



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA



TEMA DE TESIS:

“DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN Y ALIMENTACIÓN ELÉCTRICA
DE UN COMEDOR INDUSTRIAL POR MEDIO DE GENERACIÓN
DISTRIBUIDA”

ALUMNO: EDUARDO DELGADO TRUJILLO

CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA - ELECTRÓNICA

SINODALES:

PRESIDENTE: ING. JACINTO VIQUEIRA LANDA
VOCAL: ING. MARCO ANTONIO MANUEL MACIAS HERRERA
SECRETARIO: ING. HUGO ALFREDO GRAJALES ROMAN
1º. SUPLENTE: ING. DAVID VAZQUEZ ORTIZ
2º. SUPLENTE: JUAN MANUEL ROJAS GOMEZ



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Agradecimientos

A dios mi señor, mi guía, que me permite alcanzar esta meta.

A todas y cada una de las personas a las cuales debo este triunfo;

A mis padres y hermano por darme su apoyo incondicional ante las Adversidades que nos pone la vida para ser mejores cada día,

Madre serás siempre la inspiración para alcanzar cada una de las metas en mi vida y enseñarme que todo esfuerzo al final da como resultado una recompensa.

A todos mis amigos pasados y presentes; pasados por ayudarme a crecer y madurar como persona y presentes por estar siempre conmigo y enseñarme a que en esta vida una de las cosas realmente importante es la amistad, también son parte de esta alegría.

ÍNDICE

- AGRADECIMIENTOS
- INTRODUCCIÓN

1. CELDAS FOTOVOLTAICAS

1.1 SISTEMA DE GENERACIÓN SOLAR

1.2 FUNCIONAMIENTO DE LAS CELDAS FOTOVOLTAICAS

1.2.1 ESQUEMA GENERAL

1.2.2 CURVAS CARACTERÍSTICAS

1.2.3 APLICACIONES DE LAS CELDAS FOTOVOLTAICAS

1.2.3.1 APLICACIONES EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

1.3 ELECCIÓN DE LOS COMPONENTES PARA UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

1.3.1 ELECCIÓN DE CONDUCTORES PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

1.3.2 BATERÍAS

1.3.3 REGULADORES DE CARGA

1.3.4 INVERSORES

1.4 DISEÑO DE UN SISTEMA RESIDENCIAL AUTÓNOMO

1.5 DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO CON CELDAS FOTOVOLTAICAS PARA EL COMEDOR INDUSTRIAL.

2. MICRO GENERACIÓN

2.1 MICROGENERACIÓN

2.2 EVOLUCIÓN DE LA MICRO GENERACIÓN

2.3 MICRO TURBINAS DE GAS

2.3.1 FUNCIONAMIENTO DE LA MICRO TURBINA DE GAS

2.3.2 ESQUEMA

2.3.3 PARTE MÓVIL

2.3.4 FLUJO DE GASES

2.3.5 IDENTIFICACIÓN DE COMPONENTES

2.3.6 APROVECHAMIENTO TÉRMICO

2.4 INSTALACIÓN DE TURBINAS DE GAS

2.4.1 EQUIVALENCIA

2.4.2 GENERAL

2.4.3 INSTALACIÓN ELÉCTRICA

2.4.4 SUMINISTRO DE GAS COMBUSTIBLE

2.4.5 PROTECCIÓN CONTRA FUEGO

3. INSTALACIÓN ELÉCTRICA DEL COMEDOR

3.1 ESTUDIO ELÉCTRICO

3.2 APLICACIÓN Y UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

3.3 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

- 3.4 MEMORIA ELÉCTRICA DE CÁLCULO**
 - 3.4.1 NOTAS**
 - 3.4.2 NOMENCLATURA**
- 3.5 CÁLCULO DE ALIMENTADOR PRINCIPAL**
- 3.6 CÁLCULO DE ALIMENTADOR SECUNDARIO**
- 3.7 CÁLCULO DE CIRCUITO DERIVADO**
- 3.8 CÁLCULO SELECTIVO DE CICUITO DE MOTORES**

- 4. DISEÑO DE ILUMINACIÓN**
 - 4.1 MÉTODO DE LA CAVIDAD ZONAL**
 - 4.1.1 PASOS DEL MÉTODO DE LA CAVIDAD ZONAL**
 - 4.2 UTILIZACIÓN DEL MÉTODO DE LA CAVIDAD ZONAL**
 - 4.3 SELECCIÓN DE LUMINARIAS**
 - 4.4 DISTRIBUCIÓN DE LUMINARIAS**

- 5. SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR PARTE DE LA COMPAÑÍA SUMINISTRADORA**
 - 5.1 TARIFAS ELÉCTRICAS**
 - 5.2 REGIONES TARIFARIAS**
 - 5.3 PERÍODO PUNTA, SEMI PUNTA, INTERMEDIO Y BASE**
 - 5.4 DEMANDA FACTURABLE**
 - 5.5 ANÁLISIS DE DEMANDA ELÉCTRICA**

- 6. ANÁLISIS DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**
 - 6.1 CELDAS FOTOVOLTAICAS**
 - 6.2 MICRO TURBINAS DE GAS**
 - 6.3 CONSIDERACIONES DEL PROYECTO.**

- 7. CONCLUSIONES**
- 8. BIBLIOGRAFÍA**

INTRODUCCIÓN

En la actualidad para mejorar el consumo responsable de la energía eléctrica se han buscado nuevas alternativas de generación, enfocándose a la preservación del medio ambiente y tratando de prescindir de los combustibles fósiles que actualmente utilizamos para poder llevar energía eléctrica a nuestros hogares y lugares de trabajo.

Las personas y las organizaciones que son consumidores directos de la energía desean ahorrarla para reducir costos y promover sostenibilidad económica, política y ambiental. Los usuarios industriales y comerciales pueden utilizar otras formas de obtener energía eléctrica para aumentar la eficacia y aumentar así su beneficio.

Las instalaciones eléctricas ocupan un papel de suma importancia en la vida cotidiana del ser humano, siendo el eslabón entre las plantas generadoras o subestaciones alimentadoras y los centros de consumo proporcionando a los equipos la energía necesaria para su funcionamiento.

Por lo anterior y con la finalidad de cumplir con las especificaciones requeridas para el diseño eléctrico y para garantizar la calidad de los equipos y materiales de las instalaciones se realiza el presente trabajo.

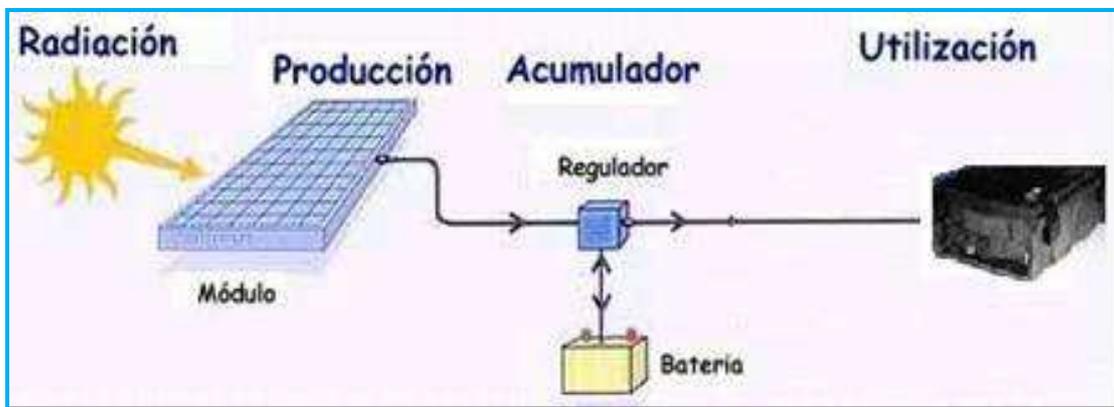
Capítulo 1

Celdas Fotovoltaicas

1.1 Sistema de Generación Solar

Un sistema fotovoltaico o de energía solar, es un conjunto de dispositivos cuya función es transformar la energía solar directamente en energía eléctrica, adecuada a los requerimientos de una aplicación determinada. Este sistema se compone de tres principales elementos:

- 1) Generación ó Producción (Celdas o Módulos Solares)
- 2) Control (Reguladores de Voltaje o Controladores)
- 3) Almacenamiento (Baterías o Acumuladores)



1.2 Funcionamiento de las Celdas Fotovoltaicas

Las células o celdas solares son dispositivos que convierten la energía solar en electricidad, ya sea directamente vía el efecto fotovoltaico, o indirectamente, mediante la previa conversión de energía solar a calor o a energía química.

La forma más común de las celdas solares se basa en el efecto fotovoltaico, en el cual la luz que incide sobre un dispositivo semiconductor de dos capas produce una diferencia del voltaje o de potencial entre las capas. Este voltaje es capaz de conducir una corriente a través de un circuito externo de modo de producir trabajo útil para una aplicación determinada.

Las celdas de Silicio mono cristalino representan el estado comercial de la tecnología fotovoltaica. Para fabricarlas el silicio es purificado, fundido y cristalizado ya sea en lingotes o en láminas delgadas; posteriormente el silicio es rebanado en obleas delgadas para formar las celdas individuales, posteriormente las obleas se pulen por ambas caras. Durante el proceso de corte y pulido se desperdicia casi la mitad del material original. Una vez pulidas las obleas se introduce a alta temperatura un material dopante, típicamente boro y fósforo, con lo cual se convierte a la oblea en un semiconductor tipo p si se le añadió boro, o tipo n si se añadió fósforo. La mayoría de las celdas fotovoltaicas producen un voltaje de aproximadamente 0.5 Volts, independientemente del área superficial de la celda, sin embargo, mientras mayor sea la superficie de la celda mayor será la corriente que entregará.

El espesor requerido para que se lleve a cabo el efecto fotovoltaico y se evite al máximo la recombinación de portadores de carga es del orden de 3 a 4 $[\mu\text{m}]$, por este motivo, la celda se torna extremadamente frágil ocasionando que en el proceso de manufactura se generen más desperdicios. Existen muchas combinaciones de materiales que poseen las características requeridas para convertir directamente la energía solar con eficiencias mayores que el 13%, destacando entre ellas el silicio, sulfuro de cadmio y el arseniuro de galio.

Para la mayoría de aplicaciones en que están relacionadas las celdas fotovoltaicas resulta insuficiente la diferencia de potencial de 0.5 Volts generada por una celda, de esta manera las celdas tienen que ser colocadas en serie para que, en conjunto, proporcionen el voltaje adecuado. De la misma manera varias de esas series pueden ser colocadas en paralelo para incrementar la corriente.

Posteriormente las celdas interconectadas en serie y sus conexiones eléctricas se encapsulan y se colocan entre dos placas que pueden ser de vidrio, o bien una de vidrio superior y una posterior plástica o metálica. Para absorber esfuerzos mecánicos y con propósitos de montaje se añade un marco metálico. La unidad resultante recibe el nombre de módulo o panel fotovoltaico, el módulo es típicamente la unidad básica de los sistemas fotovoltaicos. Los módulos pueden interconectarse en serie y/o paralelo para formar un arreglo. Como se muestra en la siguiente figura 1:



**Fig. 1 Modelo multi-contac de Isofotón con garantía de 25 años.
(Garbitek Energías Renovables)**

Una función importante del encapsulado en los módulos es que las celdas puedan quedar protegidas para que operen bajo condiciones de climas cambiantes, o de posibles daños mecánicos producidos por aves, polvo o piedras. El encapsulado proveerá suficiente rigidez para sujetar a las celdas y sus interconexiones. También tiene la función de aislar eléctricamente a las celdas respecto a posibles rupturas dieléctricas. Para los adhesivos encapsulantes y capas intermedias se utilizan resinas de silicón que tienen excelente estabilidad ante la radiación ultravioleta, baja absorción de la luz visible, y son suficientemente elásticas para reducir los esfuerzos térmicos en el módulo.

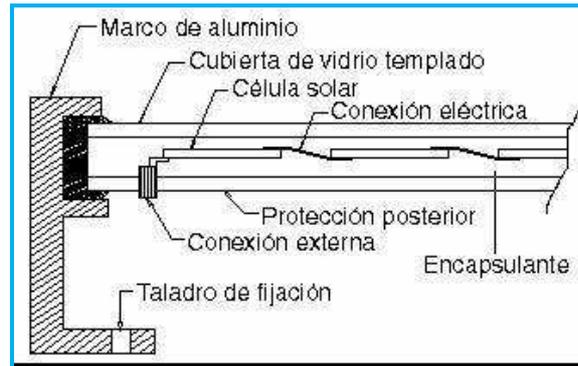


Figura 2. Celda solar

Además de sus innumerables aplicaciones, estos sistemas tienen grandes beneficios al compararlos con otras fuentes de energía:

- No requieren combustible.
- Mínimo mantenimiento.
- Fuente inagotable de energía (el Sol).
- Sistemas modulares.
- Larga vida.
- No contaminan.
- Sistemas silenciosos.
- Fácil transportación.
- Equipo resistente al medio ambiente extremo.

1.2.1 Esquema

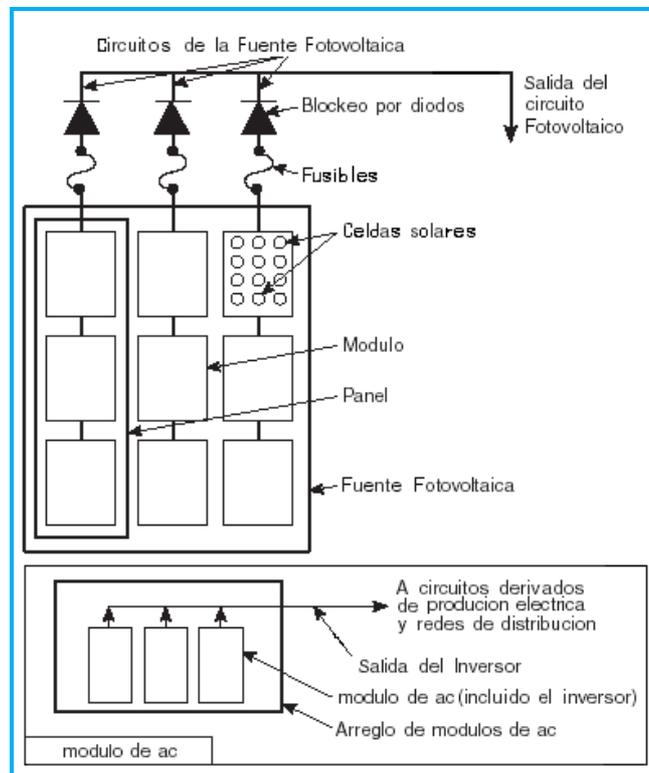


Figura 3 Esquema de un sistema Fotovoltaico.

Figura 690.1 A del NEC

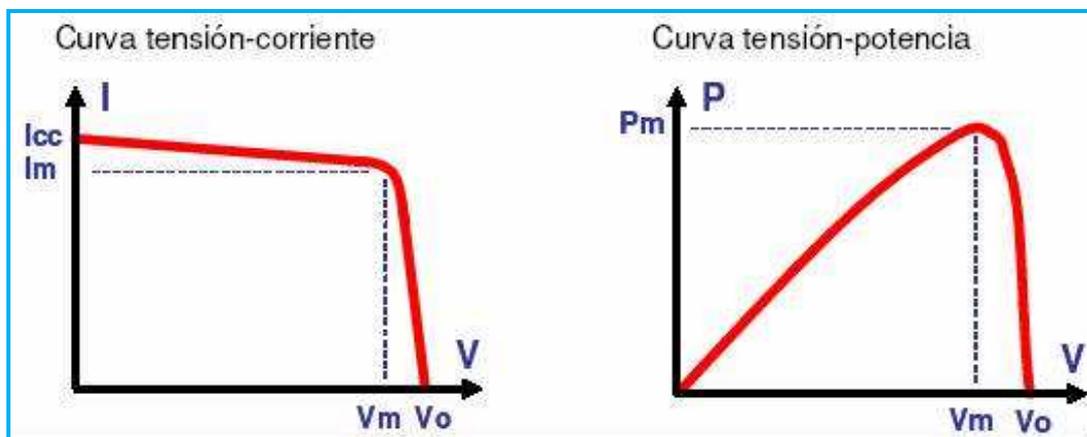
(Identificación de los componentes de un Sistema Solar Fotovoltaico)

Los diodos de bloqueo impiden que la batería se descargue a través del panel solar cuando se está en ausencia de la luz solar. Evitan también que el flujo de corriente se invierta entre bloques de paneles conectados en paralelo, cuando en uno o más de ellos se produce una sombra, en pocas palabras que en periodos de sombras no pase corriente eléctrica de un panel a otro o de la batería a los paneles.

1.2.2 Curvas Características

Existen dos curvas características para las celdas fotovoltaicas, relacionadas una con la otra, que representan la relación entre la corriente o la potencia generada contra el voltaje en los bornes del panel.

Estas curvas características pueden verse a continuación:



Figuras 4 y 5. Relación de corriente contra voltaje y voltaje contra potencia

Donde:

- V_o = Voltaje en circuito abierto.
- V_m = Voltaje de potencia máxima.
- I_m = Corriente de potencia máxima.
- P_m = Potencia máxima.
- I_{cc} = Corriente de Corto Circuito.

Relacionado con las gráficas anteriores se encuentra el llamado factor de forma, que indica la calidad del panel solar en términos energéticos. Este factor de forma relaciona la potencia máxima que es capaz de otorgar el panel con la potencia máxima que realmente podría ofrecer. El factor de forma generalmente se mueve entre valores de 0.7 y 0.8, y son preferibles valores lo más cercano a 1 posible (ya que de esta manera tendríamos que la potencia que entra es igual a la potencia que se otorga).

El efecto de la radiación solar en el panel se muestra en la siguiente gráfica. Se aprecia que cuanto menor es la luz recibida, o de menor intensidad de radiación, menor es la potencia máxima que puede ofrecer la celda manteniéndose aproximadamente constante la tensión de circuito abierto.

