



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y
ELÉCTRICA**

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**APROVECHAMIENTO EÓLICO
PARA ELECTRIFICAR PEQUEÑAS
COMUNIDADES RURALES DE NO
MÁS DE 1000 HABITANTES**

T E S I S

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA
P R E S E N T A N:**

**MORALES ROMERO CESAR AUGUSTO
PEREZ PONCE OSVALDO
QUIROGA VIVAS ANGEL**

ASESOR: Ing. RUBEN DE JESUS NAVARRO BUSTOS



MÉXICO, D. F. MAYO 2008

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELECTRICA
UNIDAD PROFESIONAL “ADOLFO LÓPEZ MATEOS”

TEMA DE TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
POR LA OPCIÓN DE TITULACIÓN
DEBERA(N) DESARROLLAR**

INGENIERO ELECTRICISTA
TESIS COLECTIVA Y EXAMEN ORAL INDIVIDUAL
C. CESAR AUGUSTO MORALES ROMERO
C. OSVALDO PÉREZ PONCE
C. ÁNGEL QUIROGA VIVAS

**“APROVECHAMIENTO EÓLICO PARA ELECTRIFICAR PEQUEÑAS COMUNIDADES
RURALES DE NO MAS DE 1000 HABITANTES”**

DESARROLLAR UNA PROPUESTA PARA ELECTRIFICAR PEQUEÑAS COMUNIDADES RURALES DE NO MAS DE 1000 HABITANTES QUE NO CUENTAN CON EL SERVICIO BÁSICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

- ❖ ANTECEDENTES.
- ❖ ANÁLISIS DE LAS NECESIDADES.
- ❖ PROYECTO DE APROVECHAMIENTO.

MÉXICO D. F., A 07 DE MAYO DE 2009.

ASESORES

ING. RUBÉN DE JESÚS NAVARRO BUSTOS

ING. ERIKA V. DE LUCIO RODRÍGUEZ

ING. JORGE HERRERA AYALA
JEFE DEL DEPARTAMENTO ACADÉMICO DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA

JEFATURA DE
INGENIERIA ELECTRICA



AGRADECIMIENTOS

A NUESTROS PADRES

Sabiendo que no existirá una forma de agradecer una vida de sacrificio y esfuerzo, queremos que sientan que el objetivo logrado también es de ustedes y que la fuerza que nos ayudo a conseguirlo fue su apoyo

Con cariño y admiración.

A NUESTROS ASESORES.

Ing. ERIKA VIRGINIA DE LUCIO RODRIGUEZ

Ing. RUBEN DE JESUS NAVARRO BUSTOS

Que aceptaron asesorarnos, a pesar de los problemas que tuvimos en el camino, por su esfuerzo y dedicación.

Gracias.

INDICE

PAGINA

AGRADECIMIENTOS

INDICE

INDICE DE TABLAS

INDICE DE FIGURAS

OBJETIVO

INTRODUCCIÓN

1

2

CAPITULO I

ANTECEDENTES

3

1.1 Generación y distribución de energía eléctrica en la república mexicana

4

1.2 Energía eólica en México

5

1.3 Potencial de Producción

7

1.4 Tamaño, composición y dinámica de la población del estado de Chiapas

8

1.4.1 Datos estadísticos de comunidades rurales

8

1.4.2 Distribución territorial de la población

9

1.5 Experiencias de Proyectos Eólicos en México

10

1.6 Aspectos sociales

11

1.7 Aspectos Económicos

12

1.8 Aspectos Legales

13

CAPITULO II

ANÁLISIS DE LAS NECESIDADES

16

2.1 Localización geográfica

17

2.2. Educación

20

2.2.1 Cálculos de alumbrado de la escuela rural

22

2.2.2 Relaciones de cavidades de la escuela rural

22

2.2.3 Relación de cavidad del techo

23

2.2.4 Relación de cavidad del local

23

2.2.5 Relación de cavidad del piso

23

2.2.6 Calculo del Coeficiente de utilización

24

2.2.7 Emplazamiento de las luminarias

27

2.2.8 Distribución por el ancho de la escuela

28

2.2.9 Distribución por el largo de la escuela

28

2.2.10 Calculo de la corriente para el aula de clases

29

2.2.11 Calculo de la corriente para el aula de audiovisuales

30

2.3. Salud

32

2.3.1 Cálculos de alumbrado del centro de salud

32

2.3.2 Relaciones de cavidades de la escuela rural

33

2.3.3 Relación de cavidad del techo

33

2.2.4 Relación de cavidad del local

33

2.3.5 Relación de cavidad del piso

33

2.3.6 Calculo del Coeficiente de utilización

34

2.3.7 Emplazamiento de las luminarias

37

2.3.8 Distribución por el ancho del centro de salud

38

2.3.9 Distribución por el largo del centro de salud

38

2.3.10 Calculo de la corriente para el área del cuarto de examen y curaciones

39

2.3.11 Calculo de la corriente para el consultorio

39

2.3.12 Calculo de la corriente para la sala de espera

40

2.4	Vivienda	43
2.4.1	Cálculos de electrificación y alumbrado a casas habitación	44
2.4.2	Calculo de la corriente para casa habitación con una sola habitación	45
2.4.3	Calculo de la corriente para casa habitación con dos habitaciones	46
2.5	Alumbrado público	49
2.5.1	La altura de montaje.	52
2.5.2	Disposición de las luminarias.	52
2.5.3	El valor de la iluminancia media.	53
2.5.4	La distancia de separación de las luminarias.	53
2.5.5	Iluminancia media	55
2.5.6	La iluminancia media sobre la cada acera.	55
2.5.7	Los factores de uniformidad media y extrema de la calzada.	56
2.5.8	Carga total	59
CAPITULO III PROYECTO DE APROVECHAMIENTO		61
3.1	El viento como fuente de energía.	62
3.1.1	Localización	63
3.1.2	Estructura de soporte	64
3.1.3	Sistema de control	64
3.2	Constitución del generador eólico	65
3.2.1	Generador eléctrico	66
3.2.2	Mecanismo de giro	66
3.2.3	Armazón	66
3.2.4	Cola	66
3.2.5	Torre de soporte	66
3.2.6	Cables de tensión	66
3.3	Longitud de las palas.	67
3.3.1	Anchura. (Longitud de la cuerda del perfil)	68
3.3.2	Materiales	68
3.3.3	Número de palas	69
3.3.4	Hélice auxiliar	69
3.3.5	Dispositivos manuales	70
3.4	Rotor orientado a sotavento	70
3.5	Aerogenerador seleccionado	71
3.6	Cálculos para electrificación de Tzununil	73
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		94
BIBLIOGRAFIA		95

INDICE DE TABLAS

CAPITULO 1

Tabla 1 Costo de inversión por tipo de centrales eléctricas en México	13
--	----

CAPITULO 2

Tabla 2.1 Factores de reflexión	24
Tabla 2.2 Factor de utilización	25
Tabla 2.3 Interpolación para encontrar el coeficiente de utilización.	25
Tabla 2.4 Factores de mantenimiento	25
Tabla 2.5 Cuadro de cargas para la escuela rural	31
Tabla 2.6 Coeficientes de utilización	34
Tabla 2.7 Factores de utilización	35
Tabla 2.8 Interpolación para encontrar el coeficiente de utilización.	35
Tabla 2.9 Factores de mantenimiento	35
Tabla 2.10 Cuadro de cargas para el centro de salud.	42
Tabla 2.11 Datos de viviendas en la localidad de Tzununil	44
Tabla 2.12 Cuadro de cargas para vivienda con una habitación	46
Tabla 2.13 Cuadro de cargas para la vivienda con dos habitaciones	48
Tabla 2.14 Cuadro de cargas para todas las vivienda	48
Tabla 2.15 Iluminación promedio recomendada para calles (LUXES)	49
Tabla 2.16 Valores máximos de densidad de potencia de alumbrado para vialidades (W/m^2)	49
Tabla 2.17 Altura de montaje recomendadas para luminarias	50
Tabla 2.18 Niveles de altura de montaje	52
Tabla 2.19 Relación anchura/altura	52
Tabla 2.20 Iluminancia media	53
Tabla 2.21 Características de la vía	53
Tabla 2.22 Valores de iluminancia en cada punto	58
Tabla 2.23 Cuadro de cargas para el alumbrado publico	59
Tabla 2.24 Cuadro de cargas totales para la comunidad	59
Tabla 2.25 Factores de coincidencia Normativos	60
Tabla 2.26 Demandas máximas	60

CAPITULO 3

Tabla 3.1 Ventajas y desventajas de los aerogeneradores bipala	69
Tabla 3.2 Características aerogenerador E80-10	71
Tabla 3.3 Valor de corriente transitoria para definir la curva de energización	73
Tabla 3.4 Valor calculados de corriente transitoria para definir la curva de energización	73
Tabla 3.5 Transformadores de más de 600 volts	73
Tabla 3.6 Valor de corriente transitoria para definir la curva de daño en transformadores hasta 500 kVA	74
Tabla 3.7 Valor de corriente transitoria calculadas para definir la curva de daño en transformadores hasta 500 kVA	74
Tabla 3.8 Categorías para definición de curvas de daño de transformadores	76
Tabla 3.9 Puntos a calcularse para la curva ANSI	76
Tabla 3.10 Impedancias mínimas en transformadores	77

Tabla 3.11	Factor ANSI según la conexión interna en transformadores	77
Tabla 3.12	Limites NEC en transformadores	78
Tabla 3.13	Capacidad de sobrecarga en transformadores	78
Tabla 3.14	Múltiplos para la corriente de magnetización	79
Tabla 3.15	Factor k para el cálculo del cable de distribución	79
Tabla 3.16	Clasificación de cables BTC	91
Tabla 3.17	Características de los conductores	92
Tabla 3.18	Espesores mínimos de aislamiento	92

INDICE DE FIGURAS

CAPITULO 1

Figura 1.1 Principales plantas generadoras	4
Figura 1.2 Principales plantas generadoras de energía eléctrica en la República Mexicana	5
Figura 1.3 Plantas eólicas en la República Mexicana	6
Figura 1.4 Principal potencial eólico en México 3,000 – 5,000 MW	8

CAPITULO 2

Figura 2.1 Localización geográfica	17
Figura 2.2 Flora/ municipio de Tzununil, Estado de Chiapas del Año 2000	18
Figura 2.3 Demografía/, municipio de Tzununil, Estado de Chiapas del Año 2000	18
Figura 2.4. Potencial eólico en la República Mexicana	19
Figura 2.5. Grafica de la tasa de Analfabetismo, municipio de Tzununil, Estado de Chiapas del Año 2000	20
Figura 2.6. Grafica escolar de la población de 15 años y más de la localidad Tzununil, municipio de Chalchihuitán estado de Chiapas del Año 2000	20
Figura 2.7 Escuela rural	21
Figura 2.8 Distribución de alturas.	22
Figura 2.9 Medidas específicas de las aulas, y alturas calculadas	24
Figura 2.10 Espaciamiento de luminarias	29
Figura 2.11 Diagrama unifilar de la escuela rural	31
Figura 2.12 Distribución de alturas de luminarias.	32
Figura 2.13 Medidas específicas del centro de salud	34
Figura 2.14 Espaciamiento de luminarias	38
Figura 2.15 Plano del centro de salud	41
Figura 2.16 Diagrama unifilar centro de salud	42
Figura 2.17. Grafica de los materiales predominantes en pisos, Municipio de Tzununil, Chiapas	43
Figura 2.18. Grafica de los materiales predominantes en paredes, municipio de Tzununil, Chiapas	43
Figura 2.19. Grafica de los materiales predominantes en techos, municipio de Tzununil, Chiapas	44
Figura 2.20 Plano de la casa con una sola habitación	45
Figura 2.21 Diagrama unifilar de la casa con una sola habitación	46
Figura 2.22 Plano de la casa con dos habitaciones	47
Figura 2.23 Diagrama unifilar de la casa con dos habitaciones	47
Figura 2.24 Dimensiones de la calzada	51
Figura 2.24. Grafica de la Curva del factor de utilización	54
Figura 2.25 Distribución de áreas de la calzada y altura	54
Figura 2.26 Distribución de áreas de la calzada	55
Figura 2.27 Distribución de áreas	56
Figura 2.28. Grafica de la Curva isolux de la luminaria	56
Figura 2.29 Método de los nueve puntos	57
Figura 2.30 Esquema grafico de curva isolux	57
Figura 2.31 Montaje de las luminarias y Dimensiones de la calle	58

CAPITULO 3

Figura 3.1- Circulación general del viento a nivel del suelo	62
Figura 3.2- Circulación general de los vientos medios a nivel del suelo y en el hemisferio norte	63
Figura 3.3- Sistema de electrificación por medio de un aerogenerador	64
Figura 3.4- Composición de un aerogenerador	65
Figura 3.5- Partes de la góndola	65
Figura 3.6 Aerogeneradores de eje horizontal con el eje paralelo a la dirección del viento	67
Figura 3.7 Aerogenerador E80-10	72
Figura 3.8 Curva de potencia del aerogenerador E80-10	72
Figura 3.9. Curva de daño al transformador	75
Figura 3.10 Curvas ANSI para transformadores	76
Figura 3.11 Diagrama de la distribución de cargas	80
Figura 3.12 Electrificación comunidad Tzununil	93

OBJETIVO

Desarrollar una propuesta para electrificar pequeñas comunidades rurales de no más de 1000 habitantes que no cuentan con el servicio básico de energía eléctrica de acuerdo a las necesidades indispensables que se requieren en una comunidad, así mismo implementar el suministro de energía eléctrica por medio de aerogeneradores.

INTRODUCCION

La extensión del uso de energías alternativas en el mundo, en especial la energía eólica, justifica plenamente cualquier trabajo de desarrollo que implique aumentar el caudal de conocimiento a fin de aprovechar nuestros recursos naturales.

El aprovechamiento de la energía eólica se ha incrementado significativamente, especialmente en aplicaciones de mediana y gran escala, debido principalmente al desarrollo de un competitivo mercado internacional de tecnologías, sin embargo, el desarrollo de tecnologías para la aerogeneración a pequeña escala no ha tenido el mismo avance, más aún en países en vías de desarrollo donde las energías renovables aún no son consideradas en los planes energéticos.

En México el grado de cobertura eléctrica en zonas rurales aisladas es extremadamente baja, para estas familias acceder a este servicio básico tiene barreras que impiden la extensión de la red del sistema eléctrico interconectado nacional. Para estas zonas es necesario considerar un aprovechamiento estratégico de las energías renovables, según las condiciones y disponibilidades de cada región geográfica, utilizando tecnología nacional y bajos costos de inversión.

Las poblaciones rurales más desfavorecidas pero con potencial eólico aprovechable se encuentran en mayor número en las zonas montañosas, en donde se desarrollan vientos locales de montaña que se caracterizan por un ciclo diurno que cambia de dirección dos veces por día, producidos por la diferencia horizontal de temperatura del aire.

Mejorar la calidad de vida y promover el desarrollo económico en comunidades rurales, el proyecto implementará un sistema basado en generadores eólicos de pequeña potencia debido a la velocidad del viento que presenta la zona que se pretende electrificar, al implementar este tipo de energía renovable eficiente económica y limpia, se buscara promover y aumentar el número de actividades productivas en este tipo de comunidades.

CAPITULO I

ANTECEDENTES [2, 5, 8, 10, 12, 13, 14, 15, 16, 18]

1.1 Generación y distribución de energía eléctrica en la república mexicana

Actualmente existen en México dos empresas estatales de energía eléctrica: Luz y Fuerza del Centro y la Comisión Federal de Electricidad quienes garantizan el acceso de energía eléctrica al 97% de la población.

En la figura 1.1 se muestran la capacidad instalada de las fuentes de generación de energía eléctrica.

El Sistema Eléctrico Nacional tiene una capacidad instalada de **46,534 MW**, **864 MW** pertenecen a LyFC y **45,670 MW** a CFE incluyendo los IPP's.

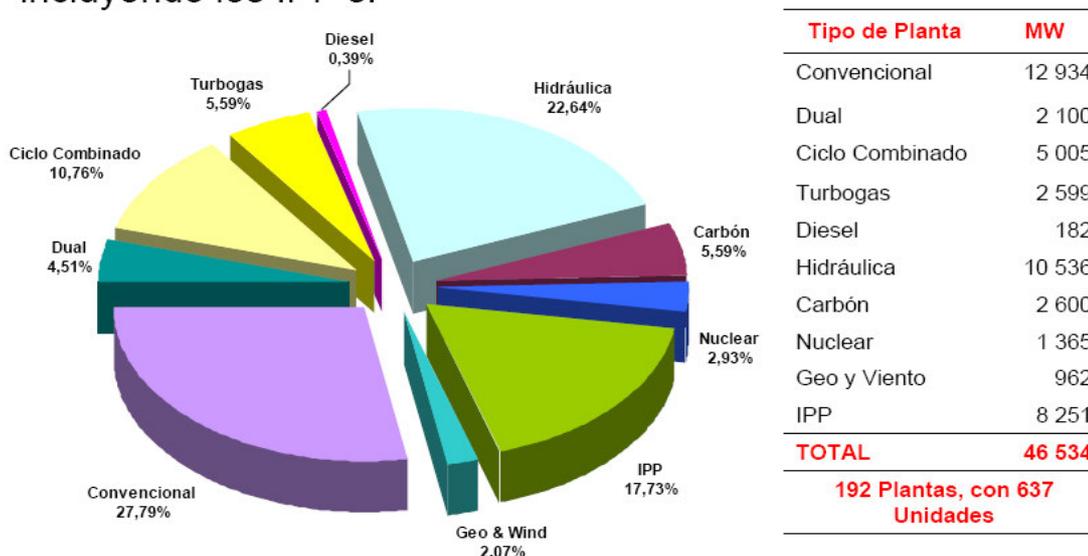


Figura 1.1. Principales plantas generadoras-/Fuente CFE

La CFE genera, transmite, distribuye y comercializa energía eléctrica con alrededor de 900 mil nuevos clientes cada año, ha unificado los criterios técnicos y económicos del Sistema Eléctrico Nacional, normalizando las tensiones de operación para estandarizar los equipos, reducir sus costos y los tiempos de fabricación, almacenaje e inventariado.

La CFE genera energía por medio de centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, eólicas y nucleares. Al iniciar el año 2007 cuenta con una capacidad efectiva instalada para generar energía eléctrica de 46,534 Megawatts (MW) que se dividen de la siguiente forma:

- Centrales Termoeléctricas de la CFE: 22,258.86 MW.
- Centrales Carboeléctricas: 2,600.00 MW.
- Centrales Geotérmicas: 959.50 MW.
- Central Nucleoeléctrica: 1,364.88 MW. Esta es la Central de Laguna Verde.
- Central Eoloeléctrica: 2.18 MW.
- Centrales Hidroeléctricas: 10,284.98 MW.

A lo largo y ancho del territorio mexicano hay plantas de generación de energía eléctrica, en la figura 1.2 se muestran las principales plantas.

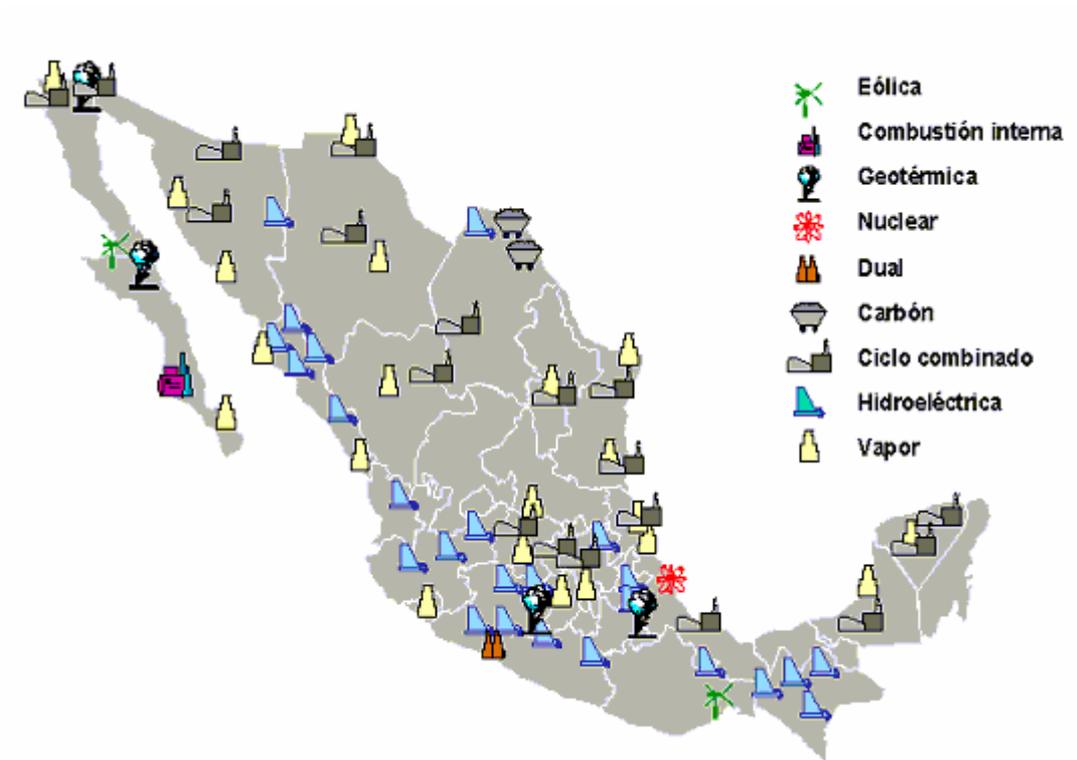


Figura 1.2 Principales plantas generadoras de energía eléctrica en la Republica Mexicana/Fuente CFE

1.2 Energía eólica en México

La obtención de electricidad por medio centrales eólicas es una alternativa para obtener energía eléctrica no contaminante, que evita daños ambientales tanto locales como transfronterizos y que al compararla con otras formas de producción de energía, tales como las centrales térmicas o las núcleo eléctricas, resulta la más cercana a la sustentabilidad. Las plantas eoloeléctricas no utilizan combustibles como el carbón, combustóleo o cualquier derivado del petróleo o gas natural. Tampoco emiten contaminantes al aire, ni provocan el efecto invernadero o consumen agua u otro tipo recurso natural. Además, si se las compara con una planta nucleoelectrica, las centrales eólicas no generan residuos peligrosos ni presentan riesgos a gran escala para las poblaciones cercanas.

En la Figura 1.3 se muestran las zonas con potencial eólico de México, así como las zonas con vientos técnicamente aprovechables y económicamente viables en las regiones siguientes:

a) Sur del Istmo de Tehuantepec. Comprende un área de 1000km² y podría asimilar una capacidad instalada del orden de 2,000 a 3000 MW, con un factor de planta medio de 0,45. Las zonas más propicias para generar electricidad son zonas aledañas a La Venta, Oaxaca, donde en 1994 se instaló una planta eoloeléctrica con una capacidad 1575kW, conformada por siete aerogeneradores de 225kW y denominada La Venta (Caldera, 2000). Otra área con gran potencial eólico ubicada en este mismo estado es la denominada como La Ventosa, que en los últimos años ha tenido un desarrollo económico y promoción gubernamental (Borja y González, 2000).

b) Península de Baja California. Es una zona con una barrera eólica natural perpendicular a los vientos occidentales. Tal es el caso de las áreas cercanas a los poblados de La Rumorosa y zonas aledañas, así como el paso entre la Sierra de Juárez y la Sierra de San Pedro Mártir (Caldera, 2000). Estudios realizados por Jaramillo et al. (2004) en Baja California Sur indican que en la estación denominada El Cardón presenta condiciones favorables de producción de energía eólica rural con un factor de capacidad cercano al 25%. El nivel de costos de producción estimado fue entre 4,5 y 6,2 centavos de USD/kWh y un costo de inversión de entre 1000 y 1100 USD/kWh, lo que indica que esta zona es una de las más adecuadas para el desarrollo de proyectos eólicos. Otras zonas que también se han considerado con gran potencial eólico son Laguna de San Ignacio, San Juanico y Punta Eugenia, donde se han realizado estudios preliminares de su potencial.

c) Península de Yucatán. Es un área de vientos alisios de primavera y verano, lo que hace que zonas como Cabo Catoche, la costa de Quintana Roo y el oriente de Cozumel hayan sido consideradas áreas con un gran potencial eólico (Caldera, 2000).

d) Región Central. En ella prevalecen vientos alisios de verano, desde Tlaxcala a Guanajuato. Los vientos complementan estacionalmente a los del altiplano norte y en el sur del Istmo de Tehuantepec. La complejidad orográfica de esta zona da por consecuencia que ciertos pasos y mesetas sean apropiados para su explotación energética (Caldera, 2000). En esta región ya se han establecido con éxito pequeños proyectos eólicos e híbridos para electrificar comunidades rurales remotas.



Figura 1.3. Plantas eólicas en la República Mexicana /Fuente CFE

A través del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) se garantiza la seguridad, calidad y economía del suministro de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional; en las comunidades indígenas y rurales continúa la variación de voltaje, los cortes al suministro de energía eléctrica y las altas cuotas que llegan a oscilar entre 500 a 10 mil pesos o más en

hogares que cuentan con unos cuantos focos. De ahí que tan sólo en Chiapas en al menos 60% de los municipios existe resistencia de la población a pagar los recibos de luz.

La generación de energía eléctrica en México por medios eólicos representa actualmente alrededor del 2% de la producción total, lo cual parecería una producción incipiente, y quizás un área estéril para la inversión. Sin embargo, acorde con el potencial eólico estimado para México y los avances tecnológicos e investigaciones en energía renovable realizadas por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) el recurso tiene un potencial de generación entre 3000 y 5000MW (Borja-Díaz, 1999; Hiriart, 2000; Ramírez et al., 2000) Esta potencialidad representa alrededor del 14% de la capacidad total de generación eléctrica instalada actualmente en todo México. Las zonas con el mayor potencial eólico se ubican en la región del Istmo de Tehuantepec, en Oaxaca, en la parte correspondiente a la costa del Pacífico, así como en sitios en los estados de Baja California Sur, Coahuila, Hidalgo, Quintana Roo, Chiapas y Zacatecas (CONAE, 2004).

1.3 Potencial de Producción

La producción de energía eólica es dependiente del calentamiento de la superficie terrestre por acción de la radiación solar, lo que provoca los vientos. En las zonas ecuatoriales se produce una gran absorción de radiación solar, en comparación con las zonas polares; el aire caliente se eleva en los trópicos y es reemplazado por masas de aire frío superficial que proviene de los polos. Este ciclo se cierra con el desplazamiento del aire, en la alta atmósfera, hacia los polos. Aunado a lo anterior está la rotación de la tierra y los cambios estacionales de la radiación solar incidente, que provocan variaciones en la magnitud y dirección de los vientos dominantes en la corteza terrestre.

