrica de generación distribuida y generación limpia distribuida menor a 0.5 MW.

Para realizar dicho contrato de interconexión menor a 0.5 MW se deben cumplir los reglamentos, la metodología de cálculo de contraprestación y especificaciones generales publicadas en el Diario Oficial de la Federación RES/142/2017 el 7 de marzo de 2017:

- 1) Solicitud de interconexión.
- 2) Croquis de la ubicación geográfica de la central eléctrica y coordenadas geográficas.
- 3) Diagrama unifilar de la central eléctrica y en caso especial los centros de cargas que existirán en los puntos de interconexión/conexión.
- 4) Ficha técnica del generador
- 5) Ficha técnica y certificado del inversor
- 6) Copia del último recibo sin adeudos.

Se cuentan con tres esquemas de contratos:

Medición Neta de Energía (Net Metering):

El sistema genera y consume energía en un mismo contrato de suministro. La energía generada se compensa con la consumida y se realiza una única facturación.

Facturación Neta (net billing).

La energía que se adquiere de CFE se factura independiente a la energía generada, estas no se compensan. Se debe contar con un contrato de suministro.

Venta Total.

La energía total generada se vende a CFE. No existe contrato de suministro.

Inversores DC/AC

La energía o corriente generada por un panel fotovoltaico es corriente continua, la cual debe ser acondicionada para el perfecto acoplamiento a la red eléctrica. A este equipo acondicionador de energía se conoce como inversor (CC/CA), en el cual se convierte una corriente continua a corriente alterna con ciertos requerimientos de tensión, frecuencia, distorsión armónica de tensión y corriente, eficiencia y rendimiento.

El proveedor debe otorgar las siguientes características en la ficha técnica del inversor:

Potencia nominal y máxima: es la energía en sobre carga que el equipo es capaz de soportar durante un determinado periodo de tiempo.

Punto de máxima potencia (MMP): es el rango de tensiones donde el inversor trabaja sin problemas, si la tensión rebasa el límite de la venta el inversor fija el valor límite para

que no exista alguna consecuencia dañina para el inversor, esto ocasiona pérdidas de energía.

Máxima tensión de entrada: es la tensión máxima que puede soportar el inversor sin sufrir ningún daño.

Tensión nominal de salida: como su nombre indica es la tensión que entrega el inversor y se puede conectar a la red.

Eficiencia máxima: El valor máximo de la relación entre la potencia de entrada y la potencia de salida.

Existen tres categorías de inversores: **Central** el único inversor para el generador, **orientado o de rama** este se dedica a una rama del generador. **Modulo AC** este se dedica a un módulo del generador.

Orientación e inclinación

La orientación en un SFV habitualmente dependerá del hemisferio en donde se quiera instalar el SFV, es decir; si se instala en el hemisferio norte la orientación deberá ser hacia el sur y en el hemisferio sur deberá orientarse al hemisferio norte. La inclinación del panel debe ser tal que maximice la producción anual, de tal manera que se alcanzara la producción prima en los meses de invierno y la máxima producción en los meses de verano.

Para obtener valores de inclinación se debe aplicar la ecuación 6 y 7 descritas en el capítulo 0 los ángulos tanto de latitud e inclinación se encuentra en grados (Barrio, 2017).

Configuración eléctrica.

El dimensionar un SFVIR su principal criterio es un balance de energía, donde la energía que se debe generar es igual o ligeramente menor a la energía producida. Es decir:

$$E_G = \frac{E_C}{\eta_T} \quad \text{Ecuación 27}$$

Donde:

E_G = Energía Generada

E_C = Energía Consumida

η_T = Eficiencia global.

De tal manera que la energía generada por el SFV se puede calcular con una potencia pico [P_p], un rendimiento térmico [R_T], un coeficiente de pérdidas globales (polvo, suciedades y orientación) [R_X] y el recurso solar de la zona [R_S].

$$E_G = P_p * R_S * R_T * R_X \quad \text{Ecuación 28}$$

Las pérdidas conforme al efecto de temperaturas se calcularán mediante el rendimiento térmico del módulo que se escogió:

$$R_T = 1 - \Delta P \quad \text{Ecuación 29}$$

Donde:

$$\Delta P = \frac{-\partial P}{\partial T} * \frac{\Delta T}{100} \quad \text{Ecuación 30}$$

$\frac{\partial P}{\partial T}$ = coeficiente de pérdidas por temperatura de potencia en el módulo.

ΔT = Diferencia de temperaturas

$$\Delta T = T_{celda} - T_{STC} \quad \text{Ecuación 31}$$

$$T_{celda} = T_{ambiente} + C_1 * G \quad \text{Ecuación 32}$$

$T_{ambiente}$: Temperatura máxima registrada en el año del sitio.

T_{STC} = 25°C

G : irradiancia máxima asociada al día más caliente

$$C_1 = \frac{T_{NOCT} - 20^\circ C}{800 \text{ W/m}^2} \quad \text{Ecuación 33}$$

T_{NOCT} = Numero proporcionado por el fabricante

Para el acoplamiento del inversor a los paneles se deben escoger un numero de modulo en serie y un número en paralelo.

Módulos en serie:

Como se ha visto anterior mente el inversor está diseñado para soportar una máxima tensión en la entrada, superarla leva al daño del equipo. Se debe respetar el umbral del voltaje del inversor, esto se logra dividiendo el voltaje nominal del inversor entre el voltaje en el punto de máxima potencia del módulo.

$$N_{smax} = \frac{V_n(\text{inversor})}{V_{MP(\text{módulo})}} \quad \text{Ecuación 34}$$

En caso de no especificar un voltaje nominal se realizará la suma del voltaje máximo y voltaje mínimo entre dos:

$$V_n = \frac{V_{min} + V_{max}}{2} \quad \text{Ecuación 35}$$

Ramas en paralelo.

Al construir el inversor el fabricante selecciona los materiales adecuados para soportar una corriente máxima. El inversor es capaz de autoprotgerse de corrientes superiores a la admisibles. No obstante, se debe elegir un numero de módulos en paralelo que no sobre pase el umbra para que el inversor trabaje en su optimo operación.

$$N_{P \max} = \frac{I_{\max \text{ inversor}}}{I_{sc \max \text{ del mes mas caliente}}} \quad \text{Ecuación 36}$$

3 Bombeo de Agua.

3.1 Introducción:

Es conocido que las fuentes de agua dulce están integradas por mantos superficiales (formados por los ríos y las lagunas) y mantos subterráneos. Alrededor del 22% del agua dulce del planeta se encuentra en forma freática contenida en los intersticios¹⁶ o fisuras de rocas en el subsuelo (denominado acuífero). Estos mantos freáticos se encuentran a una gran variedad de profundidades, con diferentes capacidades volumétricas y pureza. Ya que unas de las necesidades básicas del ser humano es el consumo de agua, siempre se ha visto obligado a transportarla desde las fuentes identificadas hacia los sitios de consumo. Una manera tradicional es extraerla manualmente y trasportarla en recipientes (cubo, cubetas, garrafas, etc.), estando el monto energético gastado en función de la profundidad de la cual se extrae el agua, de la distancia al sitio donde se va a consumir y del volumen extraído. A medida en que el volumen requerido se incrementó, el ser humano empezó a idear diferentes mecanismos desarrollando tecnologías para hacer más fácil la extracción del agua, requiriendo éstas, de fuerzas mecánicas para su funcionamiento.

Para el caso de los manantiales o ríos, los acueductos en la antigüedad solucionaban el problema siempre y cuando existiera un gradiente de potencial gravitacional entre la fuente y el sitio de consumo, para que de manera natural, se tuviera la disposición del líquido. Para el caso de fuentes subterráneas, la manera antigua más común y que aún se usa en los medios rurales ha sido la extracción y acarreo manual; sin embargo, conforme el ser humano comenzó a idear e implementar tecnologías, como por ejemplo el tornillo de Arquímedes o las bombas manuales de pistón, se hizo posible la extracción de agua con menor esfuerzo.

Actualmente la extracción o bombeo de agua se puede realizar a través de dos mecanismos: o se impulsa o se succiona; y al dispositivo que se realizan estas acciones se le conoce con el nombre de “bomba”. Para ambas acciones se requiere acoplar al dispositivo de bombeo un mecanismo o “motor” que es impulsado por una fuerza o fuente motriz. Un ejemplo de una bomba de agua que impulsa el líquido es la basada en el “tornillo de Arquímedes”; mientras que una bomba que succiona es la de pistón. Las bombas de pistón que inicialmente eran manuales fueron aprovechadas al acoplarse a veletas eólicas, creándose la tecnología de bombeo basada en la fuerza del viento. Sin embargo, la fuerza del viento ya había sido aprovechada para impulsar agua, a través de ductos, desde sitios de menor potencial gravitacional hacia aquellos de mayor potencial gravitacional usando el “tornillo de Arquímedes”. Ambas tecnologías todavía se comercializan y son muy populares,

¹⁶ Es el espacio hueco entre los granos de una roca.

sobre todo las veletas eólicas en sitios remotos en donde no llega la red eléctrica convencional.

En este capítulo se analiza las partes hidráulicas involucradas en el proceso de bombeo así como las tecnologías asociadas a los sistemas de bombeo de agua y sus rangos de aplicación, entre los cuales está el bombeo de agua municipal.

3.2 Términos Hidráulicos.

Un Sistema de Bombeo de Agua (SBA) convencional está integrado por tres componentes esenciales: El conjunto motor-bomba, las características hidráulicas en el sistema de bombeo y la fuente de fuerza motriz que alimenta al motor. Un diagrama esquemático de un sistema de bombeo se muestra en la figura 3.1

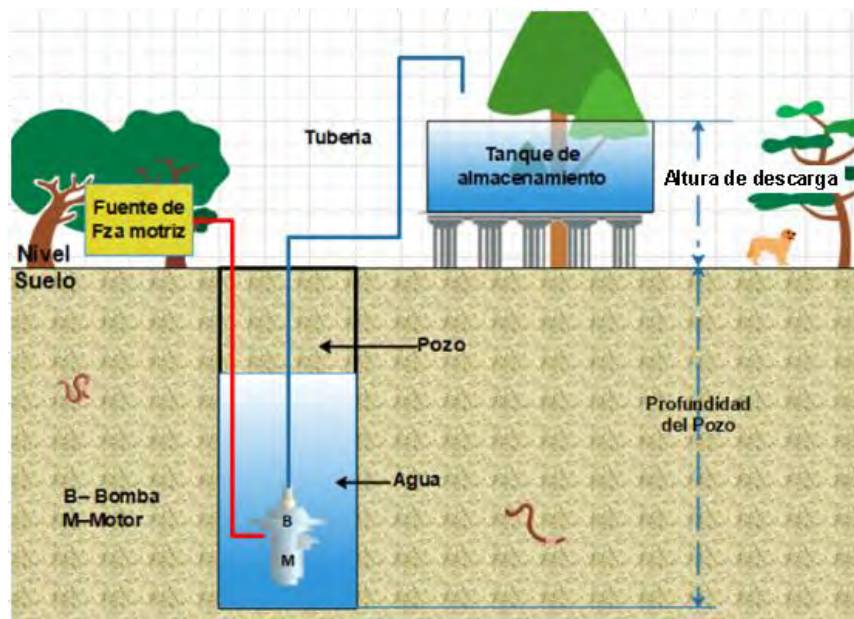


Figura 3-1 Diagrama Básico esquemático sistema de Bombeo.

Fuente elaboración propia

Para que un SBA trabaje extrayendo agua se debe satisfacer que la potencia mecánica del motor acoplado a la bomba sea capaz de vencer la potencia hidráulica asociada en el bombeo, la cual se determina por aquella que es capaz de vencer la fuerza gravitacional ejercida al desplazar un litro de agua con una densidad (ρ) en la unidad de tiempo (el gasto o tasa de bombeo (Q)) a un metro de altura de columna de agua; es decir si Q representa la tasa o razón de bombeo en unidades de litros entre segundos [l/s] y H la altura de la columna de agua que hay que desplazar medida en unidades de metro [m], entonces la potencia hidráulica (P_H) requerida, en unidades de Watt [W], que está asociada al proyecto de bombeo está dada por:

$$P_H = g\rho QH$$

Ecuación 37

Ya que normalmente se requiere un volumen determinado de agua (V) en un periodo de tiempo establecido (T), entonces:

$$V = QT \quad \text{Ecuación 38}$$

En consecuencia de lo anterior, los datos más importantes para diseñar e implementar un sistema de bombeo son la tasa de bombeo, la altura a la cual hay que llevar el agua más aparte otros factores que se oponen al flujo de agua en un ducto que ocasionan fricción y que incrementan la P_H , los que se deben identificar para su cuantificación. Por tal razón es necesario identificar los factores o términos hidráulicos que intervienen en el proceso de extracción y bombeo de agua.

La figura 3-2 muestra un diagrama esquemático de un SB típico convencional donde se pueden apreciar los términos hidráulicos asociados a la extracción de agua que determinan los requerimientos de potencia y energía para dicho

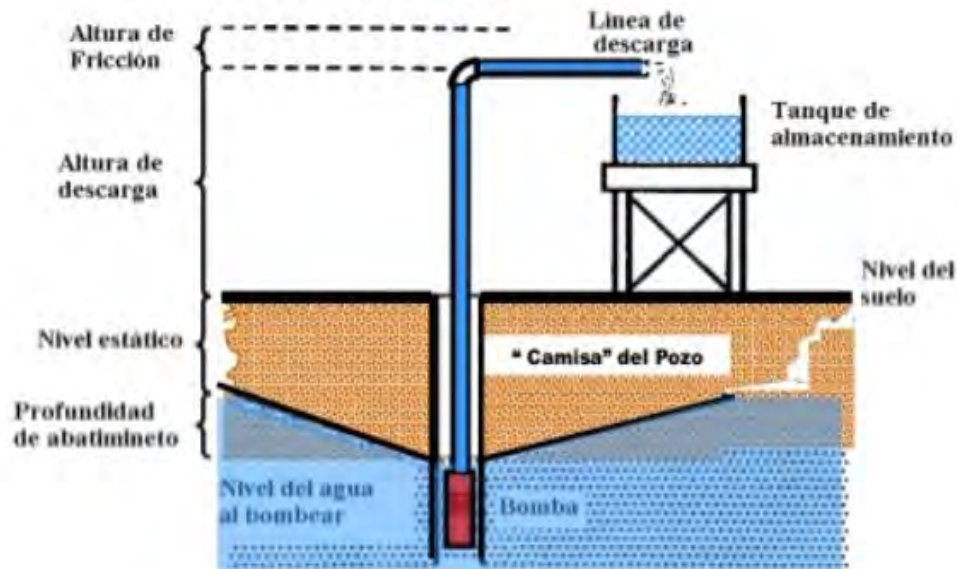


Figura 3-2 Sistema típico de bombeo de agua.

Adaptación de Fuente Aaron Sánchez Juárez.

Para poder medir alturas y profundidades el nivel de referencia establecido será el nivel de suelo o de la superficie en donde está la “boca” del pozo. Cabe mencionar que la magnitud asociada a los parámetros o términos hidráulicos de un SB dependerán de las características físicas de la fuente y necesidades o demanda diaria (volumen por día) del usuario.

Los términos hidráulicos más comunes son los siguientes:

- ❖ **Demanda o requerimiento de agua o volumen de agua (V).**

Se refiere a la cantidad de agua requerida por el usuario, en un tiempo determinado, cumpliendo así la necesidad requerida. Esta viene expresada en litros [L], en periodos de día, mes, o temporada.

❖ **Aforo de la fuente¹⁷.**

Es un proceso a través del cual se mide la capacidad de “producción de agua” que tiene una fuente subterránea, recomendando que este proceso se realice fuera de la temporada de lluvias (temporada que es llamada “el estiaje”). Es un dato de valiosa importancia el cual nos indicara cual es el máximo régimen de bombeo al cual puede ser sometido la fuente (Israel, 2013). Se aconseja que el caudal de extracción sea menor o igual al caudal de recuperación, esto garantizara que el sistema de bombeo no seque el pozo y el equipo opere en seco.

❖ **Gasto o razón de flujo (Q):**

Cantidad de agua que se desplaza por un ducto o canal en la unidad de tiempo. Es el producto de la velocidad [v] mediada en metros por segundo [m/s] que atraviesa la sección transversal del ducto o tubería en la unidad de tiempo. Esta velocidad con la cual se desplaza el agua en una sección transversal con un área [S], se expresa por:

$$Q = vS \quad \text{Ecuación 39}$$

Donde:

Q = Gasto o Flujo [l/s o m³/s].

v = Velocidad [m/s].

S = Área [m²].

❖ **Régimen de Bombeo (R_B):**

Se refiere al volumen de agua (V) proporcionado por la bomba por unidad de tiempo (t). Este régimen se mide en [l/s].

$$R_B = V/t \quad \text{Ecuación 40}$$

De esta manera se calcula la capacidad del pozo o noria, y se debe llevar acabo con el régimen de bombeo igual al requerido para cubrir la demanda diaria de agua.

❖ **Diámetro del ademe:**

El ademe es un tubo de plástico o metal que se introduce en el pozo para evitar que sus paredes se colapsen con el tiempo. En pozos viejos se debe corroborar las condiciones en las que se encuentra ya que debe estar en condiciones óptimas para la introducción de una bomba. El diámetro del ademe debe ser mayor al de la bomba.

¹⁷ nivel de caudal mínimo que alcanza un río o laguna en algunas épocas del año, debido principalmente a la sequía.

- ❖ **Espejo de agua:**
Superficie en reposo del agua dentro del pozo o noria.
- ❖ **Nivel estático del agua (N_e).**
Es la profundidad a la cual se ve el espejo de agua. Es la distancia medida desde el nivel de superficie hacia el espejo de agua y se mide en unidad de longitud: metro [m].
- ❖ **Nivel dinámico (N_d):**
Es la profundidad a la cual se ve el espejo de agua cuando se está en proceso de extracción. Es la distancia medida desde el nivel de superficie al espejo de agua durante el proceso de bombeo, este se mide en metro [m].
- ❖ **Nivel de abatimiento (N_a):**
Es la diferencia entre el nivel estático y nivel dinámico. Generalmente en los pozos durante la extracción de agua se mide el nivel de abatimiento y se reporta en la bitácora de extracción para diferentes tasas de bombeo. En el caso que no se tenga dicho dato es necesario medirlo, ya que la bomba siempre deberá estar sumergida para evitar la operación en seco. Se mide en unidad de longitud: metro [m].
- ❖ **Altura de descarga (A_d):**
Es la altura medida desde el nivel de superficie hasta la parte más alta a donde se enviará el agua para su almacenamiento. Se mide en unidad de longitud: metro [m].
- ❖ **Profundidad de Succión¹⁸:**
Este término se utiliza para bombas que están fuera del agua instaladas sobre el nivel de superficie y representa la capacidad de la bomba para succionar el agua desde una profundidad dada. Se mide en unidad de longitud: metro [m].
- ❖ **Distancia de la fuente de agua al tanque de almacenamiento:**
Se recomienda que esta sea lo más corta posible para reducir las pérdidas por fricción cuando el agua se desplaza por las paredes de la tubería. Se mide en unidad de longitud: metro [m].
- ❖ **Calidad del agua:**
Este es un aspecto que está relacionado con la cantidad de sólidos suspendidos, aspectos fisicoquímicos y bacteriológicos. Tanto los sólidos suspendidos como sus propiedades fisicoquímicas afectan los elementos de bombeo como lo son los impulsores, diafragmas o sellos de la bomba.
- ❖ **Altura de fricción (A_f):**

¹⁸ Este término solo se utiliza cuando se utiliza en un equipo de bombeo superficial.

Distancia adicional que se debe considerar debido a la fuerza de fricción que opone al flujo de agua, esta se presenta por las paredes de las tuberías, codos, conexiones y válvulas.

La mayor parte de los parámetros mencionados se encuentran basados en el concepto físico asociado al trabajo que se debe realizar para elevar un volumen de agua a una cierta altura, en contra la fuerza de gravedad o atracción gravitacional. En hidráulica a esta fuerza que se necesita para realizar un trabajo se conoce como **Carga Hidráulica**.

❖ **Carga Hidráulica (C_H)**

Distancia a la cual se debe elevar el agua desde el nivel de bombeo hasta la altura donde se necesite (altura de descarga). Representada en metros [m].

Considerando las anteriores definiciones para los términos hidráulicos se puede establecer la analogía entre distancias de columna de agua y cargas hidráulicas de la manera siguiente:

❖ **Carga Hidráulica Estática (C_{HE}):**

Es la suma de las columnas de agua asociadas al nivel estático (N_e) y la altura de descarga (A_d), midiéndose en unidad de metro de columna de agua.

❖ **Carga Hidráulica Dinámica (C_{HD}).**

Esta carga aparece durante el proceso de bombeo y se determina sumando el nivel de abatimiento (N_a) con la altura por fricción (A_f) que es el resultado de la suma de las fuerzas que se oponen al movimiento del agua por las paredes de los ductos, es decir, la resistencia del flujo de agua que aparece por la rugosidad de la tubería y componentes hidráulicos como codos y válvulas.

❖ **Carga Hidráulica dinámica total (C_{HDT})**

Se establece el concepto de carga dinámica total como la suma de la carga hidráulica estática (C_{HE}) con la carga hidráulica dinámica (C_{HD}).

$$C_{HDT} = C_{HE} + C_{HD} = N_e + A_d + N_a + A_f \quad \text{Ecuación 41}$$

La altura de la columna de agua asociada a la fricción que oponen las paredes de los ductos, que ocasiona la aparición de una fuerza que se opone al movimiento del fluido, está íntimamente relacionada con la rugosidad, la longitud L y diámetro de la tubería D y la tasa de bombeo Q . La rugosidad depende directamente del material utilizado en la fabricación de tuberías¹⁹, mientras que la longitud de la tubería está determinada por el proyecto de bombeo (distancia que recorre el agua desde la entrada de la bomba hasta el punto de descarga: longitud L de tubería). Además es importante tomar en cuenta el diámetro (D)

¹⁹ Tubería de acero genera una diferente fricción a tubería de plástico (PVC). Revisar valores de pérdidas por fricción anexo 1 Tabla A-1.1→A-1.3

de la tubería el cual influye en la fricción ya que entre más estrecha mayor resistencia presentará.

Un método simple para evaluar las pérdidas por fricción ha sido proporcionado por M. Mannig quién al analizar las pérdidas de presión en tuberías fabricadas de PVC y hierro galvanizado, encontró que la caída de presión Δp , medida en metros de carga, a la cual llamamos altura de fricción (A_f) está dada por:

$$\Delta p = k_m L Q^2 \quad \text{Ecuación 42}$$

Siendo k_m una constante cuyo valor depende del diámetro de la tubería y del material. En esta expresión la longitud L se mide en metros, el gasto Q en m^3/s , y k_m en unidades $(s/m^3)^{-2}$ para que la caída de presión Δp esté dada en metros de carga. En la Tabla 3-1 se presentan los valores de k_m en unidades de $(s/m^3)^{-2}$.

Tabla 3-1 Valores del constante k_m para aplicarse en la fórmula de Manning.

MATERIAL	DIÁMETRO DE LA TUBERÍA EN PULGADAS				
	0.5	0.75	1.0	1.5	2.0
PVC	9,544,491	1,261,034	291,815	31,282	7,236
Hierro galvanizado	19,909,642	2,631,046	608,849	65,263	15,097

Además de la rugosidad de la tubería, los diferentes aditamentos para conectar la tubería, entre los que destacan las válvulas, codos, uniones, etc., provocan caídas de presión que es preciso considerarlas. Estas caídas también son equivalentes a metros de carga e incrementan la Altura por fricción (A_f). En término de la velocidad del fluido, las caídas de presión (medida en metro) en los aditamentos está dada por:

$$\Delta p = k v^2 / 19.6 \quad \text{Ecuación 43}$$

donde k es un parámetro cuyo valor depende del tipo de aditamento. En el Anexo 2.3 se presenta lo valores de dicho parámetro. Afortunadamente se tiene ya tabulados, desde una manera empírica, cuál es su efecto y las caídas de presión en cada uno de ellos. En los Anexos A-1.1, A-1.2 y A-1.3 se muestra una tabla de pérdidas de presión para algunos aditamentos.

Método por omisión: Existe otro procedimiento aproximado para determinar la caída de presión en una tubería el cual tiene su rango de validez siempre cuando el flujo en la tubería no sea muy turbulento ($Re < 35,000$). Bajo estas condiciones, el método asigna un valor del 2% de la longitud total L de la tubería a la caída de presión, y se especifica como metros de carga. El Procedimiento se usa cuando se carece de las Tablas de caídas de presión o de la información de Manning. Por lo general el resultado es una estimación

conservadora si se asume flujos de bombeo menor de 2.0 l/s, o bien cuando la tubería presenta un diámetro mayor que el de la bomba.

Energía Hidráulica

En problemas de extracción de agua por lo general se pretende encontrar cual es la energía que consumirá un sistema de bombeo (motor-bomba) para elevar un volumen (V) de agua determinado a través de cierta carga hidráulica dinámica total (C_{HDT}). Por comodidad se utilizará el símbolo H para especificar la carga hidráulica dinámica total en un sistema de bombeo, entendiéndose como aquella altura a la que hay que elevar el agua desde la bomba hasta el sitio donde se almacenará, venciendo todas las cargas hidráulicas del sistema.

La energía requerida será igual al trabajo mecánico que debe gastar el sistema motor-bomba independientemente del tiempo de operación, es decir la energía hidráulica (E_H) que consumirá un sistema de bombeo para elevar un volumen de agua (V) en determinado tiempo (t) de bombeo a través de una carga hidráulica (H) no depende de la velocidad a la cual se haga dicho proceso. Por otra parte, la potencia hidráulica (P_H) del sistema motor-bomba si involucra el concepto de tasa de bombeo que está asociada a la velocidad (v) y a la sección transversal del ducto donde fluirá el agua.

Considerando que un litro de agua a 4°C tiene una masa de 1 kg, el trabajo mecánico (T_m) que se requiere para elevar un litro de agua a un metro de altura esta dado por el producto de la fuerza ($F=mg$) que debe aplicarse para vencer la fuerza de tracción gravitacional que se ejerce sobre la masa de un litro de agua, por la distancia a la que hay que elevar dicha masa que es un metro, por lo que se tiene:

$$T_m = 9.8 \text{ Nm}$$

Como 1 Nm = 1 Joule, siendo esta una unidad de energía, y que 1 Joule = 1 Ws, entonces se puede escribir 1 J = 1/3600 Wh; sustituyendo el valor de Joule en la relación anterior se tiene que: $T_m = 9.8 (1/3600) \text{ Wh}$. En consecuencia, se puede establecer que la Energía Hidráulica (E_H) que se debe gastar para elevar 1 litro de agua a 1 metro de altura esta dado por:

$$E_H = (1/367) \text{ Wh.}$$

Dicha energía suele ser representada como:

$$E_H = 1 \text{ l m.}$$

En un sistema de bombeo se conoce como Ciclo Hidráulico (C_H), a la energía que se debe gastar para elevar un volumen (V) de agua a través de una carga hidráulica (H) o altura hidráulica medida en unidades de metros de columna de agua (m); de esta manera, si el

volumen esta dado en litros y la altura en metros, entonces el Ciclo Hidráulico (C_H) se medirá en unidades de ℓ/m . Como Ciclo Hidráulico (C_H) y energía hidráulica (E_H) han sido definidos como equivalentes, entonces;

$$C_H = E_H = VH \text{ en unidades de } \ell/m \quad \text{Ecuación 44}$$

O bien,

$$E_H = \frac{VH}{367} \text{ en unidades Wh}$$

Por otro lado cuando el volumen (V) esta expresado en m^3 y la altura (H) en m, el Ciclo Hidráulico (C_H) suele expresarse en unidades m^4 ($m^3 \cdot m$); mientras que la energía hidráulica (E_H), en sistemas de unidades internacionales eléctricas queda representada con unidad de kWh.

Potencia hidráulica.

Cuando se requiere subir un volumen (V) de agua con una carga hidráulica (H) establecida, con cierto caudal o gasto (Q) medido en ℓ/s , de una forma continua, la Potencia Hidráulica (P_H) necesaria para elevar o bombear un líquido con una densidad (ρ) con unidades kg/m^3 venciendo la fuerza de atracción gravitacional, esta dada por:

$$P_H = g * \rho * Q * H \quad \text{Ecuación 42}$$

Donde:

ρ = densidad del agua.

g = aceleración de la gravedad

Q = Caudal de agua.

Tomando en cuenta que la densidad del agua a $4^\circ C$ equivale a $\rho = 1,000 \text{ kg/m}^3$ o $1 \text{ kg}/\ell$ y el valor de $g = 9.81 \text{ m/s}^2$, se tiene que:

$$P_H = 9.8QH \text{ en unidad de Watt (W)} \quad \text{Ecuación 45}$$

Eficiencia

Cuando en un proceso se involucran los conceptos de trabajo, potencia y energía siempre intervienen factores externos que se oponen a estos y que propician pérdidas de energía. Cuando se realiza un proceso, la energía de entrada (E_E) o administrada será siempre mayor a la energía de salida (E_S), por lo cual se establece una relación entre dichos valores que proporciona, a manera de porcentaje el rendimiento energético del proceso a través del concepto llamado *eficiencia* (η), quedando establecido con la siguiente relación:

$$\eta = \frac{E_S}{E_E}$$

Ecuación 46

Usualmente este valor de eficiencia se representa como un porcentaje, es decir, si un sistema opera con una energía de entrada de 1000W y solo entrega 400W, este proceso tendrá una eficiencia del 40%.

La *eficiencia* (η) de un SB dependerá de factores inherentes al motor, a factores mecánicos de la forma en que el motor impulsa a la bomba, y a factores propios del tipo de bomba. Cabe mencionar que al usuario le interesa la energía que se va a consumir para extraer el volumen (V) de agua requerido a través de la Carga Hidráulica Dinámica Total, y es claro que un sistema de bombeo con eficiencia alta consumirá menor energía comparada con aquel que tenga una eficiencia baja.

Al considerar un SB como un proceso energético, existen tres subprocesos en donde se pueden identificar consumo de energía asociados a los equipos: el motor, la flecha que conecta mecánicamente al motor con la bomba, y el tipo de bomba. Si el SB es electromecánico, se suministra energía eléctrica (E_E) al motor y éste la transforma en energía mecánica (E_M) con cierta eficiencia (η_e). El motor y la bomba están acoplados a través de una flecha montada en rodamientos que presentan determinada fricción que se tiene que vencer para que al final de la flecha, en el punto de acoplamiento con la bomba, se transfiera una energía de Impulso (E_I), es decir, E_M se transfiere a la bomba con una eficiencia de impulso en la flecha (η_f) para tener la E_I . La bomba recibe la E_I y la transfiere al líquido para su succión o impulso con una eficiencia de bombeo (η_b) que establece la tasa de bombeo (Q) a través del vencimiento de la H , teniéndose así el consumo de Energía Hidráulica (E_H). Ya que:

$$\eta_e = \frac{E_M}{E_E}; \eta_f = \frac{E_I}{E_M}; \eta_b = \frac{E_H}{E_I} \quad \text{Ecuación 47}$$

Relacionando estas tres relaciones se tiene que:

$$E_E = \frac{E_H}{\eta_e \eta_f \eta_b} \quad \text{Ecuación 48}$$

Si se define la eficiencia total (η_T) del SB como $\eta_T = \eta_e \eta_f \eta_b$, entonces la energía eléctrica (E_E) que consume un sistema de bombeo motor-bomba para extraer un volumen (V) en un tiempo dado a través de una carga hidráulica (H) esta dada por:

$$E_E = \frac{E_H}{\eta_T} \quad \text{Ecuación 49}$$

En la ecuación anterior, η_T es la eficiencia del sistema cuyo valor lo debe proporcionar el fabricante del sistema de bombeo.

La potencia eléctrica (P_E) que requiere el sistema motor-bomba para vencer la carga hidráulica (H) y extrayendo agua con una tasa de bombeo (Q) estará dada por

$$P_E = \frac{P_H}{\eta_T} = \frac{9.81 QH}{\eta_T}$$

En consecuencia, es importante conocer, para una aplicación de bombeo dada, que tipo de motor y bomba se usara y cuál es su eficiencia global. Los sistemas de bombeo fabricados en México están obligados a cumplir la Norma Oficial Mexicana NOM-001-ENER-2014, NOM-004-ENER-2014, NOM-006-ENER-2015, y publica tanto las curvas de bombeo H vs Q , así como η vs H vs Q , información de gran utilidad en el dimensionamiento y diseño de SB.

3.3 Sistemas de Bombeo, Descripción y Selección del Sistema de Bombeo.

Un sistema de bombeo se compone de dos partes fundamentales: un motor y una bomba acoplados mecánicamente con una flecha. El motor consume cierta energía (E_E) para proporcionar la energía mecánica (E_m) que requiere la bomba, la cual se transmite a ésta a través de la flecha y convierte en energía hidráulica (E_H). Para que el motor pueda funcionar, éste necesita consumir cualquier tipo de potencia, esta puede ser mecánica, eléctrica y en zonas alejadas donde no se cuenta con energía convencional se utilizan animales.

Los sistemas de bombeo convencional más utilizados son los accionados por motores eléctricos, los cuales operan con corriente eléctrica, fuentes combustibles para generar potencia, fuerza del aire, y manuales.