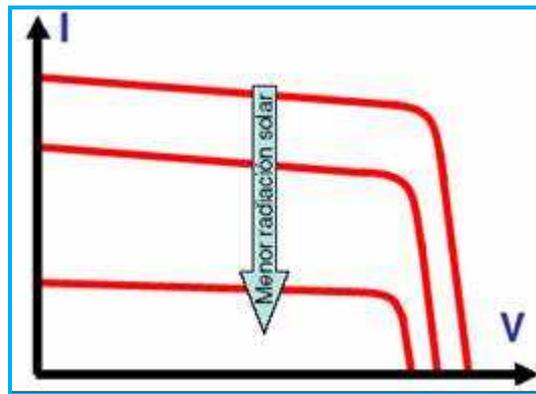


Figura 6. Efecto de la Radiación Solar en los Paneles Fotovoltaicos.

Aspectos a tener en cuenta:

Una celda solar puede generar energía en días nublados, aunque su rendimiento baja con respecto a un día soleado (como se puede ver en la fig.6).

La elevación del lugar donde se instala no tiene ninguna relación con la eficiencia del sistema, es decir que la altura a la que van a ser instaladas las celdas no va a influir en el rendimiento. Los paneles se instalan a cierta altura para evitar sombras y así tener un contacto directo con el sol.

Otro factor importante es la inclinación de la celda, éste debe tener una inclinación de 15° en verano y 30° en invierno con respecto a la horizontal. Esto es debido a que de esta manera se captarán los rayos solares perpendiculares a la celda y nos darán un rendimiento óptimo al sistema. Para evitar la constante inclinación de la celda se puede fijar los 30° de invierno, y así tendremos también en las otras estaciones del año se capte la mayor energía solar posible.

1.2.3 Aplicaciones de la Celdas Fotovoltaicas

A últimos años las energías renovables han tomado un importante auge en la vida cotidiana de todas las personas. En este caso para la generación de energía eléctrica que se consume tanto en los hogares como en la utilización de la industria. Este auge se ha visto más en países como en países como: Alemania, España, EU, Japón, China, Australia, y en particular en Europa¹.

Actualmente las aplicaciones de los paneles Fotovoltaicos son varios, ya que en décadas pasadas eran solo utilizados para áreas remotas y de difícil acceso, pero a partir de los años noventas se lanzó una importante propuesta para colocar los tejados fotovoltaicos, principalmente en EU, y Japón. En Japón actualmente se tiene el propósito de construir 70,000 hogares que utilicen la tecnología fotovoltaica, para así llegar a unos 4,820 MW producidos por sistemas fotovoltaicos.

Una de las aplicaciones que tienen los sistemas fotovoltaicos es la protección catódica. Que es un método de proteger las estructuras de metal contra la corrosión. Es aplicable a puentes, tuberías, edificios, estanques, perforaciones y líneas ferroviarias. Para alcanzar la protección catódica se aplica un pequeño voltaje negativo a la estructura de metal y éste evita que se oxide. El terminal

¹ Ricardo López Corresponsal de ERA SOLAR en Alemania. ERA SOLAR.

positivo de la fuente es conectado a un ánodo galvánico o de sacrificio que es generalmente un pedazo del metal de desperdicio, que es corroído en vez de la estructura que se desea proteger. Las celdas solares fotovoltaicas se utilizan para proporcionar este voltaje.

Las cercas eléctricas se utilizan en la agricultura para evitar que el ganado o los depredadores entren o para dejar un campo cerrado. Estas cercas tienen generalmente uno o dos alambres "vivos" que se mantienen con cerca de 500 volts de Corriente Continua. Éstos dan una dolorosa descarga, pero inofensiva a cualquier animal que los toque. Esta descarga generalmente es suficiente para evitar que el ganado derribe los cercos. Estas cercas también se utilizan en recintos de la fauna y áreas protegidas. Requieren de un alto voltaje pero muy poca corriente y a menudo están situadas en áreas alejadas donde el costo de energía eléctrica es alto. Estas necesidades se pueden resolver mediante un sistema fotovoltaico, un acondicionador de energía y una batería.

Otra de las aplicaciones que tenemos actualmente es que a menudo se requiere iluminación en lugares lejanos donde el costo de emplear energía de la red es demasiado alto. Tales aplicaciones incluyen la iluminación de seguridad, ayudas a la navegación (ej. boyas y faros), señales iluminadas en los caminos, señales en cruces ferroviarios y la iluminación de aldeas. Las celdas solares pueden satisfacer tales usos. Estos sistemas generalmente consisten de un panel fotovoltaico más una batería de almacenaje, un acondicionador de energía y una lámpara fluorescente de C.C. de baja tensión y alta eficiencia. Estos sistemas son muy populares en áreas lejanas, especialmente en países en vías de desarrollo.

Las buenas comunicaciones son esenciales para mejorar la calidad de vida en áreas alejadas. Sin embargo el costo de energía eléctrica para poder hacer funcionar estos sistemas y el alto costo de mantenimiento de los sistemas convencionales han limitado su uso. Los sistemas fotovoltaicos han proporcionado una solución rentable a este problema con el desarrollo de estaciones repetidoras de telecomunicaciones en áreas lejanas. Estas estaciones típicamente consisten de un receptor, un transmisor y un sistema basado en una fuente de alimentación fotovoltaica. Existen miles de estos sistemas instalados alrededor del mundo y tienen una excelente reputación por su confiabilidad y costos relativamente bajos de operación y mantenimiento.

Principios similares se aplican a radios y televisiones accionadas por energía solar, los teléfonos de emergencia y los sistemas de monitoreo. Los sistemas de monitoreo remotos se pueden utilizar para recolectar datos del tiempo u otra información sobre el medio ambiente y transmitirla automáticamente vía radio a una central.

Existen más de 10.000 bombas de agua accionadas por energía solar en el mundo. Son utilizadas en gran parte en granjas para proveer de agua al ganado. En países en vías de desarrollo se las utiliza bastante para bombear agua de pozos y de ríos a las aldeas para consumo doméstico y la irrigación de cultivos. Un típico sistema de bombeo accionado por energía fotovoltaica consiste en un conjunto de paneles fotovoltaicos que accionan un motor eléctrico, el que impulsa la bomba. El agua se bombea de la tierra o fuente de agua a un tanque de almacenaje que proporciona una alimentación por gravedad. No es necesario un almacenaje de energía en estos sistemas. Los sistemas de bombeo accionados por energía solar se encuentran disponibles en proveedores de equipo agrícola y

son una alternativa rentable a los molinos de viento agrícolas para el abastecimiento de agua en áreas alejadas.

1.2.3.1 Aplicaciones en los Sistemas Eléctricos de Potencia

Actualmente la tecnología en sistemas fotovoltaicos esta en completo crecimiento, tal muestra es que en estos momentos se empieza a utilizar este tipo de tecnología de energía renovable para alimentar de energía eléctrica a las industrias y comercios.



Figura 10. Utilización de Sistema Fotovoltaicos en SEP.

Además se están empezando a utilizar este tipo de equipos conectados a la red de distribución eléctrica para ayudar en los picos de demanda, una de estas empresas es la estadounidense Pacific Gas and Electric Company's (PG&E) que tiene la subestación (Kerman) ubicada en Fresno, California, la cual usa la energía producida por sistemas fotovoltaicos para ayudar a proporcionar energía cuando las condiciones de aire acondicionado y bombeo de agua son grandes, especialmente en días calurosos donde se necesita mayor calefacción.

Analistas de PG&E dicen que usando paneles fotovoltaicos en una subestación durante los picos de demanda eléctrica llega a tener sentido económico su utilización. Aunque el costo inicial de la inversión sigue siendo muy grande.

Una de las principales características que se están considerando es que las plantas fotovoltaicas pueden construirse mucho más rápidamente que una planta convencional, ya sea nuclear o de combustibles fósiles, además que los módulos fotovoltaicos pueden expandirse si la demanda se incrementa. Pueden ser instalados para la distribución de energía en lugares donde la población esta creciendo rápidamente, y así eliminar la necesidad de incrementar el tamaño de las líneas de transmisión.

Así como tener más cerca la producción de la energía y evitar pérdidas como las que se tienen en líneas de transmisión que cubren grandes distancias. Instalando equipos fotovoltaicos cerca de las subestaciones se podría evitar la sobrecarga de los equipos en la subestación,



Figura.11 Sistemas Fotovoltaicos cerca de las Subestaciones

1.3 Elección de los componentes para un sistema Fotovoltaico.

Al elegir los paneles solares, se debe tomar en cuenta el voltaje de entrega, la corriente, la potencia que se desea obtener de dichos dispositivos y su relación con los índices de temperatura a la que va a trabajar.

Es importante también tener en cuenta los siguientes parámetros al elegir un panel fotovoltaico:

I_{SC} = Corriente de corto Circuito, Ya que es la máxima intensidad de corriente que podrá proporcionar el panel.

V_{OC} = Voltaje de circuito Abierto, es el máximo voltaje que podrá proporcionar el panel.

Además de:

$I_{PMax.}$ = Corriente Pico Máxima

$V_{PMax.}$ = Voltaje de Pico Máxima

Ya que la variación de estos parámetros influirá en nuestra $P_{Máx.}$

$P_{Máx.} = I_{PMax.} \times V_{PMax.}$ Que será la máxima potencia entregada por el panel.

Estas curvas son proporcionadas por el fabricante, y en ellas nos podemos dar cuenta de cómo se va a comportar el panel durante los días de mayor radiación y en la ausencia de la radiación solar, para poder elegir el más adecuado.

Todas estas características por lo general son referidas a condiciones estándar como La irradiación de 1000 (W/m^2), a nivel del mar, y una temperatura de 25 °C.

Además de las características técnicas en el mercado se ofrecen una gran variedad de paneles para: instalaciones de techo, suelo o en la fachada.

En la práctica el error que cometemos al partir de los valores de I_{Pmax} y V_{Pmax} puede corregirse añadiendo una pérdida de eficiencia del 5% al sistema.

1.3.1 Elección de Conductores en Celdas Fotovoltaicas

La ampacidad de los conductores de los circuitos fuente del sistema FV debe ser al menos el 125% de la corriente de cortocircuito del módulo o módulos en paralelo como

se plantea en el Artículo 690-8 de la NOM-001-SEDE-2005, como es el caso en los circuitos derivados para carga continua.

De la misma manera la ampacidad de los conductores de los circuitos de salida del sistema FV debe ser al menos el 125% de la corriente de cortocircuito de salida, así como los conductores que entran o salen del inversor o sistema de acondicionamiento de potencia debe ser el 125% de la corriente de operación del dispositivo. Con estas exigencias de la NOM-001-SEDE-2005 así como del NEC se asegura que los dispositivos de sobre intensidad o cuadros de mando, funcionen a menos del 80% de su ampacidad². Hay que revisar la ampacidad cuando se prevén salidas del sistema FV por encima de lo normal, debido a la presencia de nieve o nubes. En muchos lugares, los valores diarios esperados de irradiación superan el valor estándar de ensayo de 1000 W/m².

La revisión del estándar **UL 1703** de 1989, para módulos fotovoltaicos, exige que las instrucciones de instalación de los módulos incluyan un incremento del 25% en las especificaciones de corriente de cortocircuito y tensión a circuito abierto para 25°C, en previsión de picos de irradiación y temperaturas más frías. El diseño correcto implica el dimensionado correcto del cableado y de la capacidad de los limitadores de corriente en los circuitos fuente y de salida del sistema FV. Sin embargo, la capacidad de los limitadores de corriente debería ser siempre menor o igual que la ampacidad del cable.

Además de los paneles solares tenemos que tener en cuenta en nuestra instalación los siguientes elementos:

- Batería
- Cajas de Conexión
- Conectores
- Conductores
- Diodos de Bloqueo
- Electrodo de Tierra
- Inversor
- Protección de Falla a Tierra
- Reguladores de Carga

1.3.2 Baterías.

La misión primordial de la batería es abastecer de energía eléctrica al sistema cuando no la proporciona el campo de paneles, la batería almacena la energía eléctrica generada por los módulos fotovoltaicos durante los periodos de sol. Normalmente, las baterías se utilizan durante las noches o días con periodos nublados, el intervalo que incluye un periodo de carga y uno de descarga, recibe el nombre de un ciclo. Idealmente las baterías se recargan al 100 por ciento de su capacidad durante el periodo de carga de cada ciclo.

Las baterías más utilizadas en aplicaciones fotovoltaicas son de 12 ó 24 voltios de tensión nominal, y debemos tener presentes las horas ó días de autonomía que debe de tener nuestro sistema para que este listo siempre que se requiera.

Los parámetros que caracterizan una batería son:

² Informe Sandía. Sandia National Laboratories. www.Censolar.org. Sistemas de Energía Fotovoltaica y el NEC.

Capacidad. La capacidad en Amper-hora (A-h) es simplemente el número de Amperes que la batería puede descargar, multiplicado por el número de horas en que se entrega dicha corriente. Sirve para determinar, en una instalación fotovoltaica, cuanto tiempo puede funcionar el sistema sin radiación luminosa o sin que se recarguen las baterías. Esta medida de los días u horas de autonomía es una de las partes importantes en el diseño de la instalación.

Existen factores que pueden hacer variar la capacidad de una batería:

Ritmos de carga y descarga. Si la batería es cargada o descargada a un ritmo diferente al especificado, la capacidad disponible puede aumentar o disminuir. Generalmente, si la batería se descarga a un ritmo más lento, su capacidad aumentará ligeramente. Si el ritmo es más rápido, la capacidad se disminuirá.

Temperatura. Otro factor que influye en la capacidad es la temperatura de la batería y la de su ambiente. El comportamiento de una batería se toma a una temperatura ambiente de 27 grados centígrados. Temperaturas más bajas reducen su capacidad significativamente. Temperaturas más altas producen un ligero aumento de su capacidad, pero esto puede incrementar la pérdida de agua y disminuir el número de ciclos de vida de la batería.

Profundidad de descarga. Este parámetro describe la parte de la capacidad total de la batería que puede ser usada sin necesidad de recarga y sin dañar a la batería. Como regla general, mientras menor sea la cantidad de energía que se extrae de la batería durante cada ciclo, mayor será la vida útil de la misma.

Selección de baterías

Las baterías se clasifican en dos grandes grupos: ciclo ligero o automotriz y ciclo profundo. En el ciclo ligero o automotriz las baterías se diseñan para altas descargas iniciales, como puede ser el arranque de un motor, pero continuamente se están cargando y descargando de manera alternativa. Estas baterías, también llamadas de arranque, se diseñan para profundidades de descarga no mayores del 20 por ciento.

De manera contraria las baterías de ciclo profundo se diseñan en función de largos periodos de utilización, sin necesidad de recibir recarga, por lo tanto éstas son más robustas y generalmente tienen mayor densidad energética. Su profundidad de descarga puede ser hasta el total de su capacidad. Pueden ser descargas del 10 al 25% de su capacidad total en cada ciclo. La mayoría de las baterías de "ciclo profundo" fabricadas para aplicaciones fotovoltaicas se diseñan para descargas de hasta un 80% de su capacidad, sin dañarse.

Los acumuladores de ciclo profundo están especialmente diseñados para soportar un alto número de descargas profundas, y ser recargados sin afectar su desempeño, están contruidos con materiales activos de alta densidad con aditivos especiales, además de aleaciones en sus placas que cumplen con el propósito de lograr un mejor desempeño en sus ciclos de carga y descarga, con esto disminuyen el reblandecimiento y desprendimiento del material activo de las placas positivas, prolongando la vida del acumulador sometido a dichas condiciones, a diferencia de los acumuladores automotrices, que al ser sometidos a condiciones de descargas profundas, pierden más rápidamente su capacidad.

Con cada descarga las placas pierden algo del material activo, el que se deposita en el fondo de la caja. Cuando la superficie activa de las celdas se reduce, la vida útil de la

batería disminuye. El número de ciclos que el acumulador puede entregar durante su vida útil depende del porcentaje de descarga y del modelo elegido.

Cuatro parámetros definen la selección de la batería:

Amperes de arranque en frío. CCA en inglés (Cold Cranking Amps).- Este valor corresponde al máximo número de amperes que la batería puede entregar, con una temperatura ambiente de 0°F (-17,77°C), durante 30 segundos, sin bajar el voltaje por celda por debajo de 1,2 [Volts] (7,2 [Volts] de salida para una batería de 12 [Volts]).

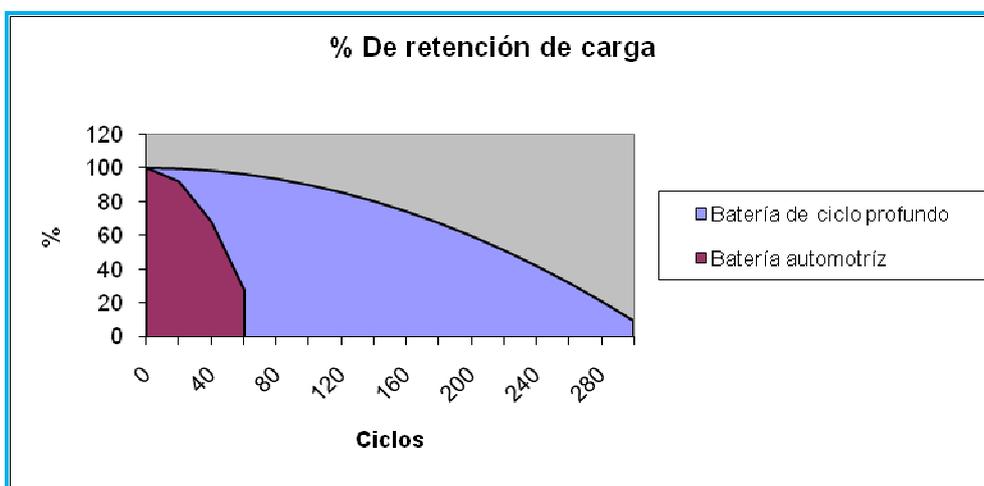
Amperes de arranque. CA en inglés (Cranking Amps).- Este valor corresponde al máximo número de amperes que la batería puede entregar, con una temperatura ambiente de 32°F (0°C), durante 30 segundos, sin bajar el voltaje por celda por debajo de 1,2 [Volts].