Además del movimiento general de la atmósfera, se presentan fenómenos locales que originan viento; tal es el caso de la brisa marina y terrestre, debidas al calentamiento desigual de las masas de aire. Este viento es transformado por aeromotores, máquinas eólicas, aerogeneradores y turbinas eólicas que convierten la energía cinética del viento en energía mecánica para que a su vez esta produzca electricidad.

En México se han realizado prospecciones del recurso energético eólico a un nivel exploratorio y de reconocimiento puntual, y pequeñas redes anemométricas realizadas por parte de instituciones federales mexicanas han servido para confirmar la factibilidad de áreas para establecer un parque o central eólica.

Con respecto al litoral mexicano y sus islas, se trata de áreas con grandes posibilidades para producir energía eólica a pequeña escala. En la figura 1.4 muestran áreas detectadas con potencial eólico como son Laguna Verde en Veracruz y la Isla del Carmen ubicada en Laguna de Términos, en Campeche, entre otras. La CFE y el IIE, junto con varios gobiernos estatales, han llevado a cabo estudios y mediciones de las velocidades del viento en distintos puntos del territorio.



Figura 1.4 Principal potencial eólico en México 3,000 – 5,000 MW

1.4 Tamaño, composición y dinámica de la población del estado de Chiapas

La distribución de la población en el estado, por grandes grupos de edad muestra incrementos del 2000 al 2005; en el grupo de menos de 15 años la población aumentó 49 mil 510 personas llegando a un millón 540 mil 223 chiapanecos; para el grupo de 15 a 59 años llegó a 2 millones 349 mil 464, con lo que se incrementó en 280 mil 649 personas; por último la población de 60 años y más creció en 65 mil 543 personas situándose en 278 mil 350 chiapanecos. Por lo anterior, de cada 100 personas en edades productivas (de 15 a 59 años), hay 77.4 en edades dependientes (menores de 15 años y de 60 años y más), mientras que en el año 2000 esta relación era de 82.3 personas en edades dependientes.

El nivel de la fecundidad de las mujeres, medido por el promedio de hijos nacidos vivos, muestra una reducción significativa en todas las edades. En particular, para el grupo de mujeres de 45 a 49 años (que están terminando su ciclo reproductivo), la descendencia promedio es actualmente de 4.8 hijos, cuando en el año 2000 era de 5.3 hijos por mujer.

1.4.1 Datos estadísticos de comunidades rurales

En el estado de Chiapas residen un total de 4 millones 293 mil 459 personas, de las cuales 50.9% son mujeres y 49.1% son hombres, la población de la entidad crece a una tasa media anual del 1.6%, mientras que en el quinquenio anterior lo hizo al 2.1 por ciento.

El perfil educativo de la población de la entidad indica que en el año 2000, el porcentaje de la población de 15 años y más que contaba con educación media superior y superior era de 15.9% y para 2005, se incrementó al 20.0 por ciento.

Por lo que se refiere a los bienes con los que cuentan las viviendas se tiene que en el año 2000, el 2.8 % disponía de computadora, para finales de 2005, el 7.1% contaban con este recurso.

1.4.2 Distribución territorial de la población

La distribución de la población en la entidad indica que los municipios más poblados continúan siendo: Tuxtla Gutiérrez, en donde residen 503 mil 320 personas, y representan el 11.7% del total de la entidad; Tapachula con una población de 282 mil 420 concentra al 6.6%, le sigue Ocosingo y San Cristóbal de las Casas con 170 mil 280 habitantes y 166 mil 460 personas, respectivamente y representan el 4.0% y el 3.9% de la población estatal.

El 52.2% de los chiapanecos reside en localidades de menos de 2,500 habitantes, 15.7% en localidades de 2,500 a 14 mil 999 habitantes, 12.9% en asentamientos de 15 mil a 99 mil 999 habitantes y 19.2% en ciudades de más de 100 mil personas.

Por lo que se refiere a la migración en la entidad se tiene que en el año 2000 el 1.2% de la población residente eran inmigrantes recientes, en virtud de que habían llegado a la entidad cinco años antes; en el 2005 esta proporción disminuye a 0.6 por ciento.

Durante los últimos cinco años llegaron a vivir a la entidad poco más de 24 mil personas procedentes principalmente de Tabasco (14.4%), México (13.7%), Distrito Federal (12.1%) y Veracruz de Ignacio de la Llave (11.5%). Por otro lado, salieron de la entidad casi 90 mil personas que se dirigieron a Baja California (17.5%), Quintana Roo (13.9%), México (6.8%), Tabasco (6.3%), Distrito Federal (5.7%), Veracruz de Ignacio de la Llave (5.4%) y Oaxaca (4.5%), entre otras entidades.

En el 2005 uno de cada cuatro chiapanecos son hablantes de alguna lengua indígena, dicha población asciende a 957 mil 255 personas de cinco años y más, cifra mayor a la del 2000 en 147 mil 663 personas. Asimismo el 24.9% de la población hablante, no habla español, cifra que en el año 2000 ascendía a 36.5 por ciento.

La riqueza cultural de esta entidad se refleja en el número de lenguas indígenas que habla la población, entre las más importantes por su volumen de población se encuentran los que hablan Tzeltal con 363 mil personas (37.9%), Tzotzil 321 mil (33.5%), Chol con 162 mil (16.9%), Zoque con 44 mil (4.6%) y Tojolobal con 43 mil personas (4.5%). Estas cinco lenguas concentran al 97.4% del total de población hablante de la entidad.

La disponibilidad de servicios públicos en las viviendas se ha incrementado en los últimos cinco años. Así, el porcentaje de viviendas que disponen de energía eléctrica pasó de 87.9 a 93.6%; las que tienen acceso al agua por medio de la red pública en el ámbito de su vivienda pasan de 68.0 a 71.1% y las que cuentan con drenaje, del 62.3 al 77.3 por ciento.

1.5 Experiencias de Proyectos Eólicos en México

A nivel gubernamental, la CFE reporta que las principales fuentes de producción de energía eléctrica son las centrales eólicas de La Ventosa en Oaxaca y Guerrero Negro en Baja California Sur. A continuación se describen las características generales de los principales proyectos eólicos gubernamentales desarrollados en México:

La Venta, Oaxaca. Este proyecto fue una de las primeras centrales eólicas en México. Se ubica en el estado de Oaxaca, en el Istmo de Tehuantepec. Dicho proyecto fue puesto en marcha en 1994 y fue la primera planta en ser integrada a la red eléctrica en México y América Latina. Su capacidad instalada es de 1575MW (CFE, 2004). En términos generales, La Venta ha tenido buenos resultados en comparación con otras centrales eólicas del mundo, y actualmente están en fase de diseño y licitación los proyectos La Venta II, III y IV (CFE, 2004). El potencial existente ha llevado a que esta zona sea considerada para ser integrada al sistema nacional de electricidad como otra fuente de energía eléctrica.

La Ventosa, Oaxaca. Análisis realizados por el IIE en La Ventosa han estimado un potencial de 2000MW, que se pueden generar a partir de plantas de poder eólico en esta zona (Jaramillo y Borja, 2004). La Ventosa esta delimitada por el primer nivel topográfico que se encuentra a 100m sobre el nivel del mar, desde el puerto de Salina Cruz y hasta los límites entre Oaxaca y Chiapas (Jaramillo y Borja, 2004).

Guerrero Negro, Baja California Sur. El proyecto eólico se ubica en el municipio de Mulegé, en las afueras de la población de Guerrero Negro, en el estado de Baja California Sur, dentro de la zona de Reserva de la Biosfera de Vizcaíno. Tiene una capacidad de 600MW y consta de un solo aerogenerador que opera de forma automática. El factor de planta promedio con el que opera la planta fue 18% y en términos generales ha mostrado eficiencia para proporcionar electricidad a las poblaciones aledañas (Vázquez, 2001; CFE, 2004; IIE, 2004b).

Otro proyecto reportado en Baja California Sur se ubica en el área El Cardón, donde se han instalado 15 aeroturbinas (Jaramillo et al., 2004) que alcanzan un factor de aire-turbina de 25%, por lo cual es un sitio considerado favorable para el desarrollo de energía eólica a nivel rural.

San Juanico, Baja California Sur. El proyecto se ubica en la comunidad San Juanico, localizado en el litoral del Océano Pacífico, en el municipio de Comondú, Baja California

Sur, donde el servicio de electricidad ha mejorado el nivel de vida de las poblaciones. La planta eólica esta constituida por 3 sistemas que operan en paralelo: con energía solar, eólica y termoeléctrica a partir de diesel. Esta planta híbrida trabaja con 100kW de viento, utilizando aerogeneradores de 10kW cada uno, celdas solares de 17kW y un motor generador diesel de 80kW. (Vázquez, 2001; GTZ, 2004).

Puerto Alcatraz, Baja California Sur y Norte. Este proyecto se ubica en las áreas de Baja California Sur y Norte, y el objetivo para establecerlo fue el de incrementar la calidad de vida de los habitantes de poblados aislados como Puerto Alcatraz, localizado en la isla Santa Margarita (Vázquez, 2001). La planta de Puerto Alcatraz tiene una capacidad de 77,3kW y esta constituida por 3 aerogeneradores de 5kW cada uno, 2 arreglos fotovoltaicos de 1,15kW cada uno, y una máquina diesel de 60kW. Además, cuentan también con una batería de 200kWh, 120V CD y un inversor de 15kW (Vázquez, 2001).

Lo anterior lleva a considerar el desarrollo de la energía eoloeléctrica en ambientes como las islas, que son lugares donde la generación eólica es una buena alternativa de obtener electricidad de una forma limpia, relativamente barata y socialmente aceptable, que cubra los requerimientos de las poblaciones nativas y el turismo.

Ramos Arizpe, Coahuila. La compañía cementera Apasco adquirió en 1997 un aerogenerador que fue instalado en el municipio de Ramos Arizpe, estado de Coahuila. Este aerogenerador trabaja bajo la modalidad de autoabastecimiento con 38kW a un nivel bajo. Se ha detectado que la zona tiene un gran potencial eólico (IIE, 2004b; Jaramillo et al., 2004), aunque en estos últimos años este proyecto sufrió ciertos acontecimientos.

Cozumel Quintana Roo. El proyecto eoloeléctrico que fue presentado ante la autoridad ambiental (Secretaría de Desarrollo Social) en 1994 como una central de 30MW con una estimación de producción anual 75millones de kWh y una disponibilidad de planta de 28,5%. El número de turbinas a establecer era de 60. Este proyecto fue promovido por la compañía Cozumel 2000 y el gobierno del estado de Quintana Roo, y se considera que reduciría la erogación del presupuesto del estado por pago de la energía eléctrica consumida en el alumbrado público, a la par de ser una forma de diversificación del suministro de energía (Fuerza Eólica, 2000).

1.6 Aspectos sociales

Una diferencia básica en el desarrollo de las ciudades y áreas rurales está dada por el acceso que tengan las poblaciones rurales al servicio eléctrico. A nivel rural las aplicaciones más comunes de la energía eólica en el sector agropecuario se enfocan al bombeo de agua, cercas eléctricas, refrigeradores y congeladores, así como el secado de algunos productos agrícolas.

En la vida diaria de las comunidades rurales, el uso básico que se da a la electricidad es para el alumbrado público y para diversión, como en el uso de radio o televisión. Otra utilización

importante es en los molinos de nixtamal, lo que facilita a las mujeres la elaboración de tortillas u otro tipo de alimento.

En México la electrificación en áreas rurales por medio de energía eólica y existe desde hace algunos años. Otro ejemplo más reciente, exitoso y conocido del potencial eólico es el que se desarrolló en La Ventosa, Oaxaca, donde la producción de energía eólica a mediana potencia ha permitido combinar la producción eléctrica con la siembra y la cosecha, así como actividades ganaderas, de forma que con ayuda de mayor tecnología se eleva el nivel de vida de las poblaciones marginadas en uno de los estados más pobres del país.

En lo que respecta a la aceptación social de este tipo de proyectos, encuestas realizadas en Dinamarca indicaron que la población valora positivamente la producción de energía por medios renovables como el viento y que el 82% de la población usa y acepta la energía eólica, mientras solo el 5% esta en contra y el resto es neutral. En países como el Reino Unido esta forma de producción de energía es la mas aceptada en comparación con cualquier forma de energía no renovable que este basada en petróleo o energía nuclear y la única reserva a este tipo de proyectos es que la población solo tiene en contra el ruido generado por los aerogeneradores, así como la intrusión paisajística e interferencia electromagnética, pero si las nuevas tecnologías considerasen resolver estas inconveniencias.

En el caso de México existen pocos estudios al respecto, aunque De Buen (CONAE, 2004), en una encuesta realizada a 100 usuarios o consumidores mayores de electricidad, detectó que 94% de los encuestados estarían en la disposición de comprar electricidad proveniente de energía renovable, el 54% estaría dispuesto a pagar mas por este tipo de electricidad y 70% pensaba que el público es sensible a lo que su empresa haga por el ambiente, lo cual pone de manifiesto la disposición de los consumidores al uso y compra de energía renovable.

Un aspecto social importante en los proyectos eólicos en México es el uso de la tierra en las zonas donde se pretende establecer el proyecto eólico, ya que en áreas como La Ventosa, Oaxaca, el tipo de propiedad es ejidal y de pequeñas propiedades. En el caso ejidal puede resultar difícil que haya la conformidad de todos los ejidatarios en cuanto al pago de la renta y las condiciones de uso del área, aunque esto conlleva a que no existe una forma clara de pago o algún tabulador de pago por renta de los terrenos para este fin, ya que la otra forma de pago es acorde con la productividad agrícola anual.

1.7 Aspectos Económicos

La generación de energía eólica en México ha crecido lentamente, aunque el costo de las aeroturbinas ha disminuido en gran medida debido al desarrollo tecnológico, lo que ha constituido un aliciente para el desarrollo de la energía renovable indica que los fabricantes de aeroturbinas eólicas han reducido el costo de generación al implementar nuevas técnicas de fabricación, empleando mejores herramientas de ingeniería, así como por la mejora de su diseño, que ofrece un reto tecnológico para lograr una mayor cantidad de energía del viento

y una mayor confiabilidad de los sistemas, para entregar al consumidor o cliente un precio que compita con las otras formas de producción de energía convencional.

Un estudio realizado por Jaramillo en la zona de Baja California Sur, en el área El Cardenal, indica que el costo de producción para un proyecto de 15 turbinas estaría entre 4,5 y 6,5 USD/kWh con un costo de inversión de entre 1000 a 110 USD/kW. Datos obtenidos de la CFE indican que el costo de inversión en la producción de energía eléctrica por las diferentes formas de producción resulta menor cuando ésta es producida por centrales eólicas y geotérmicas, si se compara con las formas convencionales de producir energía. En la Tabla 1 se comparan los costos de inversión de las diferentes formas de producción de electricidad en México.

Tabla 1 Costo de inversión por tipo de centrales eléctricas en México

Tipo de central eléctrica	Costo (pesos/kW para el año 2003)
Eólica	14325
Geotérmica	13944
Carboeléctrica	18345
Hidroeléctrica	22927
Termoeléctrica	14325
Núcleoeléctrica	32934

Aunado a lo anterior, la producción de energía eléctrica implica un costo económico ambiental, representado por el costo por las medidas de mitigación por emisiones de CO₂ (Islas et al., 2004), lo que representa un costo social que en países como México poco se ha considerado y donde resulta importante evaluar los efectos ambientales, empleo, disminución en las reservas energéticas, subsidios y gasto público entre otros.

1.8 Aspectos Legales

En México (SENER, 2004; GTZ, 2004) el marco regulatorio aplicable a energías renovables esta dirigido por las Secretarías de Energía (SENER) y de Hacienda y Crédito Público (SHCP), junto con la Comisión Reguladora de Energía (CRE), La Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (LFC).

La segunda herramienta legal aplicada para energías renovables es la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) que regula la provisión de electricidad en México. Dicha ley no permite la libre compra y venta de energía entre particulares, pero sí permite la generación de energía a los particulares, sea para autoabastecimiento o para complementar procesos productivos mediante la cogeneración. Además, los particulares pueden generar energía eléctrica para abastecer la red de CFE a través del esquema de productor externo de energía o pequeño productor, así como transportar esta energía eléctrica.

La Comisión Nacional de Ahorro de Energía, CONAE ha desarrollado una Guía de Gestión para implementar una planta de generación eléctrica que utiliza energía renovable en México, donde se describe los procedimientos y gestiones requeridas para implementar proyectos renovables como los eólicos. El total de gestiones es de 49 y se encuentran divididas en 4 fases:

Fase 1. Factibilidad del proyecto. El trámite comprende 50 días y se realiza en Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Fase 2: Definición de actividad eléctrica del proyecto. Se completa en 25 días ante la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Fase 3: Uso y aprovechamiento del recurso renovable. Se realiza en 225 días ante instituciones como la Comisión Nacional de Agua (CNA), Secretaría Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) e Instituto Nacional de Ecología (INE).

Fase 4. Implementación del proyecto. Requiere de 680 días de tramitación y se lleva a cabo en instituciones como la Subdirección de Ductos de la Gerencia de PEMEX, Gas y Petroquímica Básica (PGPB), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Comisión Reguladora de Energía (CRE), Gobierno del Distrito Federal (GDF), Secretaría Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI) y Secretaría del Trabajo y Prevención Social (STPS).

De esta forma el promedio de tiempo necesario para realizar las gestiones para implementar una planta de generación eléctrica de tipo no convencional es de alrededor de 975 días (CONAE, 2003).

En lo que compete al campo de legislación ambiental en México, no existen reglamentos y normas ambientales específicas relacionadas con la generación de energía a través de fuentes renovables como es la eólica, ya que las normas ambientales requeridas en una EIA (Evaluación de Impacto Ambiental), están más enfocadas a cuestiones de seguridad laboral que ambiental, pues a este respecto solo se requiere cumplir con las normas NOM-052-SEMARNAT y NOM-054-SEMARNAT, que corresponden a la disposición y al tipo de residuos generados por proyectos eléctricos, mientras que para la protección de flora y fauna se requiere cumplir solo con NOM-059-ECOL, NOM-113-ECOL y NOM-114-ECOL.

Por ello resulta indispensable que tanto la SENER junto con la SEMARNAT y las instituciones correspondientes colaboren en el proceso de elaboración de una normativa ambiental que considere aspectos como los límites aceptables de ruido generado por aeroturbinas, la distancia mínima entre turbinas para evitar la afectación a fauna que pasa en esas áreas, así como la distancia mínima de la ubicación de un proyecto de esta índole respecto a poblaciones humanas o tipos específicos de recursos naturales. Igualmente resulta necesario establecer formas de compensación ambiental por parte del proyecto cuando ocurre muerte por colisión de aves contra las aeroturbinas y el desarrollo de normas técnicas obligatorias para equipos y sistemas a utilizados en parques eólicos. Además, es

indispensable el desarrollo específico de un formato de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) propio para energía renovable.

Otro punto importante a considerar es la reglamentación en cuanto al uso del suelo y pago por la renta del mismo, y considerar algún tipo de reglamento de intercambio de derecho de emisiones contaminantes. Todo lo anterior debe ser considerado tanto por el Gobierno Federal y sus instituciones involucradas, el sector privado, instituciones de investigación y ONGs, para llegar a establecer los marcos legales y regulatorios que permitan un desarrollo de este tipo de industria, así como para acceder a los mercados verdes y bonos de carbono que pueden ser vendidos a los países industrializados que están en la obligación de reducir emisiones, al tiempo que se cumple con los compromisos firmados en el Protocolo de Kyoto, donde se estableció que los proyectos renovables contribuyen al desarrollo sustentable del país que los produce (SENER, 2004).

CAPITULO II

ANALISIS DE LAS NECESIDADES ^[3, 4, 7, 18, 21]

2.1 Localización geográfica

La localidad de Tzununil, en el municipio de Chalchihuitan se ubica en las Montañas del Norte, por lo que su relieve es montañoso, sus coordenadas geográficas son 16° 58' N y 92° 39' W, como se muestra en la figura 2.1, su altitud es de 1,450 m.s.n.m.

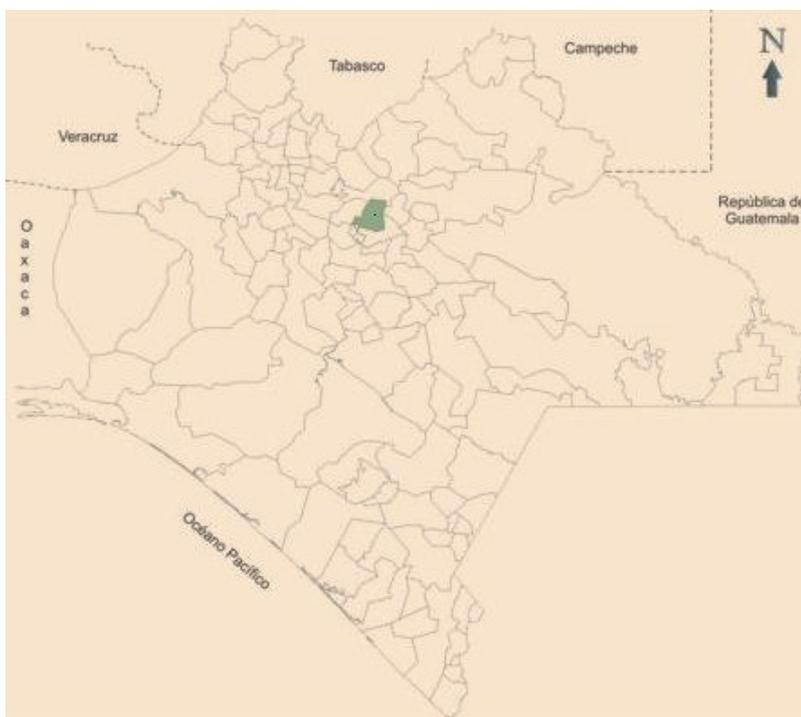


Figura 2.1 Localización geográfica/ Fuente INEGI.

El municipio limita al norte con el municipio de Simojovel, al este con Pantelhó y Chenalhó, al sur con Chenalhó y Aldama, al oeste con Santiago el Pinar y El Bosque.

La superficie de la localidad está constituida, en 80% por zonas accidentadas y el resto por terrenos semiplanos.

Los recursos hidrológicos lo conforman básicamente, los ríos San Cayetano, San Pablo y Blanco. El clima predominante es el semicálido húmedo con lluvias en verano y con una precipitación pluvial de 2,036 milímetros anuales.

La vegetación es de bosque de pino - encino, dentro de la flora del municipio se encuentran las siguientes especies: ciprés, pino, romerillo, sabino y roble entre otras es mostrado en la figura 2.2. La fauna del municipio está compuesta por una gran variedad de especies de las cuales las más importantes son: culebra ocotera, nayuca de frío, gavilán golondrino, ardilla voladora, jabalí y venado



Figura 2.2 Flora/ municipio de Tzununil
Estado de Chiapas del Año 2000 / Fuente INEGI.

La localidad está constituido geológicamente por terrenos del cretácico superior e inferior, terciario paloseno y terciario oligoceno, los tipos de suelo predominantes son: livosol, acrisol, andosol y solunchak y su uso principal es pecuario con bosques, correspondiendo la mayor parte a terrenos comunales.

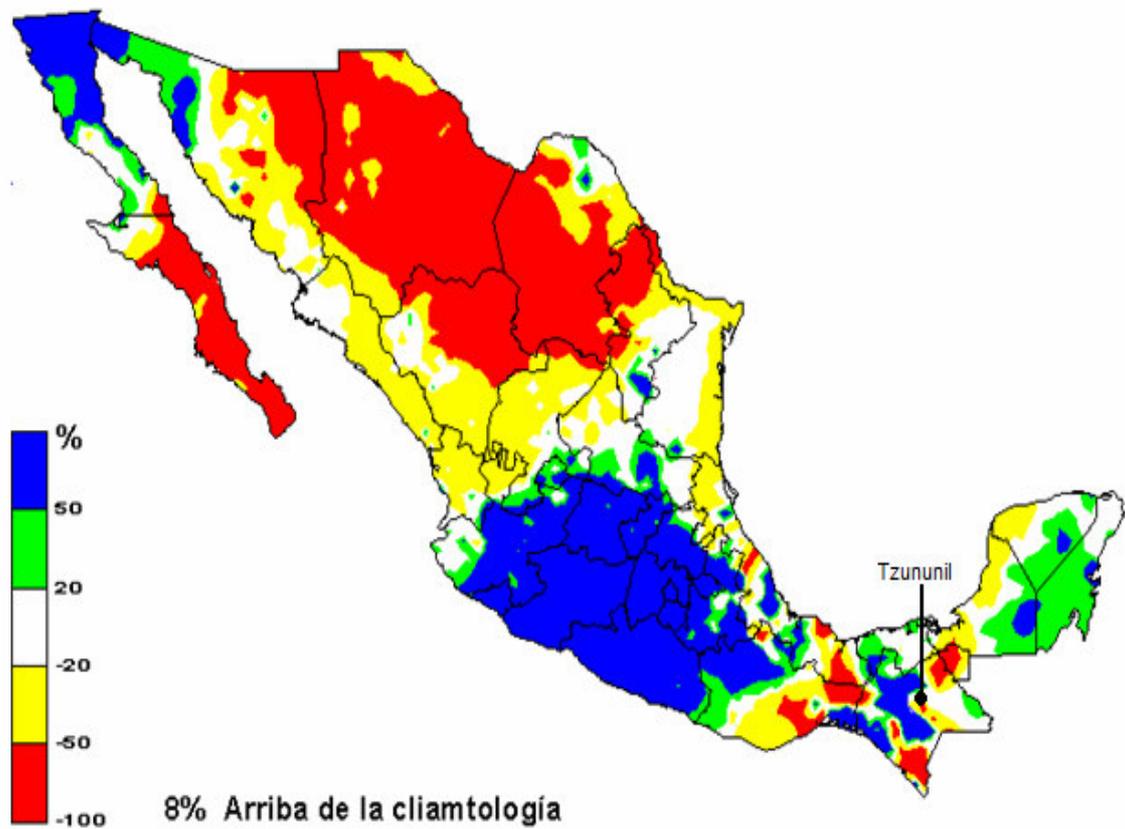
De acuerdo a los resultados que presento el II Censo de Población y Vivienda en el 2005, en la localidad habitan 710 personas que hablan alguna lengua indígena, en la figura 2.3 se muestra una calle de esta comunidad.



Figura 2.3 Demografía/, municipio de Tzununil
Estado de Chiapas del Año 2000 / Fuente INEGI.

Esta comunidad presenta un alto grado de marginación, debido a la falta de servicios públicos (educación, salud, vivienda y seguridad), que pueden mejorar si se garantiza el suministro de energía eléctrica.