Las bombas manuales son ampliamente utilizadas en lugares remotos a pesar del continuo mantenimiento que estas requieren, pero la aplicación de estas no es muy viable cuando la demanda hidráulica es grande o el pozo es profundo. Por lo tanto cuando existe una carga y demanda mayores de 50 m⁴ se necesita utilizar bombas mecánicas impulsadas por maquinas o motores eléctricos. (Sánchez, 2007).

Dado que este proyecto está enfocado a sistema de bombeo municipal en donde la potencia mecánica es provista por motores eléctricos, a continuación se presenta un panorama general de los diferentes tipos de bombas y motores eléctricos

Bombas de agua.

Uno de los principales componentes en un sistema de Bombeo (SB) es la bomba misma. La cual tiene como función transformar la energía mecánica del motor en energía hidráulica. La bomba se encarga de succionar o impulsar agua y conducirla a través de

ductos, realizándose dicho proceso añadiendo movimiento al agua dentro de cavidades o carcasa, con un agujero de entrada y otro de salida.

Si en el interior de la cavidad o carcasa se tiene un conjunto de paletas o alabes colocadas en una circunferencia que, al girar, impulsan el agua siempre y cuando la cavidad o carcasa este llena del líquido; así al girar las paletas e impulsar el agua por el agujero de salida se produce una succión en el agujero de entrada que alimenta a la carcasa para tener un flujo continuo de impulso y extracción de agua. Un corte transversal de este tipo de mecanismos se muestra en la figura 3.3 y se le conoce con el nombre de bomba centrífuga.

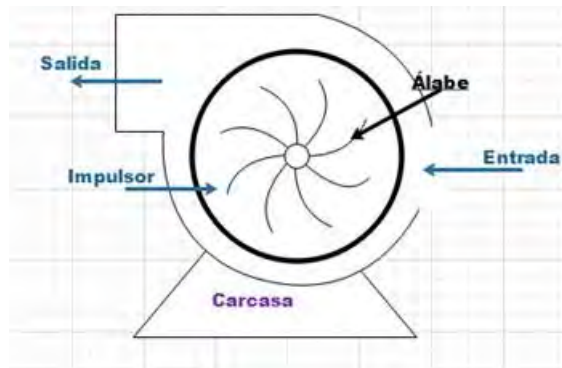


Figura 3-3 Corte transversal Bomba Centrífuga.

Fuente elaboración propia.

El otro mecanismo son las bombas de desplazamientos positivo, las cuales, constan de una cavidad en donde se ha integrado una compuerta por donde se succiona el agua, una pared flexible y un orificio de salida. La pared flexible (puede ser un diafragma) se mueve mediante una fuerza mecánica y como resultado de dicho movimiento dentro de la cavidad, se succiona e impulsa al fluido a través del orificio de salida por un cambio de volumen en el interior de la cavidad. De este tipo de mecanismo existen una gran variedad, pero los más comunes realizan la función de bombeo por medio de pistones, cilindros o cavidades progresivas y diafragmas elásticos. Un ejemplo típico y muy común con aplicación domestica son las bombas de embolo para extraer el agua potable de los garrafones comerciales. La Figura 3-2 muestra un corte transversal de dicha bomba.

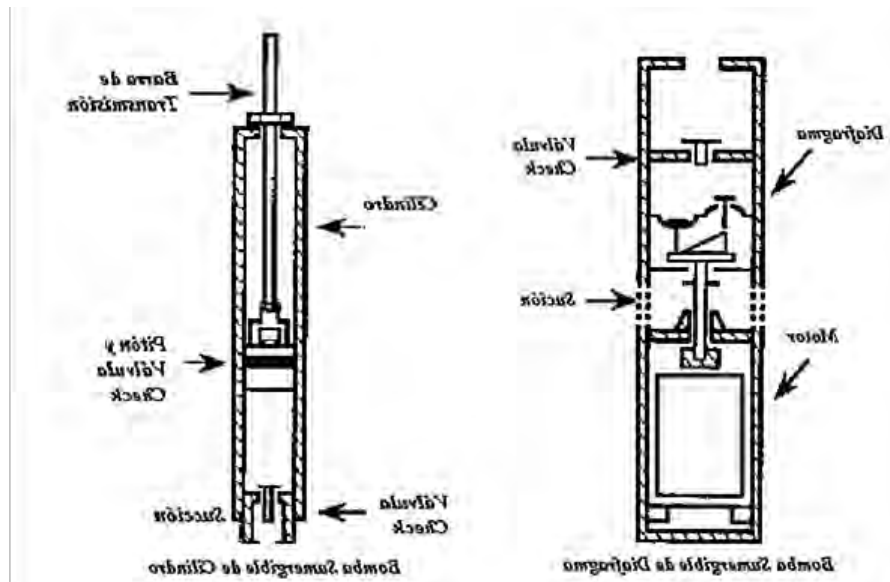


Figura 3-4 Diagrama esquemático y corte transversal de Bomba de desplazamiento positivo.

Las bombas de desplazamiento positivo emplean un pistón dentro de un cilindro o un diafragma, y cuando este se mueve debido a la fuerza mecánica aplicada, el agua succionada es forzada a avanzar en contra de toda la carga hidráulica. Debido a que el agua se está desplazando positivamente a lo largo de la tubería, las fuerzas de fricción se incrementan; sin embargo, afortunadamente para cargas hidráulicas grandes se tienen bajos flujos y estas cargas de fricción son pequeñas comparadas con las cargas estáticas.

Una bomba de desplazamiento positivo que ha salido recientemente al mercado ya como una tecnología probada es la bomba de cavidad progresiva (ver Figura 3-5). Ésta bomba se compone de un rotor helicoidal dentro de una cavidad especial, el cual al moverse, fuerza el agua atrapada en la cavidad a desplazarse a lo largo de un helicoides. Este diseño tiene la ventaja de una bomba de desplazamiento positivo (alta eficiencia a grandes cargas hidráulicas) y una torca moderada con una impedancia constante para una velocidad y carga hidráulica dada.

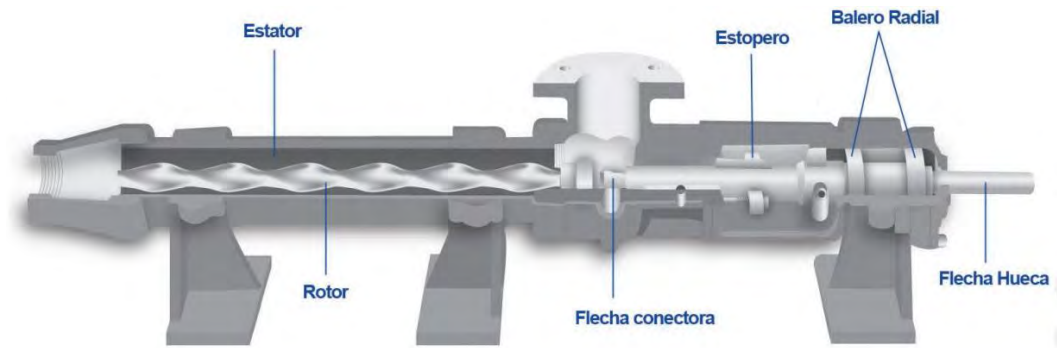


Figura 3-5 Corte transversal bomba de desplazamiento positivo de cavidad progresiva.

Fuente (Mexico®).

Motores eléctricos.

El motor eléctrico es una maquina la cual transforma energía eléctrica en mecánica, por medio de interacciones electromagnéticas. Los motores eléctricos trabajan bajo la Ley de Lorentz y la Ley de inducción electromagnética de Faraday, es decir, con los experimentos realizados por Oersted dieron a conocer que una corriente eléctrica genera un campo electromagnético entorno al conductor que lo transporta. De la misma manera actúa la ley de Lorentz, un campo magnético ejerce fuerza sobre una carga eléctrica en movimiento, de esta manera, un conductor por el cual circula una corriente alterara su campo al generar uno nuevo, debido a que la corriente es una carga en movimiento y experimenta una fuerza que obliga a disminuir la alteración (fuerza Ampere).

Mientras la Ley de inducción electromagnética de Faraday, describe que entre puntos extremos de una espiral atravesada por un campo magnético, aparecerá una tensión inducida siempre y cuando el flujo magnético sea variable. Esta condición se cumple cuando la espira se encuentra en movimiento y el campo magnético es variable.

Si esta espira se cierra, circulara una corriente la cual genera un campo magnético que contra resta la variación del flujo, el campo magnético realiza una fuerza en forma de par sobre la espira. Este par de giro es el resultado que aprovecha el motor en forma de energía mecánica.

Los motores pueden clasificarse dependiendo del tipo de alimentación que necesite en motores de Corriente Directa [CD] y motores de Corriente Alterna [CA], estos dos motores se emplean en SFV.

Motor CD

Estos motores son utilizados en los casos donde se necesita regular continuamente la velocidad en el eje y en donde se requiere un torque de arranque elevado. Son muy imprescindibles en casos donde es necesario utilizar corriente continua, como en los trenes y automóviles eléctricos, motores de arranque, motores accionados con baterías, etc.

EL motor de Corriente Directa (CD) o Corriente Continua (CC) consta de dos circuitos eléctricos distintos:

1. El circuito de campo magnético.

Este circuito se compone de un imán o electroimán, el cual permite transformar la Energía Eléctrica (E_E) que recibe por la armadura en Energía Mecánica (E_M) por medio de un eje. Esta E_E que recibe el campo es consumida totalmente en una resistencia externa, la cual regula la corriente en el campo magnético; es decir, que ninguna parte de energía eléctrica que recibe el circuito del campo, es transformada en energía mecánica. Debido a que el campo magnético solo actúa como una especie de catalizador que facilita la transformación de esta energía en la armadura.

2. El circuito de la armadura.

Este circuito se compone de una serie o grupos de embobinados los cuales están alojados en el rotor y en un dispositivo denominado colector, este recibe CC por medio de una fuente exterior y convierte esta E_E en E_M la cual es entregada por medio del eje al motor.

En la transformación se pierde un porcentaje pequeño de energía por los carbones del colector, el cobre de los embobinados, en metales (hierro, por corrientes parasitas e histéresis), en rodamientos del eje y la fricción producida por el aire en el rotor.

Por lo anterior mencionado los motores de CD se dividen en dos familias:

- ❖ Magneto electrónico:

EL campo magnético se genera por medio de un imán, lo cual genera un flujo constante, dado que no consumen corriente para generar su propio campo resultan ser más eficientes.

- ❖ Electromagnético:

EL campo magnético que necesitan para trabajar proviene de un electroimán, el cual puede estar conformado por un devanado en serie, en paralelo o por ambos.

Motor CA

Este tipo de motores son comúnmente más utilizados, tienen bajo costo en comparación de lo CD, el par de arranque es bajo adecuados para bombas centrífugas. Utilizar este tipo de motores en SFV, aumenta el costo económico debido a la necesidad de un inversor CD-CA. También se requieren dispositivos auxiliares para generar las altas corrientes de arranque.

Existen dos tipos básicos de motores de CA, motor inducción o asíncrono y motores síncronos.

Estos motores emplean un estator- Inducido el cual es alimentado por una fuente de energía monofásica o trifásica alterna produciendo un campo magnético giratorio. El rotor-inducido se compone de espiras cortocircuitadas (Jaula de ardillas), con esta configuración se genera un par mecánico que intenta alinear el eje de las espiras con el campo giratorio, logrando que el rotor se mueva siguiendo el campo.

Estos motores cuentan con un factor de potencia lo que ocasiona el aprovechamiento limitado de la energía suministrada, sumando pérdidas mecánicas por fricción, pérdidas por mal diseño del circuito eléctrico y pérdidas por calentamiento del motor, para reducir las pérdidas por fricción se recomienda lubricar el motor con grasas de viscosidad cinética independiente a la temperatura.

Curvas de bombeo.

Con la finalidad de describir el comportamiento hidráulico de una conjunto motor-bomba los fabricantes acostumbran a entregar estos comportamientos en forma gráfica, las cuales son conocidas como curvas de bombeo. Estas curvas representan una relación entre varios valores del gasto (Q) que entrega el equipo con otros parámetros (altura manométrica, rendimiento hidráulico, potencia y altura de aspiración), y estarán en función del diseño tamaño y construcción del equipo.

Estas curvas, se obtienen tras realizar experimentalmente un banco de pruebas que realizan los fabricantes a una velocidad determinada. Estos resultados se representan en una gráfica, donde se colocan los flujos o caudales (medidos en m^3/h , $l/día$ o galones/día) en el eje de las abscisas y en el eje de la ordenada se detalla la altura, el consumo de potencia, eficiencia y NPSH, como se puede observar en la Figura 3-6, la ventaja que se tiene a utilizar la unidad de medida [m] de altura para la bomba es que la curva H vs Q no se verá afectada por el líquido que la bomba este manejando.

Algunos fabricantes proporcionan las características de bombeo de sus productos en tablas. Si la información entregada es confiable, no deberá haber ningún problema en la determinación del comportamiento del sistema de bombeo seleccionado.

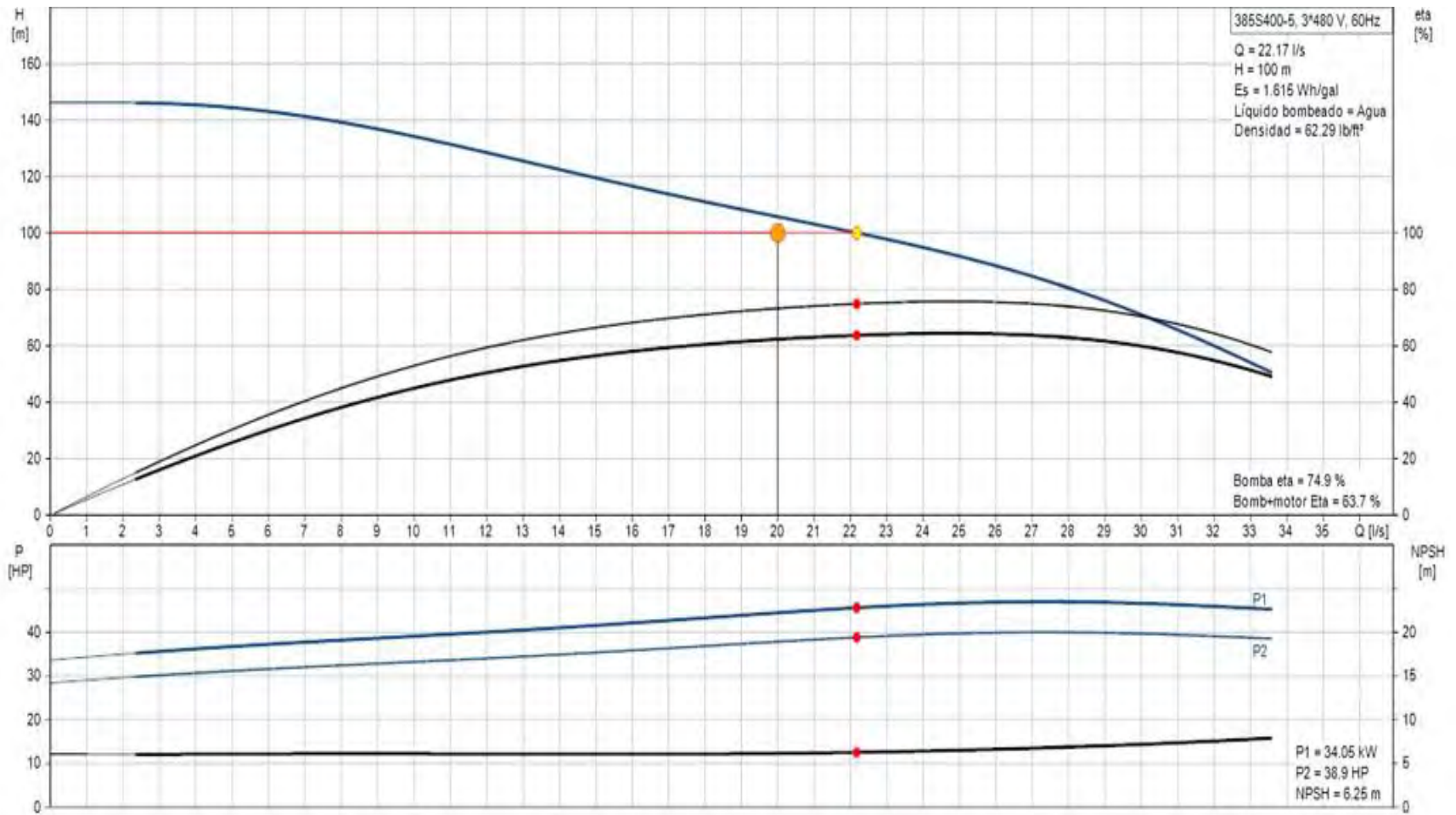


Figura 3-6 Curva de bombeo de una bomba centrífuga, Altura, consumo, eficiencia NPSH en función del caudal.

Fuente extraída de Bombas (GRUNDFOS).

De la manera que se utilizan este tipo de graficas es visualizar la Carga Hidráulica (H) y el gasto requerido (Q). Considerando la imagen 3-6 el proyecto se llevara a cabo se necesita vencer una Carga Hidráulica de 100 m y un gasto de bombeo ($Q= 20 \text{ l/s}$) Al seleccionar la H de 100 se trazará una línea horizontal hasta interceptar la curva de bombeo (curva color azul), y con el valor $Q= 20 \text{ l/s}$ se traza una línea vertical sobre el valor de 20 l/s hasta interceptar la curva de bombeo, se observa en la Figura 3-6 que estas dos líneas trazadas están por debajo de la curva de bombeo, esto quiere decir que la bomba es capaz de cubrir los requerimientos son problema alguno.

Selección Sistema de Bombeo

La selección de un equipo de bombeo reside principalmente en dos criterios fundamentales, el otorgar el gasto requerido y la capacidad de vencer la carga hidráulica determinada. Los datos importantes para la selección son:

- I. Tipo de sustancia que se desea desplazar.
- II. Carga Hidráulica (C_H), es aquella carga que debe vencer el equipo de bombeo.
- III. Gasto (Q), es el caudal necesario para cumplir el volumen (V) de agua requerido al día durante el tiempo (horas) de bombeo.

Con estos tres datos y las curvas características del equipo motor-bomba ayudaran a determinar la bomba que cubre los parámetros establecido, debido a que nos muestran un gasto máximo, eficiencia para reducir costos que usualmente se estipulan en perdidas, también se deberá tener en cuenta las ventajas y desventajas que tendrán una tecnología sobre la otra; es decir, para poder seleccionar adecuadamente el equipo motor-bomba se deberán conocer los requerimientos hidráulicos del proyecto y además es necesario conocer las ventajas y desventajas que tienen las tecnologías, estas ventajas están descritas en la tabla 3-3 mostrada a continuación:

Tabla 3-2 Características de las diferentes tipos de bombas ventaja y desventajas de las mismas.

Tipo de bomba	Ventaja	Desventaja
Centrifuga	Alta disponibilidad en el mercado. Toleran pequeñas cantidades solidos suspendidos (arena o suciedad). Flujo continuo. Simple construcción (bajo costo de mantenimiento). Alta gama de materiales (manejan líquidos corrosivos)	Estrecho rango de eficiencia con respecto a la CDT. Daños en climas fríos. Limitaciones en la viscosidad del fluido manejado. Mantenimiento constante con líquidos corrosivos.

	Cuentan con motores CD de velocidad variable o CA.	
Diafragma	Son económicas Operan con cargas menores de 40 metros	No toleran sedimentos Bajos flujos No trabajan con carga dinámicas profundas
Desplazamiento positivo (rotatorias)	Bajo costo Poco espacio Requerido Amplia gama de presiones y viscosidades. Autocebantes Pueden manejar líquidos con alto contenido de gases	No manejan sólidos en suspensión Baja eficiencia volumétrica Los líquidos manejados deben tener buenas propiedades lubricantes.
Desplazamiento positivo (reciprocantes)	Altas presiones a flujos medios y pequeños Puede ser movida mediante aire o vapor, por lo que se pueden instalar en zonas peligrosas Manejan líquidos con altos contenidos de gases Larga duración	Necesita grandes espacios Alto nivel de ruido Requiere mantenimiento continuo Costo elevado.

Eficiencia en el Sistema de Bombeo

Cuando hablamos de la eficiencia de cualquier equipo, nos estamos refiriendo a que tan bien puede convertir esta máquina una forma de energía en otra; dicho de otra manera, cuando se suministra a una bomba energía estaremos comparando la cantidad de potencia (trabajo) que entrega la bomba contra la cantidad de trabajo que se le está insertando a esta misma.

De acuerdo con la forma que los sistemas de bombeo desplazan el líquido, ya sea por desplazamiento positivo y centrífugo, estos equipos tendrán diferentes nichos de aplicación y estos dependerán de la carga hidráulica (H) que se requiera en el proyecto, esto se debe a que cada rango de H, se tiene bombas con determinadas eficiencias.

En el caso de las bombas volumétricas o de desplazamiento positivo, en condiciones de velocidad constante, por lo que su eficiencia puede llegar hasta el 60%, como ocurre con las bombas de cavidad progresiva.

Las bombas centrifugas están diseñadas para que trabajen con una eficiencia óptima con cierta H y velocidad de rotación. En consecuencia, se tiene que cuando el equipo trabaja a H diferentes a la establecidas en el diseño, la eficiencia disminuirá, por esta razón es muy importante seleccionar el equipo de bombeo que cubra los parámetros establecidos en el proyecto.

Cuando se habla de un SB se debe tomar en cuenta que este se compone por el acoplamiento motor-bomba, esto quiere decir que la eficiencia del sistema estará determinada por el producto de la eficiencia del motor (el encargado de convertir la E_E en E_M) con la eficiencia de la bomba (esta convierte la E_M que recibe del motor a E_H). Por ejemplo, un motor con un 87% de eficiencia acciona una bomba con un 70% de eficiencia, se habla que el SB entregara una eficiencia real de $0.87 \times 0.75 = 0.652$ o 65.2% de eficiencia.

La eficiencia de los motores de corriente alterna, trifásicos, tipo jaula y de inducción son fabricados en México están obligados a cumplir la Norma Oficial Mexicana NOM-016-ENER-2010, lo cual indica los valores de eficiencia que deberá cumplir el motor, estos oscilan entre los 77% hasta los 95.8% esto depende de la potencia nominal del motor, eficiencia que tienen los SB no solo depende del tipo de bombas si no también del tipo de motor.

Tomando en cuenta la Figura 3-6 se tiene SB que trabaja al 63.7 % de eficiencia, su bomba trabaja con un 74.9 % esto nos indica que el motor tiene un 85.04% de eficiencia.

Algunos fabricantes de los SB proporcionan la eficiencia de los productos que desarrollan en fichas o hojas de información. Existen fabricantes que no lo hacen. Tras calcular el caudal (Q) y la altura hidráulica (H), la selección del equipo se realiza utilizando el catálogo de la bomba correspondiente. En este catálogo se tienen las curvas características (curvas de rendimiento) del equipo, además de la altura de elevación de la bomba, el consumo energético necesario, es decir el fabricante de la bomba facilita la información de la diferencia entre la salida de la potencia del eje del motor (P_2) así como la potencia de entrada (P_1) del mismo, esta potencia de entrada se utiliza para dimensionar la instalación eléctrica como se observa en la Figura 3-7.

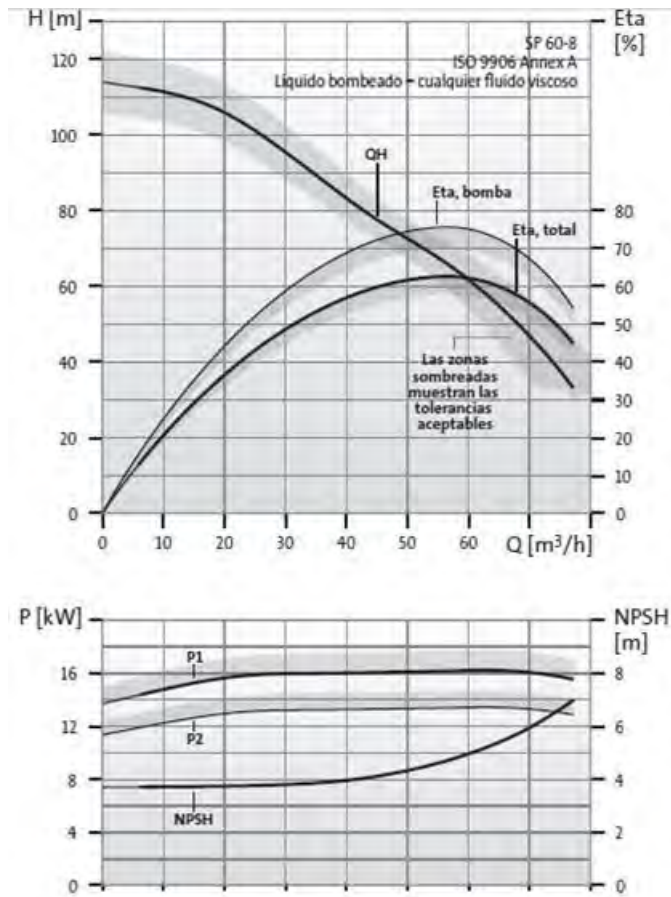


Figura 3-7 Parámetros de rendimiento bomba
Tomadas de GRUNDFOS Manual de Ingeniería.

En los catálogos proporcionados por el proveedor viene la información relacionada con el rendimiento de la bomba, la cual se puede expresar como el rendimiento final (P2 ver Figura 3-7) o rendimiento final de SB, incluyendo rendimiento del motor (P1). Las curvas de rendimiento son utilizadas para seleccionar el tamaño de la bomba, en la zona donde el mayor rendimiento coincida con el caudal requerido. Cuando visualiza el rendimiento completo de la bomba, este se puede calcular en base del caudal (Q), la altura (H) y la entrada de potencia del motor ($P1$) con la siguiente formula:

$$Ren_{total} = \frac{QH9.81}{P1(3600)}$$

El valor NPSH (por sus siglas en inglés, Net Positive Suction Head) es la "Altura de Succión Neta Requerida" y esta representara una medida para la presión de entrada requerida, es decir, es el nivel mínimo de agua por encima de la entrada de la bomba, en general cuando el caudal aumente el valor de NPSH aumentara como se puede apreciar en la Figura 3-7, si no se alcanza este valor de entra requerido comenzara a producir evaporación de agua y se corre el riesgo de sufrir daños en la bomba por cavitación.

3.4 Dimensionamiento de Sistemas de Bombeo Municipal.

Unos de los principales objetivos de la hidráulica urbana, es la prevención de las enfermedades por tipo hídrico, por medio de la distribución de agua potable así mismo como la recolección de agua residuales. En consecuencia, se han complementado sistema de agua potable y alcantarillado.

Un sistema de agua potable tiene el fin de abastecer a los habitantes de una zona (localidad), agua en cantidad y calidad para que se puedan satisfacer las necesidades de estos. Como es sabido el ser humano se compone de un 70% de agua, por lo que hace que este líquido sea vital para la supervivencia y desarrollo de este. Para lograr una óptima entrega de agua se necesita una Red de Distribución, el cual es un sistema de tuberías el cual se encarga en suministrar el agua a los usuarios, con un servicio constante las 24 horas.

El diseño de un sistema de bombeo de agua potable se hará siguiendo las normas y pasos recomendados por CONAGUA y SEMARNAT en Manual de Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento, que están fundamentadas conforme al consumo de agua tanto en sector privado como en el público, tomando en cuenta la cantidad de agua que se utilizan en viviendas, las cuales dependerán del clima y de la clase socioeconómica del usuario, los cuales varían por diferentes causas, por ejemplo; presión de la red, costo del agua, existencia de cisternas o tanques de almacenamiento, existencia de alcantarillado sanitario, entre otros, tomando en cuenta estos parámetros el Instituto Mexicano de Tecnología del Agua (IMTA) conforme a un estudio realizado en la república Mexicana cataloga tres tipos de usuarios que se pueden ver en la tabla 3.3.

Tabla 3-3 Tipos de Usuarios

Clase socio económica	Descripción de la vivienda
Residencial	Casas solas o departamentos de lujo, los cuales cuentan con dos o más baños, jardín grande, cisterna, lavadora, etc.
Media	Casas y departamentos que cuentan con uno o dos baños, jardín mediano y tinaco.
Popular	Vecindades y casas habitadas por una o varias familias las cuales pueden contar con un jardín pequeño, un solo baño propio o compartido.

Fuente Tabla elaborada con datos de la C.N.A

Por otro lado, cuando se habla de un uso no doméstico, se hablará del agua a utilizar por las personas que no viven en cada uno de estos lugares, es decir en comercios (Industria), por ejemplo; hoteles, fabricas, e industrias, etc., servicios públicos como en escuelas, por riego de parques y jardines, hospitales, combatir incendios.

❖ **DEMANDA:** Cuando se habla de una demanda se debe considerar la suma de los consumos de cada tipo de usuario que exista y las pérdidas físicas del sistema, esta se obtiene por la multiplicación de los consumos producidos por cada tipo de usuario en cada zona, por el número de usuarios actuales (habitantes o comercio).

❖ **PÉRDIDAS FÍSICAS EN EL SISTEMA:** Se habla del agua que se va perdiendo en la red de distribución, tanques o cisternas y tomas domiciliarias, a estas pérdidas se les conoce como fugas, las cuales se pueden determinar por medio de inspecciones, aforos, etc. Dichas fugas dependerán de los factores de tiempo es decir calidad y edad de las tuberías como de los accesorios, la presión, el mantenimiento y la operación del sistema, etc.

❖ **PREDICCIÓN DE LA DEMANDA:** Para poder diseñar un sistema de agua, es primordial determinar la demanda de agua futura, esta se podrá calcular utilizando la demanda actual y la proyección de la población.

❖ **DOTACIÓN:** Es la cantidad de agua que es asignada a cada habitante para su consumo, donde se consideraran los usos en servicios e higiene y las fugas en la red de distribución, en un día medio anual [l/h/día].

La dotación se puede obtener por medio de un análisis de demandas, pero cuando no es posible realizar este estudio se utiliza la tabla de demandas de la C.N.A. (tabla 3-4) por el total de habitantes y la temperatura media anual de la zona.

Tabla 3-4 Consumos Domésticos Per Cápita

Clima	Temperatura [°C]	Consumo por clase socioeconómica [l/h/d]		
		Residencial	Media	Popular
Cálido	Mayor a 22	400	230	185
Semicálido	18 a 22	300	205	130
Templado	12 a 17.9	250	195	100
semifrío	5 a 11.9	250	195	100
Frio	4.9	250	195	100

Fuente Tabla elaborada con datos de la C.N.A

❖ **COEFICIENTE DE VARIACIÓN:** Los requerimientos de agua durante el día y el año no son constantes, por tal motivo se necesita conocer los gastos máximos diarios de agua y el Máximo horario, estos valores se deben obtener por medio de un estudio previo, pero en el caso donde los coeficientes no se tengan o de no poder realizar el estudio, la C.N.A. recomienda utilizar los siguientes valores expresados en la tabla 3-5.

Tabla 3-5 Coeficiente de Variación

Concepto	Valor
Coeficiente de Variación Diaria [Cvd]	1.40
Coeficiente de Variación Horaria [CvH]	1.55

Fuente Tabla elaborada con datos de la C.N.A

❖ **GASTO MEDIO DE AGUA:** Es el gasto que el usuario o población requieren en un día y se calcula de la siguiente manera:

$$Q_{med} = \frac{D(P)}{86400} \quad \text{Ecuación 50}$$

En donde:

Q_{med} = Gasto medio diario [l/s].

D = Dotación [l/h/d].

P = Población del proyecto.

86400 = Número de segundos en un día.

❖ **GASTOS MAXIMOS:** Para poder satisfacer las necesidades de agua dentro de un día de máximo consumo del usuario y la hora de máximo consumo. Teniendo en cuenta el gasto medio diario, los gastos máximos diarios y el horario máximo se calculan con la siguiente extracción:

$$Q_{Md} = CVd(Q_{med}) \quad \text{Ecuación 51}$$

Q_{Md} = Gasto máximo diario [l/s].

Q_{med} =Gasto medio diario [l/s].

CVd = coeficiente de variación diaria [1.40].

$$Q_{Mh} = CVh(Q_{Md}) \quad \text{Ecuación 52}$$

Q_{Mh} = Gasto máximo hora de consumo[l/s].

CVh = Coeficiente de variación horaria [1.55]

Q_{Md} = Gasto medio diario [l/s].

A continuación se dará un ejemplo de los términos anteriores con la finalidad de entender de manera más sencilla los parámetros principales del dimensionamiento de sistema de bombeo:

Ejemplo:

Actualmente la comunidad de Sokovia no cuenta con un sistema de agua adecuado para el abastecimiento, Sokovia á tenido problemas con Latveria la comunidad vecina, los cuales se han negado a proporcionar agua debido a que la colonia Sokovia pertenece geográficamente a otro territorio. Por el momento los habitantes solo cuentan con pequeños chorros de agua, los cuales se encuentran en un alto grado de deterioro, forzando a los habitantes a acudir a ríos aledaños, los que presentan un alto nivel de contaminación.

