



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE  
MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**FACTIBILIDAD EN LA IMPLEMENTACIÓN  
DE ECOTECNIAS EN SANTA ROSA XOCHIA  
CASO 1**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:**

**INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO**

**P R E S E N T A N:**

**NANDYELLI BECERRIL GALVÁN**

**ALBERTO ROSILLO RAMÍREZ**

**DIRECTORA DE TESIS:**

**DRA. ALEJANDRA CASTRO GONZÁLEZ**



**FEBRERO 2011**

## **JURADO ASIGNADO:**

**Presidente:** Ing. Jacinto Viqueira Landa

**Vocal:** Dra. Alejandra Castro González

**Secretario:** Dr. Arturo Guillermo Reinking Cejudo

**1er Suplente:** Ing. Juan José López Márquez

**2do Suplente:** M.I. Fernando Jesús De Lorenz Santos

### **Sitio donde se desarrolló el tema:**

Posgrado de la Facultad de Ingeniería.  
Universidad Nacional Autónoma de México.

### **Directora de la tesis**

---

**Dra. Alejandra Castro González.**

### **Sustentantes**

---

**Becerril Galván Nandyelli**

---

**Rosillo Ramírez Alberto**

## AGRADECIMIENTOS:

Esta tesis ha sido posible por todas aquellas personas que nos dieron la oportunidad de expresar nuestros conocimientos y los que contribuyeron a mejorarla y sustentarla. Todos nuestros profesores de carrera han sido muy importantes tanto en ésta tesis, como en nuestra formación, en especial nuestra directora y nuestros sinodales.

Gracias a nuestras familias, pues sin ellos, nunca hubiéramos podido llegar hasta este punto. Gracias por su paciencia, sus esperanzas y amor con nosotros.

Gracias a Dios por trazarme este camino en mi vida, permitirme conocer su maravillosa obra y haberme dado la vocación de protegerla. Que este libro sea el inicio de mi carrera por mejorar el mundo.

Nuestro trabajo va dedicado a mi mamá, Beto, Lalo, Tita, mi abuelita Flavia, mis abuelos Antonio y Gerardo. A Yolanda Galván, Fernando Becerril, Dra. Alejandra Castro, Sasha, Paloma, Fernando, mis amigos Carlos Rubio y Guillermo Alberto. A nuestros colegas.

Un agradecimiento muy especial a mi novia Nandyelli, por ser tan buena, linda y comprensiva conmigo; que sin ella nada tiene sentido en mi vida.

Alberto Rosillo

Gracias a Dios por cuidarme, darme salud, permitirme vida y mandarme personas buenas a mi lado. Gracias a mis papás Yola y Fer, por forjarme, apoyarme y amarme, a Palo y Fer, los quiero mucho. Este trabajo va dedicado a ustedes, a mamá Choni; a mi abue Pra y papá Pepe que nos cuidan.

Gracias a: Don Beto Rosillo, Livia Ramírez, Consuelo Rosillo y Lalo, por todo su apoyo y cariño. A mi amiga Anabel por siempre alentarme y dejarme pasar tantos momentos divertidos desde la prepa.

A la Dra. Alejandra por todo el tiempo y confianza que nos brindó, al Mtro. Fernando De Lorenz por permitirnos desarrollar el tema de tesis, a nuestros demás sinodales: Ing. López Márquez, Dr. Reinking e Ing. Viqueira, por tomarse el tiempo de revisar la tesis y por sus asesorías. A mi tío Raúl Contreras por su interés en el tema y asesoría.

A mis amigos de la Facultad: Daf, Chucho, Lalo, Elisa y Miguel, por toda la ayuda que me brindaron en la carrera y por su amistad. A mis demás amigos de la “jardinera” por los momentos gratos que hemos compartido.

Pero sobre todo gracias a ti mi Betin, por guiarme, por enseñarme y permitirme aprender contigo, por dejarme vivir esta experiencia juntos. Gracias por tu paciencia, apoyo y cariño, gracias por aparecer en mi vida y dejarme estar a tu lado.

Nandyelli



## ÍNDICE

Índice de contenido.....	I
Índice de figuras.....	III
Índice de tablas.....	VII
Resumen.....	IX
Capítulo 1 - Introducción y objetivos.....	1
1.1 – Introducción.....	1
1.2 – Objetivos.....	2
Capítulo 2 – Fundamentos.....	3
2.1 – Ecotecnia.....	3
2.2 - Consumo energético.....	3
2.2.1 - Consumo residencial.....	5
2.2.2 - Medición de consumo de electricidad en un hogar.....	6
2.2.3 - Medición de consumo de gas en un hogar.....	6
2.3 - Área natural protegida.....	7
2.3.1 - Asentamientos humanos irregulares.....	8
2.3.2 - Suelo de conservación.....	12
2.4 - Uso de energías renovables.....	13
2.4.1 - Energía solar.....	14
2.4.2 - Métodos para la estimación de irradiación solar.....	18
2.4.3 - Energía solar térmica.....	22
2.4.4 - Energía solar térmica de baja temperatura.....	22
2.4.5 - Energía solar fotovoltaica.....	27
2.4.5.1 - Sistema de generación eléctrico fotovoltaico en isla.....	32
2.4.5.2 - Sistema interconectado a la red de la CFE.....	33
2.4.6 - Energía eólica.....	36
2.4.6.1 - Principios físicos para la conversión de energía eólica.....	36
2.4.6.2 - Conceptos básicos de los convertidores de energía eólica.....	43
2.5 - Bombeo.....	45

2.5.1 - Bombas hidráulicas.....	45
2.5.2 - Características y necesidades de un sistema de bombeo.....	46
Capítulo 3 - Metodología.....	49
3.1 - Tarifas eléctricas.....	49
3.2 - Factores para la selección del tipo de bomba.....	49
3.3 - Bombeo fotovoltaico.....	51
3.4 - Captación de agua de lluvia.....	56
3.5 - Indicadores de factibilidad.....	61
3.5.1 - Bases para la comparación de alternativas.....	61
3.5.2 - Análisis de oferta.....	61
3.5.3 - Valor presente neto (VPN).....	62
3.5.4 - Tasa interna de retorno (TIR).....	63
3.5.5 - Periodo de recuperación.....	64
Capítulo 4 - Estudio de caso.....	65
4.1 - Caso Santa Rosa Xochiah.....	65
4.2 - Iniciativas llevadas a cabo para la realización de la ecotecnia.....	67
4.3 - Clima.....	70
4.4 - Propuestas.....	74
4.4.1 - Propuesta de ahorro de agua por medio de captación de agua pluvial.....	74
4.4.2 - Propuesta de ahorro de energía eléctrica en bombeo.....	80
4.4.3 - Propuesta de ahorro en energía eléctrica destinada a iluminación.....	93
4.4.4 - Propuesta de ahorro de energía en electrodoméstico.....	101
4.4.5 - Propuesta de dimensionamiento del sistema fotovoltaico en isla para el caso Santa Rosa Xochiah.....	105
4.4.6 - Propuesta de dimensionamiento del sistema fotovoltaico interconectado para el caso Santa Rosa Xochiah.....	110
4.4.7 - Propuesta de generación eléctrica eólica.....	128
4.5 - Comparativa del proyecto.....	131
Capítulo 5 - Conclusiones.....	137

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1	Consumo energético en México durante el año 2008.....	4
Figura 2.2	Consumo energético en México del año 2000 al 2008.....	4
Figura 2.3	Consumo energético del sector residencial en México del año 2000 al 2008.....	5
Figura 2.4	Medidor de consumo eléctrico.....	6
Figura 2.5	Medidores de consumo de gas.....	7
Figura 2.6	Asentamientos humanos irregulares en suelo de conservación.....	10
Figura 2.7	Total de viviendas en asentamientos irregulares en suelo de conservación.....	11
Figura 2.8	Superficie total ocupada por asentamientos humanos irregular.....	11
Figura 2.9	Mapa de suelo de conservación en el Distrito Federal.....	12
Figura 2.10	Posición aparente del sol durante el día.....	15
Figura 2.11	Incidencia de un rayo de luz solar en un plano.....	16
Figura 2.12	Distancia mínima entre paneles.....	17
Figura 2.13	Orientación de un panel solar.....	18
Figura 2.14a	Radiación solar en enero.....	20
Figura 2.14b	Radiación solar en febrero.....	20
Figura 2.14c	Radiación solar en marzo.....	20
Figura 2.14d	Radiación solar en abril.....	20
Figura 2.14e	Radiación solar en mayo.....	20
Figura 2.14f	Radiación solar en junio.....	20
Figura 2.14g	Radiación solar en julio.....	21
Figura 2.14h	Radiación solar en agosto.....	21
Figura 2.14i	Radiación solar en septiembre.....	21
Figura 2.14j	Radiación solar en octubre.....	21
Figura 2.14k	Radiación solar en noviembre.....	21
Figura 2.14l	Radiación solar en diciembre.....	21
Figura 2.14m	Radiación solar promedio anual.....	21
Figura 2.15	Calentador solar de sistema abierto.....	23
Figura 2.16	Calentador solar de sistema cerrado.....	23

Figura 2.17	Captador solar plano.....	24
Figura 2.18a	Captador solar de tubos al vacío.....	25
Figura 2.18b	Tubo al vacío.....	25
Figura 2.19	Muro radiante.....	26
Figura 2.20	Célula fotovoltaica.....	27
Figura 2.21	Espectro de radiación solar a diferentes alturas.....	28
Figura 2.22	Factores que intervienen en la captación fotovoltaica.....	29
Figura 2.23	Celda solar en oscuridad.....	30
Figura 2.24	Celda solar iluminada.....	30
Figura 2.25	Sistema fotovoltaico en isla.....	33
Figura 2.26	Diagrama de bloques del sistema fotovoltaico interconectado.....	35
Figura 2.27	Sistema fotovoltaico interconectado.....	36
Figura 2.28	Ráfagas de viento en un aerogenerador.....	38
Figura 2.29	Coefficiente de potencia para aerogeneradores.....	40
Figura 2.30	Fuerza de arrastre de un aerogenerador.....	41
Figura 2.31	Diagrama de fuerzas en un aspa de un aerogenerador.....	42
Figura 2.32	Fuerzas de arrastre de un aspa sobre un eje.....	42
Figura 2.33	Aerogeneradores de eje vertical.....	43
Figura 2.34	Aerogenerador de eje horizontal.....	44
Figura 2.35	Clasificación de las principales bombas hidráulicas.....	45
Figura 2.36	Alturas que intervienen en el bombeo.....	47
Figura 3.1	Sistema básico de captación de agua.....	58
Figura 3.2	Válvula de flotación.....	59
Figura 3.3	Gráfica de flujos de caja.....	63
Figura 4.1	Límites de Santa Rosa Xochiac.....	65
Figura 4.2	Fotografía de la calle Texcaltitla en Santa Rosa Xochiac.....	66
Figura 4.3	Fotografía de calentadores solares instalados en el sitio de estudio.....	68
Figura 4.4	Fotografía del sistema de compost instalado en el sitio de estudio.....	69
Figura 4.5a	Fotografía de luminaria LED instalada en el sitio de estudio.....	69
Figura 4.5b	Fotografía de luminaria ahorradora instalada en el sitio de estudio.....	69

Figura 4.6	Promedios mensuales de velocidad de viento.....	70
Figura 4.7	Promedios mensuales de velocidades de ráfaga del viento.....	71
Figura 4.8	Nivel de precipitaciones mensuales.....	72
Figura 4.9	Promedios mensuales de radiación solar.....	73
Figura 4.10	Radiación solar diaria típica en el Distrito Federal.....	73
Figura 4.11	Ubicación de fuentes y estanques del sitio en estudio.....	74
Figura 4.12	Ubicación de fuentes y estanques en el perfil del terreno.....	75
Figura 4.13a	Estanque 1.....	75
Figura 4.13b	Estanque 3.....	75
Figura 4.13c	Estanque 2.....	75
Figura 4.13d	Fuente 1.....	76
Figura 4.13e	Fuente 2.....	76
Figura 4.14	Captación de agua de lluvia anual.....	76
Figura 4.15a	Sistema propuesto para la captación de agua.....	77
Figura 4.15b	Sistema propuesto detallado para la captación de agua de lluvia.....	78
Figura 4.16	Ubicación de cisternas y tinacos del sitio en estudio.....	81
Figura 4.17	Ubicación de cisternas y tinacos en el perfil del terreno.....	81
Figura 4.18	Circuito propuesto para la sustitución de bombas.....	85
Figura 4.19a	Circuito rectificador de onda completa con filtro de rizo.....	86
Figura 4.19b	Relevador de un polo y dos tiros, fotografía y esquemático.....	86
Figura 4.20	Circuito para el sistema de bombeo sin captador de agua de lluvia, estado 1.....	87
Figura 4.21	Circuito para el sistema de bombeo sin captador de agua de lluvia, estado 2.....	87
Figura 4.22	Circuito para el sistema de bombeo sin captador de agua de lluvia, estado 3.....	88
Figura 4.23	Circuito para el sistema de bombeo sin captador de agua de lluvia, estado 4.....	88
Figura 4.24	Circuito para sistema de bombeo con captador de agua de lluvia, estado 1.....	89
Figura 4.25	Circuito para sistema de bombeo con captador de agua de lluvia, estado 2.....	90
Figura 4.26	Circuito para sistema de bombeo con captador de agua de lluvia, estado 3.....	90
Figura 4.27	Circuito para sistema de bombeo con captador de agua de lluvia, estado 4.....	91
Figura 4.28	Sensor de presencia en escalera.....	95
Figura 4.29a	Sensor de presencia en exterior 1.....	96

Figura 4.29b	Sensor de presencia en exterior 2.....	96
Figura 4.30	Circuito de sensores de presencia en exterior, estado 1.....	97
Figura 4.31	Circuito de sensores de presencia en exterior, estado 2.....	97
Figura 4.32	Circuito de sensores de presencia en exterior, estado 3.....	98
Figura 4.33	Circuito de sensores de presencia en exterior, estado 4.....	98
Figura 4.34	Circuito para la instalación eléctrica adaptada para contactos de circuitos de espera.....	103
Figura 4.35	Ejemplo de contactos destinados a circuitos de espera en la cocina.....	104
Figura 4.36	Consumo eléctrico del sitio en estudio.....	106
Figura 4.37	Fotografía panel fotovoltaico modelo “GEPV-185-MCB-002”.....	107
Figura 4.38	Fotografía panel fotovoltaico, modelo “Sunali-220”.....	107
Figura 4.39	Ubicación de los únicos paneles que se podrían instalar en isla.....	110
Figura 4.40	Escenarios para el sistema fotovoltaico interconectado.....	112
Figura 4.41	Ubicación de paneles fotovoltaicos interconectados a la red, escenario 1.....	114
Figura 4.42	Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico interconectado a la red (escenario 1)..	116
Figura 4.43	Ubicación de paneles fotovoltaicos interconectados a la red, escenario 2.....	117
Figura 4.44	Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico interconectado a la red (escenario 2)..	119
Figura 4.45	Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico interconectado a la red (escenario 3)..	121
Figura 4.46	Ubicación de paneles fotovoltaicos interconectados a la red, escenario 3.....	122
Figura 4.47	Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico interconectado a la red (escenario 4)..	124
Figura 4.48	Ubicación de paneles fotovoltaicos interconectados a la red, escenario 4.....	125
Figura 4.49	Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico interconectado a la red (propuesta 5)..	126
Figura 4.50	Ubicación de paneles fotovoltaicos interconectados a la red, escenario 5.....	128
Figura 4.51a	Turbina eólica Air Brezee.....	129
Figura 4.51b	Turbina eólica Skystream.....	129
Figura 4.51c	Turbina eólica AIR X.....	129
Figura 4.51d	Turbina eólica Whisper 200.....	129
Figura 4.51e	Turbina eólica Windtronic 6500.....	129
Figura 4.52	Curva de potencia que puede proveer el aerogenerador “Windtronic 6500”.....	130
Figura 4.53	Sitio en estudio actual.....	134
Figura 4.54	Sitio en estudio con las propuestas.....	135

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1	Áreas naturales protegidas.....	8
Tabla 2.2	Parques nacionales del Distrito Federal.....	8
Tabla 2.3	Superficie de suelo de conservación, delegaciones del Distrito Federal.....	13
Tabla 2.4	Métodos para la estimación de radiación solar.....	19
Tabla 2.5	Velocidad de flujo de agua para diferente calibre de tuberías y gastos.....	48
Tabla 2.6	Coeficientes de resistencia para tubería.....	48
Tabla 3.1	Rangos de consumo para tarifas eléctricas en México.....	50
Tabla 3.2	Cargos por energía consumida para septiembre 2010.....	51
Tabla 3.3	Ventajas y desventajas de bombas hidráulicas.....	52
Tabla 4.1	Consumo mensual promedio del agua.....	78
Tabla 4.2	Captación agua de lluvia al año.....	79
Tabla 4.3	Comparación de consumo actual de agua contra la propuesta de captación de lluvia	79
Tabla 4.4	Materiales para el captador de agua de lluvia.....	79
Tabla 4.5	Periodo de recuperación para el captador de lluvia.....	80
Tabla 4.6	Bombas en el sitio de estudio.....	83
Tabla 4.7	Bombas de 0.5 <i>hp</i> comerciales en México.....	84
Tabla 4.8	Ahorros obtenidos en la implementación del cambio de bombas.....	92
Tabla 4.9	Resumen de ahorros en consumo de electricidad y económicos debidos al cambio de bombas.....	92
Tabla 4.10	Materiales para el sistema de bombeo con captador de lluvia.....	92
Tabla 4.11	Materiales para el sistema de bombeo sin captador de lluvia.....	92
Tabla 4.12	Periodo de recuperación de la sustitución de bombas con control.....	93
Tabla 4.13	Periodo de recuperación de la sustitución de bombas.....	93
Tabla 4.14	Levantamiento de luminarias.....	94
Tabla 4.15	Características de sensores infrarrojos y ultrasónicos.....	99
Tabla 4.16	Carga para los detectores de presencia en exteriores.....	99
Tabla 4.17	Carga para los detectores de presencia en interiores.....	99
Tabla 4.18	Comparación de consumo para iluminación interior y exterior con y sin sensores de presencia.....	100

Tabla 4.19	Periodo de retorno para el sensor infrarrojo en escaleras.....	100
Tabla 4.20	Periodo de retorno para el sensor ultrasónico en escaleras.....	100
Tabla 4.21	Periodo de retorno para los sensores infrarrojos en el jardín.....	101
Tabla 4.22	Levantamiento de electrodomésticos.....	102
Tabla 4.23	Comparativa de consumo de carga en espera.....	104
Tabla 4.24	Materiales para la modificación de contactos para circuitos de espera.....	105
Tabla 4.25	Periodo de retorno para acondicionamiento de contactos.....	105
Tabla 4.26	Paneles fotovoltaicos comerciales.....	107
Tabla 4.27	Consumos con la implementación de dispositivos ahorradores.....	108
Tabla 4.28	Ahorros generados por implementar un sistema fotovoltaico en isla.....	109
Tabla 4.29	Carga a cubrir para un sistema fotovoltaico interconectado.....	111
Tabla 4.30	Ahorros generados por la implementación de un sistema fotovoltaico interconectado.....	113
Tabla 4.31	Cuadro de carga del tablero A (escenario 1).....	115
Tabla 4.32	Cuadro de carga del tablero B (escenario 1).....	115
Tabla 4.33	Cuadro de carga del tablero A (escenario 2).....	118
Tabla 4.34	Cuadro de carga del tablero B (escenario 2).....	118
Tabla 4.35	Cuadro de carga del tablero A (escenario 3).....	120
Tabla 4.36	Cuadro de carga del tablero B (escenario 3).....	120
Tabla 4.37	Cuadro de carga del tablero A (escenario 4).....	123
Tabla 4.38	Cuadro de carga del tablero B (escenario 4).....	123
Tabla 4.39	Cuadro de carga del tablero A (escenario 5).....	127
Tabla 4.40	Cuadro de carga del tablero B (escenario 5).....	127
Tabla 4.41	Modelos de aerogeneradores comerciales.....	128
Tabla 4.42a	Comparativa entre casas con proyectos similares.....	132
Tabla 4.42b	Comparativa entre casas con proyectos similares.....	133
Tabla 5.1	Resumen Tecnologías actuales y propuestas para la realización de la ecotecnia.....	140

## RESUMEN

La presente tesis, es el resultado de la evaluación de varias tecnologías con beneficios al medio ambiente. El propósito de este estudio es la implementación de aquellas que puedan convertir en una ecotecnia a una casa dentro de una zona habitacional sin ordenamiento territorial en Santa Rosa Xochiac, a través del uso eficiente de la energía y aprovechamiento de los recursos naturales.

Se evaluó la viabilidad de captar el agua de lluvia para ahorrar agua potable en el uso de riego y ornamentación, se obtuvieron resultados positivos para seis meses del año, en los que se puede cubrir este tipo de consumo y ahorrar  $30 m^3$  de agua potable al año, compensando los gastos iniciales en corto plazo.

Para el ahorro de energía eléctrica se propuso la sustitución de bombas y circuitos de acoplamiento para sistemas de generación alternativos; con ello, se pueden ahorrar hasta  $412 kWh$  al año, con una recuperación de la inversión de medio plazo. También se vió la posibilidad de ahorrar energía de iluminación y carga de electrodomésticos con sensores de presencia y acondicionando la instalación eléctrica; se predice un ahorro de  $547 kWh$  al año para el caso de los sensores de presencia y  $350 kWh$  anuales para los electrodomésticos. Se tiene una compensación de los gastos a corto plazo.

Como propuesta principal se estudió la posibilidad de generar electricidad de forma alternativa y a pequeña escala. Implementar aerogeneradores no resultó viable porque no hay suficiente viento. La generación fotovoltaica en isla tampoco resultó viable por no tener el espacio necesario. La generación fotovoltaica interconectada tiene un periodo de recuperación a largo plazo y podría compensar los consumos totales de la casa, ahorrando de  $1,824 kWh$  hasta  $4,146 kWh$  anualmente.

Las TIR para cada una de las propuestas resultaron mayores a la tasa de interés que el inversionista podría llegar a tener en una inversión en CETES. Los VPN indican ganancias para todos los proyectos en un periodo anterior al tiempo de vida de los proyectos.

**ESTA PÁGINA SE DEJÓ EN BLANCO  
INTENCIONALMENTE**

# CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

## 1.1 - INTRODUCCIÓN

El crecimiento de la población ha provocado, a lo largo de los años, huellas negativas para el ecosistema, que conllevan un desequilibrio ecológico, entre otros daños. En los últimos años, el ser humano ha sido testigo de las consecuencias de esto, por lo que, en la búsqueda de disminuir sus impactos negativos en el ecosistema, ha mirado hacia atrás, para retomar técnicas que le permitan satisfacer sus necesidades, así como se ha apoyado de la tecnología reciente para que su nuevo avance sea a manera de ecodesarrollo.

En ciudades como la Ciudad de México, se vive una problemática de sobrepoblación, lo que ha dado origen a que parte de la población se instale en asentamientos irregulares, dejando a un lado la conciencia sobre los efectos que trae consigo, no sólo el instalarse en un lugar y construir la comunidad, sino también, los impactos de la energía consumida a lo largo de los años.

En la ciudad de México existen 708 asentamientos irregulares, de los cuales, en la delegación Álvaro Obregón se encuentran 27. Uno de ellos es Santa Rosa Xochiac con 8,817 habitantes. En esta área es donde se abocó el caso de estudio de esta tesis. Para el caso legal, los habitantes en búsqueda por la legalización de predios, proponen convertir en ecotecnias los lugares en donde están viviendo. Por lo que se tomó como referencia una casa habitación de la zona para convertirla en una ecotecnia y el área tenga un modelo y pueda convertirse en un ecobarrio.

Los habitantes del caso de estudio ya han tomado iniciativa con algunas técnicas, como lo son calentadores solares, así con este mismo sistema, aprovechan el agua caliente para la climatización de la casa. Esta medida ha logrado evitar parte de la quema de gas para calentamiento de agua, lo que aporta menos emisiones contaminantes al ambiente. También, como medidas ya implementadas están: la instalación de un digestor, se hace compost y reforestación en una parte del bosque del Desierto de los Leones.

Sin embargo, las medidas tomadas son el inicio para la transformación deseada, ya que en la situación actual del caso de estudio, se cuenta con un elevado consumo energético, especialmente de energía eléctrica, debido a la expansión de la casa en cuanto a carga instalada y horas de uso de consumo para la carga, mayoritariamente en iluminación: Esto ha traído consigo que, por parte de la compañía suministradora, se les clasifique como clientes de tarifa DAC (tarifa domestica de alto consumo), lo que propicia que bimestralmente la factura por energía eléctrica llegue con un costo bastante elevado.

Por lo tanto, se analizará la factibilidad de varias ecotecnias para que, en conjunto, logren disminuir la gran mayoría de sus impactos ambientales.

## **1.2- OBJETIVOS**

Determinar la factibilidad de tecnologías de ahorro térmico, eléctrico y de recursos no renovables en su implementación bajo el término de ecotecnias, con el fin de hacer una vivienda sostenible, con bajo impacto ambiental y que funja como proyecto piloto en la zona de Santa Rosa Xochiac.

## **CAPÍTULO 2: FUNDAMENTOS**

### **2.1 – ECOTECNIA**

Las ecotecnias o ecotécnicas son tecnologías que pueden ser utilizadas para ayudar al establecimiento de las comunidades o asentamientos ecológicos autosuficientes (SAHOP, 1978).

La palabra ecotecnia deriva de tres voces griegas:

- oikos: casa
- logos: tratado
- teknos: conjunto de procedimientos de que se sirve una ciencia para conseguir un objetivo.

Por lo cual, una ecotecnia o ecotécnica es la aplicación de conceptos ecológicos mediante una técnica determinada, para lograr una mayor concordancia con la naturaleza (Deffis, 1990).

Una ecotecnia es un conjunto de técnicas ideadas por el ser humano, con el fin de reducir la huella ecológica que deja el mismo. Dentro de algunas de las técnicas se encuentran:

- Generación de electricidad por medio de energías renovables
  - Captación y tratamiento de agua
  - Producción vegetal (alimentos, medicinales y ornato)
  - Calentamiento de agua y ambiente
  - Reutilización de la basura y desechos
- Entre otras.

### **2.2 - CONSUMO ENERGÉTICO**

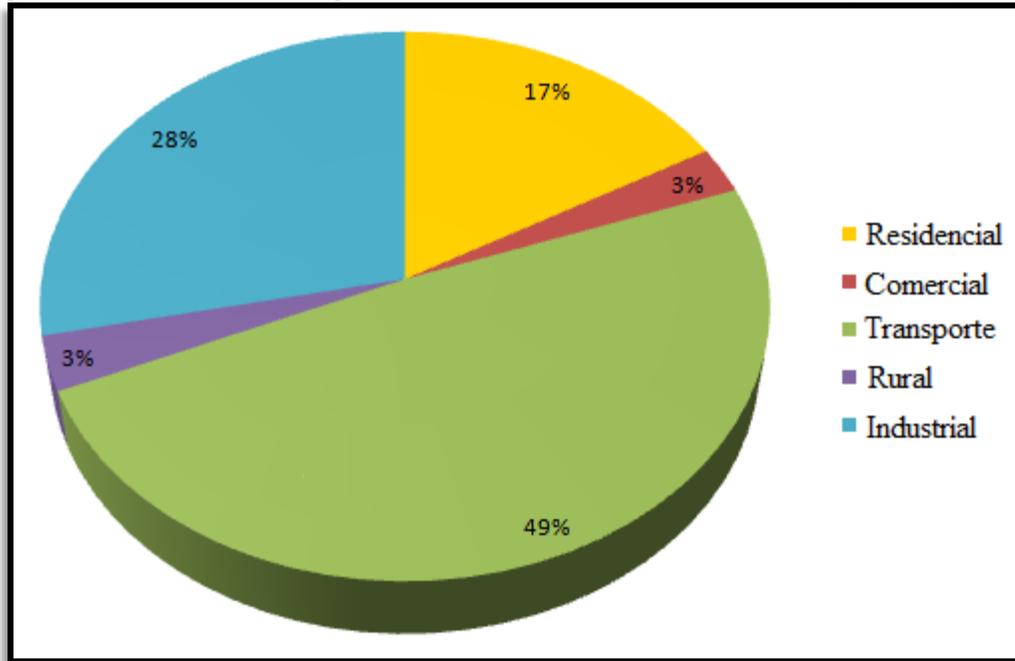
El ser humano, en su vida diaria, realiza todo tipo de actividades. Para llevar a cabo cada una de ellas es necesario utilizar energía. La energía, por lo tanto es un recurso preciado y siempre solicitado por los seres vivos. Para hacer uso de la energía es necesario sacarla de diferentes recursos naturales, cada uno de ellos puede proveer de diferentes cantidades de energía dependiendo de cómo se explote.

Por ejemplo, el ser humano utiliza hidrocarburos, seres vivos, materia orgánica, aprovecha los movimientos naturales de las aguas, del aire o capta la energía del sol para así poder mantener su metabolismo funcionando, calentarlo, transportarle, darle seguridad, comodidad, facilitarle el trabajo o simplemente continuar su desarrollo. El uso de la energía puede llamarse consumo energético.

Las actividades humanas, por lo tanto el consumo energético que consequntan, pueden organizarse en industriales, residenciales, transporte, comerciales y rurales. En total

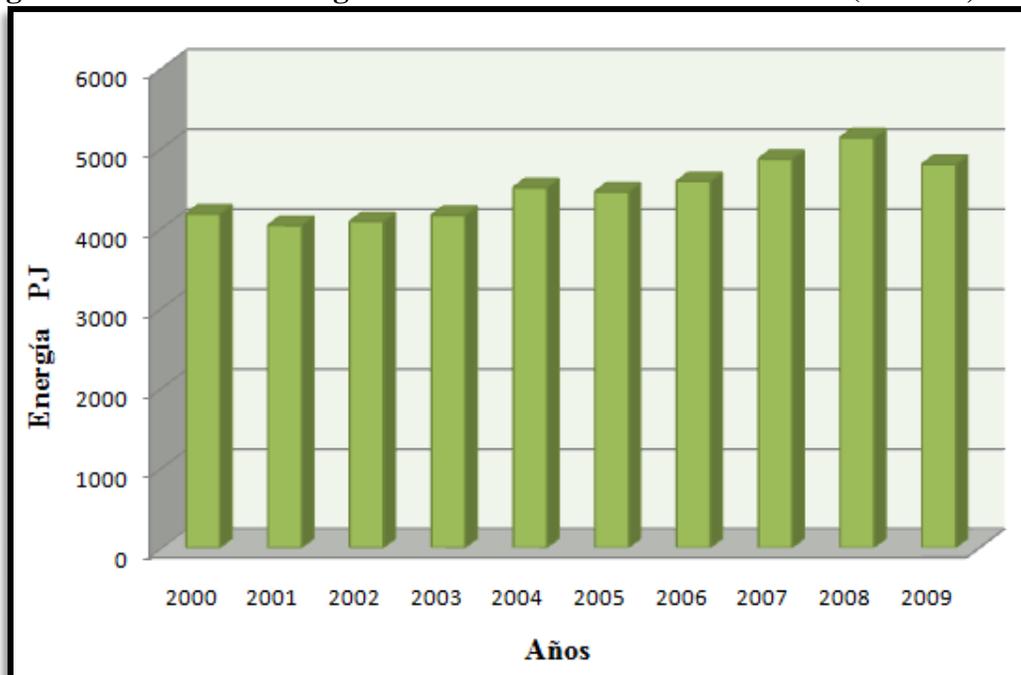
México consumió 4,540 PJ durante el año 2009. En la Figura 2.1 se observan los diferentes sectores activos con su respectiva porción de energía utilizada con respecto al total.

**Figura 2.1: Consumo energético en México durante el año 2009 (SENER, 2009a)**



Así también se puede ver el crecimiento de las necesidades energéticas del país del año 2000 al 2009 en la Figura 2.2, en el que la tasa de crecimiento media anual fue del 1.55% (SENER, 2009a).

**Figura 2.2: Consumo energético en México del año 2000 al 2009 (SENER, 2009a)**

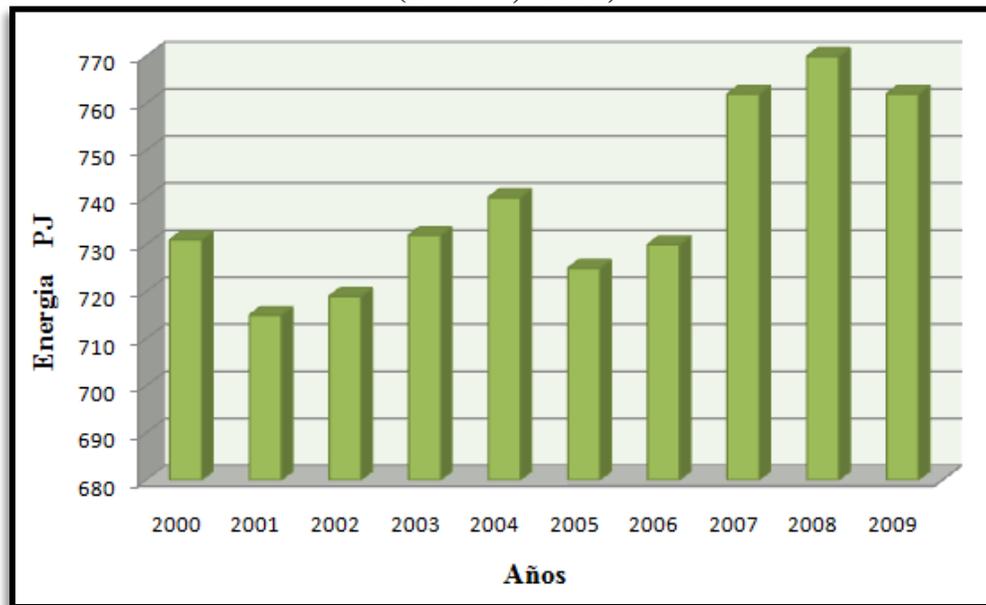


### 2.2.1 - CONSUMO RESIDENCIAL

El consumo energético, en el sector residencial, abarca principalmente: Iluminación, el uso de aparatos electrodomésticos, aire acondicionado, el consumo de gas en estufas y calentadores de agua. Así también, la quema de combustible fósil, por ejemplo, el carbón y biomasa como la leña para calefacción y cocción de alimentos. En nuestro país, la electricidad es el energético que más se consume en los hogares, después le siguen el gas LP y la leña (CONUEE, 2009).

Para el año 2010, el país registra que la población mexicana es de 112 millones de habitantes, con una tasa de crecimiento de 1.32%. La tasa de crecimiento de la demanda energética en este sector según estadísticas es de 0.6% en promedio anualmente. En la Figura 2.3 se observa el comportamiento del consumo energético en el sector residencial en los últimos nueve años (INEGI, 2010, SENER, 2009a).

**Figura 2.3: Consumo energético del sector residencial en México del año 2000 al 2009 (SENER, 2009a)**



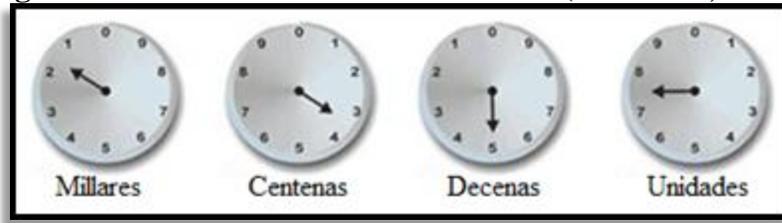
Según estadísticas, para México en el 2005 se estimaron 24 millones de viviendas particulares habitadas, con un promedio de 4.2 habitantes por cada una. Igualmente, para este mismo año, 62.7% de estas viviendas tenían lavadora y 91% contaban con televisión (INEGI, 2005).

Dentro de los aparatos que más consumen energía en el hogar están el aire acondicionado, calefactores y el horno de microondas, en orden de mayor consumo. Para el caso de un hogar que cuente con calefacción y aire acondicionado, 44% de la energía es usada en climatización, 33% para iluminación y uso de electrodomésticos, 9% para la estufa y calentador de agua y 14% para el uso del refrigerador. En el caso de un hogar que no requiere de este servicio de climatización, 40% de la energía es sólo para iluminación, 29% para el refrigerador, 13% para la televisión, 6% para plancha, 5% para la lavadora y 7% para otros electrodomésticos.

### 2.2.2 - MEDICIÓN DE CONSUMO DE ELECTRICIDAD EN UN HOGAR

El consumo de energía eléctrica en un hogar puede hacerse de la siguiente manera: Es utilizando el medidor que la empresa eléctrica instala en los domicilios para el cobro del servicio. Se deben hacer dos lecturas durante el periodo en que desea medirse el consumo. El medidor cuenta con cuatro carátulas que indican, de izquierda a derecha, millares, centenas, decenas y unidades, como se muestra en la Figura 2.4.

**Figura 2.4: Medidor de consumo eléctrico (CONUEE, 2009b)**



Para la lectura del medidor, se toma el menor de los números entre los cuales se encuentre la aguja. Si ésta se encuentra sobre un número, se debe ver la siguiente carátula a la derecha para determinar el número correcto. Cuando esto sucede, la aguja de la carátula inmediata sólo puede estar en dos posiciones: entre 9 y 0 y entre 0 y 1. Por ejemplo, si la aguja está sobre el número 3 y en la siguiente carátula a la derecha está entre el 9 y 0, la lectura será: 2 y 9. Si la aguja se encuentra sobre el número 3 y en la carátula a la derecha entre 0 y 1, la lectura será: 3 y 0.

El consumo en kilowatts-hora (*kWh*) es el resultado de la diferencia entre la lectura que se realiza al inicio de un periodo y la que se hace al final del mismo. Por ejemplo: Si la primera lectura que se hizo fue de 5,315 *kWh* y la actual es de 5,428 *kWh*, el consumo del periodo es de 113 *kWh* (CONUEE, 2009b).

### 2.2.3 - MEDICIÓN DE CONSUMO DE GAS EN UN HOGAR

El gas que se consume en un hogar puede ser gas licuado de petróleo (gas LP) o gas natural, y puede llegar de tres formas: En cilindros, tanque estacionario o por gasoducto (gas natural).

El consumo, en caso de disponer del gas en cilindro, toma en cuenta las capacidades del cilindro que existen (20, 30 y 45 *kg*). Para definir el consumo por un periodo dado, hay que saber el tiempo aproximado que dura el gas del cilindro, desde que se instala hasta que se termina. Para calcular el consumo diario, basta dividir la cantidad de kilos entre el número de días que duró la carga del cilindro. Ejemplo: Si el cilindro era de 30 *kg*, tardó 15 días en terminarse, el consumo promedio fue de dos kilos de gas por día.

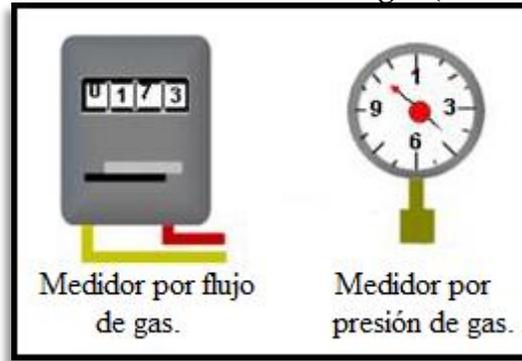
Si el gas llega al hogar por un gasoducto y dan servicio a varias casas o departamentos, cada vivienda cuenta con un medidor. Para saber cuánto se consume, se toma la lectura del medidor para un periodo dado, se anota lo que dice el medidor y la fecha, y al paso de uno o más días (dependiendo del periodo que se quiera medir) tomar de nuevo

la lectura y anotar la fecha. La diferencia entre la primera y la segunda lectura equivale al consumo de gas en el periodo. Si esta cantidad se divide entre el número de días que pasaron entre la primera y la segunda lectura, se obtendrá el consumo de gas en un día.

Si se cuenta con tanque estacionario con servicio al hogar, la medición se hace cuando el camión carga el gas mediante un medidor que marca la salida del combustible. A partir del recibo que el distribuidor entrega con la cantidad de gas transferida al tanque estacionario, el precio y la fecha, se puede determinar el consumo, observando los días transcurridos entre una y otra carga, así como la cantidad de gas. Al dividir la cantidad entre los días del periodo se obtiene el consumo por día.

En la Figura 2.5 se muestran dos tipos de medidores. El primero es un medidor típico por flujo de gas, estos son usados comúnmente cuando el suministro es por gasoducto o tanque estacionario. El segundo medidor se basa un manómetro que indica el porcentaje de gas en un cilindro (CONUEE, 2009b)

**Figura 2.5: Medidores de consumo de gas (CONUEE, 2009b)**



### 2.3 - ÁREA NATURAL PROTEGIDA

Un Área Natural Protegida es una disposición dirigida a proteger porciones terrestres o acuáticas representativas de los diversos ecosistemas, en donde los ambientes originales no han sido significativamente alterados por la actividad humana o cuando se requiere llevar a cabo actividades de restauración.

Se crean mediante un decreto presidencial y las actividades que pueden llevarse a cabo en ellas, se establecen de acuerdo a la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (LGEEPA), su reglamento, el programa de manejo y los programas de ordenamiento ecológico. Están sujetas a regímenes especiales de protección, conservación restauración y desarrollo, según categorías establecidas en la Ley.

La Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas administra actualmente 174 áreas naturales de carácter federal que representan más de 253,848  $km^2$ . Estas áreas se clasifican en las siguientes categorías como se muestra en la Tabla 2.1.

**Tabla 2.1: Áreas naturales protegidas (CONANP, 2010a)**

Número	Categoría	Superficie $km^2$
41	Reservas de la Biosfera	126,528
67	Parques Nacionales	14,825
5	Monumentos Naturales	163
8	Áreas de Protección de Recursos Naturales	44,401
35	Áreas de Protección de Flora y Fauna	66,469
18	Santuarios	1,463
<b>174</b>	<b>Total</b>	<b>253,848</b>

La creación y protección de las Áreas Naturales Protegidas busca proporcionar incentivos a la sociedad para participar en su prevención, protección, restauración y administración (CONANP, 2010a).

En la Tabla 2.2, se tiene, una lista de los parques nacionales del Distrito Federal, se observa que el Desierto de los Leones entra en esta categoría, lo cual hace muy relevante el estudio técnico de compensación de impactos ambientales en esa zona.

**Tabla 2.2: Parques nacionales del Distrito Federal (CONANP, 2010b)**

Área Natural Protegida	Decreto de Creación	Superficie $km^2$	Delegación	Ecosistemas
Cerro de la Estrella	24-ago-38	11	Iztapalapa.	Bosque artificial con eucalipto y cedro.
Cumbres del Ajusco	23-sep-36	9.2	Tlalpan.	Bosque de pino, oyamel y páramo de altura.
<b>Desierto de los Leones</b>	27-nov-17	15.29	Cuajimalpa y Álvaro Obregón.	Bosque de oyamel, pino-encino y garrya.
El Tepeyac	18-feb-37	15	Gustavo A. Madero.	Bosque artificial de eucalipto y cedro.
Fuentes Brotantes de Tlalpan	28-sep-36	1.29	Tlalpan.	Reforestación inducida
El Histórico Coyoacán	26-sep-38	5.84	Coyoacán.	Reforestación de cedros, eucaliptos y otras.
Lomas de Padierna	22-abr-38	6.7	Magdalena Contreras y Álvaro Obregón.	Reforestación de cedros

### 2.3.1 - ASENTAMIENTOS HUMANOS IRREGULARES

La ocupación de suelo de alto valor ambiental que se ha generado por la presión urbana ha desencadenado una serie de problemáticas, difíciles de resolver. Para lo cual, se han creado instrumentos de planeación que hasta ahora no han sido eficaces para frenar esta situación ni para mitigar el impacto que se ha generado por las construcciones y contaminación de zonas agrícolas y forestales, así como barrancas y canales.

En las décadas de los 70's y 80's, ha sido donde se ha registrado el mayor crecimiento demográfico en la Ciudad de México y es a final de los 70's donde se crean la Ley de Desarrollo Urbano del Distrito Federal y el Plan Director de Desarrollo Urbano en

1976 y 1978 respectivamente. Estas sirvieron de base para elaborar el primer Programa General de Desarrollo Urbano para el Distrito Federal, pero no es hasta 1982 que en la revisión y actualización de éste último, se divide el territorio del Distrito Federal en dos zonas primarias (Área de Desarrollo Urbano y Área de Conservación Ecológica), refiriéndose en 1987, dividiendo estas zonas, por la línea de Conservación Ecológica con una longitud de  $156 \text{ km}^2$  (SDS, 1992).

La ocupación que se ha generado en el Suelo de Conservación, se realiza mediante dos modalidades:

- Legal, para los fraccionamientos y subdivisiones autorizadas por medio de un promotor inmobiliario público o privado.
- Ilegal, que son las inversiones y fraccionamientos clandestinos por medio de un periodo reconocido y de manera directa o por medio de un agente intermediario.

El Distrito Federal ha direccionado su crecimiento hacia el Sureste, siendo en la última década las delegaciones de Milpa Alta, Tláhuac, Tlalpan y Xochimilco; las zonas receptoras del crecimiento de la Ciudad, teniendo un comportamiento de áreas de transición de rural a urbano en forma acelerada.

Otro factor importante dentro de la estructura urbana del Distrito Federal son los 36 poblados que se localizan en suelo de conservación. En los últimos años su población ha experimentado un fuerte crecimiento tanto por migración de población proveniente de la zona centro del Distrito Federal y de diferentes estados de la república, así como del mismo crecimiento natural de los poblados rurales, asentándose en áreas agrícolas, forestales y en muchos casos adaptándose a la topografía accidentada.

Los poblados rurales, debido a que son las zonas donde se concentran los servicios básicos de infraestructura y equipamiento son centros de atracción, para que en sus límites se instalen viviendas, generando consigo un crecimiento desordenado y sin control dentro de suelo de conservación.

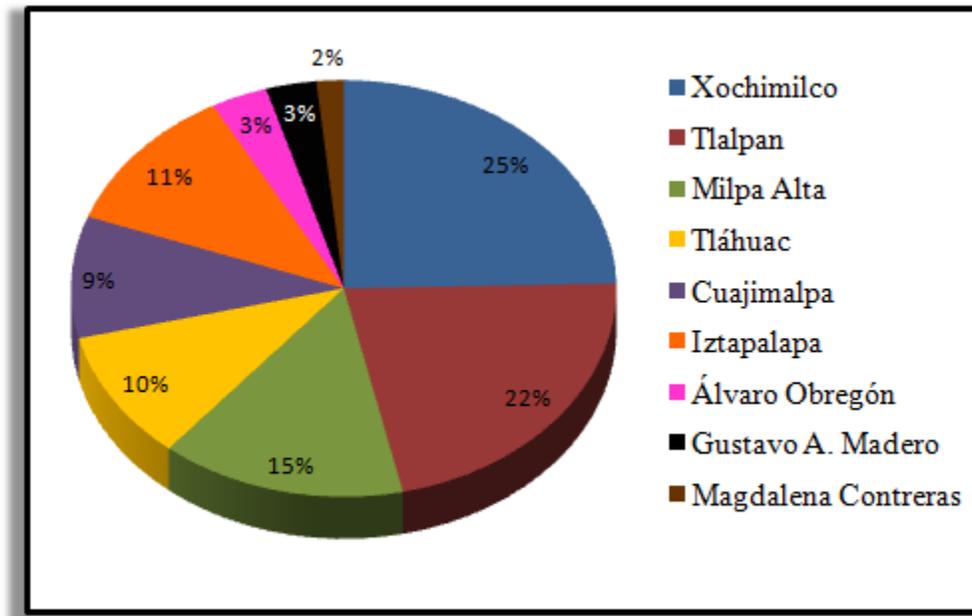
El inconveniente que se ha generado en torno a la necesidad de vivienda para las familias de bajos recursos, mismas que ocupan suelo que invade o pueden comprar a bajo precio. La preservación y rescate de nuestro medio ambiente, es una problemática que ha desequilibrado el proceso de planeación en el Distrito Federal y en la que se ven involucrados los factores sociales, económicos, políticos y urbanos.

Esta problemática no se ha contemplado en su dimensión real, ni se han aplicado políticas y acciones contundentes para el control y ordenamiento de zonas ya ocupadas irregularmente. Ya que entre poblados rurales, programas parciales de desarrollo urbano y más de ochocientos asentamientos humanos irregulares, se han ocupado más del 15% de la superficie de suelo de conservación, extendiéndose la mancha urbana, con una tendencia desordenada, de ocupar más zonas de alto potencial agrícola y forestal y abarcar un 32% de esta superficie para el año 2020, si no se hace nada al respecto.

Actualmente la delegación Xochimilco es la que cuenta con mayor número de asentamientos humanos irregulares dentro de suelo de conservación, con una cuarta parte

respecto a las otras delegaciones que comparten suelo de conservación, seguidos de Tlalpan, Milpa Alta y Tláhuac. La Figura 2.6 sintetiza las delegaciones con mayor porcentaje con asentamientos humanos en suelo de conservación (CORENA, 2002).

**Figura 2.6: Asentamientos humanos irregulares en suelo de conservación (CORENA, 2002)**



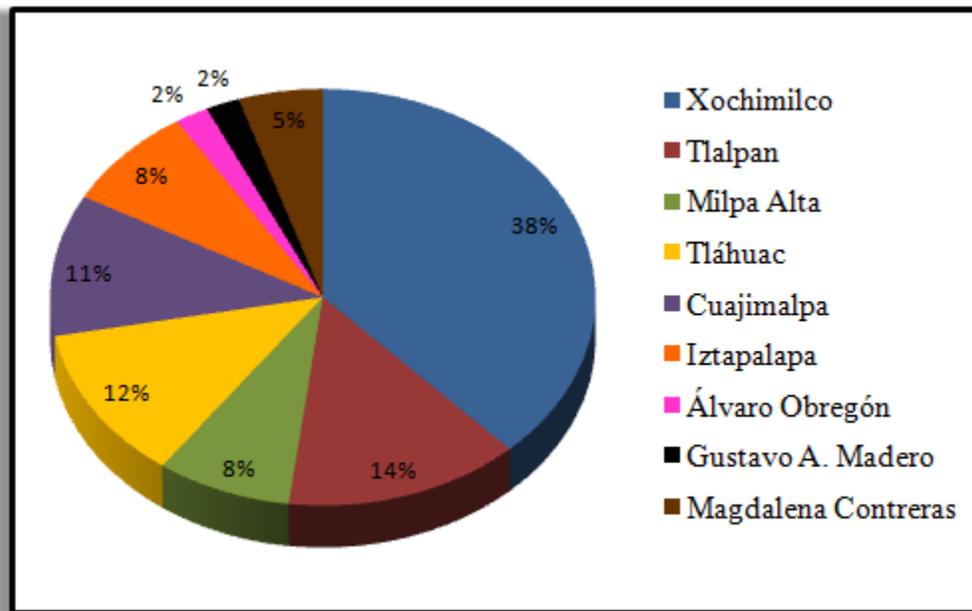
La dinámica de ocupación que se ha dado en suelo de conservación, no respeta límites territoriales ni de propiedad, situación que aprovechan los agentes que intervienen en la ocupación de sitios de conflicto y en donde por la indefinición de límites la autoridad no ejerce acciones de recuperación.

La ocupación de asentamientos humanos irregulares en zonas de alto riesgo, es un problema que se agudiza, en donde se instalan viviendas sobre barrancas y en faldas de los cerros, principalmente en las delegaciones de Cuajimalpa, Álvaro Obregón, Magdalena Contreras.

Respecto a la cantidad de viviendas que se ubican en los asentamientos humanos irregulares se puede constatar que Xochimilco es la demarcación que cuenta con más viviendas en su territorio, seguido de Tlalpan, Tláhuac y Cuajimalpa.

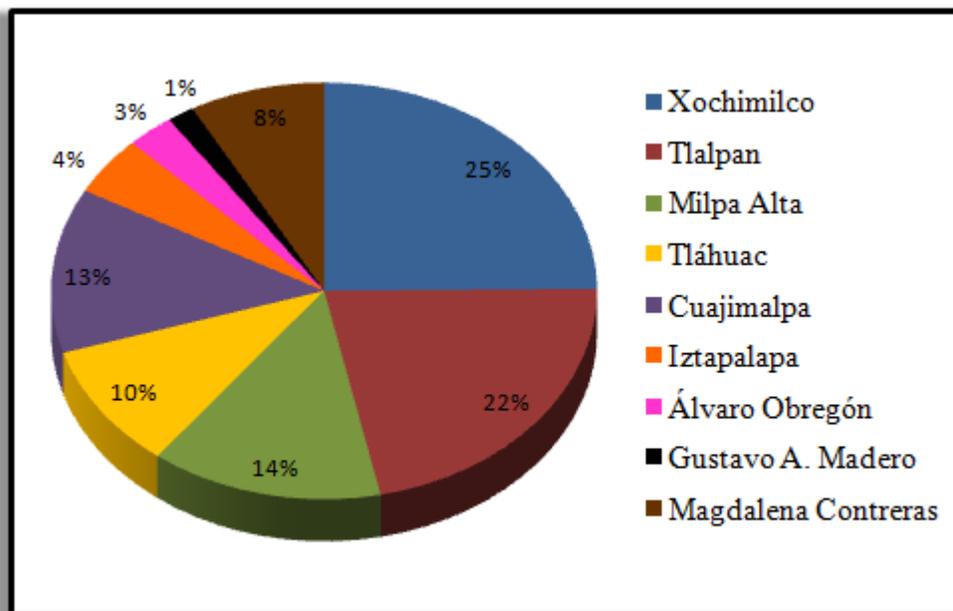
La Figura 2.7 esquematiza a manera de proporción las delegaciones con mayor número de viviendas en asentamientos humanos irregulares (Sánchez, 2005).

**Figura 2.7: Total de viviendas en asentamientos irregulares en suelo de conservación (Sánchez, 2005)**



La superficie ocupada por asentamientos humanos irregulares en suelo de conservación, es mayor en Xochimilco, Tlalpan, Cuajimalpa y Tláhuac. La Figura 2.8 muestra la proporción de territorio ocupado por asentamientos humanos irregulares en las delegaciones más representativas (CORENA, 2002).

**Figura 2.8: Superficie total ocupada por asentamientos humanos irregulares (CORENA, 2002)**



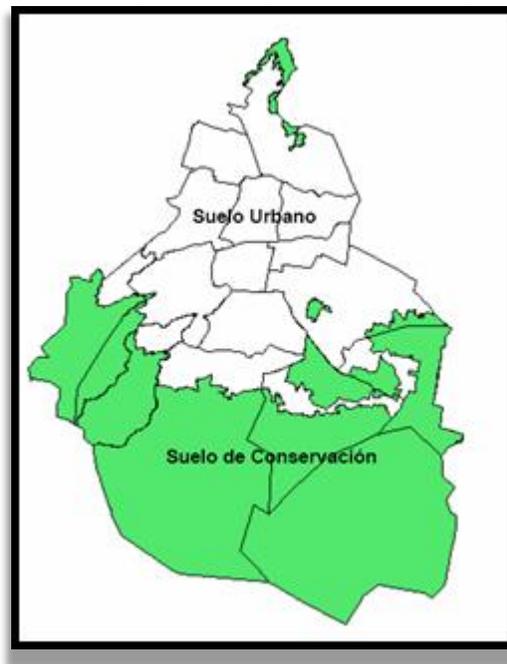
### 2.3.2 – SUELO DE CONSERVACIÓN

En un principio se contemplaron 856 km<sup>2</sup> de la Sierra de Guadalupe, conformando los 868 km<sup>2</sup> que para 1996 modificaron su nombre a suelo de conservación, esta superficie contempla más de la mitad de la superficie del Distrito Federal, considerándose con un uso potencial agrícola y forestal de alto valor ambiental (GDF, 2000).

En una primera instancia, la limitación entre suelo urbano y de conservación fue el de constituir una reserva natural, tratando de controlar el crecimiento poblacional de la zona buscando limitarlo exclusivamente al crecimiento natural de los poblados rurales.

Las delegaciones de Milpa Alta y Tlalpan, son las demarcaciones que tienen más superficie de suelo de conservación, seguidos de Xochimilco, Cuajimalpa y Tláhuac, mientras que las 4 delegaciones restantes (Gustavo A. Madero, Iztapalapa, Álvaro Obregón y Magdalena Contreras) tienen en su conjunto el 10% de suelo de conservación. A continuación se muestra, en la Figura 2.9 un bosquejo del suelo de conservación en el Distrito Federal, así como en la Tabla 2.3 el territorio que ocupan.