Aprovechando el potencial eólico que hay en esta zona podemos electrificar esta comunidad, basados en el mapa de potencial eólico de la república mexicana de la figura 2.4.



Color	Terreno accidentado		Campo abierto		En la costa		Altamar		Colinas y crestas	
	m/seg	W/m ²	m/seg	W/m ²	m/seg	W/m ²	m/seg	W/m ²	m/seg	W/m ²
Dark Purple	> 6	> 250	>7,5	> 500	> 8,5	> 700	> 9	> 800	> 11,5	> 1800
Red	5 a 6	150 a 200	6,5 a 7,5	300 a 500	7 a 8,5	400 a 700	8 a 9	600 a 800	10 a 11,5	1200 a 1800
Orange	4,5 a 5	100 a 150	5,5 a 6,5	200 a 300	6 a 7	250 a 400	7 a 8	400 a 600	8,5 a 10	700 a 1200
Green	3,5 a 4,5	50 a 100	4,5 a 5,5	100 a 200	5 a 6	150 a 250	5,5 a 7	200 a 400	7 a 8,5	400 a 700
Blue	< 3,5	< 50	< 4,5	< 100	< 5	< 150	< 5,5	< 200	< 7	< 400

Figura 2.4. Potencial eólico en la República Mexicana/ Fuente CONAGUA.

2.2. Educación

En el año 2000, la localidad presentó un índice de analfabetismo del 50.77%, indicador que en 1990 fue de 60.83%. Actualmente la media estatal es de 22.91%.

En la figura 2.5 se muestra el porcentaje de analfabetismo estatal y municipal.

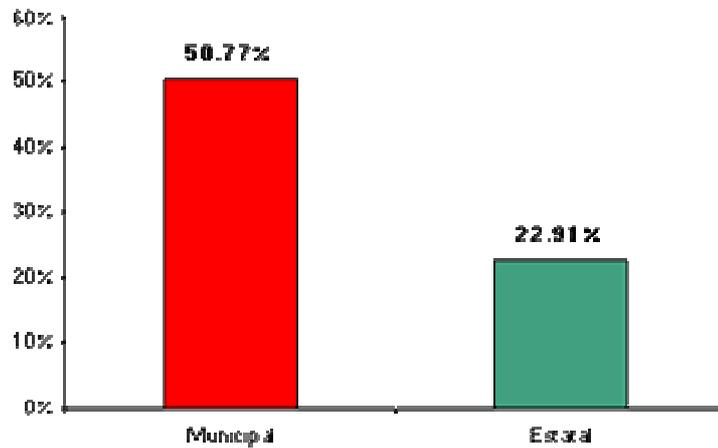


Figura 2.5. Grafica de la tasa de Analfabetismo, municipio de Tzununil Estado de Chiapas del Año 2000 / Fuente INEGI.

De la población mayor de 15 años, 16.70% tiene primaria incompleta, 28.34% completó los estudios de primaria y 5.56% cursó algún grado de instrucción posterior a este nivel, como se observa en la figura 2.6.

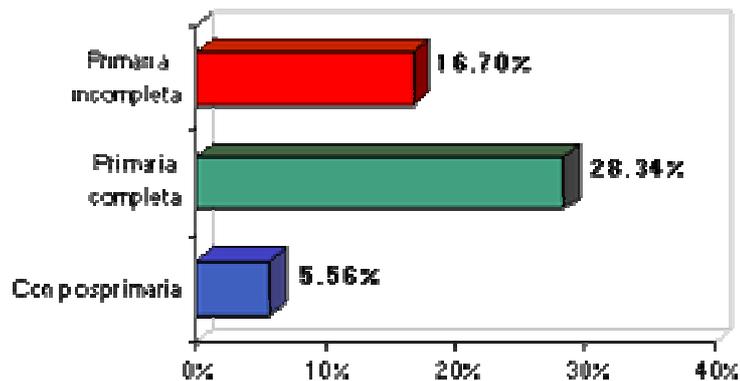


Figura 2.6. Grafica escolar de la población de 15 años y más de la localidad Tzununil, municipio de Chalhuitán estado de Chiapas del Año 2000 / Fuente INEGI.

Con los datos anteriores nos podemos dar cuenta que la comunidad de Tzununil presenta un gran rezago educativo, por tal motivo proponemos una escuela de tipo rural figura 2.7, con las siguientes características.

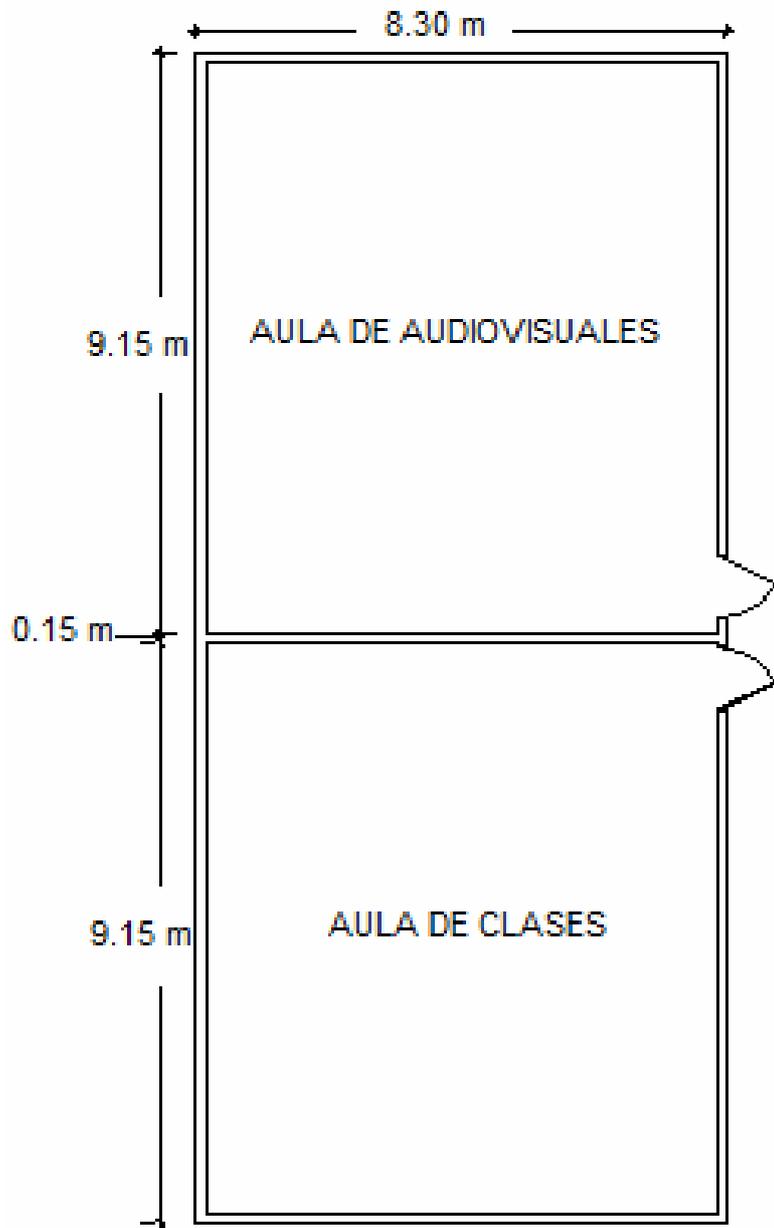


Figura 2.7 Escuela rural/sin escala

2.2.1 Cálculos de alumbrado de la escuela rural

Altura de suspensión de las luminarias según el sistema de iluminación escogido, en este caso para el salón de clases cuenta con dos lámparas fluorescentes de 20w cada una, tensión de 127v, con un flujo luminoso de 2400 lúmenes y F.P de 0.9. el salón de clases mide 9m de largo y 8m de ancho con una altura de 3m de piso a techo, considerando una altura de piso al plano de trabajo de 0.85m. En la figura 2.8 se observa la distribución de alturas para la escuela rural.

$$\text{Mínimo: } h = \frac{2}{3} \cdot (h' - 0.85) \quad \dots\dots\dots(2.1)$$

$$\text{Óptimo: } h = \frac{4}{5} \cdot (h' - 0.85) \quad \dots\dots\dots(2.2)$$

hcl = altura entre el plano de trabajo y las luminarias = 1,72m

h = altura del local = 3m

d = altura del plano de trabajo al techo = 2.15

hct = altura entre el plano de las luminarias y el techo = 0.43m

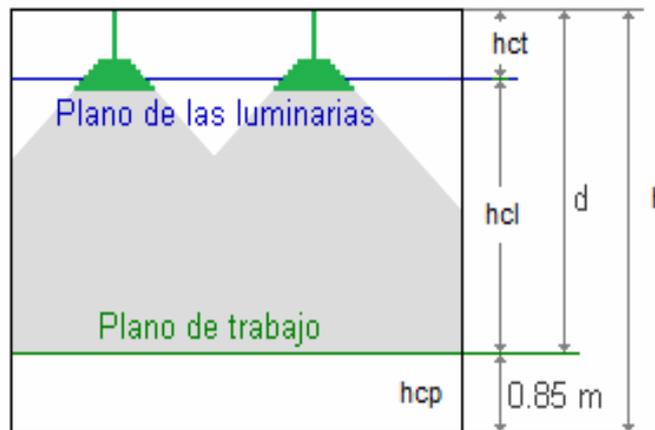


Figura 2.8 Distribución de alturas.

2.2.2 Relaciones de cavidades de la escuela rural

La fórmula utilizada para el cálculo de las relaciones de cavidad de cada zona del área a iluminar es la siguiente

$$Rc = \frac{5hc(L + A)}{(L * A)} \quad \dots\dots\dots(2.3)$$

Donde:

- Rc = Relación de cavidad de la zona (techo, local o piso)
- hc= Altura de cavidad de la zona (techo, local o piso) (m)
- L= Largo del local (m)
- A= Ancho del local (m)

2.2.3 Relación de cavidad del techo

La relación de cavidad del techo se obtiene con solo los datos de
Altura de la cavidad del techo (hct) = 0,43m
Largo del local (L) =9m
Ancho del local (A) =8m

$$R_{ct} = \frac{5h_{ct}(L + A)}{(L * A)} = \frac{5 * 0,43(8 * 9)}{(8 * 9)} = 0,5076 \dots\dots\dots(2.4)$$

2.2.4 Relación de cavidad del local

La relación de cavidad del local se obtiene con solo los datos de
Altura de la cavidad del local (hcl) = 1,72m
Largo del local (L) =9m
Ancho del local (A) = 8m

$$R_{cl} = \frac{5h_{cl}(L + A)}{(L * A)} = \frac{5 * 1,72(8 * 9)}{(8 * 9)} = 2,0305 \dots\dots\dots(2.5)$$

2.2.5 Relación de cavidad del piso

La relación de cavidad del piso se obtiene con solo los datos de
Altura de la cavidad del piso (hcp) = 0,85 m
Largo del local (L) =9m
Ancho del local (A) =8m

$$R_{cp} = \frac{5h_{cp}(L + A)}{(L * A)} = \frac{5 * 0,85(8 * 9)}{(8 * 9)} = 1,0034 \dots\dots\dots(2.6)$$

Las medidas de las aulas se muestran en la figura 2.9.

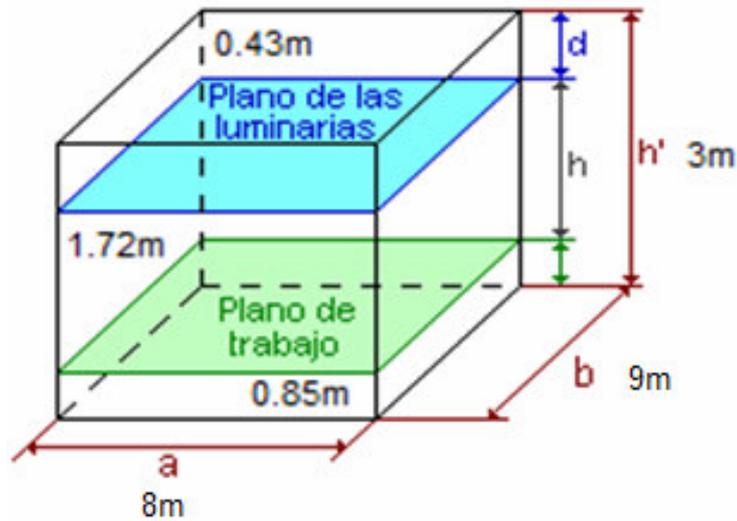


Figura 2.9 Medidas específicas de las aulas, y alturas calculadas

$$\text{Indice del Cuarto} = \frac{8 * 9}{1,72 * 8 + 9} = 2,462 \dots\dots\dots(2.7)$$

2.2.6 Calculo del Coeficiente de utilización

Mediante los datos obtenidos del INEGI del municipio de Tzununil, donde el 95.51% de los pisos son de tierra, y el 70.94% de las paredes son de madera y en techos el 84.16% son de lamina de asbesto, podemos tomar en la tabla de coeficientes de reflexión proporcionada por los datos del fabricante los siguientes factores de reflexión en la tabla 2.1.

Tabla 2.1 Factores de reflexión

	Color	Factor de reflexión (ρ)
Techo	Blanco	0.7
	claro	0.5
	medio	0.3
Paredes	claro	0.5
	medio	0.3
	oscuro	0.1
Suelo	claro	0.3
	oscuro	0.1

El factor de utilización para estos factores de reflexión depende de la potencia de la lámpara que se selecciono con anterioridad y también son proporcionados por el fabricante, a continuación se muestra la tabla 2.2 del factor de utilización para la lámpara de 20W con un Factor de reflexion de techo de 0,3, Factor de reflexion en pared de 0,3 y un Factor de reflexion en el piso de 0,1, y tomando en cuenta el indice del cuaro calculado con anterioridad.

Tabla 2.2 Factor de utilización

Factor de utilizacion de la lampara 2X20 watts	
Factor de reflexion del techo 0,3 Factor de reflexion del pared 0,3 Factor de reflexion del piso 0,1	
2,0	0,40
2,5	0,46

El coeficiente de utilización se calcula interpolando los valores que se obtuvieron anteriormente de la tabla 2.3, de factor de utilización, para obtener un valor cercano al del índice de cuarto.

Tabla 2.3 Interpolación para encontrar el coeficiente de utilización.

C.U= 0,4552	2.00	0,400	2,45	0,454
	2.05	0,406	2,455	0,4546
	2.10	0,412	2,46	0,4552
	2.15	0,418	2,465	0,4558
	2,20	0,424	2,47	0,4564
	2,25	0,430	2,475	0,457
	2,30	0,436	2,48	0,4576
	2,35	0,442	2,485	0,4582
	2,40	0,448	2,49	0,4588
	2,45	0,454	2,495	0,4594
	2.50	0,460	2,50	0,460

Factor de mantenimiento (f_m) o conservación de la instalación. Este coeficiente dependerá del grado de suciedad ambiental y de la frecuencia de la limpieza del local. Para una limpieza periódica anual se consideran los valores de la tabla 2.4.

Tabla 2.4 Factores de mantenimiento

Ambiente	Factor de mantenimiento (F_M)
Limpio	0.8
Sucio	0.6

Cálculo del flujo luminoso total necesario. Para ello aplicaremos la fórmula

$$\Phi_T = \frac{E \cdot S}{\eta \cdot f_m} \dots\dots\dots(2.8)$$

Donde:

- Φ_T Flujo luminoso total
- E Iluminancia media deseada ($L_{MED} = 300 \text{ lux}$)
- S Superficie del plano de trabajo
- η Coeficiente de utilización (0,4552)
- f_m Factor de mantenimiento (0,8)

La iluminación mínima recomendada por la NOM-025-STPS-199 para un aula de clases y un aula de audio visuales es de 300 lux.

$$\Phi_T = \frac{300 \cdot (8 \cdot 9)}{0,4552 \cdot 0,8} = 59314,6 \text{ lumen}$$

Cálculo del número de luminarias.

$$N = \frac{\Phi_T}{n \cdot \Phi_L} \dots\dots\dots(2.9)$$

Donde:

- N es el número de luminarias
- Φ_T es el flujo luminoso total
- Φ_L es el flujo luminoso de una lámpara
- n es el número de lámparas por luminaria

$$N = \frac{59314,6}{2 \cdot 2400} = 12,35 \Rightarrow 12 \text{ luminarias}$$

2.2.7 Emplazamiento de las luminarias

Una vez hemos calculado el número mínimo de lámparas y luminarias procederemos a distribuir las sobre la planta del local. En los locales de planta rectangular las luminarias se reparten de forma uniforme en filas paralelas a los ejes de simetría del local según las fórmulas.

El espaciamiento máximo recomendado es proporcionado por el fabricante, y viene dado como la relación entre la separación y la altura de montaje, para este tipo de luminarias la Información es la siguiente:

$$\text{Separación / altura de montaje} = 1.5$$

Lo cual despejando la separación y conociendo la altura de montaje a la que vamos a colocar la luminaria obtenemos la separación máxima entre luminarias

$$S_{\text{max}} = h_{cc} \times 1,5 = 1,72 \times 1,5 = \mathbf{2,58m} \dots \dots \dots (2.10)$$

Dividiendo la anchura del local entre el espaciamiento obtenemos las hileras de luminarias longitudinalmente:

$$\frac{8m}{2,58m} = 3,1 \Rightarrow \mathbf{3 \text{ Hileras}} \qquad \frac{8m}{3m} = \mathbf{2,66 \text{ m}} \dots \dots \dots (2.11)$$

Ahora dividiendo las luminarias calculadas entre las hileras para calcular las luminarias / hilera

$$\frac{\mathbf{12 \text{ luminarias}}}{\mathbf{3 \text{ hileras}}} = \mathbf{4 \text{ Luminaria X Hilera}} \dots \dots \dots (2.12)$$

Como redondeamos a un valor superior se pudo haber incrementado el número de luminarias calculas lo cual verificamos a continuación multiplicando las luminarias /hileras por las hileras:

$$4 \times 3 = 12 \text{ luminarias totales} \dots \dots \dots (2.13)$$

El nivel de lux proporcionados:

$$E \text{ lux} = \frac{\# \text{ Lum} * \varnothing * C. u * F. m}{L * A} = \frac{12 * 2400 * 0.4552 * 0,8}{8 * 9} = 145.66 \text{ luxes} \dots\dots\dots(2.14)$$

Donde:

- E lux = Nivel de luxes calculados sobre la altura de trabajo
- # Lum= Numero de luminarias totales
- ∅ = Lúmenes emitidos por la lámpara (dato proporcionado por el fabricante)
- C.u. = Coeficiente de utilización
- F.m. = Factor de mantenimiento
- L= Largo del almacén
- A= Ancho del almacén

2.2.8 Distribución por el ancho de la escuela

Distancia entre luminarias.- Para distribuir las hileras se dividen el ancho del almacén / # hileras

$$8\text{m}/3\text{hileras} = 2,66 \text{ m entre hileras} \dots\dots\dots(2.15)$$

Como se requiere que la distancia de la luminaria a la pared sea la ½ de la distancia entre luminarias

$$2,66\text{m}/2 = 1,33 \text{ m de la luminaria a la pared} \dots\dots\dots(2.16)$$

2.2.9 Distribución por el largo de la escuela

Distancia entre luminarias.- Para distribuir las hileras se dividen el largo del almacén / luminarias* hileras

$$9\text{m}/4 \text{ Luminarias X hileras} = 2,25 \text{ m entre hileras} \dots\dots\dots(2.17)$$

Como se requiere que la distancia de la luminaria a la pared sea la ½ de la distancia entre luminarias

$$2,25 \text{ m}/2 = 1,125 \text{ m de la luminaria a la pared} \dots\dots\dots(2.18)$$

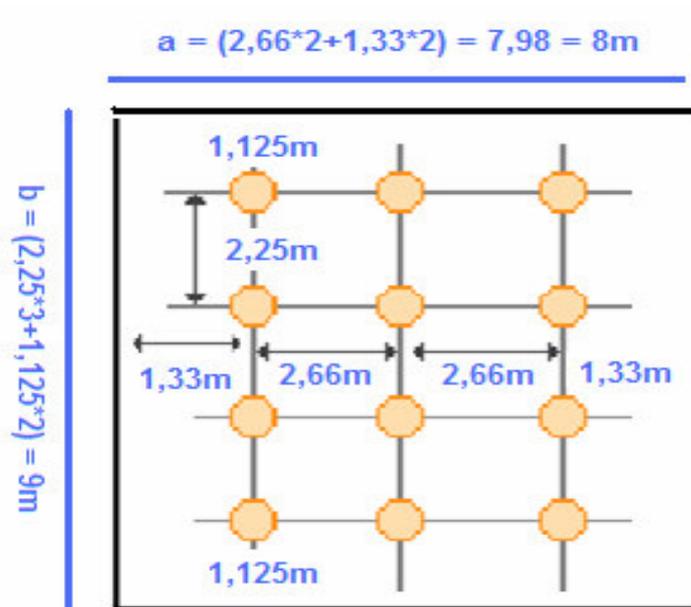


Figura 2.10 Espaciamiento de luminarias

Por espaciamiento consideramos un total de 3 hileras de 4 luminarias cada una, para un total de 12 luminarias totales en el aula de clases y en aula de audiovisuales por contar con las mismas dimensiones consideramos el mismo número de luminarias como se muestra en la figura 2.10.

2.2.10 Calculo de la corriente para el aula de clases

LAMPARAS

Para el aula de clases consideramos un total de 12 luminarias de 2 X 20 Watts c/u.

$$I = \frac{P}{V \cos \phi} = \frac{12(2 \times 20)}{120V \cos 0.9} = 4,0004A \dots\dots\dots(2.19)$$

CONTACTOS

Para el aula consideramos un total de 2 contactos de 162W (180VA) c/u.

Nota: El cálculo de los circuitos derivados basado en el artículo 220-3. De la NOM-001 SEDE 2005 inciso c) Otras cargas-todas las construcciones.- Otras salidas*: debe considerarse carga mínima de 180 VA por salida.

$$I = \frac{P}{V \cos \phi} = \frac{2 \times 162W}{120V \cos 0.9} = 2,70003A \dots\dots\dots(2.20)$$

2.2.11 Calculo de la corriente para el aula de audiovisuales

LAMPARAS

Para el aula de audiovisuales consideramos un total de 12 lámparas de 2 X 20 Watts c/u.

$$I = \frac{P}{V \cos \Phi} = \frac{12(2 * 20)}{120V \cos 0.9} = 4,0004A \dots\dots\dots(2.21)$$

CONTACTOS

Para el aula de audiovisuales consideramos un total de 5 contactos de 162W (180VA) c/u.

$$I = \frac{P}{V \cos \Phi} = \frac{5 * 162W}{120V \cos 0.9} = 6,75083A \dots\dots\dots(2.22)$$

NOTA.- ARTICULO 240-PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE A. Disposiciones generales

240-6. Capacidades nominales de corriente eléctrica normalizadas

- a) Fusibles e interruptores de disparo fijo. Para selección de fusibles y de interruptores de disparo inverso, se deben considerar los siguientes valores normalizados de corriente eléctrica nominal: 15 A, 20 A, 25 A, 30A, 35 A, 40 A, 45 A, 50 A, 60 A, 70 A, 80 A, 90 A, 100 A, 110 A, 125 A, 150 A, 175 A, 200 A, 225 A, 250 A, 300 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A, 600 A, 700 A, 800 A, 1 000 A, 1 200 A, 1 600 A, 2 000 A, 2 500 A, 3 000 A, 4000 A, 5 000 A y 6 000 A.

Para ambas corrientes se considera una protección de 15 Amperes.

El diagrama unifilar de la escuela rural se muestra en la figura 2.11

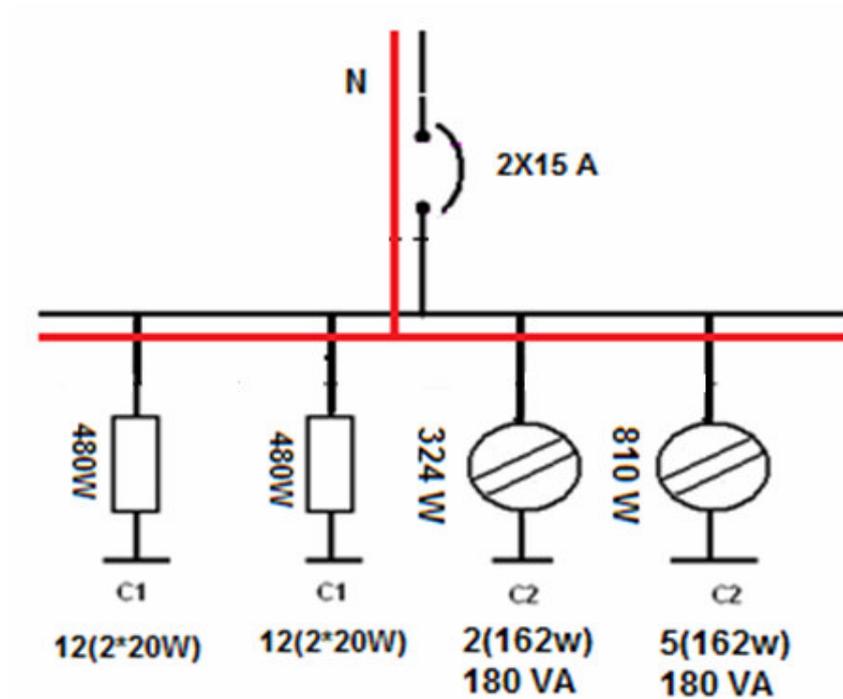


Figura 2.11 Diagrama unifilar de la escuela rural

El cuadro de cargas de la escuela rural se observa en la tabla 2.5.

Tabla 2.5 Cuadro de cargas para la escuela rural.

CUADRO DE CARGA							
Circuito	2X20 W 	180 VA 162 w 	COND. (AWG) THW 90°	In (A)	Tubería (mm)	Térmic o	Watts Totales
C1	24		12	8,0 A	16	1X15 A	960 W
C2		7	12	9,45 A	16	1X15 A	1134 W
Total:	24	7		17,45 A		2X15 A	2094 W

2.3. Salud

En el 2000 los servicios de salud atendieron a 10 personas en el régimen de población abierta. La Tasa de Mortalidad General (TMG) en el 2000 fue de 3.26 defunciones por cada 1,00 habitantes, y 0.28 la Tasa de Mortalidad Infantil. A nivel estatal correspondió a 3.83 y 0.17.

2.3.1 Cálculos de alumbrado del centro de salud

El sistema de iluminación escogido en este caso para el centro de salud es, un luminario de dos lámparas fluorescentes de 20W cada una, tensión de 127V, con un flujo luminoso de 2400 lúmenes y F.P de 0.9. Cada habitación del centro de salud mide 5m de largo y 5m de ancho con una altura de 3m de piso a techo, considerando una altura de piso al plano de trabajo de 0.85m.