Nivel de reserva. RC en inglés (Reserve Capacity).- Representa el tiempo, en minutos, que la batería puede entregar una corriente de 25A con una temperatura ambiente de 80°F (26°C).

Amperes horas (20hrs de descarga). Es el número de amperes que la batería puede descargar, multiplicado por el número de horas en que se entrega dicha corriente. Este parámetro determina cuánto tiempo el sistema puede operar una carga determinada sin que haya necesidad de recarga.

Todas estas características pueden o no estar en todas las especificaciones de las baterías, aunque por mínimo se deben incluir las de CCA, CA y Amperes/ hora.

Además de las características de su diseño, las demandas de energía de ambos tipos de acumuladores también son diferentes, ya que los acumuladores de ciclo profundo proveen cantidades relativamente bajas de corriente por largos períodos de tiempo, mientras que a un acumulador automotriz se le demandan grandes cantidades de energía por solo unos cuantos segundos; posteriormente, un alternador se encarga de recargarla y de entregar la energía al sistema eléctrico del vehículo en marcha. Un acumulador automotriz descargado de manera profunda, puede perder su capacidad de uso a solo 50 ciclos o menos, mientras que un acumulador de ciclo profundo continúa con óptimo desempeño aún después de los 300 ciclos.



Gráfica 8. Ciclos de baterías automotrices y de ciclo profundo

Las baterías de ciclo profundo pueden permanecer por más tiempo en descarga e inclusive estar de esta manera por varios días, su vida útil oscila entre los 300 a 1000 ciclos de carga y descarga, por tal motivo, podría cargarse y descargarse sin ningún problema durante un año y todavía funcionar, por lo que a este tipo de batería se da mayor tiempo de sustitución llegando a 3 años y medio, dependiendo la ubicación en donde este.

Las baterías de ciclo profundo que se instalan o se cambian, si su periodo de antigüedad llego al límite, presenta las siguientes características:

BATERÍA	VALORES
CA	700 [A]
CCA	575 [A]
RC	160 min
A-hr	95

Gráfica 9. Características de batería de ciclo profundo

Como el estado del clima es aleatorio, no podemos estar seguros, de que tantos días soleados pudieran presentarse al año, sin embargo podremos estimar que las épocas de mayor incidencia podrían estar en otoño e invierno, donde el lapso de luz solar se ve reducido.

El manejo de baterías en los sistemas fotovoltaicos como en el resto del sistema merece un manejo detallado y cauteloso ya que estos acumuladores de energía dan lugar a varios riesgos de seguridad:

- Generación de gas hidrógeno durante la carga de las baterías.
- Corrientes de cortocircuito elevadas.
- Electrolito ácido o cáustico.
- Posibilidad de descarga eléctrica.

En ningún caso deben colocarse en una sala de baterías, o directamente sobre el banco de baterías, reguladores de carga, interruptores, relés y demás dispositivos capaces de producir una chispa eléctrica para evitar cualquier posibilidad de accidente.

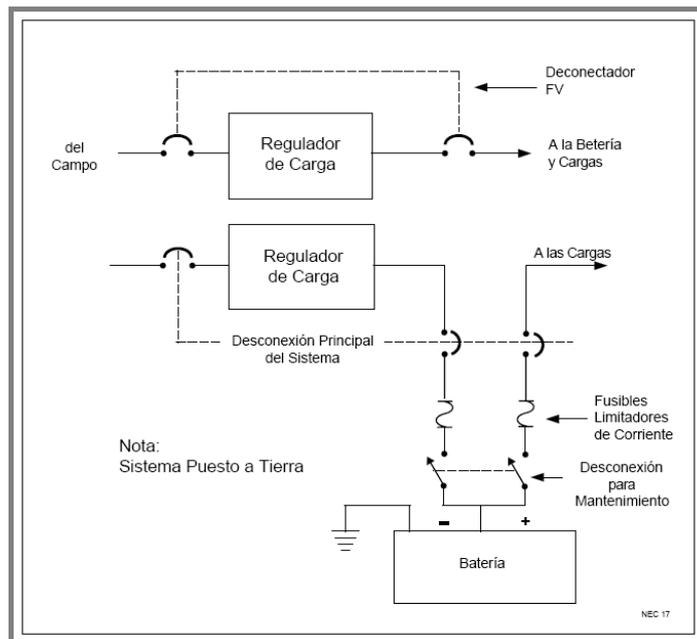


Fig. 5 Precaución en sistemas Fotovoltaicos.

1.3.3 Reguladores de Carga.

El regulador impide la entrada o salida de corriente de la batería cuando una carga ó descarga es excesiva y pueda llegar a dañarla. La mayoría de los reguladores detectan el voltaje de la batería y actúan de acuerdo con los niveles de la tensión.

Los reguladores más modernos son además capaces de desconectar automáticamente los paneles durante la noche para evitar la descarga de la batería, sobrecargar la batería de forma periódica para mejorar su vida útil.

En un día soleado, el Sol irradia alrededor de 1 Kw/m^2 en la superficie de la Tierra³, para México depende de la zona en que se haga la medición pero en promedio van de 3.3 hasta los 8.4 Resultado en Kwh/m^2 por día⁴.

Los paneles fotovoltaicos actuales tienen una eficiencia promedio del 12%⁵. Esto resultaría en la producción de aproximadamente 120 W/m^2 . Sin embargo, no todos los días son soleados, por lo que el aprovechamiento efectivo es menor.

En la mayoría de los casos los periodos de luz del día no suele ser muy largo, se tiene tan solo de 4 a 6 horas efectivas de luz a máxima potencia en la celda solar. Por lo que para ese lapso de potencia ofrecida por la celda debe ser significativa para cargar la batería por completo y dejar que en la noche esta pueda alimentar las necesidades requeridas.

Para proteger la batería de la sobrecarga, el interruptor se abre cuando la tensión en la batería alcanza su tensión de corte por alta (high voltage disconnect HVD), y vuelve a cerrarse cuando la batería vuelve a la denominada tensión de rearme por alta (reconnect HVD). La tensión de corte por alta está en torno a 2.45 V por elemento de la batería, a 25°C.

³ Wiki pedía Enciclopedia.

⁴ www.ecotec2000.de/espanol/sun1.htm

⁵ Wiki pedía Enciclopedia.

En cuanto a la sobre descarga, el interruptor se abre cuando el voltaje de la batería se hace menor que la *tensión de corte por baja (low voltage disconnect LVD)* y se cierra cuando se recupera la *tensión de rearme por baja*. La tensión de corte por baja está en torno a 1.95 V por elemento.

Los valores que se deben conocer del regulador para el cálculo son:

Máxima corriente que permite que circule a través de él. Debe ser un 20% superior a La máxima corriente del generador fotovoltaico.

Tensión de trabajo: 12, 24, ó 48 V.

Otros datos de interés, que también proporciona el fabricante:

Valores de tensión de corte por alta (sobrecarga) y tensión de corte por baja (Sobre descarga).

Existencia de compensación con la temperatura. Las tensiones que indican el estado de carga de la batería varían con la temperatura, por eso algunos reguladores miden la temperatura y corrigen, basándose en ello, las tensiones de sobrecarga.

Instrumentación de medida e indicadores. Suelen llevar un voltímetro que mide la tensión de la batería y un amperímetro que mide la corriente. La mayoría de ellos disponen de indicadores que avisan de determinadas situaciones como: bajo estado de carga de la batería, circuito de paneles desconectado de batería, etcétera.

Dentro del banco de baterías en su parte superior o en lugares cercanos puede desarrollarse una fina capa de electrolito que puede causar quemaduras en el cuerpo, es conductor y en bancos grandes la tensión tan elevada puede ocasionar descargas eléctricas.

Hay reguladores de carga que minimizan la dispersión del electrolito y el uso de agua, al tiempo que minimizan el gaseo de la batería. Para hacer esto, mantienen la tensión de la batería por debajo de la región de gaseo intenso, donde el volumen elevado de gas causa la pérdida del electrolito. Para la carga adecuada de la batería es preciso un cierto gaseo.

Estos reguladores de carga han de colocarse en un armario homologado, con posibilidad de ventilación. Por seguridad, suelen exigirse paneles sin contactos accesibles. Un regulador de carga típico, debería colocarse en un armario homologado por *UL*, de forma que ninguno de sus terminales quedara accesible. Los armarios que contengan reguladores de carga, han de tener entradas para los cables y posibilitar la conexión de un tubo, cuando sea preciso. Debe quedar espacio en el interior para doblar los cables.

1.3.4 Inversores

En sistemas aislados, los inversores se usan a menudo para cambiar la corriente continua (DC) del banco de baterías a corriente alterna (AC) de 120 o 240 volts y 60 hertz (Hz).

Características que deben de tener los inversores:

Confiabilidad ante sobre corrientes, sabiendo distinguir cuándo se debe al arranque de un motor (y tolerarla) y cuándo a un cortocircuito (y cortarla).

Eficiencia de conversión, altamente dependiente de la potencia demandada en cada instante. Como los convertidores muestran una mayor eficiencia trabajando cerca de su potencia nominal, es conveniente seleccionar bien el modelo, a fin de que opere en esta condición habitualmente. El fabricante suele suministrar el rendimiento del inversor al 70% de su potencia nominal.

Cargador de baterías, conmutación automática, muchos inversores también incorporan la función opuesta: la posibilidad de cargar baterías en presencia de una fuente de corriente alterna (red, generador, etc.). A estos inversores se les conoce con el nombre de inversor/cargador. Otra característica especial es la capacidad de cambiar de una fuente de energía (Red, Baterías) de manera automática.

Los conductores entre el inversor y la batería deben tener mecanismos de desconexión y protección contra sobre corrientes Artículo 240,690-8(b) (4),-15. NOM-001-SEDE-2005. Estos inversores suelen soportar sobrecargas de corta duración (decenas de segundos) que son de 4 a 6 veces mayores que la salida nominal⁶. Por ejemplo, un inversor de 2 500 Watts puede verse sometido a una sobrecarga de 10 000 Volt-Amper durante 5 segundos cuando se arranca un motor. El NEC exige que la ampacidad de los conductores entre la batería y el inversor se adecue a los 2 500 Watts de salida del inversor. Por ejemplo, en un sistema de 24 volts, un inversor de 2 500 Watts entregaría 105 Amperes a plena carga (100% de eficiencia a 24 volts) y 420 Amperes para las sobrecargas del arranque de motores. La ampacidad de los conductores entre la batería y el inversor debe ser el 125% de los 105 Amperes, o 131 Amperes.

Para minimizar las caídas de tensión en estado estacionario, se debe tener en cuenta las caídas de tensión ocasionadas por las sobre tensiones y aumentar la eficiencia, para evitar este tipo de problemas se toma en cuenta un calibre mayor en los conductores como requisito de diseño. Así mismo se debe tener en cuenta esta consideración para el conductor de puesta a tierra de los equipos Artículo 250-95. NOM-001-SEDE-2005.

Según el informe de Censolar, cuando el banco de baterías tiene toma intermedia para proporcionar múltiples tensiones (es decir, 12 y 24 volts de un banco de baterías de 24 volts), el conductor negativo común conduce la suma de todas las corrientes de carga simultáneas. El conductor negativo debe tener una ampacidad al menos igual a la suma de todas las capacidades de los dispositivos que protegen a los conductores positivos, o tener una ampacidad igual a la suma de las ampacidades de los conductores positivos Artículo 690-8(c). NOM-001-SEDE-2005.

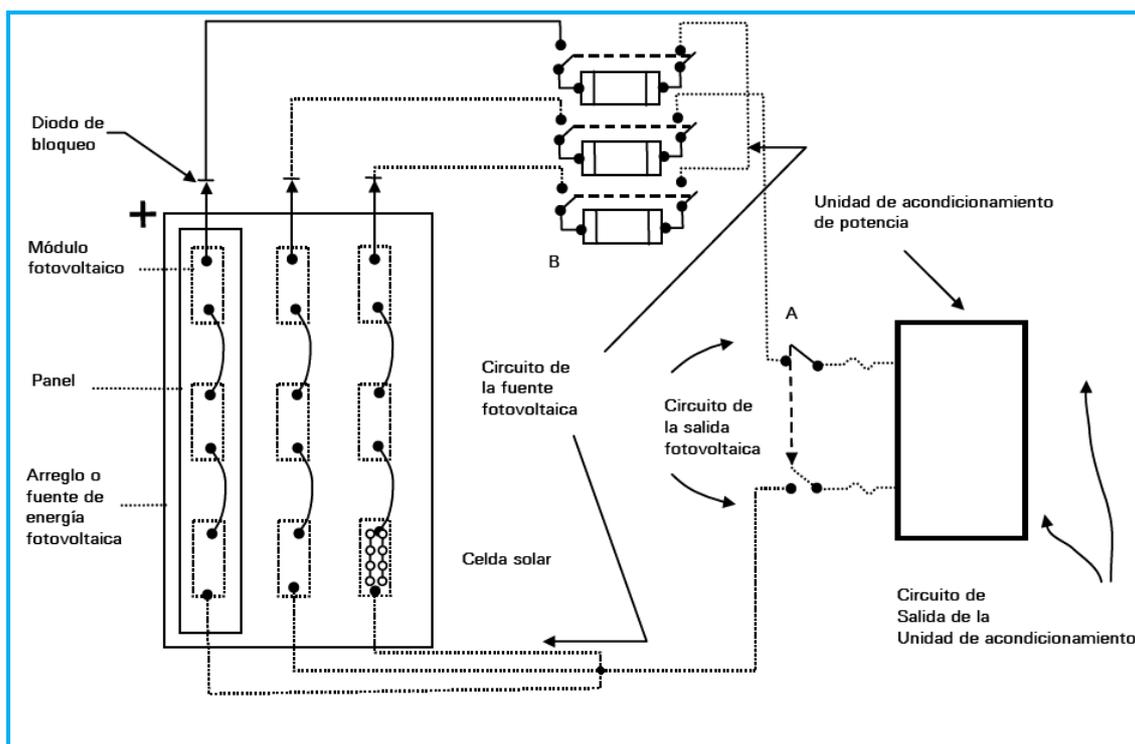
Se recomienda dividir los campos FV grandes en subcampos, teniendo cada uno una corriente de cortocircuito inferior a 64 Amperes. Esto permitirá usar equipo especificado para 100 Amperes (156% de 64 Amperes) en cada circuito fuente.

Con lo anterior nos podemos dar una buena idea de cómo debe de ser nuestra instalación de los paneles solares, y como debemos agruparlos para tener un mejor rendimiento, sin tener que arriesgar a las personas a que sufran un accidente y cualquier ser vivo que este cerca de la instalación como aves u otros animales silvestres.

⁶ Informe Sandía. Sandia National Laboratories. www.Censolar.org. Sistemas de Energía Fotovoltaica y el NEC.

En los sistemas fotovoltaicos como en las demás instalaciones eléctricas es muy importante la seguridad de las personas, en los sistemas fotovoltaicos se tiene que tener en cuenta que mientras los módulos estén expuestos a la luz, estos estarán energizados y por esta razón se debe hacer hincapié en la posibilidad de un choque eléctrico en la instalación, o al reemplazo o servicio de los componentes.

Para los paneles solares la capacidad de tensión eléctrica debe ser la tensión del circuito abierto especificada por el constructor de las celdas.



A: Medios de desconexión requeridos en 690-13.

B: Equipo permitido que debe estar en el lado de la fuente fotovoltaica de los medios de desconexión de dicha fuente, según se indica en la excepción 2 de 690-14. Véase 690-16

Figura 1. Sistema Solar Fotovoltaico

1.4 Sistema Residencial Autónomo de 500 W.

Es así que para este ejemplo se compararían diez paneles fotovoltaicos con las siguientes características:

Tamaño del campo: 10 módulos de 12 V y 51 W.

Marca: Siemens	Modelo: SP75
Potencia: 51 Watts.	Voltaje: 12 Volts.
Voltaje de Circuito Abierto: 20.7 Volts.	Corriente de Cortocircuito: 3.25 Amperes.
Fusible: 15 Amperes.	Irradiación Solar: 1000 W/m ²

Temperatura de Celda: 25° C	Regulador de Carga: 5 A dc
Un inversor de 500 W con una eficiencia del 90%.	Baterías: 800 A-h a 12 V

Como podemos observar las necesidades de nuestro proyecto son aproximadamente 500 W. En función de la radiación incidente, la temperatura y la carga que esté alimentando, un módulo fotovoltaico podrá trabajar a distintos valores de corriente y tensión.

El campo está dividido en dos sub campos de cinco módulos cada uno. Los módulos en cada sub campo se cablean entre sus cajas de conexiones y luego hasta la caja de conexiones del campo.