**Figura 2.9: Mapa de suelo de conservación en el Distrito Federal (Sánchez, 2005)**



En proporción al suelo urbano, la delegación Milpa Alta es la única que toda su superficie está en suelo de conservación, mientras que Álvaro Obregón, Gustavo A. Madero e Iztapalapa, tienen mayor proporción de suelo urbano.

La ocupación urbana en suelo de conservación, es un problema que en las últimas tres décadas, ha sido constante, encerrando a su vez otros problemas que alteran el proceso urbano, manteniendo una alerta en zonas agrícolas y forestales de alto valor ambiental, importantes para el equilibrio que necesita esta Ciudad (Sánchez, 2005).

**Tabla 2.3: Superficie de suelo de conservación, delegaciones del Distrito Federal (Sánchez, 2005)**

Delegación	Superficie de suelo de conservación $km^2$
Álvaro Obregón	26.7
Cuajimalpa	64.7
Gustavo A. Madero	12.2
Iztapalapa	8.52
Magdalena C.	43.97
Milpa Alta	283.8
Tláhuac	73.5
Tlalpan	254.3
Xochimilco	100.1
Total	867.7

## 2.4 - USO DE ENERGÍAS RENOVABLES

En el sentido formal, energía es la capacidad de realizar un trabajo. Se llama energía renovable la que puede ser transformada y usada a partir de recursos naturales ilimitados, es decir, su cantidad disponible (en la Tierra) no disminuye a medida que se aprovecha. Como se sabe, la principal fuente de energía renovable es el Sol. En la atmósfera terrestre se convierte en una variedad de efectos, algunos tienen importancia como recurso energético. Tal es el caso de la energía eólica, la energía de la biomasa, la energía hidráulica, la diferencia de temperaturas en los océanos, la energía de las olas del mar, la energía fototérmica y la energía fotovoltaica.

En contraparte, una fuente de energía no renovable es aquella que está almacenada en cantidades inicialmente fijas. Estos recursos, se agotan conforme se consumen. El petróleo, el gas natural, el carbón mineral y el uranio constituyen estas fuentes. Las reservas disponibles dependen de la factibilidad técnica y económica de su explotación, del descubrimiento de nuevos yacimientos y del ritmo de extracción y consumo (Guillén, 2004).

El consumo de energía sigue una curva ascendente que parece no tener fin. Como se mencionó en el tema anterior, el crecimiento en las necesidades en los distintos sectores, provoca la continua y creciente explotación de recursos naturales no renovables.

Mientras se desarrollan apresuradamente medios técnicos para reducir la dependencia del petróleo, el consumo desmedido de energía está presente, a veces sin ser advertido. Es posible que los esfuerzos por evitar el derroche energético se vean opacados por la producción, comercialización, transporte y uso de tecnologías ineficientes e innecesarias. A pesar de las dificultades, se siguen llevando a cabo grandes esfuerzos por parte de organismos públicos y privados para conseguir el mejor aprovechamiento de las energías renovables y con ello disponer de energías alternativas a las de origen fósil.

Existen múltiples ventajas por las cuales vale la pena invertir en tecnologías alternativas. El aprovechamiento de la energía captada puede ser empleado para obtener

electricidad mediante la transformación directa y consumirla individualmente o para la conexión a las redes generales de distribución. También se pueden aprovechar estos recursos para fines caloríficos, como es el caso de la geotermia y la térmica solar; el fin de ellos es elevar la temperatura de fluidos para la climatización o transformación energética.

El ahorro económico es otro punto bueno de las energías alternativas, ya que el uso de recursos naturales inagotables resulta económicamente favorable pues el costo por combustible es bajo y existe la posibilidad del reemplazo de otros energéticos. Además la atenuación de emisiones contaminantes es un aspecto muy atractivo en las energías alternativas, pues permiten la posibilidad de no generar sustancias dañinas como el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ), óxidos de azufre ( $\text{SO}_x$ ) y partículas suspendidas (Perales, 2005).

Enseguida se explicarán algunas de las alternativas energéticas útiles y favorables para el ahorro energético.

### **2.4.1 - ENERGÍA SOLAR**

El Sol es el principal productor de energía renovable que se conoce. Es una esfera inmensa de gases a altas temperaturas con un diámetro de  $1,400,000 \text{ km}$ , a una distancia media de  $150 \times 10^9 \text{ m}$  con respecto a la Tierra.

Especialistas han calculado que el sol pierde  $4.2 \times 10^9 \text{ kg}$  de materia cada segundo. La energía total que irradia el Sol, siendo aproximadamente  $3.78 \times 10^{26} \text{ J}$  (Guillén, 2004).

Para la implementación de paneles solares independientemente si son térmicos o fotovoltaicos es importante orientarlos correctamente. En la Figura 2.10 se muestra el movimiento aparente del sol, visto desde un punto de latitud  $L$  del hemisferio norte. La posición aparente del sol en cualquier punto de la tierra es definida mediante dos ángulos, la altura  $A$ , con respecto a la horizontal y el azimut  $Z$  en relación con la orientación sur.

Si se mide el movimiento horario del sol en relación con el mediodía solar, habrá avanzado alrededor del eje un ángulo  $H$ , llamado ángulo horario, que viene dado por la ecuación 2.1:

$$H = 15 t \tag{2.1}$$

donde:

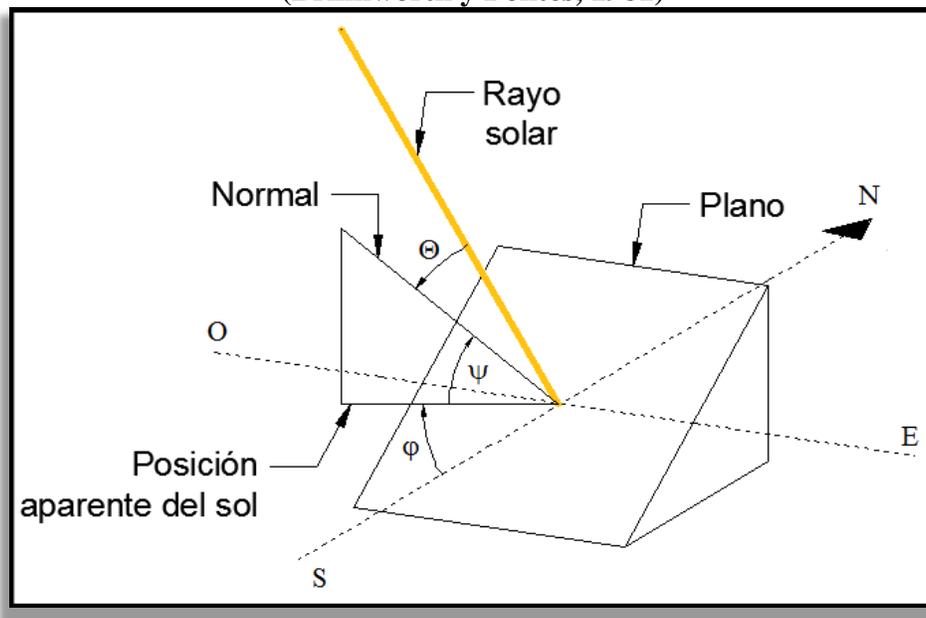
t: Tiempo en horas antes o después del medio día.



Si se toma la orientación con ayuda de la Figura 2.11, se puede representar la inclinación de cualquier superficie, indicando la dirección de su normal en la misma forma que se indica la posición aparente del sol: asignando una altura  $\Psi$  y un azimut  $\phi$ . Si unos rayos de intensidad  $I$  por unidad de área, inciden en un plano, siguiendo una dirección que está inclinada un ángulo  $\Theta$  con respecto a la normal, la relación que representará el ángulo  $\Theta$  será:

$$\Theta = \cos^{-1} \left( \cos(A - \psi) + \cos A \cos \psi \left( \cos \left( \sin^{-1} \left[ \frac{\cos D \cos H}{\cos A} \right] - \phi \right) - 1 \right) \right) \quad (2.4)$$

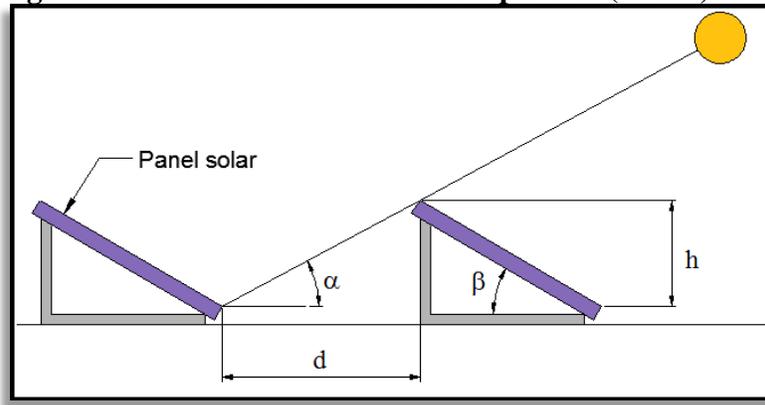
**Figura 2.11: Incidencia de un rayo de luz solar en un plano (Brinkworth y Fontes, 1981)**



Entre más oblicuo sea el ángulo  $\Theta$ , menos se aprovecha la radiación solar. El objetivo es orientar la superficie, de modo que,  $\Theta$  se acerque a cero.

La reducción de la intensidad y la modificación de la distribución espectral del sol por absorción y difusión dependen de variables bastante variadas. La reducción general se debe en gran medida a la difusión, y los profundos quiebros y a la absorción de las nubes, del dióxido de carbono, el nitrógeno y el ozono. Para alturas solares de  $90^\circ$ ,  $30^\circ$ ,  $20^\circ$ ,  $12^\circ$  respectivamente, la intensidad  $I$  es aproximadamente 900, 750, 600 y  $400 \frac{W}{m^2}$  en atmosfera despejada (Brinkworth y Fontes, 1981).

En el caso de ser necesario tener varias filas de paneles solares, habrá que tener una distancia mínima entre ellas. Esta distancia será función de la altura del panel y la posición del sol en los últimos momentos del día en que se puede aprovechar su radiación; en la Figura 2.12 se ejemplifica dicha situación y con la ecuación 2.5 se puede encontrar la distancia mínima entre paneles solares.

**Figura 2.12: Distancia mínima entre paneles (Creus, 2009)**

$$d = \frac{h}{\tan \alpha} \quad (2.5)$$

donde:

d: Distancia mínima entre paneles  $m$ .

h: Altura de los paneles  $m$ .

$\alpha$ : Ángulo entre el rayo solar que incide en el punto superior de un panel y pasa por el punto inferior del siguiente con relación a la horizontal (Creus, 2009).

La inclinación del panel viene a ser:

$$\beta = 90^\circ - L - D \quad (2.6)$$

donde:

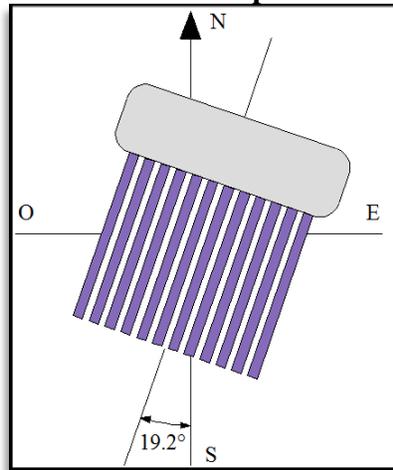
D: Declinación

L: Latitud

$\beta$ : Ángulo del panel

Un panel debe estar orientado según la latitud donde se encuentra. Al estar emplazado en esa dirección, recibirá más radiación solar en el mediodía, independientemente la estación del año. Para el caso en estudio, debe estar orientado al sur con  $19^\circ 18'$  al oeste, tal como se ve en la Figura 2.13.

La superficie terrestre tiene distintas zonas en las que la radiación solar captada es particular. Esta insolación depende de la topología, zona geográfica, clima y tiempo. La mejor forma de crear mapas climatológicos de radiación solar es por la medición directa de este fenómeno, en el que se mide la potencia por metro cuadrado horizontal. El instrumento utilizado para este fin es el piranómetro, aun existiendo otros tipos de mediciones meteorológicas. Los datos obtenidos son muy útiles para hacer aproximaciones y así elaborar relaciones matemáticas que ayudan a predecir la insolación conociendo datos de ubicación, tiempo y clima; actualmente las estimaciones tienen un error de  $\pm 10\%$ .

**Figura 2.13: Orientación de un panel solar (Creus, 2009)**

#### 2.4.2 - MÉTODOS PARA LA ESTIMACIÓN DE IRRADIACIÓN SOLAR

En la Tabla 2.4 se han resumido algunos métodos para la estimación de radiación solar. Existe una gran variedad de técnicas para ello, pero debido a la simplicidad y el tipo de datos que requieren los métodos es posible hacer aproximaciones en caso de no tener instrumentación. Claro está que, una medición directa con un piranómetro en el lugar de estudio siempre resulta mejor que cualquier método.

Cabe mencionar que, las tendencias en irradiación, son cíclicas y suele repetirse el comportamiento continuamente, excepto en ocasiones extraordinarias, además de acentuarse o disminuirse la magnitud de la irradiación en cada ciclo. El clima, la ubicación geográfica y los eventos meteorológicos son los principales factores que intervienen en la irradiación solar sobre la tierra.

Para los tres métodos a describir, se ha partido de la observación y aproximaciones empíricas para modelar su expresión aritmética. De quererse usar estas expresiones en la Ciudad de México hay que tener en cuenta los siguientes datos, el resto dependerán de la época del año y de datos históricos climáticos disponibles en las estaciones meteorológicas:

- Latitud: 19° 18'
- Altitud: 2,240 m
- Clima: Verano latitudes medias
- Factor estacional: 1
- Ángulo cenit: 5° durante el verano

Para la República Mexicana se han elaborado mapas de radiación basados en estadísticas de hasta 60 años. Se tiene que la región de mayor radiación en la República son las del norte de Sonora y Chihuahua, que serían las más propicias para fines de instalaciones que requieren de una incidencia alta de radiación solar. Existen otras dos

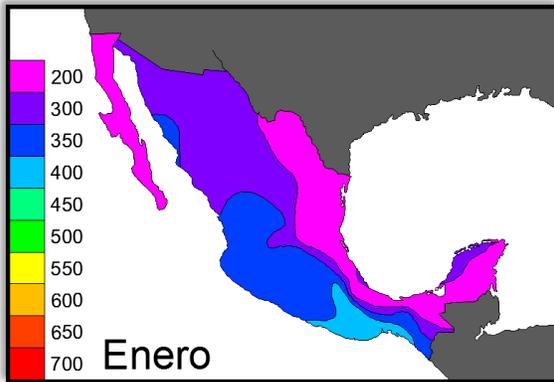
regiones bastante bien definidas, con más de  $220 \frac{W}{m^2}$ , una que abarca Durango, Zacatecas, Aguascalientes, Guanajuato y el noroeste de Jalisco; otra comprende una parte de Puebla y Oaxaca. Además se aprecia que más de la mitad del país recibe  $200 \frac{W}{m^2}$  durante año, lo que significa que en México el uso de la energía solar tiene un gran potencial.

**Tabla 2.4: Métodos para la estimación de radiación solar (Angstrom, 1924; Copper, 1971; Jeevananda, 1971; Löff y col., 1971)**

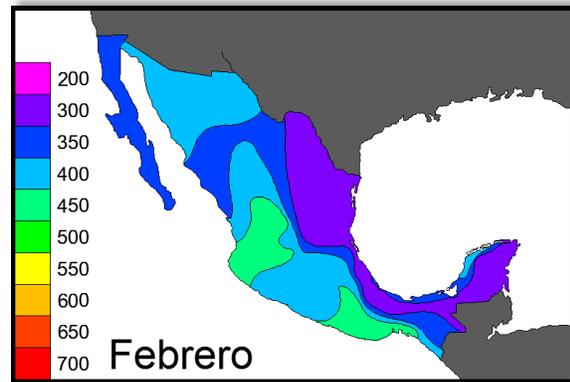
Método	Variables	Características													
Día claro de Hottel	Altitud (A)	Método empírico útil para la irradiación solar directa en una superficie normal al haz de luz.													
	Ángulo cenit (H)														
	Radiación solar anual promedio extraterrestre ( $G_{on}$ )														
	Clima	$r_0$	$r_1$	$r_k$	Útil para altitudes de hasta 2,500 m, un radio de 23 km y días sin nubes.										
	Tropical	0,95	0,98	1,02											
	Verano latitudes medias	0,97	0,99	1,02											
	Invierno latitudes medias	1,03	1,01	1,00											
Verano subártico	0,99	0,99	1,01												
$G = G_{on} \left[ r_0(0.4237 - 0.00821(6 - A)^2) + r_1(0.5051 - 0.0059(6.5 - A)^2) * e^{\frac{r_k(-0.2711 - 0.01858(2.5 - A)^2)}{\cosh H}} \right] \cosh H$															
Liu-Jordan	Radiación solar anual promedio extraterrestre ( $G_{on}$ )	Permite estimar irradiación directa y difusa a partir de la irradiación solar diaria media.													
	Horas promedio diarias de insolación (n)														
	Horas diarias máximas de insolación ( $S_0$ )														
	Promedio de radiación solar diaria ( $a'$ )	Se aplica para superficies normales al haz de luz.													
	Promedio de insolación solar diaria ( $b'$ )	Hace uso de datos de insolación y radiación, por lo que solo funciona para una localidad en particular.													
$G = G_{on} (a' + b'n/S_0)$															
Jeevananda	Latitud ( $\phi$ )	Este método utiliza datos medios mensuales de variables meteorológicas complementarias.													
	Declinación ( $\delta$ )														
	Horas promedio diarias de insolación (n)														
	Número de días lluviosos durante el mes (r)	Factor estacional que depende del mes y localidad; j=1 para tierra dentro y j=2 para costa; i corresponde a los mes del año.													
	Número de días en el mes (m)														
	Humedad relativa medida por día del mes (h)														
	Factor estacional ( $\Psi_{ij}$ )														
	$\Psi$	I												Modelo empírico que, de acuerdo a referencias, muestra una desviación del $\pm 5\%$ con bases de datos de 25 años de muestreo.	
	j	1	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov		dic
		2	1.3	1.4	1.54	1.77	2.05	2.3	2.5	2.41	2.36	1.73	1.38		1.17
		1.5	1.8	2.05	2.15	2.05	2.05	2.1	2.17	2.14	1.96	1.6	1.43		
$H = 48.45 \left( \frac{2 \cos^{-1}(\tan \phi * \tan \delta)}{75 + 7.5 \phi} + \Psi_{ij} \cos \phi \right) \frac{0.4845 \left( 1 + \frac{6n}{\cos^{-1}(\tan \phi * \tan \delta)} \right) \left( 1 - \frac{0.2r}{M} \right)}{\sqrt{h}} \frac{W}{m^2}$															

Las Figuras 2.14a hasta la 2.14m representan el nivel de insolación en diferentes meses en la República Mexicana. La intensidad de radiación se muestra con colores con su respectivo valor en  $\frac{W}{m^2}$  (Almanza y Muñoz, 1994).

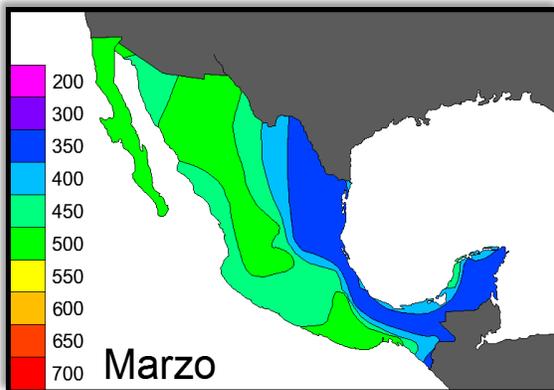
**Figura 2.14a: Radiación solar en enero**



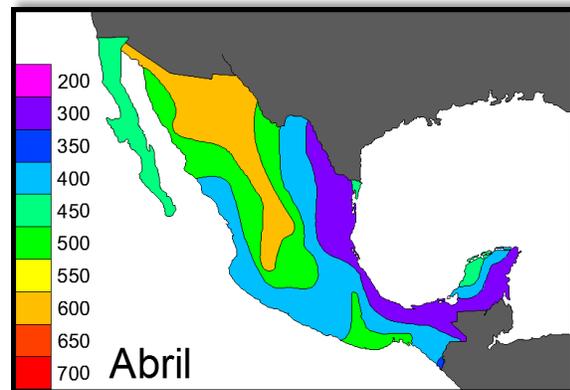
**Figura 2.14b: Radiación solar en febrero**



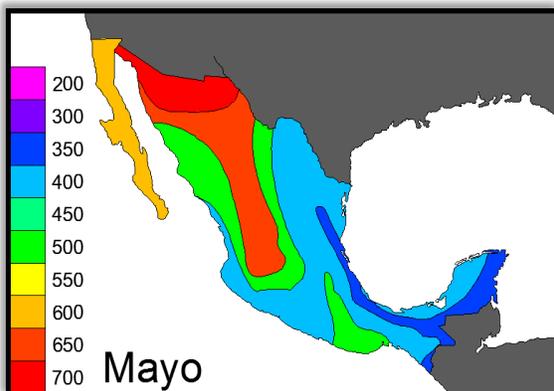
**Figura 2.14c: Radiación solar en marzo**



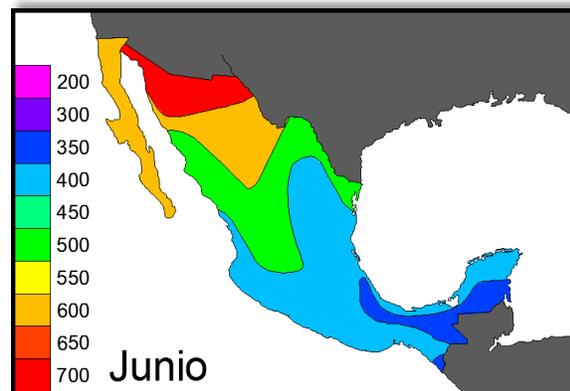
**Figura 2.14d: Radiación solar en abril**



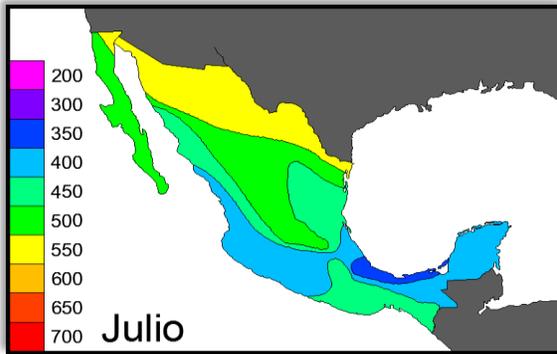
**Figura 2.14e: Radiación solar en mayo**



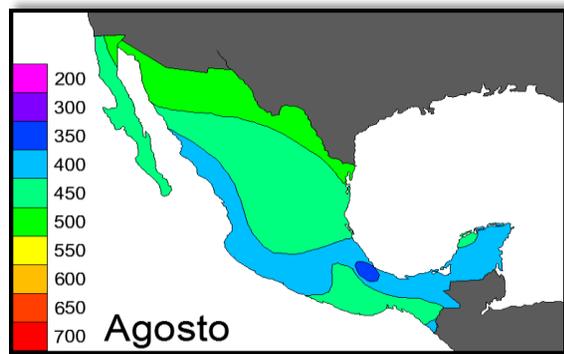
**Figura 2.14f: Radiación solar en junio**



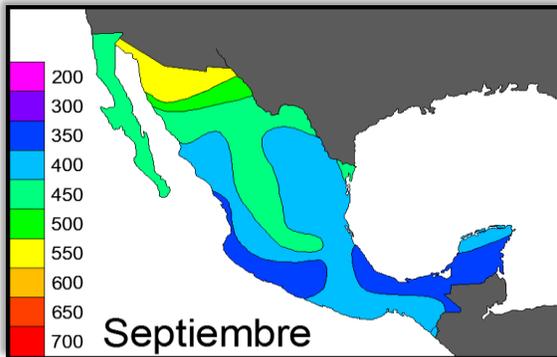
**Figura 2.14g: Radiación solar en julio**



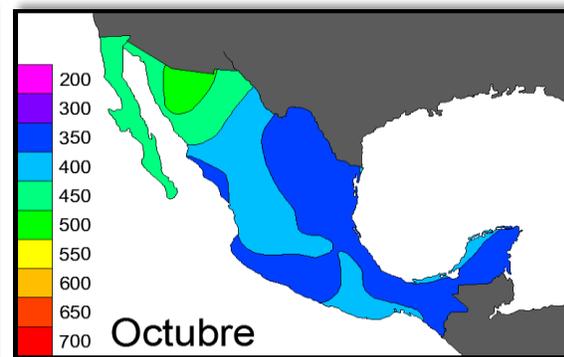
**Figura 2.14h: Radiación solar en agosto**



**Figura 2.14i: Radiación solar en septiembre**



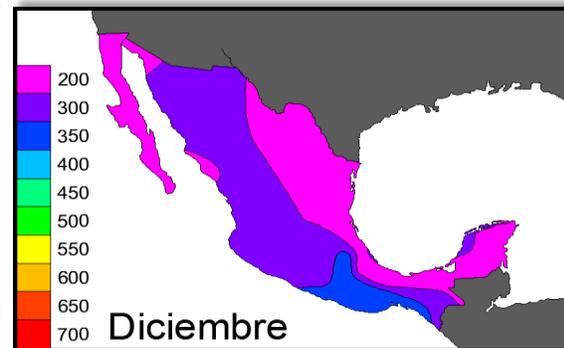
**Figura 2.14j: Radiación solar en octubre**



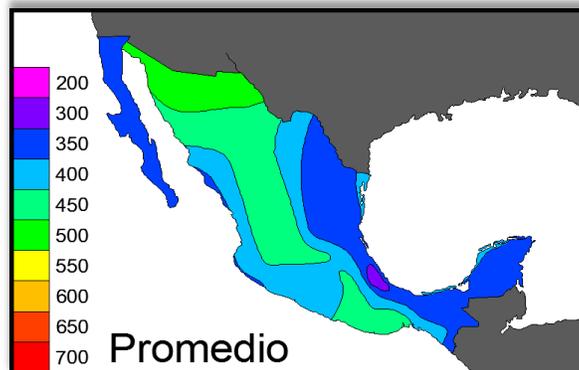
**Figura 2.14k: Radiación solar en noviembre**



**Figura 2.14l: Radiación solar en diciembre**



**Figura 2.14m: Radiación solar promedio anual (Almanza y Muñoz, 1994)**



### 2.4.3 - ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

Los sistemas de energía solar térmica transforman la radiación solar en energía calorífica a diversas temperaturas. Los sistemas de bajas temperaturas tienen aplicación en edificios y los de medias o altas temperaturas en la producción de vapor y electricidad (centrales termosolares).

El aprovechamiento energético general del sol puede hacerse con sistemas pasivos utilizados para la arquitectura bioclimática según criterios de sustentabilidad (orientación de edificios, flujo de aire, confort doméstico, entre otras) para maximizar la ganancia en energía solar con un diseño adecuado de los edificios. Se utilizan diversos medios como grandes ventanas y techos de vidrio con cámara de aire, paredes aisladas conteniendo agua que actúa como reserva de calor, aprovechamiento de la luz solar para evitar el uso de alumbrado eléctrico, etcétera.

Los sistemas activos utilizan la energía solar para la calefacción doméstica del agua, clasificándose en aparatos de baja, media y alta temperatura.

La energía solar es intermitente. Sin energía en la noche, incrementando desde la salida del sol, alcanzando un máximo a medio día y disminuyendo hasta la puesta del sol. Por lo que, es necesario disponer de un sistema de almacenamiento que la energía captada que puede quedar interrumpida por nubes, lluvia, nieve, polvo o niebla. En el sitio en estudio, se ha medido un récord máximo de  $1,154 \frac{W}{m^2}$  en radiación solar. (SMN, 2010; Creus, 2009).

El medio para obtener energía solar de forma térmica se hace a través de colectores. El colector es una superficie, que expuesta a la radiación solar, permite absorber su calor y transmitirlo a un fluido. Existen tres técnicas diferentes en función de la temperatura que puede alcanzar la superficie colectora. La decisión de cuál colector emplear en un diseño depende de las temperaturas que se necesitan obtener; se pueden clasificar como:

- Colectores solares de baja temperatura
- Colectores solares de media temperatura
- Colectores solares de alta temperatura

De estas tres divisiones, en el estudio solo se ocupará del primero (Guillén, 2004).

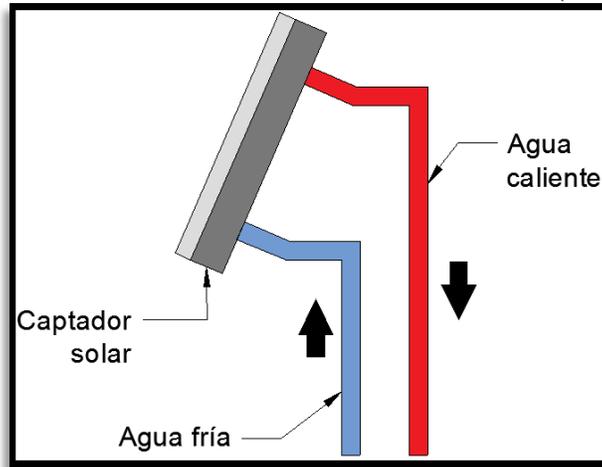
### 2.4.4 - ENERGÍA SOLAR TÉRMICA DE BAJA TEMPERATURA

Esta clasificación se divide a su vez en dos ramas: sistemas abiertos y sistemas cerrados.

Los *sistemas abiertos* solo disponen de un circuito de circulación de fluido térmico. Suele ser de agua que es utilizada directamente para el consumo sanitario o para la climatización. El sistema presenta un buen rendimiento energético y un mantenimiento

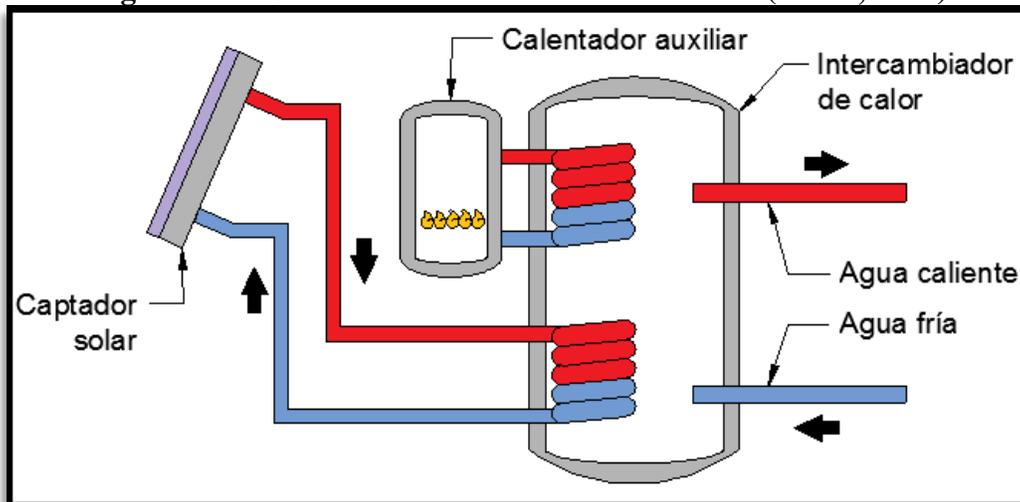
sencillo, con el inconveniente de baja productividad en climas fríos. En la Figura 2.15 se muestra el diseño típico de un sistema de calentamiento abierto.

**Figura 2.15: Calentador solar de sistema abierto (Creus, 2009)**



Un *sistema cerrado* consiste en dos circuitos independientes en contacto térmico a través de un intercambiador de calor, que mantienen separados el fluido térmico que circula por los captadores y el agua de consumo. Dicho sistema se muestra en la Figura 2.16.

**Figura 2.16: Calentador solar de sistema cerrado (Creus, 2009)**

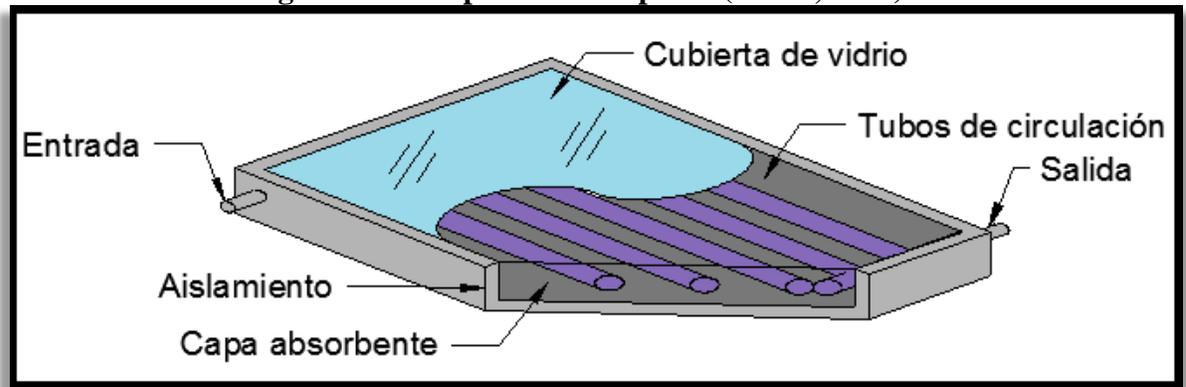


El fluido térmico suele ser agua con anticongelantes que le ayuda al sistema a adaptarse a los climas fríos. Si la temperatura de salida del agua de consumo es menor del valor deseado es necesario añadir una fuente de calor de soporte (calentador auxiliar).

Los *captadores planos* son los más sencillos, pero tienen un bajo rendimiento. La placa absorbente puede ser metálica, de caucho sintético o polipropileno. La Figura 2.17 muestra un ejemplo de captador plano. Los captadores planos vitrificados tienen un buen

rendimiento a temperaturas próximas a los 50° siendo utilizados en agua caliente sanitaria (Creus, 2009).

**Figura 2.17: Captador solar plano (Creus, 2009)**



El proceso de transferencia de calor que se lleva a cabo en un calentador solar de agua con circulación por efecto termosifón (convección natural) para colectores planos es el siguiente:

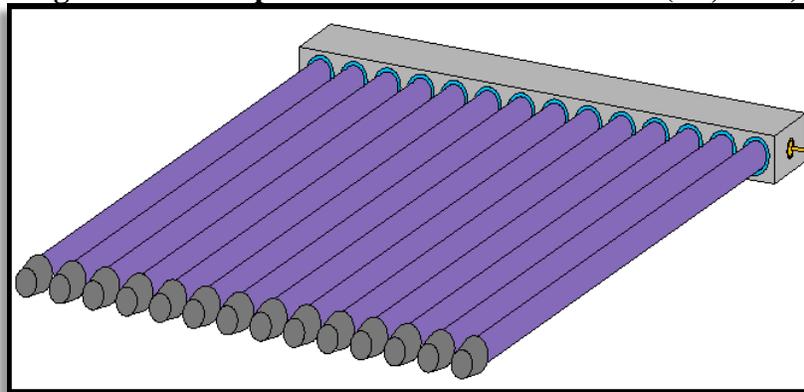
- *Radiación solar.* Para efectos de diseño de los calentadores es costumbre tomar el promedio mensual o en su caso anual, más bajo; con lo cual aseguran esté agradablemente caliente durante la mayor parte de los días del año.
- *Reflexión:* Parte de la radiación solar es reflejada por el vidrio. El polvo depositado en el vidrio aumenta considerablemente la reflexión, aunque también interviene en la dispersión y la absorción.
- *Absorción:* La radiación es absorbida por el vidrio y por la capa absorbente. Un colector eficiente requiere de que la absorción por la placa sea la más alta posible. Una parte de la radiación incide y se absorbe por la pared de los tubos por donde circula el agua. La radiación solar que no es reflejada por el vidrio es transmitida hacia la capa absorbente y para el mecanismo repetitivo de transmisión y absorción.
- *Radiación del vidrio y de la capa absorbente:* En virtud de la temperatura de emitancia, el vidrio radia calor hacia el ambiente. Además, la capa absorbente radia calor hacia el vidrio.
- *Calor convectivo del vidrio:* El vidrio pierde calor por un proceso combinado de conducción y convección; este proceso depende de la velocidad del viento.
- *Convección natural entre la capa absorbente y el vidrio:* Cuando la capa absorbente empieza a calentarse empieza a perder calor por conducción a través de la capa caliente de aire que se haya en el espacio entre la placa y el vidrio; después de que la temperatura de la capa absorbente excede cierto valor se generan corrientes de aire apreciables desde el punto de caliente hasta el frío (vidrio), estableciéndose la convección natural.
- *Convección natural del agua:* En el interior de los tubos circula el agua por convección natural calentándose por el calor que recibe de la capa absorbente y del que incide directamente sobre el área expuesta de los tubos.

- *Conducción desde la capa absorbente hacia el agua:* Este proceso es importante desde el punto de vista del aprovechamiento de la radiación solar. La capa absorbente conduce calor hacia el tubo y éste se transmite al agua.
- *Calor útil:* Es aquel que realmente se transmitió al agua (Almanza y Muñoz, 1994).

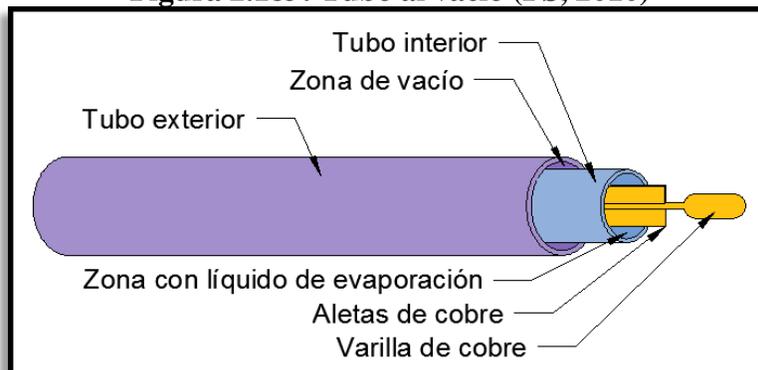
Los *captadores solares de tubos al vacío*, consiguen un rendimiento superior a los colectores de placa plana convencionales prácticamente sin pérdidas energéticas y permite la captación de energía en días nublados o temperaturas bajo cero lo que lo hace también ideal para climas fríos y lluviosos.

Este es un sistema cerrado de evaporación y condensación conformado por dos tubos concéntricos de vidrio borosilicato. El tubo interior contiene, justo en el centro, una varilla de cobre con aletas que funcionará como transmisor de calor, sumergido en un líquido que al evaporarse, transmite su calor latente al cobre, y luego se condensa y repite el proceso. Entre el tubo interior y el tubo exterior se tiene un vacío que funciona como aislante ideal, ya que se evitan pérdidas por convección que se tienen con los captadores planos, además de que permite aprovechar la radiación difusa en días nublados. Una de sus ventajas que se pueden reemplazar los evaporadores defectuosos, así como también tiene la facilidad de moverse para una mejor captación de radiación solar. Las Figuras 2.18a y 2.18b muestran un esquema de la apariencia externa e interna de un captador de tubos al vacío (FS, 2010).

**Figura 2.18a: Captador solar de tubos al vacío (FS, 2010)**



**Figura 2.18b: Tubo al vacío (FS, 2010)**



Para una vivienda unifamiliar típica de 4 a 6 personas, tomando en cuenta la tecnología de captadores solares por tubos de vacío, serán suficientes tres módulos de 20 tubos, que le proporcionarán un ahorro mínimo del 80% de agua caliente sanitaria y calefacción.

El rendimiento de un captador solar en la conversión de la energía solar incidente en energía térmica útil, es:

$$\eta = \frac{Q_u}{A * I_s} \quad (2.7)$$

donde:

$Q_u$ : Potencia útil  $W$

$A$ : Área  $m^2$

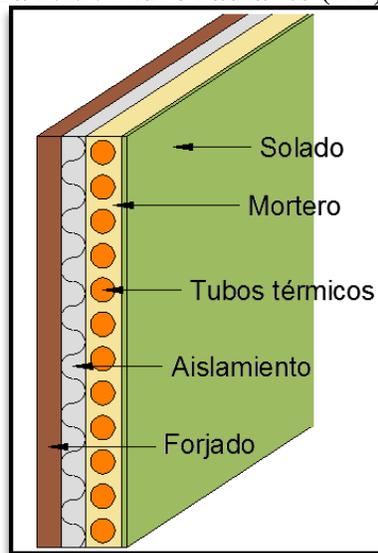
$I_s$ : Irradiación solar  $\frac{W}{m^2}$

Los captadores solares precisan de un acumulador de agua caliente para los periodos sin sol, este debe estratificar el agua caliente producida con relación al agua fría de la red para retardar el equilibrio térmico (Creus, 1994).

Además del uso sanitario el agua calentada por un panel solar térmico puede ser aprovechada para calefacción. Para ello se hace uso de la técnica de muros y suelo radiante. Consiste en hacer pasar agua caliente a través de tuberías dispuestas en forma de serpentin en el interior de un muro o debajo del suelo.

El forjado de un muro da soporte a toda la estructura a implementar. Se le añade una capa aislante al muro la cual evitará que el calor de las tuberías se escape al exterior o pase a otros cuartos. El mortero sostiene a la tubería y ayuda a distribuir el calor uniformemente en el muro. El solado es el acabado del muro, el cual, puede ser de cualquier tipo de material. En la Figura 2.19 se muestran las capas de un muro radiante.

**Figura 2.19: Muro radiante (ET, 2009)**



Para un cuarto con muros o suelo radiante hay que prever que el techo tenga una capa aislante también, las puertas no sean metálicas, pues actuarían como disipadores de calor al exterior y las ventanas sean de doble cristal para evitar que se fugue el calor por ellas (ET, 2010).

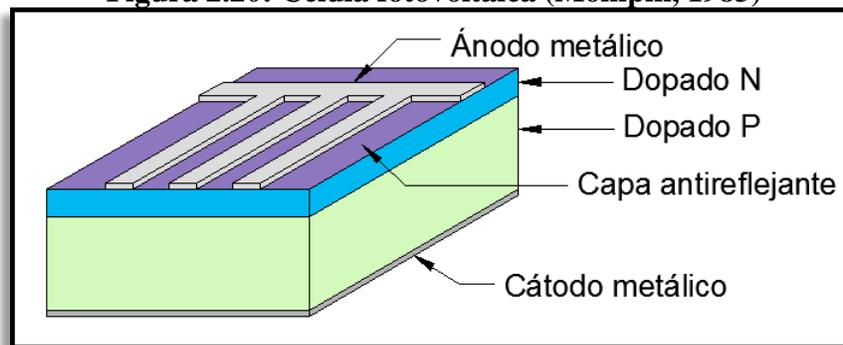
## 2.4.5 - ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La conversión directa de la luz solar en energía eléctrica se consigue por medio de paneles solares, compuestos de celdas solares, por un proceso llamado efecto fotoeléctrico. Esta conducta responde al hecho de que los fotones de luz transmiten su energía directamente a los electrones, los cuales, forman una corriente eléctrica.

Se puede conseguir un efecto de conversión fotovoltaica en todos los semiconductores. Los aislantes son inapropiados a causa de su baja conductividad y los metales son insensibles a la luz a causa de su alta concentración de electrones en la oscuridad. Los semiconductores que mejor se acomodan a la conversión de la luz solar son los más sensibles. De hecho, la mayor cantidad de energía transmitida por los rayos solares está en las partes visibles de luz del espectro. Los semiconductores como el PbS, el cual es sensible a la luz infrarroja, son inapropiados para la conversión de energía, pero se utilizan en la detección de luz infrarroja. El ZnS, con una máxima sensibilidad en la parte ultravioleta del espectro de radiación solar, tampoco es apropiado. Hasta el momento, el silicio monocristalino es el material semiconductor más importante para la conversión fotovoltaica (Palz, 1978).

La estructura de una celda solar típica es como se muestra en la Figura 2.20. Esta estructura es de amplio uso, pero las modificaciones son posibles, pues pueden variar el espesor, los revestimientos antirreflejantes, se pueden emplear diferentes materiales de dopado.

**Figura 2.20: Célula fotovoltaica (Mompín, 1983)**



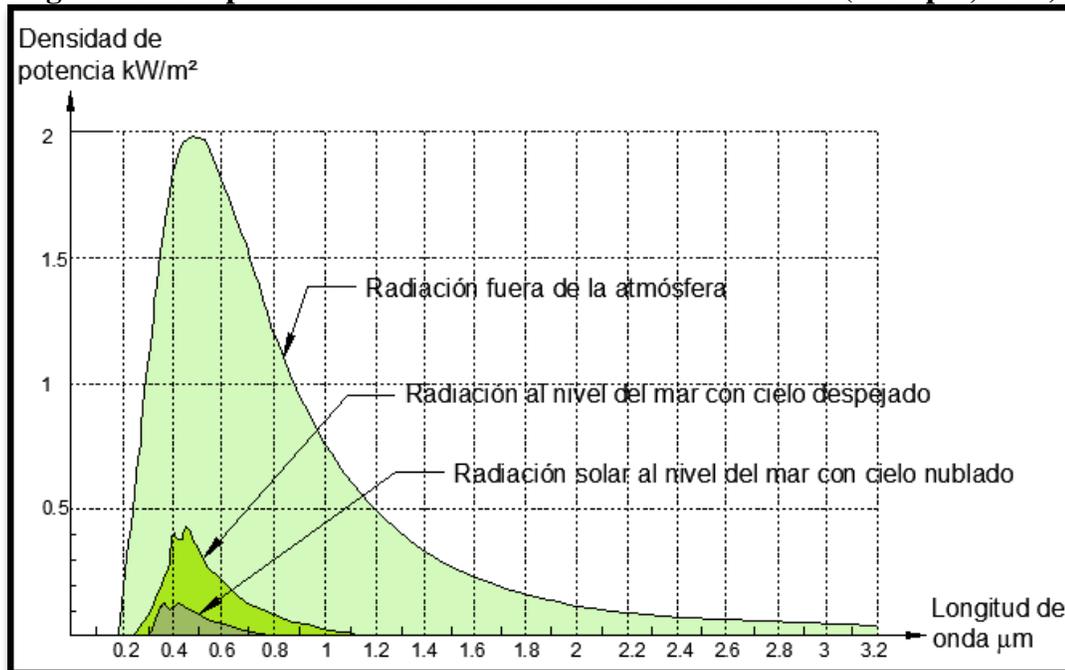
Existen varias limitaciones a este fenómeno de conversión:

- *Pérdidas por reflexión en la superficie de la célula:* Debido a los diferentes índices de refracción entre el aire y el silicio. Se puede reducir a un 10% usando

recubrimientos antirreflejantes encima del silicio. Una reflexión menor mejorará directamente la corriente de cortocircuito de la celda.

- *Absorción incompleta*: La energía del fotón tiene que ser mayor que la energía de la banda prohibida, la cual es la energía necesaria para que un electrón de la última capa de valencia del semiconductor se desprenda para tener un ión positivo, por ello, mientras más pequeña sea la energía de la banda prohibida en el semiconductor, mayor es la parte del espectro de energía solar que puede utilizarse. Por otra parte, un gran número de los fotones absorbidos tienen más energía que la necesaria para generar iones; el exceso de energía de los fotones se disipa en calor. Esta limitación es fundamental y está determinada por la elección del material semiconductor.
- *Colección incompleta*: La absorción de los fotones está en función de la longitud de onda de la luz incidente. El silicio tiene un rango de sensibilidad de longitudes de onda característico, como el que se muestra en la Figura 2.21. Por lo tanto, es muy importante seleccionar adecuadamente el material semiconductor considerando las disposiciones de luminosidad.

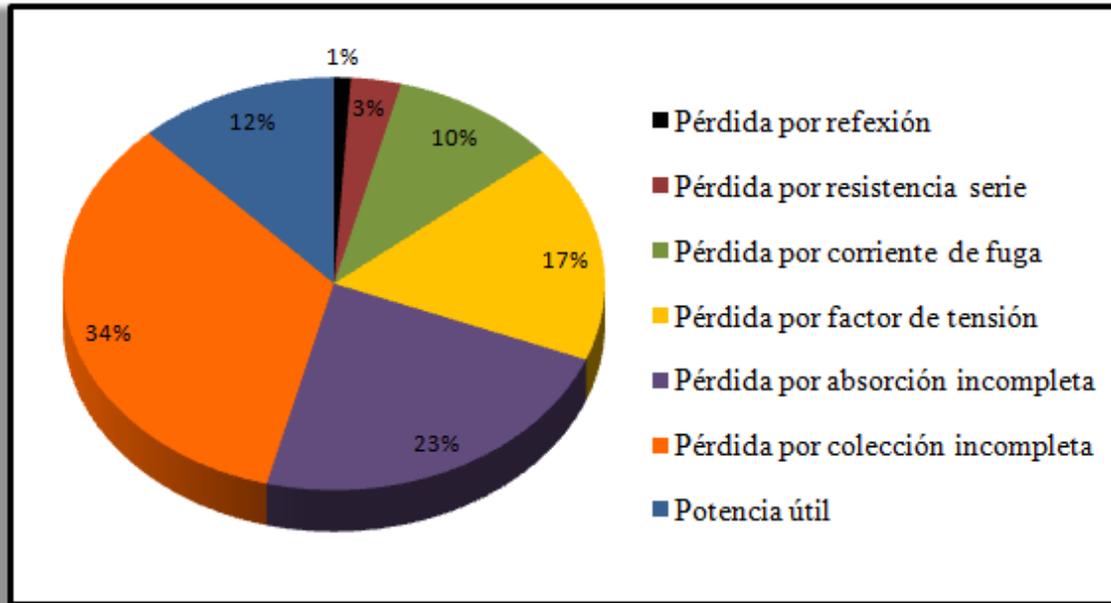
**Figura 2.21: Espectro de radiación solar a diferentes alturas (Mompín, 1983)**



- *Dopado*: El dopado y la banda prohibida de los semiconductores influirán en la tensión de la celda, esta característica es conocida como factor de tensión.
- *Corrientes de fuga en el semiconductor*: Existe un flujo de electrones remanente cuando el semiconductor se polariza a la inversa, esta corriente de fuga suele ser demasiado pequeña. Estos defectos mejoran con la limpieza de impurezas en el material.
- *Resistencia serie*: Producida porque la corriente en el lado frontal de la celda debe ser recogida por un metal no transparente. La malla metálica de recolección los metales poseen una resistencia eléctrica característica. Un bajo recubrimiento metálico mejorará el paso de corriente.

En la Figura 2.22 se cuantifican los efectos que intervienen en el aprovechamiento de la energía luminosa en una celda fotovoltaica típica de 12% de eficiencia. Esto es significa que sólo 12% es potencia útil (Mompín, 1983).

**Figura 2.22: Factores que intervienen en la captación fotovoltaica (Mompín, 1983)**

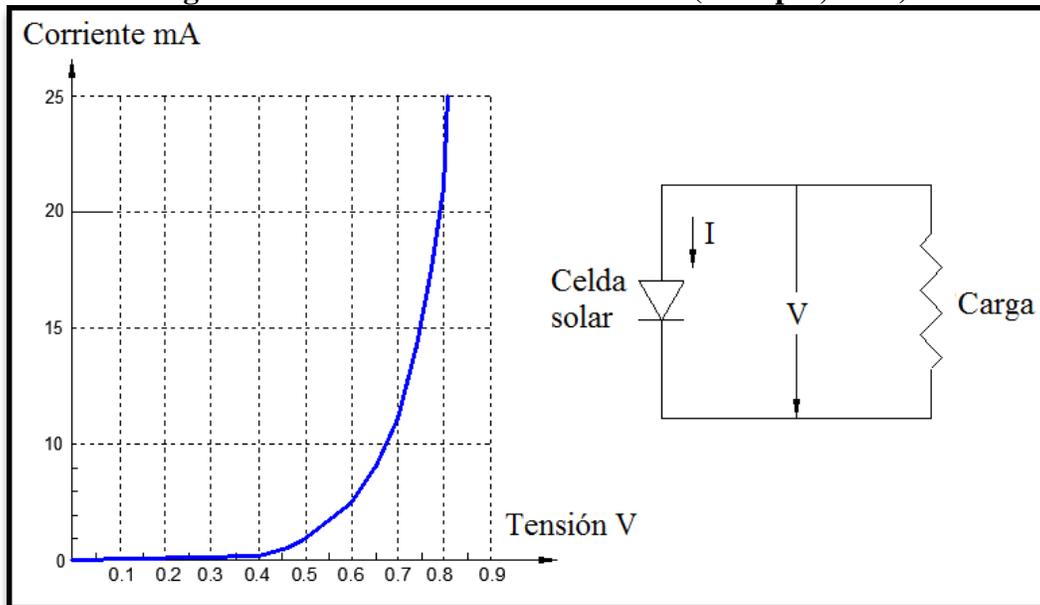


A causa de la capa con dopado P, que es esencial para el efecto fotoeléctrico, las celdas solares tienen características de diodo en la oscuridad. En la Figura 2.23 se observa el comportamiento de la corriente con respecto a la tensión de una celda típica en condiciones de oscuridad, así también, su circuito equivalente con una carga resistiva. Dentro de la banda prohibida del semiconductor, existe un campo eléctrico y una diferencia de potencial debido al dopado en ambos lados del cristal. En la oscuridad, este campo interno se opone al paso de una corriente eléctrica; si se aplica una tensión externa en la dirección inversa, el campo se fortalece y con ella el flujo de electrones decrece exponencialmente. Si se aplica una tensión externa en sentido directo, la tensión interna se ve progresivamente compensada por la tensión externa. De esta forma la corriente se incrementa hasta que la tensión interna queda vencida, en otras palabras, la corriente ya no está más limitada por la banda prohibida del semiconductor.

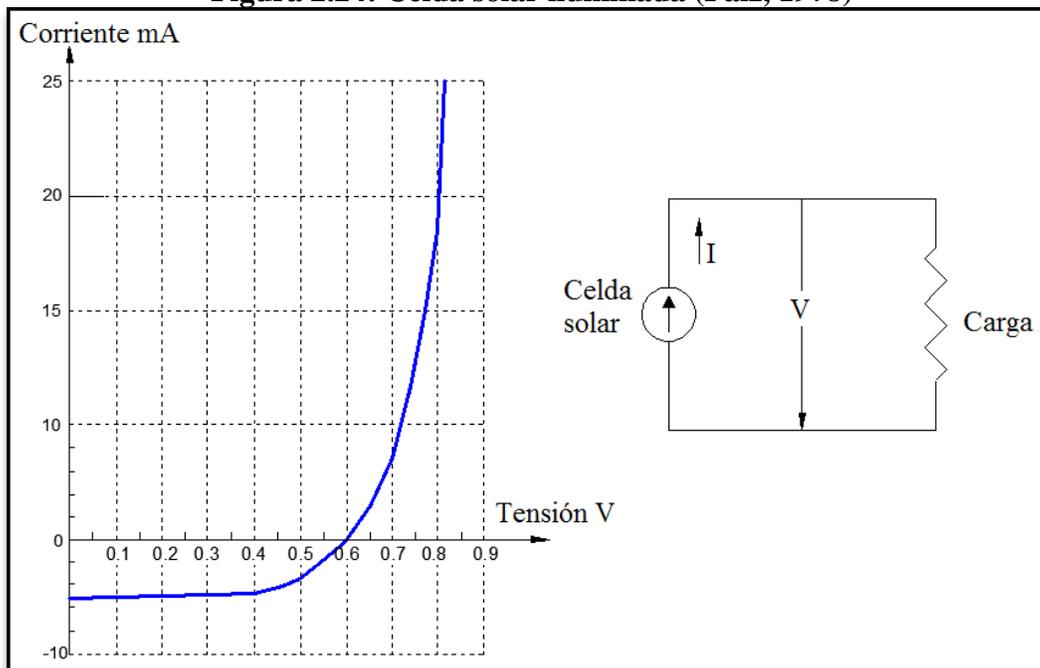
Bajo iluminación la curva de corriente contra tensión mantiene la misma forma pero desplazada en el eje de la corriente, como se observa en la Figura 2.24. Como resultado aparece una tensión de circuito abierto en la tensión positiva y una corriente de cortocircuito en el eje de corriente negativa, por lo tanto, en condiciones de iluminación, la celda se comportará como una fuente de corriente. Cuando la celda queda iluminada, sus electrones se liberan, moviéndose por el campo interno que los conduce en su dirección; como resultado, se genera una corriente eléctrica que fluye en dirección opuesta a la corriente directa de la oscuridad. Incluso si no se aplica tensión externa, esta corriente continúa fluyendo y se mide como corriente de corto circuito. Ésta depende linealmente de

la intensidad de la luz, ya que cuando se absorbe más luz, se exponen electrones adicionales a la fuerza de campo interno.