En la figura 2.12 se observa la distribución de alturas para el centro de salud.

$$\text{Mínimo: } h = \frac{2}{3} \cdot (h' - 0.85) \quad \dots\dots\dots(2.23)$$

$$\text{Óptimo: } h = \frac{4}{5} \cdot (h' - 0.85) \quad \dots\dots\dots(2.24)$$

h=altura entre el plano de trabajo y las luminarias=1,72m

h'= altura del local = 3m

d=altura del plano de trabajo al techo=2.15

d'=altura entre el plano de las luminarias y el techo=0.43m

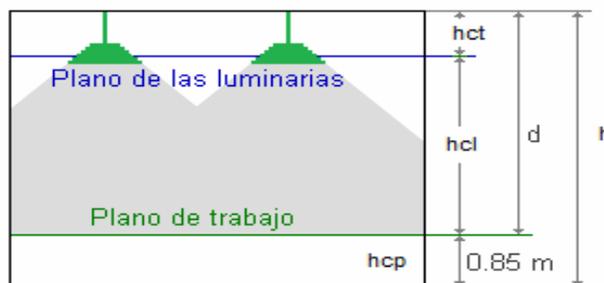


Figura 2.12 Distribución de alturas de luminarias.

2.3.2 Relaciones de cavidades del centro de salud

La fórmula utilizada para el cálculo de las relaciones de cavidad de cada zona del área a iluminar es la siguiente

$$R_c = \frac{5hc(L + A)}{(L * A)} \dots\dots\dots(2.25)$$

Donde:

- Rc = Relación de cavidad de la zona (techo, local o piso)
- hc= Altura de cavidad de la zona (techo, local o piso) (m)
- L= Largo del local (m)
- A= Ancho del local (m)

2.3.3 Relación de cavidad del techo

La relación de cavidad del techo se obtiene con solo los datos de
Altura de la cavidad del techo (hct) = 0,43m
Largo del local (L) =9m
Ancho del local (A) =8m

$$R_{ct} = \frac{5hct(L + A)}{(L * A)} = \frac{5 * 0,43(8 * 9)}{(8 * 9)} = 0,5076 \dots\dots\dots(2.26)$$

2.2.4 Relación de cavidad del local

La relación de cavidad del local se obtiene con solo los datos de
Altura de la cavidad del local (hcl) = 1,72m
Largo del local (L) =9m
Ancho del local (A) = 8m

$$R_{cl} = \frac{5hcl(L + A)}{(L * A)} = \frac{5 * 1,72(8 * 9)}{(8 * 9)} = 2,0305 \dots\dots\dots(2.27)$$

2.3.5 Relación de cavidad del piso

La relación de cavidad del piso se obtiene con solo los datos de
Altura de la cavidad del piso (hcp) = 0,85 m
Largo del local (L) =9m
Ancho del local (A) =8m

$$R_{cp} = \frac{5hcp(L + A)}{(L * A)} = \frac{5 * 0,85(8 * 9)}{(8 * 9)} = 1,0034 \dots\dots\dots(2.28)$$

Las medidas del centro de salud se muestran en la figura 2.13.

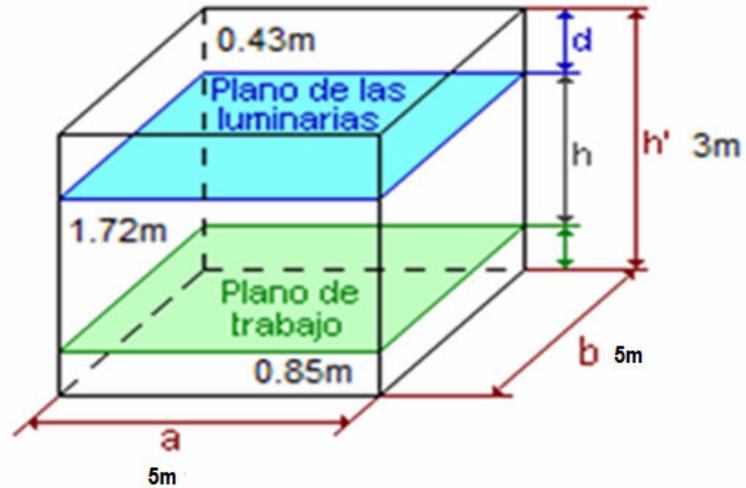


Figura 2.13 Medidas específicas del centro de salud

$$\text{Indice del Cuarto} = \frac{5 * 5}{1,72 * 5 + 5} = 1,453 \dots\dots\dots(2.29)$$

2.3.6 Calculo del Coeficiente de utilización

Mediante los datos obtenidos del INEGI del municipio de Tzununil, donde el 95.51% de los pisos son de tierra, y el 70.94% de las paredes son de madera y en techos el 84.16% son de lamina de asbesto, podemos tomar en la tabla 2.6 de coeficientes de reflexión de proporcionada por los datos del fabricante los siguientes factores de reflexión

Tabla 2.6 Coeficientes de utilización

	Color	Factor de reflexión (ρ)
Techo	Blanco	0.7
	claro	0.5
	medio	0.3
Paredes	claro	0.5
	medio	0.3
	oscuro	0.1
Suelo	claro	0.3
	oscuro	0.1

Tabla 2.7 Factores de utilización

Factor de utilización de la lámpara 2X20 watts	
Factor de reflexión del techo 0,5 Factor de reflexión del pared 0,5 Factor de reflexión del piso 0,3	
1,2	0,3
1,5	0,36

El coeficiente de utilización se calcula interpolando los valores que se obtuvieron anteriormente de la tabla 2.7 de factor de utilización, para obtener un valor cercano al del índice de cuarto en la tabla 2.8.

Tabla 2.8 Interpolación para encontrar el coeficiente de utilización.

1.2	0,3	1.44	0,348
1.23	0,306	1.433	0,386
1.26	0,312	1.446	0,3492
1.29	0,318	1.449	0,3498
1,32	0,324	1,452	0,3504
1,35	0,33	1,455	0,351
1,38	0,336	1,458	0,3516
1,41	0,342	1,461	0,3522
1,44	0,348	1,464	0,3528
1,47	0,354	1,467	0,3534
1.5	0,36	1.47	0,354

C.U= 0,3504

Factor de mantenimiento (F_M) o conservación de la instalación. Este coeficiente dependerá del grado de suciedad ambiental y de la frecuencia de la limpieza del local. Para una limpieza periódica anual podemos tomar los valores de la tabla 2.9.

Tabla 2.9 Factores de mantenimiento

Ambiente	Factor de mantenimiento (F_M)
Limpio	0.8
Sucio	0.6

Cálculo del flujo luminoso total necesario. Para ello aplicaremos la fórmula

$$\Phi_T = \frac{E \cdot S}{\eta \cdot f_m} \dots\dots\dots(2.30)$$

Donde:

- Φ_T Flujo luminoso total
- E Iluminancia media deseada ($L_{MED} = 300 \text{ lux}$)
- S Superficie del plano de trabajo
- η Coeficiente de utilización (0,3504)
- f_m Factor de mantenimiento (0,8)

La iluminación mínima recomendada por NOM-025-STPS-199 para un centro de salud es de 300 lux.

$$\Phi_T = \frac{300 \cdot (5 \cdot 5)}{0,3504 \cdot 0,8} = 26755,1 \text{ Lumen} \dots\dots\dots(2.31)$$

Cálculo del número de luminarias.

$$N = \frac{\Phi_T}{n \cdot \Phi_L} \quad \text{Redondeado por exceso} \dots\dots\dots(2.32)$$

Donde:

- N es el número de luminarias
- Φ_T es el flujo luminoso total
- Φ_L es el flujo luminoso de una lámpara
- n es el número de lámparas por luminaria

$$N = \frac{26755,1}{2 \cdot 2400} = 5,57 \Rightarrow 6 \text{ luminarias} \dots\dots\dots(2.33)$$

2.3.7 Emplazamiento de las luminarias

El espaciamiento máximo recomendado es proporcionado por el fabricante, y viene dado como la relación entre la separación y la altura de montaje, para este tipo de luminarias la Información es la siguiente:

$$\text{Separación / altura de montaje} = 1.5 \dots\dots\dots (2.34)$$

Lo cual despejando la separación y conociendo la altura de montaje a la que vamos a colocar la luminaria obtenemos la separación máxima entre luminarias

$$S \text{ max} = hcc \times 1,5 = 1,72 \times 1,5 = 2,58m \dots\dots\dots (2.35)$$

Dividiendo la anchura del local entre el espaciamiento obtenemos las hileras de luminarias longitudinalmente:

$$\frac{5m}{2,58m} = 1,9379 \Rightarrow 2 \text{ Hileras} \qquad \frac{5m}{2m} = 2,5 \text{ m} \dots\dots\dots (2.36)$$

Ahora dividiendo las luminarias calculadas entre las hileras para calcular las luminarias / hilera

$$\frac{6 \text{ luminarias}}{2 \text{ hileras}} = 3 \text{ Luminarias X Hilera} \dots\dots\dots (2.37)$$

Como redondeamos a un valor superior se pudo haber incrementado el número de luminarias calculas lo cual verificamos a continuación multiplicando las luminarias /hileras por las hileras:

$$2 \times 3 = 6 \text{ luminarias totales} \dots\dots\dots (2.38)$$

El nivel de lux proporcionados al almacén el cual se obtiene:

$$E \text{ lux} = \frac{\# \text{ Lum} \times \emptyset \times C. u \times F. m}{L \times A} = \frac{6 \times 2400 \times 0.3504 \times 0,8}{5 \times 5} = 161,46 \text{ luxes} \dots\dots\dots (2.39)$$

Donde:

- E lux = Nivel de luxes calculados sobre la altura de trabajo
- # Lum= Numero de luminarias totales
- ∅ = Lúmenes emitidos por la lámpara (dato proporcionado por el fabricante)
- C.u. = Coeficiente de utilización
- F.m. = Factor de mantenimiento
- L= Largo del almacén
- A= Ancho del almacén

2.3.8 Distribución por el ancho del centro de salud

Distancia entre luminarias.- Para distribuir las hileras se dividen el ancho del almacén / # hileras

$$5\text{m}/2\text{hileras} = 2,5 \text{ m entre hileras} \dots\dots\dots(2.40)$$

Como se requiere que la distancia de la luminaria a la pared sea la ½ de la distancia entre luminarias

$$2,5\text{m}/2 = 1,25 \text{ m de la luminaria a la pared} \dots\dots\dots(2.41)$$

2.3.9 Distribución por el largo del centro de salud

Distancia entre luminarias.- Para distribuir las hileras se dividen el largo del almacén / luminarias* hileras

$$5\text{m}/3 \text{ Luminarias X hilera} = 1,66 \text{ m entre hileras} \dots\dots\dots(2.42)$$

Como se requiere que la distancia de la luminaria a la pared sea la ½ de la distancia entre luminarias

$$1,66 \text{ m}/2 = 0,83 \text{ m de la luminaria a la pared} \dots\dots\dots(2.43)$$

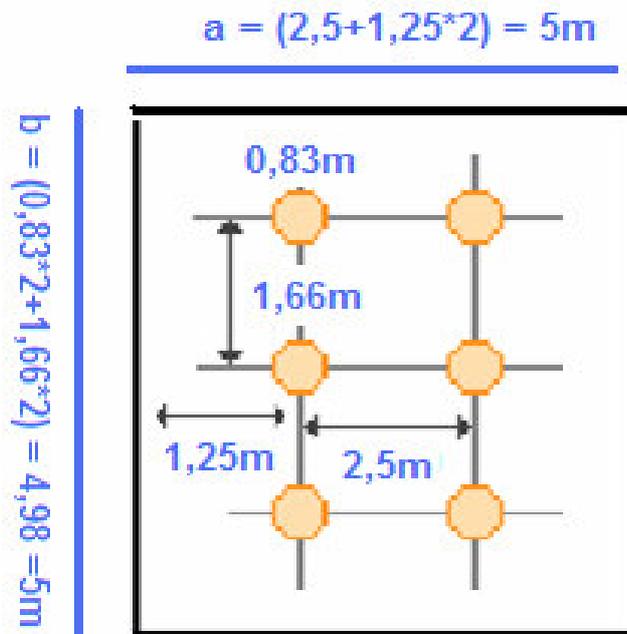


Figura 2.14 Espaciamento de luminarias

Por espaciamiento consideramos un total de 2 hileras de 3 luminarias cada una, para un total de 6 luminarias como se observa en la figura 2.14 y por contar con las mismas dimensiones la sala de espera, el cuarto de curaciones y el consultorio consideramos el mismo número de luminarias.

2.3.10 Calculo de la corriente para el área del cuarto de examen y curaciones

LAMPARAS

Para el cuarto del área de examen y curaciones consideramos un total de 6 luminarias de 2 X 20 Watts c/u y F.P de 0.9.

$$I = \frac{P}{V \cos \phi} = \frac{6(2 * 20)}{120V \cos 0.9} = 2,00025A \dots\dots\dots(2.44)$$

CONTACTOS

Para el cuarto de examen y curaciones consideramos un total de 3 contactos de 162W (180VA) c/u y F.P de 0.9.

Nota: El cálculo de los circuitos derivados basado en el artículo 220-3. De la NOM-001 SEDE 2005 inciso c) Otras cargas-todas las construcciones.- Otras salidas*: debe considerarse carga mínima de 180 VA por salida.

$$I = \frac{P}{V \cos \phi} = \frac{3 * 162W}{120V \cos 0.9} = 4,0505A \dots\dots\dots(2.44)$$

2.3.11 Calculo de la corriente para el consultorio

LAMPARAS

Para el consultorio consideramos un total de 6 lámparas de 2 X 20 W c/u y F.P de 0.9.

$$I = \frac{P}{V \cos \phi} = \frac{6(2 * 20)}{120V \cos 0.9} = 2,00025A \dots\dots\dots(2.45)$$

CONTACTOS

Para el consultorio consideramos un total de 3 contactos de 162W (180VA) c/u y F.P de 0.9.

$$I = \frac{P}{V \cos \phi} = \frac{3 * 162W}{120V \cos 0.9} = 4,0505A \dots\dots\dots(2.46)$$

2.3.12 Calculo de la corriente para la sala de espera

LAMPARAS

Para la sala de espera consideramos un total de 12 luminarias de 2 X 20 Watts c/u y F.P de 0.9.

$$I = \frac{P}{V \cos \Phi} = \frac{6(2 * 20)}{120V \cos 0.9} = 2,00025A \dots\dots\dots(2.47)$$

CONTACTOS

Para la sala de espera consideramos un total de 2 contactos de 162W (180VA) c/u y F.P de 0.9.

$$I = \frac{P}{V \cos \Phi} = \frac{2 * 162W}{120V \cos 0.9} = 2,70033A \dots\dots\dots(2.48)$$

NOTA.- ARTÍCULO 240-PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE

A. Disposiciones generales

240-6. Capacidades nominales de corriente eléctrica normalizadas

- b) Fusibles e interruptores de disparo fijo. Para selección de fusibles y de interruptores de disparo inverso, se deben considerar los siguientes valores normalizados de corriente eléctrica nominal: 15 A, 20 A, 25 A, 30A, 35 A, 40 A, 45 A, 50 A, 60 A, 70 A, 80 A, 90 A, 100 A, 110 A, 125 A, 150 A, 175 A, 200 A, 225 A, 250 A, 300 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A, 600 A, 700 A, 800 A, 1 000 A, 1 200 A, 1 600 A, 2 000 A, 2 500 A, 3 000 A, 4000 A, 5 000 A y 6 000 A.

Para ambas corrientes se considera una protección de 15 Amperes.

En la figura 2.15 se muestra el centro de salud propuesto para esta comunidad.

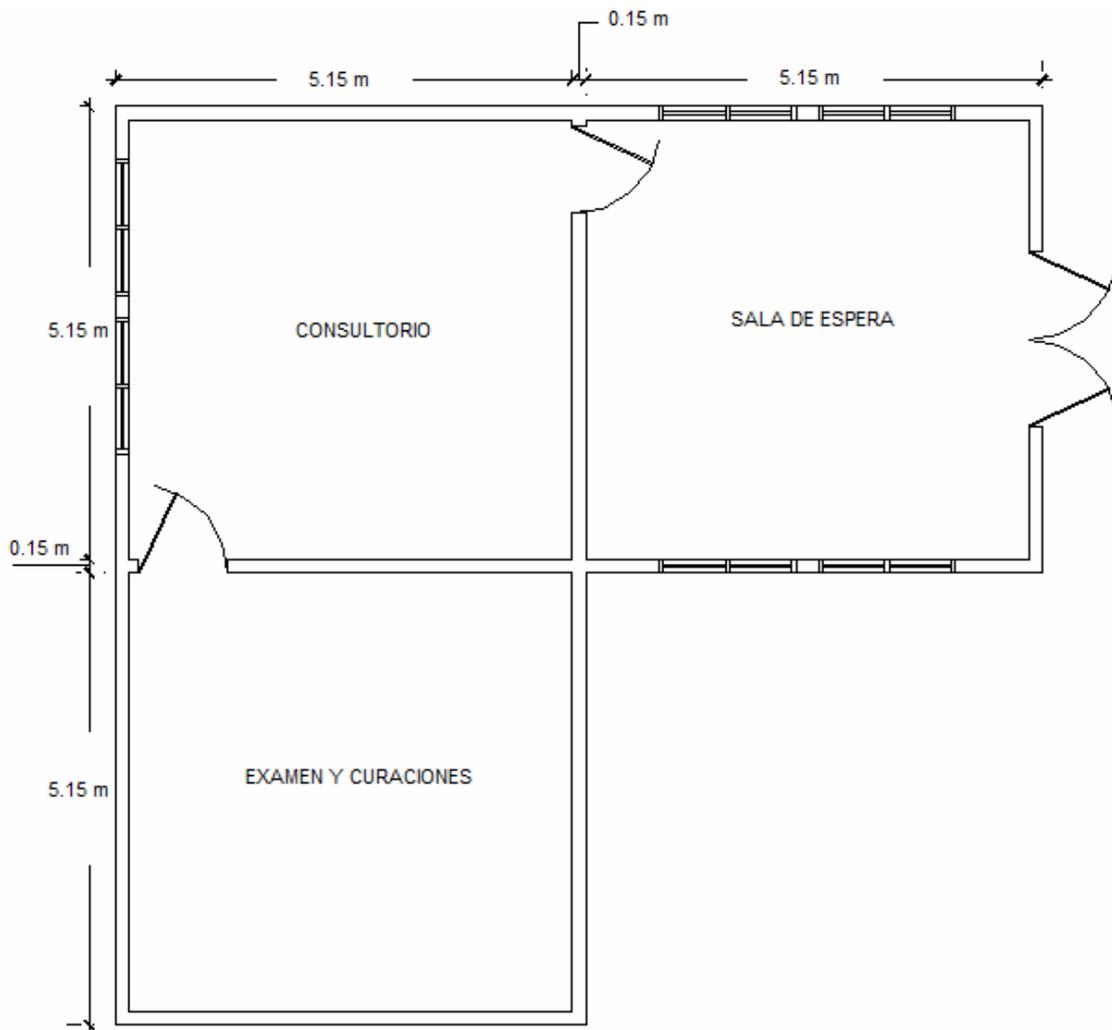


Figura 2.15 Plano del centro de salud/sin escala

El diagrama unifilar de la escuela rural se muestra en la figura 2.16.

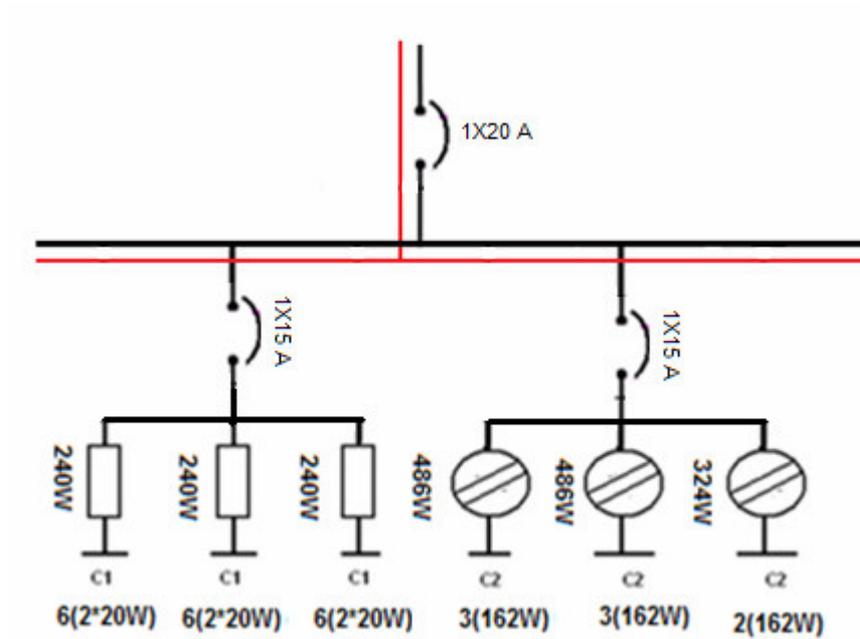


Figura 2.16 Diagrama unifilar centro de salud

El cuadro de cargas de la escuela rural se observa en la tabla 2.10.

Tabla 2.10 Cuadro de cargas para el centro de salud.

CUADRO DE CARGA							
Circuito	2X20 W 	180 VA 162 W 	COND. (AWG) THW 90°	In (A)	Tubería (mm)	Térmico	Watts Totales
C1	18		12	6,0 A	16	1X15 A	720 W
C2		8	12	10,8 A	16	1X15 A	1296 W
Total:	18	8		16,8 A		1X20 A	2016 W

2.4 Vivienda

En el año 2000 se registraron 146 viviendas particulares habitadas, de las cuales 95.43% son propiedad de sus habitantes y 2.58% son no propias. En promedio cada vivienda la ocupan 4.84 habitantes; el indicador regional y estatal es de 5.12 y 4.85 ocupantes por vivienda respectivamente.

Los materiales predominantes en los pisos de las viviendas son 95.51% de tierra y 3.02% de cemento y firme, como se muestra en la figura 2.17.

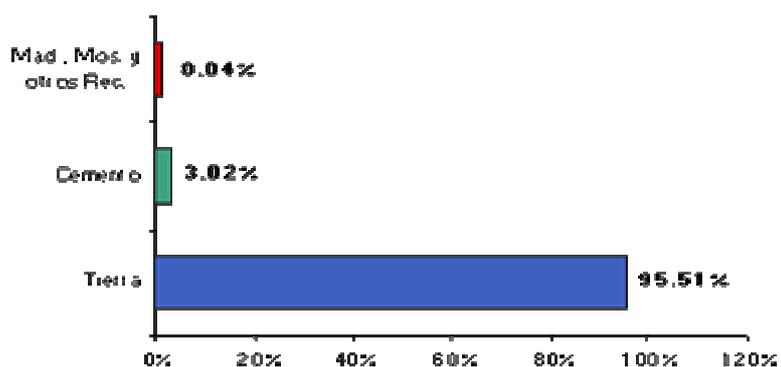


Figura 2.17. Grafica de los materiales predominantes en pisos, Municipio de Tzununil, Chiapas\ Fuente INEGI.

Las paredes son en un 70.94% de madera y un 15.36% de embarro y bajareque. Y solo el 1.98% son de tabique, figura 2.18.

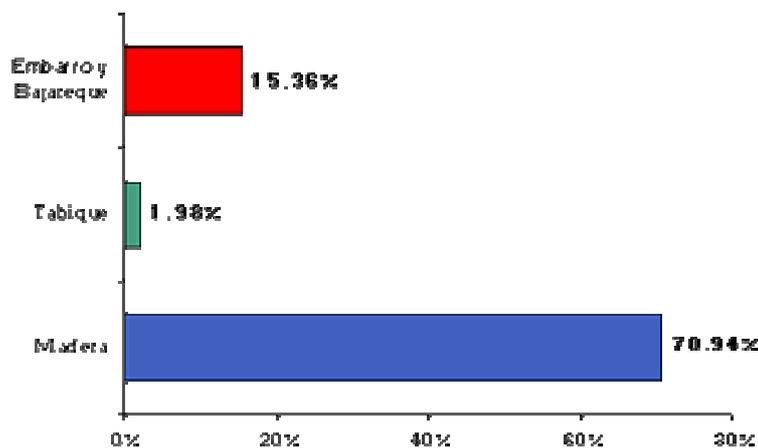


Figura 2.18. Grafica de los materiales predominantes en paredes, municipio de Tzununil, Chiapas\ Fuente INEGI.

En lo referente a los materiales que predominan en los techos en la localidad de Tzununil encontramos que el 84.16% de las viviendas están provistas de lamina de asbesto, el 10.96% de lamina de cartón y solo el 2.82% de los hogares está provisto de palma, figura 2.19.

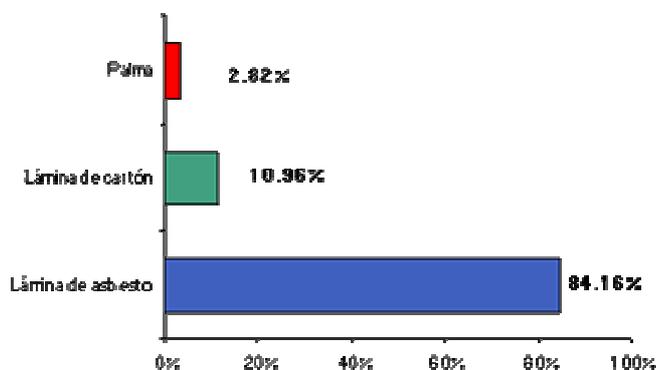


Figura 2.19. Grafica de los materiales predominantes en techos, municipio de Tzununil, Chiapas\ Fuente INEGI.

2.4.1 Cálculos de electrificación y alumbrado a casas habitación

En el municipio de Chalchihuitán la localidad de Tzununil, cuenta con una población total de 710 habitantes, tabla 2.11, encontramos un total de 142 viviendas que no cuentan con el servicio de energía eléctrica, de las cuales 76 cuentan con un solo cuarto, figura 2.20 y 66 con dos cuartos, figura 2.22, de tal manera que basamos el calculo de electrificación para estos dos tipos de vivienda.

Tabla 2.11 Datos de viviendas en la localidad de Tzununil \ Fuente INEGI.