❖ **Cálculo de población.**

Este proyecto tendrá un periodo de 22 años y más tres años para tramites de financiamiento. Con el fin de conocer la población futura se utiliza el método de crecimiento geométrico, el cual consiste en calcular el cambio promedio de la tasa de población durante la década pasada, así proyectar un porcentaje de cambio en el futuro, es decir;

$$Pf = Pa(1 + i)^n$$

Ecuación 53

donde:

Pf = Población futura en un tiempo n .

Pa = Población actual.

i = Tasa de crecimiento en porcentaje.

n = periodo de diseño.

La población actual de Sokovia es de 351 habitantes conforme al con el conteo de plantilla, con una tasa de crecimiento de 1.9% y un periodo de diseño de 25 años, Sustituyendo valores en ecuación 45 tenemos una proyección de crecimiento de población de 532 personas.

Pf = 25 años.

n = 25 años.

Pa = 351.

$$Pf = 351(1 + 0.019)^{25}$$

i = 1.9%.

$$Pf = 562 \text{ Personas}$$

❖ Caudal de diseño:

Como se mencionó anteriormente el diseño se hará siguiendo las normas recomendadas en el Manual de Agua Potable, elaborado por SEMARNAT/CONAGUA. Este manual indica que para poder determinar el caudal de diseño se debe considerar los sucesivos elementos:

-Tipo de comunidad: Conforme al censo de población se conoce que existe un promedio de 5 habitantes por casa.

-Consumo: Durante el censo se observa que la comunidad es de una clase socio económica media, conforme a lo descrito en la tabla 3-3. Debido a que no se conoce el consumo regular por persona en la localidad es necesario conocer la temperatura media anual, para que con ayuda de las tablas realizadas por CNA se conozca el consumo recomendado por persona.

Conforme a los datos obtenidos del Servicio Meteorológico Nacional de CONAGUA, se proporciona que la temperatura media anual es de 20°C. De acuerdo con la tabla 3-4 esta temperatura equivale a un clima semicálido, esto quiere decir que con los parámetros de temperatura y con el nivel socio económico conocido, el consumo de agua por habitante será de 205 l/d.

La selección de la dotación es muy importante debido a que la eficiencia que presente el acueducto en un futuro dependerá de esta, debe satisfacer las necesidades de la

población, con la finalidad que la comunidad pueda realizar sus actividades de la mejor forma posible.

Consumo medio diario: es el consumo promedio diario que tendrán la población durante un año.

$$Q_m = \frac{\sum(Q_{industria} + Q_{domicilio} + Q_{servicios})}{86400 \text{ seg}}$$

$$Q_m = \frac{\text{Dotacion (Proyeccion futura de habitantes)}}{86400 \text{ s}}$$

$$Q_m = \frac{205 \frac{l}{habitantes} (562 \text{ habitantes})}{86400 \text{ s}}$$

$$Q_m = 1.333 \text{ l/s}$$

Gasto máximo diario de diseño.

Es el día donde el consumo de agua será máximo y se obtiene por registros reportados por parte de la dependencia correspondiente. A falta de este dato (registro), el gasto máximo diario será el resultado de multiplicar el consumo medio diario por el factor de día máximo mencionado en tabla 3-5.

Gasto Máximo diario.

Es el día donde se presentará el consumo máximo de agua, normalmente esta información se toma de una colección de datos obtenidos en una cierta cantidad de tiempo, esta información la tiene en su posesión el órgano encargado del servicio, pero en caso de no contar con este registro de flujo máximo de agua, se podrá obtener al multiplicar el consumo medio diario de agua por el factor de día máximo, como se puede observar en la ecuación 43 vista anteriormente y el factor será proporcionado por CNA expuesto en la tabla 3-4.

$$Q_{Md} = CVd(Q_{med})$$

$$Q_{med} = 1.333 \text{ [l/s]}.$$

$$CVd = 1.40.$$

$$Q_{Md} = 1.867 \text{ [l/s]}.$$

Gasto máximo horario:

Mayor mente conocido como caudal de distribución, es la hora donde se presenta el consumo máximo en un día, este valor se usará para diseñar la red de distribución.

$$Q_{Mh} = CVh(Q_{Md}) \quad \text{Ecuación 54}$$

$$CVh = 1.55.$$

$$Q_{Md} = 1.333 \text{ l/s}.$$

$$Q_{Mh} = 2.983 \text{ l/s}.$$

Caudal de bombeo

Para poder determinar un caudal de bombeo es indispensable señalar un periodo de bombeo, este periodo de bombeo afectara directamente al diámetro de la tubería de descarga, la potencia de la bomba y un tanque de alimentación se recomienda que los periodos de bombeo sean de 8 a 12 hrs. Esta tubería de descarga se diseñará de tal manera que se pueda abastecer a una futura población de 20 años. Se calcula con la siguiente ecuación:

$$Qb = \frac{Qdm(24 \text{ hrs})}{HB} \quad \text{Ecuación 55}$$

Donde:

Qb : Caudal de bombeo [l/s]

Qdm : Gasto máximo diario [l/s].

H : Horas de bombeo al día.

$$Qb = \frac{1.867(24 \text{ hrs})}{8}$$
$$Qb = 5.60 \text{ l/s}$$

Tanque: En cualquier sistema de distribución, incluyendo los sistemas de abastecimiento gravitacional deben contar con un tanque de abastecimiento que cumpla las siguientes características:

1. Cubrir las demandas máximas horarias esperadas por los habitantes:
2. Almacenar agua en horas de bajo consumo (como reserva para contingencia).
3. Almacenar agua para combatir accidentes (incendios).
4. Tener respaldo suficiente por una eventual interrupción en la fuente.

En cuanto al material y estructura de ellos tanques dependerá de diferentes factores; si existen niveles topografías aprovechables, los cuales podrán ofrecer presiones aceptables de abastecimientos y diámetros económicos. Se podrán utilizar tanques de hormigos superficiales o semi superficiales (se recomiendan los primeros por el mínimo mantenimiento). Todos los tanques deberán tener las siguientes características:

- a) Cubierta hermética: Impide la filtración de agua, polvo, animales e insectos, etc., con una escotilla de vista para limpieza e inspección.
- b) Tubo de ventilación (respiradero); con diámetro mayor a 2", por el cual escapará el aire durante el llenado, deberá contar con una cobertura exterior provista de rejilla la cual impedirá la entrada de insectos.
- c) Tubería de entrada: ubicada cerca al acceso, para facilitar el aforo en cualquier instante.
- d) Tubo de salida (tanques a nivel de suelo): deberá estar a lado contrario del tanque de entrada, de tal manera que exista circulación de agua dentro del tanque.

- e) Escaleras interiores y exteriores (solo para tanques superiores del 1.20 m de altura).
- f) La base del tanque (fondo). Se situará siempre por encima del nivel freático del pozo.
- g) En tanques enterrados, estos deberán salir por encima de los 40 cm de la superficie del terreno, lo cual evitara la filtración de agua superficial y de lluvia.
- h) Sistema de desagüe (tubería con llave de compuerta correspondiente diámetro mayor a 4"), este diámetro deberá permitir el vaciado del taque entre 2 o 4 hrs máximo. Con el fin de facilitar la operación y evitar el daño, las válvulas y llaves deberán ubicar se en una caja común o cámara seca.
- i) Protección de las tuberías de desagüe y rebalse, para impedir el acceso a los insectos y animales. Estas tuberías no se pueden conectar directamente al sistema de alcantarillado (drenaje) y deberán tener una descarga libre con un mínimo de 15 cm.

Volumen del tanque: El volumen del tanque de distribución, dependerá de la demanda real de las comunidades o municipios, si se desconoce estos datos se recomienda del 25% al 40% del consumo medio diario estimado a sistemas por gravedad y del 40% al 65% en sistemas por bombeo.

Conforme a lo anterior mencionado el tanque a dimensionar en el ejemplo será construido con cemento armado, el cual sea capaz de almacenar el 50% del consumo medio diario estimado. Este volumen se calculará por la siguiente expresión:

$$Volumen = 50\%(Qm) \quad \text{Ecuación 56}$$

donde:

$$Qm = 1.3382 \text{ l/s.}$$

$$1 \text{ día: } 86400 \text{ s.}$$

$$1 \text{ m}^3: 1000 \text{ litros.}$$

$$Volumen = 0.60 \left(1.333 \frac{\text{l}}{\text{s}} \right) \left(\frac{86400 \text{s}}{1000 \text{m}^3} \right)$$

$$Volumen = 69 \text{m}^3$$

$$Volumen \text{ de almacenamiento} = 58 \text{ m}^3.$$

En el libro de Datos Básicos de MAPAS se indican las velocidades admisibles para diferentes materiales de tubería, que son la velocidad mínima para evitar la precipitación de partículas que arrastre el agua y la velocidad máxima que no ocasiona erosión en las paredes de las tuberías, siendo la velocidad mínima igual a 0.30 m/s para todos los materiales y la velocidad máxima de 3 a 5 m/s según el tipo de material. Para el diseño de las líneas de conducción sin embargo normalmente no se llega a esos valores extremos de la velocidad dado que la velocidad se limita con base a criterios económicos y otros relacionados con la operación y efectos transitorios, siendo el valor recomendable variable

para la velocidad máximas desde 2.1 hasta 2.5 m/s, y 0.5 m/s para la velocidad mínima, en casos excepcionales (grandes desniveles), se pueden aceptar velocidades hasta 3 m/s.

Conociendo las velocidades recomendadas (v) lo especificado en CONAGUA, con un Caudal de bombeo, se calcula el diámetro interior, con la siguiente formula:

$$D_{int} = \left(\frac{4(Qb)}{\pi(v)} \right)^{1/2} \quad \text{Ecuación 57}$$

donde:

v = Velocidad [m/s].

Qb = Caudal de Bombeo [m³/s].

D_{int} = Diámetro interno [m].

Si se trata agua limpia, es decir; no existen materiales erosivos o sedimentos en la misma, no existirá límite inferior utilizando en el resultado del cálculo hidráulico. El límite superior se fijará solamente en precaución a la sobre presión. Al resolver ecuación 49 obtenemos diámetros para una velocidad de 2.5 m/s con un diámetro de 2 pulgadas, en el caso de una velocidad mínima de 0.5 m/s el diámetro requerido será de 5 pulgadas.

Perdidas por carga:

$$hf = 10.3(n^2) \left(\frac{Qmd^2}{\emptyset^{5.33}} \right) (L) \quad \text{Ecuación 58}$$

donde:

hf = Perdidas por fricción [m].

L = Longitud de la tubería[m].

Qb = Caudal de bombeo [l/s].

n = coeficiente de rugosidad del material del tubo [adimensional].

\emptyset = Diámetro interno de la tubería [metro].

En el caso de tubería de PVC se tiene un coeficiente de rugosidad de 0.010, y con los diámetros obtenemos las perdidas por fricción para el rango de diámetros permitidos en la red de distribución de agua, se pueden observar en la tabla 3.6

Tabla 3-6 Perdidas por fricción

Diámetro [in]	Perdidas por fricción
2	3.597
2.5	2.302
3	1.599

3.5	1.174
4	0.899
4.5	0.710
5	0.576

Consumo de energía:

Para poder seleccionar el diámetro, se deberá encontrar la potencia de la bomba conforme a cada tubería, después se realizará la conversión de HP a Kw y para terminar se multiplicará por las horas de trabaja anualmente, para conocer el consumo que requeriré el sistema en un año y seleccionar la mejor opción.

$$POT = \frac{hf(Qb)}{76(e)} \quad \text{Ecuación 59}$$

donde

POT =Potencia de la bomba [HP].

hf = Perdidas por fricción [m].

Qb = Caudal de bombeo [l/s].

e = Eficiencia de la bomba %, esta dependerá del tipo de bomba a selección expuestos en la norma: NOM-010-ENER-2004 Eficiencia energética de conjunto motor bomba sumergible tipo pozo profundo. Límites y método de prueba.

En este caso se utilizará una bomba sumergible con capacidad de 5.6 l/s, el cual corresponde a una bomba sumergible mayor de 5.0 hasta 10.0 l/s con una eficiencia de 69%.

Tabla 3-7 Consumo energético en un año en relación con Diámetro

Diámetro [pul]	potencia [HP]	Gasto [W]	Consumo anual [kW]
2	0.384	286.520	837
2.5	0.246	183.373	535
3	0.171	127.342	372
3.5	0.125	93.557	273
4	0.096	71.630	209
4.5	0.076	56.596	165
5	0.061	45.843	134

Por los resultados obtenidos en la tabla 3.7 se selecciona una tubería de diámetro 4 pulgadas.

$$POT = \frac{CDT(Qb)}{76(e)}$$

Ecuación 60

$$CDT = CE + CD$$

$$CE = Nv_{est} + Nv_{Din} + Nv_{Des}$$

donde:

Nv_{est} = 50 m

Nv_{Din} = 18 m

Nv_{Des} =40 m

Resolviendo ecuación 50, se tiene que la Carga Estática es de 108 m.

$$CD = hfd + hfv + hfm$$

Ecuación 61

hfd = Pérdida por fricción en la tubería de descarga [m].

hfv = Pérdida por velocidad en la descarga [m].

hfm = Pérdidas por accesorios [m].

Las pérdidas por fricción en la tubería de descarga ya fueron calculadas para la tubería de 4 pulgadas dando como resultado de 0.899 m como se observa en la tabla 3-6.

Pérdidas por velocidad en la descarga se obtienen del cálculo

$$hfv = \frac{v^2}{2g}$$

Ecuación 62

v = velocidad del agua [m/s]

g = Gravedad [9.81 m/s²]

$$v = \frac{1.974(Qb)}{\phi^2}$$

Ecuación 63

ϕ = Diámetro [pulgada].

Con el diámetro seleccionado de 4 pul, y un Qb de 5.6 l/s. se resuelve la ecuación 55 obteniendo una velocidad de 0.691 m/s. Sustituyendo en ecuación 54 la velocidad y sustituyendo el valor de la gravedad tendremos 0.0243 m pérdidas por velocidad del fluido.

Pérdidas por accesorios:

Se ha de instalar tubería de acero con una relación de pérdidas de 0.7 m por cada 100. La red de agua entre la bomba y el tanque tendrá los materiales expuestos en la tabla 3.8.

Tabla 3-8 Conversión de pérdidas

accesorios		Cantidad	perdida fricción [m]
codo	45	5	1.52
codo	90	2	3.36
Válvula de globo		1	33.55
válvula de pie		1	3.26
perdida fricción total			41.69

Se conoce la relación de pérdidas por el material, resultando 0.292 m de pérdidas por accesorios.

Resolviendo la ecuación 50 tenemos

$$POT = \frac{109.22(5.6)}{76(0.69)}$$

$$POT = 12 \text{ HP}$$

4 Caso de estudio.

4.1 Introducción

Conforme a los objetivos mencionados en la tesis, para Dimensionar un SBFV es muy importante conocer las condiciones meteorológicas, geográficas, tecnológicas (en el caso de Temixco Morelos en el cual existe ya un sistema de bombeo) y económicas, y con ello determinar el conjunto de indicadores que nos permitan comparar, los parámetros económicos de la implementación de un SFV contra el gasto económico de energía con CFE e identificar el ahorro económico que con lleva el cambio de alimentación de energía convencional a energía solar fotovoltaica.

El caso de estudio corresponde a un sistema de bombeo municipal, el pozo de agua Apatlaco ubicado en Temixco Morelos, el cual consiste en un sistema de bombeo con un motor de 125 HP a 240 V, 3 fases, que tiene un suministro eléctrico en tarifa A-6.

Con los datos de la facturación y las variables climatológica se dimensionó y diseñó un sistema fotovoltaico Interconectado a la Red que genere la electricidad promedio diario anual que consume actualmente dicho sistema de bombeo. Posteriormente se hizo una estimación de la inversión inicial y los gastos a futuro para la realización del estudio económico pertinente

4.2 Parámetros Meteorológicos del Sitio.

Ubicación

El pozo de agua bajo estudio se encuentra ubicado en la Av. Lauro Ortega Martínez de la colonia animas se encuentra en municipio de Temixco, Morelos, sus coordenadas geográficas son $18^{\circ}51'45''$ a latitud norte y $99^{\circ}13'23''$ longitud oeste a una altitud sobre el nivel del mar 1270 m. La Figura 4-1 muestra la imagen satelital de las instalaciones del sistema de bombeo Apatlaco tomada del Google Earth donde se resalta con un recuadro el sistema de bombeo.



Figura 4-1 Imagen satelital del SB Apatlaco

Fuente imagen obtenida Google Earth

El sistema de bombeo alimenta a las colonias Lomas de Guadalupe, Temixco Centro, Animas y Los Presidentes, y en esta última se encuentra el depósito superficial donde descarga la bomba. La Figura 4-2 muestra un diagrama esquemático del sistema de bombeo en donde están identificados sus parámetros hidráulicos.

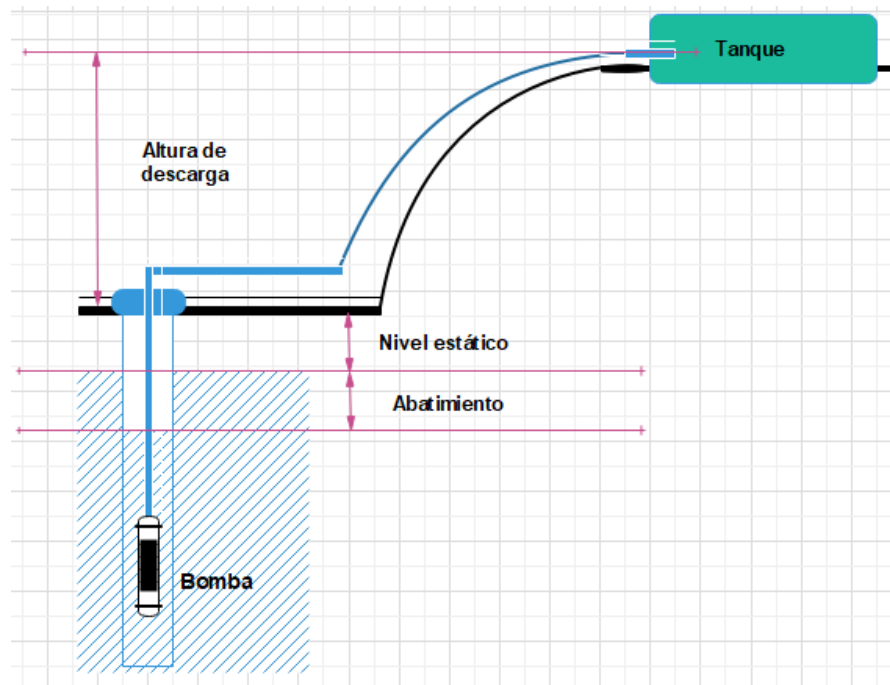


Figura 4-2 Diagrama esquemático Sistema de Bombeo Apatlaco.

Fuente elaboración propia

Parámetros climatológicos.

Con los datos geográficos mencionados anteriormente y usando las bases de datos tanto del Instituto de Energías Renovables así como el Sistema Meteorológico Nacional se obtuvo el recurso solar promedio diario solar, anual y la temperatura ambiente. La tabla 4 muestra los valores correspondientes de dichos parámetros eléctricos.

Tabla 4-1 Irradiación Solar en la colonia los presidentes promedio diario, mensual y temperaturas para la localidad (fuente elaboración propia)

Mes	Días del mes	Recurso solar (NASA)	T máx.	T media	T mínima
		Rs [hsp]	Ta [°C]	Tmed[°C]	Tmin[°C]
Enero	31	5.63	24.93	20.6	9.76
Febrero	28	6.47	26.92	22.1	10.64
Marzo	31	7.34	29.32	24	12.08
Abril	30	7.37	31.1	25.8	14.58
Mayo	31	7.1	30.72	25.9	16
Junio	30	6.56	27.24	24.4	15.78
Julio	31	6.77	25.01	23.4	14.42
Agosto	31	6.42	24.86	23.3	14.49
Septiembre	30	5.71	24.05	22.8	14.31

Octubre	31	5.97	24.62	22.5	12.88
Noviembre	30	5.5	25.04	21.5	11.16
Diciembre	31	5.21	24.74	20.6	10.1
Promedio		6.33	26.55	23.08	13.02

Fuente elaboración propia (obtenido (Paul W. Stackhouse, 2019)

La Tabla 4 muestra que la irradiación promedio anual diaria es de 6.33 kWh/m². La temperatura media mínima es de 13.0°C correspondiendo a los meses de diciembre y enero, una temperatura máxima de 26.5°C correspondiente al mes de abril y una temperatura mínima de 9.7°C corresponde al mes de enero. También se encontró que la velocidad media de viento es de 1.75 m/s presentándose ráfagas hasta de 10 m/s.

4.3 Sistema de Bombeo.

El sistema de bombeo se compone de una bomba sumergible marca Neumann modelo SUM 10-125²⁰ la cual cuenta con las siguientes características: Potencia de 125 Hp- (93.21 kW), diámetro exterior de 245 mm, diámetro interior de 9.65 mm, un largo de 1565 mm y un peso de 294 kg.

Este equipo se encuentra trabajando 22 HRS al día, la puesta en marcha comienza a las 22:00 HRS y el paro a las 20:00 HRS del siguiente día, con un régimen de bombeo de 40 l/s o 144,000 l/h, un nivel estático de 14 m, un abatimiento de 69 m, con una altura de descarga de 75m y a una distancia de 284 m rectos con el tanque de almacenamiento ubicado en la colonia Los Presidentes.

²⁰ Esta bomba cumple la Norma eléctrica NOM-010-ENER-2004 de eficiencia energética.

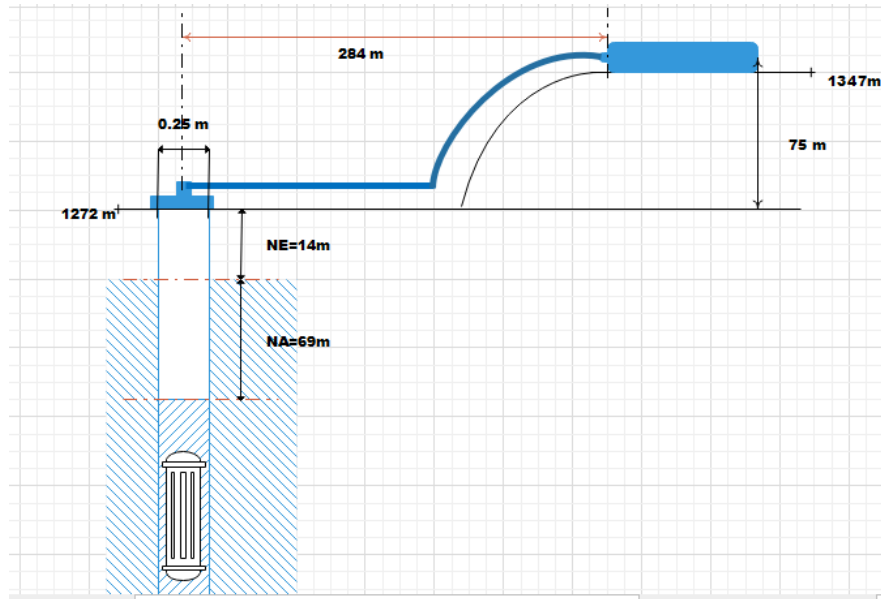


Figura 4-3 Diagrama SB Apatlaco

Fuente elaboración propia.

El tanque de almacenamiento se encuentra a una altura de 75 m con respecto al nivel de superficie de la boca del pozo y fue determinada con altímetros (gps) respecto al nivel del mar. En la Figura 4-3 se muestra el diagrama esquemático del sistema de bombeo Apatlaco. Se debe confiar en estos datos debido a que son los que proporciona el Sistema de Conservación, Agua Potable y Saneamiento de Agua Temixco Morelos.

Estado actual de la bomba

Conforme a los datos obtenidos de la bomba se va a calcular la eficiencia en la que se encuentra trabajando, la cual está dada por:

$$\eta = \left(\frac{CDT * Q}{75 * (HP * 1.3)} \right) * 100 \quad \text{Ecuación 64}$$

Con los valores de:

$$Q = 40 \text{ l/s}$$

$$HP = 125 \text{ HP}$$

Para conocer la Carga Dinámica Total tenemos que resolver la ecuación 40, anteriormente mencionada, por la cual sustituyendo los datos del sistema de bombeo se tiene:

$$CDT = CE + CD$$

donde:

CE = carga Estática.

CD =carga Dinámica.

Para conocer la Carga Estática tenemos que resolver la ecuación 50, anteriormente mencionada:

$$CE = Nv_{est} + Nv_{Din} + Nv_{Des}$$

$$Nv_{est} = 75 \text{ m}$$

$$Nv_{Din} = 14 \text{ m}$$

$$Nv_{Des} = 69 \text{ m}$$

Resolviendo ecuación 50, se tiene que la Carga Estática es de 158 m.

Para CD se deben calcular las pérdidas por fricción por tuberías y pérdidas por conexiones.

Las pérdidas de fricción se hacen en función a la distancia total que recorre el líquido más las pérdidas por conexiones, es decir: la distancia equivalente a las pérdidas por fricción se puede calcular sumando la longitud de la tubería por constante de pérdidas más la constante por pérdidas de conexión.



Figura 4-4 Foto válvula globo SB Apatlaco.

Fuente: foto tomada autor propio

Tubería de acero con un diámetro de la tubería 250 mm.

Distancia total de tuberías es de 284m +14 m+ 69m= 367m

Pérdidas por conexiones se tiene:

La existencia de 6 codos de 45° con un diámetro de 250 mm. De acuerdo con tablas por cada codo se tiene una pérdida equivalente de 7.93 m de longitud de tubería, por lo tanto la distancia equivalente por codos es de 47.58 m.

Una válvula globo totalmente abierta equivale a 85.4 m equivalentes de tubería. (ver Figura 4-4)

De lo anterior se tiene que para las pérdidas por fricción en la tubería la longitud total de ésta, considerando las equivalencias anteriores es de.

$$367 \text{ m} + 85.4 \text{ m} + 47.58 \text{ m} = 499.98 \text{ m}$$

Para cañerías viejas de hierro por cada 100 metros existe una pérdida equivalente en columna de agua de 1.33 m.

Con lo mencionado anteriormente tenemos pérdidas por fricción de 6.65m de altura equivalente de una columna de agua.

Considerando todas las pérdidas, la CDT del SB es de 164.65 m.

Sustituyendo este valor en la ecuación 42, la bomba se encuentra trabajando a una eficiencia actual del **54.04 %**.

❖ **Tarifa SB.**

Para la operación de este sistema de bombeo con base en los recibos de facturación se requiere una demanda de potencia promedio de 109 kW a la red local de energía, este requerimiento de energía corresponde a gran demanda media tensión; es decir, la tarifa vigente a aplicar es Gran Demanda Media Tensión Horaria o por sus siglas GDMTH, esta tarifa aplica a demandas de potencia mayores de 100 kW sin importar el uso.

Para conocer el estado actual del sistema de bombeo y el pozo de agua (Anexo B.2) y dar un análisis de estudio básico de consumo energético del sistema, se consideró la política de bombeo con la cual opera el sistema. La [Tabla 4-2](#) muestra los diferentes horarios de las tarifas asociadas al servicio eléctrico GDMTH que es el que rige en la contratación del Sistema de Agua Potable con CFE.

Tabla 4-2 Periodos energéticos de acuerdo con el horario de verano.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 20:00 22:00 - 24:00	20:00 - 22:00
Sábado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00	
domingo y festivo	0:00 - 19:00	19:00 - 24:00	

Al observar la [Tabla 4-2](#) se nota que la bomba trabaja 6 horas en el horario base cuando la energía es más económica y 16 horas en intermedio. No obstante para el periodo del horario de invierno del último mes domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril aplicara la [Tabla 4-3](#).

Tabla 4-3 Periodos energéticos de acuerdo con el horario de invierno.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 18:00 22:00 - 24:00	18:00 - 22:00
Sábado	0:00 - 8:00	8:00 - 19:00 21:00 - 24:00	19:00 - 21:00
domingo y festivo	0:00 - 18:00	18:00 - 24:00	

Fuente Tanto la tabla 4-2 y 4-3 son obtenidas por CFE.

Cabe señalar que el sistema de bombeo trabaja durante el horario de invierno 2 horas durante el periodo punta de lunes y viernes, al igual que sábado. Esto aumenta el costo del kW y a su vez aumenta la facturación por consumo eléctrico.

Suministro de la bomba

Este sistema suministra un total de 1746 tomas domiciliarias, para una población aproximada de 8,730 habitantes, distribuidas en las colonias antes mencionadas. El número de tomas representa el 8.6 % de tomas que existen en el municipio de Temixco, el cual cuenta con 20,160 tomas domésticas.

La Organización Mundial de la Salud recomienda para el consumo humano una tasa diaria de 50 litros por habitante. En tiempos de crisis humanitarias tiene un estándar mínimo de 3 litros en climas templados y 5 litros en climas cálidos. Para sistemas fotovoltaicos se recomiendan 25 litros por habitante si el suministro se realiza a través de fuentes comunitarias y 45 litros si el suministro se realiza con grifo a domicilio. Sin embargo, comparar estas cifras con los consumos actuales de agua es irreal, debido a que en zonas urbanas varían entre 350 y 360 litros en promedio global por habitante.

En el caso de Temixco, Morelos, se ha determinado un consumo aproximado de 210 litros por habitante, de acuerdo con los datos proporcionados por el observatorio metropolitano de Cuernavaca y el Área de Planeación y proyectos de Temixco, Morelos.

Energía necesaria

La energía se calcula a partir de su definición, potencia por unidad de tiempo. Como se mencionó antes, se utiliza una bomba Neumann de 125 HP, la cual se encuentra trabajando 22 horas diarias, en consecuencia, se tiene lo siguiente:

$$1 \text{ Hp} = 0.746 \text{ kW} \quad \text{Ecuación 65}$$

$$125 \text{ Hp} \times 0.746 \text{ Kw} = 93.25 \text{ kW} \quad \text{Ecuación 66}$$

$$E = 93.25 \text{ kW} \times 22 \text{ h} = 2,051.5 \text{ kWh}$$

Ecuación 67

La expresión anterior lleva a considerar que el consumo eléctrico promedio diario de un SB como el analizado es alto, de la magnitud de MWh al día como en este caso que es de ECL= 2,051.5 kWh.

❖ Demanda de agua

El sistema se encuentra trabajando 22 horas al día, con un caudal de 40 litros de agua por segundo, por lo cual, la bomba desplaza 3,168,000 litros al día o 3,168 m³; lo que equivale a considerar un consumo eléctrico de 0.647 kWh por cada m³ de agua extraído

4.4 Dimensionamiento SFV

La solución para el diseño de la Central Eléctrica Solar Fotovoltaica (CESFV) no es única, dependerá de la selección de los principales equipos (módulos fotovoltaicos e inversores). Generalmente lo que se desea alcanzar con el diseño, es el planteamiento de una propuesta técnica con el mayor rendimiento posible, buscando minimizar los costos lo más posible, desarrollando una propuesta económica, que cubra todos los requerimientos normativos.

Para conocer la energía que consume el SB y generar dicha solución, se solicitó el historial de consumos de energía al *Sistema de Conservación, Agua Potable y Saneamiento de Agua Temixco Morelos*. Con esta información otorgada se generó la Tabla 4-4 en donde se proporciona el consumo anual, mes por mes del SB a partir de las mediciones de CFE.

Tabla 4-4 Consumos energéticos Obtenidos de recibo luz

	2016	2017	2018
mes	demanda máxima [kWh]	demanda máxima [kWh]	demanda máxima [kWh]
Enero	63,583	63,301	64,368
Febrero	61,082	65,001	60,052
Marzo	67,038	70,638	69,674
Abril	72,551	64,518	64,195
Mayo	72,743	74,795	65,760
Junio	60,016	71,288	55,213
Julio	59,032	69,739	58,405
Agosto	60,211	68,131	64,770
Septiembre	57,822	65,216	62,767
Octubre	64,401	55,549	63,276

Noviembre	67,633	64,629	63,220
Diciembre	70,788	67,594	64,399

Fuente elaboración propia a partir de los recibos de CFE.

En la figura 4-4 se observa como varían los consumos energéticos de los años 2016, 2017 y 2018, donde el mayor consumo energético en los años 2016 y 2017 se presenta en mayo, pero en el 2018 el mayor consumo energético se presenta en marzo, probablemente al consumo aleatorio de los usuarios.

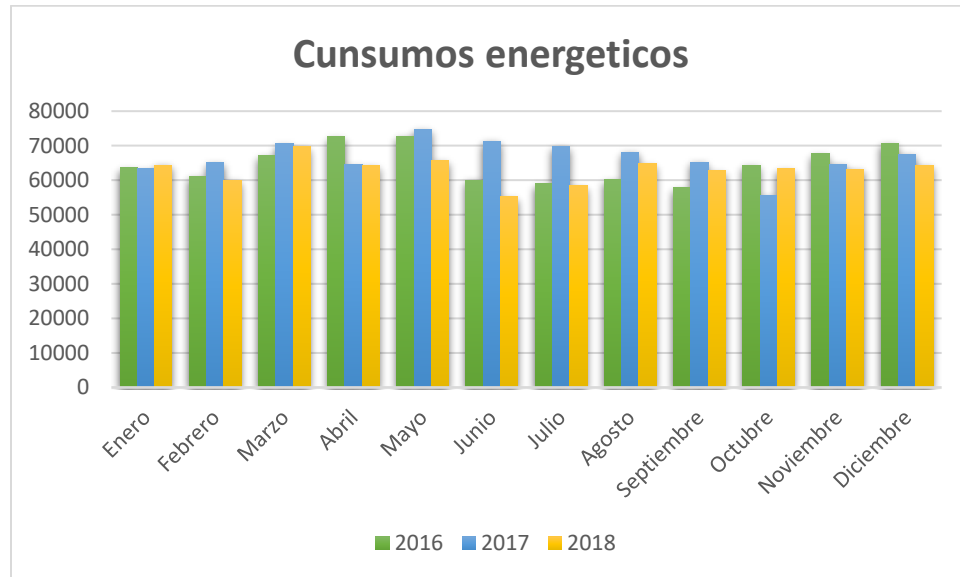


Figura 4-5 Consumo energético mensual de los años 2016-2018 (elaboración propia.)