**Figura 2.23: Celda solar en oscuridad (Mompín, 1983)**



**Figura 2.24: Celda solar iluminada (Palz, 1978)**



La curva de corriente-tensión se desplazará proporcionalmente a la intensidad de la luz que incide sobre la celda fotovoltaica. De este modo, la tensión del circuito incrementará como una función exponencial de la intensidad de la luz (Palz, 1978).

Cada panel fotovoltaico está constituido a su vez por cierto número de celdas conectadas entre sí hasta alcanzar las características nominales del mismo.

Una celda fotovoltaica comercial de  $100 \text{ cm}^2$  suele proporcionar, en condiciones estándar, una potencia eléctrica entre  $1 \text{ W}$  y  $1.5 \text{ W}$  (tensión entre  $0.5 \text{ V}$  y  $0.6 \text{ V}$ , con una corriente de  $25 \text{ mA}$  por cada centímetro cuadrado). Posteriormente, las celdas se agrupan hasta que las características eléctricas del conjunto sean las adecuadas al suministro al que se pretenda hacer frente. La tensión nominal de la mayoría de los paneles disponibles comercialmente es de  $12 \text{ V}$ , entendiendo como tensión nominal, la tensión de operación del sistema (baterías, tensión de alimentación de dispositivos en corriente continua, etcétera) para el cual el panel fotovoltaico ha sido diseñado y que lógicamente en el caso que se ocupa debe ser inferior a la tensión de salida del panel.

Al contrario de un generador convencional, las prestaciones en tensión y corriente de los paneles fotovoltaicos no podrán establecerse de manera unívoca, ya que fijadas ciertas condiciones, de irradiación y temperatura, la tensión del generador va a depender de la carga eléctrica conectada al mismo. Los puntos más representativos son las siguientes situaciones de carga:

- *Situación de corto circuito:* La corriente demandada es máxima ( $I_{cc}$ )
- *Situación de circuito abierto:* En las que no existe circulación de corriente y se produce una tensión máxima del panel ( $V_0$ )
- *Situación de potencia máxima:* constituida por la pareja de valores de tensión máxima y corriente máxima ( $V_{m\acute{a}x}$ ,  $I_{m\acute{a}x}$ ) en la que la potencia eléctrica aportada pero el panel es máxima ( $P_{m\acute{a}x}$ )
- *Condición de operación real:* Constituida por la pareja ( $V$ ,  $I$ ) de valores propios de situación de carga en un sistema concreto.

De esta manera, existe el acuerdo de referenciar la tensión en circuito abierto ( $V_0$ ), la corriente de corto circuito ( $I_{cc}$ ) y la potencia máxima disponible ( $P_{m\acute{a}x}$ ) bien a las denominadas condiciones estándar de medida, esto es, radiación sobre el panel de  $1,000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$  y la temperatura del generador de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  o las denominadas condiciones nominales de operación,  $800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$  de radiación sobre el panel, temperatura ambiente de  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ .

De forma aproximada, las especificaciones de los paneles fotovoltaicos suelen oscilar entre los siguientes márgenes:

- Superficie:  $0.1 \text{ m}^2 - 1 \text{ m}^2$
- $P_{m\acute{a}x}$ :  $20 \text{ W} - 110 \text{ W}$
- $I_{cc}$ :  $1.1 \text{ A} - 7 \text{ A}$
- $V_0$ :  $6 \text{ V} - 24 \text{ V}$
- $I_{m\acute{a}x}$ :  $1 \text{ A} - 7 \text{ A}$
- $V_{m\acute{a}x}$ :  $14 \text{ V} - 20 \text{ V}$

Para conseguir la potencia demandada a un determinado valor de tensión nominal de una instalación se necesita, el acoplamiento en serie o en paralelo de cierto número de módulos fotovoltaicos individuales. Para el caso de la demanda de potencia, el acoplamiento en paralelo permite sumar la corriente de los paneles. Si, por otro lado, la intención es aumentar la tensión nominal del generador, los paneles o conjuntos de los mismos deben asociarse en serie siendo la corriente del generador la misma de los elementos individuales.

Cuando se realiza el montaje de módulos para formar un arreglo, es necesario tener en cuenta la posibilidad de una eventual descomposición del generador en su conjunto, debido a la rotura accidental o al sombreado parcial de alguno de los módulos. En estas circunstancias, este módulo pasa a actuar de forma equivalente a una carga del sistema, lo que supone un factor de riesgo por sobrecalentamiento del mismo. Para evitar este problema, deben incluirse en el diseño de las líneas de interconexión diodos de seguridad, si es que no los llevan ya incorporados los paneles.

Por último, el generador fotovoltaico debe estar convenientemente fijado a una estructura soporte, robusta y resistente a cargas de viento y al igual que en otros casos, habrá que tener en cuenta circunstancias tales como que se encuentre ubicado lo más próximo posible de los dispositivos a alimentar, que no existan obstáculos que puedan producir sombra total o parcial sobre los paneles, o que esté protegido contra robos o destrozos.

#### **2.4.5.1 - SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICO FOTOVOLTAICO EN ISLA**

La primera opción, que se analizará para el ahorro de energía, es aprovechar el potencial del sol mediante paneles fotovoltaicos. Actualmente para área residencial, existen dos posibilidades para la implementación de un sistema fotovoltaico.

El primero es implementar un sistema en isla y el segundo es un sistema conectado a la red eléctrica del país. La desventaja que tiene el primero frente al segundo es que puede resultar arriesgado en la seguridad de suministro en aplicaciones de carga eléctrica variable. Por ello que para el dimensionado de un sistema en isla, se debe ser cuidadoso en contabilizar bien el consumo eléctrico promedio, para asegurar el buen funcionamiento del mismo procurando que los fallos del sistema sean mínimos (Aguilera y Hontoria, 2004).

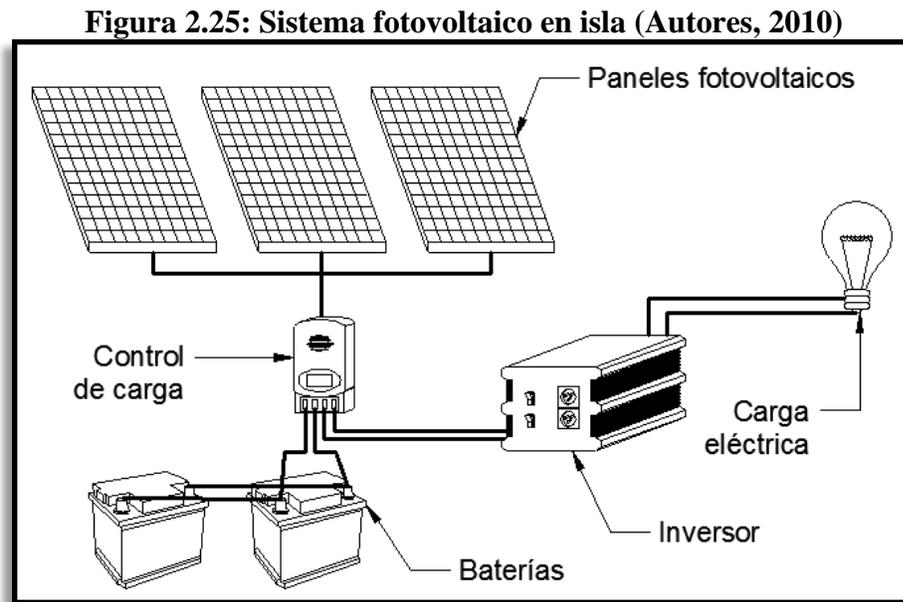
Los componentes que integran un sistema fotovoltaico, orientado a un sistema en isla son:

- *Paneles fotovoltaicos*: Unidad generadora capaz de convertir la radiación solar incidente directamente en energía eléctrica en forma de corriente directa. Está constituido por la integración eléctrica y mecánica de los siguientes componentes: módulos fotovoltaicos, cajas de conexión, cables y conexiones eléctricas, dispositivos de protección, sistema de tierras y estructuras de montaje.
- *Control de carga*: Este dispositivo despacha la corriente eléctrica de manera que suministre la potencia necesaria a la carga, tomándola de los paneles fotovoltaicos o

de las baterías; así también permite recargar las baterías en los momentos sin o poca demanda.

- *Baterías*: Del tipo electrolíticas de 12 V, sirven para proveer energía a la carga eléctrica en la noche o cuando la demanda excede la capacidad de los generadores fotovoltaicos.
- *Inversor*: Es un subsistema de acondicionamiento de potencia, transforma la corriente directa de los paneles y baterías en corriente alterna de 60 Hz y eleva la tensión a 120 V. El subsistema puede estar constituido por uno o más inversores. Además de la conversión de energía, en este subsistema se pueden incluir funciones de: Protección, compensador de factor de potencia y aislamiento.
- *Interruptores*: Se puede implementar interruptores termomagnéticos para desconectar carga o para proteger contra sobrecorriente y exceso de temperatura.

En la Figura 2.25 se muestra la conexión en isla de los dispositivos mencionados según modelos típicos de cada uno de ellos.



#### 2.4.5.2 - SISTEMA INTERCONECTADO A LA RED DE LA CFE

Para tener un sistema interconectado a la red, se necesita modificar el contrato con CFE en cuando a la colocación de un medidor bidireccional que conjunto al arreglo fotovoltaico, en los momentos del día en que el sistema solar genere más de lo que se consume o bien no se esté usando, será canalizada a la red de CFE por lo que el medidor marcará a favor del usuario y durante las noches o cuando la demanda del usuario suba el medidor marcará en forma normal, esto generará un ahorro ya que la energía que el sistema proporcione y el usuario no haga uso de ello el medidor bidireccional la abonará a cuenta del usuario al aportarla a la red de CFE (ES, 2010).

El contrato de Interconexión a CFE es aplicable a cualquier persona física o moral que instale un equipo fotovoltaico en pequeña escala, a esta parte se le denomina generador. El generador debe estar conectado a baja tensión, es decir, menor a 1kV. Para usuarios con servicio de uso general en baja tensión se permite hasta 30 kW, en el caso del sector residencial la potencia máxima permitida es hasta 10 kW. Para ambos casos que no deben requerir hacer uso del Sistema del Suministrador (CFE) para portear energía a sus cargas, así como las inversiones necesarias para llevar a cabo la instalación o equipo técnico necesario y modificaciones quedan a cargo del generador. En el caso de cualquier modificación que sea necesario realizar a las instalaciones existentes para lograr la interconexión, se realizará bajo la supervisión del Suministrador y previa autorización de éste.

En lo que se refiere a las instalaciones y equipos necesarios en el Punto de Interconexión así como los elementos de protección, requeridos para la conexión con el Sistema, deberán cumplir con las especificaciones propios del Suministrador y la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEM-1994. Las características de estas instalaciones y equipos, serán las establecidas por el Suministrador.

Los medidores y los equipos de medición para determinar la energía entregada por el Generador al Suministrador y la que entregue el Suministrador al Generador, serán instalados por el Suministrador. El Generador únicamente pagará la diferencia entre el costo del equipo necesario para realizar la medición neta y el costo del equipo convencional que instalaría el Suministrador para la entrega de energía eléctrica que corresponda. Los medidores deberán permitir la medición neta entre la energía eléctrica entregada por el Suministrador y la energía eléctrica entregada por el Generador al Suministrador. Igualmente el Generador puede instalar y mantener por cuenta propia, medidores y equipo de medición de reserva en el punto de interconexión adicionales, siempre que cumplan con las normas y prácticas que tiene establecidas el Suministrador.

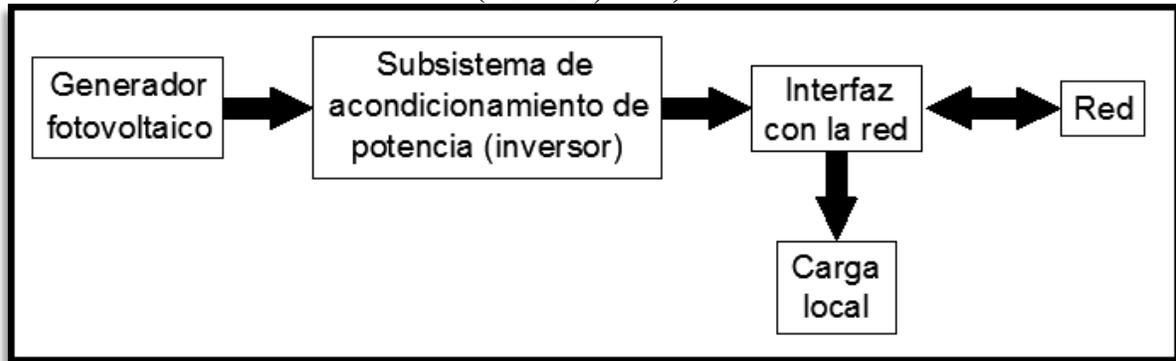
La energía que entrega el generador es intercambiada al mismo precio, es decir se respeta la misma tarifa en compra y venta. Para fines de facturación, el consumo de energía en kWh del Generador, se determinará como la diferencia entre la energía eléctrica entregada por el Suministrador y la entregada por el Generador al Suministrador. Cuando la diferencia sea negativa, se considerará como un crédito a favor del Generador que podrá ser compensado dentro del periodo de 12 meses siguientes. De no efectuarse la compensación en ese periodo, el crédito será cancelado y el Generador renuncia a cualquier pago por este concepto. Cuando la diferencia sea positiva, se considerará como un crédito a favor del Suministrador y se facturará en la tarifa aplicable.

El contrato surte efecto a partir de la fecha en que se firman ambas partes (Suministrador y Generador) y tiene duración indefinida (DOF, 2007).

La interconexión a la red eléctrica de baja tensión de sistema fotovoltaico debe ser hasta una capacidad instalada de 30 kW para viviendas individuales, inmuebles comerciales, escuelas y edificios públicos. La especificación considera únicamente sistemas fotovoltaicos interconectados que utilizan inversores estáticos (estado sólido) para la

conversión de corriente directa (CD) a corriente alterna (CA). La Figura 2.26 esquematiza un diagrama de bloques de un sistema fotovoltaico interconectado a la red.

**Figura 2.26: Diagrama de bloques del sistema fotovoltaico interconectado**  
(Autores, 2010)



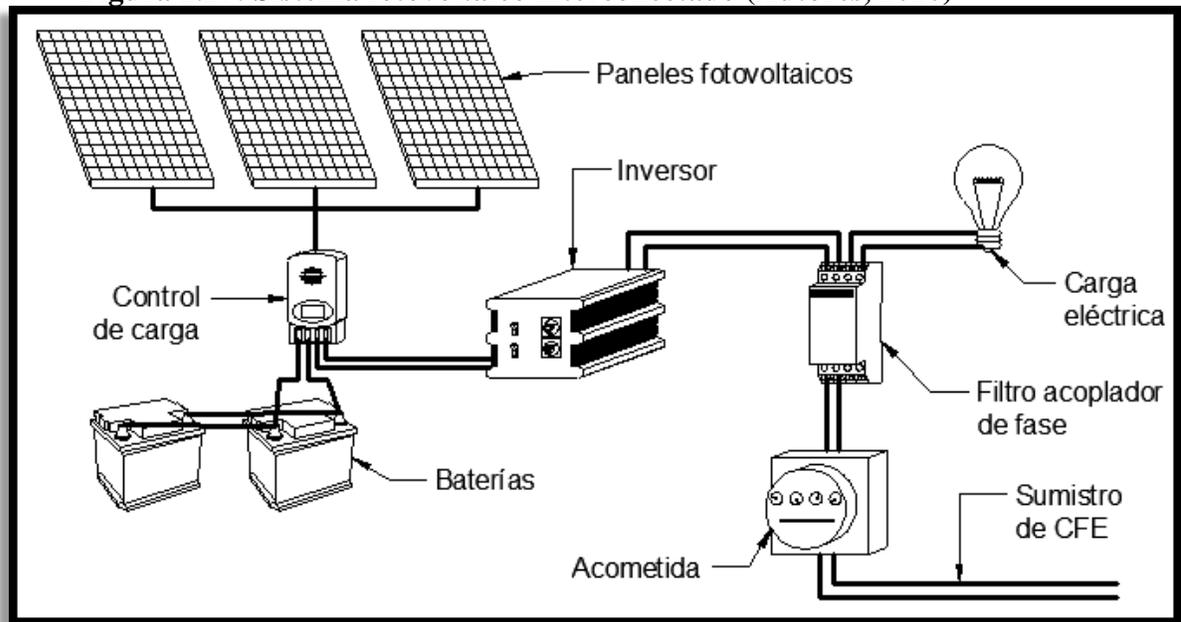
La interfaz interconecta a la salida del inversor con la carga local de corriente alterna del inmueble y con el sistema eléctrico de distribución, permite al sistema fotovoltaico operar en paralelo con la red, para que la energía pueda fluir en uno u otro sentido entre la red y la interfaz. Puede tener las siguientes funciones:

- Distribución de la corriente alterna que fluye entre el sistema de acondicionamiento de potencia, la carga local y la red
- Medios de desconexión para seguridad y mantenimiento
- Medición de flujos de energía entre el sistema, la carga local y la red
- Protecciones para el sistema de corriente alterna que no sean proporcionadas por el inversor

Partiendo de la Figura 2.26, la Figura 2.27 muestra el sistema de generación fotovoltaico con los dispositivos extra para que se pueda tener una conexión con la red eléctrica de CFE.

El sistema fotovoltaico interconectado debe conectarse del lado de la carga, preferentemente al interruptor general de servicio del inmueble. El interruptor proporciona un medio manual de desconexión accesible al personal de la CFE. El interruptor a la salida del inversor debe ser termomagnético o de fusibles que permita la desconexión del sistema fotovoltaico de la red y la carga local. La calibración del dispositivo de sobrecorriente se determina en función de la potencia máxima de salida del inversor. Interruptor de servicio para la acometida eléctrica en el inmueble, propiedad del usuario, debe estar accesible al personal de la CFE.

Es necesario contabilizar de manera separada la energía entregada a la carga por la red de CFE, y la recibida por el suministrador debido a un excedente en la generación fotovoltaica. Este registro se realiza mediante un medidor de estado sólido bidireccional.

**Figura 2.27: Sistema fotovoltaico interconectado (Autores, 2010)**

La CFE verificará periódicamente la calidad de la energía eléctrica en la acometida del inmueble para corroborar que los límites de operación de la red indicados en esta especificación no se vean superados; esto con la finalidad de garantizar la calidad del suministro eléctrico. En caso de identificar desviaciones en la calidad de la energía, la CFE determinará su origen y en consecuencia tomará las medidas correctivas que procedan.

Asimismo, es responsabilidad del propietario del sistema fotovoltaico interconectado mantener las desviaciones originadas por el sistema de generación fotovoltaica dentro de los límites establecidos.

## 2.4.6 - ENERGÍA EÓLICA

### 2.4.6.1 - PRINCIPIOS FÍSICOS PARA LA CONVERSIÓN DE ENERGÍA EÓLICA

La teoría elemental de momentum de Betz dice que la energía cinética de una masa de aire moviéndose a una determinada velocidad se puede expresar como:

$$E = \frac{mv^2}{2} \quad (2.8)$$

donde:

E: Energía cinética del viento  $J$

m: Masa de aire  $kg$

v: Velocidad del aire  $\frac{m}{s}$

Considerando una sección transversal de cierta área, por la cual cruza el aire a una velocidad, el volumen del aire que pasa por determinada cantidad de tiempo, el llamado flujo volumétrico, es:

$$\dot{V} = vA \quad (2.9)$$

donde:

$\dot{V}$ : Flujo volumétrico  $\frac{m^3}{s}$

A: Área transversal  $m^2$

Y el flujo másico del aire, depende de su densidad, velocidad y el área por la que cruza, se puede expresar como:

$$\dot{m} = \rho_{aire} vA \quad (2.10)$$

donde:

$\dot{m}$ : Flujo másico  $\frac{kg}{s}$

$\rho_{aire}$ : Densidad del aire  $\frac{kg}{m^3}$

Las ecuaciones anteriores ayudan a conocer la energía cinética del aire que pasa a través de un área por unidad de tiempo, es decir, su potencia:

$$P = \frac{\rho_{aire} v^3 A}{2} \quad (2.11)$$

donde:

P: Potencia W

La energía mecánica que el aerogenerador transforma corresponde a la diferencia de potencia en la ráfaga de aire antes y después de pasar por el aerogenerador:

$$P = \frac{\rho_{aire} v_1^3 A_1}{2} - \frac{\rho_{aire} v_2^3 A_2}{2}$$

$$P = \frac{\rho_{aire} (v_1^3 A_1 - v_2^3 A_2)}{2} \quad (2.12)$$

Manteniéndose el flujo másico, así como establece la ley de continuidad:

$$\rho_{aire} v_1 A_1 = \rho_{aire} v_2 A_2 \quad (2.13)$$

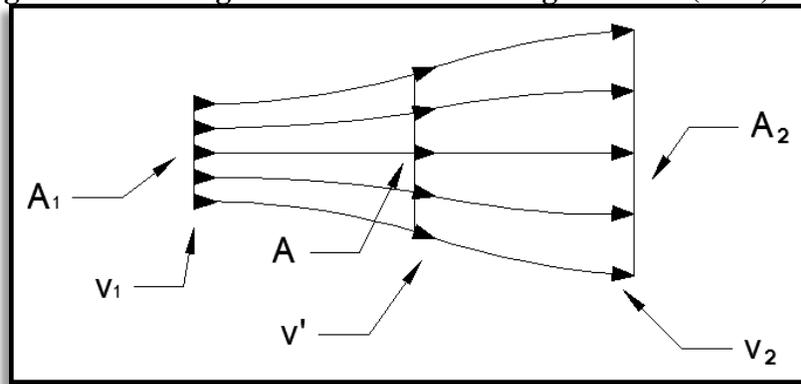
donde:

$A_1$  y  $A_2$ : Áreas transversales antes y después del aerogenerador  $m^2$

$v_1$  y  $v_2$ : Velocidades del viento antes y después de pasar por el aerogenerador  $\frac{m}{s}$

En la Figura 2.28 se esquematiza los vectores de las ráfagas de aire, la línea inicial representa el área antes del aerogenerador, la línea media representa el área del aerogenerador junto con la velocidad media del viento y la línea final es el área del aire dispersado.

**Figura 2.28: Ráfagas de viento en un aerogenerador (Betz, 1946)**



Sustituyendo la ecuación 2.13 en la ecuación 2.12 se tiene que la potencia es:

$$P = \rho_{aire} v_1 A_1 (v_1^2 - v_2^2) \quad (2.14)$$

Con la ecuación 2.10, se sustituye en la ecuación 2.14, lo cual resulta:

$$P = \dot{m}(v_1^2 - v_2^2) \quad (2.15)$$

A partir de la ecuación 2.15, se observa que la potencia máxima sucede cuando la velocidad de salida  $v_2$  es cero, lo que significaría que el aire permanece completamente estático después de pasar por el aerogenerador. Sin embargo, este resultado carece de sentido, pues en dicha situación no existiría flujo, por lo que se procede a tratar de encontrar una relación que indique el aprovechamiento en función de la potencia en el aerogenerador.

Se hace la suposición de que el aire empuja el aerogenerador con una velocidad que, por usos prácticos, es una media de las velocidades extremas. Así la ecuación 2.10 se ajusta con los parámetros de la velocidad media:

$$\begin{aligned} \dot{m} &= \rho_{aire} A v' \\ \dot{m} &= \frac{\rho_{aire} A (v_1 + v_2)}{2} \end{aligned} \quad (2.16)$$

donde:

$$v': \text{Velocidad media } \frac{(v_1 + v_2)}{2} \quad \frac{m}{s}$$

Sustituyendo la expresión en la ecuación 2.12 en función de la ecuación 2.16, se tiene:

$$P = \frac{\rho_{aire} A(v_1 + v_2)(v_1^2 - v_2^2)}{4} \quad (2.17)$$

Para tener una referencia y así comparar la potencia que se aprovecha, se utiliza la ecuación 2.17 con las condiciones en la entrada del aerogenerador:

$$P_0 = \frac{\rho_{aire} A v_1^3}{2} \quad (2.18)$$

donde:

$P_0$ : Potencia en el aerogenerador  $W$

La relación entre la potencia mecánica extraída por el aerogenerador (ecuación 2.11) y la que posee el flujo de aire (ecuación 2.18) se llama coeficiente de potencia:

$$c_p = \frac{P}{P_0}$$

$$c_p = \frac{1}{2} \left( 1 - \left[ \frac{v_2}{v_1} \right]^2 \right) \left( 1 + \frac{v_2}{v_1} \right) \quad (2.19)$$

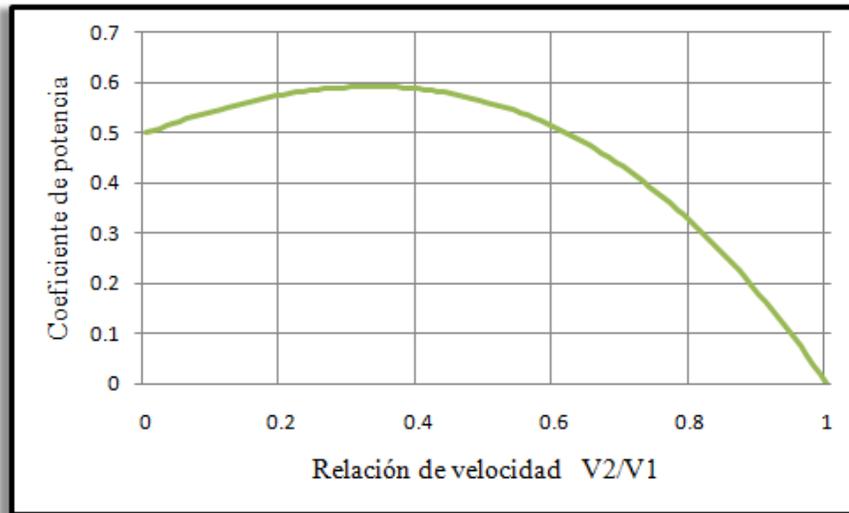
donde:

$c_p$ : Coeficiente de potencia

El coeficiente de potencia es la razón de la potencia mecánica extraíble del flujo de aire, que ahora se puede expresar en términos de velocidades. La Figura 2.29 corresponde a la función 2.20, se ve el comportamiento del coeficiente en relación de la razón de velocidades. Aquí hay un coeficiente de potencia máximo. Este máximo sucede cuando  $v_2/v_1 = 1/3$ , eso hace que  $c_p = 16/27 = 0.593$ . Esta es la eficiencia máxima ideal para un aerogenerador, este valor es llamado el factor de Betz.

Las ideas principales derivadas de la ley de conservación de momentum son:

- La potencia mecánica que puede ser extraída de un flujo de aire con un aerogenerador incrementa como el cubo de la velocidad del viento entrante
- La potencia es directamente proporcional al área transversal del aerogenerador; aumenta cuadráticamente respecto a su diámetro
- Incluso con un modelo ideal, la eficiencia máxima no será mayor al 60%
- La velocidad del aire de salida es un tercio de la velocidad del aire de entrada (Betz, 1946).

**Figura 2.29: Coeficiente de potencia para aerogeneradores (Betz, 1946)**

Para los principios de arrastre y levantamiento, se tiene que la potencia que se logra transformar bajo condiciones reales es dependiente de las características del aerogenerador. Lo que determina la potencia aprovechada es el tipo de fuerza que se utilizará para generar potencia mecánica. Todos los cuerpos que se exponen a una ráfaga de viento experimentan la acción de fuerzas, tales como un arrastre en dirección al flujo de aire y un levantamiento en dirección perpendicular al flujo. El coeficiente de potencia varía dependiendo de cómo se usen las fuerzas de arrastre y de levantamiento.

*Dispositivos de arrastre.* La más simple forma de convertir la energía del viento puede lograrse con el mero empuje del viento a través de superficies similares a las de la Figura 2.30. El aire a velocidad  $v_w$  impulsa la superficie  $A$ , la potencia se calcula con el arrastre producido, el área de contacto y la velocidad con la que se mueve tal superficie  $v$ .

$$P = Dv_r \quad (2.20)$$

donde:

D: Fuerza de arrastre  $N$

$v_r$ : Velocidad relativa  $\frac{m}{s}$

La velocidad relativa se expresa como  $v_r = v_w - v$ , y usando un coeficiente de arrastre en la ecuación 2.13, la fuerza de arrastre puede expresarse como:

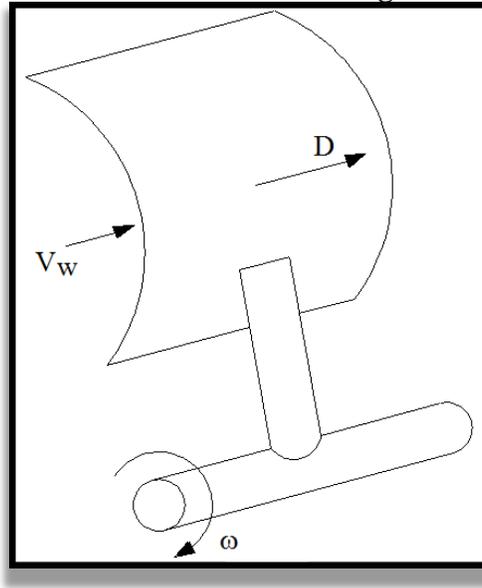
$$D = \frac{c_D \rho_{aire} (v_w - v_r)^2 F}{2} \quad (2.21)$$

donde:

$c_D$ : Coeficiente de arrastre

$v_w$ : Velocidad del viento  $\frac{m}{s}$

F: Fuerza del viento  $N$

**Figura 2.30: Fuerza de arrastre de un aerogenerador (Molly, 1978)**

La potencia que se obtiene de esta fuerza es:

$$P = \frac{c_D \rho_{aire} (v_w - v_r)^2 v_r}{2} \quad (2.22)$$

Así, el coeficiente de potencia del aerogenerador queda en términos de las velocidades del viento otra vez:

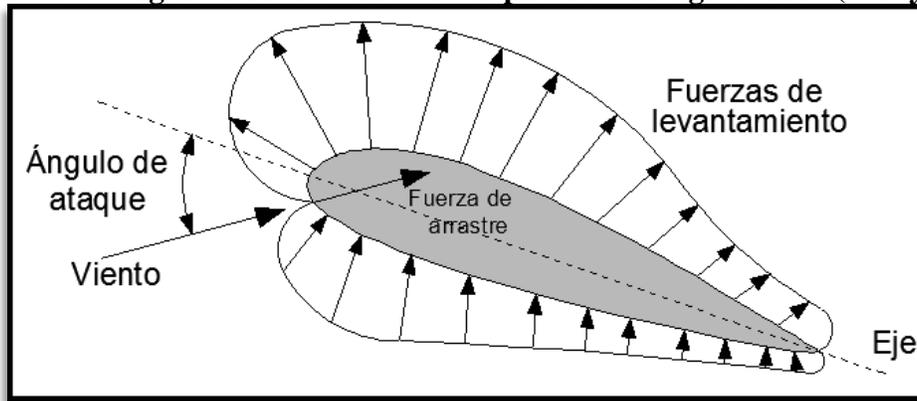
$$c_P = \frac{c_D (v_w - v_r)^2 v_r}{v_w^3}$$

El  $c_D$  alcanza un valor máximo cuando la razón de viento  $v/v_w = 1/3$ . Entonces el valor máximo para un sistema de arrastre es:

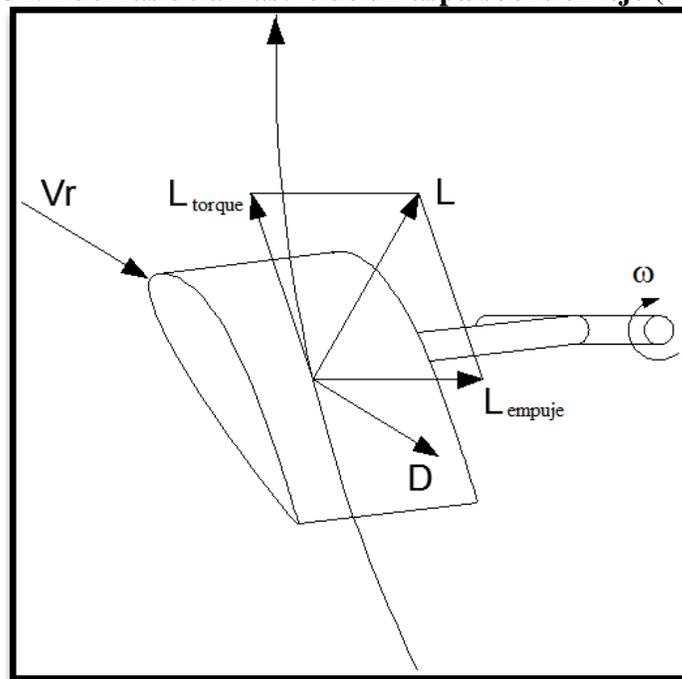
$$c_P = \frac{4c_D}{27}$$

El orden de magnitud difícilmente puede exceder un valor de 1.3, suponiendo que el viento choca con una superficie cóncava, por lo tanto el coeficiente de potencia máximo es de aproximadamente 0.2.

Si se usa un rotor de aspas, puede aprovecharse mejor las fuerzas de levantamiento, que ofrecen coeficientes de potencia más altos. La Figura 2.31 esquematiza las fuerzas que intervienen en un asa de un aerogenerador.

**Figura 2.31: Diagrama de fuerzas en un asa de un aerogenerador (Molly, 1978)**

Todos los aerogeneradores modernos están diseñados para hacer uso de las fuerzas de levantamiento aerodinámico, en los que los propulsores giran con un eje horizontal. Cuando el asa del aerogenerador gira, lo hace en una trayectoria ortogonal al eje de rotación. La incidencia del viento en el asa provoca una fuerza de arrastre  $D$  paralela al flujo de aire; y una diferencia de presiones entre las caras del asa, eso hace que surja una fuerza de levantamiento, perpendicular a la dirección del viento. Las componentes de la fuerza de levantamiento ocasionan un torque  $L_{\text{torque}}$  y un empuje  $L_{\text{empuje}}$ . En la Figura 2.32 se muestra el diagrama de las fuerzas que afectan a una asa de un aerogenerador; las dimensiones y direcciones de los vectores varían constantemente según la intensidad del viento y la posición del asa en la trayectoria (Molly, 1978).

**Figura 2.32: Fuerzas de arrastre de un asa sobre un eje (Molly, 1978)**

### 2.4.6.2 - CONCEPTOS BÁSICOS DE LOS CONVERTIDORES DE ENERGÍA EÓLICA

Hay una gran variedad de dispositivos para convertir la energía cinética del viento en energía mecánica para su aprovechamiento. Cuando se diseña un aerogenerador hay que advertir fundamentalmente la elección del tipo de propulsor que se usará. Existen otros componentes para la conversión energética tales como caja de velocidades, motor, sistema de control y protecciones.

Los aerogeneradores pueden clasificarse primeramente de acuerdo a su función aerodinámica y, en segundo lugar, por la constitución de su diseño. Algunas veces es usada, para su clasificación, la velocidad máxima que pueden alcanzar los aerogeneradores, teniendo generadores de alta y baja velocidad. También, como se mencionó anteriormente, los aerogeneradores se clasifican según la orientación de su eje de rotación, horizontal o vertical (Molly, 1978).

Rotores con eje vertical. Los diseños más viejos de aerogeneradores fueron los de eje vertical. En un inicio, los aerogeneradores se construían de modo que solo utilizaban la fuerza de arrastre, como el rotor tipo Savonius que es ejemplo de estos generadores.

El ingeniero francés Darrieus consideró, en sus diseños, muy útil la forma de las aspas, por lo que le las modeló como un sólido de revolución Troposkien. Se mejoraron las eficiencias considerablemente, pero la dificultad de su construcción, hizo poco popular su desarrollo. Hay una versión mejorada del rotor Darrieus, en la que se sustituyen las formas curvas del aspa, por barras aerodinámicas, este diseño se le conoce como rotor H. La Figura 2.33 esquematiza el diseño típico de los rotores Savonius, Darrieus y H.

**Figura 2.33: Aerogeneradores de eje vertical (Mays, 1984)**

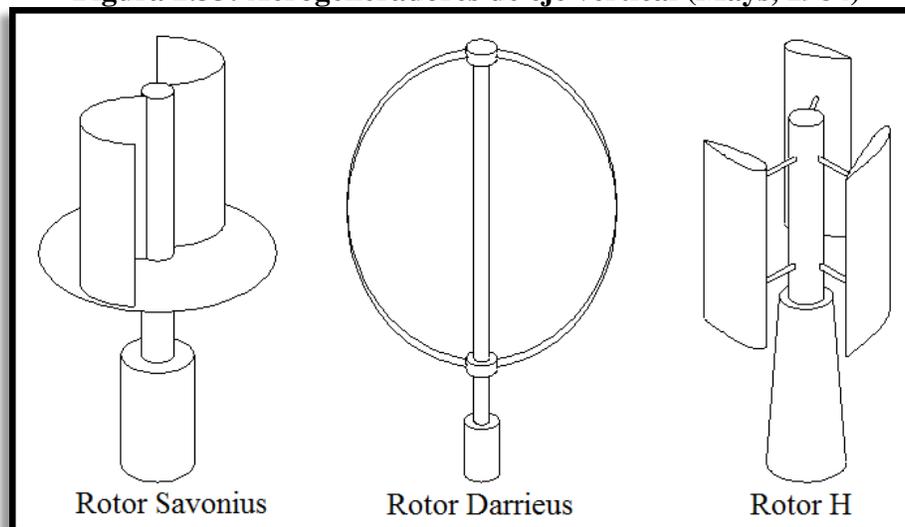
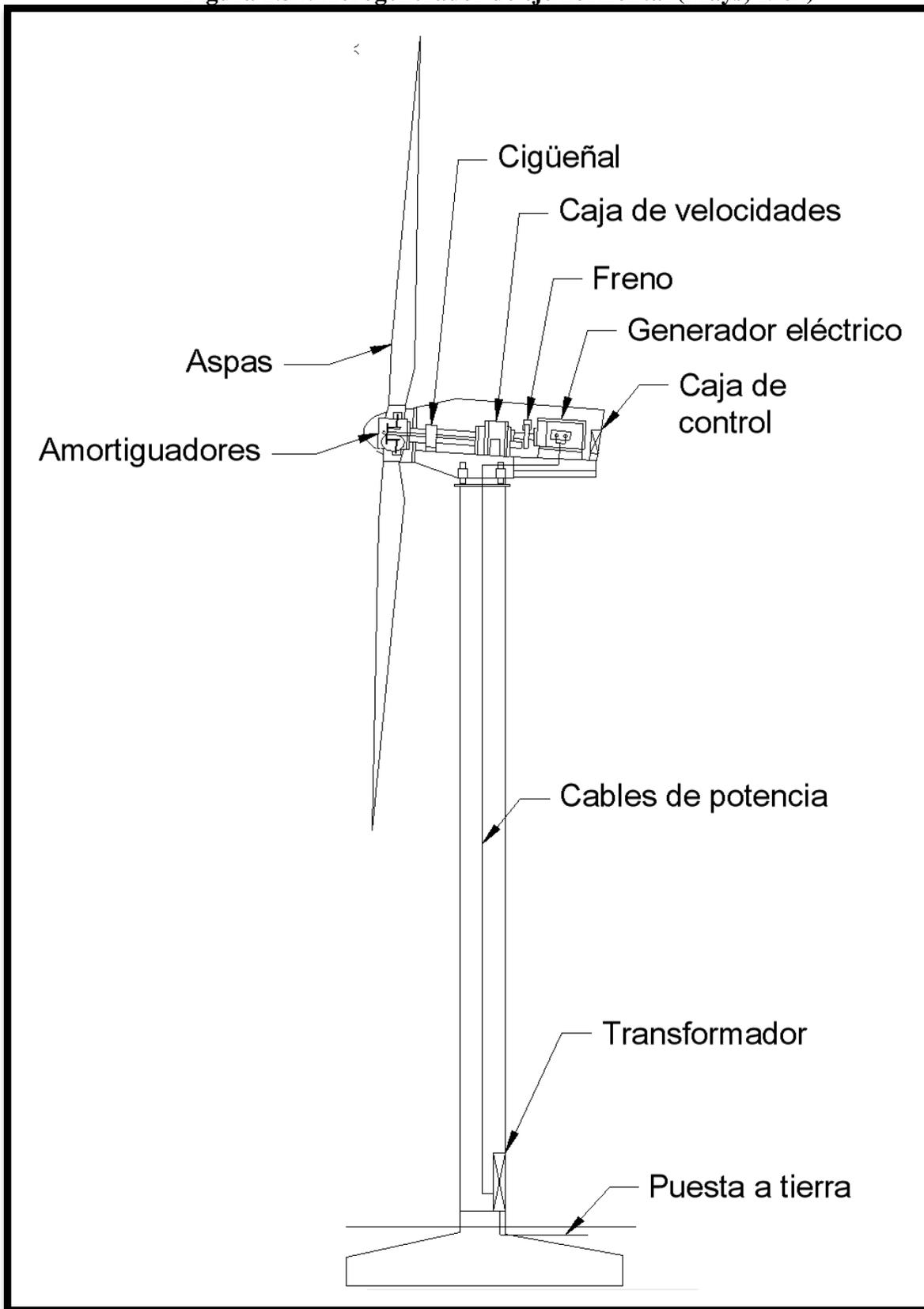


Figura 2.34: Aerogenerador de eje horizontal (Mays, 1984)



Ocasionalmente, el diseño Savonius es usado para aplicaciones de bajo potencial y el impulso de pequeñas bombas de agua. No son apropiadas para la generación eléctrica, debido al bajo valor en la velocidad máxima y su pobre coeficiente de potencia. Si se usan diseños mejorados, las turbinas Savonius pueden llegar a usar las fuerzas de levantamiento y elevar su coeficiente de potencia a 0.25.

En general, los aerogeneradores con eje vertical tienen una gran cantidad de diseños. Son atractivos por ser baratos, sin embargo por sus bajas eficiencias repercuten a largo plazo, y no soportan demandas grandes (FICEO, 1994; Mays, 1984).

Los rotores de eje horizontal presentan una variedad de características atractivas como:

- Los diseños del propulsor permiten controlar la velocidad de rotación y la potencia ajustando la orientación de su eje, especialmente en turbinas de gran tamaño.
- Las aspas pueden ser mejoradas aerodinámicamente y se ha probado que pueden lograr su máxima eficiencia modificando su inclinación aprovechando lo mejor posible las fuerzas de levantamiento.

La Figura 2.34 expone los componentes fundamentales de un aerogenerador de eje horizontal típico.

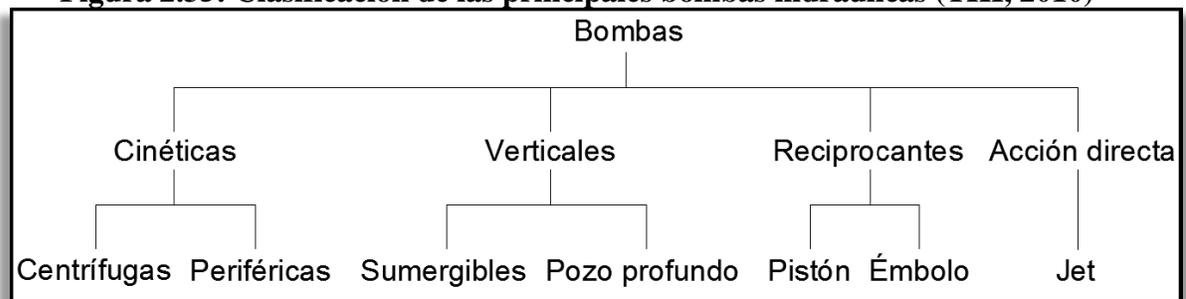
## 2.5 - BOMBEO

### 2.5.1 - BOMBAS HIDRÁULICAS

Un equipo de bombeo es un transformador de energía. Recibe energía mecánica, que procede de un motor eléctrico, térmico, etcétera, y la convierte en energía que un fluido adquiere en forma de presión, de posición o de velocidad. Así se tienen bombas que se utilizan para cambiar la posición de un cierto fluido (Viejo y Álvarez, 2003).

Siendo tan variados los tipos que existen, es muy conveniente hacer una adecuada clasificación. En la Tabla 2.35 se muestran los principales tipos de bombas usados.

**Figura 2.35: Clasificación de las principales bombas hidráulicas (THI, 2010)**



## 2.5.2 - CARACTERÍSTICAS Y NECESIDADES DE UN SISTEMA DE BOMBEO

Para el bombeo de agua, la demanda energética va a estar asociada a dos variables: Por un lado, a la demanda de presión del sistema, constituida por la presión necesaria para superar determinada altura más la compensación de las pérdidas de presión ocasionadas por la fricción del fluido en las conducciones, y por otro, a la demanda en caudal propia de la demanda de agua del proceso.

Lógicamente, esta demanda energética primaria es afectada por el rendimiento eléctrico, mecánico del sistema de bombeo y por los sistemas alternativos de generación eléctrica.

La presión total de bombeo requerida considera los siguientes cuatro componentes:

- *Nivel estático del manto freático*: es la distancia desde el suelo hasta el nivel del agua en el pozo cuando la bomba no está trabajando.
- *Descenso del nivel del agua*: Es la distancia entre el nivel estático del manto y el nivel del agua cuando la bomba está trabajando. Este nivel varía con la capacidad de la bomba. El descenso máximo que se puede esperar en un pozo se determina basándose en pruebas.
- *Altura del agua en el tanque de almacenamiento*: Es la altura de la entrada del agua en el tanque, medida desde el suelo.
- *Pérdidas hidráulicas en las tuberías*: Es la carga adicional que soportará la bomba, consecuencia de la fricción entre el agua y las paredes de la tubería así como en los accesorios. Estas pérdidas dependen de varios factores como: la longitud de la tubería, diámetro de la tubería, el flujo del agua en la tubería, densidad y viscosidad del agua, la rugosidad de la pared interior de la tubería.

La altura total de bombeo es la presión efectiva que debe vencer la bomba. Es la suma de la altura estática ( $H_g$ ) y la altura dinámica ( $H_d$ ). La altura total de bombeo es útil para la elección de una bomba y predecir cómo será su rendimiento, ya que los fabricantes ofrecen gráficos en los que se deducen los flujos máxicos y rendimientos para una bomba dada (NL, 2009; BM, 2006; ST, 2006).

La altura estática es la distancia desde el nivel del agua en el pozo hasta el punto más elevado por donde ésta sale. Es necesario considerar que el nivel del agua en el pozo desciende, al producirse el bombeo, hasta una profundidad en la que la salida del caudal de agua se iguala con la entrada de caudal en el pozo.

La altura dinámica es el resultado de la caída de presión debida a cuando un líquido circula por el interior de una tubería. Estas pérdidas de carga dependen de la longitud de la tubería, de su diámetro y el coeficiente de fricción, el cual, depende, a su vez, de la rugosidad de la superficie interior del tubo y de las características de la corriente. La Figura 2.36 ejemplifica un caso típico con todas las alturas que intervienen en el desempeño del bombeo. La Tabla 2.5 apoya a la ecuación 2.23 proporcionando la velocidad media de flujos de agua para diferentes calibres de tubería y gastos máxicos.

$$H_d = \frac{fLv^2}{2dg} \quad (2.23)$$

donde:

$H_d$ : Altura dinámica  $m$

$f$ : Coeficiente de fricción de la tubería

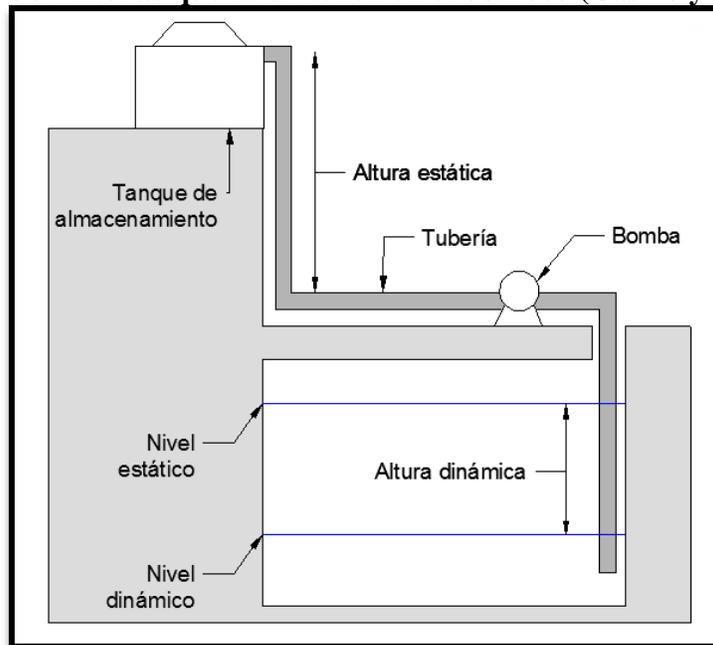
$L$ : Longitud de la tubería  $m$

$v$ : Velocidad media del fluido  $\frac{m}{s}$

$d$ : Diámetro hidráulico de la tubería  $m$

$g$ : Aceleración de la gravedad  $\frac{m}{m^2}$

**Figura 2.36: Alturas que intervienen en el bombeo (Castro y col., 2003)**



En el caso de que el sistema tenga otro tipo de accesorios (válvulas, codos, té, reducciones, grifos, etcétera) se puede calcular la pérdida de carga en cada elemento adicional como lo muestra la relación 2.24:

$$H_d = \frac{\Sigma K v^2}{2g} \quad (2.24)$$

donde:

$\Sigma K$ : Suma de los coeficientes de resistencia de cada accesorio de acuerdo a la Tabla 2.6.

El siguiente paso en el diseño de cualquier sistema hidráulico consiste en estimar el volumen de agua a bombear según sea la demanda. Se debe estimar el consumo diario de agua en diferentes periodos del año, además del crecimiento de dicho consumo en un futuro próximo, que debe ser igualmente satisfecho por el sistema diseñado.

**Tabla 2.5: Velocidad de flujo de agua para diferente calibre de tuberías y gastos (Castro y col., 2003)**

Velocidad media del fluido $\frac{m}{s}$	Diámetro de la tubería <i>mm</i>												
	15.8	21.3	27	35.8	41.3	52.5	68	80.3	92.5	105	130	156	
Flujo $\frac{m^3}{s}$	0.01	0.86	0.47	0.29									
	0.015	1.28	0.71	0.44	0.25								
	0.02	1.71	0.94	0.58	0.33	0.25							
	0.025	2.14	1.17	0.73	0.42	0.31							
	0.03	2.57	1.41	0.88	0.5	0.37	0.23						
	0.035	2.99	1.64	1.02	0.58	0.44	0.27						
	0.04		1.88	1.17	0.66	0.5	0.31						
	0.05		2.35	1.46	0.83	0.62	0.39	0.23					
	0.06		2.82	1.75	1	0.75	0.46	0.28					
	0.07		3.29	2.04	1.16	0.87	0.54	0.32	0.23				
	0.08			2.34	1.33	1	0.62	0.37	0.26				
	0.09			2.63	1.49	1.12	0.69	0.41	0.27				
	0.1			2.92	1.66	1.25	0.77	0.46	0.33	0.25			
	0.125			3.65	2.08	1.56	0.96	0.57	0.41	0.31	0.24		
	0.15				2.49	1.87	1.15	0.67	0.49	0.37	0.29		
	0.175				2.9	2.18	1.35	0.8	0.58	0.43	0.34		
	0.2				3.32	2.49	1.54	0.92	0.66	0.5	0.39	0.25	
	0.25				4.15	3.12	1.92	1.15	0.82	0.63	0.48	0.31	
	0.3					3.74	2.31	1.38	0.99	0.74	0.58	0.38	0.26
	0.4					4.99	3.08	1.84	1.32	0.99	0.77	0.5	0.35
	0.5						3.85	2.3	1.65	1.24	0.96	0.63	0.44
	0.6						4.62	2.75	1.98	1.49	1.16	0.75	0.53
	0.7							3.21	2.31	1.74	1.35	0.88	0.61
	0.8							3.67	2.64	1.98	1.54	1.01	0.7
0.9							4.13	2.96	2.23	1.73	1.13	0.79	
1							4.59	3.29	2.48	1.93	1.26	0.88	
1.25								4.12	3.1	2.41	1.57	1.1	
1.5								4.94	3.72	2.89	1.88	1.32	
1.75									4.34	3.37	2.2	1.54	
2									4.96	3.85	2.51	1.75	

**Tabla 2.6: Coeficientes de resistencia para tubería (Castro y col., 2003)**

Accesorios	Coefficiente de resistencia K
Unión al ras de pared	0.5
Unión de tubería rasante	1
Unión abocinada	0.005
Tubería de depósito	1
Codo 45°	0.35 a 0.45
Codo 90°	0.5 a 0.75
Unión T	1.5 a 2

## CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA

### 3.1 – TARIFAS ELÉCTRICAS

La forma que se utiliza para facturar el consumo de energía eléctrica en México es en base a tarifas, las cuales se clasifican de acuerdo al tipo de servicio, así como a la ubicación geográfica y para el caso de algunas de ellas la temporada del año.

La Tabla 3.1 especifica los rangos de consumo para cada tarifa eléctrica.

La Tabla 3.2 dice que, para el caso de la tarifa DAC, el costo aumenta 4.64 veces en comparación al rango de consumo básico, así como también en la facturación se suma un cargo fijo.

En lo que respecta al cargo mínimo mensual en facturación:

- Para tarifa 1, el mínimo mensual es el equivalente a 25 *kWh*.

$$\text{Cargo mínimo mensual} = 25 \text{ kWh} * 0.703 \frac{\$}{\text{kWh}} = \$17.58$$

- Para la tarifa DAC el cargo mínimo mensual es el equivalente a 25 *kWh* (tarifa DAC) mas un cargo fijo.

$$\text{Mínimo mensual} = 25 \text{ kWh} * 3.26 \frac{\$}{\text{kWh}} + \$71.81 = \$ 153.31$$

Lo que representa que como consumo mínimo para tarifa DAC, se cobra alrededor de 8.7 veces la tarifa 1.

Como se ve en la Tabla 3.1, para entrar en tarifa DAC el promedio en los últimos 12 meses debe exceder 250 *kWh*. Para salir de ésta y regresar a la tarifa 1, el promedio de los últimos 12 meses debe ser menor a 250 *kWh*.

El caso en estudio, a partir del año 2003 se encuentra clasificado en la tarifa Doméstica de alto consumo, por lo que una de las propuestas es el uso eficiente de la energía en el domicilio para regresar y conservar la tarifa 1, logrando con esto ahorros energéticos, económicos y ayuda a mejorar el tiempo de recuperación (CFE, 2010a).

### 3.2 - FACTORES PARA LA SELECCIÓN DEL TIPO DE BOMBA

Los tres factores principales para determinar si se usa una bomba de desplazamiento positivo son: Presión, gasto y que los líquidos a bombear en el sistema no sean muy viscosos, no tengan partículas suspendidas y pH no muy alejado del nivel neutro.