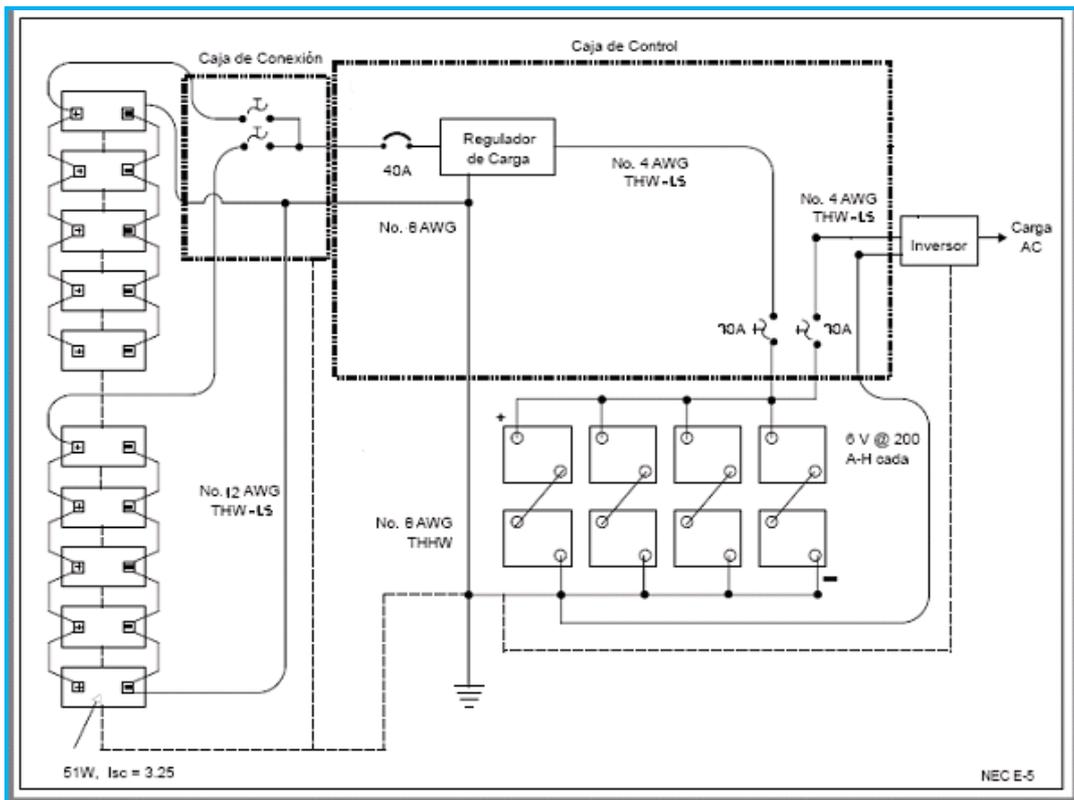


Figura 12. Pequeño Sistema Residencial Autónomo

El cálculo de la corriente eléctrica es como se plantea en la NOM-001-SEDE-2005 en el artículo 690-8 (a) y (b). Los conductores y dispositivos contra sobre corriente no deben de ser menor al 125% de la corriente de corto circuito.

La corriente de cortocircuito de cada módulo es 3.25 A.

Conductores

$$1.25 \times 3.25 = 4.06 \text{ A por módulo}$$

Ahora por cada sub campo tenemos:

$$5 \text{ módulos} \times 4.06 \text{ A} = 20.3 \text{ A.}$$

Por lo que según la NOM-001-SEDE-2005 en la tabla 310-16 nos muestra que el cable THW-LS para 60 °C.

El cable calibre No. 12 AWG, THW-LS = 25 A. > 20.3 A.

La temperatura ambiente en el estado de México es de 20 °C, para nuestro caso utilizaremos 30 °C, por considerar un aumento de la temperatura en época de Verano.

El factor de disminución de ampacidad para el cable THW-LS es de 1 para 26-30°C.

Por lo que tenemos 1 X 25 A. = 25

Por lo que según la NOM-001-SEDE-2005 en su apartado de la tabla 310-16 los conductores marcados con (*) les corresponde un **dispositivo termo magnético de 15 A.**

De acuerdo a la tabla 250-95 de la NOM-001-SEDE-2005, le corresponde un **conductor de tierra de calibre No. 14 AWG.**

Entonces tenemos para cada sub campo:

1 Conductor de Fase	Calibre 12 AWG.
1 Conductor para Neutro	Calibre 12 AWG.
1 Dispositivo contra sobre corriente	15 A.
1 Un conductor de Tierra	Calibre 14 AWG.

Los dos subsistemas se unen para formar el sistema que alimentará la residencia.

Capacidad de conducción de corriente:

10 paneles X 4.06 de corriente de corto circuito = 40.6 A.

Conductores

De la tabla 310-16 el cable THW-LS a 60 °C. Calibre No. 8 AWG = 40 A. > 32.5 A.

Para un dispositivo de sobre corriente de 40 A.

Le corresponde un conductor de tierra de calibre No. 10 AWG.

El inversor tiene una potencia continua de 500 W a 10.75 V y una eficiencia del 90% a este nivel de potencia.

$$I_n = \frac{500}{10.75 \times 0.9} = 51.6[A]$$

$$51.6A \times 1.25 = 64.6[A]$$

Los cables que van desde la batería hasta el centro de control tienen que adaptarse a los 64.6 A requeridos por el inversor, más lo requerido por el cargador de batería.

$$5A \times 1.25 = 6.25[A]$$

Por lo que tenemos 70.85 A.

De la tabla 310-16 de la NOM-001-SEDE-2005 tenemos que el cable THW-LS de calibre 4 AWG tiene una capacidad de conducción de corriente de 70 A.

Se puede usar este cable en el centro de control para el área desde las baterías hasta el inversor.

El termo magnético del circuito de descarga debe ser al menos de 70 A. Ó podría usarse uno de 100 A.

El conductor del electrodo de tierra es del número 8 AWG y se dimensiona para ajustarse al mayor conductor del sistema, que es el que va desde el campo hasta el centro de control.

1.5 Diseño del Sistema Eléctrico con Celdas Fotovoltaicas para el Comedor Industrial.

Se colocarán paneles solares con una capacidad de 205 W, y de acuerdo a la demanda que tiene el comedor de aproximadamente 170 Kw necesitaríamos alrededor de:

Potencia de Paneles Fotovoltaicos	205 Watts
Demanda en kW del Comedor	170 kW

$$\frac{170KW}{200W} = 830 \text{ Paneles}$$

Si tomamos en consideración que los paneles solares tienen como tamaño aproximado:

DIMENSIONES aproximadas de los paneles es:

$$1.590 \times 1.047 \times 0.0395 \text{ m. [62.60 x 41.22 x 1.55 in]}$$

Por lo tanto cada panel ocuparía un área de: 1.68 m².

Por lo que los 830 paneles ocuparían un área de: 1411 m².

Que se deberán colocarse en la azotea del comedor. Aunque según el plano arquitectónico del comedor su área es de: 527.6 m² por lo que el área de la azotea del comedor es mucho menor al área necesaria para poder tener la potencia necesaria que requiere, para poder realizar todas sus actividades normalmente.

Debido a esto se necesita ocupar el área aledaña al comedor para poder cubrir las necesidades de instalación de los paneles y demás accesorios.

El cálculo de la corriente eléctrica de los circuitos es de la siguiente manera.

1) Circuitos de la Fuente Fotovoltaica: La suma de la corriente eléctrica especificada de corto circuito de los módulos en paralelo.

2) Circuito de Salida Fotovoltaica: La corriente eléctrica especificada de corto circuito de la fuente de energía fotovoltaica.

3) Circuito de Salida del inversor: La corriente eléctrica de salida especificada del inversor o de la unidad de acondicionamiento de potencia.

En la figura se muestran algunos de los elementos que puede contener un sistema fotovoltaico, estos elementos ya se han mencionado anteriormente y en la figura solo se muestran como un ejemplo.

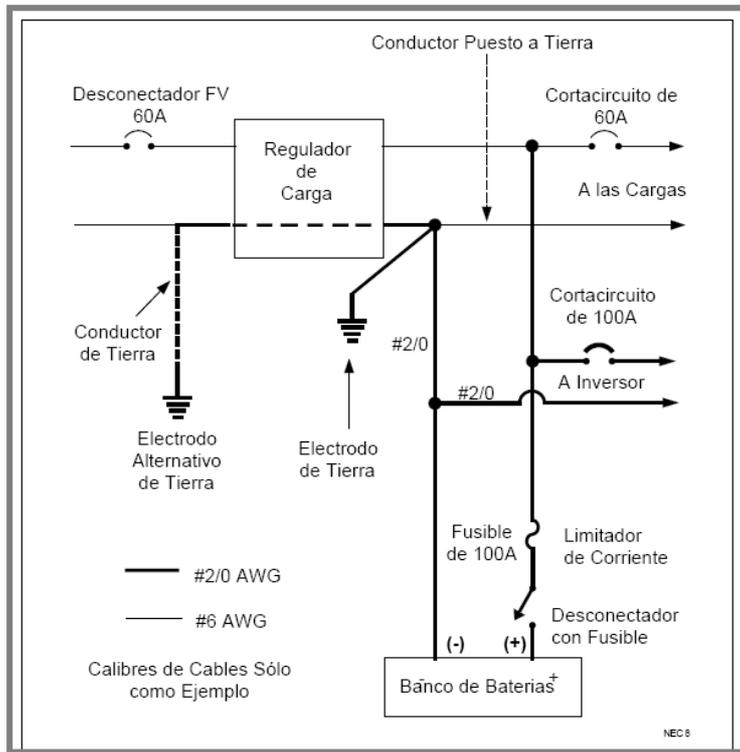


Fig. 2 Elementos de un sistema fotovoltaico

El cálculo de la corriente eléctrica de los circuitos que intervienen en el sistema solar fotovoltaico es muy importante ya que de ellos depende que nuestra instalación suministre la energía necesaria proporcionada por los paneles solares hasta la carga que la requiera.

Los conductores que se recomiendan en los circuitos de la fuente fotovoltaica son del tipo TWD-UV por su exposición a la luz solar como se muestra en el artículo 690-31 a). Métodos de Alambrado, sistemas de alambrado. NOM-001-SEDE-2005.

Nombre genérico	Tipo	Temp. máxima de operación °C	Usos permitidos	Tipo de aislamiento	Tamaño o Designación		Espesor nominal de aislamiento mm	Cubierta exterior ⁽¹⁾
					mm ²	AWG o kcmil		

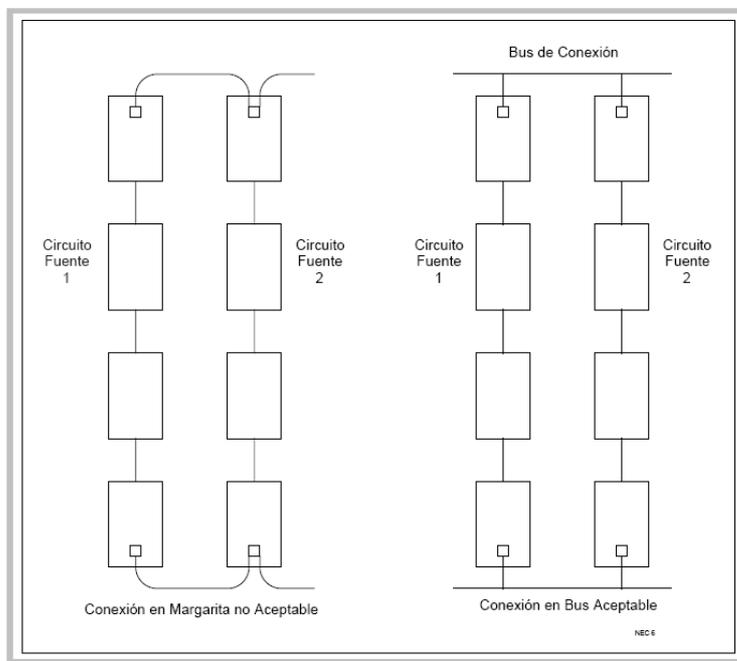
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 INGENIERÍA ELÉCTRICA - ELECTRÓNICA

Cable plano para acometida aérea y sistemas fotovoltaicos	TWD-UV	60	Lugares secos y mojados. Entrada de acometida aérea. Véase el Artículo 338. Sistemas fotovoltaicos. Véase el Artículo 690.	Termoplástico resistente a la humedad, al calor, a la intemperie y a la propagación de incendio.	3,31 -5,26 8,37 - 13,3	12 - 10 8- 6	1,20 1,58	Ninguna
Termoplástico resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendios, y de emisión reducida de humos y gas ácido	THW-LS ⁽⁴⁾	75 90	Lugares secos y mojados. Para la alimentación de equipos de iluminación por descarga eléctrica véase Artículo 410-31	Termoplástico resistente a la humedad, al calor, a la propagación de incendios, y de emisión reducida de humos y gas ácido.	2,08-5,26 8,37 13,3-33,6 42,4-107 127-253 304-507	14 -10 8 6 -2 1 - 4/0 250 -500 600 -1 000	0,76 1,14 1,52 2,03 2,41 2,79	Ninguna

Tabla 310-13. Conductores, Aislamientos y usos. NOM-001-SEDE-2005

Como se muestra en la tabla 310-13 los conductores TWD-UV para sistemas fotovoltaicos tienen características muy semejantes a los conductores THW-LS los cuales son más comerciales, por lo tanto para cálculos se utilizarán los cables THW-LS como referencia.

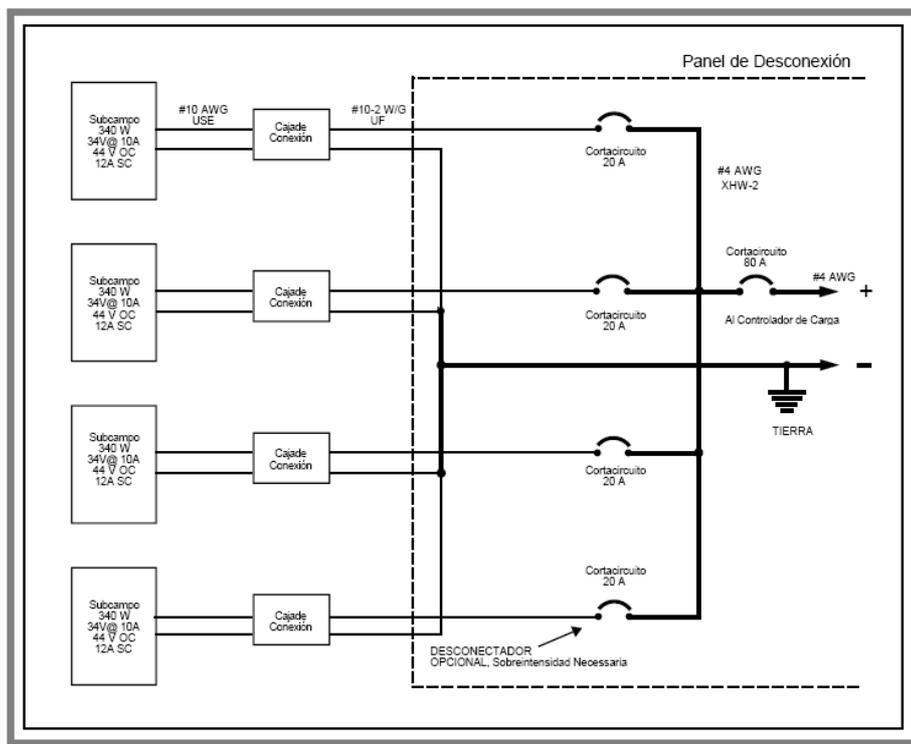
La figura muestra dos maneras de conectar en paralelo los paneles solares, la figura del lado izquierdo es una conexión en donde al desconectar un panel se interrumpe la conexión del conductor de puesta a tierra. En el lado derecho se muestra una conexión de paneles solares que cumple con los requisitos adecuados de la instalación como se expresa en el artículo 690-4(c). Instalación, de la NOM-001-SEDE-2005.



Como nuestro sistema solar fotovoltaico se colocará en la azotea del comedor es necesario tener la protección de falla a tierra como se expresa en el artículo 690-5 Detección e interrupción de fallas a Tierra. NOM-001-SEDE-2005. Para reducir el riesgo de un incendio, interrumpiendo la trayectoria de la falla y desconectando el sistema.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 INGENIERÍA ELÉCTRICA - ELECTRÓNICA

Como en cualquier instalación eléctrica el sistema fotovoltaico debe protegerse contra sobre intensidades como se indica en la NOM-001-SEDE-2005 en el artículo 690-9. Y 240 Protección contra sobre corriente.



El sistema queda mejor protegido contra transitorios de sobre tensiones por descargas eléctricas atmosféricas si el punto de conexión de puesta a tierra se localiza tan cerca de la fuente fotovoltaica como sea posible.

Las partes metálicas de los marcos de los módulos, del equipo y de las envolventes de conductores que no lleven corriente eléctrica, deben ser puestas a tierra sin importar la tensión eléctrica según 690-43. Puesta a Tierra del Equipo. NOM-001-SEDE-2005.

Para elegir el panel solar utilizamos todas las consideraciones antes mencionadas. De acuerdo a las especificaciones técnicas de los paneles solares Sharp modelo ND-187U1F de 205 Watts.

Características Eléctricas			
Cell	Poly-crystalline silicón		
No. de Celdas y Conexiones	54 en serie		
Voltaje a Circuito Abierto (Voc)	32.7 V		
Voltaje a Potencia Máxima (Vpm)	25.8 V		
Corriente de Corto Circuito (Isc)	7.99 A		
Corriente a Potencia Máxima (Ipm)	7.25 A		
Potencia (Pmax)	205 W (+10% - 5%)		
Eficiencia del Modulo a Máxima Potencia (hm)	12.7%		
Voltaje Máximo del Sistema	600 VDC		
Fusibles	15 A		
Tipo de la Terminal de Salida	Lead Wire with MC Connector		
Características Mecánicas			
	Largo (m)	Ancho (m)	Profundidad (m)

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA - ELECTRÓNICA

Dimensiones	1.5	1	.05
Peso	18.0 Kg.		

Índices máximos de Temperatura	
Temperatura de Operación (min. y máx. °C)	-40 a 90°C
Temperatura de Almacenamiento (min. y máx. °C)	-40 a 90°C

En nuestro sistema fotovoltaico se tiene contemplado utilizar paneles con una potencia de 205 W y 25 V. controladores de carga con una entrada de 12 Volts, baterías de ciclo profundo de 12 volts y 100 A*h, e inversores de 6000 W. y con un voltaje de entrada de 12 V y un voltaje de salida de 240 V.

Para poder generar los 6000 Watts requeridos por el inversor es necesario agrupar los paneles de la siguiente forma:

- 2 Subsistemas con 15 paneles de 200 W cada uno.
- 1 controlador de carga de 12 volts.
- 5 Baterías de ciclo profundo de 12 volts y 100 A*h.
- 1 Inversor de 6000 Watts a 12 volts.

Ahora para la instalación eléctrica de los paneles fotovoltaicos es necesario hacer los siguientes cálculos para cableado, para la interconexión de los módulos y la llegada a la caja de conexión de los dos subsistemas de 15 paneles fotovoltaicos.

La corriente de corto circuito de cada panel es de 8 A.