Localidad	Nombre de localidad	Población total	Población sin derechohabiente a servicios de salud	Población de 15 años y más analfabeta	Viviendas particulares habitadas con un solo cuarto	Viviendas particulares habitadas con dos cuartos	Viviendas particulares habitadas con tres cuartos y más	Total de hogares	Viviendas particulares habitadas que no disponen de energía eléctrica
0	TOTAL MUNICIPAL	13295	12918	3045	778	1781	131	2700	656
17	Tzununil	710	670	160	76	66	4	142	142

2.4.2 Calculo de la corriente para casa habitación con una sola habitación

LAMPARAS INCANDESCENTES

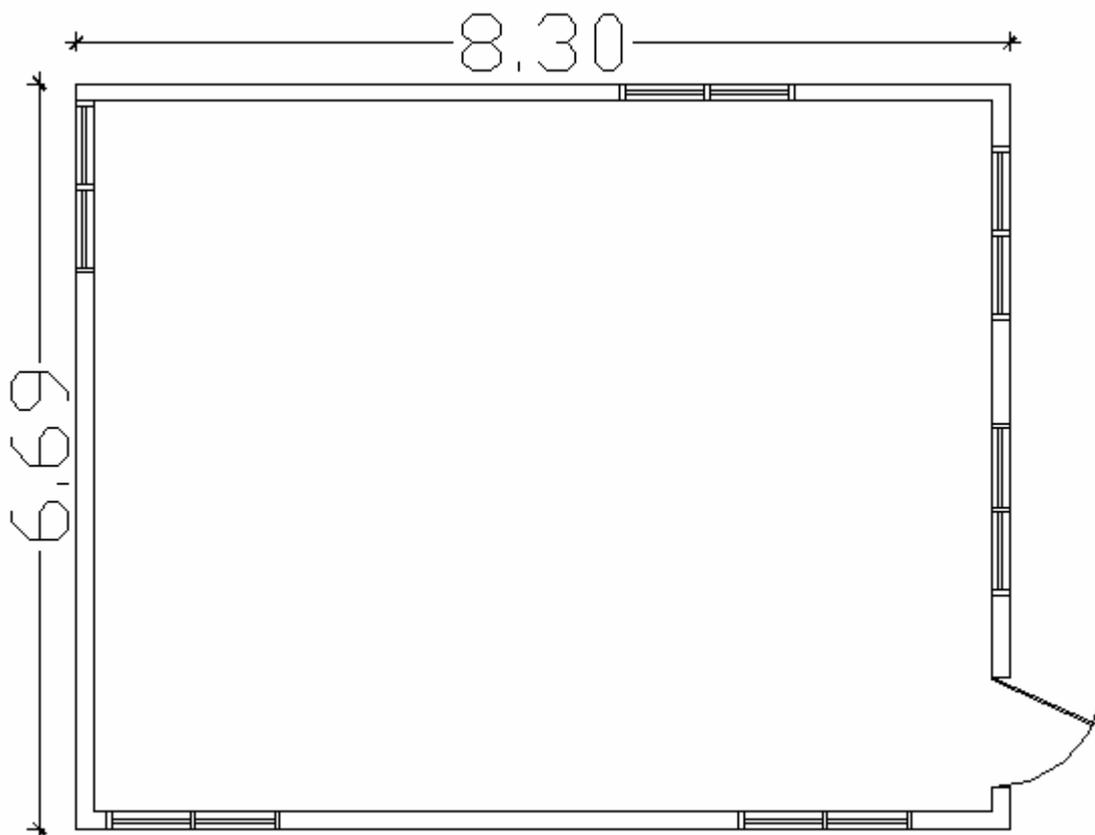
Para la casa con una sola habitación consideramos un total de 2 lámparas incandescentes de 60 watts c/u.

$$I = \frac{P}{V \cos \phi} = \frac{2 * 60W}{120V \cos 1,0} = 1,00015A \dots\dots\dots(2.49)$$

CONTACTOS

Para la casa con una sola habitación consideramos un total de 2 contactos de 180VA (162w)w c/u.

$$I = \frac{P}{V \cos \phi} = \frac{2 * 162W}{120V \cos 0.9} = 2,70033A \dots\dots\dots(2.50)$$



B

Figura 2.20 Plano de la casa con una sola habitación

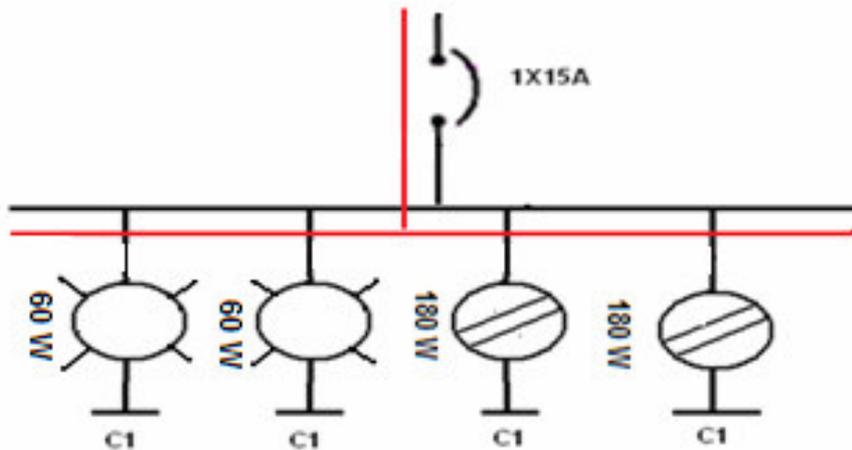


Figura 2.21 Diagrama unifilar de la casa con una sola habitación

Tabla 2.12 Cuadro de cargas para vivienda con una habitación.

CUADRO DE CARGA						
Circuito	60W 	180 VA 162W 	COND. (AWG) THW 90°	In (A)	Térmic o	Watts Totales
C1	2		12	1,0A	1X15 A	120 W
C1		2	12	2,7 A	1X15 A	324 W
Total:	2	2		3,7 A	1X15 A	444 W

2.4.3 Calculo de la corriente para casa habitación con dos habitaciones

LAMPARAS INCANDESCENTES

Para la casa con dos habitaciones consideramos un total de 3 lámparas incandescentes de 60 watts c/u.

$$I = \frac{P}{V \cos \Phi} = \frac{3 * 60W}{120V \cos 1,0} = 1,50023A \dots\dots\dots(2.51)$$

CONTACTOS

Para la casa con una sola habitación consideramos un total de 2 contactos de 180VA (162w) c/u.

$$I = \frac{P}{V \cos \Phi} = \frac{2 * 162W}{120V \cos 0.9} = 2,70033A \dots\dots\dots(2.52)$$

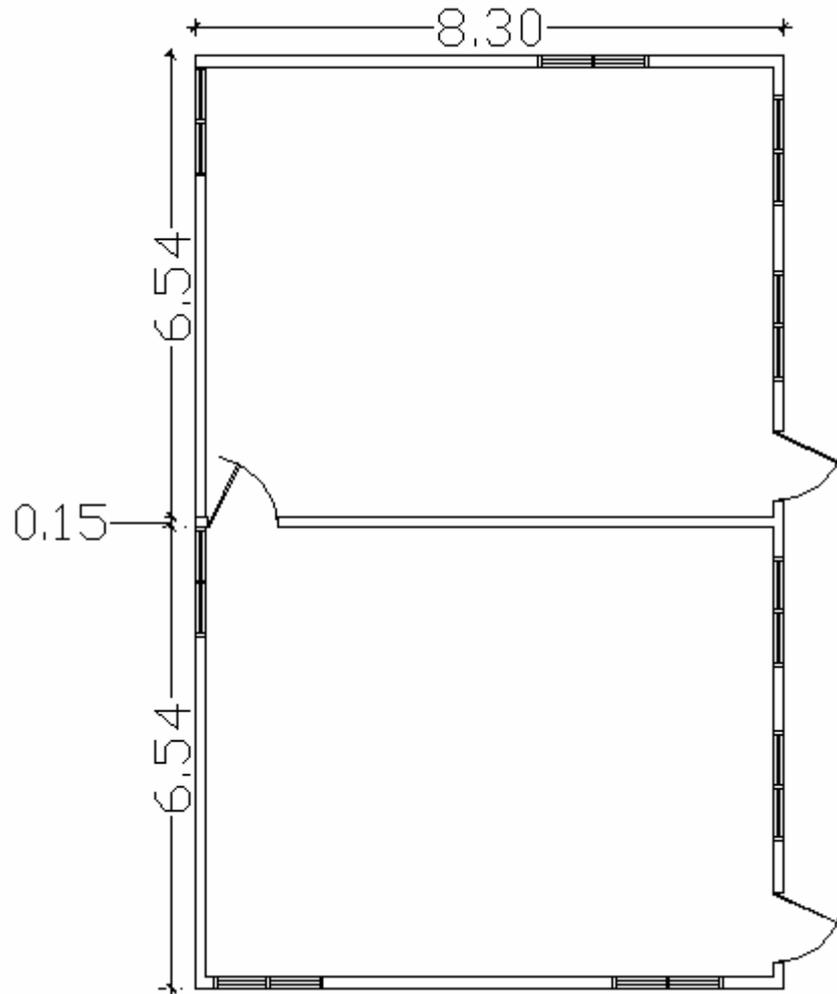


Figura 2.22 Plano de la casa con dos habitaciones

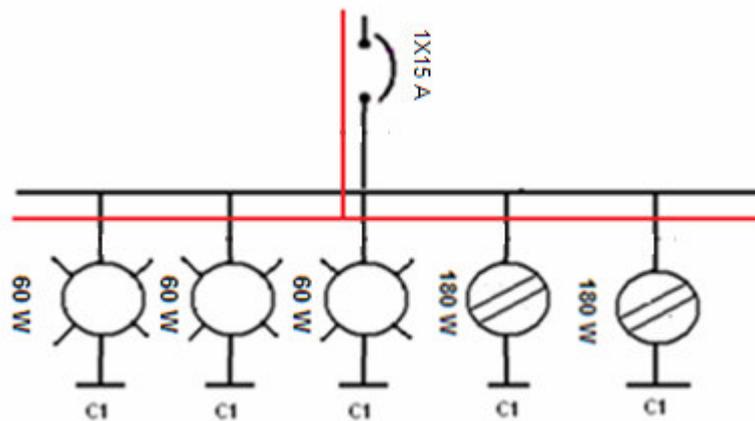


Figura 2.23 Diagrama unifilar de la casa con dos habitaciones

Tabla 2.13 cuadro de cargas para la vivienda con dos habitaciones.

CUADRO DE CARGA PARA LA VIVIENDA CON 2 HABITACIONES						
Circuito	60 W 	180VA 162W 	COND. (AWG) THW 90°	In (A)	Térmic o	Watts Totales
C1	3		12	1,5A	1X15 A	180 W
C1		2	12	2,7 A	1X15 A	324 W
Total:	3	2		4,2 A	1X15 A	504 W

Tabla 2.14 Cuadro de cargas para todas las vivienda

CARGA TOTAL DE LOS DOS TIPOS DE VIVIENDAS			
VIVIENDAS CON NUMERO DE HABITACIONES	TOTAL DE VIVIENDAS	Watts TOTALES POR VIVIENDA	KWatts TOTALES
1 HABITACION	76	444	33,744
2 HABITACIONES	66	504	33,264
Total:	142	948	67,008 KW

2.5 Alumbrado público

Para poder iluminar una calle urbana que se encuentra en este tipo de localidad, y en la cual circula poco tráfico vehicular y que cuenta con una atmosfera no muy limpia, el nivel de iluminación medio requerido es $E_M = 6 \text{ lux}$ (Tabla 2.15), se instalaran luminarias en postes con una inclinación de 5 grados con respecto al plano horizontal de la calle.

Tabla 2.15 Iluminación promedio recomendada para calles (LUXES)

TRANSITO DE PEATONES	CLASIFICACION E TRANSITO DE VEHICULOS POR HORA			
	MUY ESCASO (MENOS DE 150)	ESCASO (150 A 500)	MEDIANO (500 A 1200)	INTENSO (MAS DE 1200)
	INTENSO	6	8	16
MEDIANO	4	6	8	10
ESCASO	2	4	6	8

Para la altura de la instalación de las luminarias se debe tomar en cuenta el ancho de la calle (L), que define la altura de la instalación de los centros luminosos o luminarias (H), esta altura condicionada por los siguientes factores

- Potencia de la lámpara.
- Tipo de luminaria.
- Disposición de los centros luminosos

Tabla 2.16 Valores máximos de densidad de potencia de alumbrado para vialidades (W/m^2)

NIVEL DE ILUMINANCIA LUX(LX)	ANCHO DE LA CALLE (m)			
	7,5	9,0	10,5	12,0
3	0,26	0,23	0,19	0,17
4	0,32	0,28	0,26	0,23
5	0,35	0,33	0,30	0,28
6	0,41	0,38	0,35	0,31
7	0,49	0,45	0,42	0,37
8	0,56	0,52	0,48	0,44
9	0,64	0,59	0,54	0,50
10	0,71	0,66	0,61	0,56

Algunos valores indicativos de la altura de las luminarias o centros luminosos se dan en la siguiente tabla.

Tabla 2.17 Altura de montaje recomendadas para luminarias

CLASE DE INSTALACION DE ILUMINACION	ANCHO DE LA CALLE (m)	DISPOSICION DE LUMINARIAS	ALTURA DE MONTAJE (m)
Autopistas y calles con intenso tráfico de vehículos y poca circulación de peatones	Entre 8 Y 10m. O más de 10m.	Unilateral o bilateral con centros alternos	10 a 12m
	Más de 10m.	Bilaterales con centros alternados o doble central	Mas de 12m
Calles foráneas con trafico medio	Menores de 10m	Unilateral	10m o mayor
	Mayor de 10m	Bilateral con centros alternados	Entre 8 y 12m
Calles foráneas con intenso trafico motorizado y con trafico de peatones intenso (calles y plazas de importancia)	Menores de 8m	Unilateral	Mayor o igual a 8 m
		Unilateral o bilateral con centros alternos	Entre 8 y 10m
	Entre 8 y 10m	Bilateral con centros alternos Bilateral con centros opuestos	10m o mayor De 10m
Calles con poco trafico de vehículos y poca circulación de peatones	8 m o menor de 8m	Unilateral	Mayor de 7.5m
	Mayor de 8m	Unilateral	De 8 a 9m
Calles en pequeñas poblaciones con poco trafico de vehículos. Sin circulación de vehículos		Unilateral	De 7.5 a 9m

Distancia entre luminarias. Cuando esta definida la altura de la luminaria, se puede calcular la distancia entre postes o centros luminosos (D).

Queremos dimensionar una instalación de alumbrado público de para una calle de una zona rural poco transitada. Cada banqueta mide 1.5 m y la calzada cinco metros midiendo la calle en total 8 m de ancho, figura 2.24. Se ha pensado instalar luminarias abiertas con lámparas de vapor de sodio a alta presión de 250 W y flujo luminoso de 15000 lumens. Disponemos asimismo de las curvas isolux de la luminaria y las gráficas del factor de utilización suministradas por el fabricante.

Otros datos: Se considerará que la proyección del centro óptico de la luminaria sobre la calzada estará a 1 m de la banqueta.

Determinaremos:

- a. La altura de montaje.
- b. La disposición más adecuada de las luminarias.
- c. El valor de la iluminancia media.
- d. La distancia de separación de las luminarias.
- e. La iluminancia media en la calzada en el momento de puesta en marcha de la instalación y una vez se produce la depreciación.
- f. La iluminancia media sobre la cada acera.
- g. Los factores de uniformidad media y extrema de la calzada.

Este problema podría ser el típico planteamiento de una instalación real. Aquí la información disponible es muy escasa y debemos determinar todos los parámetros de la instalación. Para resolverlo aplicaremos el algoritmo descrito en el método de los lúmenes que nos permitirá conocer todos los datos requeridos excepto los factores de uniformidad. Para estos últimos emplearemos el método de los nueve puntos.

Datos:

Lámpara de vapor de sodio a alta presión de 15000 lm de flujo luminoso

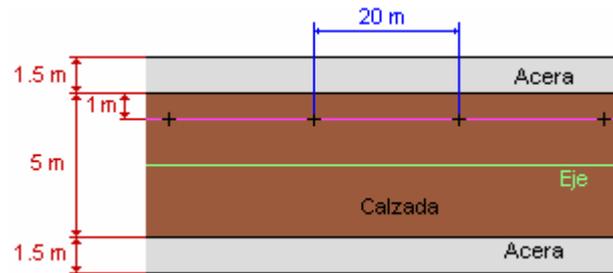


Figura 2.24 Dimensiones de la calzada

2.5.1 Altura de montaje

Escoger el tipo de lámpara (vapor de mercurio, sodio...) y la altura de montaje necesarias sin exceder el flujo máximo recomendado en cada intervalo.

Tabla 2.18 Niveles de altura de montaje

Flujo de la lámpara (lm)	Altura (m)
$3000 \leq \Phi < 10000$	$6 \leq H < 8$
$10000 \leq \Phi < 20000$	$8 \leq H < 10$
$20000 \leq \Phi < 40000$	$10 \leq H < 12$
≥ 40000	≥ 12

La tabla 2.18 nos da la relación entre el flujo luminoso de la lámpara y la altura de la luminaria para un flujo de 15000 corresponde una altura entre 8 y 10 metros. Por motivos económicos cogeremos postes de 8 m de altura que son más económicos.

Por tanto **h = 8 m**.

2.5.2 Disposición de las luminarias

Para conocer la disposición debemos calcular primero el valor de la relación entre el ancho de la calzada y la altura de las luminarias. En nuestro caso es $5/8 = 0.625$ que según la correspondiente tabla aconseja una disposición unilateral.

Elegir la disposición de luminarias más adecuada según la relación entre la anchura de la calzada y la altura de las luminarias

Tabla 2.19 Relación anchura/altura

Disposición	Relación anchura/altura
Unilateral	≤ 1
Tresbolillo	$1 < A/H \leq 1.5$
Pareada	> 1.5

2.5.3 El valor de la iluminancia media

Determinar el nivel de iluminancia media (E_m). Este valor depende de las características y clase de pavimento o suelo, clase de vía, intensidad del tráfico, etc. Como valores orientativos podemos usar:

Tabla 2.20 Iluminancia media

Tipo de vía	Iluminancia media (lx)	Luminancia media (cd/m ²)
A	35	2
B	35	2
C	30	1.9
D	28	1.7
E	25	1.4

Sabemos que la instalación está situada en una calle de tráfico escaso en una zona rural. Por esa razón las necesidades luminosas serán mínimas y la asimilaremos a una vía del tipo E. Por tanto, le corresponderá una iluminancia media de **25 lx**.

2.5.4 La distancia de separación entre las luminarias

Determinar el factor de mantenimiento (f_m) dependiendo de las características de la zona (contaminación, tráfico, mantenimiento...). Normalmente esto es difícil de evaluar y se recomienda tomar un valor no superior a 0.8 (habitualmente 0.7).

Tabla 2.21 Características de la vía

Características de la vía	Luminaria abierta	Luminaria cerrada
Limpia	0.75	0.80
Media	0.68	0.70
Sucia	0.65	0.68

Para conocer el valor del factor de mantenimiento sabemos que se instalará una luminaria de tipo abierto. El grado de suciedad del entorno. Como la calle está en una zona rural con poco tráfico podemos pensar que la instalación no se ensuciará demasiado pero también podemos suponer que las lámparas no se limpiarán con mucha frecuencia. Por tanto asignaremos el valor de una luminaria abierta en un ambiente medio y le asignaremos un valor de **0.68**.

Calculo del factor de utilización:

Para el cálculo del factor de utilización es necesario contar con la grafica que proporciona el fabricante que indica la curva de distribución de flujo luminoso sobre la calzada y la acera, figura 2.24.

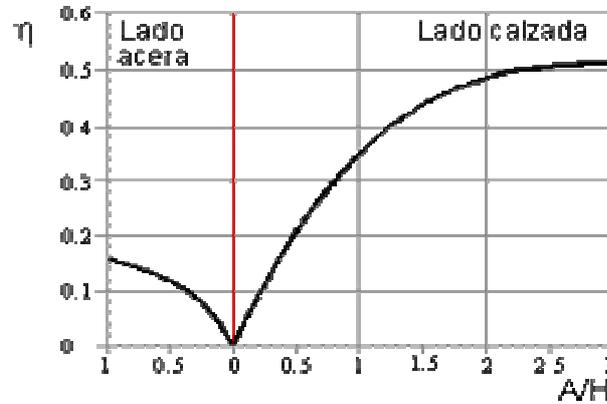


Figura 2.24. Grafica de la Curva del factor de utilización

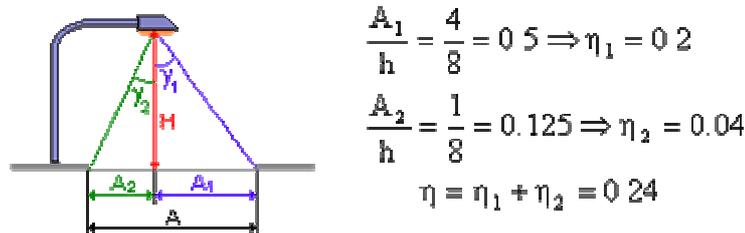


Figura 2.25 Distribución de áreas de la calzada y altura

Calcular el valor de (d)

$$E_m = \frac{\eta \cdot f_m \cdot \Phi_L}{A \cdot d}$$

de donde:

$$d = \frac{\eta \cdot f_m \cdot \Phi_L}{E_m \cdot A} = \frac{0.24 \cdot 0.68 \cdot 15000}{25 \cdot 9} = 19.6m \dots\dots\dots(2.53)$$

2.5.5 Iluminancia media

En la calzada en el momento de puesta en marcha de la instalación y una vez se produce la depreciación En el momento de la puesta en marcha el valor del factor de mantenimiento es 1. Por tanto:

$$E_m = \frac{\eta \cdot f_m \cdot \Phi_L}{A \cdot d} = \frac{0.24 \cdot 1 \cdot 15000}{5 \cdot 19.6} = 36.73 \text{ lx} \dots\dots\dots(2.54)$$

Transcurrido el tiempo el flujo luminoso de la lámpara descenderá por efecto de la suciedad y la depreciación de esta. El nuevo valor de la luminancia será:

$$E_m = \frac{\eta \cdot f_m \cdot \Phi_L}{A \cdot d} = \frac{0.24 \cdot 0.68 \cdot 15000}{5 \cdot 19.6} = 24.98 \text{ lx} \dots\dots\dots(2.55)$$

2.5.6 La iluminancia media sobre la cada acera

Para calcular las iluminancias lo primeros que debemos determinar son los factores de utilización de cada una de las aceras, figura 2.26.

Acera más próxima a las luminarias

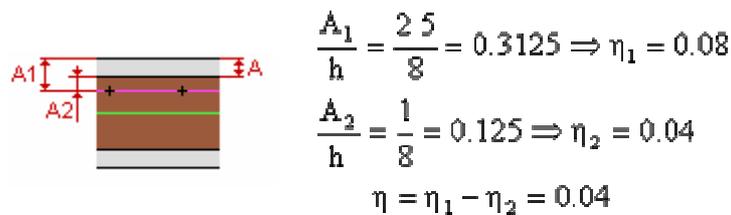


Figura 2.26 Distribución de áreas de la calzada

Donde:

$$E_m = \frac{\eta \cdot f_m \cdot \Phi_L}{A \cdot d} = \frac{0.04 \cdot 0.68 \cdot 15000}{1.5 \cdot 19.6} = 13.88 \text{ lx} \dots\dots\dots(2.56)$$

Acera opuesta a las luminarias es la consideración de medidas a partir del centro de la luminaria la cual se considero de un metro desde su lugar de emplazamiento, figura 2.27.

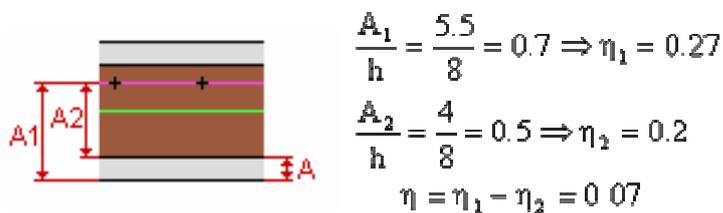


Figura 2.27 Distribución de áreas

Donde:

$$E_m = \frac{\eta \cdot f_m \cdot \Phi_L}{A \cdot d} = \frac{0.07 \cdot 0.68 \cdot 15000}{1.5 \cdot 19.6} = 24.29 \text{ lx} \dots\dots\dots(2.57)$$

2.5.7 Los factores de uniformidad media y extrema de la calzada.

Para calcular los factores de uniformidad hemos de emplear el método de los nueve puntos.

Primero tendremos que elaborar un plano de la calle a la misma escala que las curvas isolux del fabricante, figura 2.28. Las curvas están referidas a distancias divididas por la altura de la luminaria. Por tanto hemos de dividir los parámetros de la calle por este valor. Cuando dispongamos de estos valores relativos, los multiplicaremos por el número de pixeles (milímetros sobre el papel) que corresponden a una unidad de H en el gráfico; en nuestro caso son 42 pixel por unidad de longitud. Resumiendo:

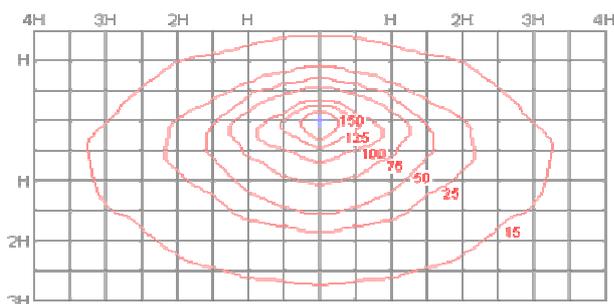


Figura 2.28. Grafica de la Curva isolux de la luminaria

$$y = \frac{\pi}{h} \cdot r = \frac{\pi}{8} \cdot 42 \text{ pixel/m} \dots\dots\dots(2.58)$$

A continuación podemos observar el dibujo de la calle a escala con los nueve puntos ya colocados sobre ella, figura 2.29.

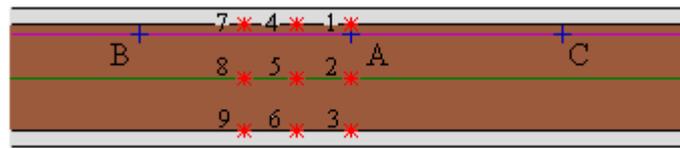


Figura 2.29 Método de los nueve puntos

Una vez realizado esto podemos pasar a superponer la gráfica sobre las diferentes luminarias y leer los valores de la curva isolux sobre los puntos tal y como hicimos al hablar del método de los nueve puntos, figura 2.30.