**Tabla 3.1: Rangos de consumo para tarifas eléctricas en México (CFE, 2010a)**

Tarifa	Característica	Rango de consumo										Entra a tarifa DAC si:		
		Hasta 140 kWh/mes					Superior a 140 kWh/mes							
1		Hasta 140 kWh/mes					Superior a 140 kWh/mes					El consumo promedio registrado en los últimos 12 meses es superior a 250 kWh/mes		
		Básico kWh/mes		Intermedio kWh/mes			Básico kWh/mes		Intermedio kWh/mes		Excedente kWh/mes			
		1 – 75		76 – 140			1 – 75		76 – 125		126 en adelante			
1A	Temperatura media mínima de 25 °C en verano	Temporada de verano					Temporada fuera de verano					El consumo promedio registrado en los últimos 12 meses es superior a 300 kWh/mes		
		Hasta 150 kWh/mes		Superior a 150 kWh/mes			Hasta 150 kWh/mes		Superior a 150 kWh/mes					
		Básico kWh/mes	Intermedio kWh/mes	Básico kWh/mes	Intermedio kWh/mes	Excedente kWh/mes	Básico kWh/mes	Intermedio kWh/mes	Básico kWh/mes	Intermedio kWh/mes	Excedente kWh/mes			
		1 – 100	101- 150	1 - 100	101 - 150	151 en adelante	1 – 75	76 – 150	1 – 75	76 – 125	126 en adelante			
1B	Temperatura media mínima de 28 °C en verano	Temporada de verano					Temporada fuera de verano					El consumo promedio registrado en los últimos 12 meses es superior a 400 kWh/mes		
		Hasta 225 kWh/mes		Superior a 225 kWh/mes			Hasta 175 kWh/mes		Superior a 175 kWh/mes					
		Básico kWh/mes	Intermedio kWh/mes	Básico kWh/mes	Intermedio kWh/mes	Excedente kWh/mes	Básico kWh/mes	Intermedio kWh/mes	Básico kWh/mes	Intermedio kWh/mes	Excedente kWh/mes			
		1 – 125	126 - 225	1 - 125	126 - 200	200 en adelante	1 – 75	76 – 175	1 – 75	76 – 150	151 en adelante			
1C	Temperatura media mínima de 28 °C en verano	Temporada de verano					Temporada fuera de verano					El consumo promedio registrado en los últimos 12 meses es superior a 850 kWh/mes		
		Hasta 300 kWh/mes		Superior a 300 kWh/mes			Hasta 150 kWh/mes		Superior a 150 kWh/mes					
		Básico kWh/mes	Intermedio kWh/mes	Básico kWh/mes	Intermedio kWh/mes	Excedente kWh/mes	Básico kWh/mes	Intermedio kWh/mes	Básico kWh/mes	Intermedio kWh/mes	Excedente kWh/mes			
		1 – 150	151 - 300	1 - 150	151 - 450	451 en adelante	1 – 75	76 – 150	1 – 75	76 – 150	151 en adelante			
1D	Temperatura media mínima de 31 °C en verano	Temporada de verano					Temporada fuera de verano					El consumo promedio registrado en los últimos 12 meses es superior a 1000 kWh/mes		
		Hasta 400 kWh/mes		Superior a 400 kWh/mes			Hasta 200 kWh/mes		Superior a 200 kWh/mes					
		Básico kWh/mes	Intermedio kWh/mes	Básico kWh/mes	Intermedio kWh/mes	Excedente kWh/mes	Básico kWh/mes	Intermedio kWh/mes	Básico kWh/mes	Intermedio kWh/mes	Excedente kWh/mes			
		1 – 175	176 - 400	1 - 175	176 - 600	601 en adelante	1 – 75	76 – 200	1 – 75	76 – 176	177 en adelante			
1E	Temperatura media mínima de 32 °C en verano	Temporada de verano					Temporada fuera de verano					El consumo promedio registrado en los últimos 12 meses es superior a 2000 kWh/mes		
		Hasta 1200 kWh/mes		Superior a 1200 kWh/mes			Hasta 250 kWh/mes		Superior a 150 kWh/mes					
		Básico kWh/mes	Intermedio kWh/mes	Básico kWh/mes	Intermedio kWh/mes	Excedente kWh/mes	Básico kWh/mes	Intermedio kWh/mes	Excedente kWh/mes	Básico kWh/mes	Intermedio kWh/mes		Exced. kWh/mes	
		1 - 300	301- 750	1 -300	301 – 900	901 en adelante	1 – 75	76 - 200	201 - 250	1 – 75	76 – 200		201 en adelante	
1F	Temperatura media mínima de 33 °C en verano	Temporada de verano					Temporada fuera de verano					El consumo promedio registrado en los últimos 12 meses es superior a 2500 kWh/mes		
		Hasta 150 kWh/mes		Superior a 150 kWh/mes			Hasta 150 kWh/mes		Superior a 150 kWh/mes					
		Básico kWh/mes	Excedente kWh/mes	Básico kWh/mes	Intermedio bajo kWh/mes	Intermedio alto kWh/mes	Excedente kWh/mes	Básico kWh/mes	Intermedio kWh/mes	Excedente kWh/mes	Básico kWh/mes		Intermedio kWh/mes	Excedente kWh/mes
		1 -300	301 – 1200	1 - 300	301-1200	1201- 2500	2501 en adelante	1 – 75	76 - 200	201 - 250	1 – 75		76 – 200	177 en adelante

**Tabla 3.2: Cargos por energía consumida para septiembre 2010 (CFE, 2010a)**

CARGOS POR ENERGÍA CONSUMIDA PARA SEPTIEMBRE 2010						
Tarifa 1	Hasta 140 kWh/mes		Superior a 140 kWh/mes			Doméstica de Alto Consumo (DAC) $\frac{\$}{kWh}$
	Básico $\frac{\$}{kWh}$	Intermedio $\frac{\$}{kWh}$	Básico $\frac{\$}{kWh}$	Intermedio $\frac{\$}{kWh}$	Excedente $\frac{\$}{kWh}$	
		0.703	0.843	0.703	1.169	2.473
Incremento con respecto al rango básico		19.9%		66.3%	352%	464%

Las bombas de desplazamiento positivo son aplicables para gastos pequeños, presiones altas y líquidos limpios. Las de desplazamiento positivo rotatorio, sirven para gastos pequeños y medianos, presiones altas, líquidos viscosos. Las bombas dinámicas del tipo centrífugo son útiles para gastos grandes, presiones reducidas o medianas, líquidos de todos tipos excepto viscosos.

Los progresos en los motores eléctricos han proporcionado el desarrollo de bombas centrífugas, mucho más ligeras y baratas. En un principio, las bombas centrífugas tenían la desventaja de su baja eficiencia; sin embargo, las mejoras obtenidas a base de investigaciones las ha puesto siempre a la cabeza en el aspecto competitivo. Tienen a su favor las condiciones de descarga constante, a una presión dada, que no tienen las reciprocantes. Además, no presentan problemas de válvulas, que son tan comunes en las reciprocantes. Actualmente, las bombas centrífugas también cubren el campo de las altas presiones, que se logran mediante las bombas de varios pasos accionadas a las altas velocidades. En la Tabla 3.3 se observan las ventajas y desventajas para bombas sumergibles, centrífugas, de pistón y de diafragma.

### 3.3 - BOMBEO FOTOVOLTAICO

Existen dos tipos de bombeo fotovoltaico: los que están alimentados directamente a un conjunto de paneles solares fotovoltaicos a través de un adaptador intermedio (conexión directa), y los que tienen un conjunto de baterías anexadas al sistema de generación fotovoltaica. Para la última, la batería permite independizar la operación rutinaria del sistema de bombeo de la existencia o no de radiación solar. Para el bombeo fotovoltaico, es posible utilizar bombas de corriente continua o corriente alterna. Si se utiliza una bomba de corriente alterna es necesario un inversor de corriente, y un controlador de fase, el cual con frecuencia ya es incluido en el inversor (SWTDI, 2001).

La inclusión de dispositivos inmediatos de acondicionamiento eléctrico, en la conexión directa es con el fin de incrementar las prestaciones del sistema de bombeo.

**Tabla 3.3: Ventajas y desventajas de bombas hidráulicas (SWTDI, 2001)**

Tipo de bomba	Ventajas	Desventajas
Sumergibles	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Comúnmente disponibles.</li> <li>- Pueden tolerar pequeñas cantidades de sedimentos.</li> <li>- Pueden utilizar agua como lubricante.</li> <li>- Existen modelos de corriente directa o corriente alterna.</li> <li>- Manejan flujos altos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tienen un rango de eficiencias estrecho con respecto a la carga dinámica total.</li> <li>- Sufren daños si trabajan en seco.</li> <li>- Deben desinstalarse para darles mantenimiento.</li> <li>- Sufren desgaste acelerado cuando se instalan en fuentes corrosivas.</li> </ul>
Centrífugas	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Comúnmente disponibles.</li> <li>- Pueden tolerar pequeñas cantidades de sedimentos.</li> <li>- De fácil operación e instalación por ser superficiales.</li> <li>- Existen modelos de corriente directa o corriente alterna.</li> <li>- Manejan flujos altos.</li> <li>- Pueden soportar alturas de bombeo altas, pero no son capaces de succionar a gran profundidad.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tienen un rango de eficiencias estrecho con respecto a la carga dinámica total.</li> <li>- Sufren desgaste acelerado cuando se instalan en fuentes corrosivas.</li> <li>- Pueden dañarse por el congelamiento en climas fríos.</li> </ul>
Pistón	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Soportan alturas de bombeo muy grandes.</li> <li>- Se puede mejorar la altura de bombeo ajustando la carrera del pistón.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Requieren de mantenimiento del pistón regularmente.</li> <li>- No soportan sedimentos.</li> <li>- La eficiencia se reduce a medida que el pistón pierde la capacidad de sellar el cilindro.</li> <li>- Deben desinstalarse para darles mantenimiento.</li> <li>- No dan grandes gastos másicos.</li> </ul>
Diafragma	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Son económicas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No dan grandes gastos másicos.</li> <li>- No soportan sedimentos.</li> <li>- No trabajan a alturas de bombeo muy grandes.</li> </ul>

Entre los objetivos de los dispositivos, está el acoplar los requerimientos mecánicos de las bombas a las capacidades de alimentación ofertadas por el generador en los distintos momentos del día y transformar, si es necesario, la corriente continua suministrada por los paneles a corriente alterna. De no tomarse en cuenta los anteriores, se tienen una serie de desventajas como son: La restricción que los motores a considerar sean sólo de corriente continua, se pierde capacidad de impulsión para situaciones de baja intensidad de radiación y no se puede garantizar de forma estricta el que las condiciones de carga del sistema de bombeo sean las correspondientes a las de potencia máxima ofertada por el generador fotovoltaico.

Los dispositivos de acoplamiento eléctrico más habituales para la conexión directa son: El control de carga y el inversor, este último en caso de utilizar una bomba de corriente alterna. El control de carga se encarga de proporcionar la potencia necesaria a la bomba. Los inversores de uso en bombeo, suelen producir una salida de tensión y frecuencia variables. La variación de frecuencia de salida permite a los motores operar a velocidades distintas a la nominal de 60 Hz, y así disminuir el umbral de radiación solar para el arranque de la bomba; los inversores incorporan circuitos internos diseñados para que

mediante la selección de las condiciones de alimentación adecuadas, la carga y tensión de trabajo sean lo más próximas posibles al punto de máxima potencia del generador fotovoltaico.

Un inconveniente con el sistema de bombeo en conexión directa a pesar de incluirse los dispositivos de acoplamiento eléctrico mencionados, es el de su incapacidad para operar cuando la radiación no es la suficiente, como por ejemplo por las noches. En este caso, es recomendable optar por la opción del sistema de almacenamiento de energía, constituido por las baterías. Las baterías junto a la función de acumulación de carga, resultan ser un medio muy eficaz de proporcionar una tensión estable a los dispositivos conectados a través de ellas con el generador fotovoltaico, así como sirven para disponer de la intensidad de arranque requerida por los motores de forma independiente de la radiación.

Para elegir la capacidad de la batería, se debe contemplar la carga instalada del sistema, averiguar las eficiencias disponibles de los dispositivos de carga y tratar de compensar las pérdidas de los mismos con una batería que pueda suministrar energía eléctrica durante los periodos donde los paneles fotovoltaicos no operen. Es probable que comercialmente no se encuentre una batería que se ajuste perfectamente a la demanda calculada, por lo que se recomienda elegir la de capacidad inmediata superior. Con esto se garantiza un suministro eléctrico suficiente. Las baterías también actúan como dispositivo de acoplamiento entre el generador y al carga, ya que sirven para fijar un valor de tensión de alimentación. Lo anterior hace que la bomba opere cerca del punto de máxima potencia y especialmente independiente de la disponibilidad de radiación solar. Sin embargo es necesario aun así acoplar el controlador de carga que evita sobrecargas o cargas excesivas en la batería, que le produzcan daños irreversibles. El procedimiento que utiliza el controlador para esto es determinar el estado de carga de la batería a partir de la tensión a la que se encuentra. A partir de este parámetro controla la entrada y salida de corriente de la misma (García, 1999).

Es recomendable buscar tecnologías de la impulsión de agua orientadas a obtener las mejores prestaciones hidráulicas al menor costo energético. Esta cuestión resulta importante, ya que, por ejemplo una bomba puede ser muy eficiente en condiciones normales de operación y, sin embargo, tener un elevado par de arranque. Por tanto, puede resultar inservible en una aplicación solar en la que no es posible iniciar la impulsión de agua porque el generador fotovoltaico o el sistema de adaptación eléctrica son incapaces de hacer frente a esa demanda de corriente inicial.

Las bombas fotovoltaicas de primera generación, especialmente aquellas utilizadas para media y baja potencia, incorporaban motores de corriente continua de imán permanente, fácilmente adaptables a los generadores fotovoltaicos.

El esfuerzo tecnológico en ésta área se centra en la actualidad, pues, en la adopción del sistema de acondicionamiento de potencia más idóneo para este tipo de aplicaciones, ya que son escasos los motores convencionales adaptados a un funcionamiento a velocidad variable. Para potencias superiores a 500 W, se asume como justificable el utilizar motores a corriente alterna en lugar de motores a corriente continua, ya que el costo del sistema de

adaptación sumado al del grupo de bombeo, puede llegar a ser inferior que el de la solución en corriente continua equivalente.

La opción más razonable para las instalaciones de bombeo fotovoltaico es el almacenamiento de energía mediante depósitos de agua, que podrían aprovechar el desnivel para una impulsión secundaria. En ese punto el diseño del sistema de almacenamiento energético es una de las partes fundamentales de cualquier proyecto fotovoltaico. Un cálculo adecuado del tamaño del mismo sirve para optimizar el tamaño del propio generador fotovoltaico; de tal manera que los excedentes energéticos producidos en los periodos de mayor radiación o menor uso del sistema reviertan en la instalación en forma de almacenamiento de agua o electricidad.

De forma adicional, las instalaciones de bombeo incluyen también otros dispositivos intermedios con función específica, como:

- Flotador, para evitar el desbordamiento en el caso de llenado de depósitos e impedir el funcionamiento en vacío de la instalación
- Interruptores y programadores horarios o diarios
- Protecciones eléctricas

Existen dos factores principales a la hora de plantearse el diseño de un sistema fotovoltaico: La demanda energética, constituida por la demanda hidráulica y la demanda de presión, y la disponibilidad de radiación susceptible de ser convertida en energía eléctrica por parte del generador fotovoltaico. La adecuación de un tipo u otro de bomba a cada situación deberá ser establecido una vez relacionados ambos factores, en función de las características técnicas y prestaciones del sistema de bombeo.

De forma general, para generadores fotovoltaicos con inclinación fija y orientación sur se establecen como inclinación óptima de los paneles un ángulo igual a la latitud del lugar donde se instalará incrementada en  $20^\circ$ . Si sobre este perfil uniforme existe un ligero incremento de la demanda en los meses de verano, dicho ángulo de inclinación debe ser igual a la latitud del lugar suplementada en  $10^\circ$ . Por otro lado si lo que se pretende es extraer el máximo posible de agua en cualquier época del año, el ángulo de inclinación de los paneles será de  $10^\circ$  inferior a la latitud de la instalación. Por último, para demandas de riesgo exclusivamente, esto es, máximas en verano, la inclinación a considerar es la latitud menos  $20^\circ$ .

Una vez conocida la inclinación del generador fotovoltaico se tendrá que tomar en cuenta que la energía recibida varía estacionalmente, éste es uno de los aspectos fundamentales en cualquier diseño de una instalación fotovoltaica.

Uno de los procedimientos más aceptados es el denominado criterio del peor mes, que consiste en utilizar como valor de radiación disponible aquel correspondiente al mes en que la relación entre la demanda energética y la oferta solar sea la más desfavorable del año.

En cuanto a la estimación de la producción eléctrica diaria del generador fotovoltaico, que determinará el tamaño del mismo requerido para cubrir la demanda energética de bombeo, la expresión de partida a considerar es la siguiente:

$$E_{FV} = \sum_{n=1}^t \eta_{FV} * S * P_s \quad (3.1)$$

donde:

$E_{FV}$ : Demanda del sistema de bombeo  $J$

$\eta_{FV}$ : Eficiencia del generador

$n$ : Muestras de radiación solar

$t_{op}$ : Tiempo efectivo en el que el generador es capaz de producir energía suficiente como para impulsar el agua

$S$ : Superficie del panel fotovoltaico  $m^2$

$P_s$ : Irradiación solar medida en un muestreo  $\frac{W}{m^2}$

Este método presenta la gran ventaja de que la información del generador utilizada es la habitualmente disponible en la mayor parte de los casos, cuando un usuario o instalador quiere estimar de forma preliminar la configuración de principio de cualquier sistema de producción de electricidad mediante energía solar fotovoltaica.

El dimensionamiento de una instalación de bombeo requerirá abordar tres cálculos:

- Análisis de la demanda energética, que estará relacionada con la demanda hídrica específica de la instalación. Esta demanda se evaluará en términos de caudal y presión, que una vez establecidos, permitirán deducir la demanda del sistema de bombeo.
- Dedución del tamaño y configuración del sistema de generación fotovoltaica y del subsistema de adaptación eléctrica. Conocidas las especificaciones técnicas de los paneles en términos de potencia pico y tensión nominal, se deberá determinar el número e interconexión serie-paralelo de los mismos.
- Determinación de las características del sistema de almacenamiento energético. Aquí se deberá seleccionar el tipo de sistema (eléctrico o hidráulico) y su tamaño.

Un paso previo en este análisis es discriminar si la demanda a considerar es una hídrica instantánea, o se trata de una demanda hídrica estacional. El primer supuesto requiere que la potencia del generador fotovoltaico cubra la potencia solicitada por el sistema de bombeo en cualquier circunstancia. Suele estar relacionado con programas de impulsión que, de acuerdo a la no garantía de la existencia de irradiación suficiente, van a hacer indispensable la instalación de un sistema de almacenamiento eléctrico.

En el primer supuesto la determinación de la demanda eléctrica se puede abordar de forma inmediata sin más que multiplicar la  $P_B$  por las horas o fracciones de:

$$E_e = \frac{P_B * h}{1,000} \quad (3.2)$$

donde:

$E_e$ : Demanda de energía eléctrica *kWh*

$P_B$ : Potencia eléctrica nominal del sistema de bombeo *W*

$h$ : Horas de funcionamiento diario *h*

La potencia nominal de la instalación fotovoltaica podrá calcularse ajustando la ecuación 3.2. Si se relaciona la energía eléctrica demandada y la energía eléctrica producida, aunque la existencia de elementos intermedios como convertidores, líneas, baterías, etcétera; hace que deba establecerse un factor de rendimiento adicional:

$$P_{FV} = \frac{E_e - E_d}{h} \quad (3.3)$$

donde:

$P_{FV}$ : Capacidad a instalar en paneles fotovoltaicos *W*

$E_e$ : Demanda de energía eléctrica *kWh*

$E_d$ : Demanda de energía de los demás dispositivos del sistema fotovoltaico *kWh*

$h$ : Horas de funcionamiento diario *h*

En cuanto a la instalación, deberán tenerse en cuenta reglas generales como son minimizar los trazados eléctricos y evitar sombras entre paneles, como se vio en el capítulo 2.4.1. Cuando éste se realiza en forma de depósitos de agua es bastante simple, ya que el único condicionante es el periodo de autonomía establecido (diario, semanal, mensual, estacional, etcétera). La estructura final del sistema, en términos de capacidad nominal de sus elementos y tensión, dependerá de las especificaciones técnicas del producto seleccionado y de la propia instalación (Castro y col., 2003).

### 3.4 - CAPTACIÓN DE AGUA DE LLUVIA

La captación de agua de lluvia es un medio fácil de obtener agua para consumo humano. En muchos lugares del mundo con alta o media precipitación y en donde no se dispone de agua en cantidad y calidad necesaria para consumo humano, se recurre al agua de lluvia como fuente de abastecimiento. El agua de lluvia es interceptada, colectada y almacenada en depósitos para su posterior uso.

La captación de agua de lluvia para consumo humano presenta las siguientes ventajas:

- Sistema independiente y por lo tanto ideal para sitios dispersos y alejados
- Empleo de mano de obra y/o materiales locales
- No requiere energía para la operación del sistema
- Fácil de mantener

- Comodidad y ahorro de tiempo en la recolección del agua de lluvia

A su vez, las desventajas de este método de abastecimiento de agua son las siguientes:

- Alto costo inicial que puede impedir su implementación por parte de las familias de bajos recursos económicos
- La cantidad de agua captada depende de la precipitación del lugar y del área de captación

En el diseño de un sistema de captación de agua de lluvia es necesario considerar los factores técnicos, económicos y sociales (Garrido, 2007).

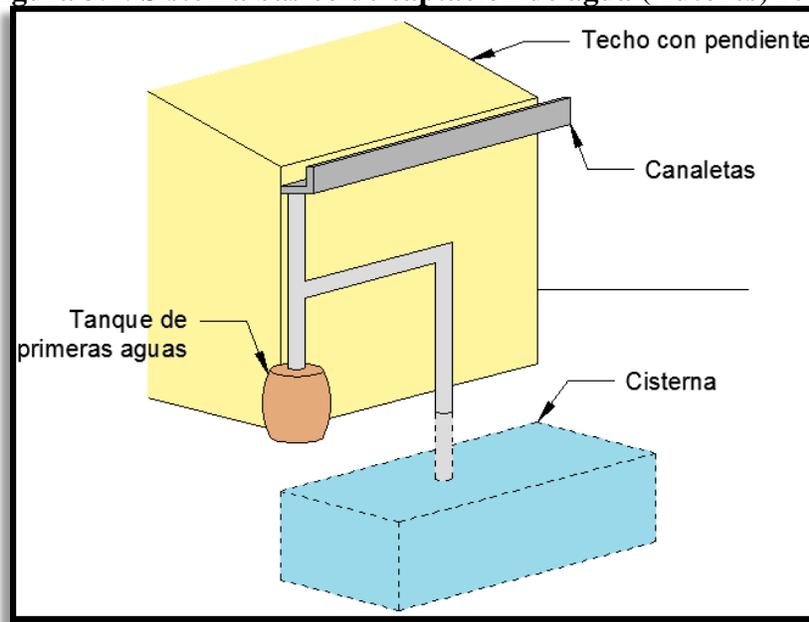
El objetivo de analizar este aspecto es plantear la captación de agua de lluvia como una alternativa sustentable para el abastecimiento de agua y para el ahorro de energía eléctrica debida al bombeo, así como mostrarlo como una alternativa sencilla para su uso cotidiano en una casa común; evaluándolo desde el punto de vista técnico y económico.

Los factores técnicos a tener presente son la producción u oferta y la demanda de agua:

- *Producción de agua*: está relacionada directamente con la precipitación durante el año y con las variaciones estacionales de la misma. Por ello, en el diseño de sistemas de captación de agua de lluvia es altamente recomendable trabajar con datos suministrados por las estaciones meteorológicas de la región donde se pretende ejecutar el proyecto. La oferta y la demanda de agua, inciden en el área de captación y el volumen de almacenamiento. Se encuentra que ambas consideraciones están íntimamente ligadas con el aspecto económico, lo que habitualmente resulta una restricción para la mayor parte de los interesados. Esto, imposibilita acceder a un sistema de abastecimiento de esta naturaleza.
- *Demanda de agua*: A su vez, la demanda depende de las necesidades del interesado.

El sistema de captación de agua de lluvia en techos está compuesto de los siguientes elementos: Captación, recolección, conducción, intercepción y almacenamiento. La Figura 3.1 ilustra el concepto (Gray, 1996).

La *captación* está conformada por el techo de la edificación, el mismo que debe tener la superficie y pendiente adecuadas para que facilite el escurrimiento del agua de lluvia hacia el sistema de recolección. En el cálculo se debe considerar solamente la proyección horizontal del techo.

**Figura 3.1: Sistema básico de captación de agua (Autores, 2010)**

La *recolección y conducción* son una parte esencial de los sistemas de captación de agua pluvial ya que conducirá el agua recolectada por el techo directamente hasta el tanque de almacenamiento. Está conformado por las canaletas que van adosadas en los bordes más bajos del techo, en donde el agua tiende a acumularse antes de caer al suelo.

El material de las canaletas debe ser liviano, resistente al agua y fácil de unir entre sí, a fin de reducir las fugas de agua. Se puede emplear materiales como madera, metal o PVC.

Las canaletas de metal inoxidable son las que tienen una mayor duración y menos mantenimiento necesita, sin embargo son costosas. Las canaletas de PVC son más fáciles de obtener, durables y no son muy costosas.

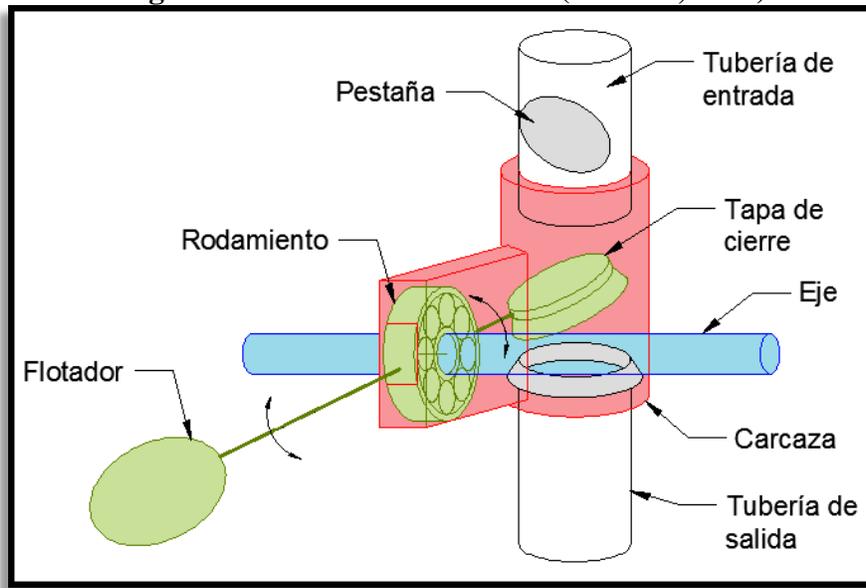
Las canaletas se fijan al techo con abrazaderas y clavos. Por otra parte, es muy importante que el material utilizado en la unión de los tramos de la canaleta no deje pasar contaminantes al agua. En el caso de que la canaleta llegue a captar materiales indeseables, tales como hojas, excremento de aves, etcétera. El sistema debe tener mallas que retengan estos objetos para evitar que obturen la tubería montante o el dispositivo de descarga de las primeras aguas.

El *interceptor*, conocido también como dispositivo de descarga de las primeras aguas provenientes del lavado del techo y que contiene todos los materiales que en él se encuentran en el momento del inicio de la lluvia. Este dispositivo impide que el material indeseable ingrese al tanque de almacenamiento y de este modo minimizar la contaminación del agua almacenada y de la que vaya a almacenarse posteriormente.

Un aditamento útil para el captador de lluvias es una válvula de flotación. La cual consiste en un dispositivo pasivo que interrumpe el llenado de la cisterna de

almacenamiento para que no se desborde y derrame. La Figura 3.2 muestra un diagrama propuesto para una válvula de flotación.

**Figura 3.2: Válvula de flotación (Autores, 2010)**



La válvula de flotación se ubica dentro de la cisterna, como aditamento a la parte final de la tubería de llenado. La válvula se sujeta a esta tubería y a un eje que se empotra a las paredes de la cisterna a fin de que quede inmóvil. Un rodamiento mecánico se apoya también con el eje. El rodamiento está unido a una varilla larga con un flotador, mientras que en el lado opuesto del rodamiento está una tapa con empaques plásticos. Cuando se empieza a llenar la cisterna, el nivel del agua empuja al flotador hacia arriba, lo cual hace girar al rodamiento y baja la tapa de cierre hasta cubrir totalmente la salida del agua con los empaques. Una pestaña en la tubería superior desvía el chorro de agua a una pared del tubo para que no cierre accidentalmente la tapa de cierre. Al ser consumida el agua de la cisterna, el nivel del agua descenderá junto con el flotador, por lo tanto, la tapa se abrirá preparando a la cisterna para ser llenada otra vez.

Se debe fijar bien la válvula de flotación, pues debe soportar el peso de la columna de agua en la tubería de recolección. Para el caso de que la válvula se cierre por haberse llenado la cisterna y aún continúa la captación de lluvia, se prevé anexar desagües encima de las canaletas. Los desagües desbordarán el agua que no se pueda captar.

La cisterna de *almacenamiento* debe estar dimensionada de acuerdo al consumo de las personas beneficiadas con este sistema, en especial durante el período de sequía.

La unidad de almacenamiento debe ser duradera y debe cumplir con las especificaciones siguientes:

- Impermeable para evitar la pérdida de agua por goteo o transpiración
- De no más de 2 m de altura para minimizar las sobre presiones

- Dotado de tapa para impedir el ingreso de polvo o insectos
- Disponer de una escotilla con tapa sanitaria lo suficientemente grande como para que permita el ingreso de una persona para la limpieza y reparaciones necesarias (UNATSABAR, 2001).

Para el cálculo del volumen del tanque de almacenamiento hay que tomar como base los datos de la precipitación de la zona. Mediante este cálculo se determina la cantidad de agua que es capaz de recolectarse por unidad de superficie de techo. A partir de ella se determina el volumen de agua y la capacidad del tanque de almacenamiento para una determinada área de techo.

Para la determinación de la precipitación promedio mensual, a partir de los datos promedio mensuales de precipitación, se obtiene el valor promedio mensual del total de años evaluados. Este valor se expresa en términos de litros por metro cuadrado y por mes que es capaz de colectarse en la superficie horizontal del techo.

$$Pp_i = \frac{\sum_{i=1}^n (p_i)}{n} \quad (3.5)$$

donde:

n: Número de años evaluados

$p_i$ : Valor de precipitación mensual del mes  $i$   $mm$

$Pp_i$ : Precipitación promedio mensual del mes  $i$  de todos los años evaluados  $mm$

Para la determinación de la demanda, a partir de la dotación asumida por persona, se calcula la cantidad de agua que se necesita para atender las necesidades en cada uno de los meses.

$$Dm = \frac{(Nu)(Nd)(Dot)}{100} \quad (3.6)$$

donde:

Nu: Número de usuarios que se benefician del sistema.

Nd: Número de días del mes analizado

Dot: Dotación  $\frac{l}{persona * dia}$

Dm: Demanda mensual  $m^3$  (Robinson, 2003)

### **3.5 - INDICADORES DE FACTIBILIDAD**

Un estudio de factibilidad es un conjunto de estudios multidisciplinarios para definir y evaluar un proyecto y con esto tomar la decisión de llevarlo a cabo. Es el fundamento para estimar el beneficio económico y el posible alcance del proyecto.

El estudio de factibilidad establece las condiciones que hacen viable el proyecto, define parámetros críticos, identifica tanto factores de riesgos como oportunidades y define un sistema de seguimiento del proyecto.

El primer punto a evaluar es la factibilidad técnica, el cual, estudia la existencia y posibilidad de utilización de los medios físicos, tecnológicos y humanos para la realización del proyecto. El siguiente paso es estudiar si el proyecto en cuestión es rentable en términos económicos. Este estudio económico determinará el seguir o no adelante con el proyecto en estudio (Caño y Cruz, 1995).

#### **3.5.1 - BASES PARA LA COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS**

Para la evaluación del proyecto, se deben comparar varias propuestas, en las que se califiquen varios aspectos técnicos y económicos. La alternativa con mayores beneficios será la que protagonice el proyecto (Baca, 2001).

La elección de alternativas tecnológicas se efectúa en la etapa preinversional del ciclo de proyectos. Después se efectúa el estudio de factibilidad económica, en el cual, dependiendo del estudio técnico, se comparan los valores actuales de costos de los procesos tecnológicos que estén analizándose. La necesidad de evaluar alternativas tecnológicas surge de la existencia de proyectos con altos costos de inversión pero bajos costos de operación y viceversa, por lo que debe evaluarse la conveniencia de ambos casos considerando un periodo de tiempo de evaluación y costos de inversión.

Uno de los pasos en la evaluación de proyectos es la definición del producto. En esta parte, se debe hacer una descripción exacta del producto o productos que se pretendan utilizar. Esto es acompañado por una revisión de las normas de calidad que editan las autoridades correspondientes. Cuando se describa un producto, se deben desglosar sus detalles físicos, tolerancias, condiciones de operación óptimas, los certificados de calidad, etcétera. En el presente proyecto, las técnicas y tecnologías a proponer, corresponden al tipo de los productos no perecederos; de acuerdo a las categorías de productos que los economistas utilizan.

#### **3.5.2 - ANÁLISIS DE OFERTA**

Para analizar la oferta hay que recabar información de fuentes primarias y secundarias. Entre los datos indispensables para hacer un mejor análisis de oferta están:

- Posibles productores
- Capacidad a instalar y utilizar
- Calidad y precio de los productos
- Inversión fija

Los costos de producción no son más que un reflejo de las determinaciones realizadas en un estudio técnico. En el proyecto, estos costos se aplican esencialmente en la etapa de instalación. Los costos de producción se anotan y se determinan con las siguientes bases:

- *Costo de material.* No se debe tomar en cuenta sólo el equipo a instalar, sino también lo necesario para que la obra pueda realizarse.
- *Costos de mano de obra.* Hay que dividir la mano de obra del proceso en directa e indirecta. La mano de obra directa, es aquella que interviene personalmente en el proceso de instalación, específicamente se refiere a los obreros. La mano de obra indirecta se refiere a quienes aún estando en producción no son obreros, tales son los supervisores, jefes en turno, consultores, etcétera.
- *Costos de energía eléctrica.* Para su cálculo, se toma en cuenta la capacidad de cada uno de las herramientas que intervienen en las operaciones del proceso.
- *Combustibles.* Se considera todo tipo de combustible que se utilice en el proceso, tal como, gas, diesel, gasolina, etcétera.

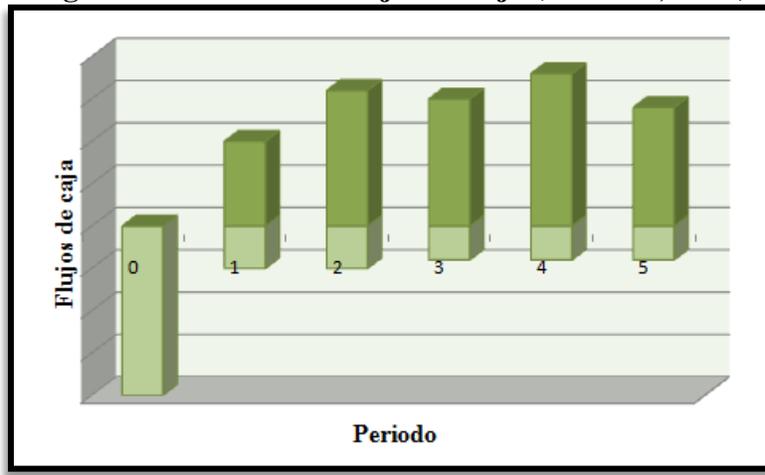
### 3.2.3 - VALOR PRESENTE NETO (VPN)

Es el valor monetario que resulta de restar la suma de los flujos descontados a la inversión inicial.

El valor presente es una cantidad en el momento actual que es equivalente al flujo de caja (ingresos y egresos) de una inversión a una tasa específica del interés  $i$ . El valor presente de una propuesta de inversión a una tasa de interés  $i$ , con una vida de  $n$  años.

En la Figura 3.3, está una gráfica de flujos de caja. Las barras de color verde claro, que están bajo el eje de las ordenadas representan egresos; la barra que está en el periodo 0, indica la inversión inicial. Si las barras están sobre el eje de las ordenadas, significará que hay ingresos, en este caso, se muestran de color verde oscuro.

Sumar los flujos descontados en el presente y restar la inversión inicial, equivale a comparar todas las ganancias esperadas contra todos los desembolsos necesarios para producir esas ganancias, en términos de su valor equivalente en ese momento o tiempo cero. Es claro que, para aceptar un proyecto, las ganancias deberán ser mayores que los desembolsos, lo cual dará por resultado que el valor presente neto sea mayor que cero.

**Figura 3.3: Gráfica de flujos de caja (Thuesen, 1989)**

Con un  $VPN = 0$  el patrimonio no aumenta durante el horizonte de planeación. Por otro lado, si el  $VPN > 0$ , sin importar cuánto se supere este valor, se tendrán ganancias. Si el  $VPN < 0$ , el proyecto no reditúa ganancias y debe ser rechazado.

La ecuación del valor presente neto para  $n$  periodos es:

$$VPN = -P + \sum_{t=1}^n \frac{FCN_t}{(1+i)^t} + Vr \quad (3.7)$$

donde:

P: Inversión inicial

FCN: Flujo de caja neto, que es la diferencia entre ingresos y egresos en cada periodo de tiempo

t: Periodo en el tiempo

i: Interés

n: Último periodo

Vr: Valor residual (valor del equipo al final del tiempo de evaluación)

### 3.5.4 - TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Es la tasa de interés que reduce a cero el valor presente neto. Se le llama tasa interna de retorno porque supone que el dinero que se gana año con año se reinvierte en su totalidad.

La tasa de retorno para una propuesta de inversión es la tasa de interés  $i'$  que satisface la ecuación.

$$0 = VPN(i') = -P + \sum_{t=0}^n \frac{FCN_t}{(1+i')^t} \quad (3.8)$$

donde:

$i'$ : Tasa interna de retorno

La tasa interna de retorno debe estar comprendida en el intervalo  $(-1 < i' < \infty)$  con el fin de que sea económicamente relevante. (Thuesen, 1989)

El criterio de aceptación que se emplea es que si la tasa interna de retorno es mayor que el interés que esperan ganar los inversionistas, así las ganancias serán mayores que el mínimo fijado, entonces la inversión es económicamente rentable.

### 3.5.5 - PERIODO DE RECUPERACIÓN

El periodo de recuperación es un indicador económico usado en la planeación de proyectos. Se define como el tiempo requerido para recuperar el costo inicial de una inversión a partir de los flujos netos producidos por el proyecto para una tasa de interés igual a cero. Es decir, que da alguna medida de la tasa a la cual la inversión recuperará su desembolso inicial. El periodo de recuperación se calcula en base a la siguiente expresión:

$$P = \sum_{t=1}^n FCN_t \tag{3.9}$$

donde:

P: El acumulado de flujos de caja

n: Número de muestras en el periodo de estudio

FCN: Flujo de caja neto, que es la diferencia entre ingresos y egresos en cada periodo de tiempo

t: Periodo en el tiempo (Thuesen, 1989)

Para el análisis del caso de estudio, es necesario aclarar cuáles son los ingresos y egresos que intervienen tomando como base a la ecuación 3.9. Los ingresos en este tipo de proyectos, sería aquello que permite la disminución en facturación y otros gastos existentes, de tal manera que reduzca los egresos del proyecto. Los egresos son la suma de la inversión del sistema, gastos de instalación (inversiones iniciales), los gastos de operación y mantenimiento. Los gastos de operación serán representados por una suma de gastos en periodos pequeños de un mes, por motivos de facturación.

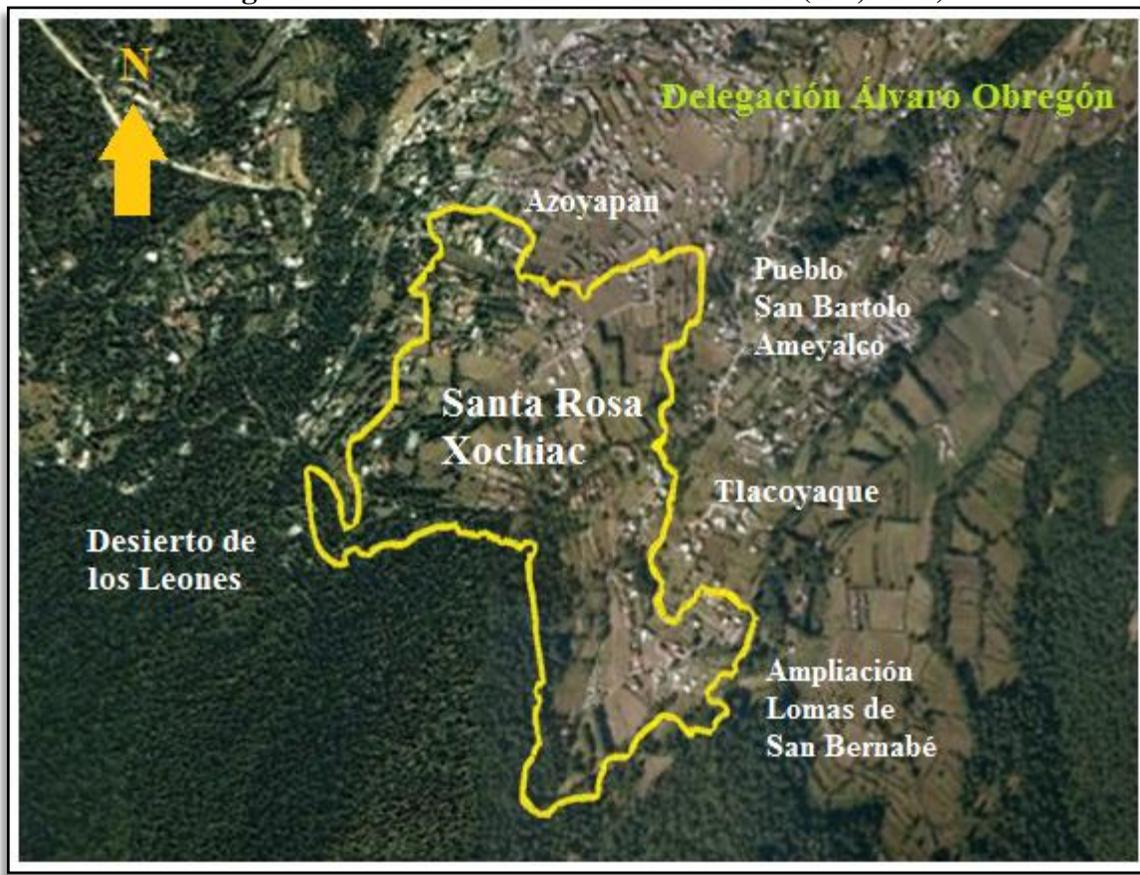
La inversión del sistema es la suma de egresos para adquirir los paneles solares, tubería, cables, adaptadores, válvulas, sensores, etcétera. Es decir, todos los activos fijos. Los gastos de operación son únicamente los consumos energéticos de los dispositivos en el sistema, por ejemplo: Consumo de los inversores, sensores, relevadores, pérdidas de calor en las tuberías y sistemas de control. No se deben incluir otro tipo de consumo energético aquí.

## CAPÍTULO 4: ESTUDIO DE CASO

### 4.1 - CASO SANTA ROSA XOCHIAAC

El sitio de estudio se localiza en los límites de la Región Suroeste de Santa Rosa Xochiac en la Delegación Álvaro Obregón, México D.F. Se ubica en la parte baja del Cinturón Verde del Desierto de los Leones. En la Figura 4.1 se encuentra una vista aérea de los límites de Santa Rosa Xochiac.

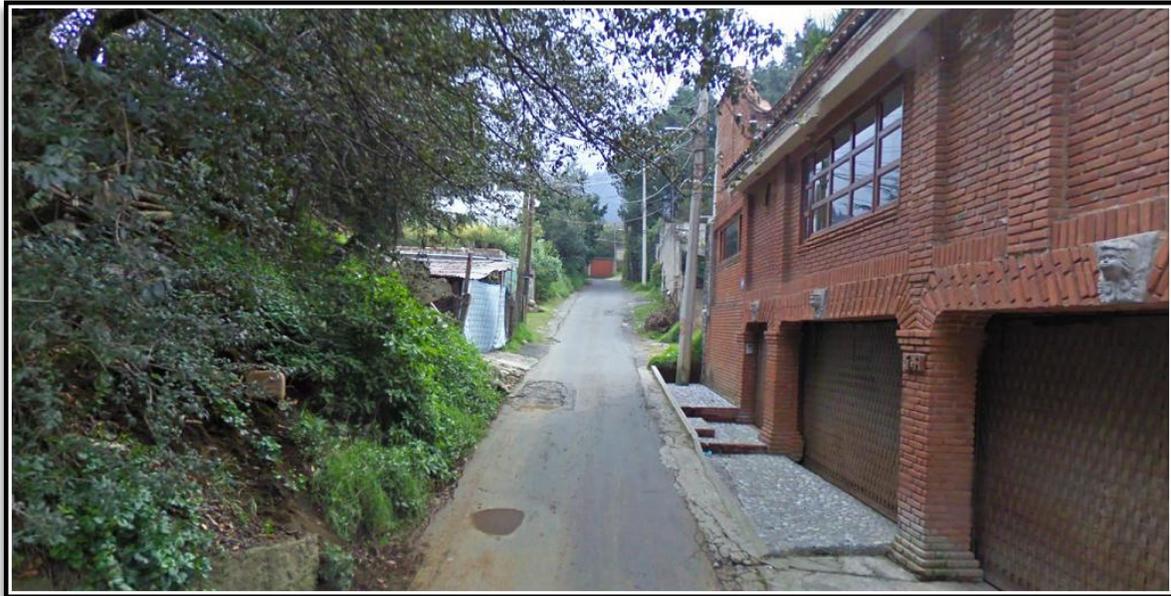
Figura 4.1: Límites de Santa Rosa Xochiac (GE, 2010)



La problemática de la poligonal en la que se encuentra ubicada la residencia de estudio, gira en torno a las causas, consecuencias y posibles soluciones relacionadas con el asentamiento irregular ubicado en el sitio de estudio. Los colonos de la poligonal, construyeron sus viviendas en suelos de conservación como resultado del crecimiento natural de la población y de la desregulación promovida por diversas autoridades locales a través del tiempo. Como consecuencia no hay una definición de los derechos de propiedad y un constante deterioro de la zona forestal. Los pobladores de la Colonia Santa Rosa Xochiac, han tenido que llevar a cabo una serie de acciones para obtener sus derechos de uso de suelo dentro del marco de la legalidad, no obstante, la poligonal en estudio es un asentamiento irregular.

Los asentamientos humanos en esta localidad empezaron en 1920, el pueblo creció y demandó servicios, sin embargo pasaron varios años hasta que se reconociera su existencia. La calle más antigua es la de Texcaltitla (la cual se muestra en la Figura 4.2) y luego se formó la de Cacaloac que entonces era una vereda.

**Figura 4.2: Fotografía de la calle Texcaltitla en Santa Rosa Xochiac (GE, 2010)**



Al inicio, para resolver sus demandas más apremiantes subieron el drenaje de la capilla (ubicada en la zona central del pueblo de Santa Rosa Xochiac) y poco a poco han ganado el derecho de obtener el resto de los servicios públicos.

Hacia 1985 el gobierno empezó a implementar programas parciales de desarrollo urbano en los cuales la sociedad no fue involucrada o notificada; en esas fechas cada pueblo tenía un uso de suelo definido como urbano. El cual según los términos del Programa delegacional de Desarrollo Urbano de Álvaro Obregón, es aquel que está clasificado como tal por contar con infraestructura, equipamiento y servicios y por estar comprendidas fuera de las poligonales que determina el Programa General para el Suelo de Conservación. En el centro y en las orillas tenía un uso habitacional-rural, y con base en esta situación, los colonos solicitaron apoyo a la delegación para desarrollar el asentamiento.

En 1987, el gobierno definió que el uso de suelo se dividía en Suelo de Conservación y Agroforestal. Por tal motivo se detuvo la asignación de recursos para seguir desarrollando el asentamiento, sin embargo los vecinos acudieron a las autoridades para ratificar que se encontraban viviendo en esa zona y recibieron de la delegación Álvaro Obregón, materiales reciclados para seguir haciendo las obras de servicios públicos necesarios para vivir dignamente.

El Programa delegacional de Desarrollo Urbano de Álvaro Obregón, en su apartado 1.4.3 denominado Áreas de actuación establece la clasificación de cinco áreas:

- Áreas con potencial de desarrollo
- Áreas con potencial de reciclamiento
- Áreas de conservación patrimonial
- Áreas de actuación en suelo de conservación

Dentro de las áreas de actuación en suelo de conservación, incluye a su vez dos subclasificaciones, áreas de rescate y áreas de preservación, las cuales se definen de la siguiente manera:

- *Áreas de rescate*: Aquellas cuyas condiciones naturales ya han sido alteradas por la presencia de usos inconvenientes o por el manejo de recursos naturales y que requieren de acciones para establecer el equilibrio ecológico. Las normas para estas áreas establecen los coeficientes máximos de ocupación y utilización del suelo para las mismas.
- *Área de preservación*: Extensiones naturales que no presentan alteraciones graves y que requieren medidas para el control del suelo y para desarrollar en ellas actividades que sean compatibles con la función de preservación y de acuerdo con lo que señala la “Ley de Desarrollo Urbano” no podrán realizarse obras de urbanización en estas áreas.

En 1991 se realizaron las obras de electrificación y entre el periodo del 2002 al 2005 se empezó la introducción del drenaje.

Integrantes de la comunidad de Santa Rosa Xochiac han tenido una mayor conciencia interesados y a partir del año 2008 han conformado la Comunidad de Vecinos Organizados por un Futuro Verde A.C. con el interés no sólo de acceder a una propiedad para asentarse sino han decidido transformar su comunidad en un ecobarrio. Un ecobarrio es un asentamiento humano que se sitúa en zonas no urbanas y en el cual se contempla la satisfacción de necesidades humanas tomando como base las características naturales del sitio, con el fin de que la estructura (casas habitación, servicios públicos, medios energéticos, etc.) así como los hábitos sociales que forman parte del desarrollo de la comunidad no excedan la capacidad de carga o de regeneración del hábitat (UNAM, 2009).

#### **4.2 – INICIATIVAS LLEVADAS A CABO PARA LA REALIZACIÓN DE LA ECOTECNIA**

Los habitantes del sitio en estudio, han tomado conciencia sobre sus impactos ambientales en el lugar donde habitan. Es por ello que han emprendido en diversas acciones para manejar sus desechos y ahorrar energía.

La primera de ellas y la más llamativa, es la implementación de calentadores solares para el suministro de agua caliente de uso doméstico y para su calefacción.

Para ello, se instalaron tres calentadores solares de tubos al vacío, en la azotea de la vivienda. Se acoplaron a un sistema de calefacción de muros radiantes que va por toda la casa. La calefacción se controla electrónicamente a través de pequeños mandos de control ubicados en varias zonas de la casa, manteniendo la temperatura alrededor de 18 °C. Además, la instalación sirve agua caliente a los baños y la cocina.

Previo a tener este sistema, el calentamiento del agua, la climatización de la casa, la hacían con calentadores de gas. De acuerdo con las crónicas de los habitantes y documentos, en un inicio el consumo aproximado anual de gas, era de 6,628 litros, y ahora se registra un consumo promedio anual de 3,460 litros, lo que representa un ahorro del 48% al año. Esto en consecuencia les ha traído un ahorro económico del 22%. En la Figura 4.3 se muestran dichos calentadores.

**Figura 4.3: Fotografía de calentadores solares instalados en el sitio de estudio**



También se ha instalado un digestor, en el cual los habitantes depositan sus residuos orgánicos, provenientes del agua de los sanitarios. El propósito de este digestor es el tratar el agua de los baños (agua no jabonosa) para convertirla en “agua gris” que después pasa a un pozo de absorción, el cual filtra el agua a la tierra. Las condiciones del digestor lucen buenas. El registro del digestor no presenta fugas de olores y está perfectamente sellado, de modo que no es fácil remover la tapa de seguridad.

También cuentan con un sistema de compost casero, en que depositan sus residuos de comida y hojarasca. El producto lo utilizan como abono para las plantas. En la Figura 4.4 se muestra una fotografía del sistema de compost.

Otra medida optada para ahorrar energía es la sustitución de prácticamente todas las lámparas de la casa por luminarias de bajo consumo. La motivación de ello fue el alto consumo eléctrico que tenían. Con esta medida se logró reducir en gran forma la carga eléctrica de la casa.

**Figura 4.4: Fotografía del sistema de compost instalado en el sitio de estudio**



Se han reemplazado las luminarias incandescentes por lámparas ahorradoras, fluorescentes, halógenas, lámparas solares y postes de señalización LED. En las Figuras 4.5a y 4.5b se muestran dos ejemplos de estos cambios.

**Figura 4.5a: Fotografía de luminaria LED instalada en el sitio de estudio**



**Figura 4.5b: Fotografía de luminaria ahorradora instalada en el sitio de estudio**



Los habitantes del sitio en estudio, también reforestan en zonas del Desierto de los Leones, y mantienen atento cuidado del jardín de su propiedad. Esta medida es, particularmente favorable para el bosque en el que habitan, ya que fomenta la actividad en el ecosistema y compensa las emisiones de gases de efecto invernadero.

Como se puede ver, los habitantes, conscientes de su huella en el suelo de conservación, han tomado medidas para mitigarlas. Por lo que, este sitio fungirá como proyecto piloto y ejemplo, en Santa Rosa Xochiac, en la implementación de estas y otras ecotecnias.

### 4.3 - CLIMA

Para el estudio, es importante conocer los parámetros climatológicos típicos de la zona. Es por eso que se ha apoyado en mediciones históricas de clima hechas por el Servicio Meteorológico Nacional (SMN). Por su cortesía, se consultaron mediciones de dos años consecutivos (desde octubre del 2008) de su estación meteorológica Ecoguardas, la cual es la más cercana a Santa Rosa Xochiac.

Las bitácoras de clima tienen 9 tipos de datos: Dirección de viento, dirección de ráfaga, velocidad de viento, velocidad de ráfaga, lluvia, humedad relativa, presión atmosférica, temperatura y radiación solar. La mayoría de ellas son muy útiles para el dimensionamiento de la ecotecnia. El rango de utilidad de estas mediciones es de 5 km alrededor del punto de medición. Las mediciones se hacen con muestreos de cada 10 minutos (SMN, 2010).

Para el viento, como recurso para los generadores eólicos, su comportamiento se contempló a través de dos años. Los datos fueron agrupados para obtener un promedio mensual. La Figura 4.6 muestra las velocidades de viento promedio para cada mes. Se observa que la mejor temporada se da en la primavera, mientras que la peor sucede en el inicio del otoño.

**Figura 4.6: Promedios mensuales de velocidad de viento (SMN, 2008)**



La mayoría de los aerogeneradores comerciales tienen una velocidad mínima de arranque de  $3 \frac{m}{s}$ , esto significa que, para poder generar electricidad, el viento tendrá que sobrepasar un umbral en cuanto a su velocidad de  $3 \frac{m}{s}$ .

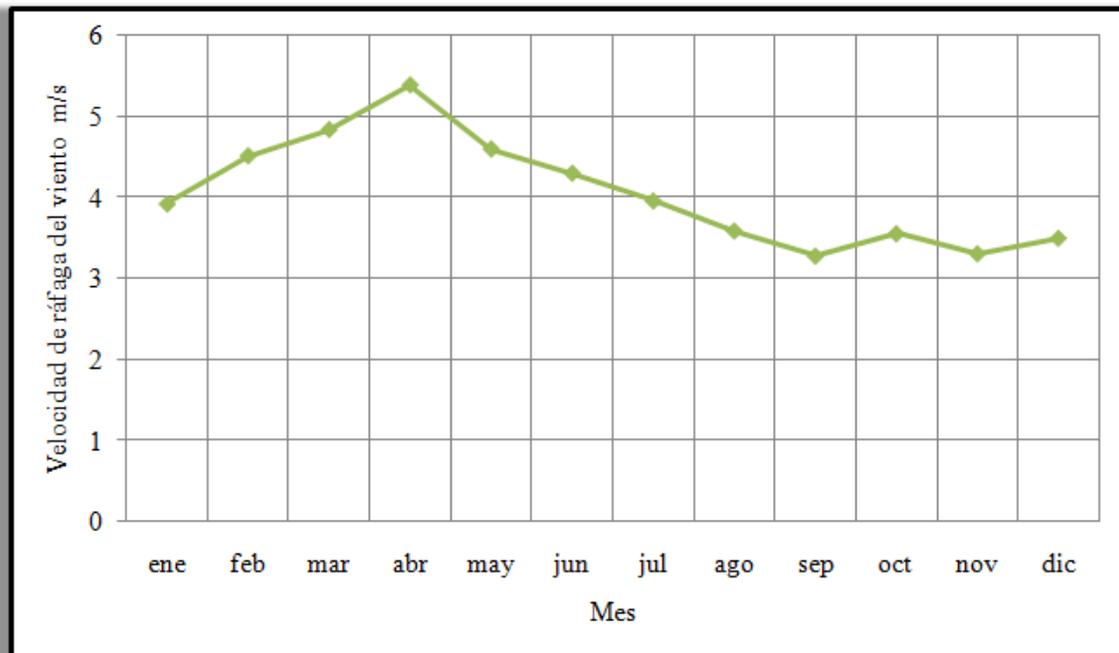
La velocidad de ráfaga es otro dato que proporciona una estación meteorológica. Representa la velocidad del viento máxima que se midió en el último muestreo con duración mayor a 5 segundos, es decir, la velocidad máxima del viento en diez minutos.