Aspectos eléctricos a considerar en el dimensionamiento FV

Además del recurso solar y las condiciones climatológicas de la localidad que son factores importantes en la producción de electricidad con la tecnología FV, el uso y manejo de la energía producida son aspectos que se deben considerar para determinar el monto de las pérdidas en estos procesos. El inversor es un acondicionador de potencia que durante la conversión de CC a CA consume energía a una tasa que es proporcionada por el fabricante con el concepto llamado eficiencia.

Dado que la mayoría de los inversores presentan eficiencias entre 95-97%, para fines del dimensionamiento FV se recomienda usar un valor del 95%. Los conductores eléctricos que permiten transportar la energía desde el punto de generación hasta el punto de consumo también consumen energía la cual se disipa al ambiente por el Efecto Joule y se recomienda que las pérdidas no sean mayores al 3%, en consecuencia, la eficiencia en el uso de la energía es del 97%.

La eficiencia eléctrica total asociada a estos dos factores está determinado por el producto de sus eficiencias, teniéndose un valor del 92.15%, que fue obtenido a partir de Ecuación 68.

$$\eta_{ET} = \eta_{lw} * \eta_{inv} \quad \text{Ecuación 68}$$

Tabla 4-5 eficiencia Eléctricas.

Eficiencias Eléctricas		
Eficiencias.	Símbolo	Valor
Cables	η_{lw}	97.00%
Inversor	η_{inv}	95.00%
Eléctrica Total	η_{ET}	92.1500%

Fuente elaboración propia.

Las pérdidas térmicas existentes dependen de la temperatura ambiente e irradiancia a través de los coeficientes de temperatura del MFV que se utilizara en la instalación. Se propone utilizar MFV de 72 celdas con una potencia pico de 320 W, los que en la mayoría de la oferta comercial se diseñan y prueban bajos las normas:

- ❖ IEC61215: Cualificación de diseño y homologación
- ❖ IEC 61730: seguridad del módulo
- ❖ IEC 61701: Prueba de corrosión por niebla y salinidad.
- ❖ G0100-04 Especificaciones CFE.

Características eléctricas típicas de un módulo de 320 W:

Tabla 4-6 Características eléctricas Módulo comercial 320 W.

MÓDULO COMERCIAL 320 W			
CONDICIONES DE MEDICIÓN		STC	NOCT
Voltaje de Circuito Abierto	Voc [V]	45.75	45.82
Voltaje en el Punto de Máx. Potencia	Vmpp [V]	37.79	37.71
Corriente de Corto Circuito	Isc [A]	9.93	8.02
Corriente en el Punto de Máx. Potencia	Impp [A]	8.47	6.84
Potencia Máxima	Pmax [W]	320	258
Eficiencia Módulo		16.52%	

Fuente proveedor panel

Coficiente de Temperatura [%/°C]

Tabla 4-7 Coeficiente de temperatura (Fuente proveedor panel)

Isc (α)	%	0.01000
Voc (β)	%	-0.3100
Pmax (γ)	%	-0.5000

Dimensionamiento basado en el balance Energético

En el dimensionamiento de un sistema basado en el balance de energía se debe tener en cuenta todos los factores que intervienen sobre él mismo, considerando que la energía total consumida debe ser igual a la energía generada; es decir

$$E_G = E_{TC} \quad \text{Ecuación 69}$$

En la ecuación anterior, la energía generada (E_G) por un SFV está determinada por el producto de la potencia pico del AFV con el Rendimiento térmico promedio de los modulo (R_{TP}) y el recurso solar (H_{SP}).

La Energía Total consumida (E_{TC}) por el sistema se determina por la energía que consumen las cargas eléctricas y la energía que se pierde por conducción en el cableado desde el punto donde se genera hasta el PAC y la energía que se pierde durante la conversión y acondicionamiento de esta en el inversor. Y esta energía se obtiene sustituyendo Ecuación 69 en Ecuación 27

$$E_{TC} = \frac{E_{CL}}{\eta_w * \eta_i} \quad \text{Ecuación 70}$$

Considerando las ecuaciones anteriores se tiene

$$P_p(AFV) = \frac{E_{CL}}{H_{SP} * R_{TP} * \eta_{ET}} \quad \text{Ecuación 71}$$

El rendimiento térmico (R_{TP}) en el módulo se calcula de la siguiente manera

$$R_{TP} = 1 + \frac{\gamma * \Delta T}{100} \quad \text{Ecuación 72}$$

En la ecuación anterior, γ es el coeficiente de temperatura en la potencia pico que es un dato que proporciona el fabricante; ΔT es el gradiente entre la temperatura de celda T_c que adquiere el módulo cuando está expuesto a la irradiancia G y la temperatura estándar de referencia, y se determina por las ecuaciones consideradas en el capítulo 2 sección parámetros eléctricos

Para fines del dimensionamiento FV, el rendimiento térmico del módulo se calcula para el día del año que tenga la temperatura máxima, y a esta temperatura, se le asocia el valor de la irradiancia pico para que se obtenga la temperatura máxima del módulo. De esta manera y tomando el valor del coeficiente de temperatura en la potencia del módulo que es un dato

que proporciona el fabricante se obtiene el valor de R_{TP} el cual está dado por la Ecuación 72.

Dimensionamiento FV

Con los datos anteriores se procedió a calcular la *Ppico* del arreglo fotovoltaico considerando valores promedio diarios anuales tanto del recurso solar como de la energía consumida y tomando en consideración el día más caliente del año 2018 con una temperatura máxima de 33.9°C presentada en el mes de mayo.

De esta manera, los datos de entrada para el cálculo del Dimensionamiento FV son:

$ECL=2,071.81$ kWh promedio diario anual.

$R_s= 6.3$ kWh/m² promedio diario anual a una inclinación igual a la latitud del lugar.

$RTP= 0.7993$ calculado con $\gamma= -0.5 \text{ }^\circ\text{C}$; $T_c= 65.15^\circ\text{C}$.

$\eta_{et}= 0.9215$.

Por lo tanto la Potencia pico del AFV que balancea al sistema tiene un valor calculado a partir de Ecuación 71 de:

$$P_p(AFV)= 446.39 \text{ kW.}$$

Con este valor se hace una estimación energética mes con mes, para conocer aquellos meses en los cuales se pueden tener excedentes de energía o deficiencias de energía. La Tabla 4-8 proporciona los datos relevantes del cálculo de la potencia pico que es un valor diurno y aquellos que están asociados tanto en el consumo eléctrico como en la generación del AFV.

Tabla 4-8 Energía consumida, Energía Generada (fuente elaboración propia)

mes	Días del mes	ECL mensual	ECL prom diario anual	Recurso solar (IER)	T máx.	T media	T mínima	T cel	ΔT	RTP	PpAFV	Energía gen. Prom diario anual	Energía generada Mensual
		[KW h]	ECL kWh	Rs [h]	Ta [°C]	Tmed[°C]	Tmin[°C]	[°C]	[°C]		[kW]	[kWh]	[kWh]
Enero	31.00	64,368.00	2,076.39	6.28	25.60	18.20	10.80	56.85	31.85	0.8408	446.39	2,171.89	67,328.64
Febrero	28.00	60,052.00	2,144.71	6.93	29.60	20.70	11.80	60.85	35.85	0.8208	446.39	2,339.68	65,510.94
Marzo	31.00	69,674.00	2,247.55	7.31	30.60	22.50	14.40	61.85	36.85	0.8158	446.39	2,452.94	76,041.00
Abril	30.00	64,195.00	2,139.83	6.85	33.80	25.10	16.40	65.05	40.05	0.7998	446.39	2,253.49	67,604.83
Mayo	31.00	65,760.00	2,121.29	6.83	33.90	25.90	18.00	65.15	40.15	0.7993	446.39	2,245.51	69,610.81
Junio	30.00	55,213.00	1,840.43	6.03	29.50	23.20	17.00	60.75	35.75	0.8213	446.39	2,037.06	61,111.88
Julio	31.00	58,405.00	1,884.03	6.27	29.00	22.80	16.60	60.25	35.25	0.8238	446.39	2,124.59	65,862.21
Agosto	31.00	64,770.00	2,089.35	5.69	28.30	22.40	16.60	59.55	34.55	0.8273	446.39	1,936.25	60,023.65
Septiembre	30.00	62,767.00	2,092.23	5.46	27.70	22.00	16.30	58.95	33.95	0.8303	446.39	1,864.72	55,941.54
Octubre	31.00	63,276.00	2,041.16	5.84	28.70	22.20	15.60	59.95	34.95	0.8253	446.39	1,982.49	61,457.05
Noviembre	30.00	63,220.00	2,107.33	6.23	27.80	20.60	13.40	59.05	34.05	0.8298	446.39	2,126.41	63,792.29
Diciembre	31.00	64,399.00	2,077.39	5.90	29.30	21.10	12.90	60.55	35.55	0.8223	446.39	1,995.57	61,862.75
Promedio		63,008.25	2,071.81	6.30	29.48	22.23	14.98	60.73	35.73	0.8213	446.39	2,310.42	
Total		756,099.00											776,147.61

Una gráfica de barras de energía generada vs energía consumida mes con mes se presenta en la Figura 4-6.

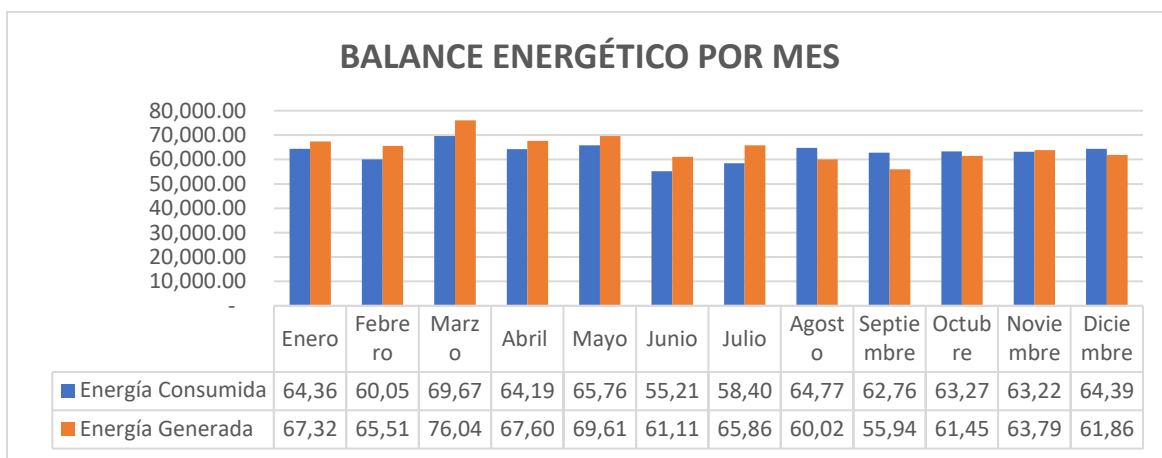


Figura 4-6 Comparativa energía generada SFV y Consumida

Fuente elaboración propia elaboración propia

Tomando como referencia el consumo mensual (línea azul), se puede observar que el SFV con una Pp=446.39 kW, tiene déficits de generación en los meses Agosto Septiembre, Octubre y Diciembre; pero presenta excesos en los demás meses tal que la generación anual es mayor que el consumo anual como puede observarse en la Figura 4-7 Excesos y carencia de energía, dando una diferencia de 20,045.28 kWh, que representa un 2.65% del consumo anual.

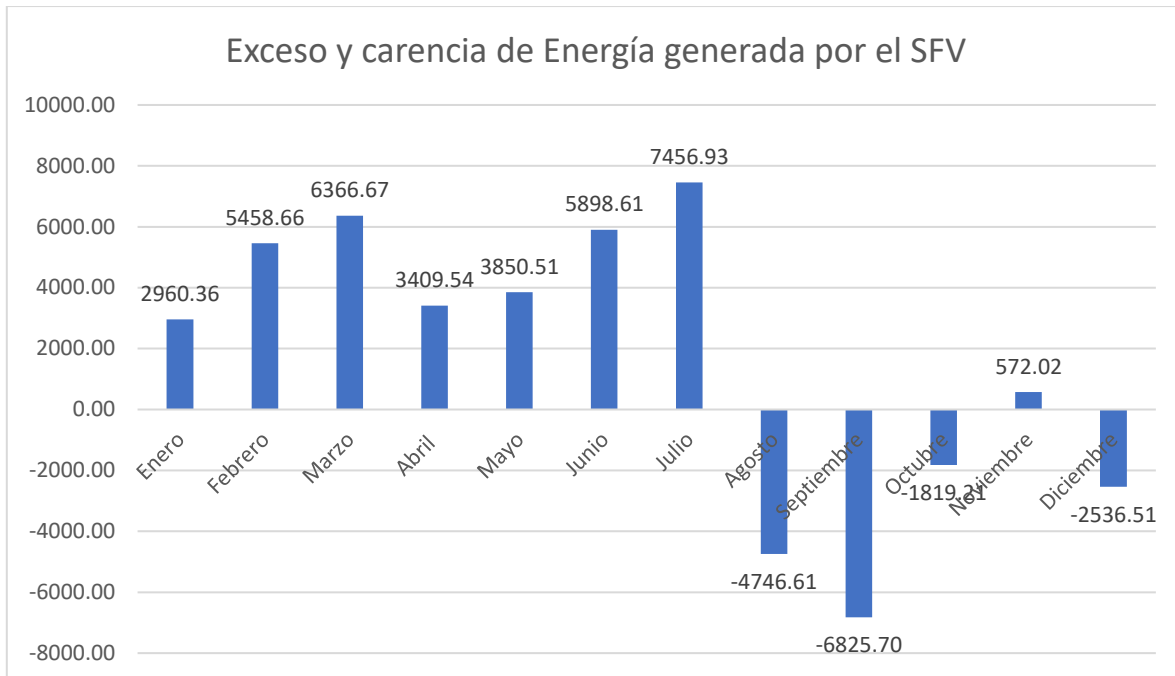


Figura 4-7 Exceso y carencia de Energía generada por el SFV (Fuente elaboración propia.)

El análisis anterior permite tener una idea general de lo que significa una instalación FV de esa potencia pico la cuál de aquí en adelante se le llamara Planta Solar Fotovoltaica para Bombeo (PSFV-B), para la cual hay que determinar su configuración con base en la selección del inversor o conjunto de inversores, el número total de módulos requerido su sembrado y posteriormente el diseño eléctrico de la instalación. A continuación se analiza cada uno de los casos.

Selección de Inversor.

Un método de conseguir mejores rendimientos energéticos es dividir el valor de la potencia pico calculada en Arreglos Fotovoltaicos de menor potencia. Esto permite generar un sistema modular que puede ser integrado por varios AFV que permiten un mantenimiento más amigable. Por otro lado, para garantizar un mayor rendimiento de transmisión de energía, se recomienda que los inversores se encuentren en el campo de instalación, para facilitar la interconexión de este sistema a una acometida eléctrica a media tensión.

Teniendo presente lo mencionado anteriormente, el número de SF con el cual podría dividirse la Planta Solar Fotovoltaica con la P_p dimensionada, depende de la potencia nominal del inversor elegido: un solo inversor implica un solo SFV; dos inversores implican 2 SFV; y así sucesivamente.

La oferta comercial de inversores presenta potencias nominales desde unos cuantos Watt hasta Mega Watt, y para el caso que se presenta aquí, el inversor debe de ser seleccionado con base en lo siguiente:

- A) Su voltaje nominal debe de ser igual al voltaje de acometida de la bomba; que en este caso es de 480V.
- B) El número de fases del inversor debe ser igual al número de fases de la acometida de la bomba, siendo el requerimiento en este caso trifásico.
- C) La frecuencia de salida del inversor debe ser igual a la frecuencia de la acometida de la bomba siendo para este caso 60 Hz.

Por otro lado, cuando se selecciona el inversor, se procura que la potencia FV que alimenta al inversor este en el rango que recomienda el fabricante, y en consecuencia el voltaje de acoplamiento que requiere el inversor debe ser suministrado por la cadena FV que se determinara para tal efecto.

Considerando los requerimientos anteriores se determinó elegir, dentro de la oferta comercial a un inversor de la marca Solis, modelo 50K-HV que cumple con los requerimientos anteriores tal y como se puede observar en la Tabla 4-9 en donde se encuentran las especificaciones técnicas de dicho equipo.

Tabla 4-9 Especificaciones técnicas del inversor elegido

Model		Solis-50K-HV	
Max. DC Input power [W]	58,000	Rated grid frequency [Hz]	50/60
Max. DC input Voltage [V]	1,100	Operating frequency ranger	47-52 or 57-62
Rated DC voltage [V]	720	Max. Efficiency	99.0%
Startup Voltage [V]	200	EU efficiency	98.72%
MPPT voltage range [V]	200-1,000	MPPT efficiency	99.9%
Max. Input current [A]	22+22+22+22	Dimensions	630w*700h*357d(mm)
Max, short circuit input current [A]	34.3+34.3+34.3+34.3	Weight	61 kg
MPPT number/ Max input strings number	4/8	Topology	Transformerless
Rated output power [W]	50,000	Operating ambient temperature range	-25°C...60°C

Max. Output power [W]	55,000	Ingress protection	IP65
Max. Apparent output power [VA]	55,000	Noise emisión (typical)	<30 dBA
Rated grid voltage [W]	3/PE-480	Cooling concept	Natural convection
Grid voltage range [V]	384-576	Max operation altitude	4,000m
Rated output current [A]	60.2	Grid connection standard	EN50438, G83/2, AS4777.2.2015, VDE0126-1-1, IEC61727, VDEN4105
Power Factor (at rated output power)	0.8 leading-0.8 lagging	Connention	Mc4 connector and Ip67 rated plug
THDi (at rated output power)	<2%	Display	LCD, 2x20 Z

De acuerdo con la información técnica mostrada en la Tabla 4-9, al inversor se le puede acoplar un AFV con una Potencia pico máxima de 58.0 kW. Dado que el criterio para seleccionar al inversor con respecto a su potencia es: $P_N(\text{inversor})=P_p(\text{AFV})$, se tiene que el número total de inversores que se podría usar para satisfacer la $P_p(\text{AFV})$ dimensionada del SB, estará dado por el cociente de dicha potencia entre la potencia del inversor, lo cual da un valor de 7.7 piezas. Como no se puede utilizar una fracción de inversor, dicho número se redondea al entero inmediato superior. En consecuencia, el número de inversores a utilizar es 8, cada uno acoplado a un SAFV con una $P_p(\text{SAFV})$ dada por el cociente de la P_p dimensionada para el SB entre 8, por lo que se obtiene:

$$\underline{P_p(\text{SAFV})=55.8 \text{ kW acoplada al inversor}}$$

Dado que se ha elegido un MFV con una $P_p(\text{MFV}=320 \text{ W})$, el número total de módulos en cada inversor se determinará al dividir la P_p de acoplamiento $P_p(\text{SAFV})$ entre la P_p del módulo $P_p(\text{MFV})$, dando un valor de 174.4 piezas. Como no se puede utilizar fracciones de modulo, dicho valor se debe redondear a un número entero. El número entero debe tener la característica de ser múltiplo del número de módulos que integran la CFV.

Configuración de los AFV

El inversor seleccionado tiene 4 entradas, cada una con un seguidor de máxima potencia (MPPT) y permite la conexión de 2 circuitos independientes en ellos. En consecuencia el número de módulos por entrada MPPT estará determinado por el total de módulos acoplados al inversor entre el número de entradas MPPT, teniéndose entonces que 43.6 MFV se conectarán a cada MPPT. Dado que cada entrada MPPT acepta 2 circuitos independientes, cada circuito tendrá asociado 21.8 MFV. Como no se pueden instalar

fracciones de MFV, este número se tendrá que redondear a un entero que debe estar asociado con la cantidad de módulos que se conectaran en serie para crear una CFV cuya tensión eléctrica satisfaga el requerimiento del inversor.

De la hoja de especificaciones técnicas del inversor mostrada en la Tabla 4-9 se observa que el voltaje máximo del sistema es 1,100 V así que no se puede crear una cadena FV cuya tensión a circuito abierto, estando los módulos a la temperatura mínima de la localidad sea superior a 1,100V. Por otra parte el rango de operación de los MPPT está en el intervalo desde 200 a 1,000 V por lo que la CFV que se acople al inversor debe generar una tensión eléctrica en el punto de máxima potencia que este dentro de dicho intervalo ya sea estando frio o estando caliente los MFV.

Considerando lo especificado en el párrafo anterior se propone como solución redondear el número de MFV por circuito a 22 piezas y con ellos crear la CFV que será la Unidad de Tensión Eléctrica (UTE) de toda la PESFV-B. Con ello cada Sub SFV que integra la PESFV-B que son 8 en total estará integrado por 176 MFV configurados en 4 entradas MPPT cada una de ellas con 2 circuitos en paralelo y cada circuito con 22 MFV conectados en serie. De esta manera la configuración eléctrica será, para cada inversor: 4 MPPT cada uno con 22Sx2P. La Figura 4-8 muestra un diagrama eléctrico simplificado del acoplamiento SAFV con el inversor. En (A) se muestra la representación con los 4 MPPT del inversor y cada MPPT con los circuitos de entrada, y en (B) la simplificación de esta representación.

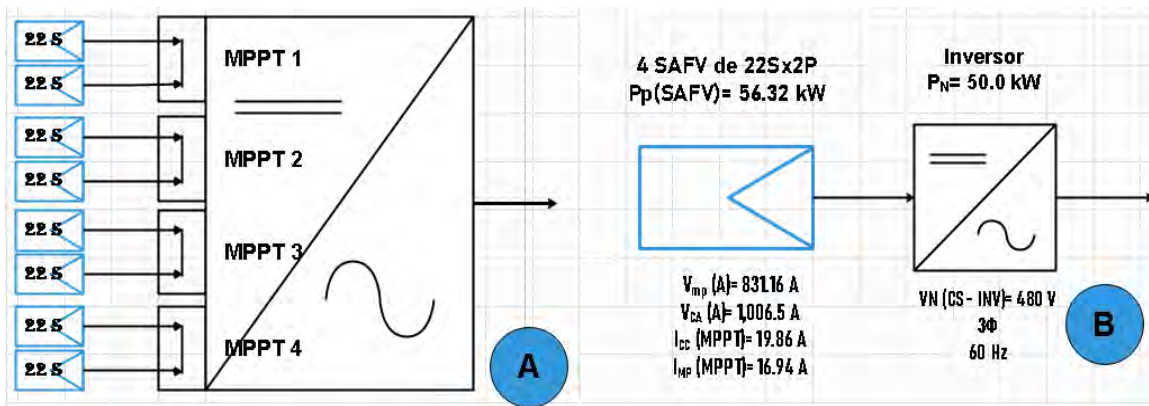


Figura 4-8 Diagrama esquemático de la configuración eléctrica del SSFV con una potencia nominal 50.0 kW.

La Tabla 4-10 presenta los parámetros eléctricos del MFV seleccionado, de la UTE, en cada entrada MPPT y el monto global en la entrada del inversor así como los parámetros eléctricos nominales del circuito de salida del inversor los valores correspondientes a la entrada MPPT que corresponden a los dos circuitos que se conectaran en ellos.

Tabla 4-10 Parámetros eléctricos de la UTE

PARÁMETRO	MFV	UTE (22S)	MPPT (2P)	ENT. INV. (4MPPT)	SAL. INV.
P_p [W]	320	7,040	14,080	56,320	$P_N = 50.0$ kW
V_{MP} [V]	37.78	831.16	831.16	831.16	3 ϕ
I_{MP} [A]	8.47	8.47	16.94	67.76	$V_N = 480$ V
V_{CA} [V]	45.75	1,006.5	1,006.5	1,006.5	$I_N = 60.14$
I_{CC} [A]	9.93	9.93	19.86	79.44	

El diseño conceptual de la PESFV-B de 400 kW de Potencia Nominal, se ha conceptualizado como la conexión en paralelo de los 8 circuitos de salida de cada inversor. Estos circuitos se conectan en paralelo en barras colectoras que integran el concepto de Tablero de Colección (TACO) para corriente alterna, en donde cada uno se recibe mediante un interruptor termomagnético trifásico, los que actúan como dispositivos contra sobre corriente protegiendo a cada uno de los 8 circuitos. De las barras colectoras sale el circuito de salida de la conexión en paralelo mediante un interruptor trifásico el cual se dirige al tablero de alimentación de la bomba en donde estará ubicado el Punto de Acoplamiento en Común (PAC). La figura 4.9 muestra un diagrama esquemático del diseño conceptual del la PESFV-B.

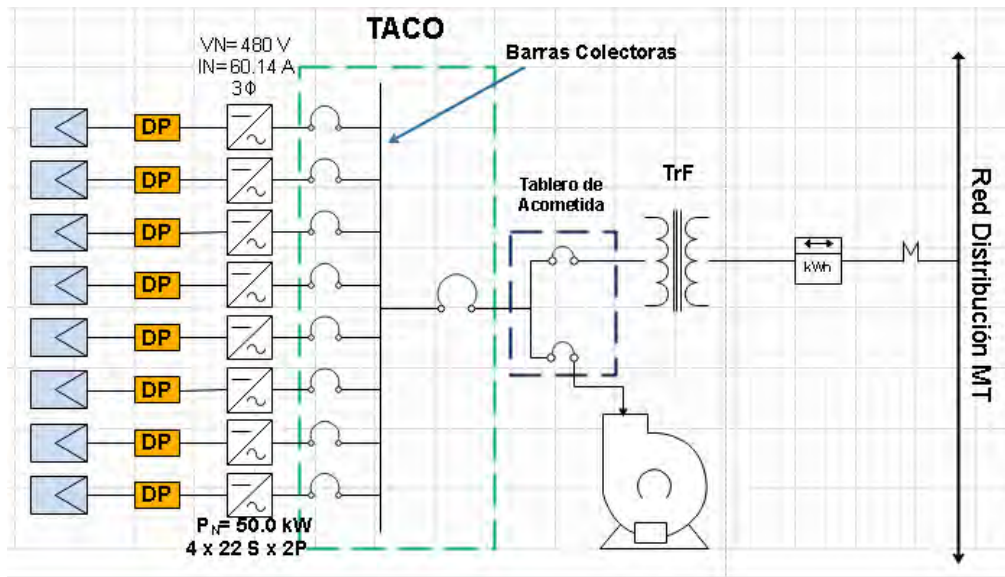


Figura 4-9 Diseño conceptual de la PESFV-B.

Diseño unidad Mecánica.

Los SfV que integran a las PESFV-B están diseñados con una UTE que se integran por 22 módulos conectados en serie los que deberán integrarse en una estructura metálica para

proporcionar la orientación e inclinación requerida por el dimensionamiento, es decir una inclinación igual a la latitud del lugar con una estructura fija donde la cara de los MFV apunte hacia el sur geográfico.

En la Figura 4-10 se presentan las dimensiones físicas de los MFV que deben ser instalados en la estructura FV para el sembrado en el campo.

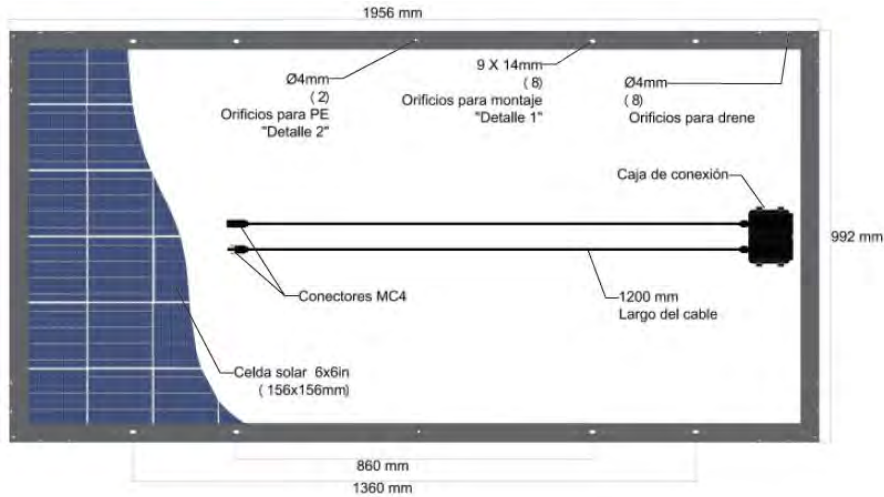


Figura 4-10 Dimensión MFV 72 celdas

Para el montaje de cada UTE se plantea el diseño de una estructura metálica, a la cual se referirá como Unidad Básica Mecánica (UBM), que proporciona una inclinación de 18.0°, anclada sobre mojoneras de concreto armado y sembradas debidamente en el sitio de instalación. Se propone que los 22 MFV que integran a la UTE se instalen en una configuración tipo retrato 2 verticales con 11 columnas tal y como se muestra en la Figura 4-11.

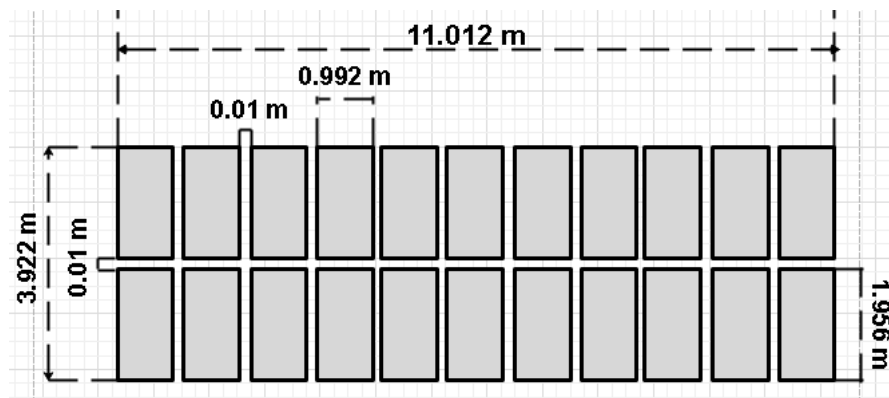


Figura 4-11 Diagrama esquemático de la colocación de los MFV con 2 verticales y 11 columnas.

En la figura 4-12 se representa una vista de planta de los componentes de la UBM, esta contiene 6 “patas” las cuales toleran el peso de las Traves de cerramiento, de la misma manera en las traves reposan los Durmientes donde se colocan y sujetan los MFV’s.²¹

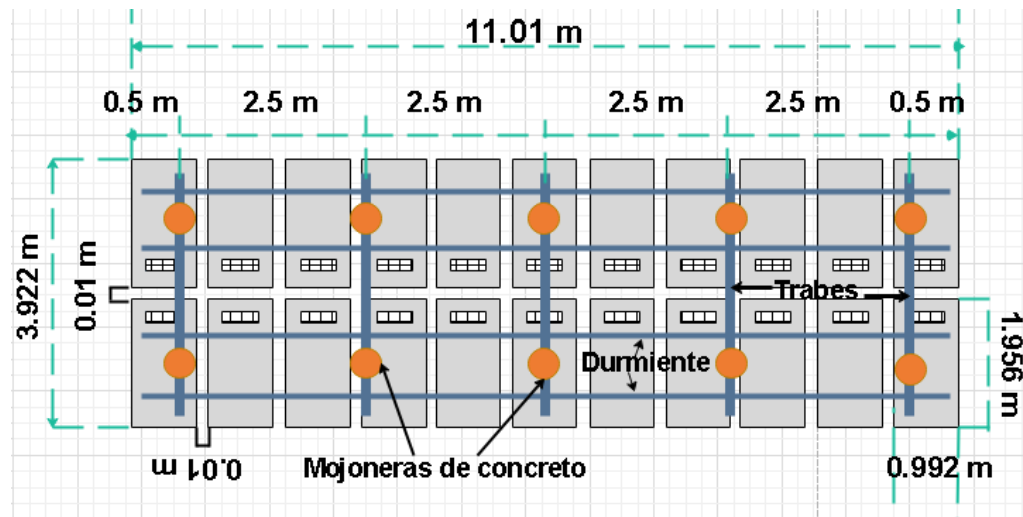


Figura 4-12 Vista de Planta de la UBM (Fuente elaboración propia)

Las dimensiones de esta disposición geométrica son de 11.012 m de largo por 3.92 m de ancho, dando un área de 43.17 m². Dado que esta estructura proporciona la inclinación requerida, se requiere que la parte más baja este a una altura de 60 cm del suelo, mientras que, la parte más alta a una altura que proporcione el ángulo de inclinación, que para 18° es de 1.812 m. El requerimiento anterior permite proporcionar los servicios de mantenimiento y operación de manera amigable (Lorenzo, 2014) (López, 2012). La figura 4-13 muestra una fotografía de una estructura equivalente a la que se está proponiendo en este proyecto.