$125\% \text{ (NOM)} \times 8 \text{ A} = 10 \text{ A.}$ por módulo.

La temperatura ambiente del Estado de México es de 20°C, fuente INEGI. La conducción de corriente del cable TW calibre 14 AWG es de 20 A, aplicando el factor de corrección por temperatura:

$20 \text{ A} \times 1 = 23.5 \text{ A.}$ Por lo que $20 \text{ A} > 10 \text{ A.}$

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA - ELECTRÓNICA

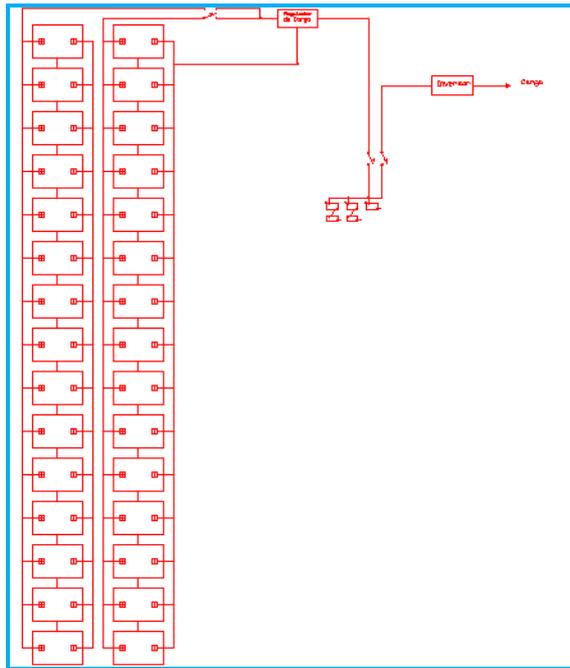


TABLA 310-16.- Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de conductores aislados para 0 a 2 000 V nominales y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o directamente enterrados, para una temperatura ambiente de 30 °C

Tamaño o Designación		Temperatura nominal del conductor (véase Tabla 310-13)					
		60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C
mm ²	AWG o kcmil	TIPOS TW*, CCE, TWD-UV	TIPOS RHW*, THHW*, THW*, THW-LS, THWN*, XHHW*, TT, USE	TIPOS MI, RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THW-LS, THW-2*, XHHW*, XHHW-2, USE-2 FEP*, FEPB*	TIPOS UF*	TIPOS RHW*, XHHW*	TIPOS RHW-2, XHHW*, XHHW-2, DRS
		Cobre			Aluminio		
0,824	18	---	---	14	---	---	---
1,31	16	---	---	18	---	---	---
2,08	14	20*	20*	25*	---	---	---
3,31	12	25*	25*	30*	---	---	---
5,26	10	30	35*	40*	---	---	---
8,37	8	40	50	55	---	---	---
13,3	6	55	65	75	40	50	60
21,2	4	70	85	95	55	65	75
26,7	3	85	100	110	65	75	85
33,6	2	95	115	130	75	90	100
42,4	1	110	130	150	85	100	115
53,5	1/0	125	150	170	100	120	135
67,4	2/0	145	175	195	115	135	150
85,0	3/0	165	200	225	130	155	175
107	4/0	195	230	260	150	180	205
127	250	215	255	290	170	205	230

Para cada subsistema tenemos que son 15 módulos X 10 A. por módulo = 150 A.

De la Tabla 310-16 de la NOM-001-SEDE-2005, Tenemos:

La conducción de corriente del cable THW-LS calibre 4/0 AWG es de 195 A.

Por lo que $195 A > 150 A$.

Ahora con este valor obtenemos nuestro dispositivo contra sobre corriente.

Protección: $I_{int} = 1.25 \times I_c = 1.25 \times 150 = 187.5 A$

Para la protección se utilizara un **Interruptor Termo magnético de 3P-200 A**.

Selección del conductor de puesta a tierra.

De la tabla 250-95 de la NOM- 001 –SEDE –2005 se selecciona una **tierra:**
Calibre 6 AWG.

Para el Cálculo de la canalización se utilizan las tablas 4 y 5 del Capitulo 10 de la NOM-001-SEDE-2005.

Canalización:	4 x 123.0 mm ²	= 492 mm ²
	1 x 13.3 mm ²	= 13.3 mm ²
	Total:	505 mm ²

Por lo tanto le corresponde **una tubería de: 40.9 mm** de diámetro ó 1 1/2".
Para la conexión de los subsistemas hacía la carga tenemos lo siguiente:

A la salida del inversor tenemos 6000 Watts y un voltaje de 220 Volts. $\frac{6KW}{220V} = 27.7 A$

Por lo que el conductor adecuado según la tabla 310-16 es de calibre 8 AWG.

$40 A > 27.7 A$.

Para nuestro dispositivo de sobre corriente tenemos lo siguiente:

Protección: $I_{int} = 1.25 \times I_c = 1.25 \times 27.7 = 34.6 A$

Para la protección se utilizara un **Interruptor Termo magnético de 3P- 40 A**.

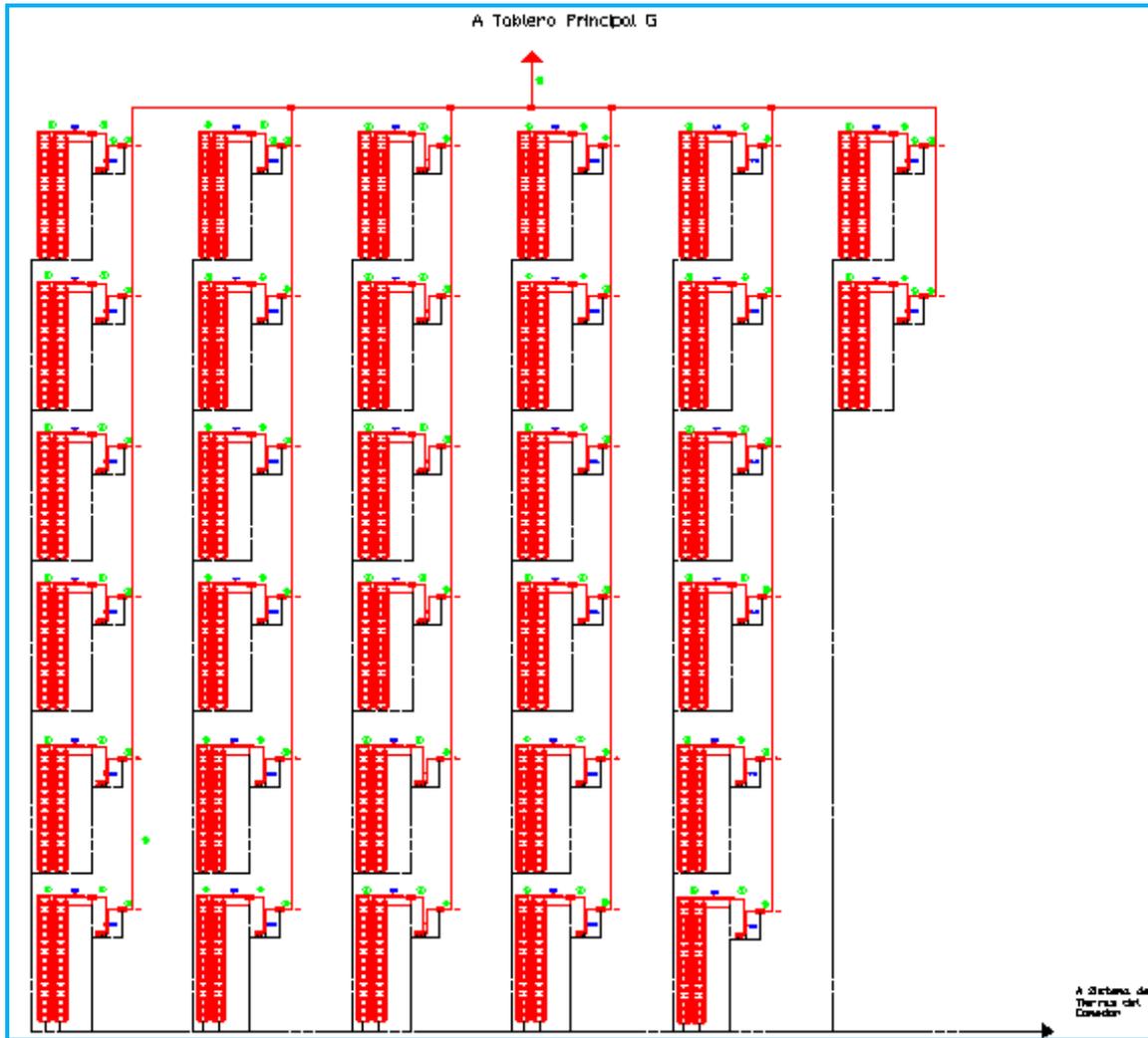
Selección del conductor de puesta a tierra.

De la tabla 250-95 de la NOM- 001 –SEDE –2005 se selecciona una **tierra:**
Calibre 10 AWG.

Para interconectar los 6 sistemas de 6000 Watts.

Que a su vez se conecta al total del sistema fotovoltaico, 32 sistemas de 6000 Watts teniendo en total 192 KW.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA - ELECTRÓNICA



Capítulo 2.

Micro-generación.

2.1 Micro-generación.

Se considera como micro-cogeneración a las centrales que producen electricidad y calor con potencias eléctricas entre 30 y 500 kW ¹, produciendo bajas emisiones de óxido de nitrógeno y otros contaminantes.

Sus aplicaciones son normalmente en climatización de edificios: hoteles, escuelas, hospitales, oficinas, centros deportivos, comedores industriales etc. La micro-cogeneración en centros aislados permite minimizar los altos costos que tiene la generación propia. Haciendo además de estos centros de trabajo o esparcimiento lugares que afectan muy poco a la naturaleza.

2.2 Evolución de la Micro generación.

Una de las tecnologías que se tienen en la actualidad para cubrir necesidades de autogeneración energética menores a los 500 Kw son las micro turbinas.

Se puede considerar como micro turbinas a las turbinas de gas cuya potencia unitaria esta en el rango de los 30 a 200 Kw eléctricos, son unidades compactas compuestas por un compresor, un combustor, una turbina de gas y un generador eléctrico. Estos equipos tienen una larga historia en el campo aeronáutico y todos los aviones comerciales de cierto tamaño, disponen de pequeñas turbinas (AP1) para la generación eléctrica en tierra y permitir el arranque de las grandes turbinas de propulsión.

A lo largo de los años 90, en parte debido a la crisis energética de California, se desarrollaron equipos para permitir una generación autónoma simple, de alta disponibilidad y con bajo mantenimiento.

En 1996, CAPSTONE presenta la primera versión de la turbina de 30 kw. Hoy hay más 3500 máquinas funcionando en todo el mundo. A partir de este momento el número de turbinas instaladas crece rápidamente al encontrarse otras aplicaciones donde la generación distribuida a pequeña escala tenía muchas ventajas. Así se desarrollan equipos de recuperación térmica de pequeña potencia para realizar instalaciones de micro-cogeneración.

La evolución tecnológica de estos sistemas ha originado la existencia de máquinas para todo tipo de combustibles desde gas natural a biogás pasando por gas propano, gases residuales, gases de bajo poder calorífico como los obtenidos de rellenos sanitarios y gasolina.

Actualmente casi todos los procesos de generación de energía usados en las grandes centrales pueden ser reproducidos a pequeña escala. A este nivel, tanto los rendimientos energéticos como los costos de instalación por Kw están mejorando e incrementando la competitividad.

A continuación se muestra una comparativa de las tecnologías de cogeneración respecto de su eficiencia eléctrica y térmica.

¹Jornada Técnica sobre Cogeneración. PowerExpo 2006 – Zaragoza. CAPSTONE

Tecnología de cogeneración	Eficiencia	
	Eléctrica (%)	Térmica (%)
Turbina de vapor	33	52
Turbina de gas sin post-combustión.	38	47
Turbina de gas con post-combustión.	38	42
Ciclo combinado	57	33
Motor reciprocante (aprovechando calor de gases de combustión y calor del sistema de enfriamiento)	40	30
Motor reciprocante (aprovechando calor de gases de combustión y calor del sistema de enfriamiento)	40	20
Micro turbina	30	50

Tabla 1. Eficiencias de diferentes tecnologías de cogeneración

2.3 Micro turbina de Gas

2.3.1 Funcionamiento de la Micro turbina de gas

Las micro turbinas difieren en gran parte de la mayoría de los métodos tradicionales de generación de energía eléctrica usados en la industria, con emisiones sumamente bajas de gases, y resultan particularmente útiles en muchas aplicaciones industriales y comerciales. Una micro turbina es esencialmente una planta de poder miniatura, auto contenida. Tiene una sola parte móvil, sin cajas de engranes, bombas u otros subsistemas, y no utiliza lubricantes, aceites o líquidos enfriantes.

Uno de los usos más prácticos y eficientes de la micro turbina está en la cogeneración. Utilizando ambas formas de energía simultáneamente, energía eléctrica y calor, permite maximizar el uso del combustible con eficiencias del sistema entre 70-80%², es por eso una de las principales ventajas de utilizar en la vida práctica una micro turbina para generar energía.

La operación de las micro turbinas, las cuales utilizan gas como combustible, se obtienen ahorros aproximados de 35% sobre los gastos por concepto de electricidad y aprovechamiento térmico (aire acondicionado) en los inmuebles equipados, con un retorno de la inversión estimado en dos años.

La micro turbina Capstone genera una potencia mecánica de 30 kW en un pequeño eje donde se montan la rueda del compresor y la de la turbina (derecha y centro en la foto). Todo el conjunto pesa menos de 10 Kg, y tiene unos 15 cm de diámetro. Para poder generar esta elevada potencia, este eje gira a plena carga a 90,000 rpm. Si lo comparamos contra las actuales turbinas de gas, de 350 MW de potencia, con ejes de

² Power expo 2006 – Zaragoza España. Capstone

más de 2 m de diámetro y que giran a unos 1,500 rpm, la cuales están en la frontera de la tecnología de materiales (con alabes de 1 metro de estructura mono cristalina), entenderemos uno de los principales paradigmas de las turbo máquinas, que consiste en la relación inversa que se da entre su potencia y su relación de costo específico.



Figura 12. Eje de la Micro Turbina

2.3.2 Esquema

A continuación se muestra en las figuras dos tipos de Micro Turbinas, la primera de la Empresa Capstone y la segunda una Micro Turbina Elliot del Grupo Ebara. En este primer diagrama un compresor alimenta aire a alta presión a una cámara de combustión en la que se inyecta el combustible, que al quemarse generará gases a alta temperatura y presión, que a su vez, alimentan a la turbina donde se expanden generando energía mecánica que se transforma en energía eléctrica a través de un generador acoplado a la flecha de la turbina.

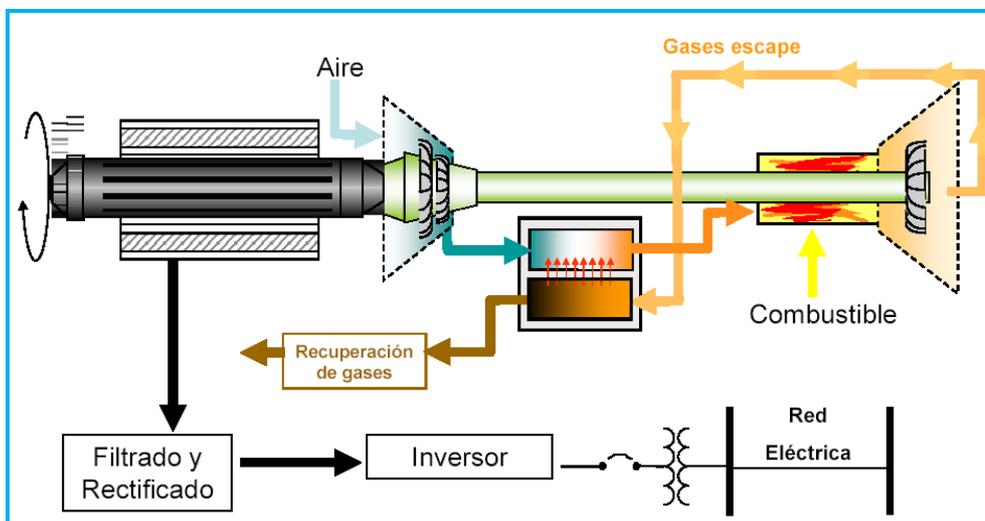


Figura 13. Micro Turbina Capstone

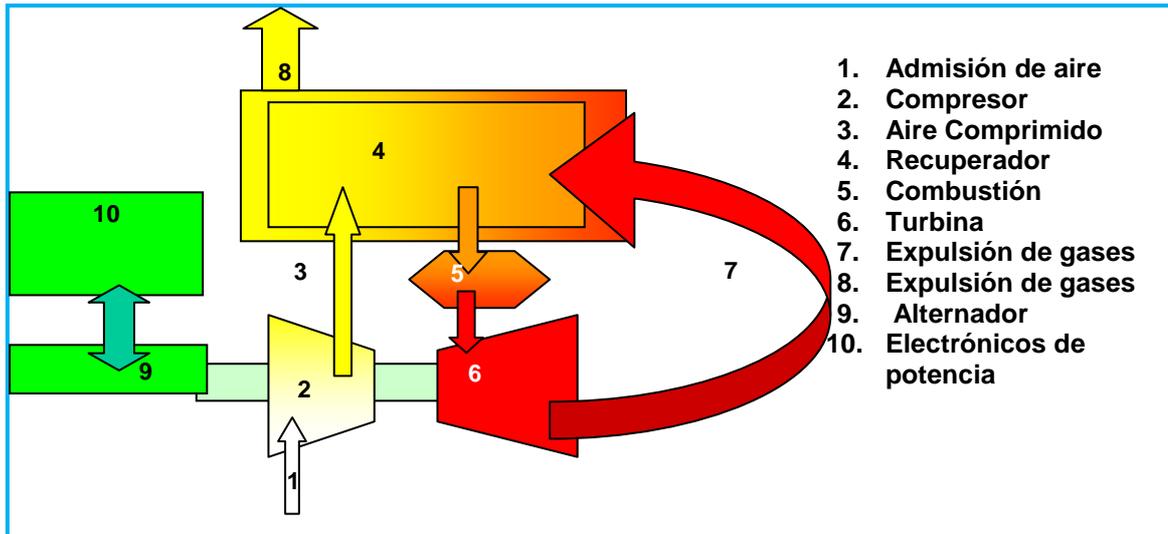


Figura 14. Diagrama de Bloques de una Micro turbina Elliot (Ebara Group) Distribuida en México por Planelec.