En un sistema eólico, se toma la velocidad de ráfaga para adecuar los límites máximos de resistencia mecánica de un aerogenerador. En un sentido general, los aerogeneradores de capacidad pequeña pueden soportar velocidades de hasta  $55 \frac{m}{s}$  (ERDM, 2010).

Cabe señalar que, aunque la velocidad de ráfaga es peligrosa para los aerogeneradores, estas ráfagas son de poca duración y, en la zona de estudio, la velocidad récord de viento en el periodo del 2008 al 2010 fue de  $19.3 \frac{m}{s}$ , el cual está muy por debajo de las condiciones máximas aceptables de la mayoría de los aerogeneradores comerciales.

En la Figura 4.7 se observa cómo fueron las velocidades de ráfaga promedio en los últimos trece meses. Si se compara esta Figura con la de velocidad de viento resulta que en primavera ambas tienen su mejor temporada; además su comportamiento es el mismo.

**Figura 4.7: Promedios mensuales de velocidades de ráfaga del viento (SMN, 2008)**

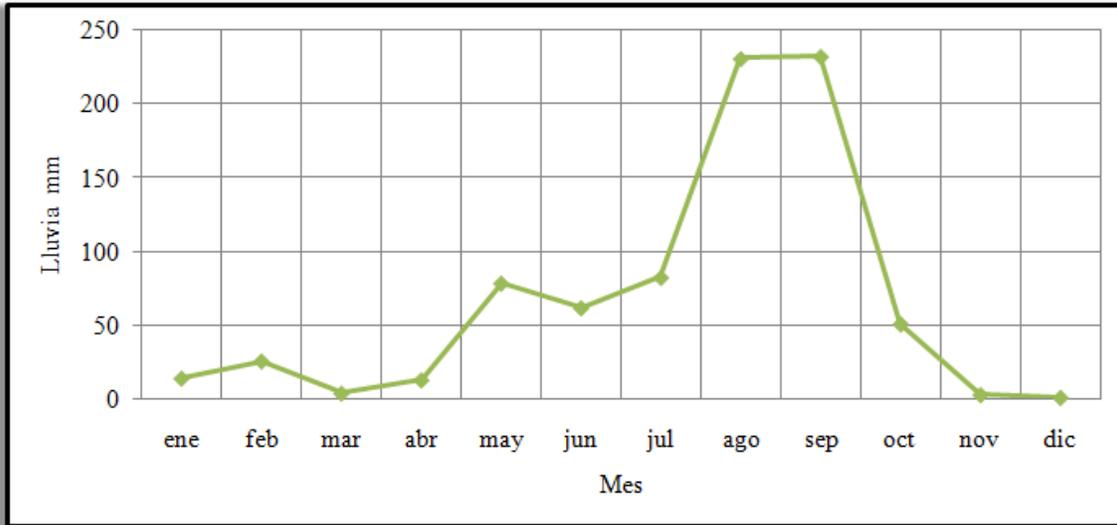


Otro dato importante de la bitácora meteorológica es el de lluvia. Esta información es fundamental para saber que tan útil puede llegar a ser la implementación de un captador de aguas. Las dimensiones del captador son independientes de la cantidad de lluvia que caiga, las medidas del sistema solo dependerán de las necesidades y del espacio disponible.

En el caso de que la lluvia excediera las capacidades de almacenamiento y consumo, se canalizaría el agua al pozo de absorción o se dejará fluir como típicamente se hace.

La Figura 4.8 muestra la intensidad de las precipitaciones en los últimos meses. Se han medido en milímetros, lo cual representa el nivel al que podría llegar el agua sobre una superficie. Se observa que la mejor temporada fue en el final del verano, y la peor durante el invierno. También hay que tener en cuenta los retrasos o alteraciones en las temporadas de lluvias debido al cambio climático global.

**Figura 4.8: Nivel de precipitaciones mensuales (SMN, 2008)**



La radiación solar es el potencial térmico que se recibe del sol incidente en un área. Como ya se mencionó en el capítulo 2.4.1, la radiación solar se mide en  $\frac{W}{m^2}$ , estos datos ayudan a calcular cuánta energía se le aplican a los calentadores solares y cuál será la generación aproximada de un panel fotovoltaico.

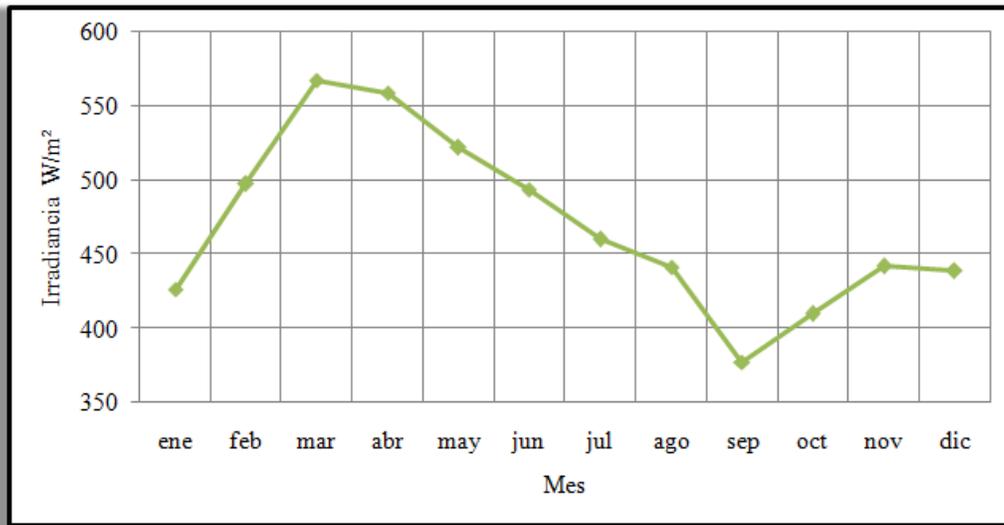
Para las estadísticas de radiación solar, se tomó solo el periodo diurno. Éste periodo varía unos minutos a través del año, debido a los solsticios y los equinoccios, sin embargo, no es tan significativo en el momento de contabilizar el recurso energético. El rango diario útil es de 8 de la mañana a las 6 de la tarde.

Las Figuras 4.9 y 4.10 muestran los promedios mensuales y diarios, respectivamente, de radiación solar. Para la Figura 4.10 no se consideró el horario de verano.

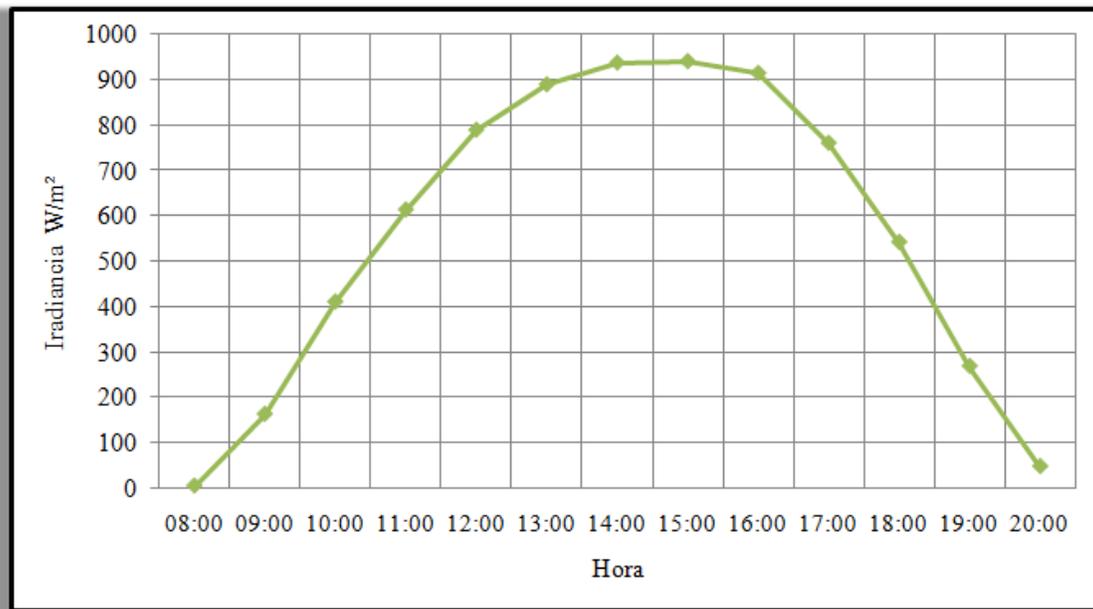
Integrando el potencial solar que se ha medido, se obtiene que, por cada metro cuadrado de colector solar, se tiene anualmente hasta 350 MJ térmicos.

Al usar estas mediciones, ya no es necesario el uso de coeficientes que reduzcan la potencia aprovechable, tales como las que provocan las nubes, la lluvia o la altitud; excepto por una, la eficiencia del calentador solar. Las eficiencias de los calentadores solares que se encuentran en venta en estos días rondan por el 30% (ENSAV, 2010).

**Figura 4.9: Promedios mensuales de radiación solar (SMN, 2008)**



**Figura 4.10: Radiación solar diaria típica en el Distrito Federal (Galindo y Cifuentes, 1996)**



La temperatura, dirección de viento y ráfaga no se tomarán en cuenta, pues dichos datos son fácilmente cambiantes por el terreno y las edificaciones, y ya que la casa en estudio se encuentra en una zona completamente distinta al terreno donde se encuentra la estación meteorológica, resultaría poco veraz incluirlos en el análisis (SMN, 2010).

#### 4.4 – PROPUESTAS

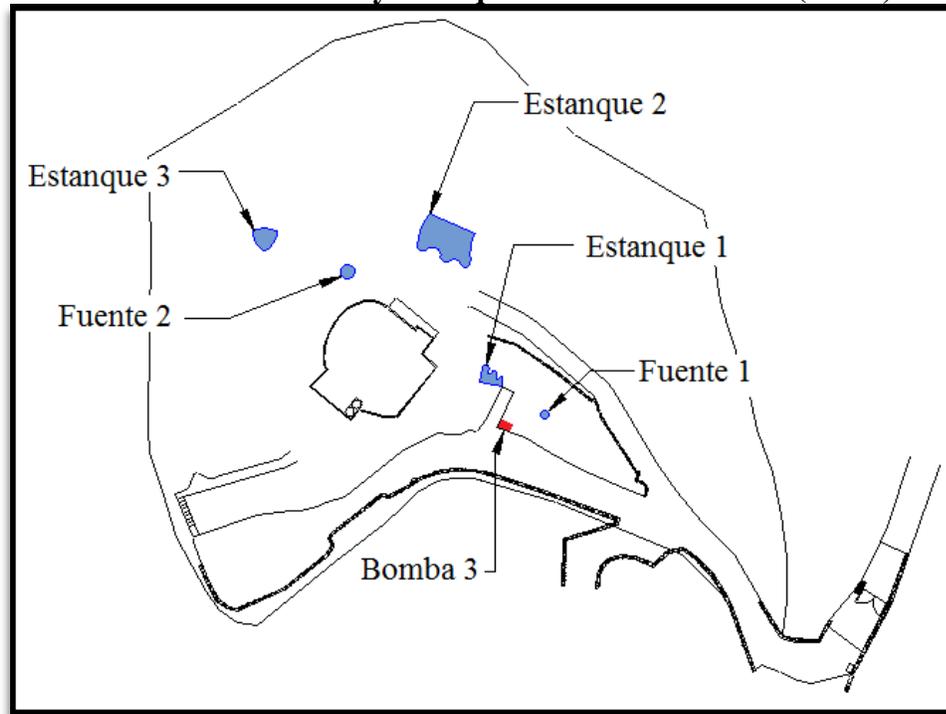
##### 4.4.1 - PROPUESTA DE AHORRO DE AGUA POR MEDIO DE CAPTACIÓN DE AGUA PLUVIAL

El uso del agua es vital para la realización de muchas actividades. Como se mencionó anteriormente, la colonia Santa Rosa Xochiac se ve afectada por la escasa distribución de agua. Razón por la cual los habitantes del caso en estudio realizan la compra de agua potable por medio de pipa. El consumo mensual de agua es cercano a los 21,000 litros y resulta, equivalente a un gasto aproximado de \$2,100.

La casa cuenta actualmente con dos cisternas, tres estanques, y dos fuentes, además que se tiene una extensa parte de área verde, en la cual también se utiliza agua potable para su riego.

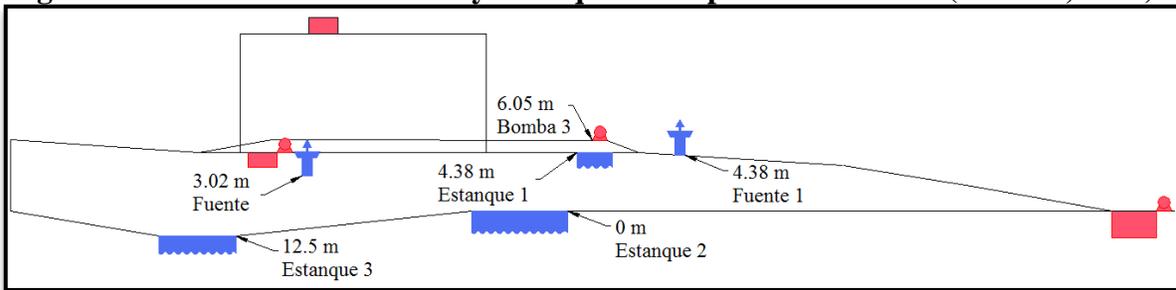
Para llenar de agua a las fuentes y estanques de la propiedad, se hace uso de una bomba que cuenta con una potencia de 0.75 hp. En la Figura 4.11 se aprecia la ubicación de ésta, señalada como bomba 3.

**Figura 4.11: Ubicación de fuentes y estanques del sitio en estudio (Pérez, 2008)**



En la Figura 4.12 se observa la ubicación en el perfil del terreno, de los estanques, fuentes y cisternas, denotando las alturas correspondientes para cada una. Como puede observarse, también, la bomba 3 se encuentra por encima de todos los estanques y las fuentes, lo cual significa que se bombea hacia abajo, y resulta un consumo innecesario.

**Figura 4.12: Ubicación de fuentes y estanques en el perfil del terreno (Autores, 2010)**



En las Figuras 4.13a, 4.13b y 4.13c se muestran las fotografías de los tres estanques 1, 3 y 2 respectivamente, en las Figuras 4.13d y 4.13e se pueden apreciar las fuentes 1 y 2 respectivamente.

**Figura 4.13a: Estanque 1**



**Figura 4.13b: Estanque 3**

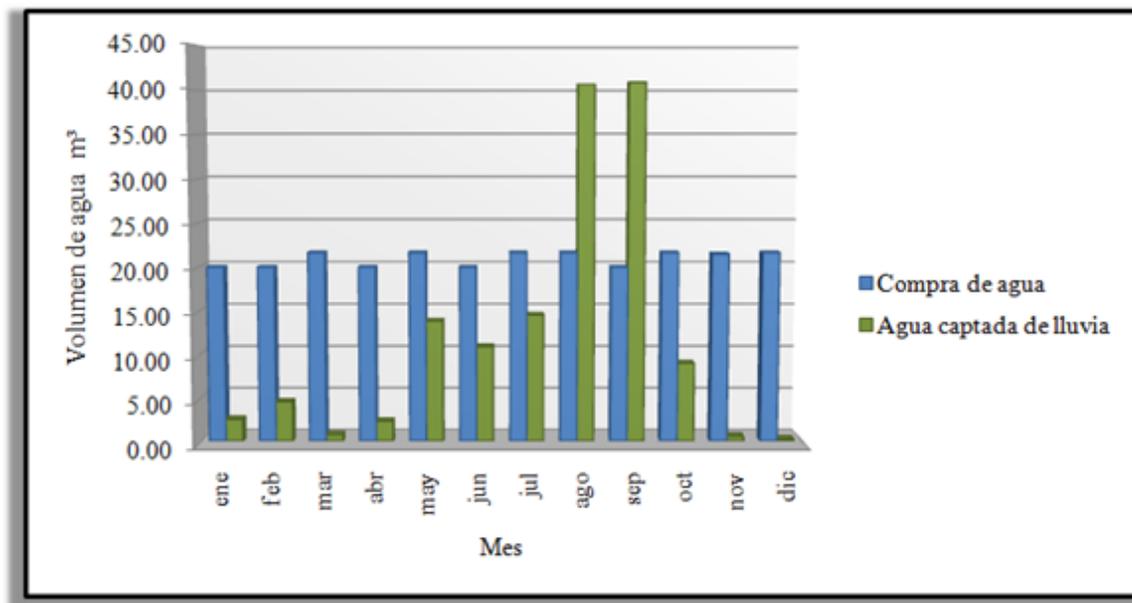


**Figura 4.13c: Estanque 2**

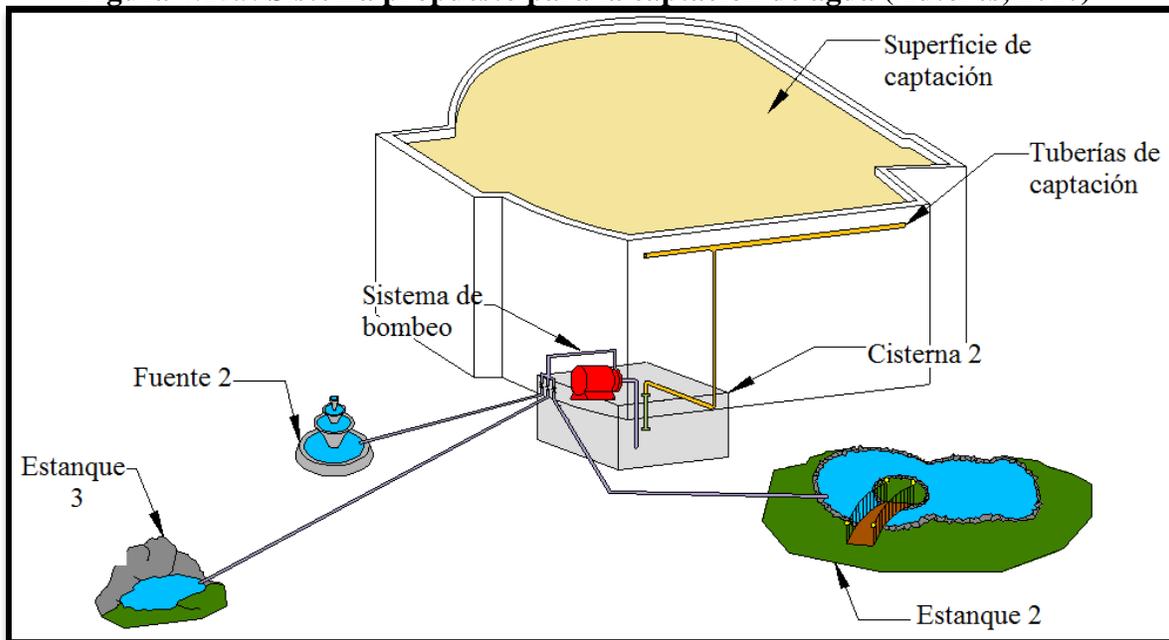


**Figura 4.13d: Fuente 1****Figura 4.13e: Fuente 2**

A partir de estadísticas de precipitación pluvial, en los 2 últimos años, (ver capítulo 4.3), se estimó el volumen promedio de agua con potencial de aprovechamiento para implementar un captador de agua de lluvia. El cálculo de agua capturada se realizó con la multiplicación de la medición de lluvia en  $mm_{agua}$ , por el área de captura, la cual sería el techo de la casa. El área de captación medida es de  $176 m^2$ . La Figura 4.14 muestra el promedio mensual de precipitación pluvial para los años 2009 y 2010.

**Figura 4.14: Captación de agua de lluvia anual (SMN, 2008)**

Como se observa en la Figura 4.14, en los meses de agosto y septiembre se puede llegar a recolectar siempre un volumen mayor de agua del que se compra. Sin embargo, esta tesis no profundizará sobre el tratamiento químico que necesitaría para su aprovechamiento como agua potable; el destino que se propone para esta agua capturada es llenar dos de los estanques de la casa, una fuente, y la restante utilizarla para riego de áreas verdes. La Figura 4.15a ejemplifica la propuesta de los destinos a surtir de agua.

**Figura 4.15a: Sistema propuesto para la captación de agua (Autores, 2010)**

Para conformar el captador de lluvia, se plantea adaptar unos interceptores que recibirían el agua, gracias al declive del techo de la casa, la cual actualmente cuenta también con dos salidas que ayudan a dirigir el agua en esa dirección. Posteriormente, la canaleta ayudará a conducir el agua a la cisterna 2. Para las veces que llegue a presentarse mayor volumen en la precipitación pluvial, se contempla una válvula de flotación que evita el desborde del agua en la cisterna (ver capítulo 3.4); en dicha situación el agua llenará la canaleta y escapará por los desagües superiores.

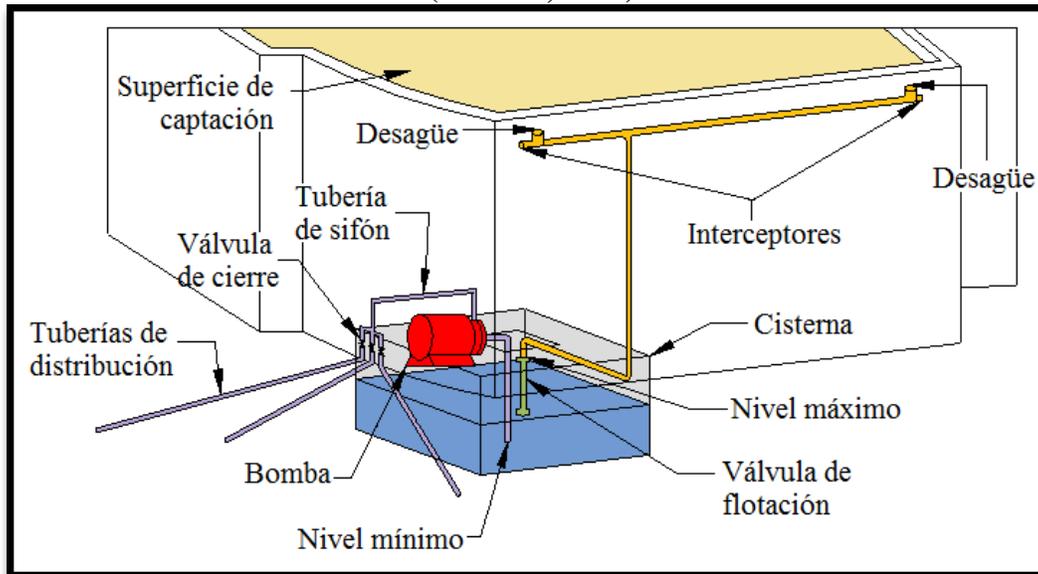
Una vez almacenada el agua en la cisterna 2, el siguiente paso sería la distribución a estanques, fuentes y riego, como se mencionará en el capítulo 4.3.2, la bomba 2 se encargaría ahora de apoyar esta área. Para la distribución se sugiere el uso de un sifón, con lo que se aprovecharía el declive del terreno. El sifón se encargaría de repartir el líquido a dos de los estanques y una de las fuentes, ya que son los que se encuentran por debajo del nivel mínimo de succión del sifón en la cisterna. La labor de la bomba 2 será de auxiliar al sifón, ya que sólo trabajaría por menos de un minuto, con el único fin de succionar el agua para que el sifón pueda fluir. Cabe hacer mención que el sifón solo funciona si la bomba se encuentre herméticamente sellada para impedir la entrada de aire.

Para el control del agua a repartir se adaptarían válvulas las cuales se operarían manualmente para abrir o cerrar, según se requiera, y a la salida de estas válvulas se conectarían mangueras de distribución destinadas para los dos estanques y la fuente, así como riego en parte baja de la casa. El sifón solo funciona con la manguera conectada a la tubería del mismo y la válvula abierta (es muy importante abrir la válvula antes de encender la bomba, pues esto destruiría partes de la tubería o bomba).

La Figura 4.15b esquematiza con mayor detalle la instalación desde captación de agua de lluvia hasta la distribución con el sifón.

Para el estanque 1 y la fuente 1, el agua se llevaría por otros medios. El sifón no funcionaría, pues la fuente y el estanque están por encima del nivel mínimo de llenado de la cisterna 2. El sifón solo funciona para distribuir agua por debajo del nivel mínimo de llenado. Para esta situación, se deben llenar manualmente o también se puede bombear el agua por medio de la bomba 2.

**Figura 4.15b: Sistema propuesto detallado para la captación de agua de lluvia**  
(Autores, 2010)



Las Tablas 4.1 y 4.2 resumen los datos con respecto al consumo de agua para las áreas elegidas, así como los porcentajes de ahorro con respecto a la compra de agua mensualmente. Se toma, como base para el costo de agua, el precio de una pipa de  $10\text{ m}^3$ , el cual a la fecha, es de alrededor de \$1,000.00 (AY, 2010).

Como se puede apreciar en la Tabla 4.2, en prácticamente la mitad del año, es posible tener un mayor potencial de aprovechamiento de la captación de agua de lluvia. De aprovecharse la captura, la cantidad de agua ahorrada mensualmente sería  $4.22\text{ m}^3$  ó \$422.00. En la Tabla 4.3 se observa la comparación entre el consumo de agua actual y el consumo con el sistema de captura de agua.

La Tabla 4.4 muestran los datos referentes a los costos de construcción del captador de agua de lluvias. Estos datos servirán de base para la evaluación económica.

**Tabla 4.1: Consumo mensual promedio del agua**

	Consumo mensual promedio de agua $\text{m}^3$	Costo
Uso doméstico	9.75	\$975.00
Estanques, fuentes y riego	4.22	\$422
<b>Total</b>	13.97	\$1,397.00

**Tabla 4.2: Captación agua de lluvia al año**

	Captación al mes $m^3$	Ahorro %
enero	2.52	59.7
febrero	4.57	100.0
marzo	0.72	17.1
abril	2.31	54.6
mayo	13.85	100.0
junio	10.91	100.0
julio	14.54	100.0
agosto	40.60	100.0
septiembre	40.90	100.0
octubre	8.99	100.0
noviembre	0.55	12.9
diciembre	0.211	5.0

**Tabla 4.3: Comparación de consumo actual de agua contra la propuesta de captación de lluvia**

	Agua para riego y estanques			
	Consumo mensual promedio	Consumo promedio anual	Ahorro en consumo de agua anual	Ahorro económico anual
Actual	4.22 $m^3$	50.64 $m^3$	0 $m^3$	\$0.00
Con captador	0 $m^3$ (para siete meses del año)	21.1 $m^3$	29.54 $m^3$	\$2,954.00

**Tabla 4.4: Materiales para el captador de agua de lluvia**

Material	Costo	Cantidad	Suma
Recolección e interceptor			
Tubo 2" (canaleta)	\$ 18.00	8.5 m	\$ 153.00
Conector T	\$ 6.00	1	\$ 6.00
Tubo 1/2"	\$ 17.00	17.44 m	\$ 296.48
Codo	\$ 5.00	4	\$ 20.00
Conector	\$ 5.00	1	\$ 5.00
Almacenamiento			
Bomba 0.25 hp	\$ 830.00	1	\$ 830.00
Flotador	\$ 50.00	1	\$ 50.00
Varillas extra	\$ 15.00	2	\$ 30.00
Distribución			
Manguera	\$ 5.00	46 m	\$ 230.00
Válvula de paso	\$ 27.07	1	\$ 27.07
Total material			\$ 1,647.55
Mano de obra	25% del total material		\$ 411.89
Total			\$ 2,059.44

Con estos costos, el tiempo de recuperación que se tendría es de 5 meses. Con la ayuda de la ecuación 3.9, en la Tabla 4.5 están los flujos de caja para esta propuesta. Solo en ese tipo de proyecto afecta la fecha de construcción, por lo que se ha elegido la época del año con mejor tiempo de recuperación. La obra tendría que estar lista antes de los meses de mayo o junio.

**Tabla 4.5: Periodo de recuperación para el captador de lluvia**

Periodo	Flujos de caja acumulados
mes 0 - junio	-\$ 2,059.44
mes 1 - julio	-\$ 1,637.44
mes 2 - agosto	-\$ 1,215.44
mes 3 - septiembre	-\$ 793.44
mes 4 - octubre	-\$ 371.44
mes 5 - noviembre	\$ 50.56

Para el cálculo de valor presente neto se consideró una tasa de interés de 0.39% mensual correspondiente a la equivalencia de una inversión en CETES a un mes; se obtuvo que, esta propuesta indica viabilidad con una ganancia de \$26.10 al quinto mes. La tasa interna de retorno calculada resulta de 0.81%, el cual es viable de acuerdo a lo citado en el capítulo 3.5.4. En seguida se muestran los cálculos para el VPN y la TIR.

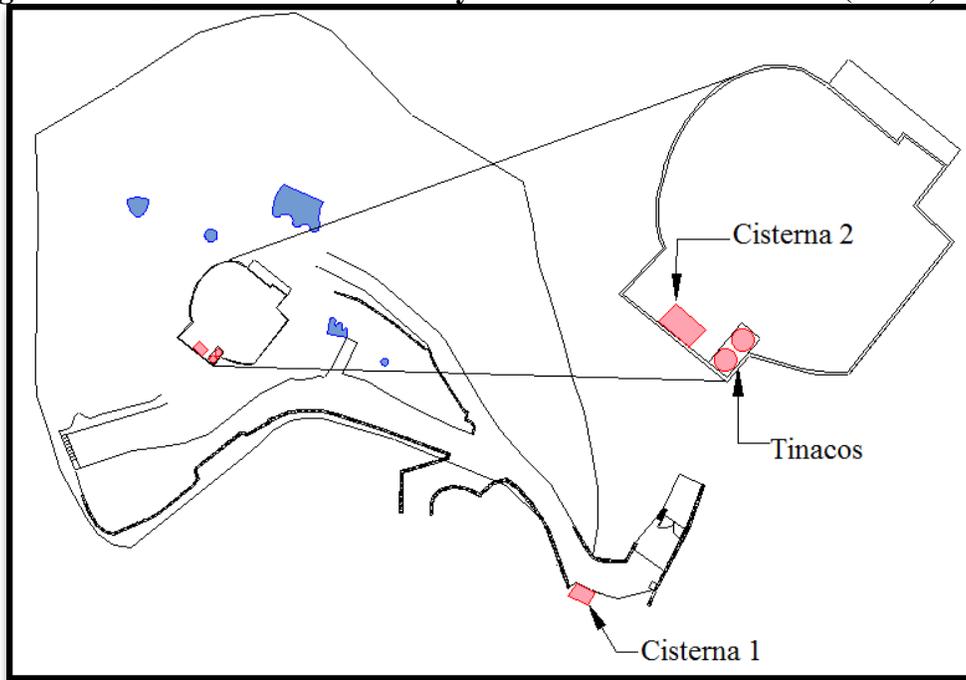
$$VPN = -\$2,059.44 + \frac{\$422}{1 + 0.01} + \frac{\$422}{(1 + 0.01)^2} + \frac{\$422}{(1 + 0.01)^3} + \frac{\$422}{(1 + 0.01)^4} + \frac{\$422}{(1 + 0.01)^5} = \$26.10$$

$$TIR = 0.81\% \rightarrow 0 = -\$2,059.44 + \frac{\$422}{1 + 0.0081} + \frac{\$422}{(1 + 0.0081)^2} + \frac{\$422}{(1 + 0.0081)^3} + \frac{\$422}{(1 + 0.0081)^4} + \frac{\$422}{(1 + 0.0081)^5}$$

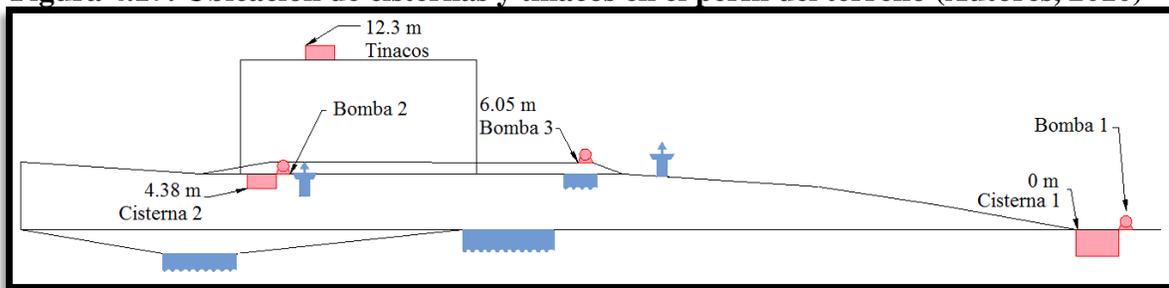
#### 4.4.2 - PROPUESTA DE AHORRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BOMBEO

En el sitio de estudio cuentan con tres formas de almacenar el agua. El primero de ellos, y el más importante, es una cisterna principal de 10 m<sup>3</sup> que se encuentra en la entrada de la propiedad. La segunda es otra cisterna ubicada debajo de la casa, en esta se pueden almacenar hasta 4 m<sup>3</sup> de agua. Y por último, se tienen dos tinacos de 1.1 m<sup>3</sup> de capacidad, estos se usan para el despacho de agua dentro de la casa. La ubicación de éstos depósitos se muestran en la Figura 4.16.

El consumo de agua se reparte en actividades de riego para áreas verdes, decoración usando fuentes y estanques; y satisfacción de necesidades humanas. El consumo de agua varía dependiendo de la época del año, pues en temporadas de lluvias, el riego, el llenado de fuentes y estanques se hace con menos regularidad. Para despachar el agua almacenada, actualmente se usan tres bombas centrífugas y cuatro bombas sumergibles.

**Figura 4.16: Ubicación de cisternas y tinacos del sitio en estudio (Pérez, 2008)**

Siguiendo el método descrito en el capítulo 2.5.2, se calculó la altura total para cada bomba. En la Figura 4.17 se muestra un perfil de las pendientes principales del terreno, en la cual se indican las posiciones de las bombas y las cisternas.

**Figura 4.17: Ubicación de cisternas y tinacos en el perfil del terreno (Autores, 2010)**

La bomba 1 que se encarga de subir el agua desde la cisterna 1 hasta la cisterna 2, que se encuentra debajo de la casa, tiene una potencia es de 1.5 *hp*. Se calculó la altura dinámica de la primera cisterna usando la ecuación 2.23, tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- Potencia de la bomba 1.5 *hp*
- Tubería de acero inoxidable de 1 *in* de diámetro
- Coeficiente de fricción de la tubería 0.017
- Profundidad de la cisterna 1.83 *m*
- Longitud de tubería en la cisterna 1.33 *m*
- Altura estática 4.38 *m*

- Gasto de agua de  $0.025 \frac{m^3}{s}$  que da la bomba a una altura de  $0 m$
- Velocidad de flujo de  $0.73 \frac{m}{s}$  para el gasto y diámetro anteriores, según Tabla 2.6
- Longitud de la tubería en la segunda cisterna  $0.5 m$
- Longitud aproximada de la tubería  $70.7 m$  (Fox y McDonald, 1986; DOF, 2002; ZLL, 2009).

$$H_d = \frac{fLv^2}{2dg} = \frac{0.017 * 70.7 m * \left(0.73 \frac{m}{s}\right)^2}{2 * 0.0254 m * 9.78 \frac{m}{s^2}} = 1.33 m$$

$$H = H_g + H_d = 4.38 m + 1.33 m = 5.71 m$$

De acuerdo con información de varios proveedores de bombas centrifugas, el gasto másico para una bomba de esta capacidad es de  $14.16 \frac{m^3}{h}$ , para una altura de  $5.67 m$ . Con este flujo, se puede llenar la cisterna secundaria en 17 minutos aproximadamente. Se planteará la sustitución de esta bomba por una más pequeña a fin de que pueda acoplarse a un sistema de generación fotovoltaico (BM, 2009; NL, 2009; ZLL, 2009).

La bomba 2 se usa para subir agua a los dos tinacos sobre la azotea. La altura total está dada a partir de los siguientes parámetros:

- Potencia de la bomba  $0.5 hp$
- Tubería de acero inoxidable de  $0.75 in$  de diámetro
- Coeficiente de fricción de la tubería  $0.017$
- Profundidad de la cisterna  $1 m$
- Longitud de tubería en la cisterna  $0.5 m$
- Altura estática  $6.08 m$
- Gasto de agua de  $0.0064 \frac{m^3}{s}$  que da la bomba a una altura de  $0 m$
- Velocidad de flujo de  $0.47 \frac{m}{s}$  para el gasto y diámetro anteriores, aproximándolo a los valores de la Tabla 2.6
- Longitud aproximada de la tubería  $8.65 m$

$$H_d = \frac{fLv^2}{2dg} = \frac{0.017 * 8.65 m * \left(0.47 \frac{m}{s}\right)^2}{2 * 0.01095 m * 9.78 \frac{m}{s^2}} = 0.15 m$$

$$H = H_g + H_d = 7.92 m + 0.15 m = 8.07 m$$

Teniendo en cuenta esta altura, se procede a encontrar el flujo que puede ofrecer la bomba con la ayuda de los datos técnicos de los fabricantes, el cual resulta de  $9.4 \frac{m^3}{h}$  (BM, 2009; NL, 2009; RP, 2009).

Con este flujo se pueden llenar ambos tinacos en 14 minutos. También se propone la sustitución de la segunda bomba por otra más pequeña y acoplarlo al sistema fotovoltaico.

Además de esto, se cuentan con cuatro bombas sumergibles que hacen que circule el agua en las fuentes y en el estanque 2. La potencia de cada una de ellas es de 0.25 *hp*. Las fuentes y el estanque son echados a andar únicamente los fines de semana, durante el día solamente. Esto hace que el consumo sea de 38.8 *kWh* al mes, si se supone que el periodo de uso es de 12 horas a la semana. De la misma forma, se plantea la sustitución de ellas y lograr en este caso, un ahorro energético además de considerar la viabilidad de acoplarlo a un sistema de generación fotovoltaico. La Tabla 4.6 muestra el total de bombas con su carga en el sitio de estudio.

**Tabla 4.6: Bombas en el sitio de estudio**

Bomba	Unidades	Potencia Watts
Bomba de agua 0.75 <i>hp</i>	1	559.27
Bomba de agua 1.5 <i>hp</i>	1	1,118.55
Bomba de agua 0.5 <i>hp</i>	1	372.85
Bomba de agua sumergible	4	186.42
Total	7	2,796.37

Primeramente, se propone la sustitución de la bomba 1 por una bomba de 0.5 *hp*. Es posible utilizar una bomba de 0.5 *hp* para llenar los tinacos desde la cisterna 1. Para ello, la altura total equivalente que se tendría que bombear está dada por los siguientes parámetros:

- Potencia de la bomba 0.5 *hp*
- Tubería de acero inoxidable de 0.75 *in* y 1 *in* de diámetro (pues se ha de usar la misma instalación)
- Coeficiente de fricción de la tubería 0.017
- Profundidad de la cisterna 1.83 *m*
- Longitud de tubería en la cisterna 1.33 *m*
- Altura estática de 6.05 *m* mas otro incremento provocado por un declive de 7.92 *m*
- Gasto de agua de  $0.0064 \frac{m^3}{s}$  que da la bomba a una altura de 0 *m*
- Velocidad de flujo de  $0.47 \frac{m}{s}$  para el gasto y diámetro anteriores, aproximándolo a los valores de la Tabla 2.6
- Longitud aproximada de la tubería 69.4 *m*

$$H_d = \frac{fLv^2}{2dg} = \frac{0.017 * 69.4 \text{ m} * \left(0.47 \frac{m}{s}\right)^2}{2 * 0.0254 \text{ m} * 9.78 \frac{m}{s^2}} = \frac{0.017 * 0.79 \text{ m} * \left(0.47 \frac{m}{s}\right)^2}{2 * 0.01095 \text{ m} * 9.78 \frac{m}{s^2}} = 0.53 \text{ m}$$

$$H = H_g + H_d = (7.92 \text{ m} + 6.05 \text{ m}) + 0.53 \text{ m} = 14.5 \text{ m}$$

Según datos técnicos de varios distribuidores, se encontró que, para bombas de distintos tipos, los desempeños varían. En la Tabla 4.7 se muestran algunas bombas de 0.5 *hp* que se venden en México, su gasto másico a una altura de 14.5 *m* y el tiempo en que se tardarían en llenar el par de tinacos.

**Tabla 4.7: Bombas de 0.5 *hp* comerciales en México (AP, 2010; BM, 2009; DICA, 2009; NL, 2009; RP, 2009; SMM, 2005; ST, 2010; ZLL, 2009)**

Tipo de bomba	Marca	Gasto $\frac{m^3}{s}$	Tiempo de uso minutos	Consumo kWh
Centrífuga	Rotoplás	4.86	27	0.169
	Siemens	5.58	24	0.147
	Siemens	3.48	38	0.236
	Nilo	5.22	25	0.157
	Zoeller	9.08	15	0.090
	Dica	6.59	20	0.124
	BM pumps	4.67	28	0.175
<b>Promedio</b>		5.99	40	0.249
Jet	STA-RITE	2.68	49	0.306
	Zoeller	2.04	65	0.402
<b>Promedio</b>		2.36	102	0.632
Periférica	Rotoplás	2.7	49	0.304
	Aqua Pack	2.16	61	0.380
	Six Team	2.09	63	0.392
<b>Promedio</b>		2.32	58	0.359
Sumergible	Zoeller	3.12	42	0.263
	Zoeller	3.63	36	0.226
<b>Promedio</b>		3.38	71	0.442

Se observa que las bombas que ofrecen un mejor gasto de agua son las de tipo centrífugo y, por lo tanto, consumirán menos energía eléctrica para hacer la misma tarea. Por lo tanto, se puede utilizar la bomba centrífuga actual de 0.5 *hp* para el reemplazo, lo que beneficia en la inversión inicial.

Para la sustitución de las bombas sumergibles de 0.25 *hp*, se recomiendan bombas de mucho menor consumo. Actualmente se pueden encontrar bombas para fuente sumergibles con muy buenos gastos de agua y altura.

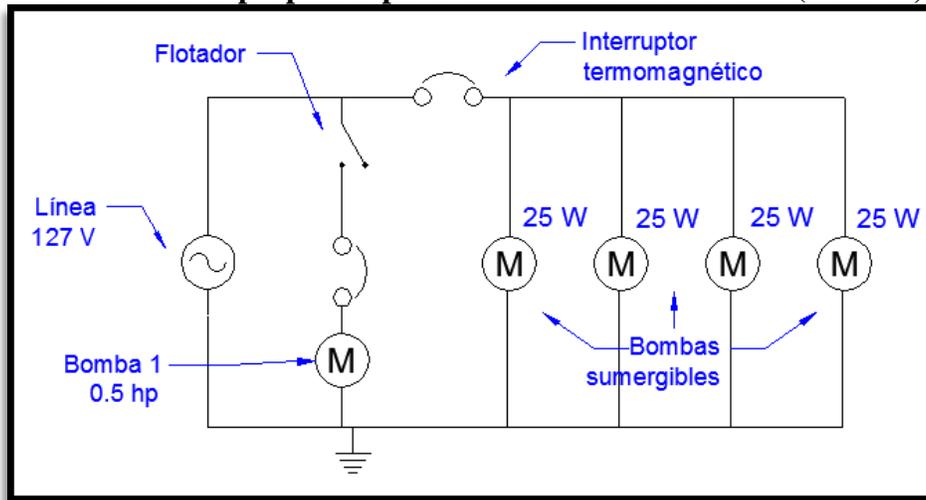
La fuente más alta mide 2 *m* de alto, pero se ha de sobredimensionar un poco la altura a bombear, debido a las pérdidas en la tubería. Para ello se recomiendan bombas de 25 *W*, las cuales pueden bombear hasta 3 *m* de altura. No se recomiendan potencias más bajas, pues las bombas no podrían arrojar los chorros lo suficientemente alto.

El siguiente paso es la interconexión del sistema. Se mencionan tres escenarios. El propósito de ello es que se puedan elegir los proyectos a implementar, de acuerdo a las posibilidades económicas o deseos de los solicitantes.

- Sistema de bombeo con reemplazo de bombas, sin captación de agua de lluvia y sin sistema fotovoltaico
- Sistema de bombeo con reemplazo de bombas, adaptado para sistema fotovoltaico y sin captación de agua de lluvia
- Sistema con reemplazo de bombas, con captación de agua de lluvia y adaptado para sistema fotovoltaico

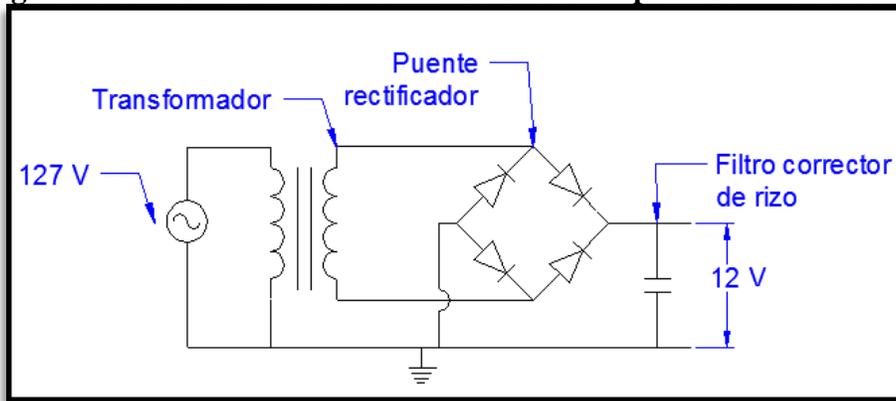
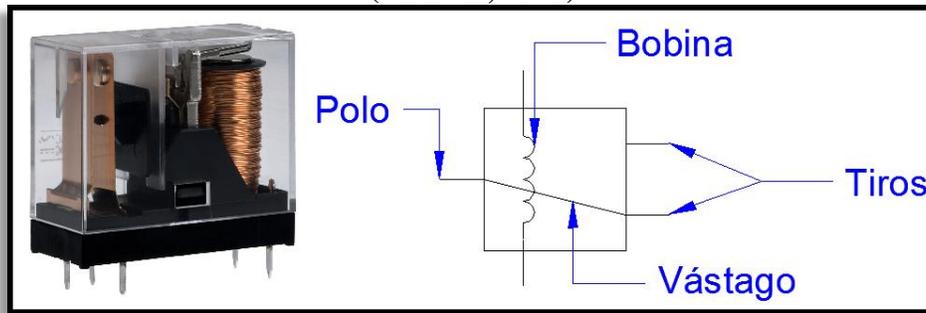
El primer sistema de bombas consiste en conectar en paralelo las bombas sumergibles y la bomba 1, como se esquematiza en la Figura 4.18. El flotador de la bomba 1 se ha de ubicar en los tinacos de la azotea, y al cerrarse el circuito por acción del flotador, la bomba trabajará sin ninguna particularidad, hasta que el flotador abra el circuito nuevamente. Las bombas sumergibles podrán trabajar al mismo tiempo que la bomba 1; estas bombas se encenderán manualmente por medio del interruptor termomagnético que las protege. La demanda de este circuito es de 473 W. Esto significa un 83% menos de la carga inicial dedicada al bombeo.

**Figura 4.18: Circuito propuesto para la sustitución de bombas (Autores, 2010)**



Para el segundo sistema, se pueden interconectar las bombas de manera especial, de modo que solo una de ellas funcione a la vez. El fin es evitar tener una demanda energética alta para tener un sistema fotovoltaico pequeño. Para ello, es preferible utilizar dispositivos pasivos, en lugar de otros que requieran un monitoreo permanente del estado de nuestro sistema. Se propone el uso de un rectificador y un relevador de un polo-dos tiros.

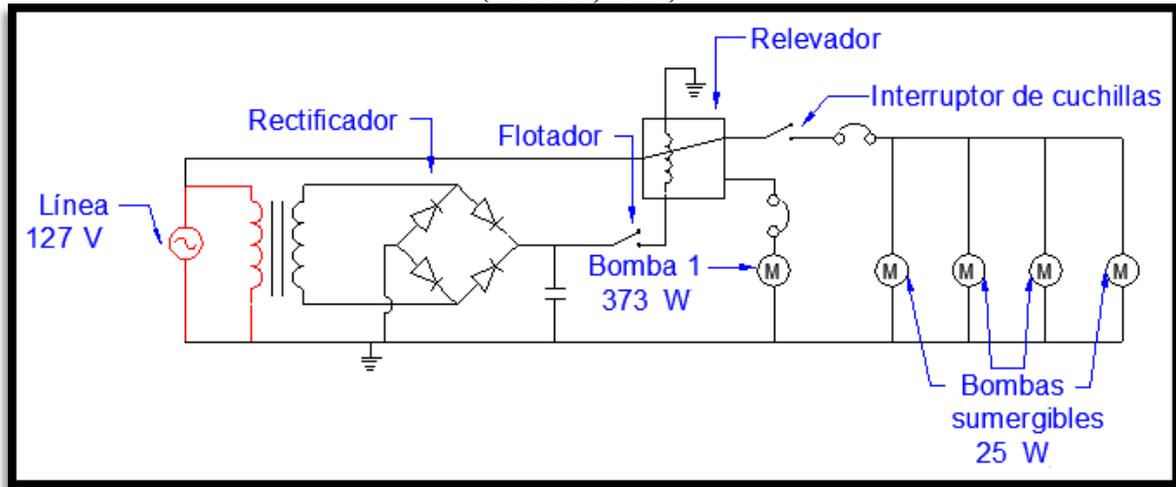
Un rectificador es un circuito eléctrico que transforma la corriente alterna en corriente directa. El circuito consta de un transformador que bajará la tensión a 9 V eficaces, luego la corriente pasará por un puente rectificador de onda completa. El cual consta de cuatro diodos, después se reducirá el rizo de la señal con ayuda de capacitores. Al final se tendrá una señal de 12 V de corriente directa. La Figura 4.19a muestra el circuito esquemático.

**Figura 4.19a: Circuito rectificador de onda completa con filtro de rizo****Figura 4.19b: Relevador de un polo y dos tiros, fotografía y esquemático (Autores, 2010)**

Un relevador es un dispositivo eléctrico que conmuta circuitos dependiendo de la excitación que se le aplique. En la Figura 4.19b se esquematiza las partes principales de un relevador de dos tiros. La bobina del relevador funciona como electroimán con el vástago móvil. Cuando se le aplica corriente directa a la bobina, el vástago es atraído en la dirección de la bobina, haciendo contacto con el pin del circuito primario. Si se interrumpe la corriente en la bobina, el vástago entra en contacto con el pin del circuito secundario. El relevador conmutará estos dos circuitos y el vástago estará en contacto con la línea de corriente alterna de 127 V.

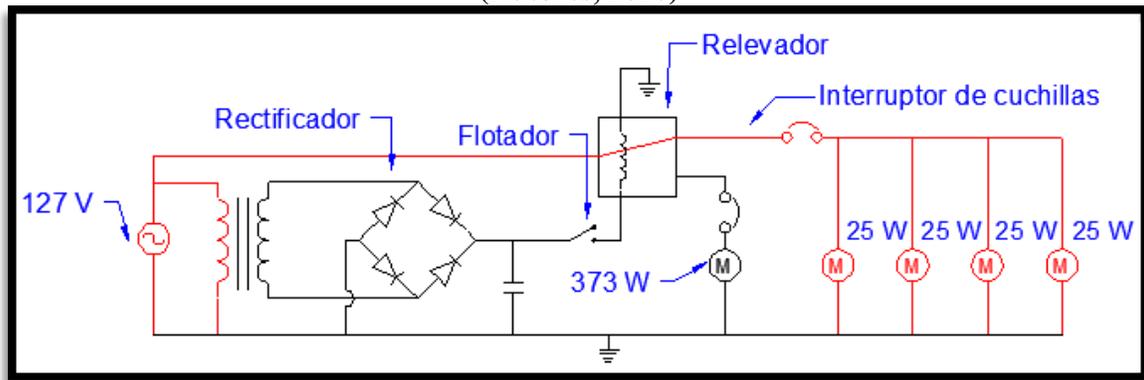
En la Figura 4.20 está el circuito esquemático del sistema de bombas interconectadas con el relevador y sus flotadores. En esta Figura, el sistema está en reposo suponiendo la situación de que los tinacos están llenos y la bomba 1 no necesita trabajar. Aquí la bomba 1 tendrá prioridad de funcionamiento sobre las bombas sumergibles, pues será sensato que los tinacos tengan agua para uso humano. Así pues, el flotador estará en tinacos, conectada a la bobina del relevador y al rectificador, mientras que la bomba 1 estará en el circuito primario del relevador. Las bombas sumergibles estarán conectadas al circuito secundario del relevador.

**Figura 4.20: Circuito para el sistema de bombeo sin captador de agua de lluvia, estado 1**  
(Autores, 2010)



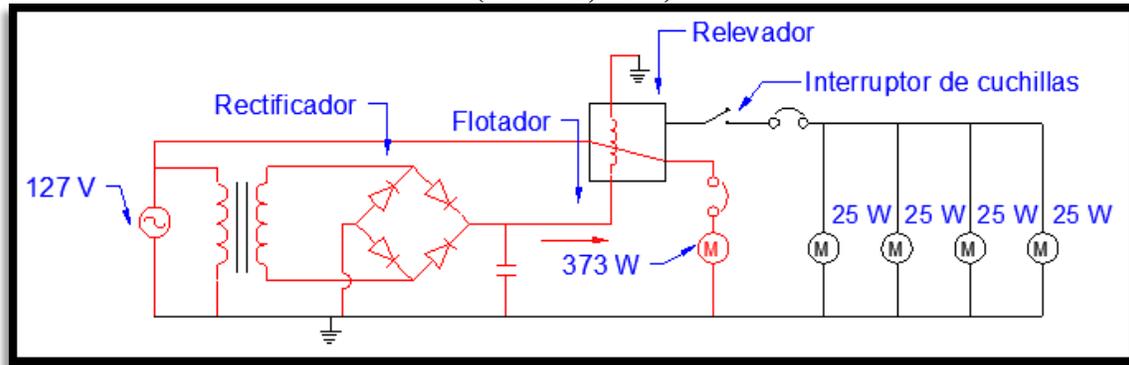
En el caso de que se desee activar las fuentes, se deberá cerrar el interruptor del circuito secundario del sistema. En la Figura 4.21 se muestra el circuito en esta situación.

**Figura 4.21: Circuito para el sistema de bombeo sin captador de agua de lluvia, estado 2**  
(Autores, 2010)



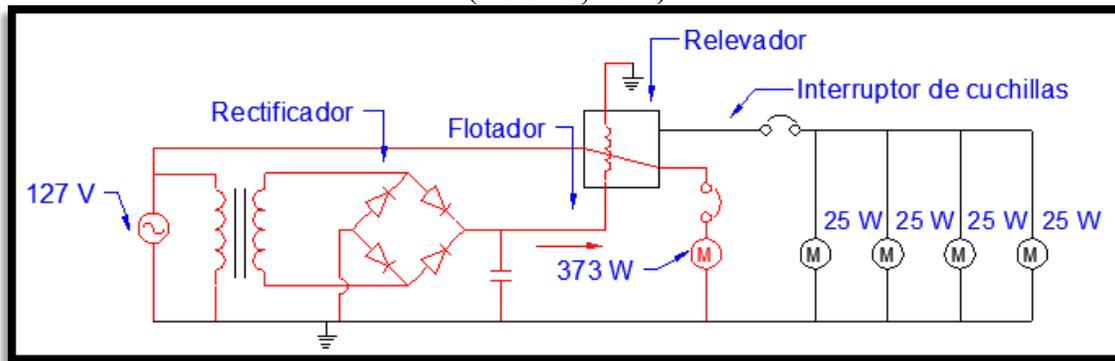
Si los tinacos se vacían, el flotador de la bomba 1 cerrará el circuito de la bobina del relevador, el relevador conmutará y entonces trabajará la bomba 1. La Figura 4.22 está el circuito equivalente.