Figura 4-13 Fotografía de modulo instalado (Fuente fotografía obtenida por (JCARDELLS, 2015).

²¹ Todos los elementos metálicos que integran esta UTE deberán ser de aluminio anodizado, esto vitara la oxidación y la generación de pares galvánicos con los marcos de aluminio del MFV.

La Figura 2-14 muestra las características físicas y dimensiones que corresponden al corte transversal de la UBM. Las mojoneras deben ser de concreto armado, por lo menos con una profundidad de 60 cm y una altura sobre el suelo de 10 cm.

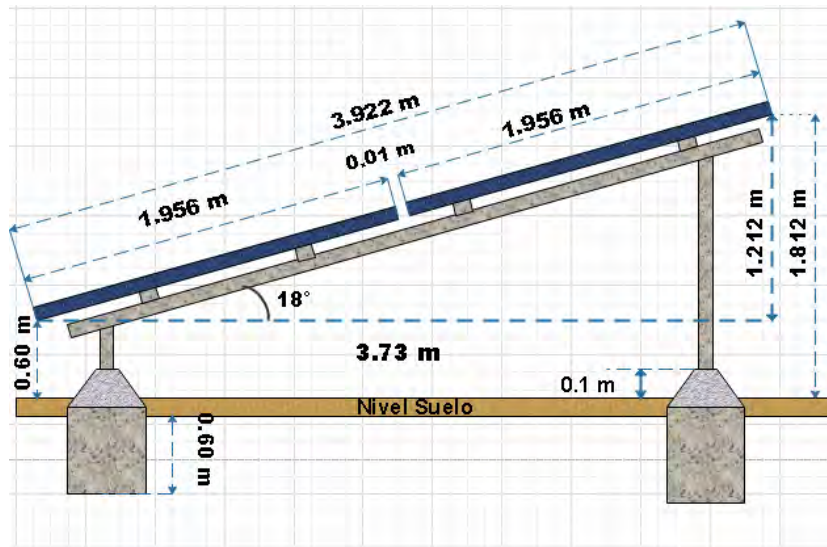


Figura 4-14 Corte transversal de la Estructura. (Fuente elaboración propia.)

El volado de la trabe en la pata trasera y delantera no debe ser superior a 60 cm, dejando un claro sobre la trabe de 2.72 m. Con este requerimiento se debe elegir a la trabe con un perfil estructural que evite que con el peso de los MFV se tenga una flexión superior a los 3.0 mm. Un perfil tipo ángulo cuadrado de 3.00" de lado con un espesor de 3/16" permite tener claros hasta de 3.0 m sin que se presenten flexión ante una carga puntual de 40 kg. En este caso, cada MFV pesa 23.2 kg, la trabe carga 2 de ellos con un peso de 46.4 kg repartidos en dos puntos de apoyo, cada punto de apoyo está colocado de tal manera que en el claro se soporta el 70% del peso total, proporcionado una carga puntual de 32.48 kg.

Con respecto a los perfiles durmientes, el modelo P8 de la empresa PLP permite claros entre apoyos hasta de 2.6 m, y en nuestro caso, la propuesta es tener claros de 2.5 m, satisfaciendo el requerimiento de no tener flexiones en traveses y en durmientes mayores a 3.0 mm.

Cuando esta estructura se siembre o coloque en el sitio de instalación se deberá de dejar un espacio entre ellas para evitar el sombreamiento mutuo y espacio requeridos para el mantenimiento. Con respecto al sombreamiento, la distancia entre placas contiguas se debe de calcular para el día del año en donde los objetos arrojen la sombra de mayor longitud, lo cual ocurre para el 21 de diciembre, y para ese día, calcular el ángulo de elevación solar.

Dicho Angulo se representa por α y se calcula mediante la ecuación siguiente:

$$\alpha = (90 - \theta) - 23.45^\circ$$

Ecuación 73

La figura 4-15 muestra un corte transversal de dos estructuras contiguas mostrando las distancias y ángulos involucrados. Al observar la Figura 4-16 se obtiene que la distancia mínima entre la proyección de la parte más baja de las estructuras a las 12 hrs del día solar para el 21 de diciembre está dada por la siguiente ecuación:

$$D = L \cos \theta + \frac{B \sin \theta}{\operatorname{tg} \alpha}$$

Ecuación 74

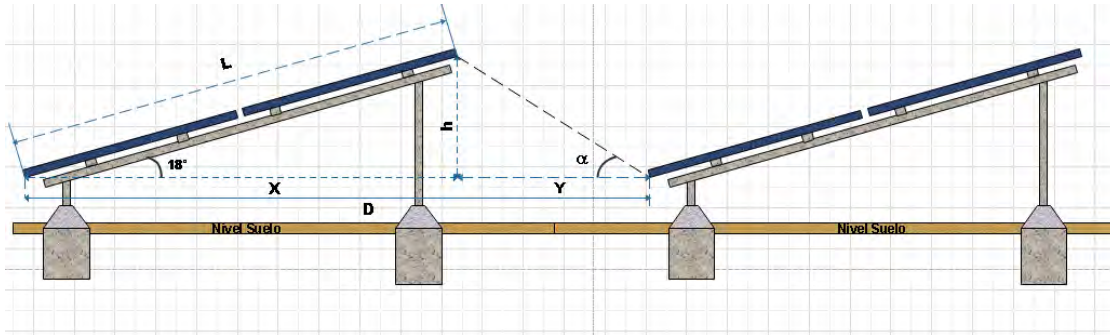


Figura 4-15 Corte transversal de dos estructuras contiguas con dirección Norte-Sur.

Considerando los datos para el problema, se tiene lo siguiente: para la localidad de Temixco, el ángulo de elevación solar para el 21 de diciembre es de $\alpha = 48.55^\circ$; la estructura tendrá un ángulo de inclinación de 18° ; y para la longitud de los dos MFV que es de 3.922 m, se determina que el valor D tiene una magnitud de 4.8 m.

La Figura 4-16-A muestra el corte transversal de dos UTE y la sombra que se proyecta a las 12:00 hrs de día; sin embargo, es importante hacer una simulación en 3D por lo menos desde las 8:00 am hasta las 6:00 pm para analizar el sombreado en las dirección Este-Oeste. La simulación 3D de la proyección de sombras a las 8:00 hrs de la mañana que se muestra en la Figura 4-16-B indica que la separación óptima para evitar el sombreado debe ser

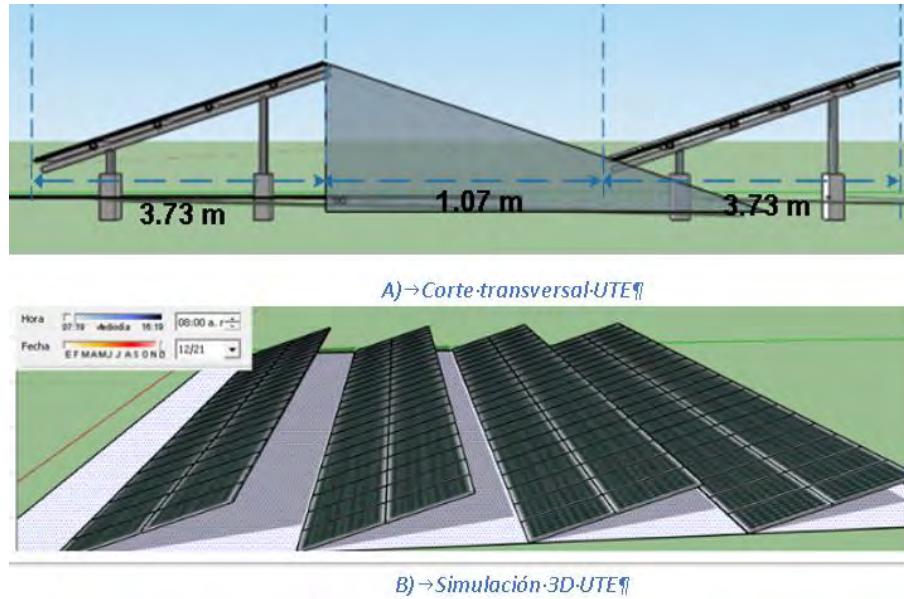


Figura 4-16 Resultado Análisis de Sombras.

Fuente elaboración propia en base a los resultados del análisis de sombra.

➤ Sembrado de las Unidades Básicas Mecánicas e Inversores

Con el resultado del análisis de sombras, la separación óptima entre UTE es de 1.07m, se conoce que cada SSFV50 está integrado por 176 MFV, estos MFV se encuentran conectados en una configuración de 22 MFV en serie, dando 8 circuitos de salida que se conectan al inversor de dos en dos, en sus 4 MPPT de entrada.

Por conveniencia se decidió juntar 2 UBM (eléctricamente son 2 UTE), requiriéndose para cada inversor, 4 configuraciones de ese tipo, las que tendrán una separación de 1.07 m en la dirección Norte-Sur, quedando el sembrado de ellas tal y como se muestra en la Figura 4-17.

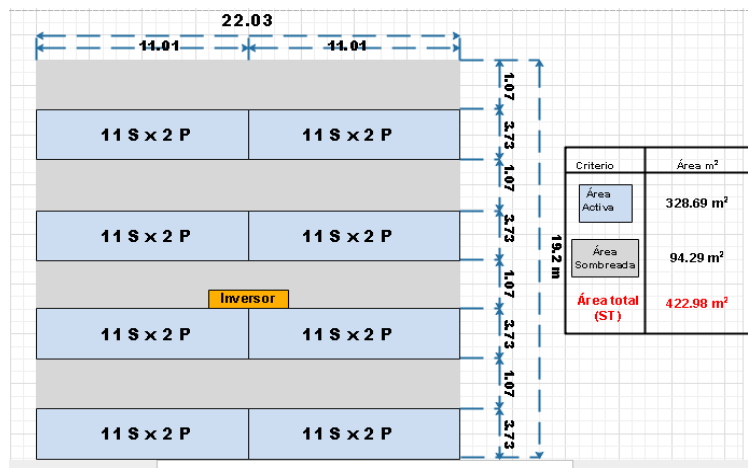


Figura 4-17 Proyección plana de un SSFV50 Fuente elaboración propia.

Se necesita un área total de 422.08m^2 , en la cual se observan 2 áreas necesarias en cada SSFV50, el área de sombreada o área pasiva de 94.29 m^2 lo que equivale al 22.34% del área total y un área activa de 328.69 m^2 .

EL sistema de generación PESFV-B, se compone de 8 subsistemas los cuales se deben sembrar en el terreno considerando caminos de accesos, mantenimiento, espacios para evitar el sombreado entre UTE. Tomando todo lo anterior en cuenta, se propone el sembrado de la PESFV-B que se muestra en la figura 4-18, señalándose los caminos de acceso que servirán para la instalación y posteriormente para el mantenimiento, proponiendo estos caminos de 2 metros entre SSFV y un camino perimetral de 5 metros que ayudarán para la movilidad de transportes de carga tanto de personal como de materiales.

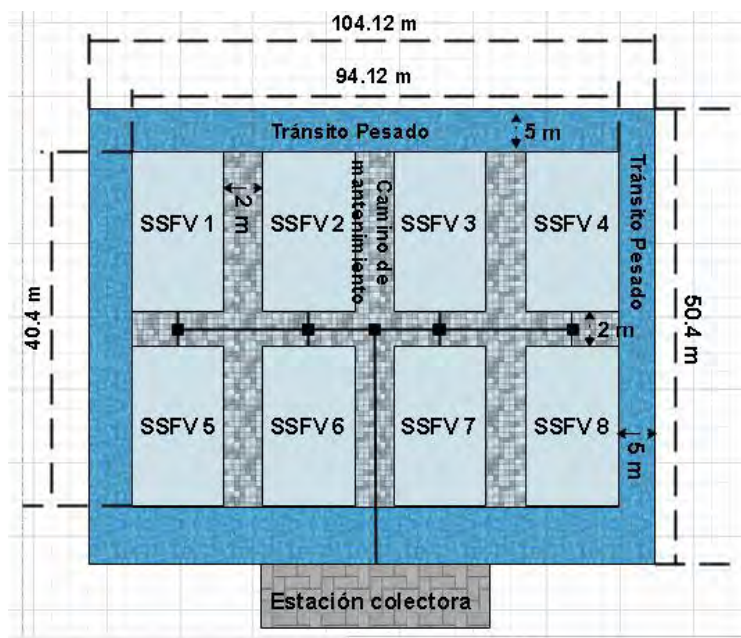


Figura 4-18 Sembrado de un SFV200

Fuente elaboración propia.

Como se observa en la Figura 4-18 es una alternativa para colocar 8 SSFV que integran la PESFV-B, la cual necesitará una superficie de $5,248.65\text{m}^2$, sin contar el área de la estación colectora, dicha área es proporcionada por el SCAPSATM.

➤ Inversores

Conociendo este sembrado para la planta y buscando la mejor alternativa, se elige la instalación de los inversores lo más cercano del centro geométrico de los SSFV50 como se ejemplifica en la Figura 4-19. Cada una de las zonas representa dos circuitos de salida UTE que arriban a uno de los MPPT del inversor; es decir; la Zona A arriba al MPPT 1, la Zona B al MPPT 2, y así sucesivamente.

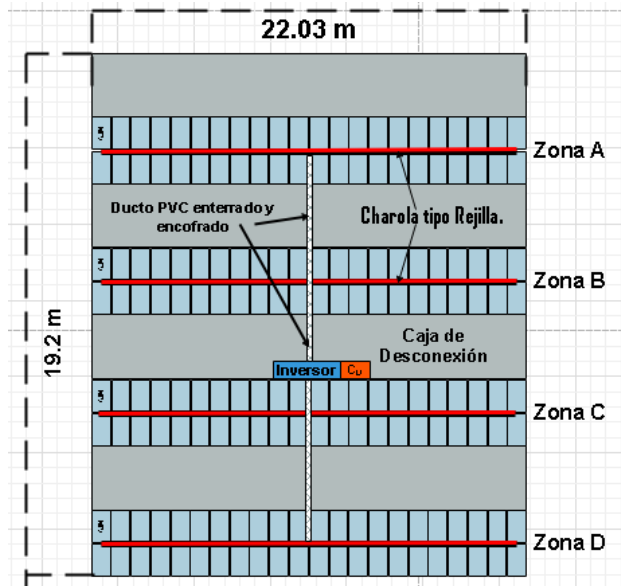


Figura 4-19 Trayectorias eléctricas y Ubicación del Inversor

En la figura 4-21 se muestra un corte transversal de la UBM central, en la cual se montará el inversor.

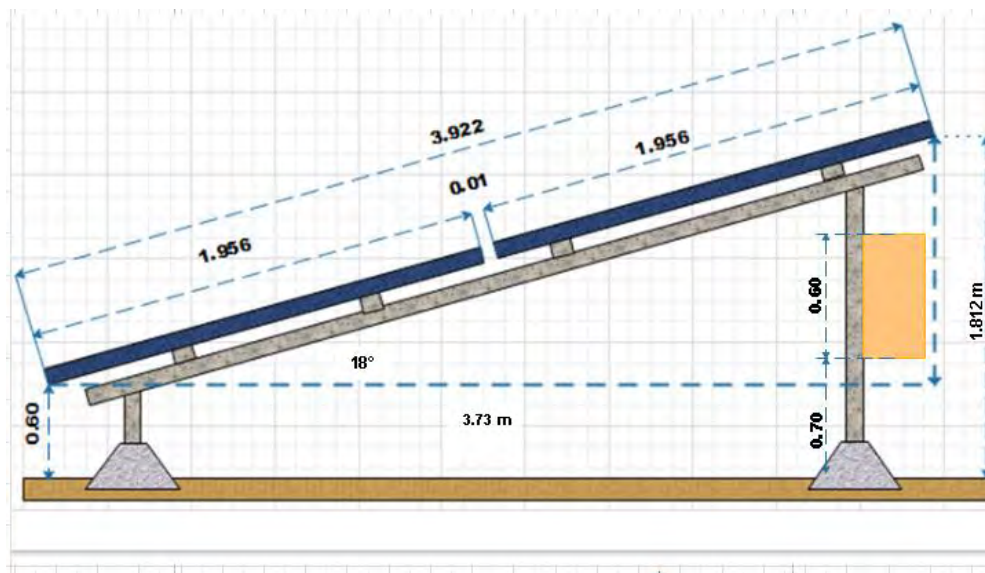


Figura 4-20 Ubicación de los inversores en la UBM central de cada SFV50

Fuente elaboración propia.

Los circuitos de salida de cada inversor se envían, a través de una instalación eléctrica subterránea, a un Tablero de Colección (TACO) en donde se conectan en paralelo. La instalación eléctrica subterránea se debe realizar mediante ductos de PVC, pared rígida, a una profundidad de 60 cm. Se sugiere que el TACO este a un costado del Tablero de Acometida de la bomba. EL circuito de salida del TACO se conecta en paralelo dentro del Tablero de Acometida en donde se ubicará el Punto de Acoplamiento Común (PAC) de los

circuitos que proporcionan la electricidad Solar Fotovoltaica con la electricidad que proviene de la RGD (ver Figura 4-9).

Bajo condiciones estándares de prueba ($G=1,000 \text{ W/m}^2$ y $T_c= 25^\circ\text{C}$) cada inversor recibe una $P_p= 56.32 \text{ kW}$ con los siguientes parámetros eléctricos:

$$V_{mp}=831.16 \text{ V e } I_{mp}=67.76 \text{ A,}$$

$$V_{CA}=1,006.5 \text{ V e } I_{CC}=79.44 \text{ A.}$$

Los valores de V_{mp} e I_{mp} se usan para los cálculos de caída de tensión; mientras que el V_{CA} para el voltaje de aislamiento eléctrico y la I_{CC} para los cálculos de ampacidad de circuitos y dispositivos de protección.

Dado que son 8 inversores de 50.0 kW, cada inversor tiene acoplado un AFV de 56.32 kW, la PESV-B tendrá asociado una Potencia pico de 450.56 kW.

Bajo condiciones de operación y considerando la climatología del sitio, la energía que inyectará la PESFV-B a la bomba durante las horas sol se presenta en la Figura 4-21 que al compararla con el consumo eléctrico típico se tendrá un abastecimiento de energía promedio anual del 100 % del requerido.

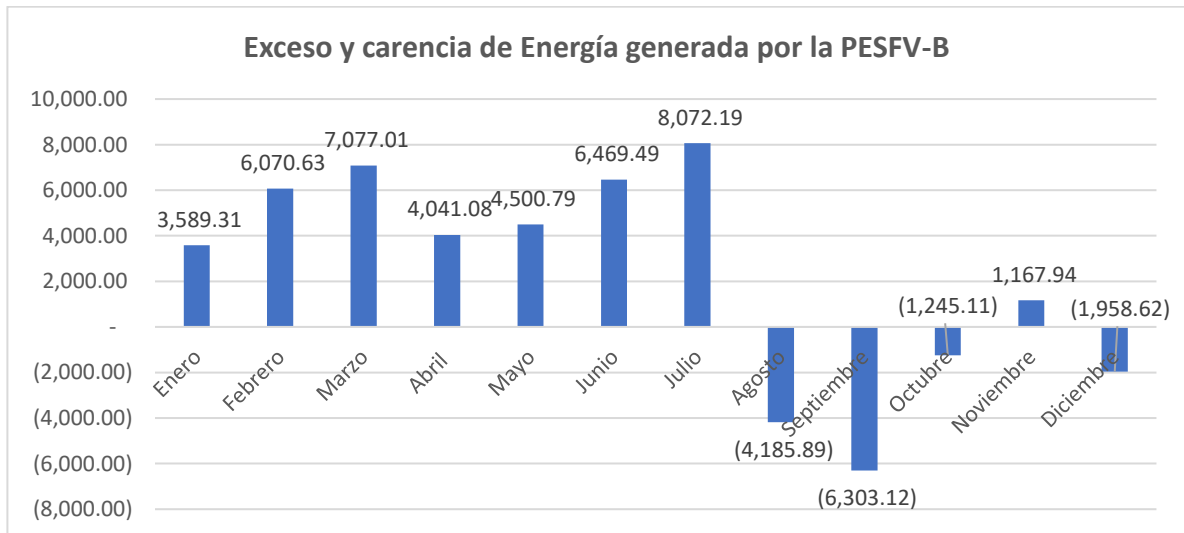


Figura 4-21 Estimación energética de la PESFV-B

5 Análisis Económico.

En este capítulo se analizará la viabilidad económica que tiene el proyecto, y para esto se tomara en cuenta diferentes factores asociados a los costos relacionados con la O&M del SB. La primera es el aumento de la tarifa eléctrica del Sistema de Bombeo, la cual es de 6.5% anual conforme al análisis que se realizó de las tarifas de CFE. La segunda es evaluar los costos relacionados con la adquisición, implementación, instalación, puesta en marcha y operación de la PESFV-B conforme al documento “Monitor de Información Comercial e Índice de Precios de Generación Solar Distribuida en México.” Tercera, realizar el análisis para dos escenarios económicos basados en lo siguiente:

- A) Caso A: Se cuenta el 100% para la inversión inicial.
- B) Caso B: Se considera un préstamo al FIDE que incluye una tasa de interés anual del 9.9%.

El periodo de análisis será de 20 años con una tasa de descuento del 10%. Además se aplicará el estímulo fiscal destacado en el artículo 34, fracción XIII de la Ley de Impuesto Sobre la Renta (LISR), el cual establece la posibilidad de “deducir” fiscalmente hasta el 30% de la inversión inicial en la declaración correspondiente al año en el que se adquiere el proyecto con la obligación de reportar anualmente, durante los siguientes 5 años que el sistema se encuentre operando de manera aceptable.

5.1 Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR).

El Valor Presente Neto (VPN) de un proyecto económico es un indicador expresado en dinero, que permite calcular el valor actual de gastos que se harán en el futuro originados por una inversión en el tiempo equivalente al ciclo de vida útil del proyecto. Para conocer el *VPN*, se necesita conocer el monto de la inversión del proyecto, la tasa de descuento (*i*) y el Flujo de Caja (*FC*) estimado durante el periodo de análisis (Dumrauf, 2006)). El monto del *VPN* se calcula con la siguiente ecuación:

$$VPN = -I_0 + \frac{FC_1}{(1-i)^1} + \frac{FC_2}{(1-i)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1-i)^n} \quad \text{Ecuación 75}$$

Donde I_0 es la inversión inicial, i es la Tasa de descuento, n es el periodo de análisis que corresponde al ciclo de vida útil.

En términos financieros, la toma de decisión para invertir en un proyecto se puede determinar por el valor que se obtiene del VPN, teniendo las siguientes opciones:

- A) Si $VPN > 0$, el proyecto es económicamente factible y se puede invertir en él.

- B) Si $VPN = 0$, el proyecto no genera ni pérdidas ni ganancias, y queda a decisión del inversionista invertir en el con base de otros factores.
- C) Si $VPN < 0$, el proyecto no es económicamente factible y no se debe invertir en él.

Analizando la Ecuación 75, se observa que el VPN depende de la Tasa de descuento con la que se evalúe. Debido a lo anterior, existe el método conocido como Tasa Interna de Retorno (TIR), la cual no dependerá de la Tasa de descuento. La TIR es un indicador que señala hasta cuánto podría ser el rendimiento o ganancia del proyecto y se obtiene al igualar el VPN a cero. Otra interpretación muy importante de la TIR es la máxima Tasa de descuento a la cual el inversionista podrá solicitar dinero para financiar la totalidad del proyecto. La TIR se calcula de la siguiente manera:

$$VPN = 0 = -I_0 + \frac{FC_1}{(1 - TIR)^1} + \frac{FC_2}{(1 - TIR)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1 - TIR)^n} \quad \text{Ecuación 76}$$

5.2 Caso A: Se dispone del 100% para la inversión inicial.

Del documento Monitor de Información Comercial e Índice de Precios de Generación Solar Distribuida en México se determinan los precios de las componentes en los sistemas FV-interconectados a la red. La Tabla 5-1 es un condensado de estos precios en USD/WP para una potencia instalada en el rango de 250 a 500 kW.

Tabla 5-1 Precio público por componente (extraída (AMIF, ASOLMEX, ANES, Cooperación Alemana, GIZ, 2020))

Componente	Costo (USD/WP)
Paneles	0.31
Inversores	0.1
Estructuras	0.24
Material eléctrico	0.1
Mano de obra	0.08
Accesorios	0.02
Adicionales	0.16
Unidad Verificadora de Instalaciones.	0.03
Unidad de Inspección Eléctrica	0.03
Total	1.07

Considerando estos precios, la PESFV-B (450.56 kWp) tendrá un con costo promedio de \$482,099.20 Dólares. Considerando la tasa de cambio promedio utilizada por el Banco Mundial de \$19.24 MXN por dólar, la inversión inicial para el proyecto llave en mano de la PESFV-B es de: **\$ 9,275,588.61.**

Otro gasto para tomar en cuenta es la Operación y Mantenimiento (O&M), en el cual se incluyen los gastos de mantenimiento preventivo y correctivo de la instalación. Del documento Monitor de Precios se encuentra que este gasto es de USD\$0.028 /W al año, por lo que para esta instalación se debe considerar un gasto de \$242,725.68 pesos anuales.

Para este proyecto se considerará una vida útil de 20 años para la TFV mientras que para los inversores se considerará una vida útil de 10 años, lo que implica que hay que cambiar estos equipos en el décimo año. Del documento Monitor de Precios se conoce que los inversores en el rango de 50.0 kW tienen un precio de USD\$0.1/W, por lo que en el décimo año de operación se tendrá que invertir un monto de USD\$40,000.00, equivalentes a \$769,600.00.

A partir de los parámetros definidos anteriormente se ha elaborado un cuadro del flujo de efectivo donde se muestran los gastos a realizar en el periodo de 20 años, así como los ingresos obtenidos por la facturación que se dejara de pagar a CFE. Además se toma en cuenta la deducción de los impuestos en el primer año fiscal equivalente al 30% de la inversión inicial. El cuadro correspondiente se presenta en la Tabla 5-2:

Tabla 5-2 Tabla de Ingreso, Gasto y O&M sin apoyo Financiero

Periodo	ingreso	Gastos	O&M	Deducción impuestos
0		-\$9,275,588.61		
1	\$1,965,138.16		-\$242,725.68	\$2,782,676.58
2	\$2,092,872.14		-\$242,725.68	
3	\$2,228,908.83		-\$242,725.68	
4	\$2,373,787.90		-\$242,725.68	
5	\$2,528,084.12		-\$242,725.68	
6	\$2,692,409.58		-\$242,725.68	
7	\$2,867,416.21		-\$242,725.68	
8	\$3,053,798.26		-\$242,725.68	
9	\$3,252,295.15		-\$242,725.68	
10	\$3,463,694.33	-\$769,600.00	-\$242,725.68	
11	\$3,688,834.46		-\$242,725.68	
12	\$3,928,608.70		-\$242,725.68	
13	\$4,183,968.27		-\$242,725.68	
14	\$4,455,926.21		-\$242,725.68	
15	\$4,745,561.41		-\$242,725.68	
16	\$5,054,022.90		-\$242,725.68	
17	\$5,382,534.39		-\$242,725.68	
18	\$5,732,399.13		-\$242,725.68	
19	\$6,105,005.07		-\$242,725.68	
20	\$6,501,830.40		-\$242,725.68	

Fuente elaboración propia.

A continuación en la Figura 5-1 se muestra el flujo de caja previsto para los 20 años que dura el proyecto, observándose que el ingreso o gasto evitado se incrementa debido al incremento anual de la tarifa de CFE que sea considerado para este caso a una tasa constante del 6.50% anual.

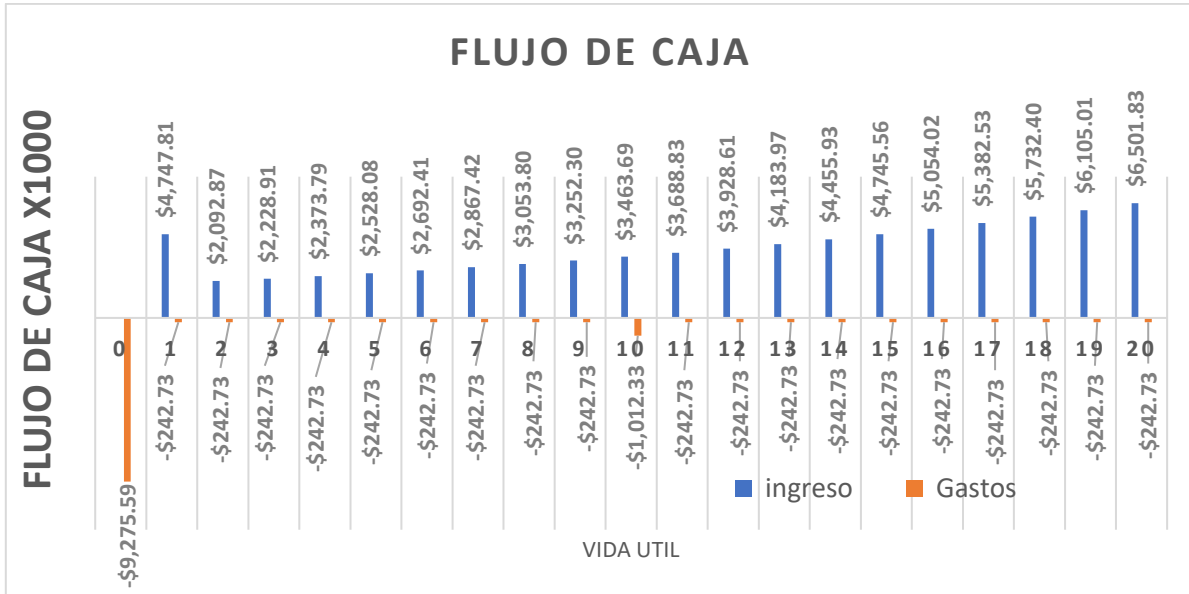


Figura 5-1 Flujo de caja durante los 20 años.

Fuente elaboración propia.

En la Figura 5-2 se ha graficado el VPN en función del ciclo de vida útil observándose que durante los primeros 4 años este es negativo y posteriormente a este periodo es positivo. De esta grafica se deduce que el retorno de la inversión aproximadamente ocurre en el año 4, periodo para el cual el Tiempo de Retorno (Pay Back) comienza a hacerse positivo.

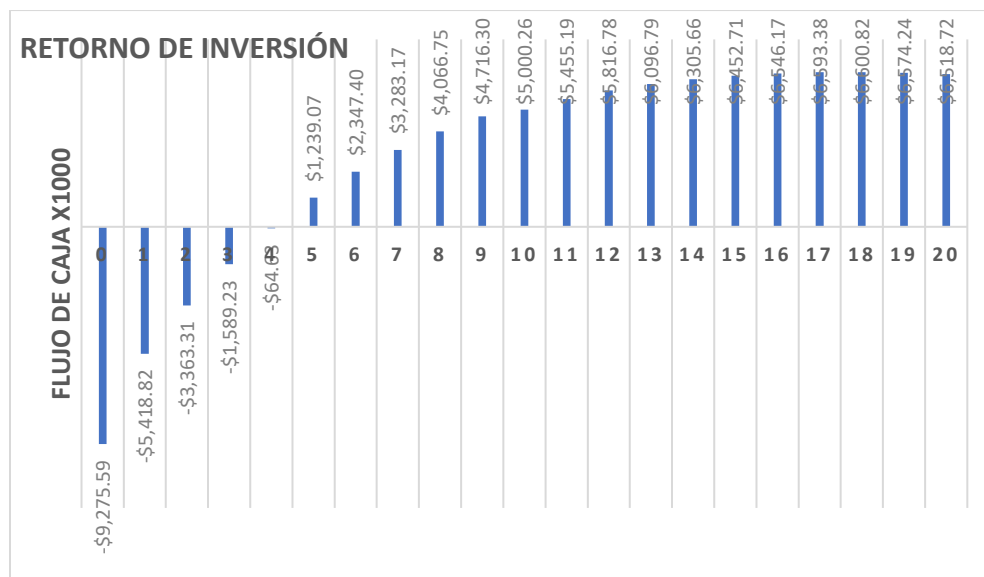


Figura 5-2 Gráfico Tasa de Retorno de la Inversión.

Fuente elaboración propia.

A partir de los parámetros descritos en la Tabla 5-2, se resuelve la Ecuación 75 y se calcula el VPN. La Tabla 5-3 muestra los resultados obtenidos, donde se puede ver que al término de los 20 años se obtendrá un beneficio de \$33,275,911.42.