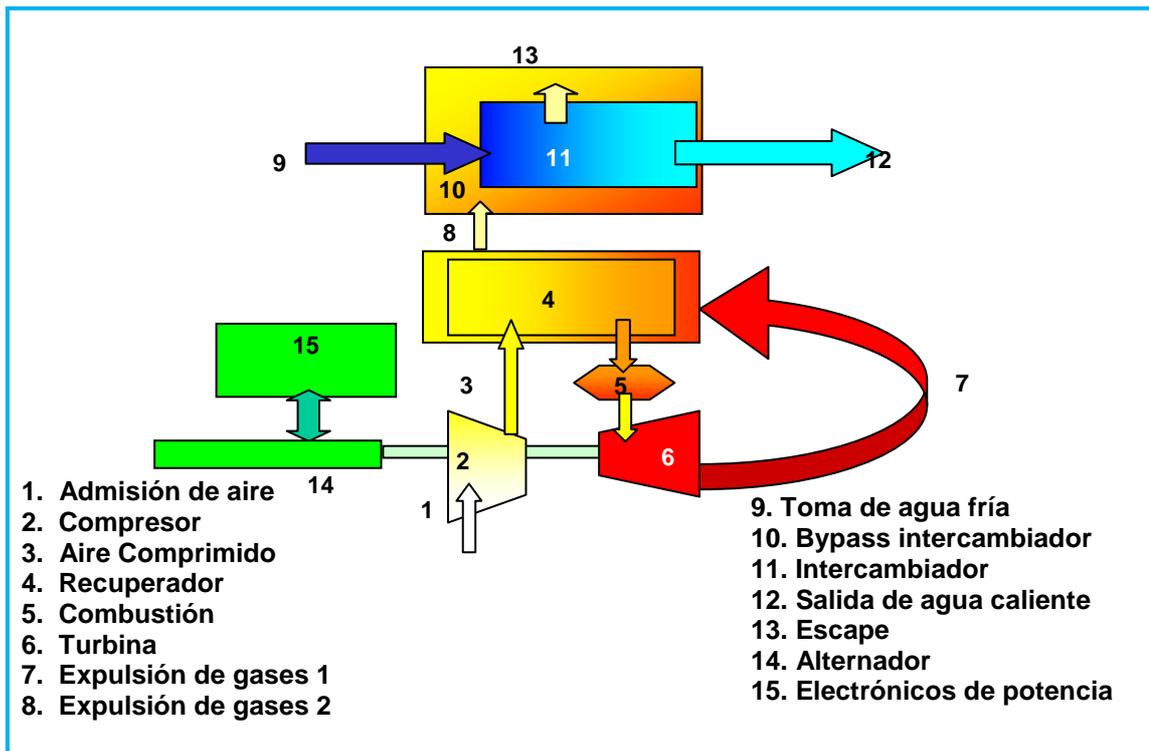


Figura 15. Diagrama de Micro Turbina Elliot (Ebara Group) CHP Primera unidad de recuperación totalmente integrada año 2001 con compresor de gas.

2.3.3 Parte Móvil

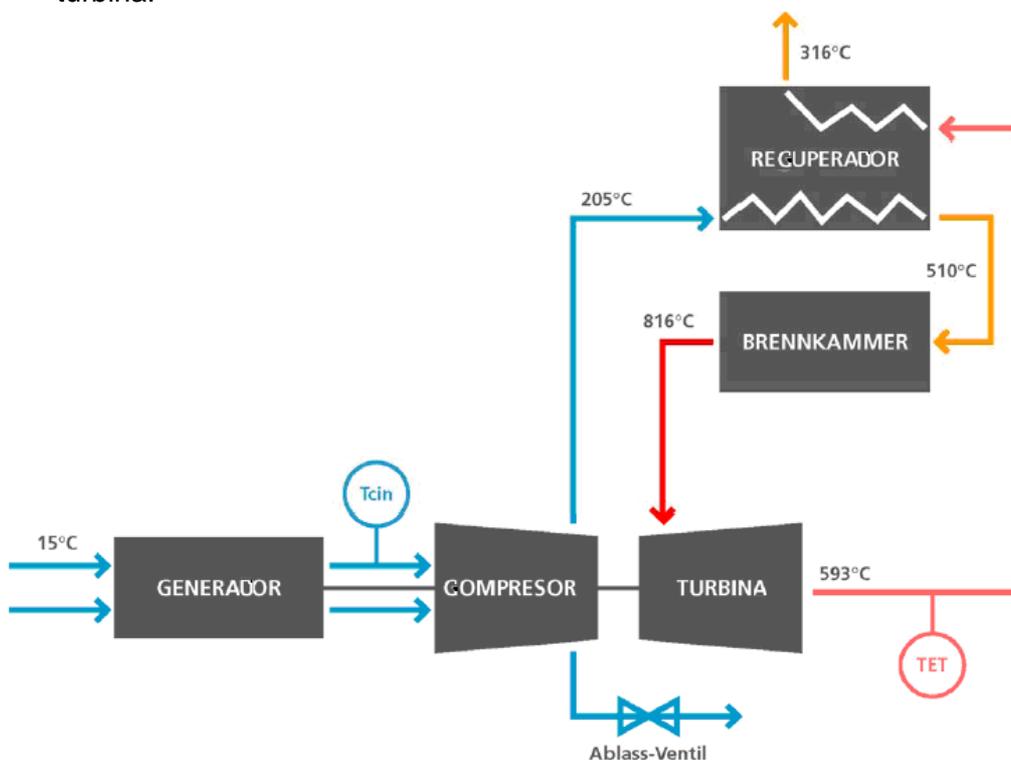


Figura 16. Parte Móvil

En la figura se muestra la única parte móvil de una micro turbina. En realidad una micro turbina no tiene cambios considerables de una turbina común o convencional, la principal diferencia que podríamos encontrar es que se tiene un ciclo de recuperación para mejorar el rendimiento eléctrico.

2.3.4 Flujo de Gases

La eficiencia eléctrica varía entre el 15% y el 30%, esto depende si hay o no recuperación térmica después del compresor. En la figura se muestran las temperaturas de los gases después de pasar por cada parte de la micro turbina.



Los gases de escape tienen una temperatura que va de 500 a 650 °C. Estos gases son relativamente limpios y por lo tanto se pueden aplicar directamente a procesos de secado, o pueden ser aprovechados para procesos de combustión posteriores, ya que tienen un contenido de oxígeno de alrededor del 15%. Debido a su alta temperatura, estos gases suelen ser empleados a su vez, para producir vapor, que se utiliza en los procesos industriales e inclusive, para generar más energía eléctrica por medio de una turbina de vapor.

2.3.5 Identificación de Componentes de una Micro Turbina

CORTE TRANSVERSAL DE UNA MICRO TURBINA DE GAS DE 30 kW

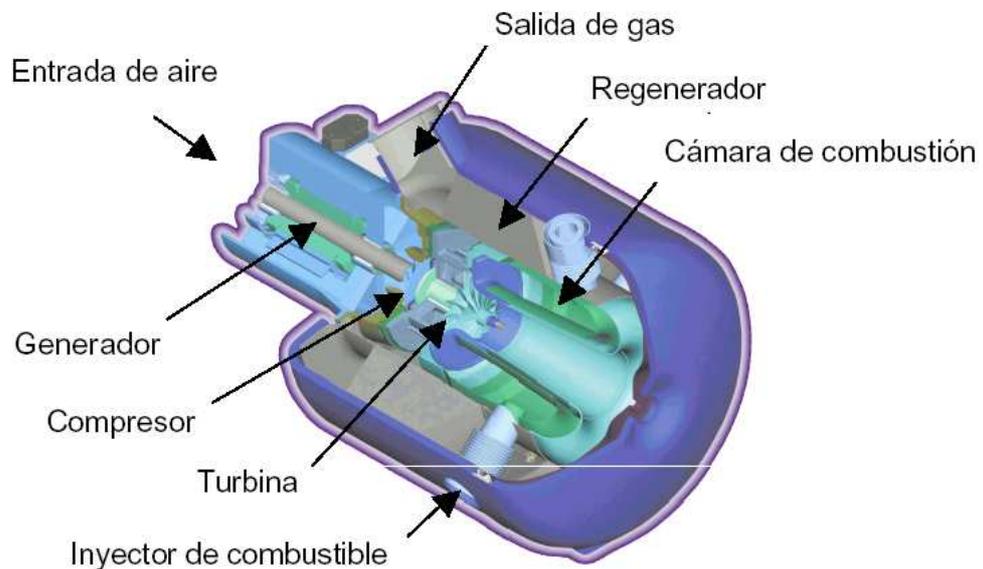


Figura 17. Corte transversal de una Micro Turbina.



Figura 18. Micro Turbina Capstone

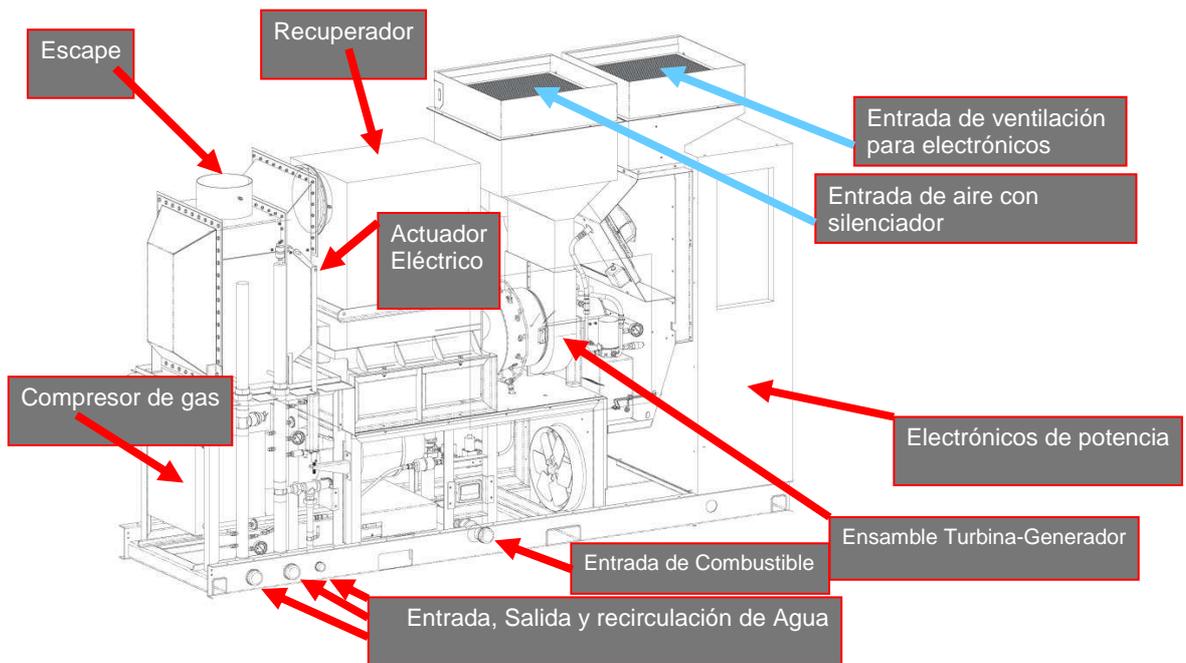


Figura 19. Micro Turbina TA 100 de Elliot Micro turbinas distribuida en México por Planelec.

2.3.6 Aprovechamiento Térmico

Las micro turbinas dan todo el calor del resultado de la generación de la electricidad en forma de gases de escape, por lo que el aprovechamiento es mas sencillo que en motores donde se tiene la misma parte del calor en agua y la otra mitad en gases. Su limitación para la potencia es debido a la electrónica, esto permite que cuando existen otras limitaciones como la altura se puedan compensar por la temperatura.

CR65 Potencia neta y Rendimiento

A Temperatura Ambiente, Nivel del mar

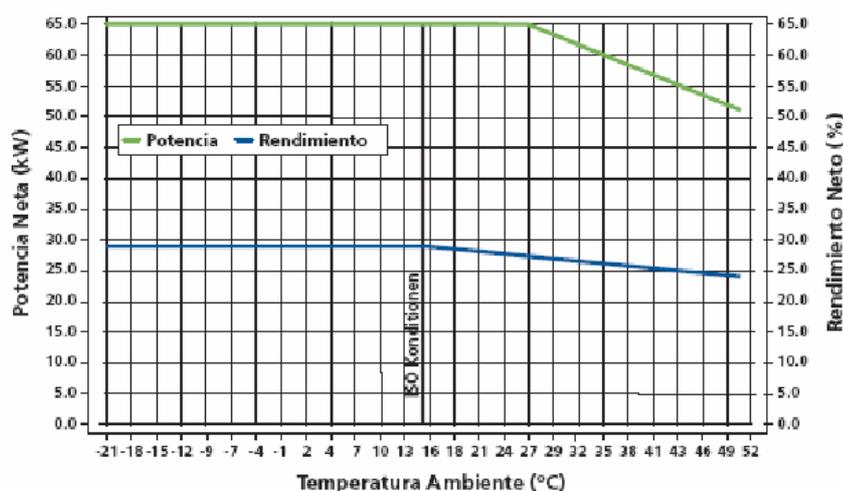


Figura 18. Obtenida de la CR 65 de Capstone Micro turbine

Se muestra la variación de la potencia y rendimiento en comparación con la temperatura ambiente, de esta manera podemos observar que un incremento en la temperatura ambiente perjudica la potencia neta obtenida por la micro turbina y su rendimiento.

2.4 Instalación de Turbinas de Gas.

A continuación se presentan algunos de los aspectos generales para la instalación de micro turbinas de gas, la cual tiene como referencia al Standard 37 de la NFPA, que se refiere a la Instalación de Turbinas de Gas y Motores de Combustión interna.

En los siguientes párrafos se hace mención de los principales apartados referentes a la instalación de turbinas de gas y de los cuales se pensó era necesario su mención como referencia, para la seguridad del personal de trabajo y de las instalaciones involucradas.

2.4.1 Equivalencia.

Nada en este Standard tiene la intención para impedir el uso de sistemas, métodos, o dispositivos equivalentes o de calidad superior, fuerza, resistencia al fuego, efectividad, durabilidad, y seguridad.

2.4.2 General.

Los siguientes párrafos son extraídos del Standard 37 de la NFPA.

Turbina de Combustión de Gas. Un motor que produce energía mediante un eje utilizando el ciclo Bryton, donde la presión del aire (atmosférica) es drenada a un compresor; el aire comprimido entonces fluye a una cámara donde el combustible es inyectado y ocurre una combustión continua, resultando un gas caliente a alta presión para su expansión en esta sección (turbina) donde la energía del calor es convertida rotativamente en energía mecánica.

Todos los motores deberán ser situados en lugares accesibles para poder realizar el mantenimiento, reparaciones y lejos de lugares donde se puedan tener chispas que ocasionen algún incendio.

El aire deberá ser suministrado con los requerimientos mínimos para la combustión, enfriamiento, con la ventilación adecuada, y para evitar fugas de gas que se encuentren en otros dispositivos de combustión.

Los materiales combustibles no deben ser almacenados en casas de máquinas cerradas y en lugares donde se realicen operaciones o mantenimiento a diario. Cada uno de los materiales combustibles deberá ser almacenado apropiadamente.

Motores alimentados con gas no deben ser instalados en cuartos que contengan equipo como calderas o con llamas sin equipo de protección.

Los filtros de aire deben ser del tipo contra incendio cuando se lleguen a exponer a algún tipo de fuego.

2.4.3 Instalación Eléctrica.

La Instalación Eléctrica en cuartos que contengan motores debe llevarse a cabo con el NEC. Código Eléctrico Nacional. Para nuestro caso se utiliza la NOM-001-SEDE-2005 como referencia para la instalación eléctrica.

Cableado de Motores. Cables y materiales aislados deberán tener todas las siguientes características.

- 1) Capacidad para mantener flexibilidad bajo las operaciones típicas del motor y sus rangos de temperaturas.
- 2) Capacidad par tener la absorción mínima posible de aceites, combustibles, y otros fluidos comúnmente encontrados en el área cercana al motor.
- 3) Información para el uso continuo en los rangos de temperatura que ocurrirán en el lugar donde sea instalado.

Los cables deben ser protegidos por fusibles o interruptores de acuerdo con su ampacidad.

Los cables deberán ser de cobre.

Los circuitos de Tierra en el cableado del motor debe distinguirse adecuadamente como en los siguientes casos.

- (1) Verde.
- (2) Verde con una franja amarilla.
- (3) Cable trenzado desnudo.

Los circuitos de control eléctrico en los motores que no tengan uso de emergencia, deben ser diseñados para cerrar automáticamente el motor cuando sea activado el circuito interruptor, desconectado o el cable sea cortado.

Las baterías, cables y demás dispositivos eléctricos deben ser protegidos contra arcos y cortos accidentales.

Requerimientos generales para la instalación.

Los motores deben ser instalados de acuerdo con lo siguiente:

- (1) Aplicando los estándares y códigos de la NFPA.
- (2) Estándares industriales.
- (3) Requerimientos de uso.

2.4.4. Suministro de Gas Combustible

Pipas de Gas. Las pipas de gas deben ser instaladas por uno de los siguientes métodos.

- (1) Todos los sistemas de gas con presiones en servicio iguales o menores a 861.8 kPa (125psig) deben ser instaladas de acuerdo con el estándar NFPA 54.
- (2) Los sistemas de gas LP, licuado o vapor, deben ser instalados de acuerdo con NFPA 58.