**Figura 4.22: Circuito para el sistema de bombeo sin captador de agua de lluvia, estado 3 (Autores, 2010)**



La última situación posible en el sistema es en la cual las bombas sumergibles están activadas y la bomba 1 necesita trabajar. En dicha ocasión, el flotador cierra el circuito de la bobina del relevador, haciendolo conmutar y con ello la bomba 1 se encenderá. El circuito primario permanece indiferente a las necesidades del otro circuito, por lo que las bombas sumergibles estarán apagadas mientras la bomba 1 trabaje. Aquí se muestra, en la Figura 4.23, el circuito para la situación.

**Figura 4.23: Circuito para el sistema de bombeo sin captador de agua de lluvia, estado 4 (Autores, 2010)**



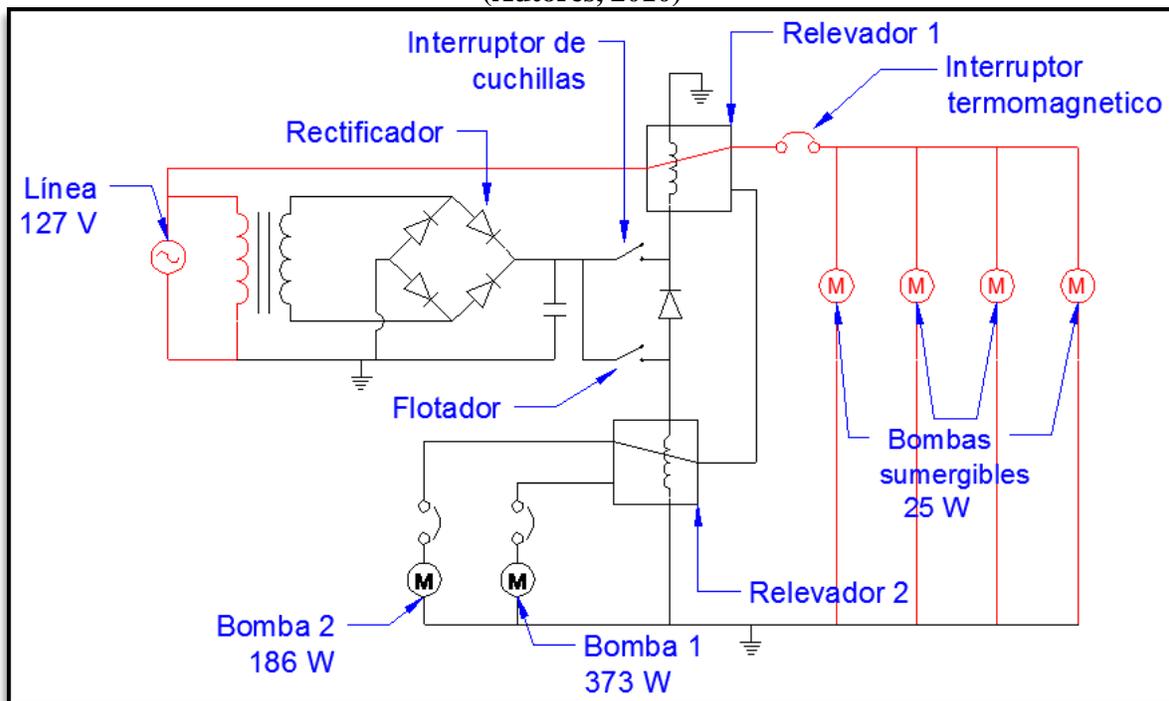
Las principales causas de una falla en el sistema se deberían a:

- *Agotamiento de los materiales del relevador:* El cual, según especificaciones técnicas, permite 200,000 conmutaciones.
- *Corriente de ola demasiado intensa:* La corriente de ola (o corriente source) se debe al arranque de las bombas, sucede por un muy corto periodo de tiempo; esta corriente provoca calentamiento en el vástago del relevador y puede llegar a soldarse con alguno de los pines de salida.
- *Sobretensión en el rectificador:* Debido a un incremento de tensión en el lado primario del transformador, esto provocará que la bobina del relevador se arruine y por lo tanto el circuito principal no funcione.

Todas estas fallas se previenen en el dimensionamiento tanto de tensión como de corriente y seleccionando adecuadamente los elementos procurando que satisfagan las condiciones de operación. Continuando con el acoplamiento del sistema de captación de agua de lluvia, es posible anexarlo al sistema anterior utilizando un relevador más.

En la Figura 4.24 está el circuito esquemático propuesto. Esencialmente consta de las mismas partes del circuito anterior. Los dispositivos anexos únicamente son la bomba de 0.25 hp, un nuevo relevador y un diodo que servirá de control para la conmutación de los relevadores. La bomba de 0.25 hp pertenece a la propuesta de captación de agua de lluvia.

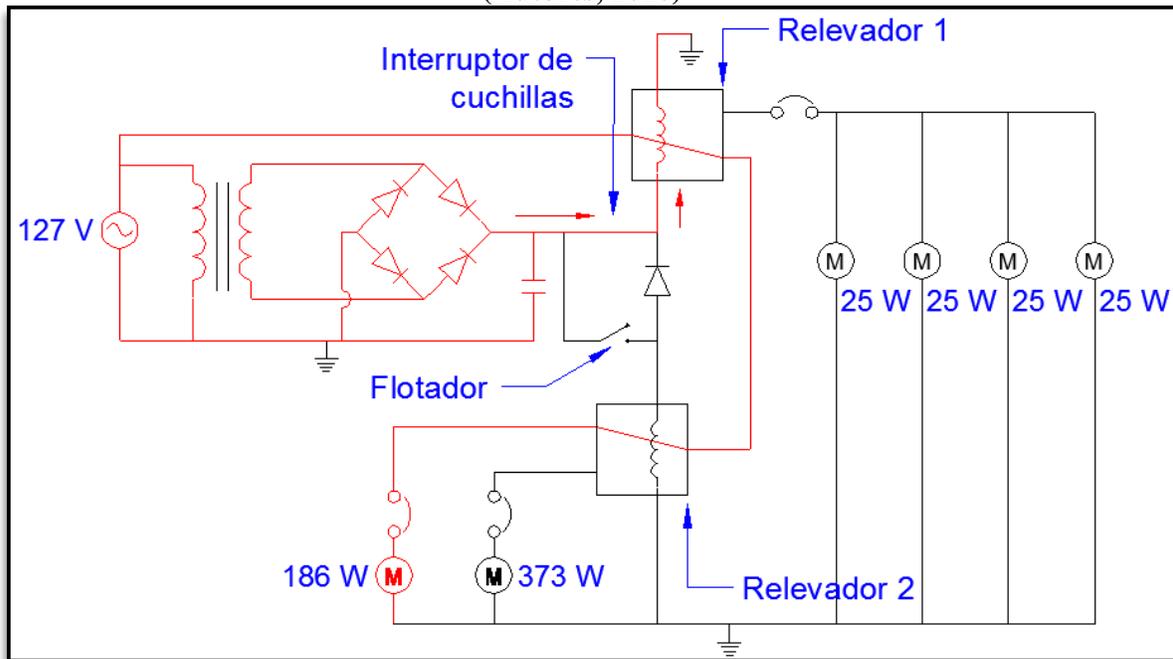
**Figura 4.24: Circuito para sistema de bombeo con captador de agua de lluvia, estado 1 (Autores, 2010)**



El primer caso del sistema es en el cual la bomba 1 (0.5 hp) y la bomba 2 (0.25 hp) no necesiten trabajar, en dicha situación es posible el uso de las fuentes y estanques. El encendido de las fuentes y estanques será manual a través del interruptor termomagnético, de modo que los usuarios decidan cuando activarlas. El circuito se muestra con las partes activas con color rojo y las inactivas en negro.

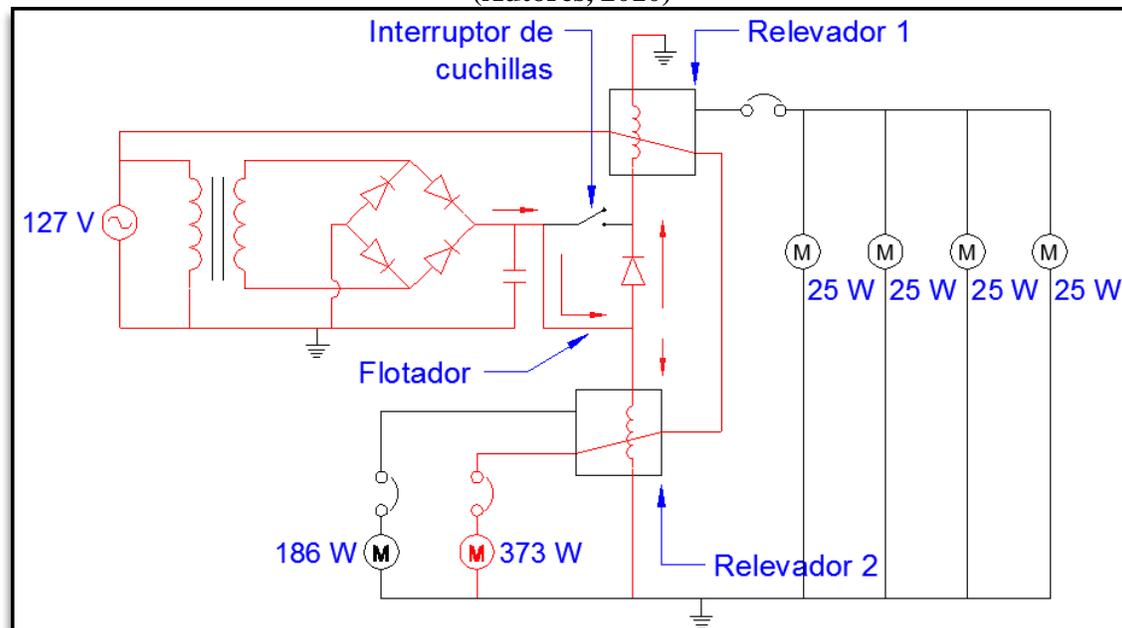
El segundo caso para el sistema es en el que la bomba 2 necesite trabajar. En esta situación, el interruptor de cuchillas se cierra para activar el relevador 1, el vástago de éste relevador conmutará quitándole la corriente a las bombas sumergibles, pasándosela a la bomba 2. El diodo que está en contacto con el flotador impide el paso de la corriente al segundo relevador, por lo que el relevador 2 no conmutará. Las flechas rojas de la Figura 4.25 indican el sentido de la corriente en este caso.

**Figura 4.25: Circuito para sistema de bombeo con captador de agua de lluvia, estado 2**  
(Autores, 2010)



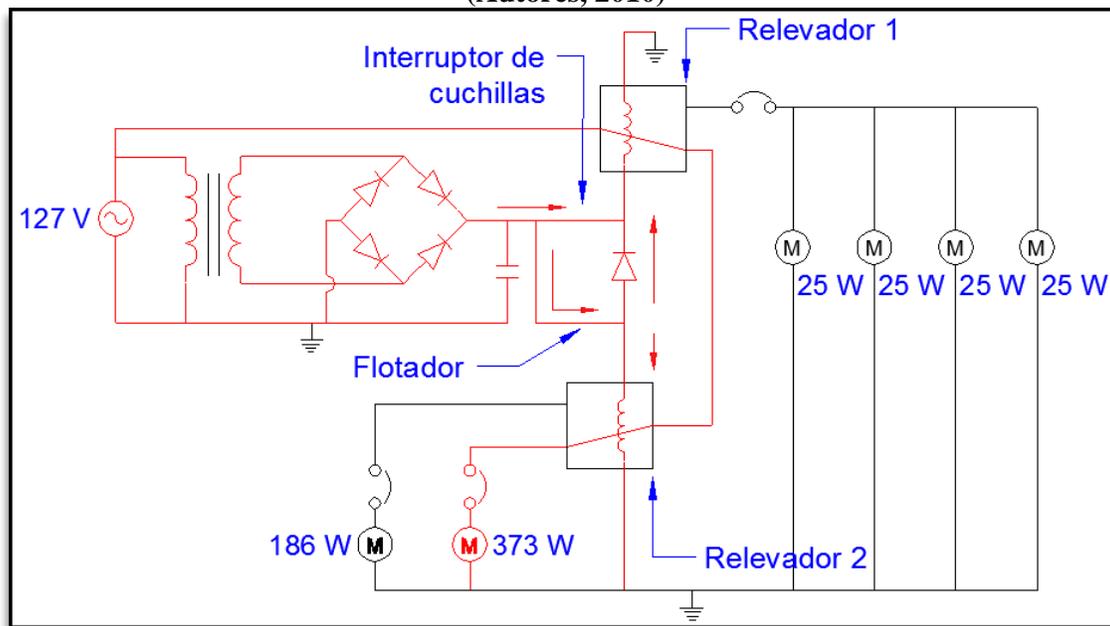
En el tercer caso, la bomba 1 tiene que trabajar. Aquí, el flotador se cerrará, pero esta vez, activará a ambos relevadores. El primer relevador quitará la energía a las fuentes y la pasará al relevador 2, el relevador 2 al conmutar pasará la corriente a la bomba 1. El diodo que está en contacto con el flotador 1 sí permite el paso de corriente, a diferencia del caso 2. En la Figura 4.26, las flechas rojas muestran los sentidos de la corriente.

**Figura 4.26: Circuito para sistema de bombeo con captador de agua de lluvia, estado 3**  
(Autores, 2010)



El último caso es en el que ambas bombas necesiten funcionar. Tanto el flotador como el interruptor de cuchillas se cerrarán activando ambos relevadores, despachando la energía eléctrica de la misma manera que el caso anterior. No es necesario que se activen las bombas al mismo tiempo. Si la bomba 2 estuviera trabajando y durante ese periodo el flotador se cerrara, el relevador 2 interrumpiría el funcionamiento de la bomba 2, activando a la bomba 1. En otras palabras, las necesidades de la bomba 1 tienen prioridad sobre la bomba 2 y las bombas sumergibles. La Figura 4.27 muestra el circuito para esa última situación.

**Figura 4.27: Circuito para sistema de bombeo con captador de agua de lluvia, estado 4 (Autores, 2010)**



Como se pudo observar, las bombas no trabajarán al mismo tiempo. Esto evitará tener una carga instalada muy grande, lo que significa que se instalarían menos paneles solares para una misma aplicación. Sin embargo, la carga máxima a atender en el sistema de bombeo va más allá de solo 373 W, pues hay que considerar los momentos transitorios durante el arranque de las bombas. Para el peor caso, es decir, cuando la bomba 1 enciende, se toma que la potencia aumenta 2.5 veces (de acuerdo con mediciones hechas con bombas similares), esto da una potencia de 933 W aproximadamente. El periodo de arranque, como se mencionó con anterioridad, solo dura unos instantes, después de esto, la potencia alcanza su estado nominal. Lo que haría parecer que el resto de la capacidad a instalar en paneles fotovoltaicos quedaría desaprovechada pues solo se usa unos instantes. Sin embargo puede utilizarse para la venta de energía a CFE o utilizarla en otras aplicaciones como iluminación o el uso de electrodomésticos de bajo consumo.

Con estas implementaciones, se tendría que para las bombas sumergibles, el tiempo de uso es el mismo que actualmente designan los dueños. El bombeo de agua es para satisfacer las mismas necesidades que las actuales.

La potencia del sistema de control de bombas se reduce a la potencia de los relevadores. Según datos técnicos, la demanda del sistema de control es de 0.72 W, la corriente máxima que puede soportar un relevador es de 15 A ó 1,875 W. Estas tolerancias sobrepasan la demanda durante los transitorios de la bomba. El cableado del sistema se tendría que hacer con cable AWG-10, pues estos pueden soportar 13.8 A, el cual también podría soportar sobradamente la corriente durante el encendido de la bomba de mayor potencia (Ningbo, 2010).

Por lo tanto, el ahorro energético de los sistemas de bombeo propuestos es del 85.9%, es decir, la energía ahorrada sería de  $412 \frac{kWh}{año}$ . Se espera reducir  $1,358 \frac{kg}{año}$  de CO<sub>2</sub> equivalente. Diariamente, se ahorrarían 1.127 kWh para todo el bombeo. Los detalles se muestran en la Tabla 4.8 y la Tabla 4.9.

**Tabla 4.8: Ahorros obtenidos en la implementación del cambio de bombas**

	Carga actual W	Consumo por año kWh	Carga nueva W	Consumo nuevo al año kWh	Porcentaje de ahorro energético	Energía ahorrada al año kWh	kg CO2 ahorrado al año
Bomba 1	1,119	9.2	373	4.6	49.8	4.6	15.2
Bomba 2	373	4.6	186	0.65	86.1	3.99	13.18
Bombas sum.	746	465.3	100	62.4	86.6	403	1,329
Total	2,237	479	659	67.7	85.9	412	1,358

**Tabla 4.9: Resumen de ahorros en consumo de electricidad y económicos debidos al cambio de bombas**

	Consumo promedio $\frac{kWh}{año}$	Ahorro anual en consumo $\frac{kWh}{año}$	Ahorro económico anual
Actual	479	0	\$0.00
Con sustitución de bombas	67.7	412	\$863.06

El costo total de los sistemas con control de bombas está contemplado en la Tabla 4.10; el costo del sistema sin captador de aguas ni adaptación con un sistema fotovoltaico está en la Tabla 4.11. Hay que tener en cuenta que la bomba de 0.5 hp que actualmente está en uso, puede servir para el sistema propuesto (AG, 2010; DV, 2009; MQ, 2009; RF, 2009).

**Tabla 4.10: Materiales para el sistema de bombeo con captador de lluvia**

Elemento	Precio
4 Bombas sumergibles 25 W	\$ 2,660.00
Control de bombas	\$ 127.00
Cables AWG 10	\$773.00
Mano de obra 15%	\$354.00
Total	\$4,094.00

**Tabla 4.11: Materiales para el sistema de bombeo sin captador de lluvia**

Elemento	Precio
4 Bombas sumergibles 25 W	\$2,660.00
Cables AWG 10	\$773.00
Mano de obra 15%	\$515.00
Total	\$3,948.00

Con la ayuda de la ecuación 3.9 se puede conocer en cuánto tiempo se recuperaría la inversión para los sistemas de bombeo que se interconectan a paneles fotovoltaicos. La Tabla 4.12 muestra los flujos de caja hasta el mes de retorno para el sistema de bombeo con y sin control de bombas. Del mismo modo, el periodo de recuperación, para la propuesta de solo sustitución de bombas se muestra en la Tabla 4.13:

**Tabla 4.12: Periodo de recuperación de la sustitución de bombas con control**

Periodo	Flujos de caja acumulados
mes 0	-\$ 4,094
mes 4	-\$ 3,549
mes 8	-\$ 2,808
mes 12	-\$ 1,892
mes 16	-\$ 815
mes 18	\$ 131

**Tabla 4.13: Periodo de recuperación de la sustitución de bombas**

Periodo	Flujos de caja acumulados
mes 0	-\$ 3,948
mes 4	-\$ 3,403
mes 8	-\$ 2,662
mes 12	-\$ 1,756
mes 16	-\$ 669
mes 18	\$ 277

Los periodos de recuperación para los tres sistemas de bombeo son muy similares, además, lucen aceptables para la viabilidad de cualquiera de los proyectos. El VPN para la sustitución de bombas con control, confirma la viabilidad, con una ganancia de \$141.11 al año y siete meses. Para este indicador, se tomó la tasa de interés de la fracción correspondiente a 19 meses de inversión en CETES (0.39%). La TIR para la sustitución de bombas con control es de 0.72%, lo que representa viabilidad al ser mayor que la tasa de interés.

Para la opción de sustitución de bombas sin control, el VPN tiene una ganancia de \$287.11 a la misma tasa de interés (0.39%) por 19 meses; con una TIR de 1.05%. Ambos indicadores mejoran el escenario de bombeo con control.

#### **4.4.3 - PROPUESTA DE AHORRO EN ENERGÍA ELÉCTRICA DESTINADA A ILUMINACIÓN**

Para el caso de la iluminación, en un principio los propietarios tomaron la iniciativa de hacer ahorros energéticos sustituyendo prácticamente todas sus lámparas incandescentes por lámparas de alta eficiencia como: lámparas ahorradoras, tecnología LED, lámparas solares; y de bajo consumo en lámparas halógenas. La Tabla 4.14 muestra la carga de iluminación en toda la casa.

En el cuadro, se puede observar que la carga total instalada en sistema de iluminación es de 2.38 kW. Si en un inicio, se instalaron lámparas incandescentes de 100 W, posiblemente representaban una carga de 13.3 kW.

**Tabla 4.14: Levantamiento de luminarias**

		Luminaria	Unidades	Potencia Watts
Interior	Uso indispensable	ahorradora 26 <i>Watts</i>	2	52
		ahorradora mini 15 <i>Watts</i>	1	15
		ahorradora 25 <i>Watts</i>	1	25
		ahorradora 20 <i>Watts</i>	1	20
		ahorradora 50 <i>Watts</i>	19	950
		ahorradora 15 <i>Watts</i>	2	30
		ahorradora 13 <i>Watts</i>	2	26
	Ornamental	halógena 9 <i>Watts</i>	20	180
		halógena 5 <i>Watts</i>	13	65
		fluorescente T5 13 <i>Watts</i>	7	91
Exterior	Uso indispensable	postes LED 8 <i>Watts</i>	24	192
		ahorradora 23 <i>Watts</i>	18	414
	Ornamental	ahorradora solar 0 <i>Watts</i>	13	0
		ahorradora 26 <i>Watts</i>	6	156
		incandescente 40 <i>Watts</i>	4	160
	Total uso indispensable			70
Total ornamentación			63	652
Total luminarias			133	2,376

Con lo que, el cambio de luminaria de incandescente por ahorradora representa cerca de 5.6 veces menos la carga inicial.

Aproximando un consumo con lámparas incandescentes, era de aproximadamente 34.6 *kWh*; el consumo actual con las mismas horas de uso es de aproximadamente 6.2 *kWh*, entonces, se puede decir que se tuvo un ahorro de 28.4 *kWh*. Esto supuso evitar  $34 \frac{\text{ton}}{\text{año}}$  de CO<sub>2</sub> equivalentes.

La acción de cambio de luminaria, ciertamente, es un gran avance en el ahorro de energía y de mucha utilidad para la implementación de un sistema de generación de energía renovable, sin embargo, por la gran cantidad de luminarias se eleva la demanda energética y da una impresión de que la sustitución por lámparas de bajo consumo fue una medida poco efectiva.

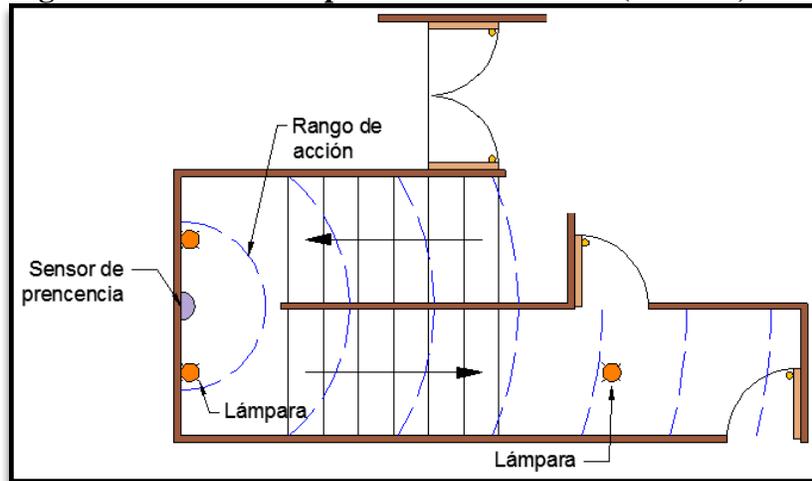
En el caso de estudio, de los 2,376 W de carga instalada, 1,454 W están en el interior y 922 W están instalados en los jardines y patio. Estos valores son considerablemente altos,

pues es casi comparable con el sistema de bombeo actual, y representa el 16% de la carga total de la casa.

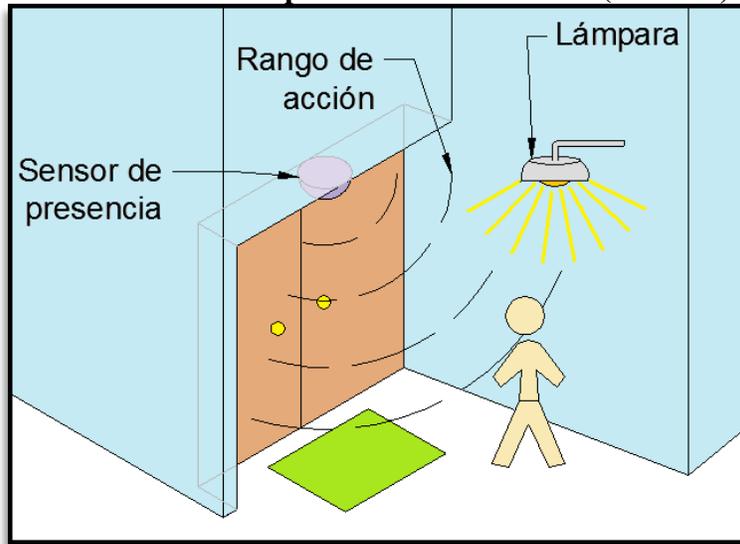
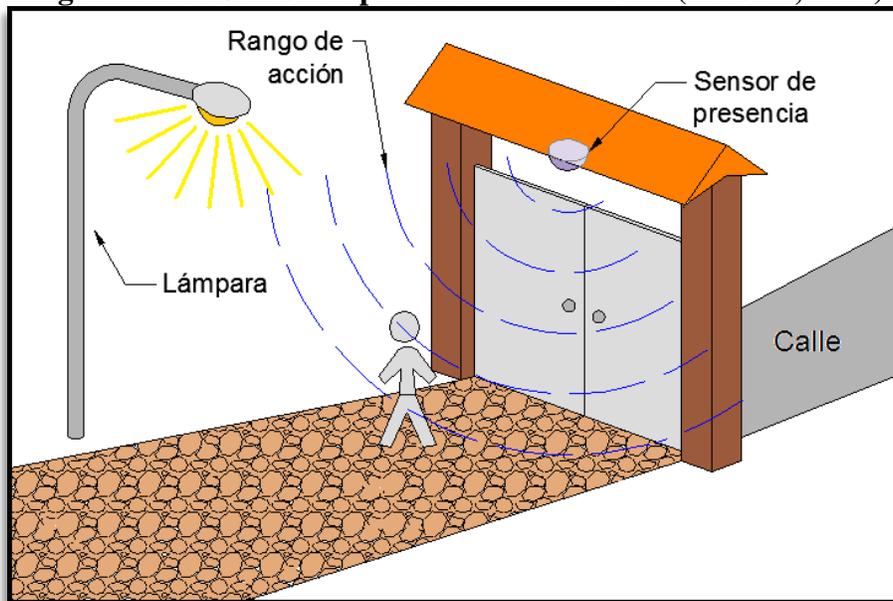
Los usos de la iluminación en los interiores son de ornamentación, confort visual para el desarrollo de tareas y la combinación de ambas. El uso de las luminarias en adornos ofrece comodidad y una estancia placentera en el recinto, sin embargo, se debe tener moderación en el uso de estas, pues si se desea utilizar una tecnología energética alternativa de forma sustentable hay que prever un buen uso de los recursos. La iluminación, en gran parte de la casa, está instalada para la decoración, por lo que, si se propone un ahorro en su uso, no se verían afectadas las actividades.

Como parte de las alternativas para ahorro de energía en iluminación, adicionalmente al uso de lámparas ahorradoras, se propone la instalación de sensores de presencia para áreas específicas, las cuales serían: Pasillos de la casa, escaleras, cuartos, e inclusive accesos; a partir de esto, se lograría una reducción en el consumo de energía eléctrica en la parte de iluminación. No se recomienda el emplazamiento de otros sensores en otras zonas de la casa pues afectaría el confort y los ahorros serían mínimos tanto energéticos como económicos. El primer sensor se instalaría en escaleras de la casa y controlaría la iluminación, así como en pasillo que conduce a habitaciones del segundo piso, como se muestra en la Figura 4.28.

**Figura 4.28: Sensor de presencia en escalera (Autores, 2010)**



El segundo sistema de sensores controlaría el encendido de lámparas exteriores. Un sensor de presencia estaría en la puerta de la casa, como se muestra en la Figura 4.29a. El otro sensor se instalaría en la parte interior del acceso principal al terreno, controlaría también la iluminación exterior en combinación con el primer sensor. En la Figura 4.29b se ilustra el interior del acceso principal al terreno.

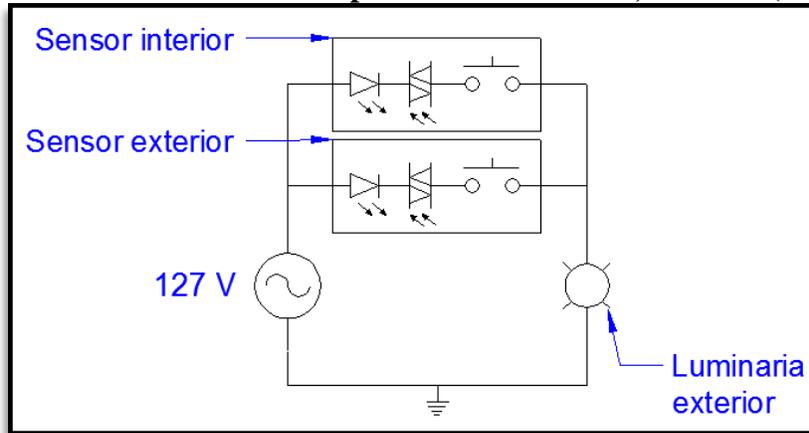
**Figura 4.29a: Sensor de presencia en exterior 1 (Autores, 2010)****Figura 4.29b: Sensor de presencia en exterior 2 (Autores, 2010)**

En la zona del jardín y el acceso a la casa se encuentran una gran cantidad de luminarias, en las que en ocasiones, se dejan encendidas por toda la noche. Con el uso de dos sensores, se podrían usar estas luminarias únicamente cuando sean necesarias, es decir, cuando se transite por el acceso a la casa o el jardín. De manera que, trabajando en combinación el sensor de la puerta de entrada a la casa y el sensor de acceso principal al terreno, se tendrían los siguientes casos:

*Caso 1.-* No hay presencia detectada por los sensores en el interior del acceso principal ni en la entrada de la casa. Ninguno de los dos sensores conectados se activan y

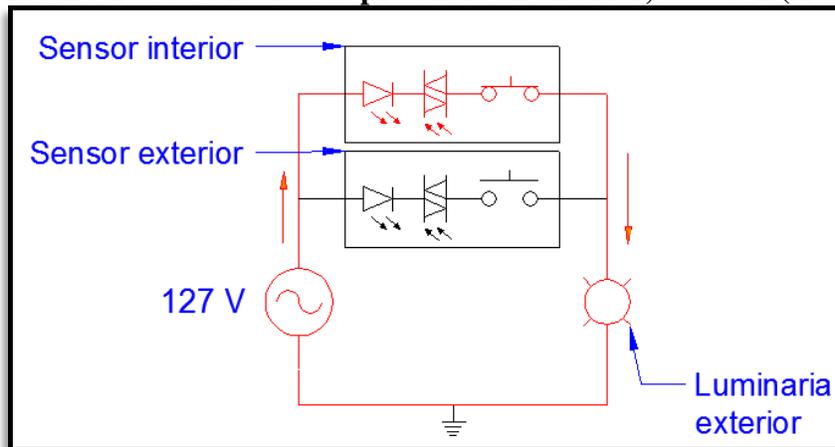
las luces se mantienen apagadas. Con ayuda de la Figura 4.30 se puede tener una idea del sistema.

**Figura 4.30: Circuito de sensores de presencia en exterior, estado 1 (Autores, 2010)**

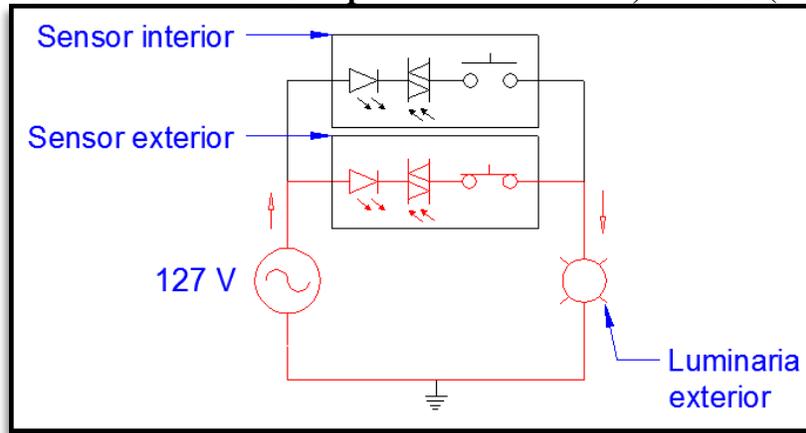


*Caso 2.-* La persona ingresa por el acceso principal al terreno. El sensor detectará su presencia, por lo que se activará y mantendrá encendida la luminaria. Se sugiere que el tiempo de encendido se ajuste a 5 minutos. Al llegar la persona a la puerta de la casa, el sensor de la puerta se activará y mantendrá encendidas las luces 5 minutos más. Hay que tener en cuenta que el tiempo de encendido de los sensores es ajustable. La Figura 4.31 esquematiza como sería el comportamiento del sistema para este caso, el sentido de la corriente está marcado con flechas rojas.

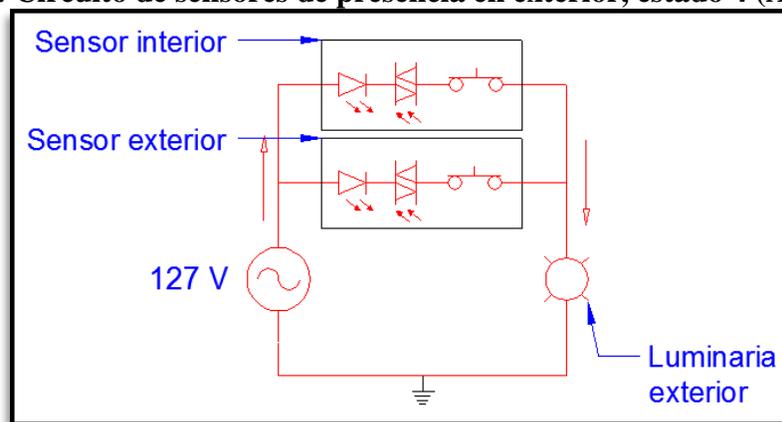
**Figura 4.31: Circuito de sensores de presencia en exterior, estado 2 (Autores, 2010)**



*Caso 3.-* La persona sale de la casa. Al salir, el sensor de la puerta de la casa se activará y encenderá las luminarias por 5 minutos. Cuando la persona llega al acceso principal para salir del domicilio, el sensor instalado en esta parte se activará para apagarse tras 5 minutos más. La Figura 4.32 tiene un esquemático del circuito para esta situación.

**Figura 4.32: Circuito de sensores de presencia en exterior, estado 3 (Autores, 2010)**

*Caso 4.-* Una persona entra al terreno y otra sale de la casa al mismo tiempo. Tanto el sensor de la puerta de la casa como el sensor del acceso principal se activarán, con lo que se encenderá la luminaria, pudiendo también, repetirse cualquiera de los dos casos anteriores. En la Figura 4.33 se ilustra el comportamiento del sistema para esta situación.

**Figura 4.33: Circuito de sensores de presencia en exterior, estado 4 (Autores, 2010)**

En el mercado, se encuentran sensores de presencia de tipo infrarrojo y ultrasónico. Para el caso de los sensores infrarrojos, se utiliza un pequeño semiconductor detector de calor que se localiza detrás de una zona de múltiples lentes ópticos. Estos lentes establecen docenas de zonas de detección. El dispositivo detecta el calor emitido por el cuerpo humano a fin de concentrar su sensibilidad, la fuente de calor debe moverse dentro de la zona de sensibilidad. Los objetos calientes sin movimiento no provocan el encendido de las luces. El consumo de este tipo de sensores es bajo, pues la carga llega a ser de 0.48 W por sensor y cada uno controla una carga hasta de 500 W. Algunos modelos de sensores infrarrojos, en oferta actualmente en locales de México, limitan el uso de las lámparas durante el día, por lo que, si la luz natural es adecuada, las lámparas no encenderán. Cabe señalar que el tiempo de apagado automático es ajustable de acuerdo a las necesidades del usuario. No son prácticos en áreas donde las actividades demanden poco movimiento, como en las salas de lectura, de cómputo o baños; tampoco en lugares donde las mascotas tengan acceso y puedan activarlos accidentalmente (LV, 2010; PC, 2010).

Los sensores ultrasónicos tienen características muy similares a los infrarrojos, sin embargo, presentan mejor desempeño, ya que cuentan con un mayor rango de acción y detectan movimientos aún con obstáculos entre el móvil y el sensor. La carga de uno de estos aparatos va de 0.72 W a 0.96 W. La Tabla 4.15 muestra una comparación entre los dos tipos de sensores.

**Tabla 4.15: Características de sensores infrarrojos y ultrasónicos (LV, 2010)**

	Sensor infrarrojo	Sensor ultrasónico
Precios	De \$160 a \$190	De \$850 a \$1430
Disponibilidad	Buena	Escasa
Carga	0.48 W	De 0.72 W a 0.96 W
Sensibilidad	Buena	Muy buena
Detección de luz natural	Sí	Sí
Operación manual	Sí	Sí
Ajustes automáticos	Depende modelo	Sí
Programación manual	Sí	Sí
Fallas	No detecta movimiento si hay obstáculos muy grandes	Detecta movimiento fuera de los límites deseados si se ubica o programa mal

En cuanto al periodo de recuperación, a continuación se hace una evaluación entre los dos tipos de sensores, para las áreas propuestas.

Para la carga exterior se consideran las luminarias de la Tabla 4.16. Es recomendable que no se exceda de 500 W de potencia para un sensor, pues podrían dañarse los dispositivos. En la Tabla 4.16 están las luminarias a conectar para el sistema del jardín (LV, 2010).

**Tabla 4.16: Carga para los detectores de presencia en exteriores**

Tipo de luminaria	Cantidad	Carga W
Postes led 8W	19	152
Ahorradora 23 W	8	184
Ahorradora 26 W	6	156
Total		492

Para la carga interior se consideran las luminarias de la Tabla 4.17:

**Tabla 4.17: Carga para los detectores de presencia en interiores**

Tipo de luminaria	cantidad	Carga W
Halógena 9 W	4	36
Ahorradora 50 W	1	50
Total		86

Para la carga de 492 W de iluminación exterior, si se logra reducir su consumo actual de 4 horas a 1.5 horas de uso, se tendría el siguiente ahorro:

Consumo actual <i>kWh</i>	Consumo con sensor <i>kWh</i>	Ahorro %
1.968	0.738	62.5

Si se reduce de 5 horas a 1 horas de uso para las luminarias interiores conectadas al sensor, se lograr tener el siguiente ahorro:

Consumo actual <i>kWh</i>	Consumo con sensor <i>kWh</i>	Ahorro %
0.43	0.086	80

En la Tabla 4.18 está un resumen de los consumos antes y después de implementar la propuesta de ahorro de electricidad con sensores de presencia.

**Tabla 4.18: Comparación de consumo para iluminación interior y exterior con y sin sensores de presencia**

	Consumo promedio anual $\frac{kWh}{año}$	Ahorro promedio consumo anual $\frac{kWh}{año}$	Ahorro económico anual
Actual	1,945.2	0	\$0
Con sensores de presencia	1,370.7	547.5	\$1,784.85

Cabe señalar que estos ahorros pueden ser mayores, si las horas de uso de las lámparas son mayores a las propuestas. De acuerdo a la ecuación 3.9 se calculó el tiempo de recuperación. La Tabla 4.19 tiene los flujos de caja para la implementación del sensor infrarrojo para las escaleras y en la Tabla 4.20 está el periodo de retorno para el sensor ultrasónico.

**Tabla 4.19: Periodo de retorno para el sensor infrarrojo en escaleras**

Periodo	Flujos de caja acumulado
mes 0	-\$ 160.00
mes 1	-\$ 127.00
mes 2	-\$ 93.97
mes 3	-\$ 60.91
mes 4	-\$ 27.82
mes 5	\$ 5.30

**Tabla 4.20: Periodo de retorno para el sensor ultrasónico en escaleras**

Periodo	Flujos de caja acumulado
mes 0	-\$ 850.00
mes 5	-\$ 690.43
mes 10	-\$ 530.13
mes 15	-\$ 369.10
mes 20	-\$ 207.33
mes 25	-\$ 44.83
mes 27	\$ 20.37

Se observa que el periodo de recuperación para el sensor infrarrojo es de 5 meses, su VPN tiene una ganancia de \$35.77 al sexto mes, considerando una tasa de interés de 0.39% equivalente a la fracción mensual en CETES. La TIR resultó de 6.55%, lo cual indica viabilidad al ser mayor a la tasa de interés. Para el sensor ultrasónico, el periodo de recuperación es de 27 meses, para el cálculo del VPN se tuvieron consideraciones iguales al caso anterior, con flujos de caja mensuales e interés de 0.39% correspondiente a la fracción mensual del valor de CETES. La ganancia para el VPN resultó de \$24.77 a los dos años y un mes. Para la TIR se obtuvo un valor de 0.62%. Ambos proyectos son viables, pero se

prefiere el sensor infrarrojo por tener un periodo de recuperación pequeño y a que la TIR del infrarrojo representa una mejor ganancia que el ultrasónico.

La Tabla 4.21 tiene el periodo de recuperación de los sensores del jardín. Debido a que el sensor ultrasónico presenta una sensibilidad mayor que el sensor infrarrojo, no sería el más adecuado para ser colocado en el exterior, pues hay factores que pueden activar el sensor de forma no deseada como animales, el viento, vegetación, etc. Por lo tanto, no se realizará análisis para este dispositivo.

**Tabla 4.21: Periodo de retorno para los sensores infrarrojos en el jardín**

Periodo	Flujos de caja acumulados
mes 0	-\$ 320.00
mes 1	-\$ 200.21
mes 2	-\$ 80.31
mes 3	\$ 39.70

La inversión se recupera en 3 meses. El interés usado para el VPN corresponde a la fracción mensual de una inversión en CETES (0.39%), la ganancia al tercer mes es de \$50.49. La TIR llega a 8.13% de interés, el cual es viable, pues supera el interés que generarían los CETES. Es viable la implementación según los tres métodos consultados.

A partir de esta evaluación se halla que el sensor infrarrojo presenta características más convenientes, así como un periodo de recuperación más corto para ser instalado. Por lo que se propone la implementación de sensores infrarrojos en ambos sistemas. Como beneficios de la implementación de ambos sistemas de sensores se ahorrarían el 6.12% de todo el consumo en iluminación, lo que significa un ahorro de  $374 \frac{kWh}{año}$  ó  $1,235 \frac{kg}{año}$  de CO<sub>2</sub> equivalente.

#### 4.4.4 – PROPUESTA DE AHORRO DE ENERGÍA EN ELECTRODOMÉSTICOS

Se pueden tener ahorros energéticos si se restringe la operación de circuitos de espera que se encuentran integrados en muchos de los electrodomésticos y aparatos eléctricos. Estos circuitos de espera son llamados también “vampiros” o “standby”. Estadísticamente, en una casa típica, el consumo de carga en espera puede llegar a representar el 13% de la facturación eléctrica.

Existen dos tipos de circuitos de espera: Pasivos y activos. Los primeros se presentan como carga parásita, pues su consumo no presenta beneficios o utilidad alguna; estos circuitos se encuentran en inductores, transformadores, motores, bombas y cargadores. Los circuitos de espera activos mantienen el funcionamiento de los circuitos de reloj, encendido remoto, guardado de datos, configuración, luces de señalización, alarmas, etc.

Para conocer la carga de espera de los aparatos, se puede consultar normas de electrodomésticos, como las normas de Energy Star y EPA. Los productos que tengan los sellos de estas normativas, se pueden consultar en los sitios de internet de las asociaciones (EPA, 2010; ENESTAR, 2010).

La Tabla 4.22 contiene los electrodomésticos en el estudio en caso con su carga en espera. Se puede ver que la carga de espera es de 40 *W*, con un funcionamiento de 24 *h*, el consumo anual asciende de 350 *kWh*. Los ahorros energéticos se dan si se desconectan algunos de ellos.

**Tabla 4.22: Levantamiento de electrodomésticos  
(EST, 2010a; EST, 2010b; EST, 2010c; EST, 2010d)**

Aparato	Unidades	Potencia Watts	Carga de espera Watts
Teléfono inalámbrico	1	4.5	-
Teléfono inalámbrico	1	1.9	-
Laptop	1	90	6
Impresora	1	72	2
Laptop	1	65	6
Cargadores para celular	3	20	1.5
Cámara digital	1	2.7	-
TV plasma 60''	1	560	1
TV plasma 44''	1	425	1
Receptor satelital de TV	2	30	6
DVD	2	9	3
Secadora	1	1,740	-
Lavadora	1	1,200	-
Plancha	1	1,200	-
Deshumidificador	2	575	-
Aspiradora	1		-
Horno de microondas	1	1,500	1.5
Freidora	1	1,500	-
Termomix	1	1,140	-
Refrigerador	1	350	-
Extractor de jugos	1	250	-
Extractor	1	245	-
Abrelatas eléctrico	1	168	-
Estufa con encendido eléctrico	1	0	-
Horno eléctrico	1	1,200	-
Cepillo eléctrico	1	39	-
Rasuradora	1	3	-
Aparato dental	1	2	-
<b>Total</b>	<b>33</b>	<b>13,046</b>	<b>40</b>

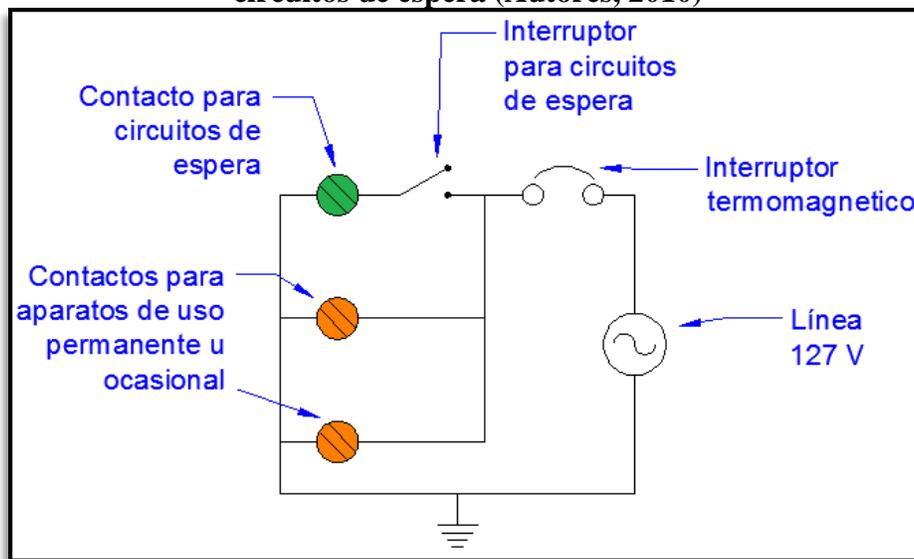
En el levantamiento de la carga de electrodomésticos, se pudo observar que muchos de los electrodomésticos se encuentran guardados y aunque todos ellos tienen circuitos de espera, no producen consumos. Otros siempre están en funcionamiento, como los teléfonos, el refrigerador y los deshumidificadores en temporada de lluvias; estos aparatos pueden tener circuitos de espera, pero no se contempla esta pequeña carga dado que, los

electrodomésticos, funcionan a todo momento. Únicamente se tomaron en cuenta los aparatos que se encuentran conectados y que poseen carga de espera mayor a 1 W.

Es preferible que la desconexión sea manual y que los usuarios sean los que decidan cuales aparatos desconectar. Esta sencilla acción puede amortiguar la inversión inicial en instalación de generadores alternativos, ahorrar hasta \$1,140 al año (estando en tarifa DAC) y evitar 1,150 kg de CO<sub>2</sub> equivalente al año.

Se propone, para reducir la carga de los circuitos de espera, modificar algunos de los contactos de la instalación eléctrica. Como primer paso, se han de identificar los aparatos que tienen circuitos de espera. Después de ello, se elige por lo menos un contacto en cada habitación para conectar los electrodomésticos en cuestión. Los contactos escogidos se modificarían agregando un interruptor en serie con el contacto. La Figura 4.34 muestra en color verde el contacto destinado a despachar los aparatos con carga de espera, los contactos amarillos son el resto de los contactos de la instalación eléctrica. El interruptor para circuitos de espera no es una protección, por lo que los contactos modificados deben estar protegidos por un interruptor termomagnético también.

**Figura 4.34: Circuito para la instalación eléctrica adaptada para contactos de circuitos de espera (Autores, 2010)**

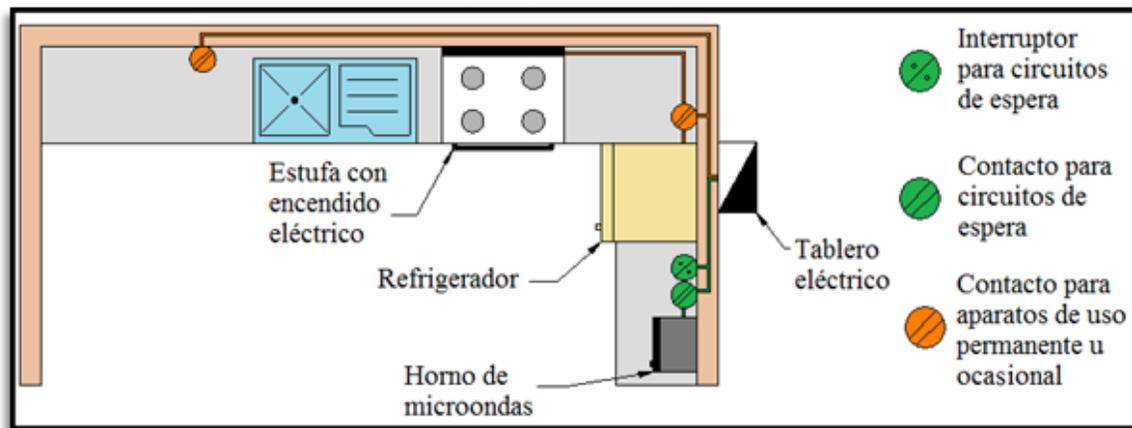


Tomando como ejemplo la cocina del sitio en estudio, se tiene que los electrodomésticos como el refrigerador siempre están conectados, así que este tipo de aparatos conviene conectarlos a los contactos típicos. La estufa es un electrodoméstico sin carga de espera y su consumo eléctrico es casi nulo, por eso también es recomendable conectarlos a los contactos sin modificaciones. Los electrodomésticos (batidora, freidora o extractor de jugos) que se usan ocasionalmente y se guardan después de ser usados también se sugiere conectarlos a los contactos típicos, pues se puede considerar que no tienen carga en espera. Por último, los aparatos como el horno de microondas siempre están conectados y sí tienen carga en espera. A estos se les asignan los contactos con interruptor adjunto. Al terminar de usar estos aparatos se puede apagar el interruptor, lo que desconecta sus

circuitos de espera. En la Figura 4.35 está un esquema de la conexión de los electrodomésticos del ejemplo.

La implementación de los contactos modificados debe ser discutida con los habitantes del sitio en estudio, pues la propuesta no debe interferir en su comodidad o estilo de vida. Los habitantes deben escoger los aparatos a conectar y los contactos a modificar. La propuesta no se limita a su emplazamiento en la cocina, se puede extender a las otras habitaciones de la casa.

**Figura 4.35: Ejemplo de contactos destinados a circuitos de espera en la cocina (Oropeza, 2007)**



Para que la modificación de la instalación eléctrica tenga efecto, se debe abrir el circuito con el interruptor instalado cada vez que se dejen de usar los electrodomésticos con carga de espera (Oropeza, 2007).

En la Tabla 4.23 está la comparación entre la situación actual contra los resultados esperados de la propuesta de desconexión de aparatos. La modificación de los contactos es bastante económica, en la Tabla 4.24 se muestran los materiales y costos para cuatro de estos contactos.

**Tabla 4.23: Comparativa de consumo de carga en espera**

	Consumo promedio anual $\frac{kWh}{año}$	Ahorro en consumo $\frac{kWh}{año}$	Ahorro económico anual
Actual	350	0	\$0.00
Desconexión de aparatos	0	350	\$861.82

**Tabla 4.24: Materiales para la modificación de contactos para circuitos de espera**

Elemento	Precio
4 Cajas tipo chalupa	\$16.00
4 Interruptores	\$43.20
Tubo conduit 0.5 in	\$36.00
Cables AWG 10	\$21.00
Mano de obra	\$300.00
Total	\$416.20

La inversión se recuperaría en 5 meses, considerando que se logra desconectar por 22 horas al día los 40 W de carga en espera, modificando 4 contactos en el sitio en estudio. Los flujos de caja se muestran en la Tabla 4.25:

**Tabla 4.25: Periodo de retorno para acondicionamiento de contactos**

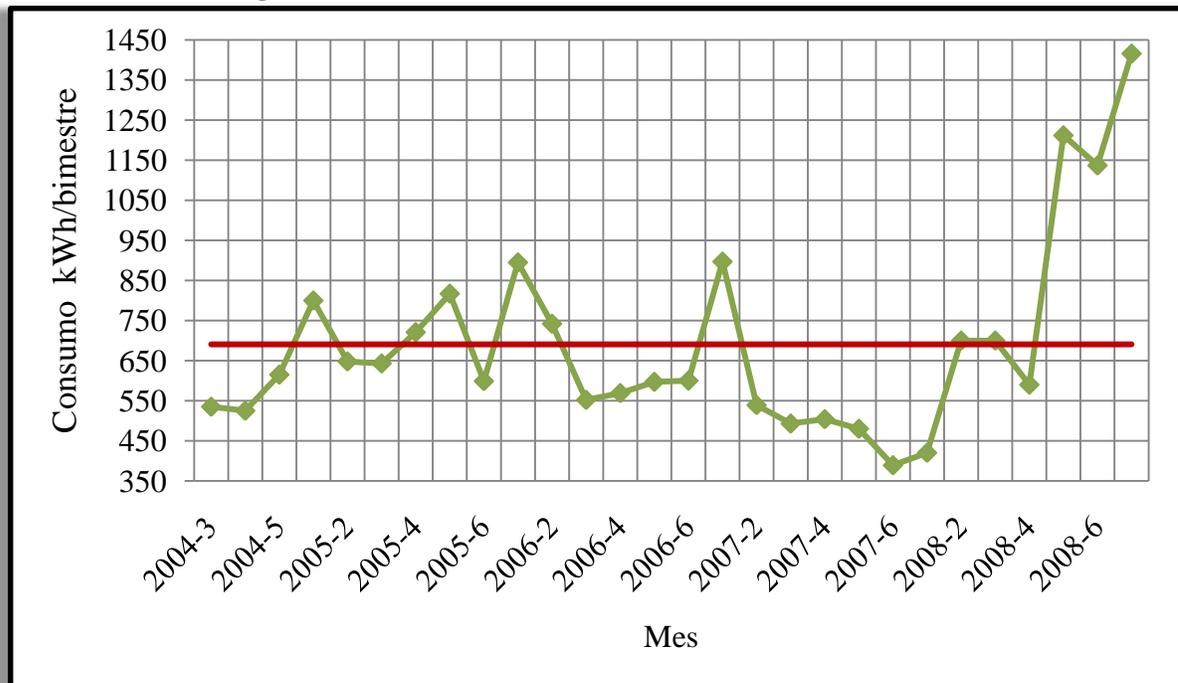
Periodo	Flujos de caja acumulado
mes 0	-\$ 416.20
mes 1	-\$ 328.86
mes 2	-\$ 241.44
mes 3	-\$ 153.94
mes 4	-\$ 66.36
mes 5	\$ 21.30

Se tiene que en 5 meses la inversión se recupera. El valor presente neto tiene 0.39% de interés, el cual es la fracción mensual a una inversión en CETES; al fin del quinto mes, se tiene una ganancia de \$16.14. La tasa interna de retorno es del 1.69% el cual supera el interés que los CETES podrían generar. Estos tres indicadores demuestran la viabilidad de este proyecto, de acuerdo lo mencionado en el capítulo 3.5.

#### **4.4.5 – PROPUESTA DE DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTVOLTAICO EN ISLA PARA EL CASO SANTA ROSA XOCHIAAC**

Para dimensionar el sistema fotovoltaico se debe conocer la carga instalada y hacer la mejor estimación de la demanda. Tomando como base la facturación eléctrica, se ve cómo es el comportamiento del consumo en la vivienda. En la Figura 4.36 están los consumos bimestrales desde el tercer bimestre del 2004.