Tabla 5-3 VPN sin Financiamiento

Periodo	Flujo	Flujo VPN	Flujo Ac VPN
0	-\$9,275,588.61	-\$9,275,588.61	-\$9,275,588.61
1	\$4,505,089.06	\$4,294,651.15	-\$4,980,937.46
2	\$1,850,146.46	\$1,681,338.40	-\$3,299,599.06
3	\$1,986,183.15	\$1,720,651.14	-\$1,578,947.91
4	\$2,131,062.22	\$1,759,925.07	\$180,977.15
5	\$2,285,358.43	\$1,799,189.40	\$1,980,166.55
6	\$2,449,683.90	\$1,838,472.42	\$3,818,638.97
7	\$2,624,690.52	\$1,877,801.52	\$5,696,440.49
8	\$2,811,072.58	\$1,917,203.23	\$7,613,643.72
9	\$3,009,569.46	\$1,956,703.30	\$9,570,347.02
10	\$2,451,368.65	\$1,519,335.71	\$11,089,682.73
11	\$3,446,108.78	\$2,036,097.69	\$13,125,780.43
12	\$3,685,883.02	\$2,076,039.87	\$15,201,820.30
13	\$3,941,242.59	\$2,116,176.17	\$17,317,996.47
14	\$4,213,200.52	\$2,156,528.96	\$19,474,525.43
15	\$4,502,835.73	\$2,197,120.01	\$21,671,645.44
16	\$4,811,297.22	\$2,237,970.59	\$23,909,616.04

17	\$5,139,808.71	\$2,279,101.44	\$26,188,717.48
18	\$5,489,673.44	\$2,320,532.86	\$28,509,250.34
19	\$5,862,279.39	\$2,362,284.70	\$30,871,535.04
20	\$6,259,104.71	\$2,404,376.38	\$33,275,911.42
Total		\$33,275,911.42	

5.3 Caso B: Se considera un préstamo al FIDE que incluye una tasa de interés anual del 9.9%.

Para este tipo de proyectos se debe tomar en cuenta un financiamiento debido a la larga duración de los bienes; por eso, se debe de buscar el mejor crédito para mejorar la rentabilidad de la inversión y conseguir un crédito que se pueda pagar con los montos evitados en la facturación eléctrica derivado de la aportación energética por el SFV.

En nuestro país, el financiamiento de estos proyectos energéticos pueden ser obtenidos con organismos tales como: El Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable (FOTEASE), el Fondo de Sustentabilidad Energética (FSE), Fideicomiso para el ahorro de energía eléctrica (FIDE), y la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), los cuales facilitan los instrumentos adecuados de crédito y financiamiento en proyectos relacionados con la generación de energía limpia. También se cuenta con programas internacionales para la generación de energía limpias como los Mecanismos de Desarrollo Limpio, Acciones Nacionales Apropriadas de Mitigación (NAMA), el Fondo Verde para el Clima (GCF) y los Bonos de Carbono, entre otros.

En el caso de generación con energías o fuentes renovables, existen diferentes esquemas de financiamiento y programas para el fomento de ellas; sin embargo, para este caso en donde la potencia FV es menor de 0.5 MW, las alternativas se reducen a dos instituciones: Al programa de Financiamiento de fuentes renovables de Nacional Financiera (NANFI); y el programa que tiene el Fideicomiso para el ahorro de energía eléctrica (FIDE).

- **NAFIN**
Financiamiento Sustentable, para generación eléctrica solar con instalación de Sistemas Solares Fotovoltaicos Interconectados con capacidad hasta de 500 kW, bajo el esquema de generación de energía limpia y distribuida. Con un monto máximo de 15 millones de pesos, a una tasa de interés anual máxima de 14.5 %, un plazo de 7 a 8 años máximo.
- **FIDE**
Financiamiento a instalación de sistemas de generación de energía con fuentes renovables, principalmente en Sistemas Fotovoltaicos Interconectado a la res (SFV) y micro-cogeneración eficiente. Con un apoyo

por parte de la FOTEASE ²² del 10% de incentivo económico y el 90% restante es financiado con recursos del FIDE con una tasa TIIE+ 5 puntos y un plazo máximo de 7 años.

En el caso B se toma en cuenta el financiamiento del proyecto por parte del FIDE, debido al incentivo que aporta FOTASE, sobresaliendo esta alternativa como la selección más atractiva.

Utilizando el precio obtenido anteriormente para la PESFV-B que fue de \$9,275,588.61 y considerando el incentivo económico del 10% proporcionado por el FOTASE, la inversión inicial queda en \$8,348,029.75. Para el estudio económico se deducirá el incentivo fiscal del 30% de la inversión inicial, se considerará un gasto anual para O&M de \$242,725.68, y la tasa de interés por el crédito bancario del FIDE del 9.9% (Tasa TIIE + 5 puntos).

En la Tabla 5-4 se muestra el flujo de efectivo durante el periodo del ciclo de vida útil del SBFV en donde se detallan los incentivos económicos que se presentaran durante la vida útil del proyecto. Estos resultados nos sirven para conocer el flujo de caja a futuro que tendrá el efectivo durante los 20 años, comparando los resultados con el incentivo inicial como se aprecia en la Figura 5-3.

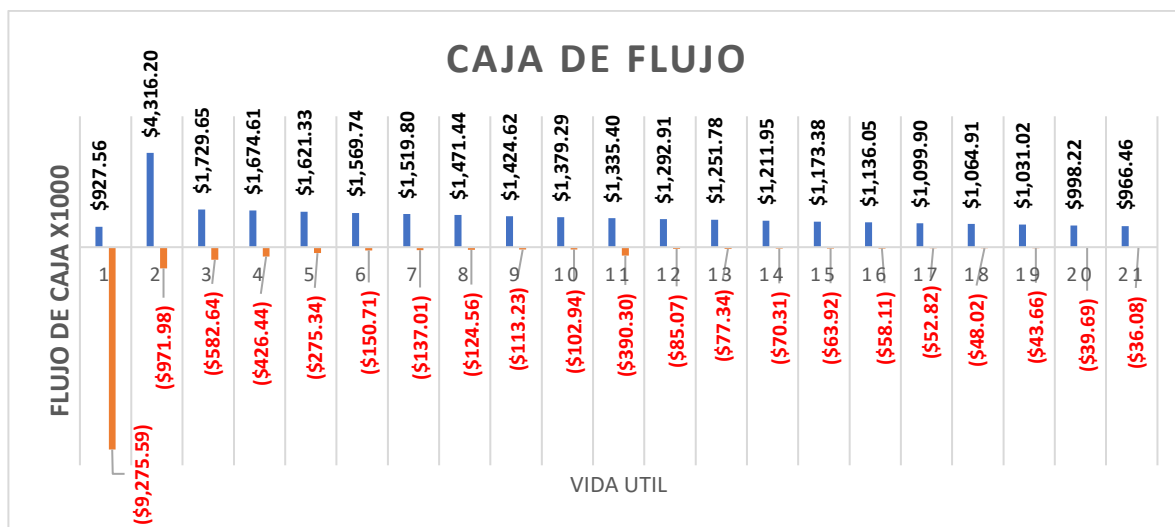


Figura 5-3 Caja de flujo efectivo en 20 años. (Fuente elaboración propia.)

²² Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.

Tabla 5-4 Flujo del efectivo con Financiamiento y apoyo fiscal

Pe rio do	inversión y cambio de equipos	Apoyo 10% FOTASE	Deducción de Impuestos	O&M	ingreso	Intereses	Saldo	VPN	Flujo acumulado VPN
0	-\$9,275,588.61	\$927,558.86			\$0.00		-\$8,348,029.75	-\$8,348,029.75	-\$8,348,029.75
1	\$0.00		\$2,782,676.58	-\$242,725.68	\$1,965,138.16	-\$826,454.94	-\$4,669,395.63	\$3,344,212.83	-\$4,244,905.12
2	\$0.00			-\$242,725.68	\$2,092,872.14	-\$462,270.17	-\$3,281,519.35	\$1,147,005.20	-\$2,711,999.46
3	\$0.00			-\$242,725.68	\$2,228,908.83	-\$324,870.42	-\$1,620,206.62	\$1,248,168.84	-\$1,217,285.21
4	\$0.00			-\$242,725.68	\$2,373,787.90	-\$160,400.45	\$350,455.15	\$1,345,988.50	\$239,365.58
5	\$0.00			-\$242,725.68	\$2,528,084.12		\$2,635,813.58	\$1,419,027.78	\$1,636,632.86
6	\$0.00			-\$242,725.68	\$2,692,409.58		\$5,085,497.48	\$1,382,782.70	\$2,870,630.75
7	\$0.00			-\$242,725.68	\$2,867,416.21		\$7,710,188.01	\$1,346,881.25	\$3,956,545.57
8	\$0.00			-\$242,725.68	\$3,053,798.26		\$10,521,260.58	\$1,311,386.10	\$4,908,245.71
9	\$0.00			-\$242,725.68	\$3,252,295.15		\$13,530,830.05	\$1,276,351.24	\$5,738,392.80
10	-\$769,600.00			-\$242,725.68	\$3,463,694.33		\$15,982,198.69	\$945,108.73	\$6,161,829.46
11	\$0.00			-\$242,725.68	\$3,688,834.46		\$19,428,307.47	\$1,207,840.10	\$6,809,503.25
12	\$0.00			-\$242,725.68	\$3,928,608.70		\$23,114,190.49	\$1,174,435.92	\$7,364,893.42
13	\$0.00			-\$242,725.68	\$4,183,968.27		\$27,055,433.08	\$1,141,637.59	\$7,836,995.24
14	\$0.00			-\$242,725.68	\$4,455,926.21		\$31,268,633.60	\$1,109,467.38	\$8,234,008.51
15	\$0.00			-\$242,725.68	\$4,745,561.41		\$35,771,469.33	\$1,077,943.07	\$8,563,405.35
16	\$0.00			-\$242,725.68	\$5,054,022.90		\$40,582,766.55	\$1,047,078.46	\$8,831,992.41
17	\$0.00			-\$242,725.68	\$5,382,534.39		\$45,722,575.25	\$1,016,883.75	\$9,045,967.76
18	\$0.00			-\$242,725.68	\$5,732,399.13		\$51,212,248.70	\$987,366.02	\$9,210,973.08
19	\$0.00			-\$242,725.68	\$6,105,005.07		\$57,074,528.08	\$958,529.52	\$9,332,141.41
20	\$0.00			-\$242,725.68	\$6,501,830.40		\$63,333,632.80	\$930,376.03	\$9,414,140.95
								\$17,070,441.28	

Fuente elaboración propia.

A continuación en la Figura 5-4 se muestra el comportamiento del flujo de efectivo del proyecto, el Pay Back a mediados del 4 año donde se vuelve positiva la curva, esto quiere decir que a mediados del cuarto año se recupera la inversión inicial en su totalidad.

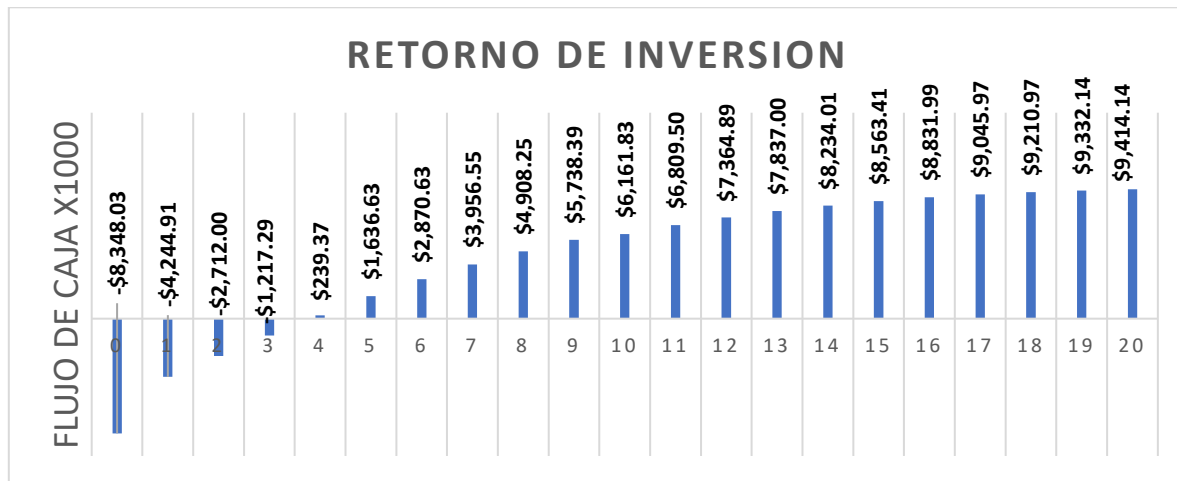


Figura 5-4 Retorno Inversión. (Fuente elaboración propia.)

Explicando lo anterior, se tendrá un VPN (Valor Presente Neto) al termino de los 20 años de \$17,070,441.28 MXN de ganancia y una Tasa Interna de Retorno del 30.09%, es decir; al termino de los 20 años la rentabilidad del proyecto será del 30.09%.

Relación Consto y Beneficio (CB).

La relación Costo Beneficio (CB), conocida también como índice neto de rentabilidad, es un indicador que toma los ingresos y gastos del proyecto en VPN y determina cuáles serán los beneficios obtenidos por cada unidad monetaria invertida en el proyecto. Para calcular la relación CB es necesario conocer la sumatoria de todos los ingresos llevados a VPN y dividirlos entre la sumatoria de todos los egresos. La relación costo beneficio quedara de la siguiente manera:

$$CB = \frac{\$25,418,471.03}{\$9,275,588.61} = 2.74$$

El indicador anterior obtenido, demuestra que por cada peso (MXN) invertido se recuperan \$ 2.74 en un plazo de 20 años, lo que hace viable la inversión, el resultado obtenido con el criterio CB, confirma una vez más que el proyecto es altamente rentable.

5.4 Alternativas de pago para caso B

El proyecto presenta una inversión inicial de \$ 9,275,588.61 pesos (20.57 pesos/Wp de costo de instalación), en esta inversión se incluyen, equipos (módulos, estructuras mecánicas de soporte, inversores, cajas de combinación, cableado y suministro eléctrico), el montaje y la puesta en marcha del PESFV-B.

Dentro del análisis económico de este proyecto los ingresos tomados en cuenta son los ahorros económicos que se presenta al utilizar la energía FV como fuente de alimentación, el caso A se habla de una situación donde se cuenta con el 100% de la inversión, mientras tanto el Caso B se solicita al FIDE un préstamo del 100% de la inversión.

El Caso B es el más factible a selección, para que este caso se vuelva más atractivo se incluirá un indicador financiero extra, este indicador lo llamaremos inversión tarifa de agua, como su nombre indica, se trata de un incremento del 5, 10 y 15 % a la tarifa fija de agua, este porcentaje de incremento tendrá el fin de amortiguar el costo del proyecto y la finalidad de disminuir el tiempo de retorno de la inversión.

5.4.1 Tarifa de agua:

Una forma de volver accesible el servicio de agua potable es el establecimiento de una tarifa, esta no debe representar un gasto ostentoso al ingreso doméstico, por lo cual debe de ser accesible al usuario. Esta tarifa se debe tomar en cuenta la repartición justa del costo del servicio con el suministro de este entre los distintos niveles socioeconómicos de los habitantes. La tarifa está determinada por los gobiernos de las entidades, los que establecen si la cuota es fija en todo el año a menos que exista un cambio.

En el caso de Temixco, Morelos, la tarifa que se otorga a este servicio se estipula bajo la Ley de Ingresos del Municipio, implementada por el Gobierno Municipal con base en datos socio económicos de los habitantes, con la finalidad de no afectar económicamente al usuario y lograr el desarrollo económico del municipio. Las tarifas autorizadas por los servicios que presta el Municipio a través del organismo operador de agua potable, se detallan en la Tabla 5-5, y están estandarizadas al valor de la Unid (UMA) garantizando un suministro mínimo de 40 m³ mensuales por servicio domiciliario.

Tabla 5-5 Tarifas de agua Temixco, Morelos del 2015 a 2019

Costos fijos conforme a Ley de Ingresos del Municipio Temixco, Morelos, para el ejercicio fiscal (UMA)					
	2019	2018	2017	2016	2015
popular	0.897	0.667	0.667	0.667	0.667
Habitacional	1.4251	1.197	1.1111	1.1111	1.0758
Residencial	3.3411	3.2101	2.5	2.5	2.5
Costo por UMA	\$84.49	\$80.6	\$75.49	\$73.04	\$70.10

Se puede observar en esta tabla que durante los años 2015 al 2018 no hubo incremento en el precio del suministro, sin embargo, en el 2019 se tuvo un incremento del 34.5% en el precio del suministro de agua al usuario.

5.4.2 Alternativa amortización del 5%, 10% y 15%.

Ya que se ha observado en la Tabla 5-5 que el 2018 al 2019 se tuvo un incremento en la tarifa del suministro de agua del 34.5%, el considerar como alternativa de amortización un incremento adicional, no representaría una política de disminución de la capacidad económica de los usuarios, y con ello, se podrá tener fondos que puedan financiar no nada más este proyecto si no otros que podrían establecerse cada periodo de cambio de Gobierno Municipal.

Por información vertida por SCAPSATM, el SB analizado provee de agua a 1745 tomas residenciales, que durante el 2019 tuvieron asignado una tarifa de 3.3411 UMAS que equivalen a \$282.29 MXN, generándose un ingreso de \$492,596.05 MXN mensuales, valor que se considerara para determinar el monto mensual de aportación por los incrementos en la tarifa con 5, 10 y 15% anual.

En la Tabla 5-6 con la información obtenida de la Ley de Ingresos de Temixco, se conoce el ingreso que tiene el municipio por cada una de las 1,745 tomas de agua, y se predice el comportamiento de los ingresos en los próximos 20 años.

Tabla 5-6 Tarifa mensual por toma de agua

Año	UMA	ingreso por toma	Ingreso porcentaje por toma			ingreso anual obtenido por el servicio		
			5%	10%	15%	5%	10%	15%
2015	2.50	\$182.60						
2016	2.50	\$182.60						
2017	2.50	\$188.73						
2018	3.21	\$258.73						
2019	3.34	\$282.29						
2020	3.53	\$306.51	\$15.33	\$30.65	\$45.98	\$320,912.37	\$641,824.73	\$962,737.10
2021	3.77	\$346.18	\$17.31	\$34.62	\$51.93	\$362,454.99	\$724,909.98	\$1,087,364.97
2022	4.01	\$380.32	\$19.02	\$38.03	\$57.05	\$398,197.23	\$796,394.46	\$1,194,591.70
2023	4.25	\$414.46	\$20.72	\$41.45	\$62.17	\$433,939.47	\$867,878.95	\$1,301,818.42
2024	4.48	\$448.60	\$22.43	\$44.86	\$67.29	\$469,681.71	\$939,363.43	\$1,409,045.14
2025	4.72	\$482.74	\$24.14	\$48.27	\$72.41	\$505,423.95	\$1,010,847.91	\$1,516,271.86
2026	4.96	\$516.87	\$25.84	\$51.69	\$77.53	\$541,166.19	\$1,082,332.39	\$1,623,498.58
2027	5.20	\$551.01	\$27.55	\$55.10	\$82.65	\$576,908.44	\$1,153,816.87	\$1,730,725.31
2028	5.44	\$585.15	\$29.26	\$58.51	\$87.77	\$612,650.68	\$1,225,301.35	\$1,837,952.03
2029	5.68	\$619.29	\$30.96	\$61.93	\$92.89	\$648,392.92	\$1,296,785.83	\$1,945,178.75
2030	5.92	\$653.42	\$32.67	\$65.34	\$98.01	\$684,135.16	\$1,368,270.31	\$2,052,405.47
2031	6.16	\$687.56	\$34.38	\$68.76	\$103.13	\$719,877.40	\$1,439,754.79	\$2,159,632.19
2032	6.40	\$721.70	\$36.08	\$72.17	\$108.25	\$755,619.64	\$1,511,239.28	\$2,266,858.91
2033	6.64	\$755.84	\$37.79	\$75.58	\$113.38	\$791,361.88	\$1,582,723.76	\$2,374,085.64
2034	6.88	\$789.98	\$39.50	\$79.00	\$118.50	\$827,104.12	\$1,654,208.24	\$2,481,312.36
2035	7.12	\$824.11	\$41.21	\$82.41	\$123.62	\$862,846.36	\$1,725,692.72	\$2,588,539.08
2036	7.36	\$858.25	\$42.91	\$85.83	\$128.74	\$898,588.60	\$1,797,177.20	\$2,695,765.80

2037	7.59	\$892.39	\$44.62	\$89.24	\$133.86	\$934,330.84	\$1,868,661.68	\$2,802,992.52
2038	7.83	\$926.53	\$46.33	\$92.65	\$138.98	\$970,073.08	\$1,940,146.16	\$2,910,219.24
2039	8.07	\$960.66	\$48.03	\$96.07	\$144.10	\$1,005,815.32	\$2,011,630.64	\$3,017,445.97

En la columna 4,5 y 6 describe la cantidad de efectivo que aumenta la tarifa por toma, en las columnas 7,8 y 9 se muestra el ingreso anual que tendrá el proyecto por apoyo de los usuarios

A continuación se presenta un análisis económico con incrementos tarifarios del 5, 10 y 15% considerando todos los parámetros expuestos en el Caso B con un indicador extra (% tarifa de agua), el cual se toma como un ingreso para el análisis económico. Los resultados se muestran en las tablas: Tabla 5-7, Tabla 5-8 y Tabla 5-9

Tabla 5-7 Flujo de efectivo con 5% tarifa de agua

Período	inversión y cambio de equipos	Apoyo 10% FIDE	Deducción de Impuestos	O&M	ingreso	Tarifa agua aportación 5%	Interés	Saldo	VPN	VPN Acumulado
0	-\$9,275,588.61	\$927,558.86	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$8,348,029.75	-\$8,348,029.75	-\$8,348,029.75
1	\$0.00	\$0.00	\$2,782,676.58	-\$242,725.68	\$1,965,138.16	\$320,912.37	-\$826,454.94	-\$4,348,483.27	\$3,635,951.35	-\$3,953,166.61
2	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$2,092,872.14	\$362,454.99	-\$430,499.84	-\$2,566,381.66	\$1,472,811.24	-\$2,120,976.58
3	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$2,228,908.83	\$398,197.23	-\$254,071.78	-\$436,073.07	\$1,600,532.38	-\$327,628.15
4	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$2,373,787.90	\$433,939.47	-\$43,171.23	\$2,085,757.39	\$1,722,444.14	\$1,424,600.36
5	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$2,528,084.12	\$469,681.71	\$0.00	\$4,840,797.53	\$1,710,663.17	\$3,005,754.41
6	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$2,692,409.58	\$505,423.95	\$0.00	\$7,795,905.39	\$1,668,081.34	\$4,400,585.35
7	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$2,867,416.21	\$541,166.19	\$0.00	\$10,961,762.11	\$1,624,585.08	\$5,625,117.22
8	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$3,053,798.26	\$576,908.44	\$0.00	\$14,349,743.12	\$1,580,518.15	\$6,694,261.07
9	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$3,252,295.15	\$612,650.68	\$0.00	\$17,971,963.26	\$1,536,174.93	\$7,621,866.82
10	-\$769,600.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$3,463,694.33	\$648,392.92	\$0.00	\$21,071,724.82	\$1,195,092.27	\$8,124,062.10
11	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$3,688,834.46	\$684,135.16	\$0.00	\$25,201,968.76	\$1,447,625.30	\$8,833,136.30
12	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$3,928,608.70	\$719,877.40	\$0.00	\$29,607,729.18	\$1,403,811.04	\$9,433,934.96
13	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$4,183,968.27	\$755,619.64	\$0.00	\$34,304,591.40	\$1,360,513.68	\$9,936,818.19
14	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$4,455,926.21	\$791,361.88	\$0.00	\$39,309,153.80	\$1,317,857.69	\$10,351,328.78
15	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$4,745,561.41	\$827,104.12	\$0.00	\$44,639,093.65	\$1,275,945.22	\$10,686,244.11
16	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$5,054,022.90	\$862,846.36	\$0.00	\$50,313,237.22	\$1,234,858.96	\$10,949,626.34
17	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$5,382,534.39	\$898,588.60	\$0.00	\$56,351,634.53	\$1,194,664.72	\$11,148,870.48
18	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$5,732,399.13	\$934,330.84	\$0.00	\$62,775,638.81	\$1,155,413.64	\$11,290,750.43
19	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$6,105,005.07	\$970,073.08	\$0.00	\$69,607,991.28	\$1,117,144.22	\$11,381,462.80
20	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$6,501,830.40	\$1,005,815.32	\$0.00	\$76,872,911.32	\$1,079,884.07	\$11,426,668.43
									\$21,986,542.85	

Tabla 5-8Flujo de efectivo con 10% tarifa de agua

Periodo	inversión y cambio de equipos	Apoyo 10% FIDE	Deducción de Impuestos	O&M	ingreso	Tarifa agua	Intereses	Saldo	VPN	VPN Acumulado
0	-\$9,275,588.61	\$927,558.86	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$8,348,029.75	-\$8,348,029.75	-\$8,348,029.75
1	\$0.00	\$0.00	\$2,782,676.58	-\$242,725.68	\$1,965,138.16	\$641,824.73	-\$826,454.94	-\$4,027,570.90	\$3,927,689.86	-\$3,661,428.09
2	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$2,092,872.14	\$724,909.98	-\$398,729.52	-\$1,851,243.98	\$1,798,617.29	-\$1,529,953.70
3	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$2,228,908.83	\$796,394.46	-\$183,273.15	\$748,060.48	\$1,952,895.91	\$562,028.91
4	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$2,373,787.90	\$867,878.95	\$0.00	\$3,747,001.64	\$2,048,317.17	\$2,559,252.54
5	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$2,528,084.12	\$939,363.43	\$0.00	\$6,971,723.50	\$2,002,298.56	\$4,328,891.78
6	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$2,692,409.58	\$1,010,847.91	\$0.00	\$10,432,255.31	\$1,953,379.99	\$5,888,736.15
7	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$2,867,416.21	\$1,082,332.39	\$0.00	\$14,139,278.22	\$1,902,288.90	\$7,255,685.40
8	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$3,053,798.26	\$1,153,816.87	\$0.00	\$18,104,167.67	\$1,849,650.19	\$8,445,727.83
9	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$3,252,295.15	\$1,225,301.35	\$0.00	\$22,339,038.48	\$1,795,998.63	\$9,473,933.02
10	-\$769,600.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$3,463,694.33	\$1,296,785.83	\$0.00	\$26,087,192.96	\$1,445,075.81	\$10,057,742.19
11	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$3,688,834.46	\$1,368,270.31	\$0.00	\$30,901,572.06	\$1,687,410.50	\$10,830,812.49
12	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$3,928,608.70	\$1,439,754.79	\$0.00	\$36,027,209.87	\$1,633,186.17	\$11,479,379.34
13	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$4,183,968.27	\$1,511,239.28	\$0.00	\$41,479,691.73	\$1,579,389.78	\$12,015,189.18
14	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$4,455,926.21	\$1,582,723.76	\$0.00	\$47,275,616.01	\$1,526,248.01	\$12,449,147.26
15	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$4,745,561.41	\$1,654,208.24	\$0.00	\$53,432,659.98	\$1,473,947.37	\$12,791,353.97
16	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$5,054,022.90	\$1,725,692.72	\$0.00	\$59,969,649.91	\$1,422,639.47	\$13,051,143.08
17	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$5,382,534.39	\$1,797,177.20	\$0.00	\$66,906,635.82	\$1,372,445.68	\$13,237,121.21
18	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$5,732,399.13	\$1,868,661.68	\$0.00	\$74,264,970.94	\$1,323,461.25	\$13,357,207.81
19	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$6,105,005.07	\$1,940,146.16	\$0.00	\$82,067,396.49	\$1,275,758.92	\$13,418,675.11
20	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$6,501,830.40	\$2,011,630.64	\$0.00	\$90,338,131.85	\$1,229,392.11	\$13,428,187.67
									\$26,852,061.82	

Tabla 5-9Flujo de efectivo con 15% tarifa de agua

Periodo	inversión y cambio de equipos	Apoyo 10% FIDE	Deducción de Impuestos	O&M	ingreso	Tarifa agua	Intereses	Saldo	VPN	Flujo acumulado VPN
0	-\$9,275,588.61	\$927,558.86	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$8,348,029.75	-\$8,348,029.75	-\$8,348,029.75
1	\$0.00	\$0.00	\$2,782,676.58	-\$242,725.68	\$1,965,138.16	\$962,737.10	-\$826,454.94	-\$3,706,658.53	\$4,219,428.38	-\$3,369,689.58
2	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$2,092,872.14	\$1,087,364.97	-\$366,959.19	-\$1,136,106.30	\$2,124,423.34	-\$938,930.82
3	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$2,228,908.83	\$1,194,591.70	-\$112,474.52	\$1,932,194.02	\$2,305,259.44	\$1,451,685.97
4	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$2,373,787.90	\$1,301,818.42	\$0.00	\$5,365,074.66	\$2,344,703.67	\$3,664,418.18
5	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$2,528,084.12	\$1,409,045.14	\$0.00	\$9,059,478.23	\$2,293,933.95	\$5,625,223.21
6	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$2,692,409.58	\$1,516,271.86	\$0.00	\$13,025,433.99	\$2,238,678.64	\$7,352,517.92
7	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$2,867,416.21	\$1,623,498.58	\$0.00	\$17,273,623.10	\$2,179,992.73	\$8,864,099.93
8	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$3,053,798.26	\$1,730,725.31	\$0.00	\$21,815,420.98	\$2,118,782.23	\$10,177,054.89
9	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$3,252,295.15	\$1,837,952.03	\$0.00	\$26,662,942.47	\$2,055,822.32	\$11,307,690.40
10	-\$769,600.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$3,463,694.33	\$1,945,178.75	\$0.00	\$31,059,489.87	\$1,695,059.35	\$11,974,777.89
11	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$3,688,834.46	\$2,052,405.47	\$0.00	\$36,558,004.12	\$1,927,195.70	\$12,813,357.42
12	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$3,928,608.70	\$2,159,632.19	\$0.00	\$42,403,519.33	\$1,862,561.29	\$13,511,068.04
13	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$4,183,968.27	\$2,266,858.91	\$0.00	\$48,611,620.83	\$1,798,265.87	\$14,081,055.00
14	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$4,455,926.21	\$2,374,085.64	\$0.00	\$55,198,906.99	\$1,734,638.33	\$14,535,597.41
15	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$4,745,561.41	\$2,481,312.36	\$0.00	\$62,183,055.07	\$1,671,949.52	\$14,886,128.99
16	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$5,054,022.90	\$2,588,539.08	\$0.00	\$69,582,891.37	\$1,610,419.98	\$15,143,264.51
17	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$5,382,534.39	\$2,695,765.80	\$0.00	\$77,418,465.87	\$1,550,226.64	\$15,316,830.75
18	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$5,732,399.13	\$2,802,992.52	\$0.00	\$85,711,131.84	\$1,491,508.87	\$15,415,900.45
19	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$6,105,005.07	\$2,910,219.24	\$0.00	\$94,483,630.47	\$1,434,373.63	\$15,448,828.58
20	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$242,725.68	\$6,501,830.40	\$3,017,445.97	\$0.00	\$103,760,181.15	\$1,378,900.15	\$15,423,289.77
									\$31,688,094.26	

A continuación en las Figura 5-5, Figura 5-6 y Figura 5-7, se presenta la evolución histórica del flujo de caja. Los intereses básicamente se pagan al principio del proyecto, a medida que éstos se pagan el saldo del financiamiento disminuye.

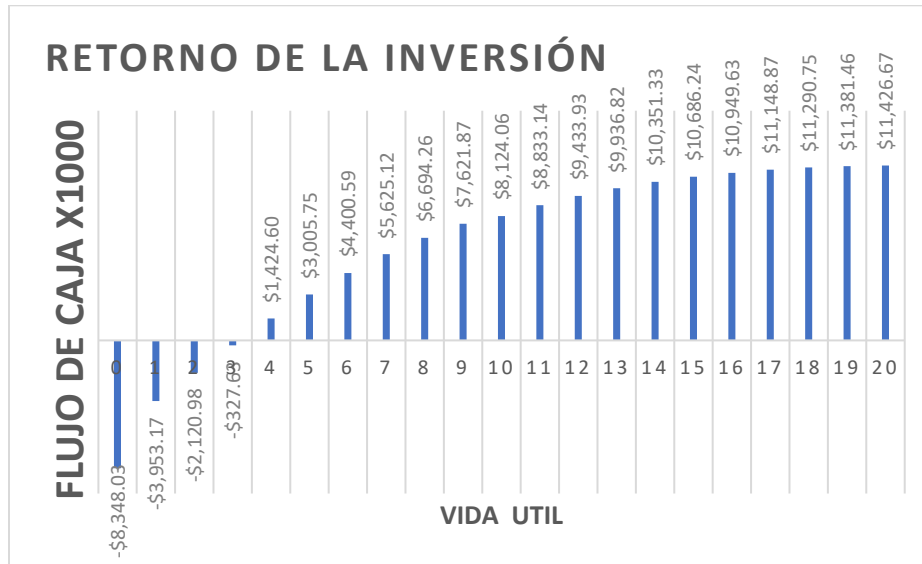


Figura 5-5 Retorno de la inversión a 5% de la tarifa.

El retorno total de la inversión se tiene a los 3 años y 2 meses.