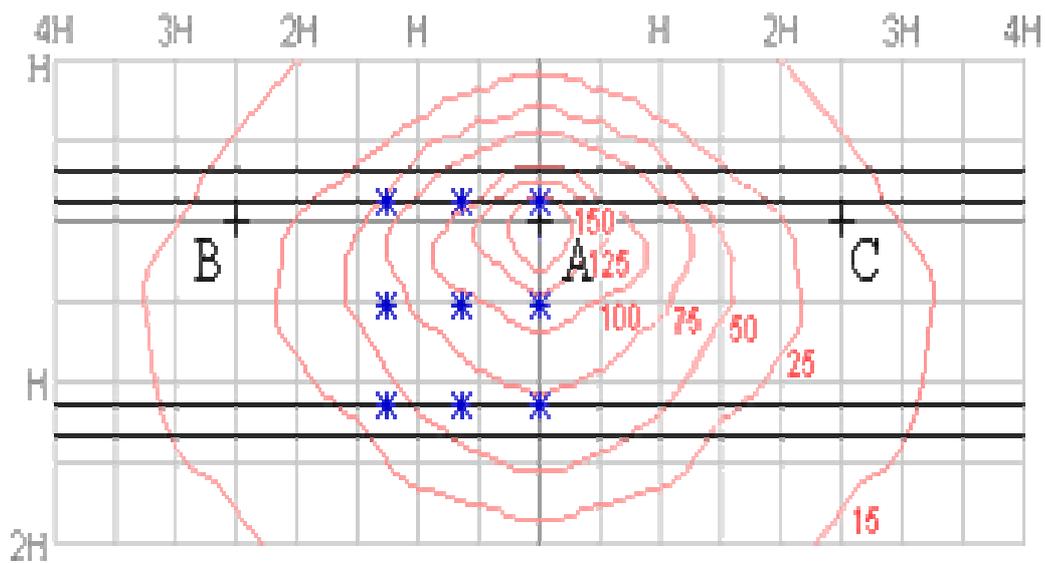


Figura 2.30 Esquema gráfico de curva isolux

Tabla 2.22 Valores de iluminancia en cada punto

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
A	150	123	75	100	97	66	64	73	42
B	20	23	18	25	38	42	63	72	42
C	20	23	22	13	17	15	9	10	9
$\sum E_i$ curva	190	169	115	138	152	123	136	155	93
$E_{i \text{ real}}$	44.6	40.0	27.0	32.4	35.6	28.9	31.9	36.4	21.8

Los valores reales de las iluminancias en cada punto se calculan a partir de los relativos aplicando la fórmula:

$$E_r = E_c \cdot \frac{\Phi_r}{\Phi_c} \left(\frac{h_c}{h_r} \right)^2 = E_c \cdot \frac{\Phi_r}{h_r^2} \cdot \frac{1}{1000} = E_c \cdot \frac{15000}{8^2} \cdot \frac{1}{1000} = 0.23 \cdot E_c \dots\dots\dots(2.59)$$

Finalmente, calculamos la iluminancia media y los factores de uniformidad, con las dimensiones de la luminaria y calle, figura 2.31.

$$E_m = 34 \text{ lx} \quad E_{\text{max}} = 44.6 \text{ lx}$$

$$U_m = \frac{E_{\text{min}}}{E_m} = \frac{21.8}{34} = 0.64 \quad U_{\text{ext}} = \frac{E_{\text{min}}}{E_{\text{max}}} = \frac{21.8}{44.6} = 0.49 \dots\dots\dots(2.60)$$

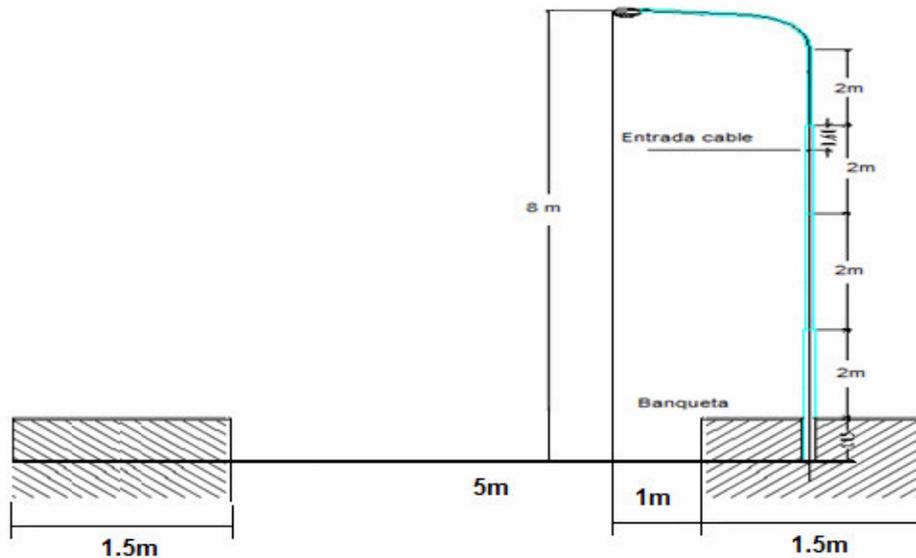


Figura 2.31 Montaje de las luminarias y Dimensiones de la calle

Tabla 2.23 Cuadro de cargas para el alumbrado publico

CUADRO DE CARGA PARA EL ALUMBRADO PUBLICO							
Tipo De Vivienda	Total de viviendas	Largo aprox. de cada vivienda	Largo aprox. De las calles	Viviendas aprox. por luminario	Separación entre luminarios	Luminarios totales de 250 w c/u	Watts Totales
1 Habitación	76	7m	532m	2,8	19,6m	27,14	6785
2 Habitaciones	66	12m	792m	1,63	19,6m	40,4	10100
Total:	142					67,4	16,688kW

2.5.8 Carga total

Carga total en esta tabla se toma en consideración los diferentes tipos de cargas totales que se consideran quedaran consideradas dentro del proyecto de electrificación como son la de la escuela rural, el centro de salud, casas habitación y por último el alumbrado público.

Tabla 2.24 Cuadro de cargas totales para la comunidad

CARGA TOTAL	
Carga	Watts Totales
ESCUELA RURAL	2,094 kW
CENTRO DE SALUD	2,016 kW
CASAS HABITACION	67,008 kW
ALUMBRADO PUBLICO	16,688kW
Total:	87,806 kW

Utilizando la siguiente tabla de valores-factores de coincidencia normativos para casa habitación

Tabla 2.25 Factores de coincidencia Normativos

Servicio	1-4	5-9	10-14	15-19	20-24
Fcoin	1	0,78	0,63	0,53	0,49

Tabla 2.26 Demandas máximas

No. Y ttipo de demanda	Carga instalada KW	FD %	F coincidencia	Damanda Máxima KW
22 casas 504W c/u	11,088	60	0,49	4,129
22 casas 504W c/u	11,088	60	0,49	4,129
22 casas 504W c/u	11,088	60	0,49	4,129
19 casas 444W c/u	8,436	60	0,53	3,39
19 casas 444W c/u	8,436	60	0,53	3,39
19 casas 444W c/u	8,436	60	0,53	3,39
19 casas 444W c/u	8,436	60	0,53	3,39
Centro de salud	2,016	100	-----	2,016
Ecuela rural	2,094	100	-----	2,094
2 tableros de Alumbrado publico 1=8,344KW 2=8,344KW	16,688	10	-----	16,688
Total de Servicios	87,806	-----	-----	46,74

La capacidad del trasformador se calcula de la siguiente forma:

$$KVA TR = Carga total \times F.P. = 87,806 Kw \times 0.9 = 79,025 KVA$$

Por lo tanto se requiere un transformador con la capacidad comercial de 112.5 KVA

Factor de utilización

$$FU = \frac{KVA del sistema}{KVA del transformador} * 100 = \frac{79,025}{112.5} * 100 = 70.24\% \dots\dots\dots(2.61)$$

CAPITULO III

PROYECTO DE APROVECHAMIENTO

[5, 6, 17, 18, 19, 20, 23, 24]

3.1 El viento como fuente de energía

En la actualidad, la generación de electricidad es la aplicación más importante de este tipo de sistemas. Los aerogeneradores comerciales alcanzan desde 500 hasta 1,000 kW de potencia nominal, tienen rotores de entre 40 y 60 m de diámetro y giran con velocidades que van de las 60 a las 30 rpm. Los generadores eléctricos pueden ser asíncronos o síncronos, operando a una velocidad y frecuencia constante, que en México es de 60 hz.

En el caso de aerogeneradores con potencias inferiores a los 50 kW también se utilizan generadores de imanes permanentes, que trabajan a menor velocidad angular (de entre 200 y 300 rpm), que no necesitan caja de engranes y que, accionándose a velocidad variable, pueden recuperar mayor energía del viento a menor costo.

La atmósfera constituida esencialmente por oxígeno, nitrógeno y vapor de agua, se caracteriza por su presión, que varía con la altura. De esta manera a nivel de suelo circula el aire frío y en el cielo circula el aire caliente, figura 3.1.

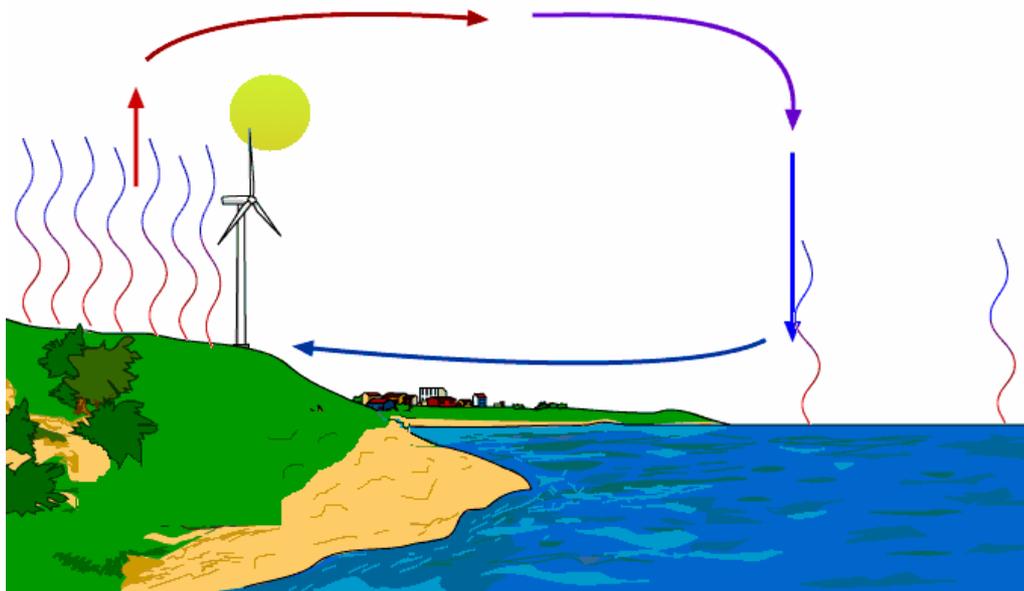


Figura 3.1- Circulación general del viento a nivel del suelo/Fuente www.monografias.com

El viento se caracteriza, por dos grandes variables respecto al tiempo: la velocidad y la dirección, figura 3.2. La velocidad incide más directamente que la dirección en el rendimiento de la estación.

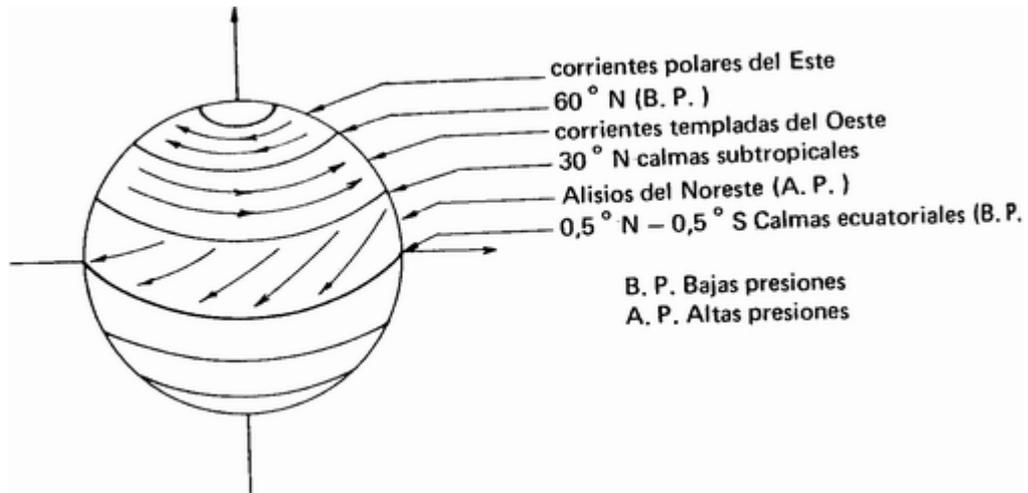


Figura 3.2- Circulación general de los vientos medios a nivel del suelo y en el hemisferio norte/Fuente Asociación Mexicana de Energía Eólica

Los Fenómenos instantáneos (Ráfagas) son difíciles de caracterizar; para tener una idea aproximada de estas variaciones, son necesarios registros meteorológicos de vientos periódicos, de aproximadamente 20 años atrás.

Los cambios diarios se deben a los fenómenos térmicos producidos por la radiación solar. Las variaciones de temperatura con la altitud crean corrientes ascendentes. La velocidad media del viento es más débil por la noche, con pocas variaciones. Aumenta a partir de la salida del sol y alcanza su máximo entre las 12 PM. y las 16 PM.

Los fenómenos o variaciones mensuales dependen esencialmente del lugar geográfico y sólo las estadísticas meteorológicas pueden predecir estas variaciones.

Los fenómenos o variaciones anuales son periódicas con buena precisión en los datos, de modo que de un año a otro, es posible hacer una buena evaluación de la energía eólica recuperable en un lugar determinado.

3.1.1 Localización

Es necesario elegir un lugar alto, abierto a los vientos y que respetara las normas urbanas de construcción y seguridad. El sitio también debe ser de fácil acceso para facilitar su construcción y mantenimiento, figura 3.3.



Figura 3.3- Sistema de electrificación por medio de un aerogenerador/Fuente www.monografias.com

3.1.2 Estructura de soporte

Para simplificar las tareas de instalación, ensayos y reparaciones (evitando las dificultades de acceder al aerogenerador desde la base de la torre). De esta manera se alcanza al aerogenerador sin necesidad de trabajar en altura, figura 3.4.

3.1.3 Sistema de control

La energía captada por un aerogenerador varía con el cubo de la velocidad del viento, por lo que un dispositivo eólico que capta 100W de potencia nominal sería capaz de generar 27 veces esa cantidad (2700W) cuando la velocidad del viento se triplica. El ejemplo anterior pone en evidencia la necesidad de implementar un sistema de control para evitar que esto suceda, debido a las cargas mecánicas excesivas que dañarían el aparato. Siendo la seguridad otro aspecto importante en el análisis de la factibilidad del proyecto, también fue considerada al momento de diseñar el sistema de control. El mismo debía ser:

- simple.
- con baja probabilidad de falla.
- económico.
- eficiente (en el sentido de permitir el mejor aprovechamiento posible de la energía).

Todos los aerogeneradores de pequeña potencia tienen sistemas de control mecánicos que son más simples y económicos (aunque menos eficientes) que los electrónicos. Los primeros aprovechan alguna propiedad que varíe con la velocidad del viento incidente (en general la fuerza centrífuga de las aspas o el empuje axial de las mismas) para variar la cantidad de energía captada. Para este proyecto se optó utilizar el segundo método, que tiene como ventaja la posibilidad de incluir un dispositivo de accionamiento manual para el caso de falla mecánica.

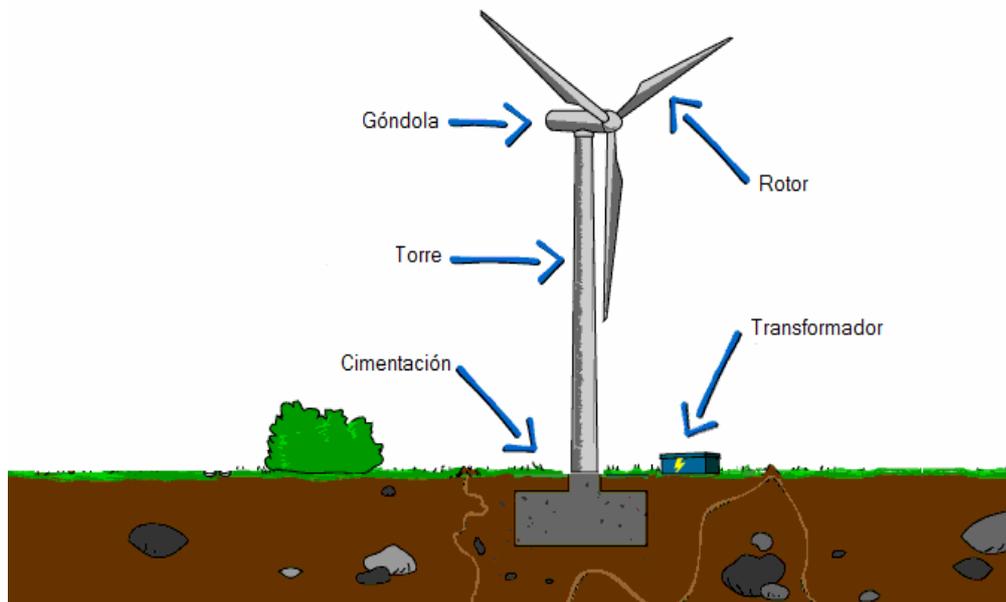


Figura 3.4- Composición de un aerogenerador/Fuente www.monografias.com

3.2 Constitución del generador eólico

Aeromotor de dos o tres palas

Provisto de un sistema de regulación, que confiera al rotor una velocidad de rotación estable a partir de cierta velocidad del viento, y un sistema de seguridad destinado a frenar la máquina en caso de tempestad, si el sistema de regulación es inoperante a altas velocidades, figura 3.5.

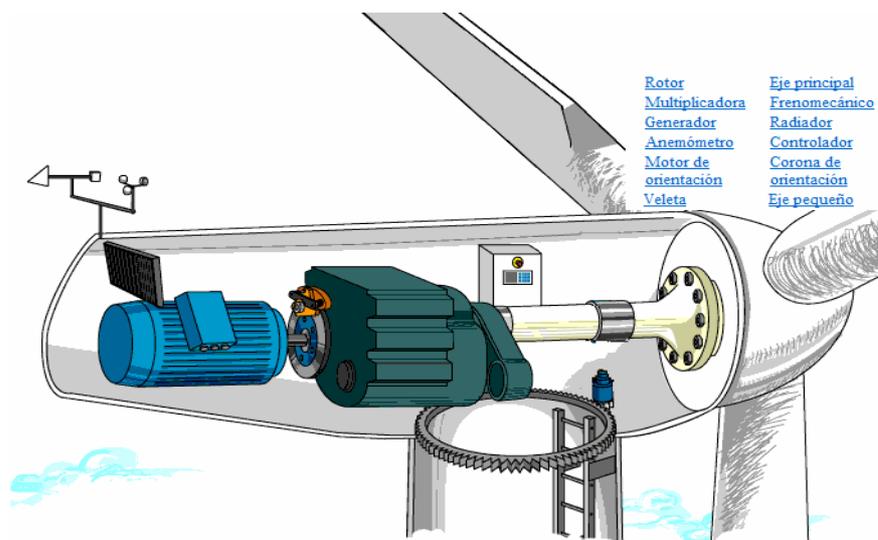


Figura 3.5- Partes de la góndola/Fuente www.monografias.com

3.2.1 Generador eléctrico

Puede estar directamente acoplado al aeromotor. En el caso más sencillo las palas van directamente montadas en el eje del generador. Acoplado a un multiplicador, colocado entre el aeromotor y el generador. Se verá que la velocidad de rotación depende del diámetro del rotor y disminuye cuando el diámetro aumenta. Entonces para tener un buen rendimiento, es necesario aumentar las revoluciones del aeromotor antes de acoplarlo al generador.

3.2.2 Mecanismo de giro

Permite a la máquina estar siempre orientada en la dirección del viento, cualquiera que sea esta. La energía producida en la parte móvil, se transmite por medio de un dispositivo colector asociado al mecanismo de rotación.

3.2.3 Armazón

Envuelve y protege a todas las piezas del conjunto de los factores climáticos.

3.2.4 Cola

En el caso de que la máquina funcione de cara al viento, para obtener una orientación según los movimientos de la masa de aire.

3.2.5 Torre de soporte

Es una estructura en la cual van montadas las aspas y generador de electricidad.

3.2.6 Cables de tensión

Son cables que sirven de soporte para sostener la torre y que no sea derribada por el viento.

Se definen en general, los aerogeneradores, según la posición de su eje de rotación, con relación a la dirección del viento. Así se dividen en:

Aerogeneradores de eje horizontal.

Con el eje paralelo a la dirección del viento.

Con el eje perpendicular a la dirección del viento.

Aerogeneradores de eje vertical.

Aerogeneradores que utilizan el desplazamiento de un móvil (citados sólo como recuerdo).

Sistemas estáticos de recuperación de energía eólica.

Los aerogeneradores de eje horizontal con el eje paralelo a la dirección del viento, figura 3.6, en la actualidad son las máquinas más difundidas y con mayores rendimientos que las otras existentes, algo muy importante en el momento de comenzar un diseño. En este grupo se incluyen aquellas que tienen 1, 2, 3 o 4 palas, además de las típicas multipalas para el bombeo de agua.

Entre estas máquinas se distinguen aquellas que tienen las palas situadas de "cara al viento" y aquellas que las tienen de "espalda al viento".

Los aerogeneradores, generalmente van provistos de rotores bipala o tripala de cara al viento.

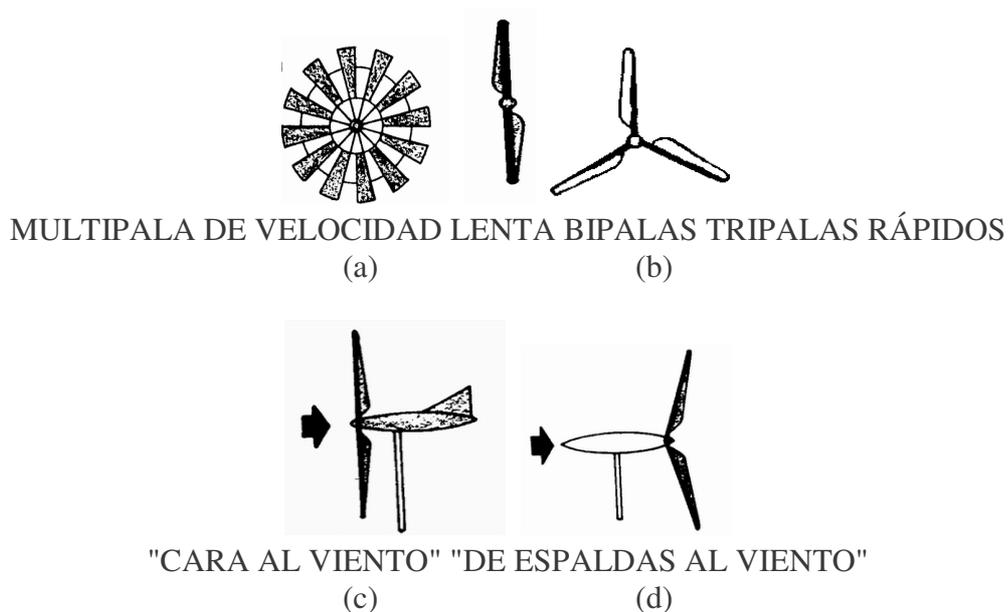


Figura 3.6 Aerogeneradores de eje horizontal con el eje paralelo a la dirección del viento/Fuente Asociación Mexicana de Energía Eólica

Las palas son una parte muy importante del aeromotor. De su naturaleza dependen el buen funcionamiento y la duración de la vida de la máquina, así como su rendimiento.

Hay muchos elementos que caracterizan estas palas:

- Longitud
- Anchura
- Perfil
- Materiales
- Número

3.3 Longitud de las palas

El diámetro de las palas está en función de la potencia deseada. La determinación de éste, fija también la frecuencia de rotación máxima, que la hélice no deberá pasar para evitar las tensiones en la punta de las palas, debidas a la fuerza centrífuga. Es esencial tener en cuenta la fatiga de las palas y los riesgos de vibraciones, sobre todo para las palas muy largas.

3.3.1 Anchura. (Longitud de la cuerda del perfil)

La anchura de las palas no interviene en la potencia del aeromotor, que esta en función de la superficie barrida. La anchura interviene en el par de arranque (que son dos fuerzas de igual magnitud y sentido opuesto, cuyas líneas de acción son paralelas pero no coinciden. Estas no producen traslación, el único efecto del par es la rotación) que será mayor cuanto más ancha sea la pala, pero para obtener velocidades de rotación elevadas se prefieren las palas finas y ligeras. Entonces el resultado será un compromiso entre estos dos factores.

3.3.2 Materiales

Contrariamente a lo que se cree frecuentemente, no es la propia aerodinámica en donde está la dificultad, sino en la construcción y la resistencia de los materiales de la pala.

El material utilizado para las palas debe responder en los aeromotores modernos a frecuentes elevaciones de rotación y a otras exigencias, a veces contradictorias:

- Ligero.
- Perfectamente homogéneo para facilitar la producción en serie.
- Indeformable.
- Resistente a la fatiga mecánica.
- Resistente a la erosión y a la corrosión.
- De uso y producción sencillos.
- Coste bastante bajo para que el aeromotor se pueda construir y vender.

Actualmente se encuentran cuatro tipos de materiales para hacer las palas de la hélice.

- a) Madera.-Presenta ciertas ventajas: Es sencilla, ligera, fácil de trabajar y resiste bien la fatiga.
- b) Metal.- Por lo general en las palas se emplea una aleación ligera con silicio o con magnesio, ya que con estos materiales se pueden obtener costes muy bajos si se producen grandes series (aluminio moldeado, hilado o repujado).

Los aeromotores realizados por ERDA en colaboración con la NASA, están equipados con palas de fibra de carbono, según la tecnología utilizada en los helicópteros.

Palas compuestas.- Las palas con diferentes materiales son una buena solución, en particular para los aeromotores de pequeña y mediana potencia. Ejemplos:

- Aleación ligera + espuma de poliuretano
- Aleación ligera + poliéster y fibra de vidrio
- Madera + poliéster
- Madera + metal
- Las palas son la parte del aeromotor que sin duda tienen que evolucionar más.

3.3.3 Número de palas

Las máquinas que se construían antes eran generalmente tripalas, pero en la actualidad suelen ser bipalas, aunque sean de pequeña o gran potencia.