De la Figura 4.36, se aprecia que la temporada en la que se consume más energía es a fines de año, además de que se tuvo un elevado incremento en las últimas mediciones, causado muy posiblemente, a la gran carga de iluminación y electrodomésticos. Se ha marcado una línea roja que indica el promedio del consumo.

**Figura 4.36: Consumo eléctrico del sitio en estudio**

Para un sistema en isla, se debe sustentar toda la demanda de la instalación, por lo que se recomienda se apliquen las propuestas de ahorro y acoplamiento al sistema fotovoltaico. Se ha de cubrir el consumo de la temporada con mayor demanda en el año, pues es obvio que esa es la temporada con mayores necesidades. En el caso de estudio, se tomará como referencia el consumo del primer bimestre del 2009 (1,416 kWh).

Actualmente, existen gran variedad de proveedores de paneles fotovoltaicos. En la Tabla 4.26 se listan algunos paneles cuyos productos resultan interesantes en cuanto a su precio y la potencia de sus paneles. Los precios que se muestran son en dólares americanos, la cotización es de acuerdo a lo listado el 28 de enero del 2011, por lo cual los precios pueden variar dependiendo del fabricante y por los cambios en las divisas. Los únicos proveedores mencionados que distribuyen en México con CONERMEX, ERDM Solar y Epcom. Para solicitar la compra de paneles a los otros proveedores, se debe anexar el precio de importación y mensajería (ERDM, 2010; SE, 2010).

Téngase en cuenta que, las potencias que se marcan están dadas para una radiación solar de  $1,000 \frac{W}{m^2}$ .

**Tabla 4.26: Paneles fotovoltaicos comerciales (ERDM, 2010; SE, 2010)**

<b>Modelo</b>	<b>Potencia Watts</b>	<b>Precio del panel</b>	<b>Precio por Watt</b>
Canadian Panels			
CS6P-230-B	230	\$423.2	\$1.84
CONERMEX			
C90	90	\$449.00	\$4.99
Du Pont Panels			
DA90-A2	90	\$152.10	\$1.69
Epcom			
WK150-12	150	\$749.00	\$4.99
ERDM Solar			
STP85	85	\$429.00	\$5.05
EPV Panels			
EPV-42	42	\$60.00	\$1.43
SUN Solar Panels			
SUN ES-220W-36.2V	220	\$484.00	\$2.20
SUN SV-T-185	185	\$312.65	\$1.69
SUN SV-T-195	195	\$329.55	\$1.69
SUN SV-T-200	200	\$338.00	\$1.69
Kyocera Panels			
KD-185-GX-LPU	185	\$425.50	\$2.30
Suntech Solar Panels			
STP280-24/VB	250	\$613.20	\$2.19

En las Figuras 4.37 y 4.38 se muestran un par de paneles fotovoltaicos marcas SUN Solar y Du Pont, respectivamente.

**Figura 4.37: Fotografía panel fotovoltaico modelo "SUN-SV-T-185"****Figura 4.38: Fotografía panel fotovoltaico, modelo "Du Pont DA90-A2"**

En la Tabla 4.27 se ven cuáles serían los consumos de la casa implementando las propuestas siguientes:

**Tabla 4.27: Consumos con la implementación de dispositivos ahorradores**

	Sin propuestas	Con sensores de presencia y ahorro en carga de espera	Con cambio de bombas y ahorro en carga de espera	Con cambio de bombas, sensores de presencia y ahorro en carga de espera
Consumo de electrodomésticos <i>kWh</i>	482	362	362	362
Consumo en iluminación <i>kWh</i>	771	723	771	723
Consumo en bombeo <i>kWh</i>	164	164	23	23
Consumo total en el peor bimestre <i>kWh</i>	1,416	1,249	1,155	1,108

- *Sin propuestas*: Aquí se tratará de generar la suficiente energía para cubrir las necesidades de la casa sin la ayuda de ningún dispositivo ahorrador.
- *Con sensores de presencia y ahorro en carga de espera*: Se busca cubrir toda la demanda de la casa, con la implementación de sensores de presencia en el jardín y el interior de la casa (ver capítulo 4.3.3), además de suponer que se acatan las recomendaciones de ahorro en circuitos de espera, tal como se vio en el capítulo 4.3.4.
- *Con cambio de bombas y ahorro en carga de espera*: A este escenario también se cubren todas las necesidades energéticas aplicando ahorros al consumo energético en bombeo, tal como se vio en el capítulo 4.3.2; también se contemplan ahorros por desconexión de circuitos de espera.
- *Con cambio de bombas, sensores de presencia y ahorro en carga de espera*: Se trata de cubrir todos los consumos energéticos ayudados con la instalación de sensores de presencia, sustitución de bombas y desconexión de circuitos de espera. Se hace notar que los ahorros energéticos, en este escenario, disminuyen el consumo hasta un 21.7% para el bimestre en consideración.

Para cubrir los consumos eléctricos de la Tabla 4.20, se consideró lo siguiente:

- La declinación para el invierno es de  $-23.5^\circ$  (ver ecuación 2.6)
- La instalación de los paneles con inclinación de  $47^\circ$
- El ángulo  $\alpha = 15^\circ$  (ver ecuación 2.5), corresponde a la posición del sol cuando la radiación es del 10% de la máxima recibida, es decir, a las 19:00 horas para los meses de noviembre y diciembre
- La distancia mínima entre paneles es de  $2.7\text{ m}$
- Precio de paquetería usando la compañía United Parcel Service of America, Inc.
- Paneles fotovoltaicos Suntech modelo “STP280-24/VD”
- Dos baterías modelo “27HT90” de 12 V, 90 Ah, suficientes para almacenar la generación diaria.

- Dos inversores OUTBACK modelo “GTFX 3048 LA” con capacidad de 3,000 W, para la propuesta 1
- Un inversores Sunny Boy modelo “SB 5000 US” con capacidad de 5,000 W, para las propuestas 2, 3 y 4
- Dos controles de carga modelo “FM 80” adaptable a 12 V para la propuesta 1
- Dos controles de carga modelo “FM 60” adaptable a 12 V para las propuestas 2, 3 y 4
- Mano de obra al 10% del costo del sistema
- Impuesto al valor agregado del 16% (UPS, 2010; RLL, 2009; SMAST, 2009; OB, 2009).

Integrando la Figura 4.9, para los meses de noviembre y diciembre del año 2008 y 2009, se obtiene la energía recibida del sol, el cual es de  $258 \frac{kWh}{m^2}$ . Esto hace que se necesite la capacidad instalada de la Tabla 4.28.

En la misma Tabla 4.28, están los costos de los posibles sistemas en isla. La mano de obra está contemplada en el precio; ésta se puede solicitar a empresas como Conermex o mano de obra calificada. Además se han consultado cinco empresas de paquetería, se eligió la opción más económica. Durante la evaluación, se llegó a la conclusión de que la importación de los paneles es más barata que la compra de estos a distribuidores mexicanos.

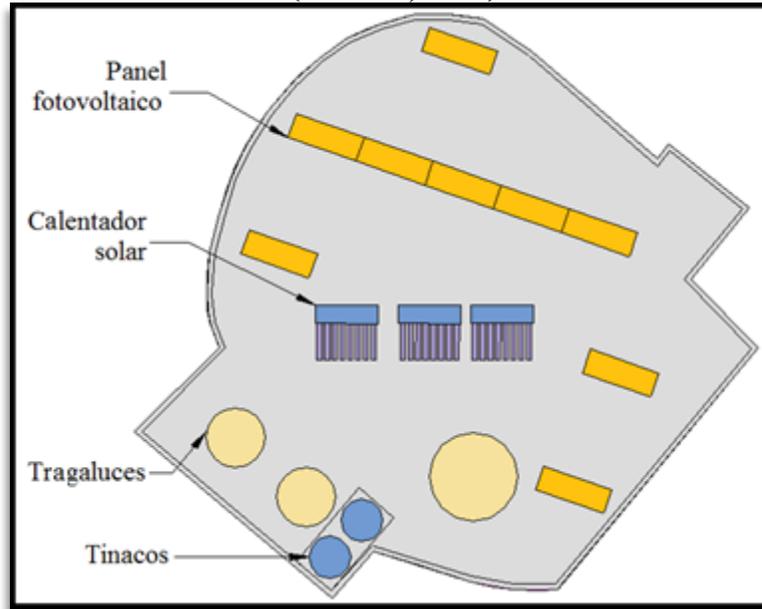
**Tabla 4.28: Ahorros generados por implementar un sistema fotovoltaico en isla**

	Sin propuestas	Con sensores de presencia y ahorro en carga de espera	Con cambio de bombas y ahorro en carga de espera	Con sensores de presencia, cambio de bombas y ahorro en carga de espera
Generación <i>Watts</i>	5,600	5,040	4,480	4,200
Cantidad mínima de paneles a instalar	20	18	16	15
Costo del sistema completo	\$349,566	\$314,249	\$290,663	\$276,777
Periodo de recuperación <i>años</i>	20	18	17	16

Los costos de los posibles sistemas en isla son los más económicos. Se han contemplado dispositivos de importación y de distribución mexicana.

Los paneles se ubicarían en la azotea de la casa, ya que es el lugar más alto y con menos sombra en todo el terreno. Sin embargo, ahí se encuentran varios obstáculos para la captación solar, como tragaluces y los tinacos, además de los tres calentadores solares instalados previamente. Estos objetos limitan el espacio para emplazar los paneles fotovoltaicos. De los 22 paneles que se necesitan, solo se podrían instalar 9, es decir, se tendría una generación de 626 kWh. Eso dejaría un déficit para cualquiera de los escenarios. La Figura 4.39 muestra la ubicación de todos los elementos en la azotea.

**Figura 4.39: Ubicación de los únicos paneles que se podrían instalar en isla (Autores, 2010)**



No se puede continuar con el diseño del generador fotovoltaico, pues ninguna propuesta de sistema fotovoltaico en isla resulta viable, debido a que:

- No se pueden instalar los suficientes paneles para la generación
- No se pueden instalar los paneles faltantes en lugares de áreas verdes
- No se puede dejar parcial la instalación en un sistema de isla, pues provoca insuficiencia de suministro
- El periodo de recuperación es demasiado alto para cualquiera de las alternativas propuestas
- El periodo de recuperación es cercano al límite de vida útil de los paneles fotovoltaicos

#### **4.4.6 – PROPUESTA DE DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO INTERCONECTADO PARA EL CASO SANTA ROSA XOCHIAC**

Para dimensionar un sistema de generación fotovoltaico interconectado, las consideraciones de consumo cambian. En este caso, se ha de promediar el consumo bimestral anual. En la Figura 4.36, se ha marcado con una línea roja el promedio de los 28 bimestres. Equivale a 691 kWh al bimestre.

El siguiente paso es evaluar el recurso solar en todo el año. Integrando la Figura 4.9, se sabe que la energía recibida en un año es de aproximadamente  $6.176 \frac{GJ}{m^2}$  ó  $1,716 \frac{kWh}{m^2}$

Sabiendo que el consumo promedio bimestral es de 691  $kWh$ , el objetivo a cubrir es de  $4,143 \frac{kWh}{año}$ .

Hay que tener en cuenta que en meses como marzo, abril y mayo la generación superará a los consumos, por lo que la generación excedente se cederá a la CFE. En meses de baja generación, como septiembre, noviembre y diciembre, se despachará la energía eléctrica faltante, a fin de compensar la energía cedida anteriormente.

En un sistema interconectado, se pueden contemplar arreglos distintos a los propuestos de un sistema en isla. En la Figura 4.40 se explican estos escenarios, divididos en “sin propuestas” y “con propuestas”.

La Tabla 4.29 muestra los consumos bimestrales para cada uno de los casos a evaluar para un sistema interconectado a la red.

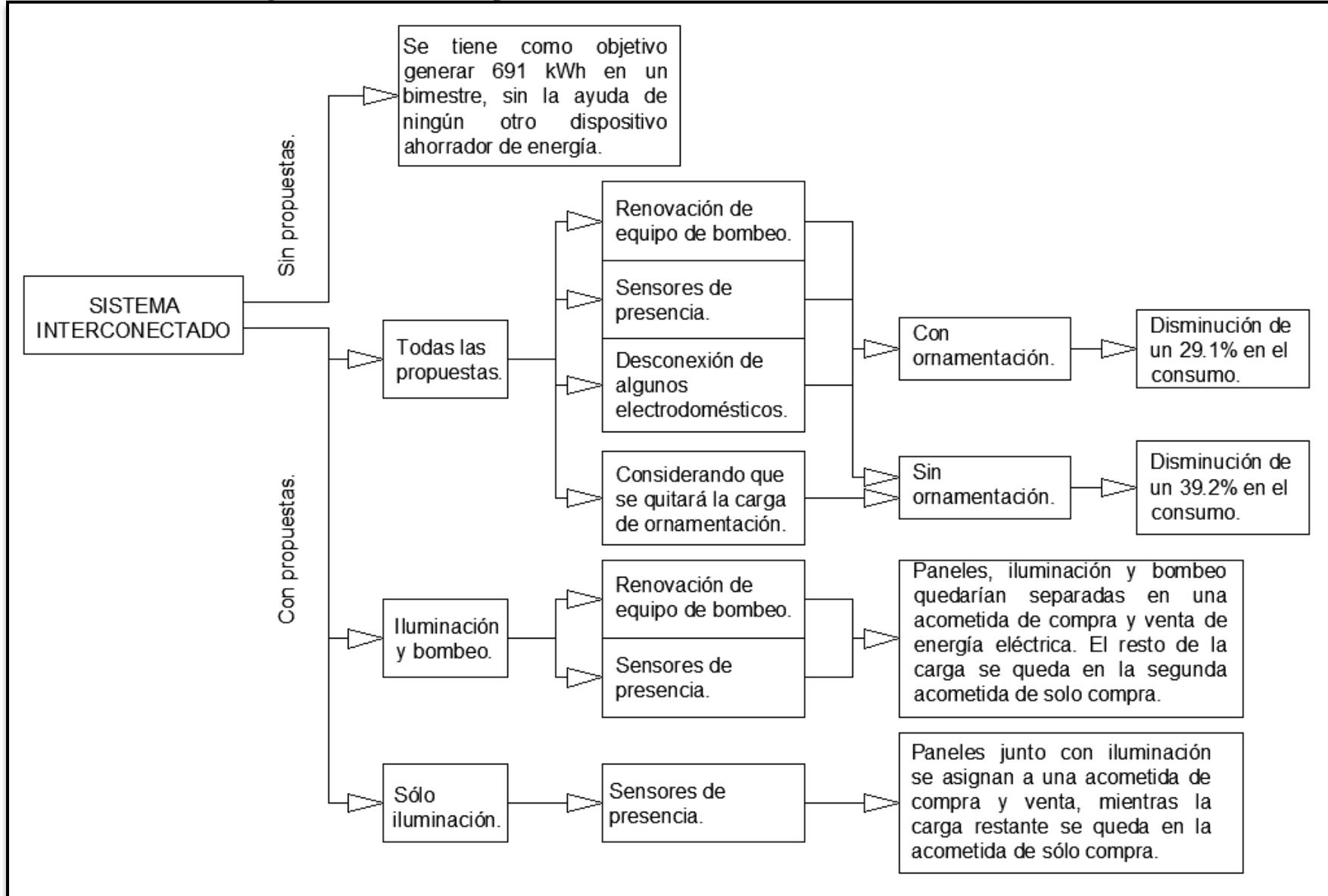
**Tabla 4.29: Carga a cubrir para un sistema fotovoltaico interconectado**

Consumo $\frac{kWh}{bimestre}$	Situación actual	Con las propuestas de la tesis			
	Sin propuestas	Con cambio de bombas, sensores de presencia y ahorro en carga de espera	Con cambio de bombas, ahorro en carga de espera, sensores de presencia y sin ornamentación	Solo para iluminación y bombeo	Solo para iluminación
Electrodomésticos	203	158	158	-	-
Iluminación	324	304	240	304	304
Bombeo	164	28	22	28	-
Total	691	490	420	332	304

La posición de los paneles ha cambiado, pues ahora se ha de buscar la mejor captación de sol en todo el año. Estas son las consideraciones para el dimensionamiento y emplazamiento del generador:

- La declinación para el verano es de  $+23^\circ$
- La instalación de los paneles con inclinación de  $24.3^\circ$
- El ángulo  $\alpha = 15^\circ$  (ver ecuación 2.5)
- La distancia mínima entre paneles es de  $1.46 m$
- Precio de paquetería usando la compañía United Parcel Service of America, Inc.
- Inversor OUTBACK modelo “GTFX 2524 LA” con capacidad nominal de  $2,500 W$  para los escenarios 1, 2, 3 y 4; inversor SMA modelo “SB 1100 US” con capacidad nominal de  $1,100 W$  para el escenario 5
- Batería 27HT90 de  $12 V$  con  $90 Ah$  de capacidad para el escenario 5
- Control de carga OutBack MATE
- Impuesto al valor agregado del 16%

Figura 4.40: Escenarios para el sistema fotovoltaico interconectado (Autores, 2010)



Las cinco propuestas resultan factibles en el aspecto técnico. A diferencia del sistema en isla, la capacidad instalada para estas propuestas, es de 58% a 82% menos. En este panorama, hay espacio suficiente para instalar los paneles de cualquier alternativa propuesta. Desafortunadamente, los periodos de recuperación resultan altos para el proyecto. A continuación se explican las particularidades de los cinco escenarios.

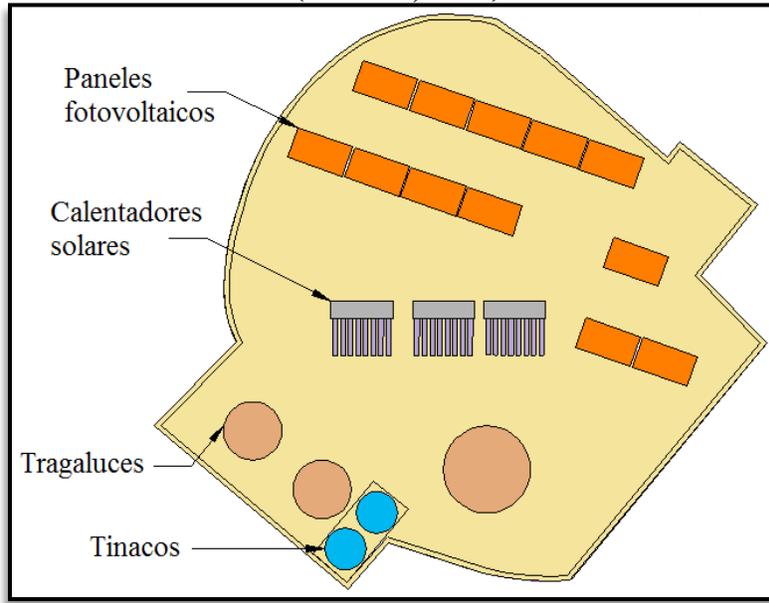
En la Tabla 4.30, se observan las características generales de las cinco alternativas para el sistema interconectado. El valor presente neto está a una tasa de interés de 4.76%, acorde al rendimiento de CETES a inversión anual.

**Tabla 4.30: Ahorros generados por la implementación de un sistema fotovoltaico interconectado**

	Sin propuestas	Con cambio de bombas, sensores de presencia y ahorro en carga de espera	Con cambio de bombas, ahorro en carga de espera, sensores de presencia y sin ornamentación	Solo para iluminación y bombeo	Solo para iluminación
Generación fotovoltaica <i>Watts</i>	2,340	1,665	1,400	1,110	1,000
Paneles a instalar	12	9	7	6	5
Costo total	\$108,558	\$88,757	\$78,758	\$69,641	\$59,966
Periodo de recuperación <i>años</i>	8	6	6	5	5
VPN	\$ 2,200 en 9 años	\$ 256 en 7 años	\$ 10,092 en 7 años	\$ 7,810 en 6 años	\$ 5,503 en 5 años
TIR	5.2 %	4.84 %	8.13 %	8.13 %	7.97 %
Emisiones de CO <sub>2</sub> equivalente evitadas <i>ton/año</i>	13.67	9.71	8.32	6.57	6.02

El escenario 1 es una instalación que no contempla apoyo de otras propuestas y recomendaciones de ahorro de energía. Este es el escenario que evita más emisiones de CO<sub>2</sub>, sin embargo es la más costosa, de mayor capacidad a instalar, con el periodo de recuperación más largo y no hay uso eficiente de la energía, el cual es un objetivo para la ecotecnia. Consta de 12 paneles de 195 W modelo “SUN SV-X-195”, inversor modelo “GTFX 2524 LA” con capacidad de 2,500 W y un control de carga “OutBack MATE”. La ubicación de los paneles en la azotea se muestra en la Figura 4.41.

**Figura 4.41: Ubicación de paneles fotovoltaicos interconectados a la red, escenario 1 (Autores, 2010)**



Como requisito para hacer la interconexión con la red, la CFE ha puesto como lineamiento el hacer los cuadros de carga del proyecto. Con datos del levantamiento eléctrico hecho en la casa, se proponen los siguientes cuadros de carga para los dos tableros en servicio. La Tabla 4.31 corresponde al tablero A de 12 polos, destinado únicamente para la iluminación, ya que las luminarias son el tipo de carga más numerosa. La Tabla 4.32 contiene los datos del tablero B de 6 polos, al cual se le destina para la carga de bombas y electrodomésticos.

Otro de los requisitos para solicitar la interconexión es tener un diagrama unifilar de dicha instalación. La Figura 4.42 muestra el unifilar de la instalación, de acuerdo a los datos de los cuadros de carga.

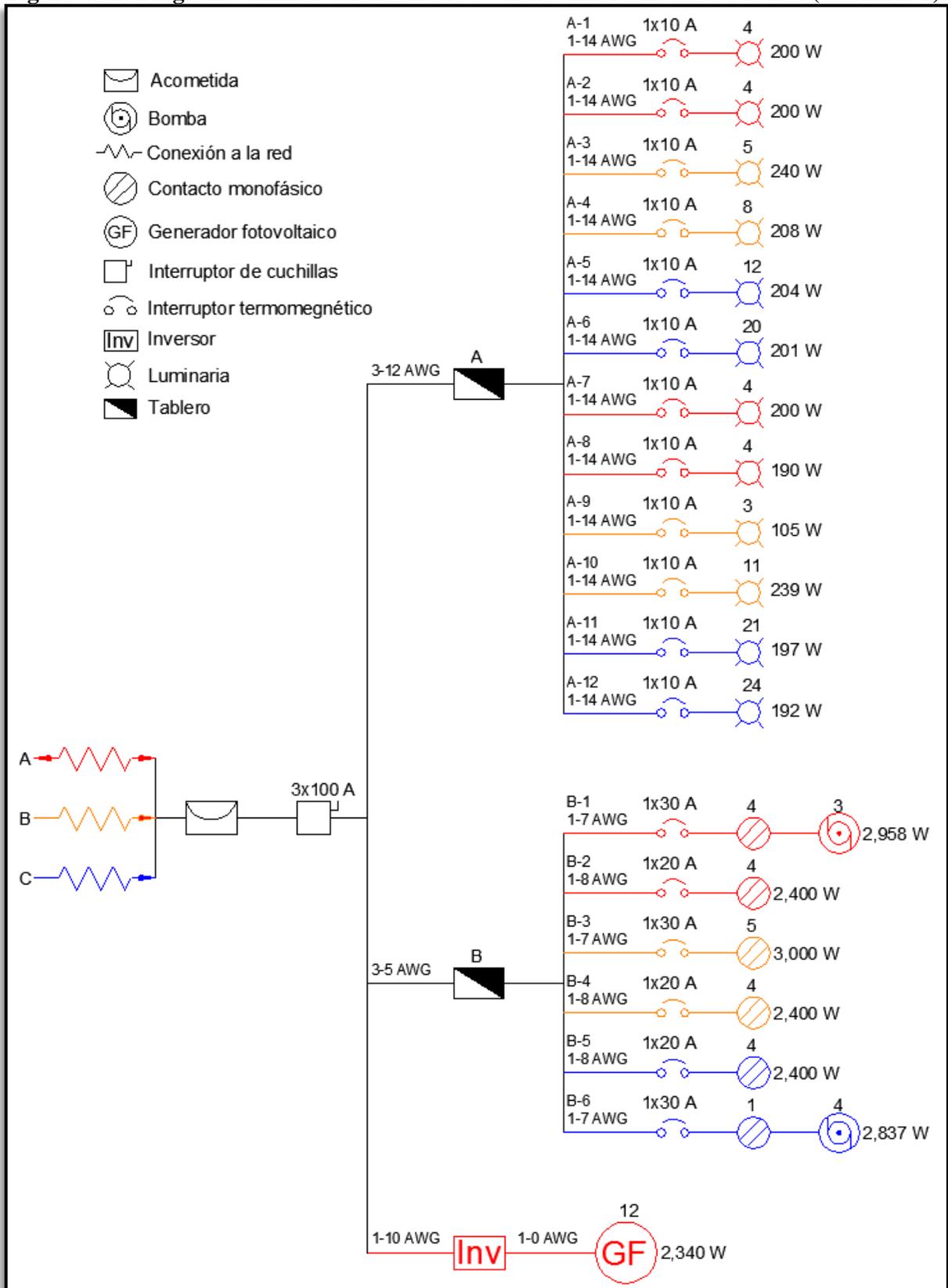
**Tabla 4.31: Cuadro de carga del tablero A (escenario 1)**

	Circuito No.	Interruptor Polo- Amp	Conductor AWG	Ahorr. 50 W	Ahorr. 26 W	Ahorr. 25 W	Ahorr. 23 W	Ahorr. 20 W	Ahorr. 15 W	Ahorr. 13 W	Fluor. 13 W	Halog. 9 W	Halog. 5 W	LED 8W	Incand. 40 W	Fase A W	Fase B W	Fase C W	Total W	
	A-1	1-10	1-14	4													200			200
	A-2	1-10	1-14	4													200			200
	A-3	1-10	1-14	4												1		240		240
	A-4	1-10	1-14			8												208		208
	A-5	1-10	1-14					8						4					204	204
	A-6	1-10	1-14						1	3	2		10	4					201	201
	A-7	1-10	1-14	4													200			200
	A-8	1-10	1-14	3												1	190			190
	A-9	1-10	1-14				1									2		105		105
	A-10	1-10	1-14					10						1				239		239
	A-11	1-10	1-14									7	9	5					197	197
	A-12	1-10	1-14												24				192	192
<b>TOTAL</b>				19	8	1	18	1	3	2	7	20	13	24	4	790	792	794	2,376	
Diagrama unifilar: Tablero de control A Alimentado de: Sistema fotovoltaico y red de la CFE Interruptor principal: Interruptor de cuchillas 100 A																				
Tensión: 127 V Fases: 3 Hilos: 3H-12 AWG Fase A: 790 W Fase B: 792 W Fase C: 794 W Corriente: 19 A Carga demandada: 2,376 W																				
Desbalance: 0.5%																				

**Tabla 4.32: Cuadro de carga del tablero B (escenario 1)**

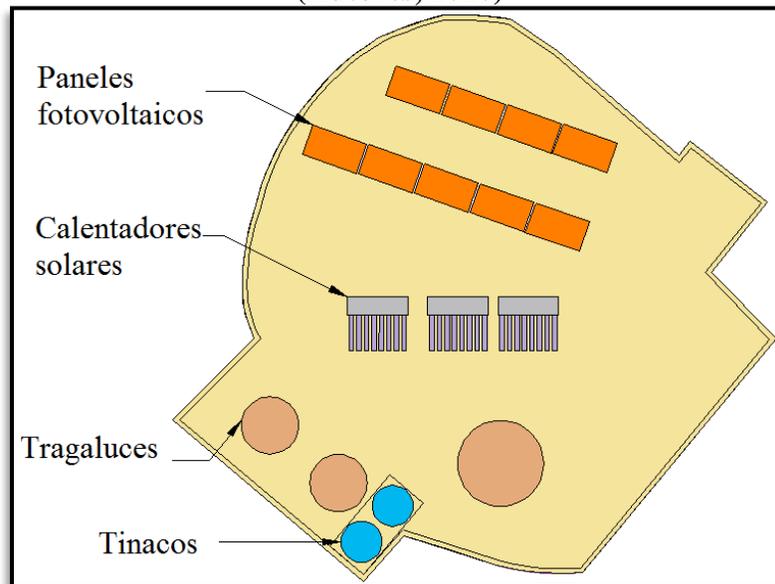
	Circuito No.	Interruptor Polo- Amp	Conductor AWG	Contacto 600 W	Bomba 1,119 W	Bomba 559 W	Bomba 373 W	Bomba 186 W	Fase A W	Fase B W	Fase C W	Total W	
	B-1	1-30	1-7	4					3	2,958			2,958
	B-2	1-20	1-8	4						2,400			2,400
	B-3	1-30	1-7	5							3,000		3,000
	B-4	1-20	1-8	4							2,400		2,400
	B-5	1-20	1-8	4								2,400	2,400
	B-6	1-30	1-7	1	1	1	1	1	1			2,837	2,837
<b>TOTAL</b>				22	1	1	1	4	5,358	5,400	5,237	15,995	
Diagrama unifilar: Tablero de control B Alimentado de: Sistema fotovoltaico y red de la CFE													
Interruptor principal: Interruptor cuchillas 100 A Tensión: 127 V Fases: 3 Hilos: 3H-5 AWG													
Fase A: 5,358 W Fase B: 5,400 W Fase C: 5,237 W Corriente: 126 A Carga demandada: 15,995 W													
Desbalance: 3%													

**Figura 4.42: Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico interconectado a la red (escenario 1)**



El segundo escenario para interconectar los generadores fotovoltaicos, es el que contempla el uso de los dispositivos ahorradores propuestos. Consta de 9 paneles modelo “SUN SV-T-185”, inversor modelo “GTFX 2524 LA” y un control de carga “OutBack MATE”. En la Figura 4.43 está un diagrama de la ubicación de los paneles en la casa.

**Figura 4.43: Ubicación de paneles fotovoltaicos interconectados a la red, escenario 2 (Autores, 2010)**



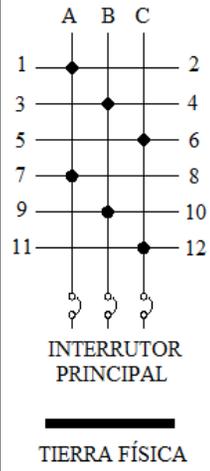
Este escenario contempla el uso eficiente de la energía eléctrica apoyado por los dispositivos de las propuestas anteriores. Con ello disminuye la inversión inicial y la cantidad de equipo a instalar. Los cuadros de carga para ambos tableros corresponden a las Tablas 4.33 y 4.34. Su diagrama unifilar se muestra en la Figura 4.44.

Para el tercer escenario, se estudia la propuesta de alimentar la carga de la casa sin hacer uso de las luces de adorno ni las bombas sumergibles. La carga en ornamentación es actualmente de 1,277 W. Como se vió en la Tabla 4.29, si se prescinde de esta carga y se implementan las propuestas de ahorro energético por carga de espera, sensores de presencia además de la sustitución de la bomba principal, se espera ahorrar 271 kWh al bimestre. Esta propuesta, implica un cambio ligero en el estilo de vida de los habitantes, pues restringe la comodidad del entorno. Si bien, esta propuesta requiere un costo de oportunidad, se debe valorar la posibilidad de sustentar el resto de la carga de la casa con una inversión menor para el sistema fotovoltaico.

Los elementos que se emplearían son 7 paneles “SUN SV-T-185”, un inversor “GTFX 2524 LA” con capacidad de 2,500 W y un control de carga “OutBack MATE”. En las Tablas 4.35 y 4.36 están los cuadros de carga para los tableros A y B, respectivamente, para el tercer escenario. En la Figura 4.45 se muestra el diagrama unifilar para esta propuesta. El escenario 3 también consta de tres acometidas, la fase A estará para la compra y venta de energía eléctrica con la red. En la Figura 4.46 está la ubicación de los paneles del sistema en la azotea de la casa en estudio.

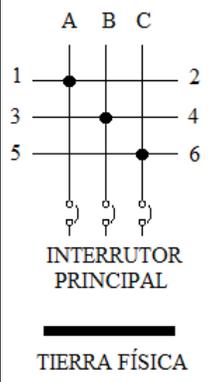
**Tabla 4.33: Cuadro de carga del tablero A (escenario 2)**

Circuito No.	Interruptor Polo- Amp	Conductor AWG	Ahorr.	Fluor.	Halog.	Halog.	LED	Incand.	Fase A	Fase B	Fase C	Total							
			50 W	26 W	25 W	23 W	20 W	15 W	13 W	13 W	9 W	5 W	8W	40 W	W	W	W	W	
A-1	1-10	1-14	4													200			200
A-2	1-10	1-14	4													200			200
A-3	1-10	1-14	4												1		240		240
A-4	1-10	1-14		8													208		208
A-5	1-10	1-14				8							4					204	204
A-6	1-10	1-14					1	3	2			10	4					201	201
A-7	1-10	1-14	4													200			200
A-8	1-10	1-14	3												1	190			190
A-9	1-10	1-14			1										2		105		105
A-10	1-10	1-14				10						1					239		239
A-11	1-10	1-14									7	9	5					197	197
A-12	1-10	1-14												24				192	192
TOTAL			19	8	1	18	1	3	2	7	20	13	24	4	790	792	794	2,376	
Diagrama unifilar: Tablero de control A Alimentado de: Sistema fotovoltaico y red de la CFE Interruptor principal: Interruptor de cuchillas 100 A																			
Tensión: 127 V Fases: 3 Hilos: 3H-12 AWG Fase A: 790 W Fase B: 792 W Fase C: 794 W Corriente: 19 A Carga demandada: 2,376 W																			
Desbalance: 0.5%																			

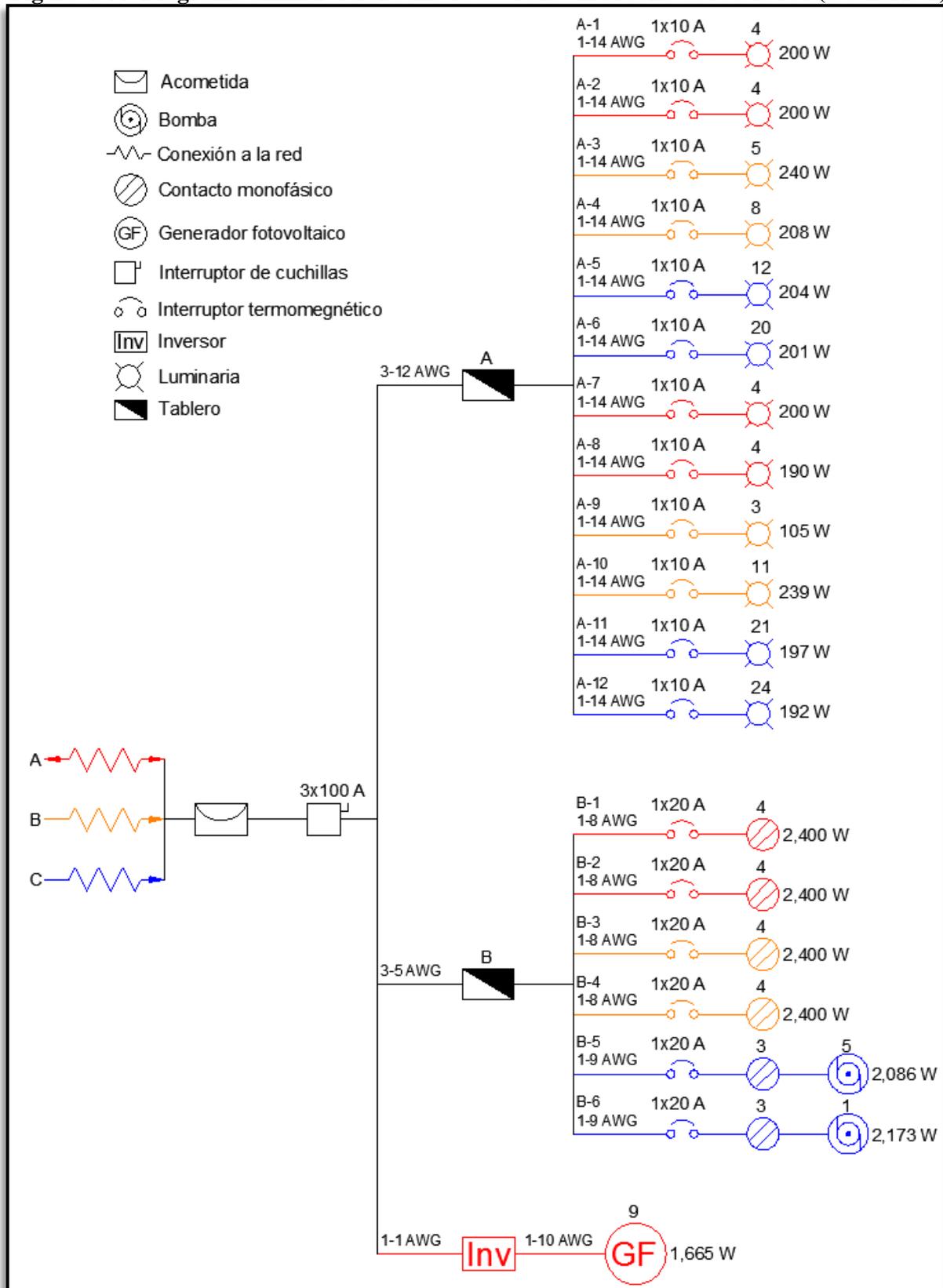


**Tabla 4.34: Cuadro de carga del tablero B (escenario 2)**

Circuito No.	Interruptor Polo- Amp	Conductor AWG	Contacto	Bomba	Bomba	Bomba	Fase A	Fase B	Fase C	Total
			600 W	373 W	186 W	25 W	W	W	W	W
B-1	1-20	1-8	4				2,400			2,400
B-2	1-20	1-8	4				2,400			2,400
B-3	1-20	1-8	4					2,400		2,400
B-4	1-20	1-8	4					2,400		2,400
B-5	1-20	1-9	3		1	4			2,086	2,086
B-6	1-20	1-9	3	1					2,173	2,173
TOTAL			22	1	1	4	4,800	4,800	4,259	13,859
Diagrama unifilar: Tablero de control B Alimentado de: Sistema fotovoltaico y red de la CFE										
Interruptor principal: Interruptor cuchillas 100 A Tensión: 127 V Fases: 3 Hilos: 3H-5 AWG										
Fase A: 4,800 W Fase B: 4,800 W Fase C: 4,259 W Corriente: 109 A Carga demandada: 13,859 W										
Desbalance: 11.3%										



**Figura 4.44: Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico interconectado a la red (escenario 2)**



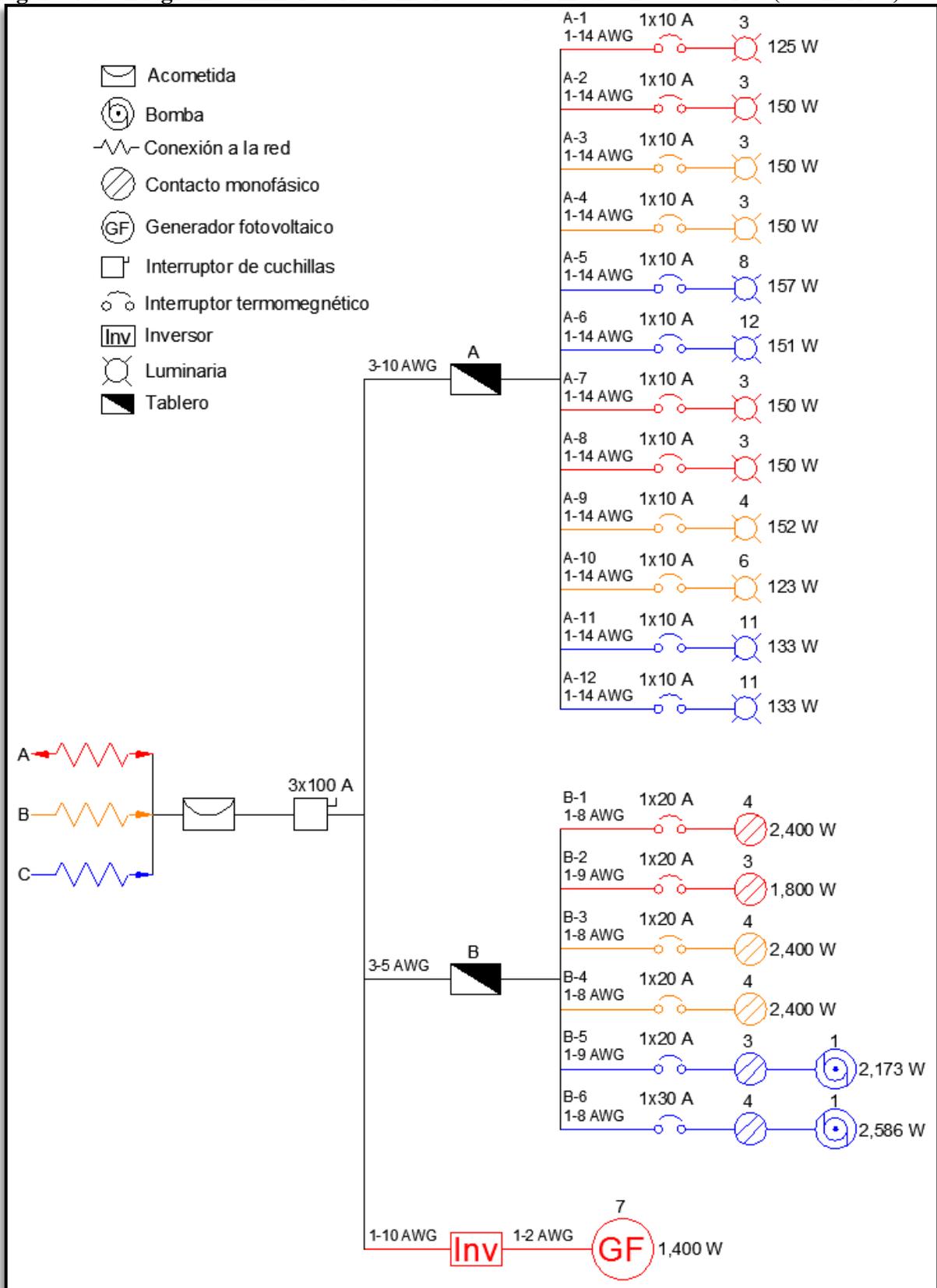
**Tabla 4.35: Cuadro de carga del tablero A (escenario 3)**

Circuito No.	Interruptor Polo- Amp	Conductor AWG	Ahorr.	LED	Fase A	Fase B	Fase C	Total							
			50 W	26 W	25 W	23 W	20 W	15 W	13 W	8W	W	W	W	W	
A-1	1-10	1-14	2		1							125			125
A-2	1-10	1-14	3									150			150
A-3	1-10	1-14	3										150		150
A-4	1-10	1-14	3										150		150
A-5	1-10	1-14					4	1	3						157
A-6	1-10	1-14					3			2	7				151
A-7	1-10	1-14	3									150			150
A-8	1-10	1-14	3									150			150
A-9	1-10	1-14	2	2									152		152
A-10	1-10	1-14					5				1		123		123
A-11	1-10	1-14					3				8			133	133
A-12	1-10	1-14					3				8			133	133
TOTAL			19	2	1	18	1	3	2	24	575	575	574	1,724	
Diagrama unifilar: Tablero de control A Alimentado de: Sistema fotovoltaico y red de la CFE															
Interruptor principal: Interruptor de cuchillas 100 A Tensión: 127 V Fases: 3 Hilos: 3H-10 AWG															
Fase A: 575 W Fase B: 575 W Fase C: 574 W Corriente: 14 A Carga demandada: 1,724 W Desbalance: 0%															

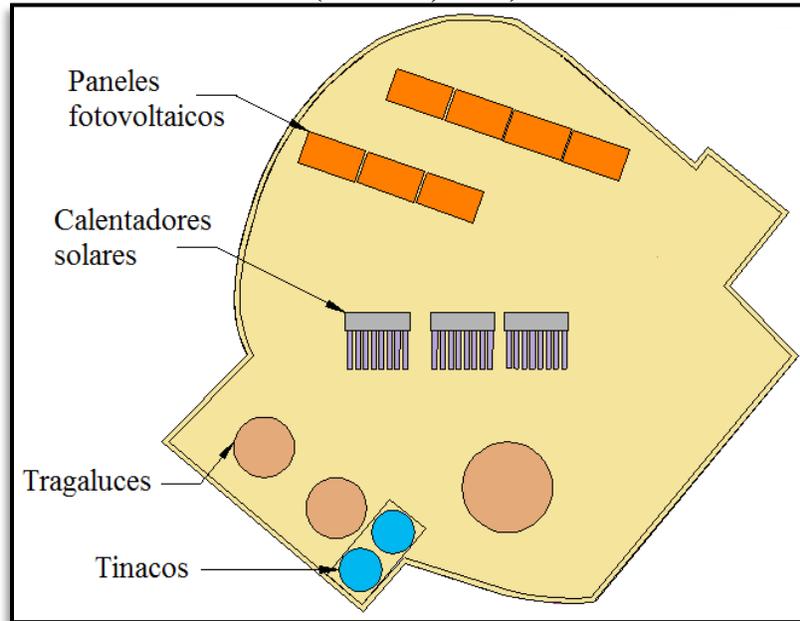
**Tabla 4.36: Cuadro de carga del tablero B (escenario 3)**

Circuito No.	Interruptor Polo- Amp	Conductor AWG	Contacto 600 W	Bomba 373 W	Bomba 186 W	Fase A	Fase B	Fase C	Total
						W	W	W	W
B-1	1-20	1-8	4			2400			2,400
B-2	1-20	1-9	3			1800			1,800
B-3	1-20	1-8	4				2400		2,400
B-4	1-20	1-8	4				2400		2,400
B-5	1-20	1-9	3	1				2173	2,173
B-6	1-30	1-8	4		1			2586	2,586
TOTAL			22	1	1	4,200	4,800	4,759	13,759
Diagrama unifilar: Tablero de control B Alimentado de: Sistema fotovoltaico y red de la CFE									
Interruptor principal: Interruptor cuchillas 100 A Tensión: 127 V Fases: 3									
Hilos: 3H-5 AWG Fase A: 4,200 W Fase B: 4,800 W Fase C: 4,759 W									
Corriente: 109 A Carga demandada: 13,759 W Desbalance: 12.5%									

Figura 4.45: Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico interconectado a red (escenario 3)



**Figura 4.46: Ubicación de paneles fotovoltaicos interconectados a la red, escenario 3 (Autores, 2010)**

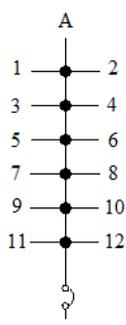


En el cuarto escenario se separan los electrodomésticos a dos fases (B y C) provenientes de la red, que solo serán de compra. La fase A será alimentada tanto por los paneles fotovoltaicos como por la red de la CFE. Las tres fases tienen la esperanza de considerarse siempre en tarifa 1, debido a que el consumo no debería exceder los 158 kWh al bimestre, tal como se vio en el capítulo 3.1.

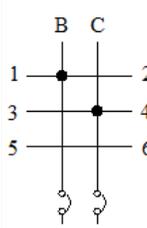
La iluminación y bombeo estarán en el tablero A y su cuadro de carga puede ser el propuesto en la Tabla 4.37. El tablero B tendrá los contactos para electrodomésticos, ocuparán los primeros 4 circuitos del tablero, alimentados de las fases B y C de la CFE. El cuadro de carga, para el tablero B, se encuentra en la Tabla 4.38.

El diagrama unifilar para la tercera configuración se encuentra esquematizado en la Figura 4.47. La Figura 4.48 muestra la ubicación de los paneles en la azotea. Aquí se instalarían 6 paneles modelo "SUN SV-X-195", un inversor modelo "GTFX 2524 LA" de 2,500 W y un control de carga "OutBack MATE".

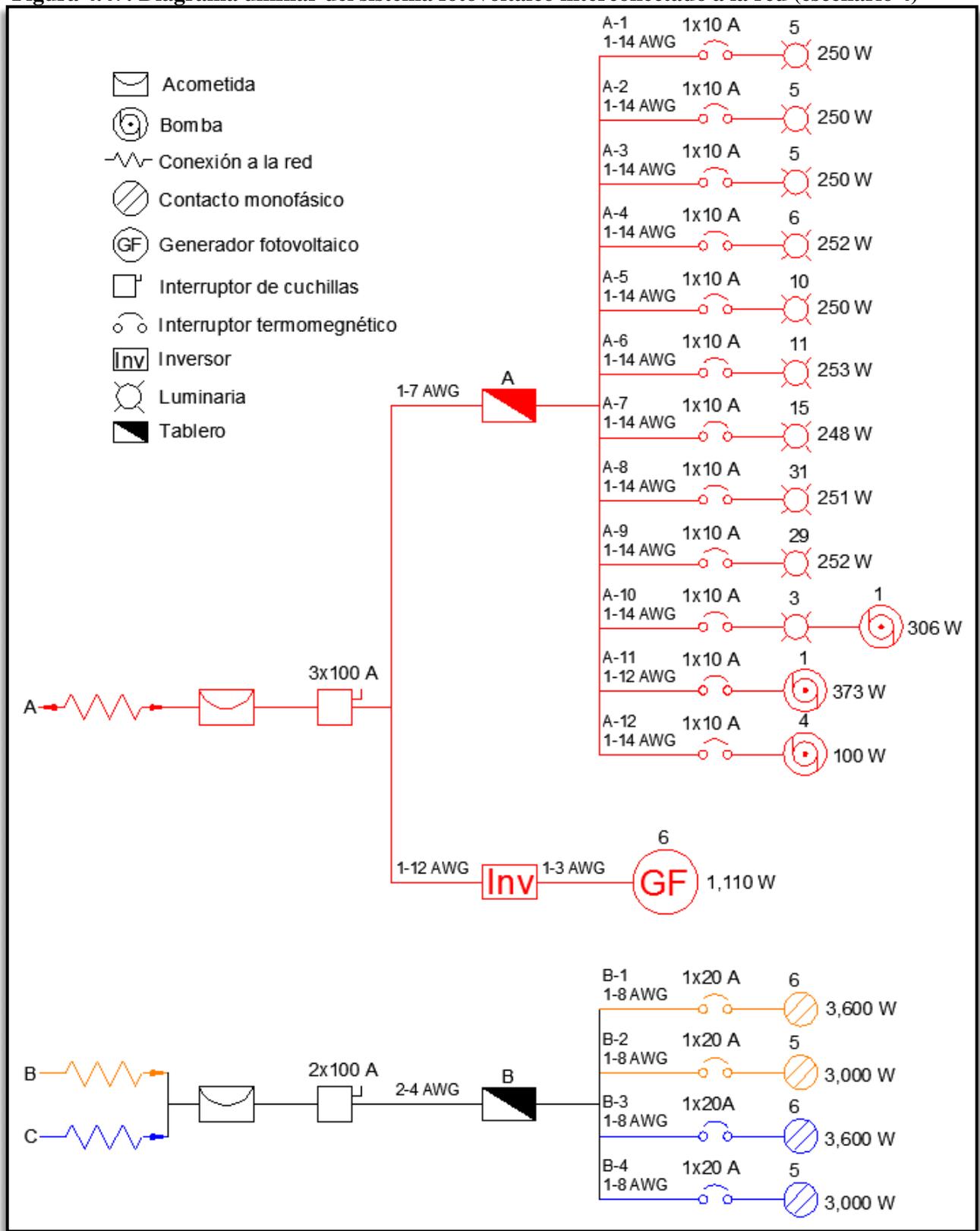
**Tabla 4.37: Cuadro de carga del tablero A (escenario 4)**

 <p>A</p> <p>1 — 2</p> <p>3 — 4</p> <p>5 — 6</p> <p>7 — 8</p> <p>9 — 10</p> <p>11 — 12</p> <p>INTERRUPTOR PRINCIPAL</p> <p>TIERRA FÍSICA</p>	Circuito No.	Interruptor Polo- Amp	Conductor AWG	Ahorr. 50 W	Ahorr. 26 W	Ahorr. 25 W	Ahorr. 23 W	Ahorr. 20 W	Ahorr. 15 W	Ahorr. 13 W	Fluor. 13 W	Halog. 9 W	Halog. 5 W	LED 8W	Incand. 40 W	Bomba 373 W	Bomba 186 W	Bomba 25W	Fase A W	Total W	
	A-1	1-10	1-14	5																250	250
	A-2	1-10	1-14	5																250	250
	A-3	1-10	1-14	5																250	250
	A-4	1-10	1-14	4	2															252	252
	A-5	1-10	1-14		6	1	3													250	250
	A-6	1-10	1-14				11													253	253
	A-7	1-10	1-14				4	1	3	2	5									248	248
	A-8	1-10	1-14									2	20	9						251	251
	A-9	1-10	1-14											4	24	1				252	252
	A-10	1-10	1-14													3		1		306	306
	A-11	1-10	1-12														1			373	373
	A-12	1-10	1-14																4	100	100
<b>TOTAL</b>				19	8	1	18	1	3	2	7	20	13	24	4	1	1	4	3,035	3,035	
Diagrama unifilar: Tablero de control A Alimentado de: Sistema fotovoltaico y red de la CFE Interruptor principal: Interruptor de cuchillas 100 A																					
Tensión: 127 V Fases: 1 Hilos: 1H-7 AWG Fase A: 3035 W Corriente: 24 A Carga demandada: 3,035 W																					
Desbalance: 0%																					

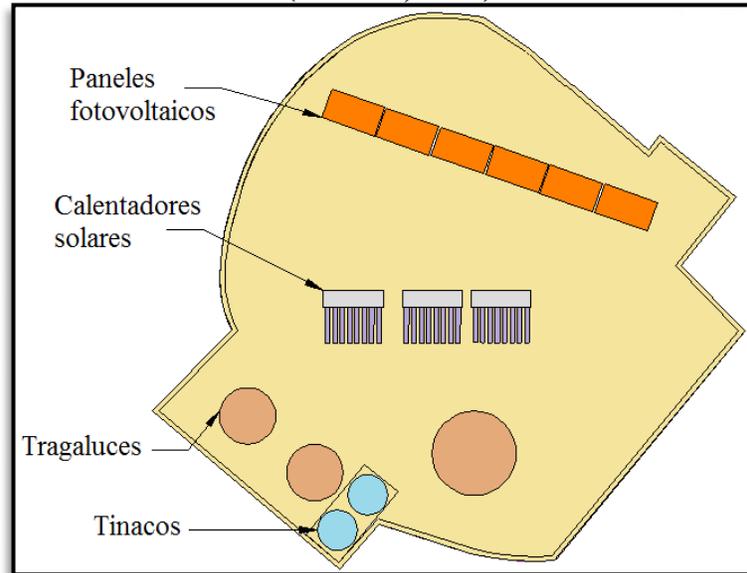
**Tabla 4.38: Cuadro de carga del tablero B (escenario 4)**

 <p>B C</p> <p>1 — 2</p> <p>3 — 4</p> <p>5 — 6</p> <p>INTERRUPTOR PRINCIPAL</p> <p>TIERRA FÍSICA</p>	Circuito No.	Interruptor Polo- Amp	Conductor AWG	Contacto 600 W	Fase B W	Fase C W	Total W	
	B-1	1-20	1-8		6	3600		3,600
	B-2	1-20	1-8		5	3000		3,000
	B-3	1-20	1-8		6		3600	3,600
	B-4	1-20	1-8		5		3000	3,000
	B-5							
	B-6							
<b>TOTAL</b>				22	6,600	6,600	13,200	
Diagrama unifilar: Tablero de control B Alimentado de: Red de la CFE								
Interruptor principal: Interruptor cuchillas 100 A Tensión: 127 V Fases: 2								
Hilos: 2H-4 AWG Fase B: 6,600 W Fase C: 6,600 W Corriente: 104 A								
Carga demandada: 13,200 W Desbalance: 0%								

**Figura 4.47: Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico interconectado a la red (escenario 4)**



**Figura 4.48: Ubicación de paneles fotovoltaicos interconectados a la red, escenario 4 (Autores, 2010)**



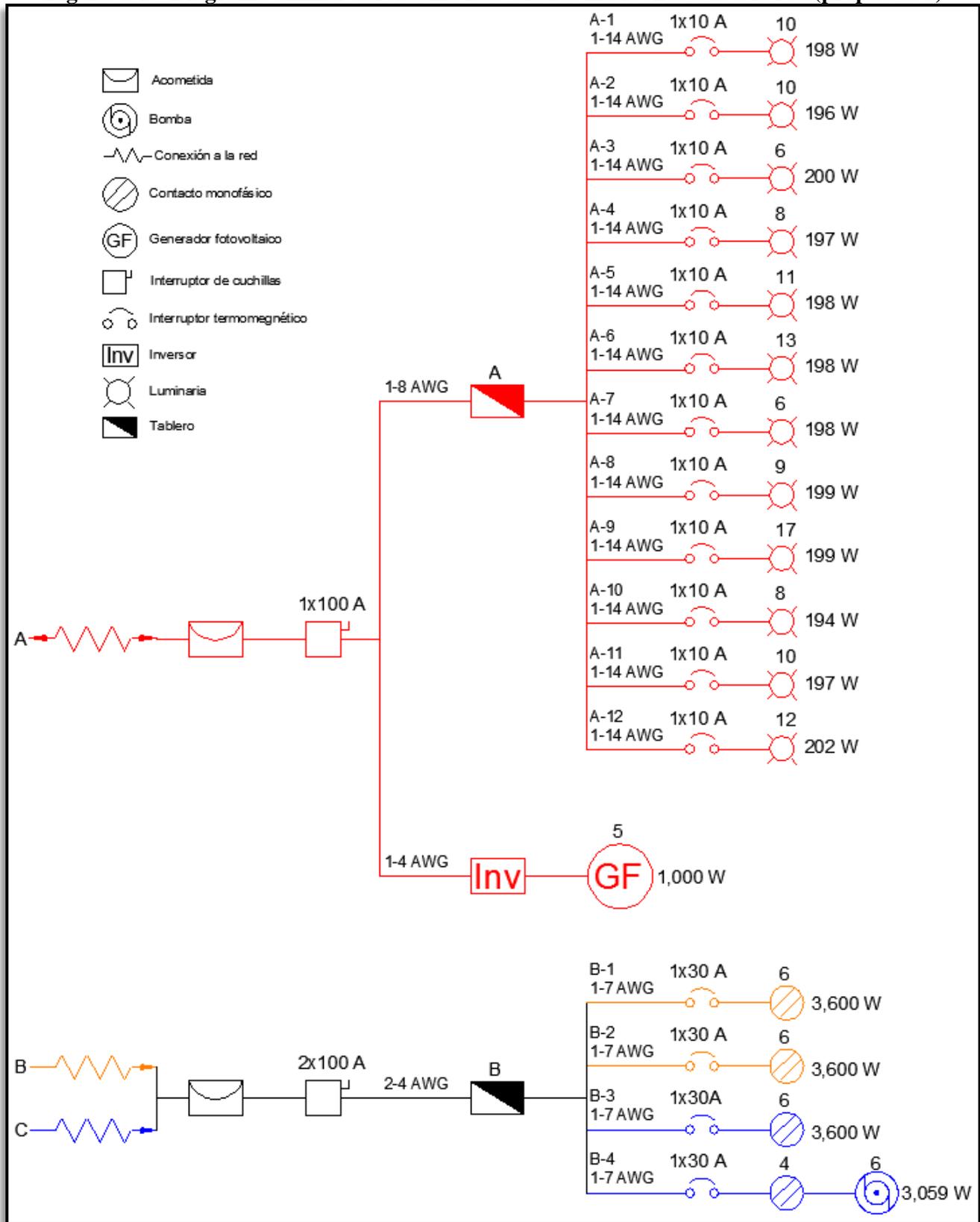
Por último, la quinta opción de conexión para el sistema fotovoltaico es la que destina la generación eléctrica solar solo para la iluminación. Ésta es la propuesta de interconexión más barata. También cuenta con tres fases, en la que la fase A se alimenta del sistema fotovoltaico y la red de la CFE, servirá para alimentar las luminarias. Las fases B y C alimentarán a los contactos y las bombas.