Está aprobado el uso de conectores y tubería flexible para protección contra daño causado por hundimiento, vibración, contracción o corrosión.

Está aprobado el uso de conectores y tubería no metálica para protección contra daño causado por hundimiento, vibración, contracción o corrosión, excepto para la fase de gas líquido.

Reguladores. Un regulador de la presión de gas debe estar ventilado dentro de un espacio de 1.5 m o encontrarse en una estructura abierta.

Cuando la presión del gas en el lado superior de un regulador sea mayor a una presión de 3.5 kPa, debe ser instalada una válvula de alivio en el lado inferior del regulador y estar ventilado.

Válvulas. Manual de Válvulas de Cierre.

Si la válvula de cierre esta abierta, la llave de seguridad debe estar bien marcada, y en una localidad cercana y accesible a la válvula.

Válvulas de seguridad de cierre automático. Las válvulas de seguridad de cierre automático deben parar el flujo del combustible al motor, cuando el motor llegue a parar por alguna causa.

Turbinas de Combustión de Gas.

Los depósitos de aceite lubricante provistos con calentadores, deberán tener un interruptor que indique el nivel bajo de aceite del calentador, para poder apagar el calentador antes de que el nivel de aceite este por debajo de la tapa del elemento del calentador.

Las reservas del aceite lubricante provistas con una bomba como dispositivo de desplazamiento del aceite lubricante, debe estar provista de una válvula de alivio de presión.

Las reservas del aceite lubricante de las pipas para turbinas de combustión de gas que manejen compresores, tomen gases flaméales, que además utilicen una combinación de aceites y junten sistemas de aceite, no deben de terminar en la trayectoria del gas de escape.

2.4.5 Protección contra Fuego.

Una evaluación del riesgo de fuego debe ser realizada para cada instalación de equipo de motor con respecto a lo siguiente:

- (1) Diseño.
- (2) Disposición.
- (3) Requerimientos de operación.

Los extinguidores de Fuego Portátiles, deben de estar de acuerdo a lo que indica el apartado de la NFPA 10 para Extinguidores de fuego.

El personal implicado en la instalación y operación de motores debe ser entrenada en el uso de extintores de fuego portátiles.

Sistemas de Alarma y Detección de Fuego.

Las válvulas de paro automático de combustibles, que son requeridas por otras secciones de este estándar deben ser arregladas para cerrarse cuando sea activado el sistema de detección de fuego dentro de la zona de alarma de incendio que cubre el motor incluyendo sus equipos auxiliares.

Sistemas y equipo de protección contra incendios.

Las válvulas automáticas de paro de combustible que son usadas por motores de emergencia o motores que son constantemente usados deben permitir la reactivación del sistema de detección.

Los sistemas de ventilación mecánica, deben ser arreglados para cerrarse bajo la activación del sistema supresor de fuego dentro del recinto del motor.

Con todas estas recomendaciones es posible llevar a cabo una instalación segura y efectiva de una turbina de gas, teniendo en cuenta que nuestro propósito es utilizar micro turbinas de gas, las cuales como es de suponerse su tamaño es mucho menor como se ha mostrado en los primeros capítulos.

Capítulo 3

Instalación Eléctrica del Comedor

La **Instalación Eléctrica del Comedor** deberá suministrar la energía desde el punto de conexión al sistema eléctrico existente, hasta los puntos de utilización de una manera óptima y sobretodo con seguridad para las personas y el equipo eléctrico que se encuentre dentro del inmueble; de tal forma que se utilicen los materiales adecuados en sus capacidades reales, tanto en sus dispositivos de conducción como en los de protección y control, para mantener en óptimas condiciones el estado de las instalaciones y personas.

El **Proyecto de Instalación Eléctrica** se realizó bajo los parámetros de la Norma Oficial Mexicana vigente de instalaciones eléctricas **NOM-001-SEDE-2005**, con los requerimientos del usuario y bajo criterios de proyecto.

3.1 Estudio Eléctrico (Sistema Eléctrico, Tensiones Eléctricas y Distribución de la Energía Eléctrica).

Para distribuir la energía eléctrica se utilizarán conductores de cobre con aislamiento tipo THW-LS a 600V y 75°C para Alimentadores y Circuitos Derivados.

Para canalizar los alimentadores y circuitos derivados se propone el uso de Tubería de P.G.G. para uso interior, ya sea aparente o plafón.

La distribución de los equipos de utilización es con base en los requerimientos del usuario. Las trayectorias, cableados y detalles de instalación se pueden revisar en la Memoria de Cálculo Eléctrica y en los Planos que constituyen el Proyecto de Instalación Eléctrica.

3.2. Aplicación y Utilización de la Energía Eléctrica.

La aplicación y utilización de la energía eléctrica se efectúa en las cargas que constituyen los sistemas de:

- Alumbrado Interior y Exterior
- Receptáculos de Uso General
- Receptáculos de Energía Regulada.
- Alumbrado

Toda la iluminación interior se proporciona con luminarias de tipo fluorescente.

3.3 Sistema de Puesta a Tierra.

El Sistema de Tierra es existente en la zona donde se encuentra el comedor, por lo que se proyecta un alimentador eléctrico con un conductor de puesta a Tierra desnudo. Todas las partes metálicas de la Instalación Eléctrica no portadoras de corriente eléctrica, tales como gabinetes de tableros de distribución, gabinetes de interruptores de seguridad, cajas de conexiones metálicas, así como los equipos que así lo requieran y receptáculos eléctricos se conectarán al Sistema de Tierra por medio de un conductor de puesta a tierra de características y calibre indicado en Planos de Proyecto y Cuadro de Cargas.

Todos los receptáculos tendrán una derivación para conectarse a tierra, cabe destacar que la NOM-001-SEDE-2005 en su artículo 250(Puesta a Tierra).

3.4 MEMORIA ELÉCTRICA DE CÁLCULO

3.4.1 Notas.

Para la realización de este proyecto se tomaron las siguientes consideraciones:

* La caída de tensión máxima es de 5%.

* Se utiliza la NOM-001-SEDE-2005 para los Cálculos y desarrollo de este proyecto.

3.4.2 Nomenclatura.

W= Carga (watts)

Fu= Factor de utilización en circuitos de servicio = 1.0

Fu= Factor de utilización en alimentadores a tableros = 1.0

I= Corriente (Amperes).

Ic= Corriente corregida.

F.d.= Factor de demanda.

Vfn= Voltaje fase- neutro = 127VCA

Vff= Voltaje fase- fase= 220VCA

F.P.= Factor de potencia 0.9

S= Sección de conductor mm²

n= Eficiencia de motor.

L= Distancia (mts.)

e%= Caída de tensión = 5% total.

kVA= Carga en Kilo-volts-amperes.

kW= Carga en Kilowatts.

Z= Impedancia del conductor (ohms / Km).

3.4.3 Fórmulas.

a) Calculo de la Corriente Nominal

$$I_n = \frac{W}{\left(V_{f-n} \cos \theta \right)} \quad \text{(Sistema 1 Fase - 2 Hilos)}$$

$$I_n = \frac{W}{\left(2V_{f-n} \cos \theta \right)} \quad \text{(Sistema 2 Fase - 3 Hilos ó In de la fase mayor)}$$

$$I_n = \frac{W}{\left(V_{f-f} \sqrt{3} \cos \theta \right)} \quad \text{(Sistema 3 Fase - 4 Hilos)}$$

In = de tablas 430-148 y 430-150 de la NOM-001-SEDE-2005 (Motores)

b) Corriente Corregida

$$I_c = (I_n \times F. D.) / (f.a. \times f.t.) \quad \text{(Alumbrado, Contactos)}$$

$$I_c = 1.25 \times I_n \quad \text{(Circuitos Derivados Motores)}$$

$$I_t = (1.25 \times I_{\text{mot may}}) + \sum I_n \text{ demás motores} \quad \text{(Grupo de Motores + otras cargas)}$$

c) Corriente del interruptor

$$I_{\text{int}} = I_n \times 1.25 \quad \text{(Alumbrado) y (Contactos)}$$

$$I_{\text{int mot}} = I_n \times 1.75 \quad \text{(Motor)}$$

$$I_{\text{int g mot}} = I_{\text{INT. Mot May}} + \sum I_n \text{ demás motores} \quad \text{(Grupo de Motores + otras cargas)}$$

d) Caída de tensión

1. Circuitos Trifásicos

$$e\% = \frac{\sqrt{3} I_n L \times 100 \times [(R \cos \theta) + (X \sin \theta)]}{V_{f-f} \times 1000}$$

2. Circuitos Monofásicos

$$e\% = \frac{2 \times I_n \times L \times 100 \times [(R \cos \theta) + (X \sin \theta)]}{V_{f-n} \times 1000}$$

3.5 Cálculo del Alimentador a Tablero.

Datos.	Carga del Tablero Principal = 149.25 KW.
	Sistema = 3F-4H.
	Voltaje = 220 V.
	e%max. = 3.0
	Long. = 10 m.
	f.a = 0.8
	f.P = 0.9 Por diseño.
	f.d = 1.0
	f.t = 1.0

Por considerarse la temperatura máx. en el Estado de México de 20°C, fuente INEGI.

a) Corriente Nominal.

$$I_n = \frac{149250}{220 \times 0.9 \times \sqrt{3}} = 435.2 \text{ A}$$

b) .-Corriente Corregida.

$$I_c = \frac{(I_n \times F. D.)}{(f.a. \times f.t.)}$$

$$I_c = \frac{(435.2 \times 1)}{(0.8 \times 1)} = 544 \text{ A.}$$

c) Selección de conductores.

Selección por corriente.

DE LA TABLA 310-16 DE LA NOM-001-SEDE-2005, TENEMOS:
Cable cal. No. 300 AWG, THW-LS = 285 A. X 3 = 855 A.

855 > 544 A.

d) Selección por caída de tensión.

Tomando nuestro cálculo anterior un **calibre 300 AWG** cuyos datos son:

$$R = 0.328 \text{ } \Omega/\text{Km}$$

$$X = 0.177 \Omega/\text{Km}$$

$$e\% = \frac{\sqrt{3}I_n L \times 100 \times [(R\cos\theta) + (X\sin\theta)]}{V_{f-f} \times 1000}$$

$$e\% = \frac{\sqrt{3} \times 435.2 \times 15 \times 100 \times [(0.1522 \times 0.9) + (0.1617 \times 0.436)]}{220 \times 1000} = \mathbf{1.066}$$

e) .-Protección de alimentador.

$$\text{Protección: } I_{\text{int}} = 1.25 \times I_c = 1.25 \times 544 = 680 A$$

Para la protección se utilizara un **Interruptor Termo magnético de 3P-700 A.**

f) .-Selección del conductor de puesta a tierra de equipo.

De la tabla 250-95 de la NOM- 001 –SEDE –1999 se selecciona una **tierra: Calibre 1/0 AWG.**

Alimentador.

Por lo tanto se tiene un alimentador cuyo cableado es el siguiente:

Cableado: 12 – 300 AWG 3 F, 3 N, 1 – 1/0 AWG T

g) .-Para el Cálculo de la canalización se utilizan las tablas 4 y 5 del Capitulo 10 de la NOM-001-SEDE-2005.

Canalización:	4x 341 mm ²	= 1364 mm ²
	1 x 143 mm ²	= 143 mm ²
Total:		1507 mm ²

Con un factor de relleno del 40%, por lo tanto le corresponde una tubería de: **3” ó 78 mm de diámetro. 3 tubos de 3”.**

3.6 CÁLCULO DEL ALIMENTADOR SECUNDARIO DE TAB."C"

Datos.

Carga total instalada = 46959,20 W.

Sistema = 3F-4H.

Voltaje = 220 V.

e%max. = 3.0%

Long. = 20 m

F.d. = 1.0

f.p = 0.9

f.a = 0.8

f.t = 1 La temperatura ambiente Max. En el Estado de México de 20°C De. Dato por INEGI. Y se tomará para los cálculos una temperatura de 30 °C.

a)

$$I_n = \frac{46959.2}{\sqrt{3} \times 220 \times 0.9} = 136.92 A$$

b)

$$I_c = \frac{136.92 \times 1}{(0.8 \times 1)} = 171.15 A$$

c) De la tabla 310-16 de la NOM-001-SEDE-2005, tenemos que el cable calibre

2/0 AWG, THWE-LS = 175 A.

175A. > 171.15 A.

d) Ahora hacemos la selección por caída de Tensión.

Del cálculo anterior tenemos un **calibre 2/0 AWG** cuyos datos son:

R = 0.328 Ω/Km

X = 0.177 Ω/Km

$$e\% = \frac{\sqrt{3}I_n L \times 100 \times [(R \cos \theta) + (X \sin \theta)]}{V_{r-f} \times 1000}$$

$$e\% = \frac{\sqrt{3} \times 137 \times 20 \times 100 \times [(0.328 \times 0.9) + (0.1772 \times 0.436)]}{220 \times 1000} = \mathbf{0.8}$$

Por lo que se cumple también con la caída de tensión.

e) Protección de alimentador.

Protección: $I_{int} = 1.25 \times I_c = 1.25 \times 171.15 = 213.93 A$ Para la protección se utilizara un **Interruptor. Termo magnético de 3P-200A.**

f) Según la tabla 250-95 el dispositivo de sobre corriente siguiente a 200 A es de **300 A.**

Selección del conductor de puesta a tierra de equipo.

De la tabla 250-95 de la NOM- 001 –SEDE –2005 se selecciona una **tierra: Calibre 4 AWG** ya que se tiene un dispositivo de protección de 300 A.

Alimentador.

Por lo tanto se tiene un alimentador cuyo cableado es el siguiente:

Cableado: 4 – 2/0 AWG 3 F, 1 N, 1 – 4 AWG T

g) Para el Cálculo de la canalización se utilizan las tablas 4 y 5 del Capítulo 10 de la NOM-001-SEDE-1999.

Canalización:	4 x 143.0 mm ²	= 572.02 mm ²
	1 x 62.8 mm ²	= 62.8 mm ²
Total:		634.82 mm ²

Por lo tanto le corresponde una tubería de: **53 mm de diámetro ó 2”.**

3.7 CÁLCULO DE CIRCUITO DERIVADO.

Circuito A-4.

Datos.	Carga	= 512 W. (8 Luminarias de 2x32W cada uno)
	Sistema	= 1F-2H.
	Voltaje	= 127VCA.
	e%max.	= 3.0%
	Long.	= 20 m.
	F.d.	= 1.00
	f.a	= 0.7
	f.t	= 1.0

a) Corriente Nominal.

$$I_n = \frac{512}{127 \times 0.9} = 4.47 \text{ A}$$

b) Corriente Corregida.

$$I_c = \frac{(8.95 \times 1)}{(0.7 \times 1.0)} = 6.39 \text{ A}$$

c) Selección de conductores.

-Selección por corriente.

DE LA TABLA 310-16 DE LA NOM-001-SEDE-2005, TENEMOS:

Cable cal. No. 12 AWG, THW-LS = 25 A.

25A. > 6.39 A.

d) Selección por caída de tensión.

De los cálculos anteriores tenemos un calibre **12 AWG** cuyos datos son:

$$R = 6.562 \Omega/\text{Km}$$

$$X = 0.223 \Omega/\text{Km}$$

$$e\% = \frac{2 \times I_n \times L \times 100 \times [(R \cos \theta) + (X \sin \theta)]}{V_{f-n} \times 1000}$$

$$e\% = \frac{2 \times 4.47 \times 20 \times 100 \times [(6.562 \times 0.9) + (0.223 \times 0.436)]}{127 \times 1000} = 0.845$$

Por lo que se cumple también con la caída de tensión.

e) Protección de alimentador.

Protección: $I_{int} = 1.25 \times I_n = 1.25 \times 4.47 = 5.58 A$ Por lo que según la NOM-001-SEDE-2005 en su apartado de la tabla 310-16 los conductores marcados con (*) les corresponde un **dispositivo termo magnético de 15 A.**

f) Selección del conductor de puesta a tierra de equipo.

De la tabla 250-95 de la NOM- 001 –SEDE –2005 se selecciona una **tierra: Calibre 12 AWG.**

Alimentador.

Por lo tanto se tiene un alimentador cuyo cableado es el siguiente:

Cableado: 2 – 12 AWG 1F, 1 N, 1 – 12 AWG T

g) Para el Cálculo de la canalización se utilizan las tablas 4 y 5 del Capítulo 10 de la NOM-001-SEDE-1999.

Canalización:	2 x 11.7	=	23.4 mm ²
	1 x 11.7	=	11.7 mm ²
	Total:		35.1 mm ²

Por lo tanto le corresponde una tubería de: **16 mm de diámetro ó 1/2"**

3.8 CÁLCULO SELECTIVO DE CIRCUITO DE MOTORES.

Equipo: "Motor Trifásico"

Circuito G 7, 9, 11.

Datos.	Carga	= 1MOTOR	= 15 HP
	Sistema	= 3F-4H.	
	Voltaje	= 220V.	
	e%max.	= 3.0%	
	Long.	= 70m.	
	F.d.	= 1.0	
	f.a	= 1.0	
	f.t	= 1.0	

a) Corriente Nominal

DE LA TABLA 430-150 DE LA NOM-001-SEDE-2005 SE TIENE QUE:

PARA 15 HP, en las columnas de 208V La **corriente** es de: **46.2 A.**
50.8 A.

a) Corriente Corregida.

$$I_c = 50.8 \times 1.25 \cdot A = 63.5$$

b) Selección de Conductores.

Por Ampacidad, de la Tabla 310-16 de la NOM-001-SEDE- 2005, Tenemos:

Cable cal. No. 4 AWG, THW-LS = 70 A.

70 A. > 57.75 A.

d) Selección del alimentador por caída de tensión.

De acuerdo a nuestro cálculo anterior para un calibre 4 AWG cuyos datos son:

$$R=1.0532 \Omega/\text{Km}$$

$$X=0.2073 \Omega/\text{Km}$$

$$e\% = \frac{2 \times I_n \times L \times 100 \times [(R \cos \theta) + (X \sin \theta)]}{V \times 1000}$$

$$e\% = \frac{2 \times 46.2 \times 50 \times 100 \times [(1.0532 \times 0.9) + (0.1919 \times 0.2073)]}{220 \times 1000} = 2.07$$

Por lo que se cumple con la caída de tensión.