Tabla 3.1 Ventajas y desventajas de los aerogeneradores bipala.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none">- Velocidades de giro muy altas que permiten rendimientos elevados.- Máquina muy simple en particular por su tipo de regulación.- Máquina más ligera y multiplicador más pequeño.- Conjunto menos costoso.	<ul style="list-style-type: none">- Sensible a las vibraciones, es el principal inconveniente puesto que a igualdad de calidad la hélice bipala es menos resistente.- Más ruidosa por la velocidad de giro, ya que la velocidad de la punta de la pala es más elevada.

Las turbinas eólicas pueden tener en el rotor diferentes número de palas. La regla general, en principio, es: un menor número de palas en el rotor permite mayor velocidad de giro en el eje del mismo. La medida para esto es la denominada velocidad específica, cuyo valor resulta del cociente entre la velocidad tangencial de la punta de pala y la velocidad del viento, es decir:

$$\lambda = \frac{w \cdot R}{V_{\infty}} \dots\dots\dots(3.1)$$

En el diseño de turbinas eólicas para la generación de electricidad es aconsejable que el rotor gire al mayor número de revoluciones posible debido a la reducción en el tamaño, el peso del generador eléctrico y del sistema multiplicador, si éste fuera necesario, con el consiguiente abaratamiento de la máquina.

3.3.4 Hélice auxiliar

La orientación mediante la implementación de una hélice auxiliar constituye otro sistema pasivo a utilizarse, tanto en una disposición a barlovento como a sotavento. El principio de funcionamiento es el siguiente: se ubican una o dos hélices al costado de la principal, con su eje perpendicular al de esta. Si el rotor principal no está orientado en la dirección del viento, el auxiliar se pone en marcha accionando un tornillo sinfín, fijo a su eje, que engrana con una corona dentada concéntrica al eje vertical del soporte, solidario a éste.

La ventaja de este sistema sobre la aleta estabilizadora es, una mayor suavidad en su funcionamiento, aún bajo ráfagas, si se adopta una adecuada relación de transmisión entre el sinfín y la corona.

3.3.5 Dispositivos manuales

Los sistemas de orientación manuales, dada su simplicidad, no se considera necesario explicarlo. Este sistema se descartará para su utilización como dispositivo principal de orientación en el diseño de este aerogenerador, debido a las pretensiones de automatización que se le confiere al sistema en estudio. Sin embargo no se descarta su utilización como mecanismo secundario o de respaldo, en caso de paradas necesarias por mantenimiento o alguna contingencia determinada por factores externos.

3.4 Rotor orientado a sotavento

Una turbina con rotor o hélice a sotavento no requiere, en principio, ningún dispositivo auxiliar de orientación si su diseño es correcto. El funcionamiento mismo de la hélice origina una fuerza en la dirección del viento, axial, que tiende a arrastrarla en el sentido del viento. Si el rotor se ubica detrás de la torre y permite el giro a su alrededor, el mismo se orientará automáticamente según la dirección del flujo aéreo. Básicamente éste es el principio del fenómeno de auto orientación de un rotor a sotavento.

En contrapartida a tal beneficio, un rotor a sotavento posee un comportamiento dinámico frente a corrientes fuertes similar a los que poseen aleta estabilizadora, no obstante para el diseño en el cual estamos enfrascados ya fue explicado porqué se escogió una orientación del rotor o hélice a barlovento. Este sistema sólo lo mencionamos para su conocimiento.

3.5 Aerogenerador seleccionado

La elección del aerogenerador para el desarrollo de este trabajo se apoyó principalmente en el hecho de que no fuera de gran tamaño y de bajo costo, por lo tanto, se seleccionó una aerogenerador del tipo “E80-10”, la cual, como su nombre lo dice, es una turbina capaz de generar una potencia de 10 KW y es fabricada por la empresa Eolia.

Se utilizaran 10 aerogeneradores, figura 3.7, de 10 kW para producir una potencia nominal de 100 kw, de acuerdo con la eficiencia del aerogenerador, figura 3.9, ya que en la comunidad de Tzununil se cuenta con una velocidad promedio de 3 m/s a 5 m/s, las características técnicas del aerogenerador se encuentra en la tabla 3.3.

Tabla 3.2 Características aerogenerador E80-10/ Fuente Eolia

DATOS ELECTRICOS	
Potencia nominal	10 kw
Potencia máxima	13 kw
Tensión	DC 240 ó AC 110/220 v monofásico
Intensidad	43.5 A
Protección	Regulación automática
Control de carga	Electrónico
Potencia producida	25000 kwh
Inversor	Sinusoidal
Generador	Imanes permanentes
DIMENSIONES	
Peso	1800 kg
Diámetro del rotor	8 m
Altura del mástil	12 m
Palas	3
Material de pala	Resina FRP
Torre	Tubular celosía
DATOS DE FUNCIONAMIENTO	
Velocidad de arranque	3 m/s
Velocidad optima	20 m/s
Revoluciones	200 rpm
Velocidad de seguridad	50 m/s
Orientación	Automática - Veleta
Temperatura mínima	-20 °C
Temperatura máxima	80 °C
Limitador de velocidad	Automático



Figura 3.7 Aerogenerador E80-10/ Fuente Eolia

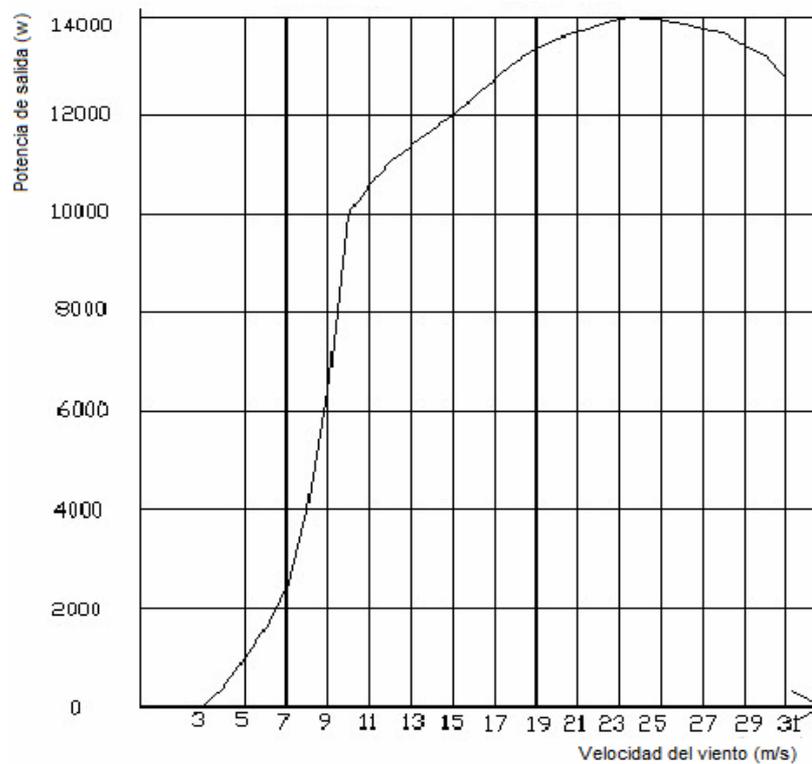


Figura 3.8 Curva de potencia del aerogenerador E80-10/ Fuente Eolia

3.6 Cálculos para electrificación de Tzununil.

Calculo de protecciones del transformador

De acuerdo al artículo 450-3 de la NOM-001-SEDE-2005 señala que cada transformador de más de 600 volts nominales, deberá contar con dispositivos de protección en el primario y secundario de capacidad o ajuste para abrir a no más de los valores anotados en las tablas correspondientes.

Tabla 3.3 Valor de corriente transitoria para definir la curva de energización
/ Fuente guía ANSI C57.12.00

CORRIENTE TRANSITORIA	# DE VECES LA I Nominal	Tiempo en segundos
INRUSH	25	0.01
	12	0.10
CARGA FRIA	6	1.00
	3	10.00

Tabla 3.4 Valor calculados de corriente transitoria para definir la curva de energización

CURVA DE ENERGIZACION	CORRIENTE TRANSITORIA	TIEMPO EN SEGUNDOS (seg)	NUMERO DE VECES LA In	CORRIENTE DE EDERGIZACION I (A)
INRUSH		0,01	25	70,60
		0,10	12	33,88
CARGA FIJA		1,0	6	16,94
		10,0	3	8,47

Tabla 3.5 Transformadores de más de 600 volts/ Fuente NOM 001-2005 Tabla 450.3 A 2

MAXIMO AJUSTE PARA EL DISPOSITIVO DE SOBRECARGA					
PRIMARIO			SECUNDARIO		
MAS DE 600 VOLTS			MAS DE 600 VOLTS		600 VOLTS O MENOS
IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR	AJUSTE DEL INTERRUPTOR	RANGO DEL FUSIBLE	AJUSTE DEL INTERRUPTOR	RANGO DEL FUSIBLE	AJUSTE DEL INTERRUPTOR O RANGO DEL FUSIBLE
NO MAS DEL 6%	600%	300%	300%	250%	250%
MAS DEL 6% Y NO MAS DEL 10%	400%	300%	250%	225%	250%

Corriente a plena carga para el transformador de 112,5kVA

$$I_{pc} = \frac{kVA}{\sqrt{3}kV} = \frac{112.5kVA}{\sqrt{3}(23kV)} = 2,824A \dots\dots\dots(3.2)$$

Corriente del fusible para el transformador 112,5kVA

$$I_{fus} = (2,824 * 3) = 8,47 A \dots\dots\dots(3.3)$$

Transformador 112,5 kVA

3Φ 60 Hz

Conexión Δ Y

23 kV / 0.22kV

Tipo OA, elevación de temperatura 55/65 °C

Z=5%

Tabla 3.6 Valor de corriente transitoria para definir la curva de daño en transformadores hasta 500 kVA / Fuente guía ANSI C57.12.00

TIPO DE DAÑO	# DE VECES LA I Nominal	Tiempo en segundos
TÉRMICO	2	2000
	3	300
	4	100
	5	50
	6	35
	7	25
	8	20
	9	15
	10	12.5
	25	5.8
	20	3.3
MACANICO	25	2.0
	30	1.5
	40	0.8
	50	0.5

Tabla 3.7 Valor de corriente transitoria calculadas para definir la curva de daño en transformadores hasta 500 kVA

CURVA DE DAÑO	TIPO DE DAÑO	TIEMPO EN SEGUNDOS (seg)	NUMERO DE VECES LA In	CORRIENTE DE DAÑO I (A)
	TERMICO	2000	2	5,648
		300	3	8,472
		100	4	11,190
		50	5	14,120
		35	6	16,94
		25	7	19,76
		20	8	22,59
		15	9	25,41
		13,5	10	28,24
		5,8	15	43,36
		3,3	20	56,48
	2	25	70,60	
	MECANICO	1,5	30	84,72
		0,8	40	112,96
		0,5	50	141,20

Corriente en el punto 1

$$I1 = \frac{I_{pc}}{Z} = \frac{2,824}{0,05} = 56,125A \dots\dots\dots(3.4)$$

Tiempo para la corriente 1

$$t = (1250 * 0.05^2) = 3,125seg \dots\dots\dots(3.5)$$

Corriente en el punto 4

$$I4 = 5I_{pc} = (5 * 2,824) = 14,12A \dots\dots\dots(3.6)$$

Tiempo para la corriente 4

$$t = 50seg$$

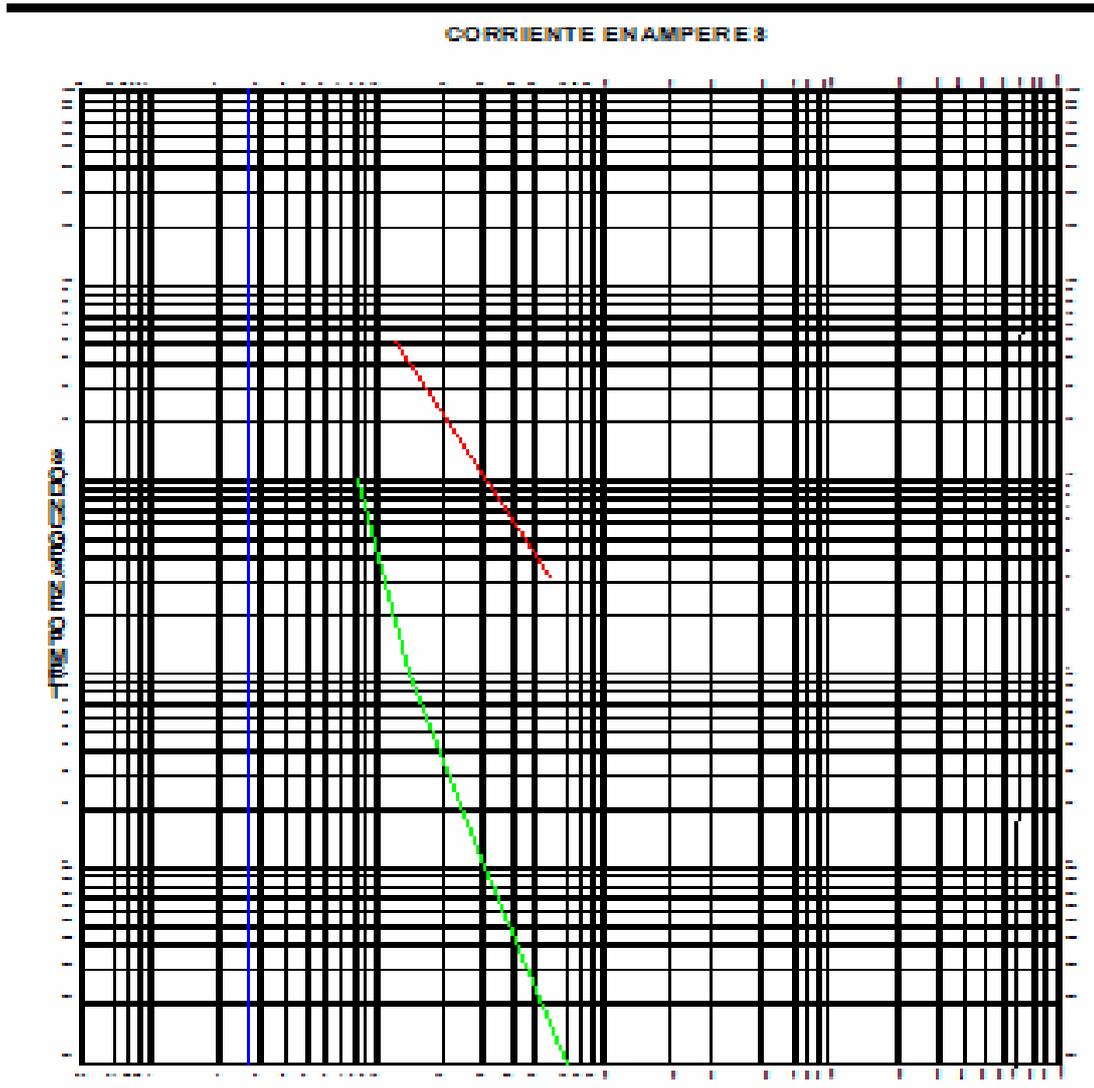


Figura 3.9. Curva de daño al transformador/Fuente ANSI

Esta curva representa la máxima capacidad de corriente que puede aportar el transformador sin dañarse cuando es sometido a esfuerzos mecánicos y térmicos ocasionados por un cortocircuito.

Para calcular la curva ANSI es necesario clasificar el o los transformadores en categorías como se muestra en la Tabla.-3.9 Categorías para definición de curvas de daño de transformadores la categoría del transformador define la forma de la curva ANSI figura.- 3.10 y cada uno deberá calcularse como indica la Tabla.-3.10.

Tabla 3.8 Categorías para definición de curvas de daño de transformadores/Fuente guía ANSI C57.12.00

CATEGORIA	CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR EN KVA	
	3Φ	1Φ
I	15 a 500	15 a 500
II	501 a 5000	501 a 5000
III	5001 a 30000	5001 a 30000
IV	Mayor a 30000	Mayor a 30000

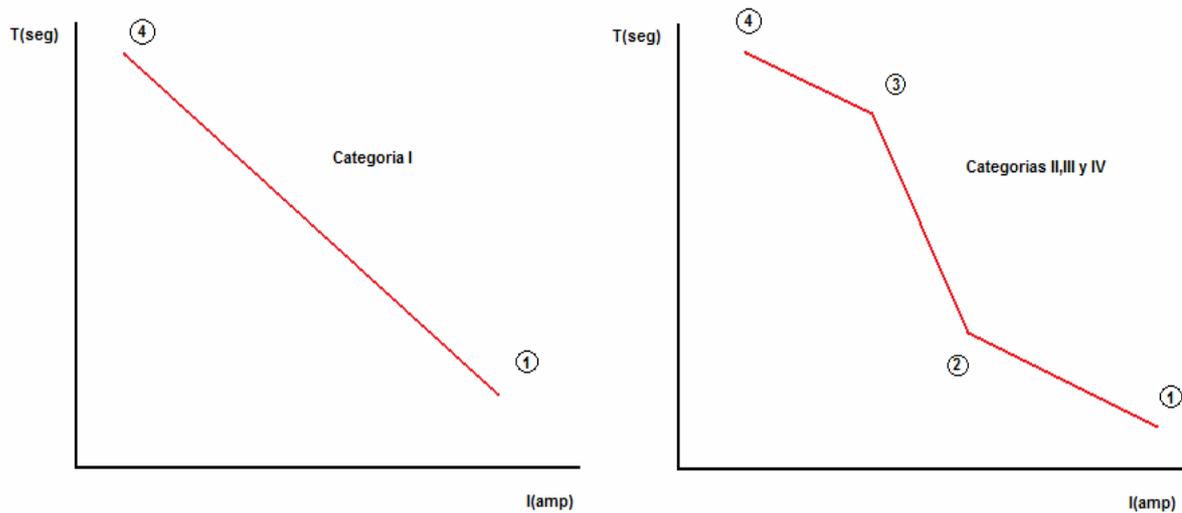


Figura 3.10 Curvas ANSI para transformadores / Fuente guía ANSI C57.12.00

Tabla 3.9 Puntos a calcularse para la curva ANSI / Fuente guía ANSI C57.12.00

PUNTOS DE LA CURVA ANSI			
PUNTO	CATEGORIA DEL TRANSFORMADOR	TIEMPO (SEG)	CORRIENTE (AMPERES)x F.A.
1	I	$1,250/(Zt)^2$	I_{pc}/Zt
	II	2	I_{pc}/Zt
	III,IV	2	$I_{pc}/(Zt+Zs)$
2	II	4.08	$0,7 I_{pc}/Zt$
	III,IV	8.0	$0,5 I_{pc}/(Zt+Zs)$
3	II	$2,551(Zt)^2$	$0,7 I_{pc}/Zt$
	III,IV	$5,00(Zt+Zs)^2$	$0,5 I_{pc}/(Zt+Zs)$
4	I,II,III,IV	50	$5 I_{pc}$

Donde:

Z_t = Impedancia del transformador en por unidad en base a los KVA con enfriamiento OA

Z_s = Impedancia de la fuente en por unidad en base a los KVA del transformador con enfriamiento OA

I_{pc} = corriente en Amperes a plena carga del transformador en base a su capacidad con enfriamiento OA

Al calcular los puntos de la curva ANSI es necesario verificar que la impedancia del transformador no sea menor a las indicadas en la Tabla.-3.11 además dependiendo de la conexión del transformador los valores se deben multiplicar por el factor ANSI

Tabla 3.10 Impedancias mínimas en transformadores / Fuente guía ANSI C57.12.00

IMPEDANCIAS MINIMAS		
Monofásico en KVA	Trifásico en KVA	Impedancia mínima Z_t en por unidad en base a los KVA del transformador
5-25	15-75	0.0250
37.5-100	112.5-300	0.0286
167-500	500	0.0400

Tabla 3.11 Factor ANSI según la conexión interna en transformadores / Fuente guía ANSI C57.12.00

FACTOR ANSI	
CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR	FACTOR ANSI
DELTA - DELTA	0.87
DELTA - ESTRELLA ATERRIZADA	0.58
DELTA - ESTRELLA	1.00
ESTRELLA ATERRIZADA - ESTRELLA	1.00
ESTRELLA ATERRIZADA-ESTRELLA ATERRIZADA	1.00
ESTRELLA - ESTRELLA ATERRIZADA(TIPO NUCLEO)	0.67
ESTRELLA - ESTRELLA(TIPO ACORAZADO)	1.00
ESTRELLA - ESTRELLA	1.00
ESTRELLA ATERRIZADA - DELTA	1.00
ESTRELLA - DELTA	1.00

El valor máximo de corriente de falla que puede soportar un transformador, se calcula como $1/Z_{pu}$ veces la corriente nominal, siendo Z_{pu} el valor de su impedancia expresada en por unidad.

En general este tipo de transformadores requiere por norma de la protección contra sobrecorriente. Esto se aplica a transformadores trifásicos o a bancos de tres transformadores monofásicos.

PROTECCION PRIMARIA

- CON FUSIBLES.- Su capacidad se designa como aproximadamente igual al 150% de la corriente nominal o de plena carga en el primario del transformador (la norma permite usar el valor del fusible comercial inmediatamente superior al calculado)
- CON INTERRUPTOR.-su valor no debe ser mayor del 300% de la corriente nominal primaria.

Limites NEC (National Electric Code) proporciona los limites máximos requeridos para protección contra sobre corriente en transformadores, en la siguiente tabla se resumen estos limites en porciento, tomando como base la corriente nominal del transformador.

Tabla 3.12 Limites NEC en transformadores

LIMITES NEC						
Impedancia del transformador (Z%)	PRIMARIO			SECUNDARIO		
	VOLTAJE (V)	AJUSTE INTERRUPTOR (%)	CAPACIDAD FUSIBLE (%)	ARRIBA DE 600 V		600 V O MENOS
				AJUSTE INTERRUPTOR (%)	CAPACIDAD FUSIBLE (%)	INTERRUPTOR O FUSIBLE (%)
Z% ≤ 6	ARRIBA	500	300	300	250	125*
6 · Z% ≤ 10	DE 600	400	300	250	225	125*

*En lugares con supervisión este límite puede ser hasta 250%

CAPACIDAD DE SOBRECARGA

La capacidad de sobrecarga de un transformador se refiere a los ampres a plena carga multiplicados por los factores de enfriamiento y elevación de temperatura.

La sobrecarga de un transformador depende de su tipo de enfriamiento y de la temperatura de diseño. Los factores pro enfriamiento y temperatura se indican en la tabla siguiente.

Tabla 3.13 Capacidad de sobrecarga en transformadores

CAPACIDAD DE SOBRECARGA						
TIPO DE TRANSFORMADOR	CAPACIDAD KVA	ENFRIAMIENTO		TEMPERATURA		
		TIPO	FACTOR	ELEVACION	FACTOR	
SECO	< 2500	AA	1	150°C	1	
		FA	1,3			
		OA	1	55/65°C	1,12	
CENTRO DE CARGA	< 2500			65°C	1	
		FA	1	55/65°C	1,12	
	< 500			65°C	1	
		FA	1,15	55/65°C	1,12	
	> 500			65°C	1	
		< 2000			65°C	1
		> 2000	FA	1,25	55/65°C	1,12
SUBESTACION PRIMARIA	< 2500			65°C	1	
		OA	1	55/65°C	1,12	
		FA	1,33	55°C	1	
		FOA	1,57	55/65°C	1,12	
				55°C	1	

Factor de sobrecarga

$$F_{sc} = (1 * 1,12) = 1,12 \dots\dots\dots(3.7)$$

Corriente de sobrecarga

$$I_{sc} = I_{pc} * F_{sc} = (2,824 * 1,12) = 3,16A \dots\dots\dots(3.8)$$

Punto de magnetización.- es un efecto que ocasiona la corriente de magnetización en el transformador este punto es variable y depende principalmente del magnetismo residual y del punto de la onda de voltaje aplicado cuando ocurre la magnetización del transformador.

La corriente de magnetización de un transformador se considera como un múltiplo de su corriente nominal que vaya de acuerdo a la capacidad del transformador como se indica en la siguiente tabla.

El tiempo de duración de la corriente de magnetización es invariablemente de 0.10 segundos.

Tabla 3.14 Múltiplos para la corriente de magnetización

MULTIPLoS PARA LA CORRIENTE DE MAGNETIZACION	
CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR	MULTIPLo
KVA ≤ 1500	8
1500 < KVA < 3750	10
3750 ≤ KVA	12

Calculo de corrientes de carga

Tabla 3.15 Factor k para el cálculo del cable de distribución /Fuente LyFC.