Está integrada por 5 paneles modelo “SUN SV-X-195”, un inversor “SB 1100” de 1,100 W de capacidad, una batería de 12 V modelo 27HT90 y un control de carga “OutBack MATE”.

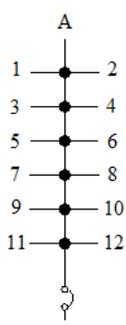
La Figura 4.49 muestra el diagrama unifilar para la cuarta propuesta de interconexión de un sistema fotovoltaico a la red de CFE. Para el tablero A se puede usar la Tabla 4.39 para describir el cuadro de carga, solo este tablero tendrá la fase del sistema fotovoltaico interconectado. El tablero B se alimenta de dos fases traídas de la red de la CFE, la Tabla 4.40 muestra el cuadro de carga para este tablero en la propuesta.

La ubicación del sistema se muestra en la Figura 4.50.

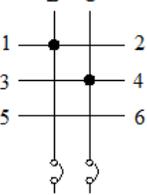
Figura 4.49: Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico interconectado a la red (propuesta 5)



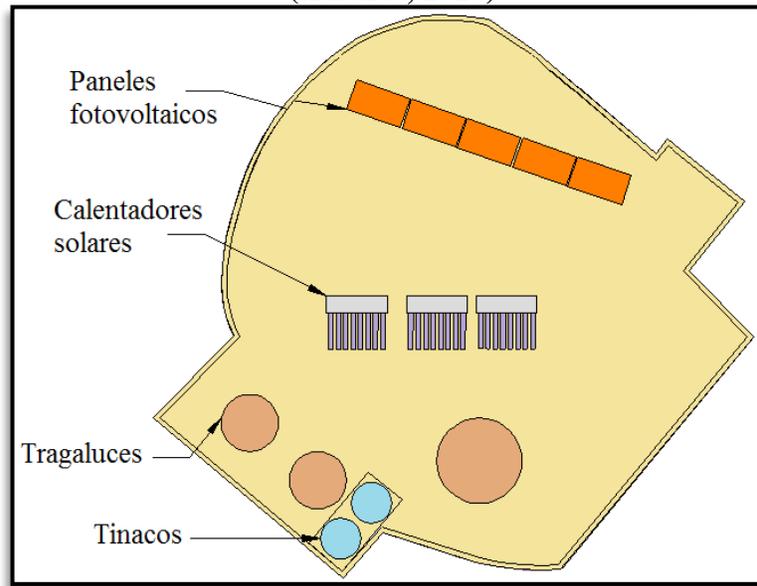
**Tabla 4.39: Cuadro de carga del tablero A (escenario 5)**

 <p><b>A</b></p> <p>1 —●— 2</p> <p>3 —●— 4</p> <p>5 —●— 6</p> <p>7 —●— 8</p> <p>9 —●— 10</p> <p>11 —●— 12</p> <p>INTERRUPTOR PRINCIPAL</p> <p>TIERRA FÍSICA</p>	Circuito No.	Interruptor Polo- Amp	Conductor AWG	Ahorr. 50 W	Ahorr. 26 W	Ahorr. 25 W	Ahorr. 23 W	Ahorr. 20 W	Ahorr. 15 W	Ahorr. 13 W	Fluor. 13 W	Halog. 9 W	Halog. 5 W	LED 8W	Incand. 40 W	Fase A W	Total W		
	A-1	1-10	1-14	2		1				1	1		5				198	198	
	A-2	1-10	1-14	2								6	2				196	196	
	A-3	1-10	1-14	3	1					1			1				200	200	
	A-4	1-10	1-14	3						1	1		1	2			197	197	
	A-5	1-10	1-14	3									2	6			198	198	
	A-6	1-10	1-14	2					1				7	3			198	198	
	A-7	1-10	1-14	3	1							1	1				198	198	
	A-8	1-10	1-14			2		2							1	2	2	199	199
	A-9	1-10	1-14			2		2							1	12		199	199
	A-10	1-10	1-14			2		2								2	2	194	194
	A-11	1-10	1-14	1					5							4		197	197
	A-12	1-10	1-14						7				1			4		202	202
<b>TOTAL</b>				19	8	1	18	1	3	2	7	20	13	24	4	2,376	2,376		
Diagrama unifilar: Tablero de control A Alimentado de: Sistema fotovoltaico y red de la CFE Interruptor principal: Interruptor de cuchillas 100 A																			
Tensión: 127 V Fases: 1 Hilos: 1H-8 AWG Fase A: 2,376 W Corriente: 19 A Carga demandada: 2,376 W																			
Desbalance: 0%																			

**Tabla 4.40: Cuadro de carga del tablero B (escenario 5)**

 <p><b>B C</b></p> <p>1 —●— 2</p> <p>3 —●— 4</p> <p>5 —●— 6</p> <p>INTERRUPTOR PRINCIPAL</p> <p>TIERRA FÍSICA</p>	Circuito No.	Interruptor Polo- Amp	Conductor AWG	Contacto 600 W	Bomba 373 W	Bomba 186 W	Bomba 25 W	Fase B W	Fase C W	Total W	
	B-1	1-30	1-7	6					3600		3,600
	B-2	1-30	1-7	6					3600		3,600
	B-3	1-30	1-7	6						3600	3,600
	B-4	1-30	1-7	4		1	1	4		3059	3,059
	B-5										
	B-6										
<b>TOTAL</b>				22	1	1	4	7,200	6,659	13,859	
Diagrama unifilar: Tablero de control B Alimentado de: Red de la CFE											
Interruptor principal: Interruptor cuchillas 100 A Tensión: 127 V Fases: 2 Hilos: 2H-4 AWG											
Fase B: 7,200 W Fase C: 6,659 W Corriente: 109 A Carga demandada: 13,859 W											
Desbalance: 7.5%											

**Figura 4.50: Ubicación de paneles fotovoltaicos interconectados a la red, escenario 5 (Autores, 2010)**



#### 4.4.7 - PROPUESTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EÓLICA

Un sistema de generación eléctrica por medio aerogenerador, es posible instalarlo para trabajar en sistema isla o interconectado. También, puede servir para complementar a los sistemas fotovoltaicos. Sin embargo, la tecnología actual requiere, para donde se sitúe el sistema, de ciertos requisitos mínimos de velocidad de viento, tanto hacer operar al aerogenerador, como para alcanzar la potencia máxima nominal prometida por el fabricante.

En la Tabla 4.41 se eligieron cinco modelos de aerogeneradores actualmente comerciales, que pueden instalarse a nivel residencial, se desglosaron datos de potencia nominal y velocidades mínimas requeridas para la operación. Cabe mencionar que, los cuatro primeros modelos se pueden encontrar con proveedores en México, y el último modelo, por ser de reciente aparición, en comparación con los otros, se debe importar. De la Figura 4.51a a la 4.51e, se muestran fotografías de las turbinas mencionadas.

**Tabla 4.41: Modelos de aerogeneradores comerciales (HWT, 2010; WE, 2010a; WE, 2010b; WE, 2010c; WE, 2010d)**

Modelo	Potencia nominal Watts	Velocidad de puesta en marcha $\frac{m}{s}$	Velocidad para potencia nominal $\frac{m}{s}$
AIR BREEZE	160	2.68	13
SKYSTREAM 3.7	2,400	3.5	13
AIR X	400	3.58	13.5
WHISPER 200	1,000	3.4	11.6
WINDTRONIC 6500	4,700	0.5	25

**Figura 4.51a: Turbina eólica Air Breeze (WE, 2010a)**



**Figura 4.51b: Turbina eólica AIR X(WE, 2010b)**



**Figura 4.51c: Turbina eólica Skystream 3.7 (WE, 2010c)**



**Figura 4.51d: Turbina eólica Whisper 200 (Whisper 200, 2010d)**



**Figura 4.51e: Turbina eólica Windtronic 6500 (WHT, 2010)**



Como se puede apreciar de la Tabla 4.34, uno de los primeros datos que se tiene que considerar para la viabilidad de un aerogenerador, es la velocidad para puesta en marcha. Esta velocidad es la mínima necesaria para obtener una generación eléctrica. Si el viento llega a ser

el suficiente para que la turbina arranque, se procedería a observar la cantidad de energía que se podría generar.

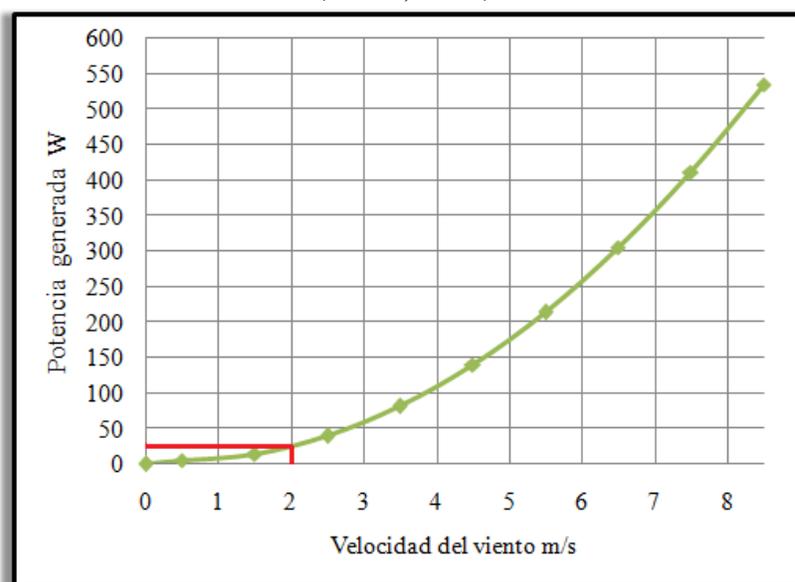
Para realizar el análisis de viabilidad técnica, se tomó como base de referencia los datos históricos de clima (ver capítulo 4.3), se utilizaron tanto la velocidad promedio de viento, como la velocidad de ráfaga, la cual, resulta útil para la puesta en marcha del aerogenerador.

Con ayuda de la Tabla 4.41, se puede observar que sólo dos de los aerogeneradores: “Air Breeze” y “Windtronic 6500”, podrían alcanzar la puesta en marcha. El generador “Air breeze” solo lo logra en el mes de abril, El “Windtronic 6500” puede funcionar los doce meses del año. Los tres aerogeneradores restantes no alcanzan el límite mínimo de velocidad requerido.

En seguida, se comparan valores con el fin de saber si se podría tener una generación con los aerogeneradores que cumplieron el primer requisito. Si se observa la Figura 4.6, la velocidad promedio de viento apenas alcanza los  $2.5 \frac{m}{s}$ , por lo que, para el aerogenerador “Air Breeze”, la velocidad sería insuficiente para poder generar energía eléctrica. En el caso del aerogenerador, “Windtronic 6500”, la tecnología resulta novedosa, ya que está diseñada para funcionar a una baja velocidad de viento. Sin embargo, la potencia que generaría este aerogenerador, con el promedio de velocidad que se tiene registrado, sería demasiado pequeña, y no podría compensar el costo del aerogenerador.

Se puede observar la Figura 4.52, los rendimientos correspondientes al aerogenerador Windtronic 6500. Se puso especial atención a los datos para bajas velocidades de viento, con el fin de señalar la potencia aproximada que podría proporcionar el aerogenerador con la velocidad del viento en sitio de estudio.

**Figura 4.52: Curva de potencia que puede proveer el aerogenerador “Windtronic 6500” (HWT, 2010)**



La recomendación por parte de proveedores de aerogeneradores, es instalar un generador eólico donde la velocidad del viento sea de al menos  $4.1 \frac{m}{s}$ , si se cumple esto, con una inversión similar, las turbinas eólicas domésticas pueden llegar a generar hasta 110 W.

Como puede observarse, el recurso eólico en el sitio de estudio no es suficiente para la generación eléctrica. Por lo tanto, no es factible la implementación de un sistema eólico en el sitio de estudio (WE, 2010a; WE, 2010b; WE, 2010c; WE, 2010d; HWT, 2010).

#### **4.5 – COMPARATIVA DEL PROYECTO**

En México se han instalado casas que hacen uso de energías renovables, así como el uso eficiente de energía y recursos naturales. Algunas de ellas han servido como proyectos demostrativos para la difusión de los beneficios obtenidos.

Existe una casa ecológica en el Parque Ecológico de Loreto y Peña Pobre, en la delegación Tlalpan, en la Ciudad de México. Esta casa se construyó en el año de 1994, con el apoyo del Instituto de Ingeniería de la UNAM, Universum, el Instituto Politécnico Nacional, la Lotería Nacional y la Fundación Manantial. En esta casa no hay una familia que la habite, sin embargo puede ser funcional para poder vivir en ella. Se hacen visitas guiadas a los visitantes por la casa de martes a domingo (GDF, 2010).

En el Bosque de Chapultepec, en la Ciudad de México, se construyó en 1985 una casa ecológica financiada por la Sociedad de Arquitectos Ecologistas de México. Los objetivos de esta casa eran didácticos y demostrativos. Las técnicas implementadas eran bastante prometedoras e innovadoras y aprovechaba casi todos los potenciales de aprovechamiento energético. En el 2005 fue demolida pues no redituaba lo suficiente a los concesionarios (Deffis, 1990).

Existe otra vivienda sustentable en la Ciudad de México, de domicilio reservado, en la que también cuentan con tecnologías de aprovechamiento de energía y de reutilización de desechos. Esta casa está habitada por la familia de uno de los socios de la empresa OP Energía. Ofrecen visitas guiadas ocasionales para quien lo solicite (OE, 2010).

Estos y muchos otros más son ejemplos de viviendas sustentables en México. Instituciones públicas como la Comisión Nacional de Vivienda (CONAVI) ha puesto en marcha el proyecto piloto “Programa para la Vivienda Sustentable”, en la que se otorgan subsidios del 20% a los habitantes para que tengan una vivienda de interés social con uso de energías alternativas. Se han realizado estos proyectos en ciudades como Acapulco, Delicias, Monterrey, Villahermosa, Torreón, Tepic, Reynosa, Querétaro, Mexicali, Hermosillo y Ciudad Juárez. Un objetivo secundario es mejorar las Normas Oficiales Mexicanas a través del desempeño de los proyectos. También los gobiernos de Aguascalientes y el Distrito Federal iniciaron con el proyecto “Fraccionamiento Sustentable” el cual edificará 1518 viviendas (Angulo, 2009; Morillón, 2007; Llanos, 2010).

En la Tabla 4.42a y su complemento la Tabla 4.42b, se detallan las tecnologías implementadas en los sitios mencionados y el caso en estudio contemplando las propuestas de la presente tesis. Se consideró que el consumo de agua por vivienda en el Distrito Federal es de  $1,635 \frac{l}{día}$ , el consumo de gas L.P. por vivienda en México es de  $10.2 \frac{kg}{día}$  y el consumo de electricidad es de  $9.7 \frac{kWh}{día}$  (CONAGUA, 2007; SENER, 2008b; CFE, 2010b).

**Tabla 4.42a: Comparativa entre casas con proyectos similares (SENER, 2008b; CFE, 2010b)**

Sitio	Construcción	Técnicas adoptadas	Ahorros
Casa ecológica autosuficiente del parque ecológico de Loreto y Peña Pobre	1994	<ul style="list-style-type: none"> <li>- construcción bioclimática</li> <li>- calentamiento de agua con captador solar</li> <li>- generación eléctrica con paneles fotovoltaicos</li> <li>- sistema de compost</li> <li>- captador pluvial</li> <li>- luminarias eficientes</li> <li>- tragaluces y ventanales</li> <li>- huerto</li> <li>- invernadero</li> <li>- separación de desechos</li> </ul>	Electricidad $8.3 \frac{kWh}{día}$  Gas $7.7 \frac{kg}{día}$
Casa ecológica autosuficiente del bosque de Chapultepec	1985	<ul style="list-style-type: none"> <li>- construcción bioclimática</li> <li>- climatización con trampa de calor de piedra</li> <li>- climatización de la casa con inducción de aire</li> <li>- invernadero adosado a la casa</li> <li>- calentamiento de agua con captador solar</li> <li>- secador de ropa solar</li> <li>- reutilización de aguas grises</li> <li>- ahorradores de agua de uso doméstico</li> <li>- captador pluvial</li> <li>- iluminación fotovoltaica</li> <li>- separación de desechos</li> </ul>	Electricidad $5 \frac{kWh}{día}$  Gas $8.2 \frac{kg}{día}$
Casa ecológica de la empresa OP Energía	No disponible	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calentamiento de agua con captador solar</li> <li>- captador pluvial</li> <li>- luminarias eficientes</li> <li>- tragaluces y ventanales</li> <li>- ahorradores de agua de uso doméstico</li> <li>- separación de desechos</li> </ul>	Electricidad $4.4 \frac{kWh}{día}$  Gas $7.7 \frac{kg}{día}$
Viviendas con tecnologías sustentables de interés social del programa "Vivienda Sustentable"	Fin de la construcción del proyecto programado a finales del 2010	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calentamiento de agua con captador solar</li> <li>- ahorradores de agua de uso doméstico</li> </ul>	Gas $5.1 \frac{kg}{día}$
Viviendas con tecnologías sustentables de interés social del programa "Fraccionamiento sustentable"	2010	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calentamiento de agua con captador solar</li> <li>- sensores para ahorro en iluminación</li> <li>- iluminación fotovoltaica</li> <li>- captador pluvial</li> <li>- reutilización de aguas grises</li> <li>- separación de desechos</li> </ul>	Electricidad $3.9 \frac{kWh}{día}$  Gas $7.7 \frac{kg}{día}$

**Tabla 4.42b: Comparativa entre casas con proyectos similares (CONAGUA, 2007; SENER, 2008b; CFE, 2010b)**

Sitio	Construcción	Técnicas adoptadas	Ahorros
Sitio en estudio Santa Rosa Xochiac	2003	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calentamiento de agua con captador solar</li> <li>- climatización de la casa con captador solar y muro radiante</li> <li>- sistema de compost</li> <li>- digestor para tratar las aguas grises</li> <li>- generación eléctrica con paneles fotovoltaicos</li> <li>- bombeo de bajo consumo</li> <li>- captador pluvial</li> <li>- luminarias eficientes</li> <li>- sensores para ahorro en iluminación</li> <li>- contactos de control para aparatos con circuitos de espera</li> <li>- tragaluces y ventanales</li> <li>- separación de desechos</li> </ul>	<p>Electricidad <math>11.3 \frac{kWh}{dia}</math></p> <p>Gas <math>9.9 \frac{kg}{dia}</math></p> <p>Agua <math>4.2 \frac{l}{dia}</math></p>
Casa típica en México sin tecnologías de beneficio ambiental y energético		<ul style="list-style-type: none"> <li>- consumo de electricidad por la red de la CFE</li> <li>- calentamiento de agua con gas LP</li> <li>- aparatos con consumo de carga en espera</li> <li>- luminarias ineficientes</li> <li>- climatización con máquinas de aire acondicionado</li> <li>- uso del agua sin dispositivos de ahorro</li> </ul>	<p>Consumo de electricidad <math>9.7 \frac{kWh}{dia}</math></p> <p>Consumo de gas <math>10.2 \frac{kg}{dia}</math></p> <p>Consumo de agua <math>1,635 \frac{l}{dia}</math></p>

La Figura 4.53 es un croquis del terreno con la ubicación de las tecnologías implementadas. En la Figura 4.54 está el croquis del terreno con las propuestas de este documento. Comparándolas, se nota que no se sacrifica más espacio en la casa para la implementación de los proyectos. La azotea es el lugar que tiene más modificaciones, pero no implica un cambio sustancial en la estética del lugar ni afecta las actividades de los habitantes.

Figura 4.53: Sitio en estudio actual (Autores, 2010)

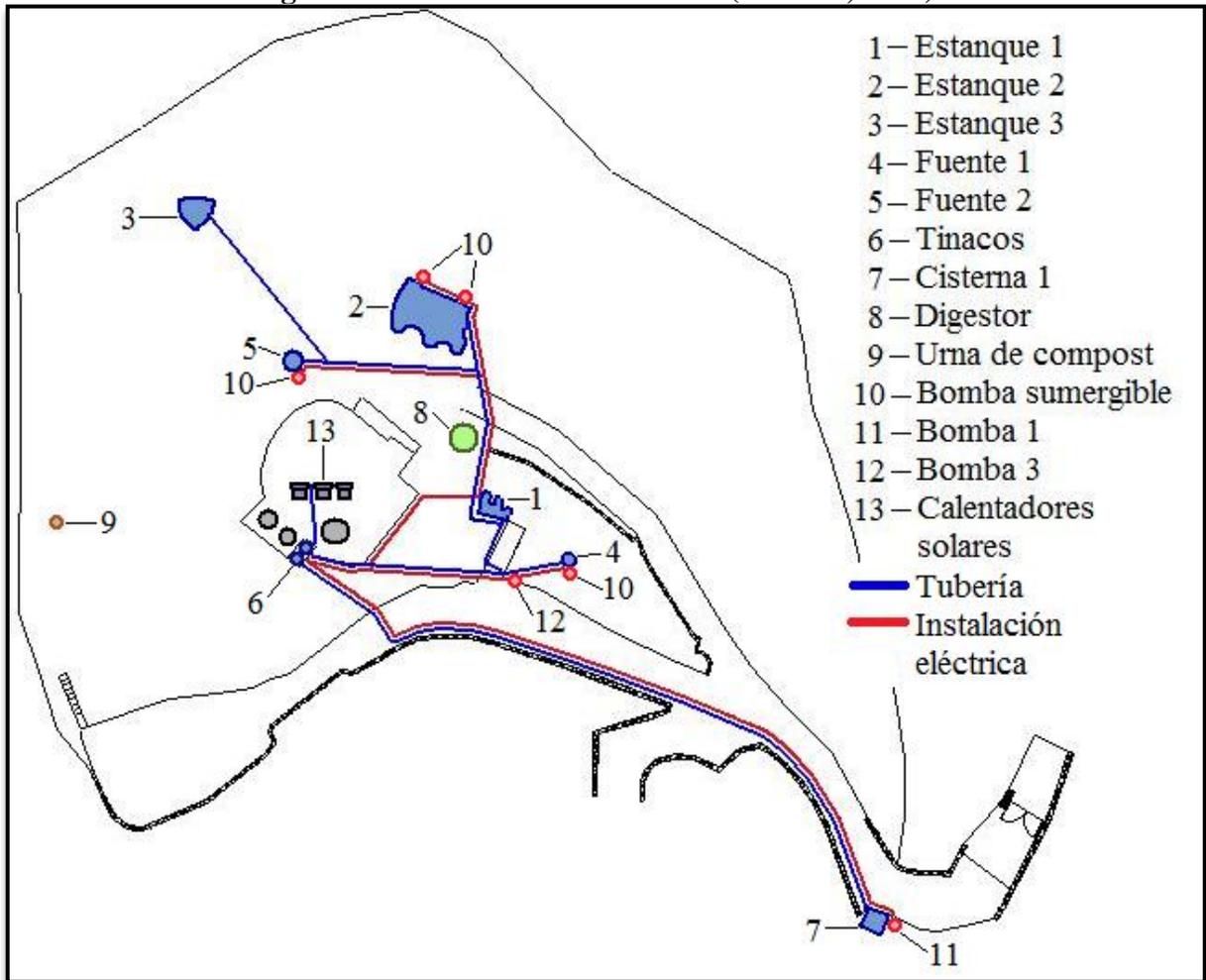
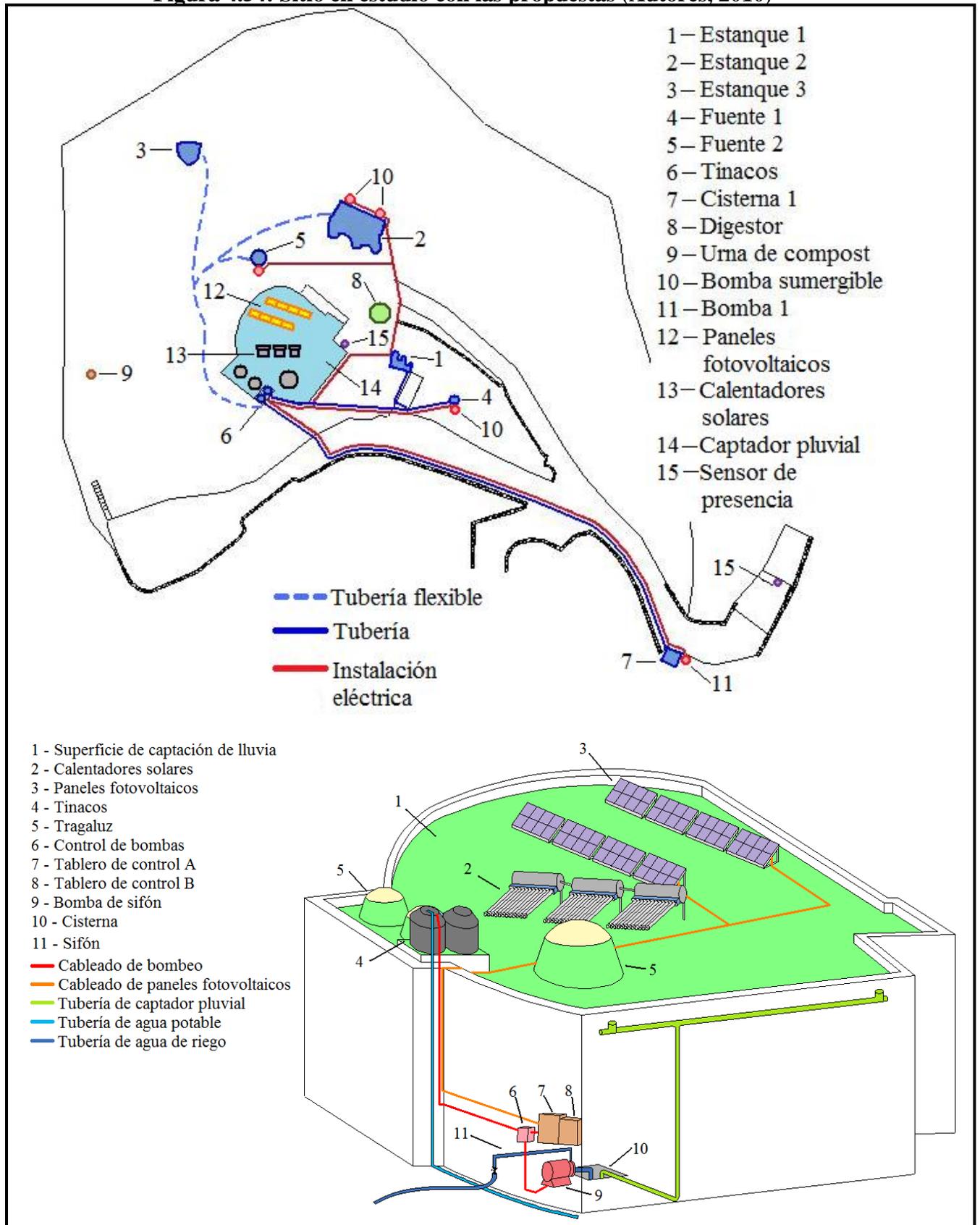


Figura 4.54: Sitio en estudio con las propuestas (Autores, 2010)



**ESTA PÁGINA SE DEJÓ EN BLANCO  
INTENCIONALMENTE**

## CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES

Siguiendo los objetivos propuestos, se ha tratado de encontrar la forma de reducir los impactos ambientales que provoca el habitar en una casa en suelo de conservación. El método que se eligió fue el de reducir impactos ambientales a través de ahorros energéticos, generación eléctrica alternativa y captación de agua.

Para la propuesta de captación de lluvia, se concluye que el proyecto sería rentable y recomendable su instalación debido a lo siguiente:

- El periodo de recuperación llegaría a ser de 5 meses, un tiempo bastante bueno
- No requiere de un gran capital inicial (\$2,060 aproximadamente)
- La instalación se puede realizar con materiales de fácil adquisición, pues en cualquier ferretería se puede proveer de ellos
- Disminución del consumo del agua destinada en riego y ornamentación hasta el 100% en siete meses del año.
- Aplicación mayoritaria de dispositivos pasivos para su funcionamiento.
- Uso de bomba hidráulica al mínimo, menos de un minuto de uso de la bomba por aplicación.
- No altera el estilo de vida de los habitantes

Las desventajas del proyecto son:

- Captación variable en algunos meses.
- No se puede hacer su uso después de 1 mes de sequía.
- Requiere limpieza periódica en la cisterna de captación debido a las partículas suspendidas en el agua
- El agua captada no es aprovechable para consumo humano

Para la propuesta de ahorro energético en bombeo, se obtuvieron tres alternativas: “Solo sustitución de bombas”, “Sustitución de bombas adaptadas a un sistema fotovoltaico sin captación de agua” y “Sustitución de bombas adaptadas para un sistema fotovoltaico con captación de agua”. Se recomienda ampliamente la sustitución de bombas, y en caso de implementarse un sistema fotovoltaico, también se recomienda cualquiera de los dispositivos de acoplamiento.

Las ventajas y desventajas de estas tres alternativas de proyecto son:

- La sustitución de bombas y adaptadores de acople al sistema fotovoltaico tienen un periodo de recuperación de 19 meses, un periodo de recuperación aceptable
- Disminución del 83% en el consumo de la energía destinada al bombeo
- Disminución en la carga eléctrica en bombeo
- Permite la elección de instalar el captador de agua de lluvia propuesto o el sistema fotovoltaico

- Los acopladores para el sistema fotovoltaico, evitan el sobredimensionamiento de capacidad a instalar en el sistema en isla
- Ahorro de  $412 \frac{kWh}{año}$  en el consumo de bombeo
- Se evitan  $1,358 \frac{kg}{año}$  de CO<sub>2</sub> emitidos, que equivalen a un automóvil en un año y a 0.3 de la absorción de un árbol de oyamel
- Evita el bombeo de la cisterna 1 a la cisterna 2
- Se puede aprovechar la instalación de tuberías actual
- Inversión inicial moderada
- Fácil reemplazo de dispositivos en el circuito acoplador
- No afecta el estilo de vida de los habitantes
- La principal desventaja es el llenado lento de los tinacos

La tercera propuesta fue ahorro energético en iluminación, se optó por recomendar la utilización de sensores infrarrojos y la instalación de los sensores en el jardín y la escalera. La instalación de estos sensores es recomendable si los habitantes desean disminuir su consumo eléctrico o implementar sistemas de generación eléctrica alternativos.

Los aspectos positivos de esta propuesta son:

- Inversión inicial pequeña
- Periodo de recuperación de 5 meses para el sensor de la escalera y 3 meses para el sensor del jardín. Estos tiempos resultan muy favorables
- Ahorro del 6.1% en el consumo eléctrico en iluminación de toda la casa, es decir  $374 \frac{kWh}{año}$
- Se evitan  $1,235 \frac{kg}{año}$  de CO<sub>2</sub> equivalente que es equivalente a la emisión cercana de un automóvil en un año, así como, a la absorción de 0.3 de árbol de oyamel
- Instalación sencilla y barata
- Permite la operación manual y automática del encendido y apagado de luces

Las desventajas para la implementación de sensores de presencia son:

- Posibles incomodidades por parte de los usuarios, debido al apagado no deseado de las luces
- Requiere limpieza periódica de los sensores, en especial los que se ubican en el jardín
- El periodo de recuperación puede variar drásticamente, debido a las horas de uso
- Disminuye ligeramente el tiempo de vida útil de las lámparas

La recomendación hecha a los habitantes, para el ahorro de energía a través de la desconexión de algunos de sus electrodomésticos, resultaría muy conveniente para el desarrollo del proyecto de generación eléctrica alternativa, a la facturación del consumo y a los impactos ambientales. Los beneficios, de aceptar el nuevo hábito de desconectar los electrodomésticos, son:

- Disminuye la capacidad a instalar de paneles fotovoltaicos
- Pueden ahorrar hasta  $350 \frac{kWh}{año}$
- Se evita la emisión de  $1,150 \frac{kg}{año}$  de CO<sub>2</sub> que es equivalente a la emisión aproximada de un automóvil, y la absorción de 0.3 de un árbol de oyamel
- Se ahorran hasta \$1,140 al año, en caso de no instalar un generador eléctrico alternativo
- Protege los aparatos en caso de haber fallos eléctricos

La generación de energía eléctrica por medio de paneles solares en isla no es factible técnicamente ni económicamente, por lo tanto no es recomendable su desarrollo, debido a lo siguiente:

- Inversión inicial demasiado alta
- El periodo de recuperación se acerca demasiado a la vida útil de los paneles
- No hay suficiente espacio para ubicar los paneles
- No es posible la instalación parcial del sistema fotovoltaico en isla, forzosamente se deben cubrir todos los consumos
- Ninguna de las propuestas anteriores beneficia lo suficiente para disminuir la capacidad a instalar

En la evaluación de la posibilidad de instalar un sistema fotovoltaico interconectado, se propusieron cinco escenarios, los cuales todos resultan viables técnicamente. Los periodos de recuperación resultan elevados, sin embargo, hay que tener en cuenta que para un sistema de este tipo, es una situación común tener remuneración a largo plazo. Cada uno de los cinco posibles escenarios permite la venta de energía sobrante a la CFE, de acuerdo a lo establecido en el contrato de interconexión. Cada uno de los escenarios descritos, están dimensionados para la instalación de un sistema fotovoltaico a diferentes escalas. El proyecto es recomendable si se desea compensar los impactos ambientales en cuestión energética y se cuentan con los recursos necesarios. Se recomienda la instalación del sistema de generación eléctrica fotovoltaico con la adición de los proyectos de ahorro de energía, ya que este es el escenario con mejor compensación de los impactos ambientales.

Hay que tener en cuenta lo siguiente en caso de instalar uno de estos sistemas:

- La inversión inicial es alta
- La energía vendida a la CFE puede ser usada en los 12 meses siguientes
- La energía vendida a la CFE no será remunerada con dinero
- Los precios de los productos varían según la cotización del dólar
- La compensación de la inversión inicial se percibirá a través de ahorros en la facturación eléctrica
- Los posibles ahorros son mayores del 50% para cualquiera de las alternativas propuestas
- Se pueden evitar de  $6.02 \frac{kg}{año}$  a  $13.67 \frac{kg}{año}$  de CO<sub>2</sub> equivalentes a la emisión de aproximadamente 6 automóviles y la absorción de casi 3 árboles de oyamel

- La instalación de cualquier alternativa de sistema de generación fotovoltaica permite permanecer en la tarifa 1 de consumo eléctrico

La última propuesta fue la generación de electricidad por medio de aerogeneradores. Debido a que no se cuenta con un buen recurso eólico, ninguna de las tecnologías a la venta sirve para la implementación de un generador eólico. Por lo tanto, al no ser sustentable, no se recomienda su instalación. En la Tabla 5.1 se resumen las opciones que se consideran más recomendables para la realización de la ecotecnia

**Tabla 5.1 Resumen Tecnologías actuales y propuestas para la realización de la ecotecnia**

IMPLEMENTACIÓN PARA LA ECOTECNIA			
	Tecnología actual	Tecnología propuesta	Costo propuesta
Agua	Compra para toda la casa	Captador de agua de lluvia	\$2,059.44
Bombeo	Bombas sobredimensionadas	Sustitución de bombas	\$4,094.00
Iluminación	Lámparas ahorradoras	Sensores de presencia	\$320.00
Carga en espera en electrodomésticos	Ninguna	Separación de circuito para la fácil desconexión de carga en espera.	\$416.20
Generación de electricidad	Conexión CFE (generada a partir de combustible fósil)	Generación fotovoltaica (interconexión con CFE)	\$78,758
Gas	Calentadores solares de agua para climatización y uso personal de la casa	Misma	\$0.00
Otras	Compost y reforestación	Misma	\$0.00
Costos total de las propuestas			\$85,647.64

De instalarse el captador de aguas, sustituir el equipo de bombeo, instalar sensores de presencia en la casa, instalar un generador fotovoltaico de 1,530 W y ahorrar energía en electrodomésticos, se podría hacer el símil de haber plantado dos árboles de oyamel maduros de 45 m de altura, el cual, es el tipo de árbol típico del Desierto de los Leones (CMC, 2009; Flores, 1999; ETB, 2010).

Por otro lado, actualmente, existen asociaciones que apoyan proyectos en pro del medio ambiente, dos de ellas son: Fundación ADO y Fundación Gonzalo Rio Arronte. Dichas fundaciones, aceptaron dar un donativo para la realización del ecobarrio en Santa Rosa Xochiac. Por lo tanto el análisis en este trabajo es de gran valor para la ejecución del proyecto.

## REFERENCIAS

- AG, 2010. Entrevista con proveedor AG Electrónica S.A. de C.V. México D.F. México.
- Aguilera, J. y Hontoria, L. 2004. Dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos.
- AY, 2010. Entrevista con proveedor de la empresa Servicio Anaya S.A. de C.V. Cotización transporte de agua potable, pipa de agua de 10 m3. México D.F., México.
- Almanza, R. y Muñoz F., 2003. Ingeniería de la energía solar. Serie de ingeniería. Ed. Cromocolor. 418 pág. México D.F., México.
- Angstrom, A.1924. Solar and terrestrial radiation. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*. 210(50):121-125.
- Angulo, C. 2009. Inician construcción de fraccionamiento sustentable. Publicado en la Agencia de Noticias del Estado Mexicano, Notimex el 13 de agosto 2009. México D.F., México.
- AP, 2010. Hoja de especificaciones técnicas del modelo AP4, 0.5 hp de turbina periférica de Bronce. Publicación de la empresa mexicana Aqua Pack. México D.F., México.
- Baca, G. 2001. Evaluación de proyectos. Ed. McGraw Hill. México D.F., México.
- Betz,A. 1982. Winderenergie and ihre Ausnutzung durch Windmühlen. Edit. Vandenhoeck & Ruprecht. Ökobuch, Kassel, Alemania.
- BM, 2006. Catálogo de bombas centrífugas. Publicación de la empresa Bombas Mejorada. Guadalajara, Jalisco, México.
- Brinkworth, B. y Fontes, R., 1981. Energía solar para el hombre. Ed. H. Blume. Madrid, España.
- Caño, A. y Cruz, P., 1995. Conceptos básicos de la dirección de proyectos. Ed. Uned. 426 pág. España.
- Castro, M., Colmenar, A., Pérez, M., Perulero, J. y Fiffe, R. 2003. Sistemas de bombeo eólicos y fotovoltaicos. Ed. Progesa. Sevilla, España.
- CFE, 2010a. Tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica (2009 - 2010). Publicación de la Comisión Federal de Electricidad. México D.F., México.
- CFE, 2010b. Estadísticas de clientes de la CFE. 2010. Publicación de la Comisión Federal de Electricidad. México D.F., México.

CMC, 2009. Calculadora Mexicana de Carbono en Internet. Grupo Bimbo, México D.F., México.

CONAGUA, 2007. Indicadores del agua potable, alcantarillado y saneamiento. Publicación Comisión Nacional del agua. México D.F., México.

CONANP, 2010a. Áreas naturales decretadas. Publicación de la Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas. México D.F., México.

CONANP, 2010b. Parques Nacionales. Publicación de la Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas. México D.F., México.

CONUEE, 2009a. Aparatos y espacios que consumen más energía. Publicación de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. México D.F., México.

CONUEE, 2009b. ¿Cómo medir mi consumo de electricidad y gas? Publicación de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. México D.F., México.

Cooper, P. 1969. The absorption of solar radiation in solar stills. *Solar Energy*. 12(3):336-346.

CORENA, 2002. Asentamientos humanos en suelo de conservación del D.F. Publicación de la Comisión de Recursos Naturales de la Secretaría del Medio Ambiente del D.F., México.

Creus, A. 2009. Energías renovables. Ed. CEYSA. Barcelona, España.

Deffis, A. 1990. La casa ecológica autosuficiente para climas templado y frío. Ed. Concepto. México D.F., México.

DICA, 2009. Catálogo de bombas e hidroneumáticos. Publicación de la empresa Dicalidad. México D.F., México.

DOF, 2002. Norma mexicana NOM- 230-ssa1, 2002, Salud ambiental. Agua para uso y consumo humano, requisitos sanitarios que se deben cumplir en los sistemas de abastecimiento públicos y privados durante el manejo del agua. Procedimientos sanitarios para el muestreo. México D.F., México.

DOF, 2007. Contrato de interconexión para fuente de energía solar en pequeña escala. Publicación del Diario Oficial de la Federación. México D.F., México.

DV, 2009. Entrevista con proveedor Electromaquinaria De Victoria. México D.F., México.

ENSAV, 2010. Furnaces and Boilers. Understanding the Efficiency Rating of Furnaces and Boilers. Publicación de la Energy Efficiency and Renewable Energy. Departamento de Energía de EEUUA, EEUUA.

ENSTAR, 2010. Find Energy Star Products. Publicación de la Environmental Protection Agency. Departamento de Energía de EEUA, EEUA.

ERDM, 2010a. Datos técnicos del panel fotovoltaico modelo STP85. Publicado por la empresa mexicana ERDM- Solar. San Andrés Tuxtla, Veracruz, México.

ERDM, 2010b. Entrevista con proveedor de la empresa mexicana ERDM-Solar. México D.F., México.

EPA, 2010. Laws and Regulations. Publicación de la United States Environmental Protection Agency. Departamento de Energía de EEUA, EEUA.

ES, 2010. Sistemas Interconectados a la red de CFE. Publicado por la empresa mexicana Etecnic Solar. México, D.F., México.

EST, 2010a. Program Requirements for Cosumer Audio and DVD products. Publicación de Energy Star de Environmental Protection Agency. Departamento de Energía de EEUA. Washington, DC, EEUA.

EST, 2010b. EPSON America Comments on Energy Star Program Requirements for Imaging Equipment V.1.1 Draft1. Publicación de Energy Star de Environmental Protection Agency. Departamento de Energía de EEUA. Washington, DC, EEUA.

EST, 2010c. Energy Star Program Requirements for Telephony. Publicación de Energy Star de Environmental Protection Agency. Departamento de Energía de EEUA. Washington, DC, EEUA.

EST, 2010d. Energy Star Requiriments for televisions. Publicación de Energy Star de Environmental Protection Agency. Departamento de Energía de EEUA. Washington, DC, EEUA.

ET, 2009. Muro radiante. Publicación de la empresa española Enertres. Vigo, España.

ETB, 2010. Wood Species - Weight at various Moisture Contents. Publicado por la Engeeniering Toolbox. La Habra California, EEUA. EEUA.

Flores, A. 1999. Registro Oyamel. Publicación de la Universidad Autónoma del Estado de México. Acervo cultural del Instituto de Investigaciones Biológicas. Cuernavaca, Morelos, México.

Fox, R. y McDonald, A. 1986. Introducción a la mecánica de fluidos. Ed. Mc Graw Hill. México D.F., México.

FS, 2009. Tubos de vacío heat pipe. Publicado por la empresa española Fujisol. Madrid, España.

Galindo, I. y Cifuentes, G. 1996. Irradiación solar global en la República Mexicana: Valores horarios medios. Programa Universitario de Energía, Coordinación de la Investigación Científica. Ed. Programa Universitario de Energía, Instituto de Geofísica UNAM. Ciudad Universitaria, D.F., México.

García, M. 1999. Energía solar fotovoltaica y cooperación al desarrollo. Colección Energía sin fronteras. Ed. IEPALA. Vol. 7. Madrid. España.

Garrido, S. 2007. Rescatando el agua del cielo para su uso doméstico en la tierra: Captación y tratamiento del agua de lluvia en Morelos. Publicación del Instituto Mexicano de Tecnología del Agua. México D.F., México.

GDF, 2000. Programa General de Ordenamiento Ecológico del Distrito Federal 2002-2003. Publicación del Gobierno del Distrito Federal. México D.F., México.

GDF, 2010. Visita a la Casa Ecológica Autosuficiente, llamada “Casa Ecológica de Loreto y Peña Pobre”. Tlalpan, D.F., México.

GE, 2010. Fotografías satelitales de Internet en Google Earth.

Gray, N. 1996. Calidad del Agua Potable. Problemas y soluciones. Ed. Acribia. Zaragoza, España.

Guillén, O. 2004. Energías Renovables: una perspectiva ingenieril. Ed. Trillas. México.

Hope, C. 1984. The role of Alternatives in the World Energy Scene. En: Memorias del Fourth International Conference of Energy Options. Londres, Inglaterra.

HWT, 2010. Datos técnicos aerogenerador, modelo WT6500. Publicación de la empresa estadounidense Honeywell Wind Tronics. Muskegon, Michigan, EEUA.

INEGI, 2005. II Censo de población y vivienda 2005. Publicación del Instituto Nacional de Estadística y Geografía. México D.F. México.

INEGI, 2010. Resultados preliminares del Censo de población y vivienda 2010. Publicación del Instituto Nacional de Estadística y Geografía. México D.F. México.

Jeevananda, R. 1971. An Empirical method of the estimation on total solar radiation. *Solar Energy*. 13(2)291-292.

LB, 2010. Entrevista con proveedor Ferretería La Libra S.A. de C.V. México D.F., México.

Llanos, R. 2010. Crea el INVI el primer desarrollo habitacional de interés social sustentable. Publicado en el periódico La Jornada el 15 febrero 2010.

Löf, G. Duffie, J. y Smith, C. 1966. World distribution of solar radiation. *Solar Energy*. 1(10)27-37.

LV, 2010. Hoja datos técnicos sensor infrarrojo para techo OSC04-IOW, OSC15-IOW. Publicación de la empresa estadounidense Levitón. Nueva York, EEUA.

Mays, I. 1984. The Development Programme for the Musgrove Wind Turbine. En: Memorias del Fourth International Conference of Energy Options. Londres, Inglaterra.

Molly, J. 1978. Windenergie in Theorie und Praxis: Grundlagen u. Einsatz. Edit. Müller. Vol.18 de Kälte, Wärme, Klima aktuell. 138 pag. Karlsruhe, Alemania.

Mompín, J. 1983. Energía solar fotovoltaica. Ed. Boixareu. Barcelona, España.

Morillón, D. 2007. Prospectiva de las fuentes renovables de energía para el sector de la vivienda de interés social en México. En memorias del 6° Seminario Regional de Innovación organizado por el Instituto de Ingeniería UNAM. Ciudad Universitaria, D.F., México.

MQ, 2009. Entrevista con proveedor la empresa mexicana de equipo eléctrico Maquiel. México D.F., México.

NGB, 2010. Hoja de datos técnicos relevador HJR-21FF-12VDC-S-Z. Publicación de la empresa china Ningbo Tianbo Ganglian Electronics Co. HengXi Industrial Zone, Ningbo Zhejiang, China.

NL, 2009. Catalogo 2009-2010 bombas centrifugas. Publicación de la empresa mexicana Nilo. México D.F., México.

OB, 2009. Catálogo SunWize Power Center Assemblies with E-Panel & OutBack Inverters. Publicado por la empresa OutBack power. Washington, EEUA.

OE, 2010. Casa Autosustentable habitada. Publicación de la empresa mexicana Openergía. México D.F., México.

Oropeza, J. 2007. Instalaciones eléctricas Residenciales. Ed. Schnieder Electric. México D.F., México.

Page, J. 1986. The estimation of radiation on vertical and inclined surfaces. En memorias: Proceedings of the UN Conference. Brighton, Inglaterra.

Palz, W. 1978. Electricidad solar: estudio económico de la energía solar. Ed. Blume. Barcelona, España.

PC, 2010. Entrevista con proveedor de la empresa mexicana Procables. México D.F., México.

Perales, T. 2005. Guía del instalador de energías renovables. Energía fotovoltaica, energía térmica, energía eólica, climatización. Ed. Creaciones Copyright. 254 pág. Madrid, España.

- Pérez, L. 2008. Levantamiento topográfico. Plano terreno. México D.F., México.
- RF, 2009. Entrevista con proveedor de la empresa Rofer S.A. de C.V. México D.F., México.
- RLL, 2009. Hoja de datos baterías serie 4000. Publicación de la empresa inglesa Rolls Heavy Duty Deep Cycle.
- Robinson, K. 2003. Concrete paving blocks. Requirements and test methods. Publicación de la British Standards Institution. Londres, Inglaterra.
- RT, 2010. Instructivo bomba centrífuga 0.5 hp. Publicación de la empresa Rotoplás. México D.F., México.
- SAHOP, 1978. Elaboración y divulgación de cuadernos de ecotécnicas. Publicación de la Dirección General de Ecología Urbana, Secretaría de Asentamientos Humanos y Obras Públicas. México D.F., México.
- Sánchez, E. 2005. La expansión urbana en Suelo de Conservación, Asentamientos Humanos Irregulares. Publicación de la Procuraduría Ambiental de Ordenamiento Territorial. México D.F., México.
- Sapag, J. 2004. Evaluación de proyectos. Guía de ejercicios, problemas y soluciones. Ed. Mc Graw Hill. Providencia Metropolitana, Chile.
- SDS, 1992. Acuerdo por el que se aprueba la versión del Programa General del Programa Director para el Desarrollo Federal. Publicación de la Secretaría de Desarrollo Social. México D.F. México.
- SE, 2010. Precios de paneles solares. Publicación de la empresa estadounidense Sunelec. Phoenix, Arizona, EEUA.
- SENER, 2009a. Balance Nacional de Energía. Publicación de la Secretaría de Energía. México D.F., México.
- SENER, 2009b. Prospectiva del mercado de gas licuado de petróleo 2009-2014. Publicación de la Secretaría de Energía. México D.F., México.
- SMA, 2010. Datos de la Estación Meteorológica de Ecoguardas. Base de datos del Servicio Meteorológico Nacional. México D.F. México.
- SMM, 2010. Datos técnicos de motobomba centrífuga para agua 0.5 hp modelo 2AN4254-2YC35, A7B93000069239. Publicación de la empresa alemana Siemens. México D.F., México.
- ST, 2006. Datos técnicos de bombas centrífugas y periféricas. Publicación de la empresa Six Team. Pontevico, Lombardía. Italia.

SWTDI, 2001. Guía para el desarrollo de proyectos de bombeo de agua con Energía Fotovoltaica, Vol. 1. Publicación del Southwest Technology Development Institute en colaboración con FIRCO, ENERSOL, SNLEyNT, WINROCK, CIE-UNAM. Temixco, Morelos. México.

THI, 2010. Pump Definitions Overview. Publicación de la The Hydraulic Institute. Parsippany New Jersey, EEUUA.

Thuesen, H. 1989. Ingeniería económica. Ed. Prentice Hall. México D.F., México.

UNAM, 2009. Estudio de Viabilidad de un Eco-Barrio en Santa Rosa Xochiac. Trabajo de Investigación con colaboración de la Facultad de Ingeniería y Facultad de Química. Ciudad Universitaria, D.F., México.

UNATSABAR, 2001. Guía para el diseño de captación de agua de lluvia. Publicación de la Unidad de Apoyo Técnico en Saneamiento Básico Rural en colaboración con el Centro Panamericano de Ingeniería Sanitaria y Ciencias del Ambiente, Organización Panamericana, Oficina Regional de la Organización Mundial de la Salud. Lima, Perú.

UPS, 2010. Cotización de envío. Publicación de la empresa UPS. México D.F., México.

Viejo M., Alvarez J. 2003. Bombas. Teoría, diseño y aplicaciones. Ed. Limusa. México.

WE, 2010a. Hoja de especificaciones técnicas modelo Air Breeze. Publicación de la empresa estadounidense Wind Energy. Flagstaff, Arizona. EEUUA.

WE, 2010b. Hoja de especificaciones técnicas del modelo Air X. Publicación de la empresa estadounidense Wind Energy. Flagstaff, Arizona. EEUUA.

WE, 2010c. Hoja de especificaciones técnicas de aerogenerador modelo Skytream 3.7. Publicación de la empresa estadounidense Skystream. Flagstaff, Arizona, EEUUA.

WE, 2010d. Hoja de especificaciones técnicas aerogenerador modelo Whisper 200. Publicación de la empresa estadounidense Windenergy. Flagstaff, Arizona, EEUUA.

ZLL, 2009. Catálogo sistemas de bombeo para agua potable. Publicación de la empresa Zoeller. Louisville, Kentucky, EEUUA.

## REFERENCIAS CONSULTADAS Y NO CITADAS

INEGI, 2000. Reporte particular por Colonia, Pueblo Santa Rosa Xochiac, XII Censo General de población y vivienda 2000. Publicación del Instituto Nacional de Estadística y Geografía. México.

SMAST, 2010. Hojas de datos inversores modelos Sunny Boy 5000US, 6000US, 7000US, 8000US. Publicación de la empresa estadounidense SMA Solar Technology. Rocklin, California, EEUA.

Norma Oficial Mexicana NOM-015-ENER-2002, Eficiencia energética de refrigeradores y congeladores electrodomésticos. Límites, métodos de prueba y etiquetado. Publicación del Diario Oficial de la Federación. México D.F., México.

PROY-NOM-028-ENER-2010, Eficiencia energética de lámparas para uso general. Publicación del Diario Oficial de la Federación. México D.F., México.