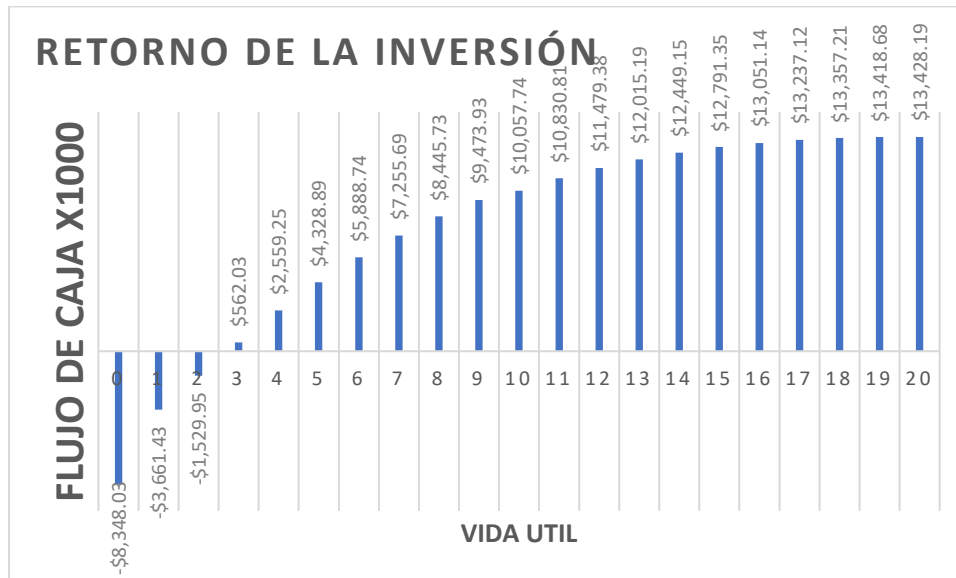


Figura 5-6 Retorno de la Inversión a 10% de la tarifa.

El retorno total de la inversión se tiene a los 2 años y 9 meses.

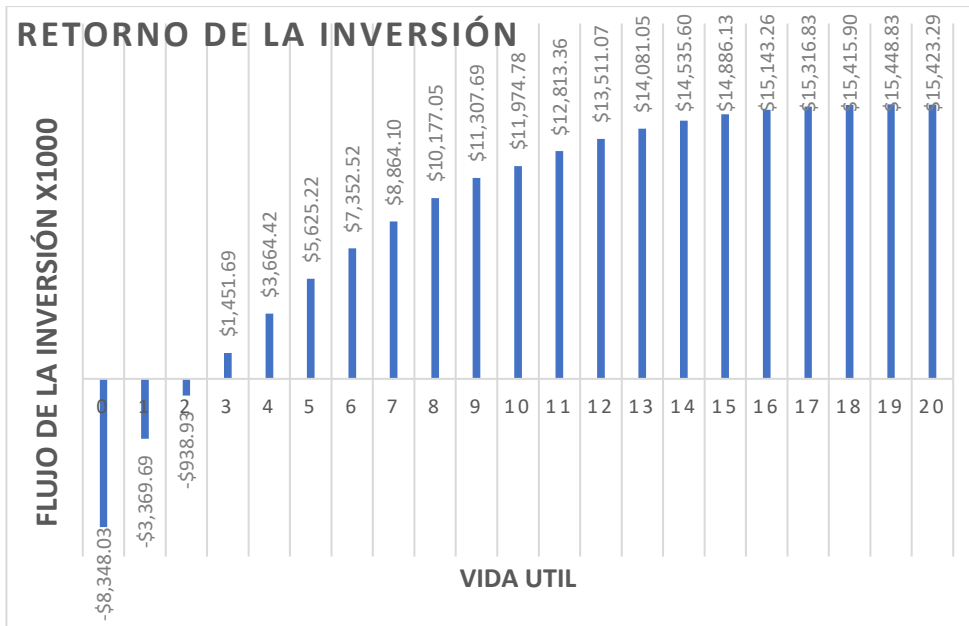


Figura 5-7 Retorno de la Inversión a 15% de la tarifa.

El retorno total de la inversión se tiene a los 2 años 4 meses.

Del análisis anterior, se obtiene la Tabla 5-10. En donde se muestra un resumen de las 3 alternativas. así como la inversión inicial, el VPN total del proyecto, el total de intereses a pagar, el interés a pagar, el monto final de crédito a pagar, la relación CB y la TIR de cada una de las tres alternativas.

Tabla 5-10 Resumen evaluación económica para las diferentes alternativas

Tasa de interés anual	9.900%		Tasa Interna		10%		
Porcentaje de tarifas	VPN	Inversión	Total intereses	Monto final del crédito	CB	TIR	No anualidades
5%	\$21,986,542.85	-\$9,275,588.61	\$1,554,197.81	\$10,829,786.41	3.77	35%	3.2
10%	\$26,852,061.82	-\$9,275,588.61	\$1,408,457.62	\$10,684,046.23	4.18	40%	2.9
15%	\$31,688,094.26	-\$9,275,588.61	\$1,305,888.66	\$10,581,477.27	4.69	45%	2.4

Fuente elaboración propia

Los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad del VPN para las tres alternativas son fiables (Tabla 5-10, Tabla 5-9), en donde se aprecia que la relación CB superan las 4 unidades, es decir por cada unidad monetaria invertida se recuperan más de 4 unidades, la TIR sobre pasa a la tasa de descuento empleada $i = 10\%$, por lo cual cualquiera de estas 3 alternativas es factible, en particular las alternativas del 10% y 15%, donde se presentan las mejores TIR que la alternativa del 5% con un valor del 35 %, al igual que el caso B con un valor de la TIR del 30.09%.

6 Conclusiones

En este capítulo se presentan las conclusiones que se obtuvieron al realizar el trabajo Dimensionamiento y Diseño de un Sistema de Bombeo Fotovoltaico Municipal, desarrollado para el caso en específico del SB Apatlaco en Temixco, Morelos.

En esta tesis se diseñó una planta de generación fotovoltaica para la alimentación del sistema de bombeo Apatlaco, ubicado en la colonia animas, en Temixco, Morelos, porque la implementación de este tipo de sistemas de alimentación eléctrica disminuye con el tiempo el gasto económico. Por otro lado, al utilizar energías limpias se reduce la contaminación por generación de energía convencional.

Antes de realizar el Diseño de la PESFV-B, fue necesario conocer el estado del SB de bombeo actual se evaluó técnicamente las condiciones en las que se encuentra funcionando el SB, el cual cuenta con una eficiencia del 54.04%, la bomba consume 0.647 KWH por cada m³ de agua que desplaza.

La demanda eléctrica del SB-Apatlaco fue de 775,110.78 KWh en el año 2018 con un aumento del 4% con respecto al 2017, lo cual representa un costo de \$1,836,664.82 MXN, y presenta un incremento del 6.5 % en promedio en un plazo de 5 años, lo que supone un incremento gradual en la tarifa del SB.

Del análisis energético realizado para el SB, se obtuvo que la energía consumida en promedio diario es de 2,071.81 kWh, se determina la potencia de la PESFV-B de 450.56 kWp para cubrir la demanda energética. Esta se conforma por 8 inversores de marca Solis 50k-HV, se determina la configuración óptima de cada uno de estos de 22 MFV en serie y 8 en paralelo, con un total de 176 MFV de 320 W por cada inversor, 1,408 MFV para la PESFV-B y requiere un área de 5,248.65 m², sin contar el área de la estación colectora.

Se elaboró la estimación de generación de energía de la PESFV-B, con una generación mensual de 65,282.89 kWh y una producción mensual de 783,394.71 kWh.

Del análisis económico realizado para conocer la factibilidad de la PESFV-B, se obtuvo una inversión de \$9,275,588.61 MXN, con un apoyo fiscal de \$2,782,676.58 MXN o el 30% de la inversión por deducción de impuestos y una vida útil de 20 años, se realizó el análisis de dos posibles casos (A y B), para el caso más atractivo se realizaron tres posibles escenarios de pago.

El caso A, El SCAPSATM cuenta con el total de la inversión , en el primer año se recupera \$2,782,676.58 MXN por deducción de impuestos, anualmente se tiene un gasto de \$242,725.68 MXN por O&M ,los ingresos anuales son por ahorro del pago al suministrador eléctrico, estos parámetros se detallan en la Tabla 5-2, la recuperación de la inversión se tienen a los 4 años y 5 meses, a los 20 años de vida se obtuvo un beneficio de \$33,275,911.42 MXN.

Caso B, el SCAPSATM no cuenta con el dinero de la inversión y se solicita un préstamo del 100% al FIDE, al ser un proyecto de energía limpia FOTASE otorga un incentivo del 10% de la inversión, y una tasa de interés del 9.9 %. La Tabla 5-4 nos muestra todos los parámetros utilizados en el análisis. La recuperación de la inversión y pago total del prestamos se presenta a los 4 años y 9 meses, con un beneficio de \$17,070,441.28 MXN al termino de los 20 años, una rentabilidad de proyecto del 30.09% y una relación costo beneficio de \$2.74. El Proyecto es altamente rentable.

Se concluye que el caso B es el más atractivo por dos motivos, el primero es el apoyo de FOTASE del 10%, y el segundo se desconoce si SCAPSATM cuenta con el monto total de la inversión.

Caso B 5%, para amortizar el gasto directo a SCAPSATM se considera el aumento del 5% a la tarifa de agua como se muestra en Tabla 5-6. En la Tabla 5-7 se observa el análisis económico, la recuperación se obtuvo a los 3 años y 2 meses, se paga al FIDE \$1,554,197.81 MXN por interés (9.9%) en 3 anualidades , se obtiene un beneficio de \$21,986,542.85 MXN, una relación CB de \$3.77 y la rentabilidad del proyecto es de 35%.

Caso B 10%, la Tabla 5-8 muestra el análisis económico detallado con el aumento del 10% a la tarifa de agua, se tiene una recuperación de la inversión a los 2 años y 9 meses, se paga \$1,408,457.62 MXN a FIDE por pago de 2 anualidades y 9 meses, en los cuales se paga el total del préstamo solicitado, se obtiene un beneficio de \$26,852,061.82 MXN, una relación CB de \$4.18, la rentabilidad del proyecto es de 40%.

Caso B 15%, la Tabla 5-9 muestra el análisis económico detallado con el aumento del 15% a la tarifa de agua, se tiene la recuperación de la inversión a los 2 años y 4 meses, pagando \$1,305,88.66 MXN por impuestos a FIDE en 2 anualidades y 4 meses, con un beneficio de \$31,688,094.26 MXN, una relación CB de \$4.69, la rentabilidad del proyecto de 45%.

A manera de conclusión, este trabajo muestra que, cualquiera de los 3 escenarios es aceptables, debido a que durante el periodo del 2018 y 2019 se tiene un incremento de la tarifa del 34.5% como se muestra en Tabla 5-5, el escenario óptimo es con el 10% de incremento a la tarifa para evitar el descontento de los usuarios. Se debe generar alguna ley que establezca, que las ganancias generadas a partir de la recuperación de la inversión sean utilizadas para mantener y mejorar el servicio por parte de SCAPSATM, actualmente existe muchos nichos de oportunidad para la energía solar en sistemas de bombeo de esta índole, pero no son aprovechados.

7 Anexo

TABLA A-1.1

Factores de pérdidas por fricción en PVC rígido

Factores aproximados, en m/100m (porcentajes). Tubería PVC rígida y nueva.
Los flujos son en litros por segundos.

Flujo	TAMAÑO DE TUBERÍA								
	.5"	.75"	1"	1.25"	1.5"	2"	2.5"	3"	4"
.10	4.20	1	.25	.08					
.15	8.80	2.20	.53	.17	.07				
.20	15	3.70	.90	.28	.12				
.25	22	5.50	1.35	.44	.18				
.30	31	7.80	1.90	.60	.25				
.35	41	10	2.45	.80	.34				
.40	53	13	3.10	1	.43				
.45	66	16.30	4	1.25	.54	.13			
.50		19	4.80	1.50	.65	.16			
.55		23.50	5.60	1.80	.78	.19			
.60		27.50	6.60	2.10	.90	.22			
.65		32	7.80	1.40	1.04	.25			
.70		36	8.70	2.70	1.19	.28			
.75		41	9.90	3.10	1.32	.33	.10		
.80		45	11	3.50	1050	.37	.12		
.85		52	12.50	4	1.70	.41	.14		
.90		57	14	4.50	1.90	.45	.15		
.95		.63	15	4.90	2.10	.50	.17		
1			16.50	5.40	2.25	.55	.18	.08	
1.05			18	5.80	2.50	.60	.20	.09	
1.10			19.50	6.30	2.70	.67	.22	.10	
1.15			21.50	6.90	2.95	.71	.24	.10	
1.20			23	7.30	3.20	.78	.26	.11	
1.30			26.50	8.60	3.75	.90	.29	.13	
1.40			30	10	4.25	1	.34	.15	
1.50			35	11.20	4.90	1.15	.39	.17	
1.60			39	12.50	5.50	1.30	.43	.19	
1.70			44	14.20	6.05	1.45	.49	.21	
1.80			49	15.90	6.90	1.60	.54	.24	
1.90			55	17.40	7.50	1.80	.60	.26	
2			60	19	8	2	.66	.28	
2.20				22.50	9.70	2.35	.79	.34	
2.40				26.80	11.50	2.75	.90	.40	
2.60				31	13.30	3.20	1.05	.45	
2.80				35.10	15.20	3.70	1.20	.52	
3				40	17	4.20	1.36	.60	
3.20				45	19.30	4.70	1.52	.68	
3.40				50	21.90	5.25	1.70	.75	
3.60				56	24	5.80	1.90	.84	.20
3.80				62	26	6.30	2.10	.90	.22
4				69	29	7	2.30	1	.24
4.50					36	8.80	2.80	1.20	.30
5					44	10.50	3.50	1.50	.37
5.50					62	12.50	4.20	1.75	.44
6						14.70	4.90	2.10	.52
6.50						17	5.60	2.40	.60
7						19.50	6.50	2.80	.70

TABLA A-1.2

Factores de pérdidas por fricción en Acero galvanizado

Factores aproximados, en m/100 (porcentajes). Tubería nueva.
Los flujos son en litros por segundo.

TAMAÑO DE TUBERÍA									
Flujo	.5"	.75"	1"	1.25"	1.5"	2"	2.5"	3"	4"
.10	5.90	1.58	.38	.12					
.15	12.25	3.40	.82	.26					
.20	21.45	5.65	1.40	.44	.19				
.25	31.65	8.50	2.10	.68	.28				
.30	44.91	11.90	2.90	.92	.40				
.35	58.20	15.80	3.80	1.20	.52				
.40	75.50	19.90	4.80	1.55	.67				
.45	91.90	25	6	1.93	.84				
.50		30	7.30	2.35	1	.25			
.55		36	8.70	2.75	1.20	.30			
.60		42	10.20	3.25	1.40	.35			
.65		48	11.90	3.80	1.63	.40			
.70		55	13.6	4.35	1.82	.46			
.75		63	15.40	4.90	2.15	.52	.17		
.80			17.40	5.55	2.40	.59	.19		
.85			19.40	6.15	2.65	.68	.21		
.90			21.80	6.90	2.90	.74	.23		
.95			24	7.50	3.25	.82	.28		
1			26.20	8.20	3.60	.80	.28	.12	
1.05			28.50	9	3.90	.97	.31	.13	
1.10			31	9.80	4.20	1.05	.34	.15	
1.15			34.60	10.60	4.80	1.15	.37	.16	
1.20			36	11.50	5	1.25	.39	.17	
1.30			42.50	13.30	5.70	1.45	.45	.20	
1.40			48	15.30	6.60	1.65	.52	.23	
1.50			55	17.50	7.65	1.90	.59	.26	
1.60			62	19.50	8.45	2.10	.67	.29	
1.70			69	22	9.50	2.35	.75	.33	
1.80				24.20	10.50	2.60	.82	.36	
1.90				24.50	11.70	2.85	.90	.40	
2				29.50	12.80	3.20	1	.44	
2.20				35	15.30	3.80	1.20	.52	
2.40				42	17.90	4.45	1.40	.61	
2.60				48.50	20.50	5.15	1.60	.71	.17
2.80				55	24	5.95	1.85	.82	.20
3				62.50	26.70	6.70	2.10	.92	.22
3.20					30	7.60	2.35	1.02	.25
3.40					34	8.40	2.65	1.15	.28
3.60					38	9.40	2.95	1.28	.32
3.80					41	10.30	3.25	1.42	.35
4					45	11.20	3.55	1.55	.38
4.50					56	14	4.45	1.95	.46
5						17	5.45	2.25	.56
5.50						20	6.50	2.80	.68
6						24	7.50	3.35	.80
6.50						28	8.85	3.90	.92
7						32	10	4.45	1.05

TABLA A-1.3

Factores de pérdidas por fricción en tuberías de hierro

Caudal (m ³ /h)	Pérdidas (en metros por cada 100 metros)							
	3/4"	1"	1 1/4"	1 1/2"	2"	2 1/2"	3"	4"
1,14	7,7	2,4	0,6	0,3	0,1			
2,27	27,8	8,6	2,3	1,1	0,4			
3,40	58,6	18,5	4,8	2,2	0,8	0,3		
4,55	99,5	30,8	8,1	3,8	1,3	0,5		
5,68		46,9	12,1	5,7	2,0	0,7	0,3	
6,80		65,2	16,9	8,1	2,8	1,0	0,4	
7,95		87,0	23,9	10,8	3,8	1,3	0,5	
9,10		111,5	29,5	13,8	4,8	1,6	0,7	
10,2			35,0	17,0	6,0	2,0	0,8	
11,4			44,0	20,8	7,3	2,5	1,0	0,2
13,6			62,3	29,0	10,2	3,4	1,4	0,3
15,9			82,8	38,2	13,6	4,5	1,9	0,4
17,0				44,0	15,4	5,1	2,1	0,5
18,2	0,2			49,8	17,4	5,8	2,4	0,6
20,4		6"		61,7	21,7	7,3	3,0	0,7
22,7	0,3			75,2	26,2	8,8	3,7	0,9
28,4	0,4		8"		39,3	13,1	5,4	1,3
34,1	0,5	0,2			55,4	18,3	8,0	1,8
39,8	0,8					24,3	10,1	2,5
42,0	0,9	0,3		10"		27,3	11,3	2,7
45,4	1,1	0,4	0,1			31,8	13,1	3,2
56,8	1,6	0,7					19,5	3,6
62,4	1,9	0,8	0,2				23,1	5,7
68,2	2,3	0,9				12"	27,7	6,8
79,4	3,1	1,2	0,3					8,9
85,0	3,4	1,4						10,1
90,8	3,9	1,6	0,4	0,1		14"		11,7
102	4,9	1,8	0,5					14,5
108	5,3	2,0						15,9
113	5,9	2,1	0,6	0,2	0,1		16"	17,6
170	12,6	4,9	1,3	0,4	0,2	0,1		
227	19,4	8,8	2,2	0,7	0,3			
250		10,3	2,6	0,9	0,4	0,2		
234		13,2	3,2	1,1	0,5		0,1	18"
341		18,8	4,6	1,6	0,6	0,3	0,2	
454			7,9	2,6	1,1	0,5	0,3	
568				3,9	1,6	0,8	0,4	0,2
683				5,6	2,2	1,1	0,6	0,3
796				7,3	3,0	1,4	0,8	0,4
910					3,9	1,9	1,0	0,6
1022					4,7	2,3	1,2	0,7
1137					5,8	2,7	1,5	0,9
1250					7,1	3,4	1,7	1,0
1363						3,9	2,0	1,2

Los valores de la tabla corresponden a agua limpia en cañería nueva de hierro. Para cañerías viejas de hierro, multiplicar los valores de tabla por 1,33. Para los distintos tipos de cañerías, dichos valores deben ser multiplicados por los factores detallados a continuación:

- Acero laminado nuevo : 0,8
- Acero arrugado : 1,25
- Fibrocemento : 1,25
- Aluminio : 0,7
- P.V.C. : 0,65
- Hidrobronz : 0,67

Tabla 4.1 A Consumos energéticos obtenidos por Recibos CFE

2016					
mes	Demanda máx [kWh]	factor de potencia %	precio medio [\$]	Sub total [\$]	Total a pagar [\$]
Enero	\$ 63,583.00	\$ 86.37	\$ 1.19	\$ 75,555.68	\$ 87,644.59
Febrero	\$ 61,082.00	\$ 86.30	\$ 1.28	\$ 77,897.87	\$ 90,361.53
Marzo	\$ 67,038.00	\$ 86.13	\$ 1.20	\$ 80,137.23	\$ 92,959.18
Abril	\$ 4,806.00	\$ 86.19	\$ 1.28	\$ 6,163.21	\$ 7,149.33
	\$ 72,551.00	\$ 86.15	\$ 1.20	\$ 87,097.48	\$ 101,033.07
Mayo	\$ 72,743.00	\$ 86.14	\$ 1.09	\$ 79,624.49	\$ 92,364.41
Junio	\$ 60,016.00	\$ 85.87	\$ 1.15	\$ 69,192.45	\$ 80,263.24
Julio	\$ 59,032.00	\$ 85.92	\$ 1.30	\$ 76,771.12	\$ 89,054.49
Agosto	\$ 60,211.00	\$ 86.08	\$ 1.34	\$ 80,544.25	\$ 93,431.34
Septiembre	\$ 57,822.00	\$ 87.87	\$ 1.42	\$ 81,956.90	\$ 95,070.01
Octubre	\$ 64,401.00	\$ 91.11	\$ 1.38	\$ 88,564.26	\$ 102,734.54
	\$ 5,399.00	\$ 91.04	\$ 1.26	\$ 6,828.12	\$ 7,920.61
Noviembre	\$ 67,633.00	\$ 91.46	\$ 1.49	\$ 100,881.38	\$ 117,022.40
Diciembre	\$ 70,788.00	\$ 91.58	\$ 1.55	\$ 109,551.51	\$ 127,079.75
				total	\$ 1,184,088.49

2017					
mes	demanda max [kWh]	factor de potencia %	precio medio [\$]	Sub total [\$]	Total a pagar [\$]
Enero	\$ 63,301.00	\$ 91.13	\$ 1.61	\$ 101,832.32	\$ 118,125.49
Febrero	\$ 65,001.00	\$ 91.05	\$ 1.73	\$ 112,646.73	\$ 130,670.21
Marzo	\$ 70,638.00	\$ 91.67	\$ 1.91	\$ 134,699.60	\$ 156,251.54
Abril	\$ 2,313.00	\$ 92.72	\$ 1.70	\$ 3,934.64	\$ 4,564.19
	\$ 64,518.00	\$ 91.16	\$ 1.75	\$ 112,738.75	\$ 130,776.95
Mayo	\$ 74,795.00	\$ 89.16	\$ 1.53	\$ 114,451.31	\$ 132,763.52
Junio	\$ 71,288.00	\$ 86.64	\$ 1.58	\$ 112,342.76	\$ 130,317.60
Julio	\$ 69,739.00	\$ 86.04	\$ 1.60	\$ 111,387.13	\$ 129,209.07
Agosto	\$ 68,131.00	\$ 86.19	\$ 1.50	\$ 102,251.00	\$ 118,611.17
Septiembre	\$ 65,216.00	\$ 86.22	\$ 1.50	\$ 97,713.13	\$ 113,347.23
Octubre	\$ 55,549.00	\$ 86.01	\$ 1.56	\$ 86,711.99	\$ 100,585.91
	\$ 6,422.00	\$ 85.12	\$ 1.55	\$ 9,935.48	\$ 11,525.15
Noviembre	\$ 64,629.00	\$ 85.58	\$ 1.64	\$ 106,023.87	\$ 122,987.69
				total	\$ 1,399,735.72

2018					
mes	demanda maxima [kWh]	factor de potencia %	precio medio [\$]	Sub total [\$]	Total a pagar [\$]
Enero	\$ 64,368.00	\$ 100.00	\$ 2.12	\$ 136,222.00	\$ 158,017.52

Febrero	\$ 60,052.00	\$ 100.00	\$ 2.15	\$ 128,925.64	\$ 149,553.74
Marzo	\$ 69,674.00	\$ 100.00	\$ 2.07	\$ 144,211.25	\$ 167,285.04
Abril	\$ 13,478.00	\$ 99.90	\$ 2.16	\$ 29,147.52	\$ 33,811.13
	\$ 50,717.00	\$ 100.00	\$ 2.09	\$ 105,866.67	\$ 122,805.33
Mayo	\$ 65,760.00	\$ 80.28	\$ 2.05	\$ 134,696.21	\$ 156,247.60
Junio	\$ 55,213.00	\$ 97.42	\$ 1.78	\$ 98,411.65	\$ 114,157.52
Julio	\$ 58,405.00	\$ 100.00	\$ 2.03	\$ 118,813.29	\$ 137,823.42
Agosto	\$ 64,770.00	\$ 100.00	\$ 2.02	\$ 130,835.40	\$ 151,769.06
Septiembre	\$ 62,767.00	\$ 100.00	\$ 2.43	\$ 152,624.24	\$ 177,044.12
Octubre	\$ 54,709.00	\$ 100.00	\$ 2.45	\$ 134,157.41	\$ 155,622.60
	\$ 8,567.00	\$ 100.00	\$ 2.48	\$ 21,233.31	\$ 24,630.64
Noviembre	\$ 63,220.00	\$ 100.00	\$ 2.50	\$ 158,195.41	\$ 183,506.67
Diciembre	\$ 64,399.00	\$ 100.00	\$ 2.05	\$ 132,140.31	\$ 153,282.76
				total	\$ 1,885,557.14

ANEXO 4.2 Tabla de pesos y medidas perfil Ángulo de alas iguales.

Denominación	Dimensiones			Eje flexión x-x=y-y				
	a	b	ex=ey	F	G	Jx=Jy	Wx=Wy	ix=iy
	mm	mm	cm	cm ²	Kg./m	cm ⁴	cm ³	cm
5/8" x 1/8"	15.9	3.2	0.51	0.91	0.7	0.20	0.18	0.46
3/4" x 1/8"	19.1	3.2	0.58	1.11	0.9	0.37	0.28	0.58
7/8" x 1/8"	22.2	3.2	0.66	1.31	1.0	0.58	0.37	0.66
1" x 1/8"	25.4	3.2	0.75	1.51	1.2	0.91	0.51	0.77
1" x 3/16"	25.4	4.8	0.81	2.19	1.8	1.25	0.72	0.75
1" x 1/4"	25.4	6.4	0.86	2.83	2.2	1.66	0.98	0.73
1 1/4" x 1/8"	31.7	3.2	0.91	1.92	1.5	1.83	0.80	0.98
1 1/4" x 3/16"	31.7	4.8	0.97	2.80	2.2	2.54	1.16	0.96
1 1/4" x 1/4"	31.7	6.4	1.01	3.61	2.8	3.32	1.47	0.93
1 1/2" x 1/8"	38.1	3.2	1.07	2.32	1.8	3.25	1.18	1.18
1 1/2" x 3/16"	38.1	4.8	1.13	3.40	2.7	4.58	1.70	1.16
1 1/2" x 1/4"	38.1	6.4	1.18	4.44	3.4	5.78	2.19	1.14
1 3/4" x 1/8"	44.4	3.2	1.23	2.73	2.1	5.24	1.62	1.39
1 3/4" x 3/16"	44.4	4.8	1.29	4.00	3.1	7.45	2.36	1.36
2" x 1/8"	50.8	3.2	1.39	3.13	2.4	7.91	2.14	1.59
2" x 3/16"	50.8	4.8	1.45	4.61	3.6	11.33	3.12	1.57
2" x 1/4"	50.8	6.4	1.50	6.05	4.7	14.48	4.04	1.55
2 1/4" x 3/16"	57.1	4.8	1.60	5.21	4.1	16.23	3.93	1.78
2 1/4" x 1/4"	57.1	6.4	1.68	6.85	5.4	21.23	5.24	1.75
2 1/2" x 3/16"	63.5	4.8	1.76	5.82	4.6	22.77	4.96	1.98
2 1/2" x 1/4"	63.5	6.4	1.82	7.66	6.1	29.26	6.45	1.95
3" x 1/4"	76.2	6.4	2.14	9.27	7.3	51.60	9.46	2.36
3" x 5/16"	76.2	7.9	2.20	11.47	9.1	62.80	11.58	2.34
3" x 3/8"	76.2	9.5	2.26	13.60	10.7	73.20	13.65	2.32
3 1/2" x 1/4"	88.9	6.4	2.46	10.89	8.6	83.60	13.01	2.77
3 1/2" x 5/16"	88.9	7.9	2.51	13.49	10.7	101.90	15.99	2.74
3 1/2" x 3/8"	88.9	9.5	2.57	16.02	12.6	119.40	18.85	2.71
4" x 1/4"	101.6	6.4	2.76	12.51	9.8	124.80	18.02	3.17
4" x 5/16"	101.6	7.9	2.84	15.50	12.2	154.60	21.10	3.15
4" x 3/8"	101.6	9.5	2.90	18.44	14.6	181.30	24.90	3.12
4" x 1/2"	101.6	12.7	3.00	24.19	19.0	231.40	32.30	3.10

B.1 INFORMACION OBTENIDA PAGINA NASA

3/10/2019

https://power.larc.nasa.gov/downloads/POWER_SinglePoint_Climatology_018d86N_99d22W_f12b47fc.txt

-BEGIN HEADER-

NASA/POWER SRB/FLASHFlux/MERRA2/ 0.5 x 0.5 Degree Climatologies

22-year Additional Solar Parameter Monthly & Annual Climatologies (July 1983 - June 2005), 30-year Meteorological and Solar Monthly & Annual Climatologies (January 1984 - December 2013)

Location: Latitude 18.8598 Longitude -99.2225

Elevation from MERRA-2: Average for 1/2x1/2 degree lat/lon region = 1721.17 meters Site = na

Climate zone: na (reference Briggs et al: <http://www.energycodes.gov>)

Value for missing model data cannot be computed or out of model availability range: -999

Parameter(s):

EQVLNT_NO_SUN_BLACKDAYS_MONTH SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Equivalent Number Of NO-SUN Or BLACK Days Over A Consecutive Month Period (days)

T2M_MAX MERRA2 1/2x1/2 Maximum Temperature at 2 Meters (C)

T2M_MIN MERRA2 1/2x1/2 Minimum Temperature at 2 Meters (C)

SI_EF_MAX_TILTED_SURFACE SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Maximum Solar Irradiance for Equator Facing Tilted Surfaces (Set of Surfaces) (kW-hr/m^2/day)

SI_EF_MAX_OPTIMAL SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Maximum Solar Irradiance Optimal (kW-hr/m^2/day)

SI_EF_MAX_OPTIMAL_ANG SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Maximum Solar Irradiance Optimal Angle (Degrees)

SI_EF_MAX_TILTED_ANG_ORT SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Maximum Solar Irradiance Tilted Surface Orientation (N/S Orientation)

SI_EF_MIN_TILTED_SURFACE SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Minimum Solar Irradiance for Equator Facing Tilted Surfaces (Set of Surfaces) (kW-hr/m^2/day)

SI_EF_MIN_OPTIMAL SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Minimum Solar Irradiance Optimal (kW-hr/m^2/day)

SI_EF_MIN_OPTIMAL_ANG SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Minimum Solar Irradiance Optimal Angle (Degrees)

SI_EF_MIN_TILTED_ANG_ORT SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 MinimumSolar Irradiance Tilted Surface Orientation (N/S Orientation)

PARAMETER JAN FEB MAR APR MAY JUN JUL

AUG SEP OCT NOV DEC ANN

-END HEADER-

PARAMETER	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL
AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN		
EQVLNT_NO_SUN_BLACKDAYS_MONTH	6.51	2.29	3.51	2.33	2.60	3.09	3.10
	3.87	4.64	2.71	2.90	1.77	-999	
T2M_MAX	24.86	24.05	24.62	25.04	24.74	26.54	25.01
	14.49	14.31	12.88	9.76	10.64	12.08	14.42
	14.49	14.31	12.88	11.16	10.11	13.02	
SI_EF_MAX_TILTED_SURFACE_0	6.42	5.71	5.97	5.55	5.21	6.34	6.77
	6.42	5.71	5.97	5.55	5.21	6.34	
SI_EF_MAX_TILTED_SURFACE_18	6.20	5.83	6.61	6.67	6.54	6.78	6.79
	6.42	5.76	6.11	5.77	5.47	6.45	6.81
SI_EF_MAX_TILTED_SURFACE_33	5.64	5.59	6.73	7.17	7.22	6.73	6.42
	5.64	5.59	6.73	7.17	7.22	6.73	
SI_EF_MAX_TILTED_SURFACE_90	1.62	2.43	3.87	5.16	5.75	3.47	2.41
	1.62	2.43	3.87	5.16	5.75	3.47	
SI_EF_MAX_OPTIMAL	6.42	5.84	6.73	7.26	7.46	7.10	6.85
	6.42	5.84	6.73	7.26	7.46	7.10	
SI_EF_MAX_OPTIMAL_ANG	1.00	14.00	30.00	43.00	48.00	18.00	
	1.00	14.00	30.00	43.00	48.00	18.00	
SI_EF_MAX_TILTED_ANG_ORT	S	S	S	S	S	S	N
	S	S	S	S	S	S	N
SI_EF_MIN_TILTED_SURFACE_0	5.14	4.53	4.86	4.71	4.58	5.24	5.62
	5.14	4.53	4.86	4.71	4.58	5.24	
SI_EF_MIN_TILTED_SURFACE_18	4.97	4.59	5.27	5.51	5.61	5.53	5.61
	4.97	4.59	5.27	5.51	5.61	5.53	
SI_EF_MIN_TILTED_SURFACE_33	5.14	4.56	4.95	4.87	4.78	5.32	5.65
	5.14	4.56	4.95	4.87	4.78	5.32	
SI_EF_MIN_TILTED_SURFACE_90	4.57	4.39	5.30	5.84	6.11	5.45	2.16
	4.57	4.39	5.30	5.84	6.11	5.45	
SI_EF_MIN_OPTIMAL	1.62	2.06	3.06	4.11	4.76	2.86	
	1.62	2.06	3.06	4.11	4.76	2.86	

https://power.larc.nasa.gov/downloads/POWER_SinglePoint_Climatology_018d86N_99d22W_f12b47fc.txt

1/2

3/10/2019

https://power.larc.nasa.gov/downloads/POWER_SinglePoint_Climatology_018d86N_99d22W_f12b47fc.txt

SI_EF_MIN_OPTIMAL			5.08	6.49	6.43	6.41	6.01	5.42	5.67
5.14	4.60	5.32	5.88	6.26	5.73				
SI_EF_MIN_OPTIMAL_ANG			41.00	34.00	20.00	5.00	0.00	-10.00	-9.00
1.00	12.00	27.00	40.00	46.00	17.00				
SI_EF_MIN_TILTED_ANG_ORT			S	S	S	S	S	N	N
S	S	S	S	S	S				

https://power.larc.nasa.gov/downloads/POWER_SinglePoint_Climatology_018d86N_99d22W_f12b47fc.txt

2/2

ANEXO B.2 SOLICITUD DE INFORMACIÓN.