CABLE	CORRIENTE	AMPERES			K V A * Km	Σ MOMENTOS DE LA CARGA	
		DUCTO	AIRE	ENT.		Amps X Mts	Kw X Mts
BTC							
1X15	NORMAL	85	97	11	1,605	23055	791
1X15	MAXIMA	107	124	140	1,605	2305	791
1X35	NORMAL	145	169	185	0,637	5808	1992
1X35	MAXIMA	182	219	234	0,637	5808	1992
1X70	NORMAL	217	262	272	0,320	11562	3965
1X70	MAXIMA	273	340	343	0,320	11562	3965
1X150	NORMAL	347	437	422	0,145	25517	8751
1X150	MAXIMA	438	568	533	0,145	25517	8751
1X250	NORMAL	470	609	561	0,092	40217	13792
1X250	MAXIMA	592	792	709	0,092	40217	13792
1X400	NORMAL	609	816	712	0,066	56060	19225
1X400	MAXIMA	768	1065	901	0,066	56060	19225

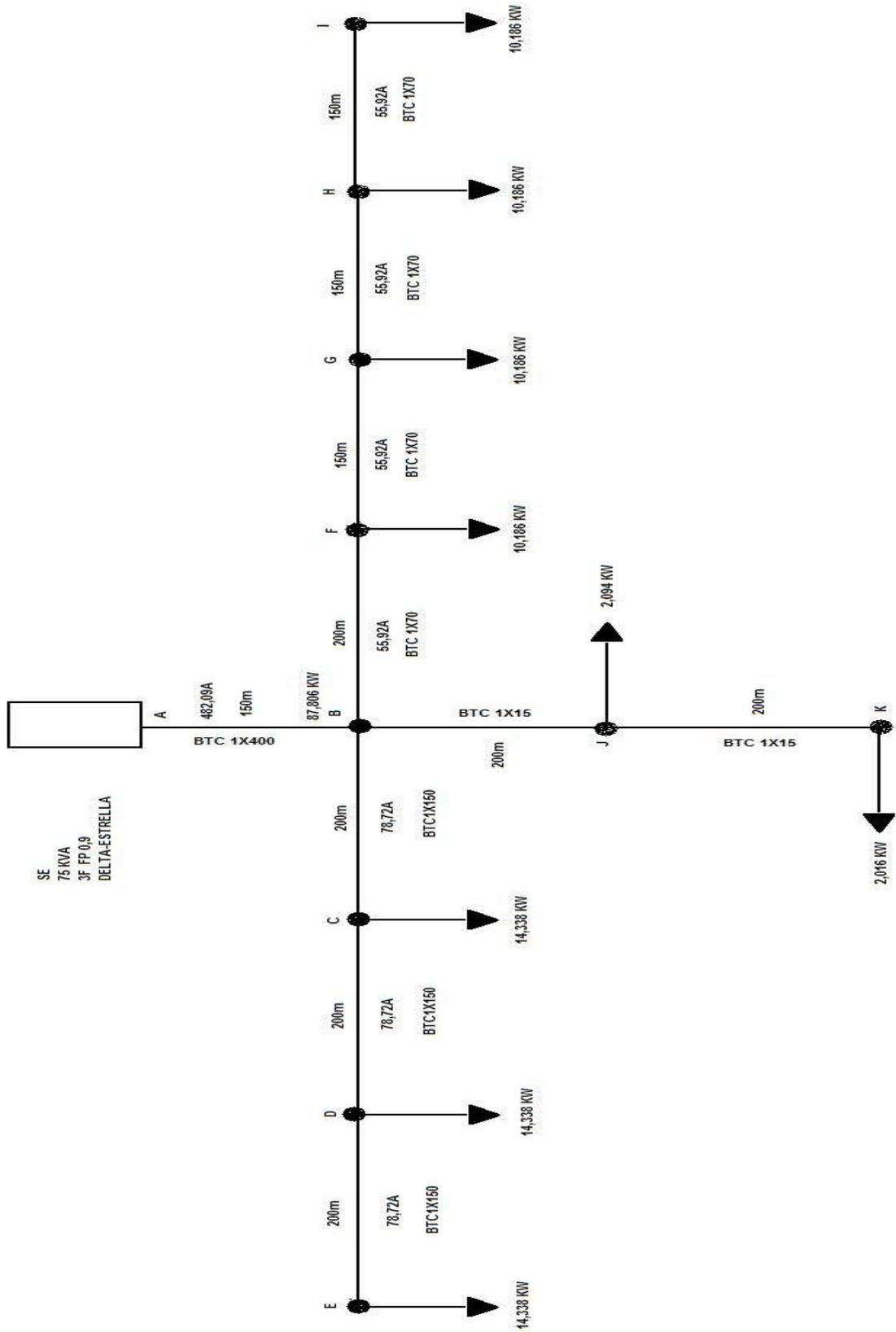


Figura 3.11 Diagrama de la distribución de cargas

En el punto B

Como la eficiencia de la carga no es unitaria el valor de corriente debe dividirse entre el valor de eficiencia (η) y el F.P

$$I_{LB} = \frac{P}{\sqrt{3} * 127 * FP} = \frac{87,806W}{\sqrt{3} * 127 * 0,92 * 0,9} = 482,09A \dots\dots\dots(3.9)$$

K = Constante de caída de tensión por fase por unidad de longitud y de corriente de un conductor

e = La máxima caída tensión de la fuente para que se pueda conservar un regulación del 1,3% en la línea es de 3,7V

l = longitud del tramo de la línea

$$K = \frac{e}{I * l} = \frac{\text{volts}}{\text{Amp} * \text{Km}} = \frac{3,7V}{482,09A * 0,150km} = 0,0511 \dots\dots\dots(3.10)$$

Con este valor se selecciona de la tabla 3.4 Factor k para el cálculo del cable de distribución /Fuente LyFC. Una k mayor

$$K \rightarrow \text{Seleccionada} = 0,066 \frac{V}{A \cdot Km} \rightarrow \text{CABLE BTC 1X400}$$

Caída de tensión real

$$e = k * I * l = (0,066) * (482,09) * (0,150) = 4,7 V \dots\dots\dots(3.11)$$

Esto nos indica que el conductor seleccionado no puede exceder los 150m de longitud ya que la corriente que puede conducir este será la siguiente:

$$I = \frac{e}{k * l} = \frac{3,7V}{0,051 * 0,150} = 482,71A \dots\dots\dots(3.12)$$

La máxima longitud que puede soportar el conductor BTC 1X400

$$l = \frac{e}{k * I} = \frac{3,7V}{0,051 * 482,09} = 0,15019km \rightarrow 150,19m \dots\dots\dots(3.13)$$

En el punto C

Como la eficiencia de la carga no es unitaria el valor de corriente debe dividirse entre el valor de eficiencia (η) y el F.P

$$ILC = \frac{P}{\sqrt{3} * 127 * FP} = \frac{14338W}{\sqrt{3} * 127 * 0,92 * 0,9} = 78,72A \quad \dots\dots\dots(3.14)$$

K = Constante de caída de tensión por fase por unidad de longitud y de corriente de un conductor

e = La máxima caída tensión de la fuente para que se pueda conservar un regulación del 1,3% en la línea es de 3,7V

l = longitud del tramo de la línea

$$K = \frac{e}{I * l} = \frac{\text{volts}}{\text{Amp} * \text{Km}} = \frac{3,7V}{78,72A * 0,2km} = 0,235 \quad \dots\dots\dots(3.15)$$

Con este valor se selecciona de la tabla 3.4 Factor k para el cálculo del cable de distribución /Fuente LyFC. Una k mayor

$$K \rightarrow \text{Seleccionada} = 0,145 \frac{V}{A * Km} \rightarrow \text{CABLE BTC 1X150}$$

El conductor seleccionado nos garantiza que no rebasara la caída de tensión de 3,7v
Caída de tensión real

$$e = k * I * l = (0,145) * (78,72) * (0,200) = 2,28 \text{ V}$$

Esto nos indica que el conductor seleccionado no puede exceder los 150m de longitud ya que la corriente que puede conducir este será la siguiente:

$$I = \frac{e}{k * l} = \frac{3,7V}{0,235 * 0,200} = 78,72A \quad \dots\dots\dots(3.16)$$

La máxima longitud que puede soportar el conductor BTC 1X150

$$l = \frac{e}{k * I} = \frac{3,7V}{0,235 * 78,72} = 0,200km \rightarrow 200m \quad \dots\dots\dots(3.17)$$

En el punto D

Como la eficiencia de la carga no es unitaria el valor de corriente debe dividirse entre el valor de eficiencia (η) y el F.P

$$ILD = \frac{P}{\sqrt{3} * 127 * FP} = \frac{14338W}{\sqrt{3} * 127 * 0,92 * 0,9} = 78,72A \quad \dots\dots\dots(3.18)$$

K = Constante de caída de tensión por fase por unidad de longitud y de corriente de un conductor

e = La máxima caída tensión de la fuente para que se pueda conservar un regulación del 1,3% en la línea es de 3,7V

l = longitud del tramo de la línea

$$K = \frac{e}{I * l} = \frac{\text{volts}}{\text{Amp} * \text{Km}} = \frac{3,7V}{78,72A * 0,2km} = 0,235 \quad \dots\dots\dots(3.19)$$

Con este valor se selecciona de la tabla 3.4 Factor k para el cálculo del cable de distribución /Fuente LyFC. Una k mayor.

$$K \rightarrow \text{Seleccionada} = 0,145 \frac{V}{A * Km} \rightarrow \text{CABLE BTC 1X150}$$

El conductor seleccionado nos garantiza que no rebasara la caída de tensión de 3,7v
Caída de tensión real.

$$e = k * I * l = (0,145) * (78,72) * (0,200) = 2,28 \text{ V} \dots\dots\dots(3.20)$$

Esto nos indica que el conductor seleccionado no puede exceder los 150m de longitud ya que la corriente que puede conducir este será la siguiente:

$$I = \frac{e}{k * l} = \frac{3,7V}{0,235 * 0,200} = 78,72A \quad \dots\dots\dots(3.21)$$

La máxima longitud que puede soportar el conductor BTC 1X150

$$l = \frac{e}{k * I} = \frac{3,7V}{0,235 * 78,72} = 0,200km \rightarrow 200m \quad \dots\dots\dots(3.22)$$

En el punto E

Como la eficiencia de la carga no es unitaria el valor de corriente debe dividirse entre el valor de eficiencia (η) y el F.P

$$I_{LE} = \frac{P}{\sqrt{3} * 127 * FP} = \frac{14338W}{\sqrt{3} * 127 * 0,92 * 0,9} = 78,72A \quad \dots\dots\dots(3.23)$$

K = Constante de caída de tensión por fase por unidad de longitud y de corriente de un conductor

e = La máxima caída tensión de la fuente para que se pueda conservar un regulación del 1,3% en la línea es de 3,7V

l = longitud del tramo de la línea

$$K = \frac{e}{I * l} = \frac{\text{volts}}{\text{Amp} * \text{Km}} = \frac{3,7V}{78,72A * 0,2km} = 0,235 \quad \dots\dots\dots(3.24)$$

Con este valor se selecciona de la tabla 3.4 Factor k para el cálculo del cable de distribución /Fuente LyFC. Una k mayor

$$K \rightarrow \text{Seleccionada} = 0,145 \frac{V}{A * Km} \rightarrow \text{CABLE BTC 1X150}$$

El conductor seleccionado nos garantiza que no rebasara la caída de tensión de 3,7v
Caída de tensión real

$$e = k * I * l = (0,145) * (78,72) * (0,200) = 2,28 \text{ V} \quad \dots\dots\dots(3.26)$$

Esto nos indica que el conductor seleccionado no puede exceder los 150m de longitud ya que la corriente que puede conducir este será la siguiente:

$$I = \frac{e}{k * l} = \frac{3,7V}{0,235 * 0,200} = 78,72A \quad \dots\dots\dots(3.27)$$

La máxima longitud que puede soportar el conductor BTC 1X150

$$l = \frac{e}{k * I} = \frac{3,7V}{0,235 * 78,72} = 0,200km \rightarrow 200m \quad \dots\dots\dots(3.28)$$

En el punto F

Como la eficiencia de la carga no es unitaria el valor de corriente debe dividirse entre el valor de eficiencia (η) y el F.P

$$ILF = \frac{P}{\sqrt{3} * 127 * FP} = \frac{10186W}{\sqrt{3} * 127 * 0,92 * 0,9} = 55,92A \quad \dots\dots\dots(3.29)$$

K = Constante de caída de tensión por fase por unidad de longitud y de corriente de un conductor

e = La máxima caída tensión de la fuente para que se pueda conservar un regulación del 1,3% en la línea es de 3,7V

l = longitud del tramo de la línea

$$K = \frac{e}{I * l} = \frac{\text{volts}}{\text{Amp} * \text{Km}} = \frac{3,7V}{55,92A * 0,2km} = 0,33 \quad \dots\dots\dots(3.30)$$

Con este valor se selecciona de la tabla 3.4 Factor k para el cálculo del cable de distribución /Fuente LyFC. Una k mayor

$$K \rightarrow \text{Seleccionada} = 0,320 \frac{V}{A * Km} \rightarrow \text{CABLE} \quad \text{BTC 1X70}$$

Caída de tensión real

$$e = k * I * l = (0,320) * (55,92) * (0,200) = 3,57 \text{ V}$$

Esto nos indica que el conductor seleccionado no puede exceder los 200m de longitud ya que la corriente que puede conducir este será la siguiente:

$$I = \frac{e}{k * l} = \frac{3,7V}{0,320 * 0,200} = 57,81A \quad \dots\dots\dots(3.31)$$

La máxima longitud que puede soportar el conductor BTC 1X70

$$l = \frac{e}{k * I} = \frac{3,7V}{0,320 * 57,81} = 0,200km \rightarrow 200m \quad \dots\dots\dots(3.32)$$

En el punto G

Como la eficiencia de la carga no es unitaria el valor de corriente debe dividirse entre el valor de eficiencia (η) y el F.P

$$I_{LG} = \frac{P}{\sqrt{3} * 127 * FP} = \frac{10186W}{\sqrt{3} * 127 * 0,92 * 0,9} = 55,92A \dots\dots\dots(3.33)$$

K = Constante de caída de tensión por fase por unidad de longitud y de corriente de un conductor

e = La máxima caída tensión de la fuente para que se pueda conservar un regulación del 1,3% en la línea es de 3,7V

l = longitud del tramo de la línea

$$K = \frac{e}{I * l} = \frac{\text{volts}}{\text{Amp} * \text{Km}} = \frac{3,7V}{55,92A * 0,150km} = 0,441 \dots\dots\dots(3.34)$$

Con este valor se selecciona de la tabla 3.4 Factor k para el cálculo del cable de distribución /Fuente LyFC. Una k mayor

$$K \rightarrow \text{Seleccionada} = 0,320 \frac{V}{A * Km} \rightarrow \text{CABLE BTC 1X70}$$

Caída de tensión real

$$e = k * I * l = (0,320) * (55,92) * (0,150) = 2,68 \text{ V} \dots\dots\dots(3.35)$$

Esto nos indica que el conductor seleccionado no puede exceder los 150m de longitud ya que la corriente que puede conducir este será la siguiente:

$$I = \frac{e}{k * l} = \frac{3,7V}{0,32 * 0,15} = 77,08A \dots\dots\dots(3.36)$$

La máxima longitud que puede soportar el conductor BTC 1X70

$$l = \frac{e}{k * I} = \frac{3,7V}{0,320 * 77,08} = 0,1500km \rightarrow 150m \dots\dots\dots(3.37)$$

En el punto H

Como la eficiencia de la carga no es unitaria el valor de corriente debe dividirse entre el valor de eficiencia (η) y el F.P

$$I_{LH} = \frac{P}{\sqrt{3} * 127 * FP} = \frac{10186W}{\sqrt{3} * 127 * 0,92 * 0,9} = 55,92A \quad \dots\dots\dots(3.38)$$

K = Constante de caída de tensión por fase por unidad de longitud y de corriente de un conductor

e = La máxima caída tensión de la fuente para que se pueda conservar un regulación del 1,3% en la línea es de 3,7V

l = longitud del tramo de la línea

$$K = \frac{e}{I * l} = \frac{\text{volts}}{\text{Amp} * \text{Km}} = \frac{3,7V}{55,92A * 0,15km} = 0,441 \quad \dots\dots\dots(3.39)$$

Con este valor se selecciona de la tabla 3.4 Factor k para el cálculo del cable de distribución /Fuente LyFC. Una k mayor

$$K \rightarrow \text{Seleccionada} = 0,320 \frac{V}{A \cdot Km} \rightarrow \text{CABLE BTC 1X70}$$

Caída de tensión real

$$e = k * I * l = (0,320) * (55,92) * (0,150) = 2,68 \text{ V} \dots\dots\dots(3.40)$$

Esto nos indica que el conductor seleccionado no puede exceder los 150m de longitud ya que la corriente que puede conducir este será la siguiente:

$$I = \frac{e}{k * l} = \frac{3,7V}{0,320 * 0,150} = 77,08A \quad \dots\dots\dots(3.41)$$

La máxima longitud que puede soportar el conductor BTC 1X70

$$l = \frac{e}{k * I} = \frac{3,7V}{0,320 * 77,68} = 0,1500km \rightarrow 150m \quad \dots\dots\dots(3.42)$$

En el punto I

Como la eficiencia de la carga no es unitaria el valor de corriente debe dividirse entre el valor de eficiencia (η) y el F.P

$$I_L I = \frac{P}{\sqrt{3} * 127 * FP} = \frac{10186W}{\sqrt{3} * 127 * 0,92 * 0,9} = 55,92A \dots\dots\dots(3.43)$$

K = Constante de caída de tensión por fase por unidad de longitud y de corriente de un conductor

e = La máxima caída tensión de la fuente para que se pueda conservar un regulación del 1,3% en la línea es de 3,7V

l = longitud del tramo de la línea

$$K = \frac{e}{I * l} = \frac{\text{volts}}{\text{Amp} * \text{Km}} = \frac{3,7V}{55,92A * 0,150km} = 0,441 \dots\dots\dots(3.44)$$

Con este valor se selecciona de la tabla 3.4 Factor k para el cálculo del cable de distribución /Fuente LyFC. Una k mayor

$$K \rightarrow \text{Seleccionada} = 0,320 \frac{V}{A * Km} \rightarrow \text{CABLE BTC 1X70}$$

Caída de tensión real

$$e = k * I * l = (0,320) * (55,92) * (0,150) = 2,68 \text{ V} \dots\dots\dots(3.45)$$

Esto nos indica que el conductor seleccionado no puede exceder los 150m de longitud ya que la corriente que puede conducir este será la siguiente:

$$I = \frac{e}{k * l} = \frac{3,7V}{0,320 * 0,150} = 77,08A \dots\dots\dots(3.46)$$

La máxima longitud que puede soportar el conductor BTC 1X70

$$l = \frac{e}{k * I} = \frac{3,7V}{0,320 * 77,08} = 0,1500km \rightarrow 150m \dots\dots\dots(3.47)$$

En el punto J

Como la eficiencia de la carga no es unitaria el valor de corriente debe dividirse entre el valor de eficiencia (η) y el F.P

$$ILJ = \frac{P}{\sqrt{3} * 127 * FP} = \frac{2016W}{\sqrt{3} * 127 * 0,92 * 0,9} = 11,068A \dots\dots\dots(3.48)$$

K = Constante de caída de tensión por fase por unidad de longitud y de corriente de un conductor

e = La máxima caída tensión de la fuente para que se pueda conservar un regulación del 1,3% en la línea es de 3,7V

l = longitud del tramo de la línea

$$K = \frac{e}{I * l} = \frac{\text{volts}}{\text{Amp} * \text{Km}} = \frac{3,7V}{11,068A * 0,2km} = 1,67 \dots\dots\dots(3.49)$$

Con este valor se selecciona de la tabla 3.4 Factor k para el cálculo del cable de distribución /Fuente LyFC. Una k mayor

$$K \rightarrow \text{Seleccionada} = 1,605 \frac{V}{A * Km} \rightarrow \text{CABLE BTC 1X15}$$

Caída de tensión real

$$e = k * I * l = (1,605) * (11,068) * (0,200) = 3,55 \text{ V} \dots\dots\dots(3.50)$$

Esto nos indica que el conductor seleccionado no puede exceder los 200m de longitud ya que la corriente que puede conducir este será la siguiente:

$$I = \frac{e}{k * l} = \frac{3,7V}{1,605 * 0,200} = 11,52A \dots\dots\dots(3.51)$$

La máxima longitud que puede soportar el conductor BTC 1X15

$$l = \frac{e}{k * I} = \frac{3,7V}{1,605 * 11,52} = 0,200km \rightarrow 200,11m \dots\dots\dots(3.52)$$

En el punto K

Como la eficiencia de la carga no es unitaria el valor de corriente debe dividirse entre el valor de eficiencia (η) y el F.P

$$ILK = \frac{P}{\sqrt{3} * 127 * FP} = \frac{2,094W}{\sqrt{3} * 127 * 0,92 * 0,9} = 11,496A \dots\dots\dots(3.53)$$

K = Constante de caída de tensión por fase por unidad de longitud y de corriente de un conductor

e = La máxima caída tensión de la fuente para que se pueda conservar un regulación del 1,3% en la línea es de 3,7V

l = longitud del tramo de la línea

$$K = \frac{e}{I * l} = \frac{\text{volts}}{\text{Amp} * \text{Km}} = \frac{3,7V}{11,068A * 0,2km} = 1,67 \dots\dots\dots(3.54)$$

Con este valor se selecciona de la tabla 3.4 Factor k para el cálculo del cable de distribución /Fuente LyFC. Una k mayor

$$K \rightarrow \text{Seleccionada} = 1,605 \frac{V}{A * Km} \rightarrow \text{CABLE BTC 1X15}$$

Caída de tensión real

$$e = k * I * l = (1,605) * (11,068) * (0,200) = 3,55 \text{ V} \dots\dots\dots(3.55)$$

Esto nos indica que el conductor seleccionado no puede exceder los 200m de longitud ya que la corriente que puede conducir este será la siguiente:

$$I = \frac{e}{k * l} = \frac{3,7V}{1,605 * 0,200} = 11,52A \dots\dots\dots(3.56)$$

La máxima longitud que puede soportar el conductor BTC 1X15

$$l = \frac{e}{k * I} = \frac{3,7V}{1,605 * 11,52} = 0,200km \rightarrow 200,11m \dots\dots\dots(3.57)$$

Cable BTC

El cable BTC debe cumplir con la norma NMX-J-451 y con lo indicado a continuación

Tabla 3.16 Clasificación de cables BTC

Designación del cable (Ver nota)	Área de la sección transversal del Conductor mm²
BTC 1x15	13,30
BTC 1x35	33,62
BTC 1x70	67,43
BTC 1x150	152,0
BTC 1x250	253,4
BTC 1x400	405,4

Nota:

B = Baja tensión

TC = Termofijo, tipo de material del aislamiento

1 = 1 conductor

15, 35, 70, 150, 250, 400 = Área de sección transversal del conductor en mm²
(aproximación)

Características del sistema

Tensión nominal entre fases	220 V eficaz
Frecuencia	60 Hz
Altitud de operación	2 300 m s.n.m
Temperatura ambiente	-10°C a +40°C
Humedad relativa	90%

Características Generales

Tensión nominal entre fases	220 V eficaz
Tipo de cable	Monoconductor

De fabricación

El cable BTC debe estar formado básicamente por los siguientes componentes: conductor y aislamiento

Conductor

El conductor debe ser de cobre suave sin revestimiento de zinc o estaño, con cableado concéntrico normal, clase B, de acuerdo a la tabla 2 de esta especificación y a la norma NMX-J-012.

Tabla 3.17 Características de los conductores

Área de la Sección transversal mm ²	N° de alambres	Diámetro de alambres mm (+1%, -2%)	Diámetro exterior nominal de conductor mm (+1%, -2%)	Resistencia eléctrica nominal a 20°C Ω/km (+2%)	Masa aproximada kg/km
13,30	7	1,555	4,67	1,32	120,6
33,62	7	2,473	7,42	0,523	304,9
67,43	19	2,126	10,63	0,261	611,4
152,0	37	2,287	16,01	0,116	1378
253,4	37	2,953	20,67	0,0694	2298
405,4	61	2,909	26,18	0,0434	3676

Aislamiento

El aislamiento debe ser extruido y reticulado de polietileno de cadena cruzada (XLP) resistente a la presencia de agua y calor, tipo RHW, de espesor de acuerdo a la tabla 3 de esta especificación y a la norma NMX-J-451.

Tabla 3.18 Espesores mínimos de aislamiento

DESIGNACION DEL CABLE	ESPESOR MINIMO DEL AISLAMIENTO
BTC 1 x 15	1,52
BTC 1 x 35	1,52
BTC 1 x 70	2,03
BTC 1 x 150	2,41
BTC 1 x 250	1,52
BTC 1 x 400	2,03

Con toda la información anterior llegamos a la conclusión de que la zona de aerogeneradores debe estar ubicada en la parte norte de la comunidad de Tzununil y desde ahí crear una red de distribución para suministrar energía eléctrica a toda la comunidad, figura 3.12.



SIMBOLOGIA



Figura 3.12 Electrificación comunidad Tzununil/ Fuente google earth

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En México muchas comunidades rurales no cuentan con energía eléctrica debido a la geografía del país ya que energizar estas comunidades es técnicamente muy difícil y económicamente muy caro, lo cual nos hace ver de inmediato como conectar estas comunidades al sistema eléctrico nacional.

En esta tesis se planteó la posibilidad de energizar las comunidades aisladas mediante el uso de energía eólica, lo cual es factible ya que en México existe un buen potencial eólico en gran parte del país y el costo no es tan elevado. Además traería a estas comunidades el desarrollo que por la falta de este vital servicio los ha llevado a la marginación, la creación de empleos y no dañaría el medio ambiente.

Para que el proyecto de electrificación a comunidades rurales pequeñas pueda ser llevado a cabo es necesario realizar un análisis de los costos de cada material, equipo y mano de obra a utilizar para poder estimar con ello un costo total del proyecto.

El funcionamiento mecánico aparenta ser adecuado, aunque son necesarios más ensayos para determinar la velocidad de viento a la que comienza a actuar y cómo es la generación de potencia para velocidades mayores.

Algunos aspectos que podrían desarrollarse son:

Diseño de aspas de materiales más apropiados para aplicaciones de mayor potencia.

Fabricar un generador eléctrico más eficiente, atendiendo específicamente a las necesidades del proyecto.

Optimización del sistema de adquisición de datos, para permitir la lectura y procesamiento de las variables en tiempo real, abriendo la posibilidad a la implementación de un sistema de control mecánico / electrónico.

Estudios más detallados del aerogenerador y el sistema de control.

BIBLIOGRAFÍA

[1] Consejo de Normalización y Certificación de Competencia Laboral. *Generación de energía eléctrica. "Manual del trabajador etapa intensiva"*. Editorial Universidad Autónoma de Chapingo. México. 1999.

[2] Deffis Caso, Armando. *Energía: Fuentes primarias de utilización ecológica*. Editorial. Árbol. México. 1999.

[3] Enríquez Harper, Gilberto *El ABC del alumbrado y las instalaciones eléctricas en baja tensión*, 2da. Edición. Ed. Limusa

[4] Enríquez Harper, Gilberto *Manual practico del alumbrado* 2da. Edición.. Ed. Limusa

[5] Escudero López, José M. *Manual de energía eólica*. Editorial. Mundi-Prensa. México. 2003.

[6] Gutiérrez Vera, Jorge. *Energía renovable en el siglo XXI*. Editorial. Senado de la República. México. 2001.

[7] Meisel, Jerome. *Principios de conversión de energía electromagnética*. Editorial. Mc. Graw Hill. México. 1969.

[8] Starr, A.T. *Generación, transmisión y utilización de la energía eléctrica*. Editorial. Diana. México. 2000

INTERNET

[9] American Wind Energy Association
<http://www.awea.org>

[10] Asociación Mexicana de Energía Solar
<http://www.anes.org/intro.html>

[11] Comisión Federal de Electricidad
<http://www.cfe.gob.mx>

[12] Comisión Mexicana de Infraestructura Ambiental
<http://www.semarnat.gob.mx/spp/comia/>

[13] Comisión Nacional para el Ahorro de Energía
<http://www.conae.gob.mx>

[14] Comisión Reguladora de Energía
<http://www.cre.gob.mx>

[15] Luz y Fuerza del Centro
<http://www.lfc.gob.mx>

[16] Secretaría de Energía
<http://www.sener.gob.mx>

[17] <http://www.amdee.org/>

[18] http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_620_tecnologia_de_la_ene

[19] <http://www.extractores.com.mx/energia%20atmosferica.htm>

[20] <http://www.windpower.org/es/kids/index.htm>

[21] <http://www.chalchihuitan.chiapas.gob.mx/#>

[22] <http://www.microregiones.org.mx>

[23] <http://www.bornay.com/es/descargas.html>

[24] <http://www.eoliaweb.com>