Temixco, Morelos. 28 de febrero de 2018

Asunto: Carta Confidencialidad
Proyecto Pozo de Agua

Lic. Samuel Orihuela García,
Director general del sistema de conservación de agua potable y saneamiento de agua de Temixco.
PRESENTE

Por este me permito informarle que la información que nos sea proporcionada por parte de ustedes, en relación con el estado actual del Pozo de Agua y energía utilizada en el sistema de bombeo, que se encuentra ubicado en Temixco Morelos será tratada de forma confidencial y utilizada estrictamente para fines académicos por parte del Ingeniero Angel Montoya Plaza y su servidor. La única intención de poder acceder a la información del Pozo de Agua antes mencionado está orientada a realizar un estudio básico de eficiencia y consumo energético, para el trabajo sistema municipal fotovoltaico que el Ing. Angel se encuentra realizando en la Maestría que se imparte en este Instituto. Les haremos llegar a ustedes los resultados del estudio y ojalá pueda ayudarles a tomar las medidas preventivas y/o correctivas para mejorar su relación de facturación/energía para el funcionamiento del Pozo.

Datos requeridos:

- Numero de tomas de agua (domiciliarias)
- Número de población histórica.
- Resumen consumo diario, mensual (año histórico)
- Caudales medios, anuales diarios y máximos.
- Tensión en Volts (voltaje)
- Tarifa eléctrica del equipo
- Facturación eléctrica en un año (demanda)
- Consumo del equipo Kwh.
- Bomba:
 - Tipo, marca, modelo, tiempo de uso (antigüedad),
- Tiempo de operación de la bomba.
- Se bombea a la red fluvial o a un depósito.
- Succión:
 - Carga estática (distancia vertical que se desplaza el agua desde el nivel de abatimiento del pozo hasta la altura de descarga), altura de descarga, nivel estático y abatimiento, distancia de la bomba al depósito.





Sin más por el momento me despido agradeciéndoles la atención que se le sirva dar a la presente, quedando a su disposición para cualquier información adicional que se requiera.

Atentamente

Dr. Aarón Sánchez Juárez
 Investigador Titular
 (777) 3620090
 Asj@ier.unam.mx

Resolución 5/11
 2011
 2011
 2011

ANEXO B.3 RESPUESTA



SISTEMA DE CONSERVACION, AGUA POTABLE
Y SANEAMIENTO DE AGUA DE TEMIXCO, MORELOS



Dependencia:	SISTEMA DE CONSERVACION, AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO DE AGUA DE TEMIXCO MORELOS.
Departamento:	DIRECCIÓN GENERAL
Sección:	Dirección general
Asunto:	El que se indica
No.; Expediente:	SCAPSATM/DG/199/2018

Temixco, Morelos a 06 de Abril del 2018

DR. AARON SANCHEZ JUAREZ
INVESTIGADOR TITULAR DEL INSTITUTO
DE ENERGIAS RENOVABLES (IER)
P R E S E N T E:

Por medio del presente, y en atención a su escrito presentado el 07 de Marzo del año en curso, donde solicita información sobre el estado actual del Pozo de Agua y energía Utilizada en el Sistema de Bombero que se encuentra ubicado en Temixco Morelos, por tal motivo y después de analizar su petición, le remito a usted la información actual del Pozo de Agua (POZO APATLACO) ubicado en Temixco Morelos, la cual será utilizada para fines académicos por parte del Ing. Ángel Montoya Plaza, estudiante del Instituto de Energías Renovables (IER).

TOMAS DOMICILIARIAS	1,746
NUMERO DE POBLACION	8,730
CANTDALES MEDIOS, ANUALES, DIARIOS Y MAXIMOS.	40.00LT/S, 7692278.4M3, 1780.62M3
TENSION DE VLTS (VOLTAJE)	A=3962.4 B=6952.1 C=786.8
TIPO DE OPERACIÓN DE LA BOMBA	22:00HRS A 20HRS (22HRS AL DIA)
TIPO MARCA, MODELO, TIEMPO DE USO.	NEUMANN 125HP
CARGA ESTÁTICA	210MTS
NIVEL ESTÁTICO	14MTS
NIVEL DE ABATIMIENTO	69MTS
SE BOMBEA AL DEPOSITO SUPERFICIAL QUE SE ENCUENTRA EN LA COL. LOS PRESIDENTES, EN CALLE ADOLFO LOPEZ MATEOS S/N.	

Sin otro particular por el momento quedo de usted para cualquier aclaración al respecto.

ATENTAMENTE

(Firma manuscrita)

C. SAMUEL ORIHUELA GARCÍA
DIRECTOR GENERAL DEL SISTEMA DE CONSERVACION,
AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO DE AGUA DE TEMIXCO MORELOS

DE ACUERDO
 TEMIXCO, MARZO 06.

Doc. No. A-MEDIGRAL
 ARCHIVO 01/1/2018

Scapsatm Temixco

AV. EMILIANO ZAPATA #29
 COL. CENTRO, TEMIXCO, MOR. C.P. 62350
 777 325 0155
 777 365 9403
 www.scapsatm.gob.mx
 scapsatm@scapsatm.gob.mx



Anexo B.4 Modulo Solartec S72PC-320



POLICRISTALINO

● 300 – 320 W SOLAR PANEL

S72PC

Módulo con 72 celdas

S72PC- 300, S72PC-305, S72PC-310,
S72PC-315, S72PC-320.



BENEFICIOS



-Resistente a impactos de granizo con una velocidad de hasta 23 m/s.



-Amplios rangos de operación de [-40°C hasta +90°C].



-Soporta cargas mecánicas superiores a 5,400 Pa de nieve, y superiores a 2,400 Pa en viento.



-Libre de problemas de Degradación por Potencial Inducido (PID).



-Aislamiento eléctrico de 3,600 V por un segundo.



-Celdas libres de Micro Cracks.



-Resistencia de aislamiento mayor a los 100 MΩ.



-Alta resistencia a la corrosión por niebla salina y amoníaco.



-Libre del efecto de Degradación Inducida por la Luz (LID).



-Tolerancia positiva.

El módulo solar S72PC utiliza 72 celdas policristalinas solares, con un óptimo diseño integrando un sistema de manufactura robusto y automatizado con pruebas de calidad sobre la lista de materiales y con 3 pruebas de ELT antes de embarcar. Todos los módulos Solartec están diseñados y probados bajo las siguientes normas:

- IEC 61215 / Cualificación del diseño y homologación.
- IEC 61730 / Requisitos de seguridad del módulo.
- IEC 61701 / Prueba de corrosión por niebla y salinidad.
- IEC 62804 / Métodos de ensayo de detección de la degradación por potencial inducido.
- IEC 62716 / Prueba de corrosión por amoníaco.
- UL 1703 / Seguridad para módulos fotovoltaicos de placa plana.
- NMX-J-643 / Dispositivos fotovoltaicos parte 1 a la 11.
- NMX-J-618 / Seguridad módulos FV (construcción) parte 1 a la 6.
- G0100-04 / Especificación de CFE.

CALIDAD DE GARANTÍA

Se garantiza un óptimo funcionamiento en los primeros 10 años ante los defectos de fábrica en el módulo fotovoltaico.

GARANTÍA DE RENDIMIENTO

-Durante el primer año se garantiza una potencia nominal de salida del módulo no menor a 97.5%.

-Del año 2 al año 10 se garantiza una potencia nominal de salida del módulo no menor al 90%.

-Del año 11 al año 25 se garantiza una potencia nominal de salida del módulo no menor al 80%, manteniendo una degradación lineal del 0,72% anual.



Condiciones de Operación

Temperatura	-40°C hasta +90°C
Carga Máxima de Viento	2,400 Pa
Carga Máxima de Nieve	5,400 Pa.
Resistencia al Impacto de Granizo	Granizo con velocidad de 23 m/s
Conductividad a Tierra	≤ 1 Ω.
Resistencia de aislamiento	≥ 100 MΩ.
Humedad Relativa	85% /85°C

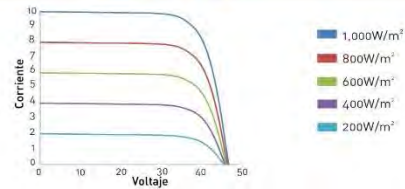
S72PC

www.solartec.mx

Especificaciones

Tipo de Celda	Policristalina
Dimensiones de Celda	156 mm * 156 mm
Número de Celdas	72 (6 x 12)
Peso	23.2 Kg
Dimensiones de Módulo	1,956 mm x 992 mm x 45 mm
Longitud del Cable	1,200 mm , Tipo THWN, 1,000V, 4mm ²
Caja de Conexiones IP	IP65 / IP67
Número de Diodos de Derivación	3 / 6
Conectores	MC4 Compatible / IP65
Hoja Trasera	Blanca
Vidrio	3.2mm, Antirreflejante, Templado y bajo en hierro
Marco	Aluminio anodizado (15 µm), Tipo 6063
Desempeño del Módulo al Fuego	Tipo 1 (UI1703) o Clase C (IEC 61739)
Aplicación de Acuerdo a la IEC	Clase A
Configuración de Empacado	23 piezas por pallet
Peso por Pallet	554.6 Kg
Piezas por Contenedor	40 ft ³ - 600 piezas / 53 ft ³ - 750 piezas

CURVA DE I-V



Características de corriente / voltaje dependiendo de la irradiancia

Voltaje máximo del sistema	1,000 V	Valor máximo del fusible en serie	15 A
----------------------------	---------	-----------------------------------	------

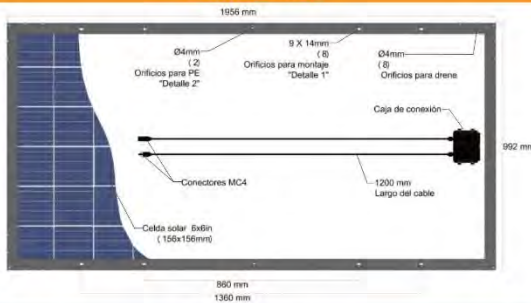
Panel Solar con Celdas de 156mm de Silicio Policristalino

Modelo	S72PC-300		S72PC-305		S72PC-310		S72PC-315		S72PC-320	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Condiciones de Medición										
Voltaje de circuito abierto (Voc)	43.60 V	43.67 V	43.70 V	43.77 V	44.00 V	44.07 V	44.30 V	44.37 V	45.75 V	45.82 V
Voltaje en el punto de máxima potencia (Vmpp)	36.70 V	36.63 V	36.90 V	36.83 V	37.10 V	37.03 V	37.30 V	37.23 V	37.78 V	37.71 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8.71 A	7.04 A	8.78 A	7.09 A	8.86 A	7.16 A	8.93 A	7.22 A	9.93 A	8.02 A
Corriente en el punto de máxima potencia (Impp)	8.17 A	6.60 A	8.27 A	6.68 A	8.36 A	6.75 A	8.44 A	6.82 A	8.47 A	6.84 A
Potencia máxima (Pmax)	300 W	241 W	305 W	246 W	310 W	250 W	315 W	253 W	320 W	258 W
Eficiencia del módulo* <small>*Eficiencia en Condiciones STC</small>	15.49%		15.75%		16.00%		16.26%		16.52%	

Coefficientes de Temperatura

de Isc (α)	+0.050% / °C	de Voc (β)	-0.34% / °C	de Pmax (γ)	-0.41% / °C
------------	--------------	------------	-------------	-------------	-------------

Dimensiones



Garantías

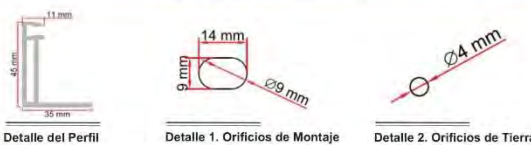
Durante el primer año se garantiza una potencia nominal de salida del módulo no menor a 97.5%.

Del año 2 al año 10 se garantiza una potencia nominal de salida del módulo no menor al 90%, y del año 11 al año 25 se garantiza una potencia nominal de salida del módulo no menor al 80%, manteniendo una degradación lineal del 0.72% anual.

Medido bajo condiciones de prueba estándar y bajo condiciones de temperatura de operación nominal de la celda (STC: 1,000W/m², 25°C, AM 1.5; NOCT: 800W/m², 45 ±2°C, AM 1.5).

Las características eléctricas de cada módulo fotovoltaico son monitoreadas individualmente dejando los resultados a disposición del cliente. Tolerancia Garantizada de 0% a 3%.

Marco de Aluminio



Aplicaciones

- Integración estructural
- Plantas de energía solar
- Sistemas de bombeo solar
- Reducción de costos en energía

Contacto **Carretera Libramiento Norte Km 4.6**
Lote No. 9, Parque Industrial Apolo
Irapuato, Gto. México CP 36826
Tel. +52 (462) 635 9828



www.solartec.mx

Anexo B.5 Ficha técnica Inversor SOLIS 50 kW-480V

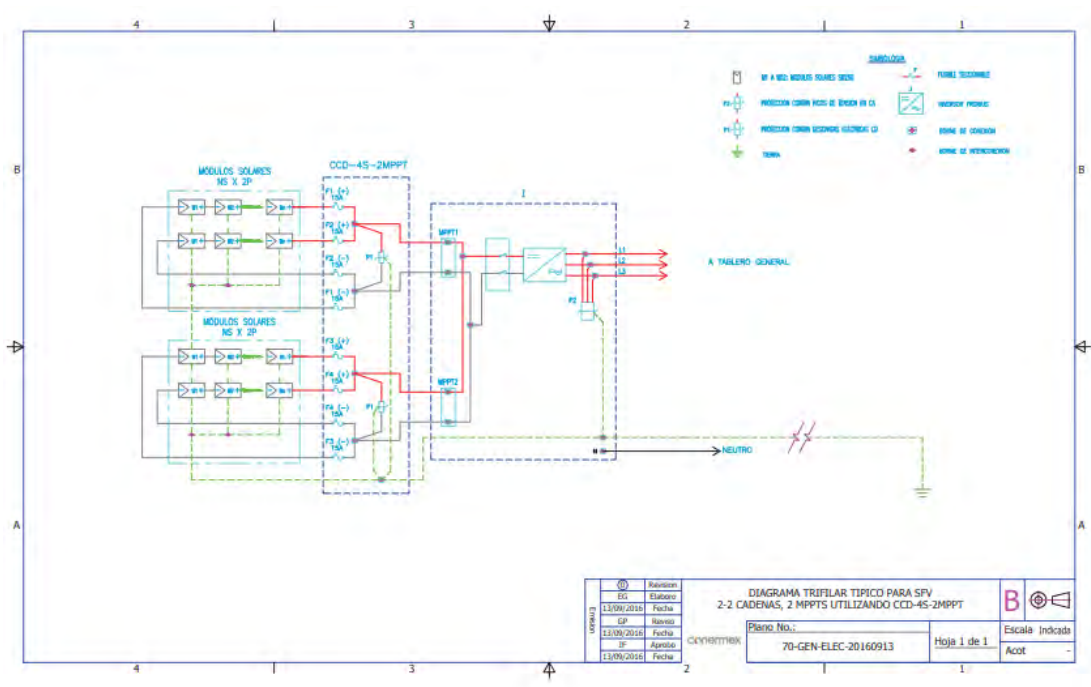
Model	Solis-50K-HV
Max. DC input power (Watts)	58000
Max. DC input voltage (Volts)	1100
Rated DC voltage (Volts)	720
Startup voltage (Volts)	<200
MPPT voltage range (Volts)	200..1000
Max. input current (Amps)	22+22+22+22
Max short circuit input current (Amps)	34.3+34.3+34.3+34.3
MPPT number/Max input strings number	4/8
Rated output power (Watts)	50000
Max. output power (Watts)	55000
Max. apparent output power (VA)	55000
Rated grid voltage (Volts)	3/PE-480
Grid voltage range (Volts)	184..576
Rated output current (Amps)	80.2
Power Factor (at rated output power)	0.99leading-0.99lagging
THDi (at rated output power)	<2%
Rated grid frequency (Hertz)	50/60
Operating frequency range (Hertz)	47..52 or 57..62
Max efficiency	99.0%
EU efficiency	98.72%
MPPT efficiency	99.0%
Dimensions	630W*700H*35TD (mm)
Weight	8.5kg
Topology	Transformerless
Operating ambient temperature range	-25C...60C
Ingress protection	IP65
Noise emission (typical)	<30 dBA
Cooling concept	Natural convection
Max operation altitude	4000m
Designed lifetime	>20 years
Grid connection standard	EN50438, GB379, AS4777.2-2015, VDE0126-3-1, IEC61727, VDE NA105
Operating surroundings humidity	0..100% Condensing
Connection	Mc4 connector and Ip57 rated plug
Display	LCD, 2*20 Z
Communication connections	4 pins RS485 connector, 2 RJ45 connector, 2 group of terminal block
Monitoring	WiFi or GPRS
Warranty Terms	5 Years (ETO (Extendable to 20 Years))

Anexo B.6 Características conector MC4

Specification Of MC4 Branch Connector

MC4 Branch Connector		
	Product NO.	SY-BB21-AB
	Insulation material	PPO
	Rated Voltage	TUV 1500V DC/ UL 1000V DC
	Rated Current	50A
	Test voltage	6KV(50Hz, 1Min)
	Contact material	copper, tin plated
	Contact resistance	less than 0.5 m ohm
	Degree of protection	IP67
	Pin dimension	4.0 MM
	Compatible Solar cable	2.5/4.0 /6.0 mm ² (14/12/10 AWG)

Anexo B.7 Diagrama eléctrico Caja Combinación



*Anexo B.8 ALAMBRES Y CABLES VINANEL XXI RoHSM.R. THW-LS/THHW-LS 90 °C,
600V CT-SR*



Número de producto	Calibre (AWG-kcmil)	Área de la sección transversal (mm ²)	Número de alambres del conductor	Diámetro del conductor (mm)	Espesor nominal del aislamiento (mm)	Diámetro exterior nominal (mm)	Peso nominal del cable (kg/km)	Empaque	Tramo	Color exterior
0000361921	14	2.08	19	1.78	0.76	3.30	29	CAJA	100 m	NEGRO
0000361922	14	2.08	19	1.78	0.76	3.30	29	CAJA	100 m	BLANCO
0000361923	14	2.08	19	1.78	0.76	3.30	29	CAJA	100 m	ROJO
0000361924	14	2.08	19	1.78	0.76	3.30	29	CAJA	100 m	VERDE
0000361925	14	2.08	19	1.78	0.76	3.30	29	CAJA	100 m	GRIS
0000361926	14	2.08	19	1.78	0.76	3.30	29	CAJA	100 m	AZUL
0000361931	14	2.08	19	1.78	0.76	3.30	29	CARRETE	1000 m	NEGRO
0000361932	14	2.08	19	1.78	0.76	3.30	29	CARRETE	1000 m	BLANCO
0000361933	14	2.08	19	1.78	0.76	3.30	29	CARRETE	1000 m	ROJO
0000361934	14	2.08	19	1.78	0.76	3.30	29	CARRETE	1000 m	VERDE
0000361935	14	2.08	19	1.78	0.76	3.30	29	CARRETE	1000 m	GRIS
0000361936	14	2.08	19	1.78	0.76	3.30	29	CARRETE	1000 m	AZUL
0000361941	14	2.08	19	1.78	0.76	3.30	29	CARRETE	500 m	NEGRO
0000361942	14	2.08	19	1.78	0.76	3.30	29	CARRETE	500 m	BLANCO
0000361943	14	2.08	19	1.78	0.76	3.30	29	CARRETE	500 m	ROJO
0000361944	14	2.08	19	1.78	0.76	3.30	29	CARRETE	500 m	VERDE
0000361945	14	2.08	19	1.78	0.76	3.30	29	CARRETE	500 m	AZUL
0000363121	14	2.08	1	1.63	0.76	3.15	27	CAJA	100 m	NEGRO
0000363122	14	2.08	1	1.63	0.76	3.15	27	CAJA	100 m	BLANCO
0000363123	14	2.08	1	1.63	0.76	3.15	27	CAJA	100 m	ROJO
0000363124	14	2.08	1	1.63	0.76	3.15	27	CAJA	100 m	AZUL
0000363125	14	2.08	1	1.63	0.76	3.15	27	CAJA	100 m	VERDE
0000363126	14	2.08	1	1.63	0.76	3.15	27	CAJA	100 m	AMARILLO



Número de producto	Calibre (AWG-kcmil)	Área de la sección transversal (mm ²)	Número de alambres del conductor	Díametro del conductor (mm)	Espesor nominal del aislamiento (mm)	Díametro exterior nominal (mm)	Peso nominal del cable (kg/km)	Empaque	Tramo	Color exterior
0000361895	12	3.31	19	2.26	0.78	3.78	42	CAJA	100 m	GRIS
0000361896	12	3.31	19	2.26	0.78	3.78	42	CAJA	100 m	AZUL
0000361897	12	3.31	19	2.26	0.78	3.78	42	CAJA	100 m	AMARILLO
0000361901	12	3.31	19	2.26	0.78	3.78	42	CARRETE	1000 m	NEGRO
0000361902	12	3.31	19	2.26	0.78	3.78	42	CARRETE	1000 m	BLANCO
0000361903	12	3.31	19	2.26	0.78	3.78	42	CARRETE	1000 m	ROJO
0000361904	12	3.31	19	2.26	0.78	3.78	42	CARRETE	1000 m	VERDE
0000361905	12	3.31	19	2.26	0.78	3.78	42	CARRETE	1000 m	GRIS
0000361906	12	3.31	19	2.26	0.78	3.78	42	CARRETE	1000 m	AZUL
0000361907	12	3.31	19	2.26	0.78	3.78	42	CARRETE	1000 m	AMARILLO
0000361908	12	3.31	19	2.26	0.78	3.78	42	CARRETE	1000 m	NARANJA
0000361910	12	3.31	19	2.26	0.78	3.78	42	CARRETE	1000 m	CAFÉ
0000361911	12	3.31	19	2.26	0.78	3.78	42	CARRETE	500 m	NEGRO
0000361912	12	3.31	19	2.26	0.78	3.78	42	CARRETE	500 m	BLANCO
0000361913	12	3.31	19	2.26	0.78	3.78	42	CARRETE	500 m	ROJO
0000361914	12	3.31	19	2.26	0.78	3.78	42	CARRETE	500 m	VERDE
0000361915	12	3.31	19	2.26	0.78	3.78	42	CARRETE	500 m	AZUL
0000361861	10	5.26	19	2.84	0.78	4.36	63	CAJA	100 m	NEGRO
0000361862	10	5.26	19	2.84	0.78	4.36	63	CAJA	100 m	BLANCO
0000361863	10	5.26	19	2.84	0.78	4.36	63	CAJA	100 m	ROJO
0000361864	10	5.26	19	2.84	0.78	4.36	63	CAJA	100 m	VERDE
0000361865	10	5.26	19	2.84	0.78	4.36	63	CAJA	100 m	GRIS

Anexo B. 10 FICHA TECNICA XLPE Cu 90°C 2AWG 15 kV 133% PC PVC SR.

Hoja Técnica de Diseño



F-U-0300-1

DATOS TÉCNICOS TECHNICAL DATA		XLPE Cu 90°C 2AWG 15 kV 133% PC PVC SR						Código/Code 690911503010001100		
CORTE TRANSVERSAL CROSS-SECTION			DIAGRAMAS Y DIBUJOS EN 3D VISTA LONGITUDINAL LONGITUDINAL VIEW						201728 DIMICAB by Centelsa	
Diseñado con el programa DIMICAB, desarrollado por CENTELSA - VIAKABLE / Designed with DIMICAB software, developed by CENTELSA - VIAKABLE Los dibujos son una representación aproximada del producto, algunos detalles y colores pueden variar. / The drawings are an approximate representation of the product, some details and colors may vary.										
Características de materiales de construcción y dimensiones. / Characteristics of building materials and dimensions.										
Conductor Fase / Phase Conductor										
1. Conductor Fase Phase Conductor	Material/Norma Material/Standard	Calibre Size	Área Cross Section	Clase de Cableado Stranding Class	N° Hilos N° Strands	Resistencia - DC 20°C/68°F (Nom)	Resistencia - AC 90°C/194°F	Carga Rotura Tensile Strength	Corriente CC (Isc) Short Circuit Current (Isc)	
	Cu ASTM B496	2 AWG	33,6 mm ² 66 kcmils	B	7	0,523 ohm/km 0,1594 ohm/kft	0,6804 ohm/km 0,2074 ohm/kft	744 kg 1640 lb	4,787 kA	
2. Blindaje sobre Conductor Conductor Shield	Material Material			Clase de Cableado Stranding Class			Espesor Thickness	Diámetro Diameter		
	XLPE Semiconductor Extruido Extruded Semicon XLPE			B			0,15 mm (min) 6 mils (min)	7,81 mm 307,48 mils		
3. Aislamiento Insulation	Material Material	Norma Técnica Standard	Espesor Thickness	Resist. Absl. 15,6°C (Min) Insul. Resist. 15,6°C (Min)	Temperatura Temperature	Tensión Nominal Rated Voltage	Tensión Prueba Voltage Withstand	Gradiente Tensión Voltage Gradient	Diámetro Diameter	
	XLPE	ICEA S-93-639	5,59 mm (Nom) 220 mils (Nom)	2385 Mohm-km 7825 Mohm-kft	90 °C 194 °F	15 kV 133%	44 AC kV	2,46 kV/mm 62,52 V/mils	19,23 mm 757,09 mils	
4. Blindaje sobre Aislamiento Insulation Shield	Material Material			Clase de Cableado Stranding Class			Espesor Thickness	Diámetro Diameter		
	XLPE Semiconductor Extruido Removible Strippable Extruded Semicon XLPE			B			0,61 mm (min) 24 mils (min)	20,83 mm 820,08 mils		
5. Cinta Tape	Material Material	Aplicación Application	Resistencia Resistance	Corriente de CC Short Circuit Current		Traslape Overlap	Espesor Thickness	Diámetro Diameter		
	Cu	Cerrada Closed	5,652 ohm/km 1,7227 ohm/kft	0,592 kA		15%	0,0635 mm 2,5 mils	21,02 mm 827,58 mils		
6. Chaqueta General General Jacket	Material Material	Norma Técnica Standard	Color Color			Espesor Thickness		Diámetro Diameter		
	PVC PVC	ICEA S-93-639	Negro Black			1,78 mm - (Min) 69,7 mils - (Min)		25,3 mm 996 mils		
Información General / General Information										
General	Peso Total Aproximado Approximate Total Weight	Ampacidad Ampacity	Inductance Capacitance	Reactance Induct/Capacit	Tensión Halado Pulling Tension	Radio de Curvatura Bending Radius	Presión Lateral Sidewall Pressure	Diámetro Diameter		
	860 kg/km	154 A	0,465 mH/km	0,175 ohm/km	235 kg-Conduc 109 kg-Chaq.	304 mm	744 kg/m	25,3 mm		
General	578 lb/1000ft		141,807 pF/m	18,706 kohm-km	518 lb-Conduc 240 lb-Jacket.	12"	1107,1 lb/ft	1"		
Nota: Criterios de ampacidad: NEC, Tabla 310-77/78, Tc: 90°C, Tamb: 40°C, 3 conductores en ducto eléctrico subterráneo Note: Criterion of Ampacity: NEC, Table 310-77/78, Tc: 90°C, Tamb: 40°C, Three Conductors per Electrical Duct										
Marcación / Marking										
Impresión Relieve o Tinta Embossment or Ink Printed		CENTELSA XLPE Cu 90°C 2AWG 15 kV 133% PC PVC SR -Año de fabricación-								
Nota: Leyendas a intervalos Máximos de: 1 m / Note: The length between legends of Marks is: 1 m										
Empaque / Package										
Tipo de Empaque Package Type	Carrete N° Reel Ref.	Longitud Length	Diámetro Externo External Diameter	Diámetro Interno Drum Diameter	Ancho Width	Peso Bruto Gross Weight				
Bobina Reel	83014H	1000 m 3281 ft	1400 mm 55"	650 mm 26"	914 mm 36"	1043,264 kg 2300 lb				
Observaciones y/o Desviaciones // Observations and/or Deviations										
Los valores aquí indicados están sujetos a las tolerancias normales de manufactura y/o de normas. / Values here in indicated are subject to normal manufacturing and/or standards tolerances.										
Los Medidores de longitud de CENTELSA, son de Precisión Clase I, cuyo error máximo permitido de la longitud medida es del 0.25% (Nota: clase II=±0.5%; clase III=±1.0%) Meters CENTELSA length, are of precision Class I, whose maximum permissible error of the measured length is 0.25% (Note: Class II = ± 0.5%, class III = ± 1.0%)										

8 Referencias.

- Agua, C. N. (2007). *Manual de Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento*. México, D.F.
- AMIF, ASOLMEX, ANES, Cooperación Alemana, GIZ. (2020). Monitor de Información Comercial e Índice de Precios de Generación Solar Distribuida en México. 22.
- Argos. (12 de Abril de 2015). Obtenido de Convertidores DC/DC – Buck: <https://nomadaselectronicos.wordpress.com/2015/04/12/convertidores-dcdc-buck/>
- Barrio, M. C. (2017). *Instalaciones solares Fotovoltaicas*. Cd. México: alfaomega S.A. de C.V.
- Dumrauf, G. L. (2006). *Cálculo Financiero*. Buenos Aires: La ley.
- FLORES, C. R. (2017). *Análisis de un convertidor DC/DC*. Obtenido de http://oa.upm.es/48060/1/TFG_CRISTINA_RAMOS_FLORES.pdf
- GRUNDFOS. (s.f.). *GRUNDFOS*. Obtenido de <https://es.grundfos.com/Formacion-en-bombas/ecademy/all-topics/basic-principles-and-pump-types/about-pump-curves.html>
- Israel, B. C. (2013). *Diseño de viviendas Térmicamente confortables con uso de sistemas pasivos de climatización en la zona de Temixco*. Jiutepec Morelos: Universidad Politécnica del Estado de Morelos.
- JCARDELLS, B. (29 de 09 de 2015). *Orientación Óptima d eun sistema Solar*. Obtenido de <https://iser.es/orientacion-optima-de-un-sistema-solar/>
- Lamingueiro, O. P. (2018). *Energía Soler FV*. Creative Commons.
- López, M. C. (2012). *Instalaciones Solares FOtovoltaicas*. Barcelona, España: MARCOMBO,S.A.
- Lorenzo, E. (2014). *INGENIERÍA FOTOVOLTAICA*. España.
- Management, E. S. (2017). *ETec*. Obtenido de <https://etecsa.com/es/bomba-flotante-vl36.aspx>
- Méxicanos, C. P. (17 de 06 de 2014). Artículo 4. *Parrafo 6*. México.
- Mexico®, P. P. (s.f.). Obtenido de https://www.prpumps.com.mx/ind_015.htm
- Miguel Alonso Abella, E. L. (2003). PV Water Pumping Systems Based on Standard Frequency Converters. *Progress in Photovoltaics Research and Applications*, 28.
- Morelos, P. e. (2019). *Ley de ingresos del Municipio de Temixco, Morelos*. Morelos: Periodico Oficial 5460 Sexta Sección "Tierra y Libertad".

- NYSERDA. (s.f.). Guide To Solar- Powered Water Pumping Systems in New York State. *New York State Energy Research and Development Authority*, 29.
- Paredes, D. A. (2000). *Notas del curso Especializado BOMBEO DE AGUA CON SISTEMAS FOTOVOLTAICOS*. CD de México: ISES.
- Paul W. Stackhouse, J. P. (2019). NASA. Obtenido de <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- Piqueras, M. (2010). Tecnologías apropiadas para cumplir el Derecho Humano al Agua. Las bombas manuales. *Researchgate*, 12.
- R. Barlow, B. M. (1993). Solar Pumping: An Introduction and Update on the Technology, Performance, Cost and Economics. 168.
- Ran fu, David Feldman & Robert Margolis. (2019). U:S: Solar Photovoltaic System Cost Benchmark. *National Renewable Energy Laboratory*, 68.
- Sánchez, A. (2007). *Bombeo de Agua mediante Sistemas Fotovoltaicos*. Zacatecas, Zac.
- Suhissa. (15 de Febrero de 2018). *SUHISSA*. Obtenido de <https://suhissa.com.mx/bombas/>
- Union, C. d. (09 de 12 de 2019). *SAT*. Obtenido de http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LISR_091219.pdf