Con los datos anteriores podemos tener la selección definitiva del conductor considerando la puesta en marcha del motor como 2.25 veces la corriente nominal.

$$50.8 \times 2.25 = \mathbf{114.3 \text{ A}}$$

Por lo que tenemos un conductor de **calibre 1/0 AWG** con una capacidad de conducción de corriente **de 150 A**.

e) Protección del motor:

$$I_{\text{int mot}} = I_n \times 2.25$$

$$I_{\text{int mot}} = 50.8 \times 2.25 = \mathbf{114.3 \text{ A}}$$

Para la protección se utilizara un **Interruptor Termo magnético de 3P-125 A**.

f) De la tabla 250-95 de la NOM- 001 –SEDE –2005 se selecciona una **tierra: Calibre 8 AWG**.

Cableado: 3 – 1/0 AWG 3F, 1N, 1 – 8 AWG T

g) Para el Cálculo de la Canalización se utilizan las Tablas 4 Y 5 del Capitulo 10

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA - ELECTRÓNICA

de la NOM-001-SEDE-2005.

Canalización: **4 x 143 = 572 mm²**
 1 x 28.2 = 28.2 mm²
 Total: 600.02 mm²

Por lo tanto le corresponde una tubería de: **53 mm de diámetro (2")**.

4. Diseño de Iluminación.

Uno de los aspectos más importantes del diseño de un sistema eléctrico, es el diseño del sistema de iluminación. No solo proporciona un nivel de iluminación adecuado, también debe producir confort visual y el calor apropiado al ambiente de la instalación.

Para el diseño de la iluminación tenemos que tener en cuenta que la eficacia luminosa (lm/w) o energía eléctrica consumida, que es convertida en luz, y que la intensidad luminosa o luz emitida en una sola dirección debe ser de buena calidad esto quiere decir que la reproducción de los colores para su apreciación sea de un buen nivel, además de la duración de vida media y costo de la lámpara, y que no debe haber reflejos que afecten la visibilidad de los usuarios, procurando tener el mayor ahorro posible de energía.

4.1 Método de Cavidad Zonal.

Se recomienda el uso del método de cavidad zonal, para los cálculos de iluminación interior uniformemente distribuidos sobre superficies horizontales.

Este método asume que cada local está constituido por tres diferentes zonas o cavidades; cada una de ellas será tratada en conjunto, ya que tiene un efecto en cada una de las otras cavidades para producir iluminación uniforme. Este método calcula niveles horizontales de iluminación promedio a través de un espacio.

Cavidad de Techo: Es el área medida desde el plano de las luminarias al techo. Para luminarias colgantes existirá una cavidad de techo; para luminarias colocadas directamente en el techo o empotradas en el mismo, no existirá cavidad de techo.

Cavidad de Local: Es el espacio entre el plano de trabajo donde se desarrolla la tarea y la parte inferior de la luminaria; el plano de trabajo se encuentra localizado normalmente arriba del nivel del piso. En algunos casos, donde el plano de trabajo es considerado a nivel del piso, el espacio desde la luminaria al piso se considera como cavidad de local. En el lenguaje de iluminación la distancia desde el plano de trabajo a la parte inferior de la luminaria es llamada altura de montaje de la luminaria.

Cavidad de Piso: Se considera desde el piso a la parte superior del plano de trabajo o bien el nivel donde se realiza la tarea específica. Para áreas de oficina esta distancia es aproximadamente, de 76 centímetros. Para bancos de trabajo de tareas difíciles en industrias deberán considerarse 92 centímetros aproximadamente. Sin el trabajo se realizara directamente en el piso, no existe cavidad de piso.

La teoría básica en este método de cálculo de iluminación es que la luz producida por una lámpara es reflejada por todas las superficies del área. Las reflexiones múltiples de la luz desde la luminaria y desde las superficies del local actúan para producir la luz en el plano de trabajo. Debido a este hecho es muy importante determinar:

- a) Las dimensiones del local
- b) La reflectancia del local de techo, paredes y piso.
- c) Características de la lámpara (factor de depreciación y coeficiente de utilización).
- d) Efectos ambientales (polvo, suciedad y temperatura).

- e) Mantenimiento planeado del sistema de iluminación.

4.1.1 Los pasos a seguir para aplicar el método de cavidad zonal son los siguientes:

1. Determinar el tipo de trabajo que se realizará en el local. Esto servirá para determinar la calidad y cantidad de luz que se necesitará. Esta consulta se puede realizar en los listados que proporciona la NOM-001-SEDE-2005, donde proporciona algunos niveles de luz sugeridos para tipos diferentes de industrias y actividades específicas.
2. Determinar que fuente luminosa deberá usar.
3. Determinar que condiciones ambientales prevalecerán en el área. Esto ayudará a determinar los efectos del polvo, suciedad y las condiciones ambientales que se deberán tomar en cuenta.
4. Determinar las características físicas y operacionales del área y cómo se usará. Esto incluye dimensiones del local, valores de reflectancia, localización del plano de trabajo y características operacionales tales como: horas diarias y anuales de uso del sistema.
5. Seleccionar la luminaria que se usará:
 - a) Altura de montaje
 - b) Tipo de lámpara seleccionada
 - c) Características de depreciación de la luminaria
 - d) Restricciones físicas del montaje
 - d.1) Colgante
 - d.2) Empotrada
 - d.3) Abierto
 - d.4) Cerrada
6. Determinar los factores de depreciación de luz para el área. Los factores de pérdida de luz se pueden dividir en dos categorías:
 - a) No recuperables (temperatura, voltaje, materiales utilizados en la fabricación de la lámpara).
 - b) Recuperables (polvo, vida útil, etc.).
7. Cálculo de las relaciones de cavidad:

Cavidad del Local
Cavidad del techo
Cavidad del piso
8. Determinar las reflectancias correspondientes a la cavidad del techo y piso. Este procedimiento contempla el efecto de ínter

reflexión de la luz, considerando las diferentes superficies del local. Si todas las superficies son altamente reflectivas o si las luminarias se encuentran localizadas directamente en el techo, no será necesario efectuar este cálculo. En este caso se puede usar el valor actual de las reflectancias de las superficies, para determinar el coeficiente de utilización.

9. El coeficiente de utilización; es determinar el coeficiente que se encuentra dentro de los datos técnicos proporcionados por fabricante de las lámparas.
10. Cálculo de número de luminarias requeridas con los datos anteriores y la localización se determinará por las limitaciones físicas del local.

4.2 Utilización del método de cavidad zonal

De acuerdo a esto, tenemos para nuestro proyecto lo siguiente:

1. Según lo especificado en la NOM-001-SEDE-2005, artículo 220-3 b) Como tenemos un comedor se tiene la relación para restaurantes de una carga de alumbrado general de 20 (W/m²).
2. Dado que para distancias entre el piso y el techo de 3 a 6 m. la fuente luminosa adecuada son las lámparas fluorescentes compactas, así como lámparas dicróicas halógenas, ya que proporcionan los niveles de iluminación adecuada y con un índice de reproducción de color adecuado a las necesidades de nuestro proyecto, pues dentro del comedor la reproducción de colores debe de ser la adecuada para que los comensales aprecien los alimentos en colores reales, y dar calidad a la estancia de los mismos.
3. Ya que el comedor estará ubicado dentro de un complejo industrial, pero con todas las condiciones adecuadas para ser un comedor que proporcione a los usuarios gran confort, comodidad, y sensación de bienestar, se pondrá especial cuidado en las condiciones Ambientales que puedan surgir alrededor como el polvo y la suciedad. Para que no puedan llegar a afectar a las actividades del mismo.
4. Dimensiones del Local.

Parte del Comedor	Largo (m)	Ancho (m)	Área (m ²)
Baños y Cocina	20.5	12.7	260.4
Mesas	20.65	7.05	145.6
Complemento de mesas	7	3.7	26
Comedor ejecutivo	8.9	5.4	48
		Total	480

Se tiene contemplado un índice de reflectancia del techo 80%, paredes 30%, piso 10% para tener una visibilidad adecuada sin tener iluminación excesiva o molesta dentro del inmueble.

Plano de trabajo = altura del comedor - 0.75 m que es la altura estándar para un escritorio, que en este caso se utilizaría como referencia la mesa.

Plano de trabajo = **2.5** m - 0.75 m = 1.75 m.

Las características operacionales serían:

Haciendo la consideración de un horario del comedor de 7 am. a 7 pm. Y con 6 días laborales, ya que el sábado se trabajaría medio día.

Horas	Total
Diarias	12
Semanales	66
Anuales	2970

4.3 Selección de luminaria a utilizar

- Se tiene contemplado como se mostró en el plano de trabajo una altura de 2.5 m de altura a la cual irán colocadas las luminarias, ya sean las colgantes o las empotradas en plafón.
- Sistema de alimentación normal con Luminarias garnea con reflector de aluminio, suspendido con cables de acero, con lámpara de 42 W fluorescente compacta, para operarse a 127 V. C.A., 1 F, 2 H.

Luminaria Fluorescente de 2 X 32 Watts tipo empotrar en plafón liso, con balastro electrónico para operar a 127 V. C.A. 1 F, 2 H. dimensiones 30 X 122 cm. Watts. Sellado especial para área limpia.

Luminaria Fluorescente de 2 X 17 W. Tipo empotrar en plafón liso. con balastro electrónico para operar a 127 V. C.A. 1 F, 2 H, dimensiones 30 X 60 cm. Sellado especial para área limpia.

Luminaria Fluorescente de 2 X 26 W. Tipo empotrar, con balastro electrónico integrado para operar a 127 V. C.A. 1 F, 2 H, Baffle color blanco y cristal.
Luminaria empotrada para lámpara MR-16 de 50 Watts. circular de color blanco para operar a 12 V. Con transformador para 127 V. C.A. 1 F, 2 H.

Lámpara Dicroica Halógena GE MR16 50W/12V EXN. Tapa de vidrio. Alta intensidad de luz. Inclinación de la luz: 40°. Vida útil: 2000 hrs. Luz blanca cálida, con reflector que puede variar la dirección y apertura del haz de 7° hasta 60° empotradas en plafón liso.

c) Características de depreciación de la luminaria

Uno de los factores más importantes que deben tenerse en cuenta durante la elección de luminarias y el diseño de la iluminación es la depreciación de las luminarias por polvo (DLP).

La depreciación de las luminarias por polvo se refiere a la disminución de luminosidad que una luminaria presenta debido a la contaminación del ambiente en el que se encuentra instalada. Los valores para calcular la disminución en la producción de luz de una luminaria por este concepto los proporcionan los propios fabricantes. No obstante, la mayoría de éstos utilizan criterios muy optimistas. Parten del supuesto de que existirán programas regulares de mantenimiento, lo cual no siempre ocurre, ya que en muchas plantas industriales se presta poca atención a la limpieza de las luminarias, ó a la reposición periódica de las mismas.

La DLP es uno de los principales factores de pérdida de la luz, otro de estos componentes es la depreciación de los lúmenes de lámpara (DLL), debido al uso de las mismas lámparas.

TABLA 1 Nivel de contaminación de cinco ambientes distintos.

Característica	Muy limpio	Limpio	Medianamente limpio	Sucio	Muy sucio
Polvo que se genera	Ninguna	Muy poca	Observable, pero no abundante	Se acumula rápidamente	Se acumula constantemente
Polvo en el ambiente	Ninguna (o ninguna entra al área)	Alguna (casi no entra nada)	Parte entra al área	Una gran cantidad entra al área	Invade toda el área
Limpieza o filtración del polvo	Excelente	Mejor que el promedio	Menor que el promedio	Sólo utilizando ventiladores	Ninguna
Adhesión	Ninguna	Ligera	Suficiente para ser visible después de algunos meses	Elevada: probablemente debido a aceites, humedad o electricidad estática	Alta
Ejemplos	Oficinas ejecutivas alejadas de la zona de producción; laboratorios; oficinas limpias.	Oficinas en edificios viejos o cerca de las áreas de producción; locales de ensamble ligero; áreas de inspección.	Oficinas de talleres; locales de procesamiento de papel; áreas de maquinado ligero.	Áreas de tratamiento térmico; áreas de impresión a alta velocidad, procesamiento de caucho.	Áreas similares a las sucias, pero las luminarias están expuestas directamente a la contaminación.

Fuente: Illuminating Engineering Society of North America. *"IES Lighting Handbook"*. Octava edición. Capítulo 9, Lighting Calculations. Figura 9.11. pp 397. New York. 1995.

TABLA 2.2 CATEGORÍA DE MANTENIMIENTO DE LAS LUMINARIAS.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA - ELECTRÓNICA

CATEGORÍA DE MANTENIMIENTO	SECCIÓN SUPERIOR	SECCIÓN INFERIOR
I	1. Nada.	1. Nada.
II	1. Nada. 2. Transparente con 15% o más de luz hacia arriba a través de las aberturas. 3. Translúcida con 15% o más de luz hacia arriba a través de las aberturas. 4. Opaca con 15% o más de luz hacia arriba a través de las aberturas.	2. Nada. 3. Rejillas o reflectores.
III	1. Transparente con menos del 15% de luz hacia arriba a través de las aberturas. 2. Translúcida con menos del 15% de luz hacia arriba a través de las aberturas. 3. Opaca con menos del 15% de luz hacia arriba a través de las aberturas.	1. Nada. 2. Rejillas o reflectores.
IV	1. Transparente sin aberturas. 2. Translúcida sin aberturas. 3. Opaco sin aberturas.	1. Nada. 2. Rejillas.
V	1. Transparente sin aberturas. 2. Translúcida sin aberturas. 3. Opaco sin aberturas.	1. Transparente sin aberturas. 2. Translúcida sin aberturas.
VI	1. Nada. 2. Transparente sin aberturas. 3. Translúcida sin aberturas. 4. Opaco sin aberturas.	1. Transparente sin aberturas. 2. Translúcida sin aberturas. 3. Opaco sin aberturas.

Fuente: Illuminating Engineering Society of North America. *"IES Lighting Handbook"*. Octava edición. Capítulo 9, Lighting Calculations. pp 396. New York. 1995.

Tabla 2.3 Constantes para el cálculo de la Depreciación de Luminarias por Polvo (DLP) Para seis Categorías de Mantenimiento y cinco grados de suciedad del ambiente.

Categoría de Mantenimiento de la luminaria	B	A				
		Muy limpio	Limpio	Medianamente limpio	Sucio	Muy sucio
I	0.69	0.038	0.071	0.111	0.162	0.301
II	0.62	0.033	0.068	0.102	0.147	0.188
III	0.70	0.079	0.106	0.143	0.184	0.236
IV	0.72	0.070	0.131	0.216	0.314	0.452
V	0.53	0.078	0.128	0.190	0.249	0.321
VI	0.88	0.076	0.145	0.218	0.284	0.396

Fuente: Illuminating Engineering Society of North America. *"IES Lighting Handbook"*. Octava edición. Capítulo 9, Lighting Calculations. Figura 9.13. pp 398. New York. 1995. (Traducción).

De acuerdo a estos datos podemos proponer tener como factores de depreciación por polvo de:

Nivel de Contaminación	Categoría de Mantenimiento	de	Constante para el cálculo de DLP
Limpio	II		0.068

Para el cálculo del DLL se tomará como criterio de diseño 0.4

Entonces tenemos que para **lámparas fluorescentes** el flujo luminoso en Lumen es:

2950 lumen X 0.4 = 1180 Lumen como factor DLL.

Y una vida útil de 20 000 horas.

Lámparas fluorescentes compactas.

1825 Lumen X 0.4 = 730 Lumen.

Y con una vida útil superior a las 8000 horas.

Para lámparas halógenas.

690 lumen X 0.4 = 276 Lumen como factor DLL.

Y una vida útil de 3000 horas.

Como se ha mostrado las luminarias van a estar colocadas de dos tipos diferentes:

- Colgantes
- Empotradas.

Y utilizamos los cálculos para la cavidad del Local.

Densidad de potencia eléctrica para alumbrado (DPEA).

Índice de la carga conectada para alumbrado por superficie de construcción; se expresa en W/m^2 .

DPEA = $22 W/m^2$ en alumbrado interior para restaurantes según la NOM-007-SEDE-2004, en el inciso 6.- Especificaciones, Tabla 1.

$$KW_{\text{carga conectada}} = (\text{Área} \times \text{DPEA}) = 480 \text{ m}^2 \times \frac{22W}{\text{m}^2} = 10560 \text{ W}$$

$$W_{L_{\text{linea}}} = 32$$

$$W_{\text{luminaria}} = 64$$

Esta cifra de Watts se adecuará de acuerdo a la zona y al nivel de iluminación de cada parte del comedor, según se requiera y como se utilicen los distintos tipos de lámparas y luminarias. Por lo tanto tenemos un número aproximado de luminarias para el comedor.

$$N. \text{ de iluminarías} = \frac{10560}{64} = 165 \text{ luminarias}$$

$$m^2_{Lum} = \frac{480}{165} = 2.9$$

$$\text{Volumen total del comedor} = (1.75) (480) = 840 \text{ m}^3$$

$$\text{Volumen total/luminarias} = \frac{840}{165} = 5$$

Como criterio de espaciamento entre los centros de luminarias utilizamos

$S = 1.5$ como información fotométrica x el espacio de trabajo de 1.75 m

$S = 1.5 \times 1.75 = 2.66$ m. que sería la máxima distancia de separación entre luminarias y dividiendo esta distancia entre dos obtenemos también la distancia mínima, por lo tanto:

$$\text{Distancia mínima} = \frac{2.66}{2} = 1.33 \text{ m.}$$

Ubicación de las luminarias. Nuestro comedor además de la iluminación convencional y requerida normalmente llevará una iluminación de emergencia de acuerdo a lo expuesto en el artículo 700 de la NOM-001-SEDE-2005, que en este caso se considerará la mitad del total de la iluminación.

Comedor.

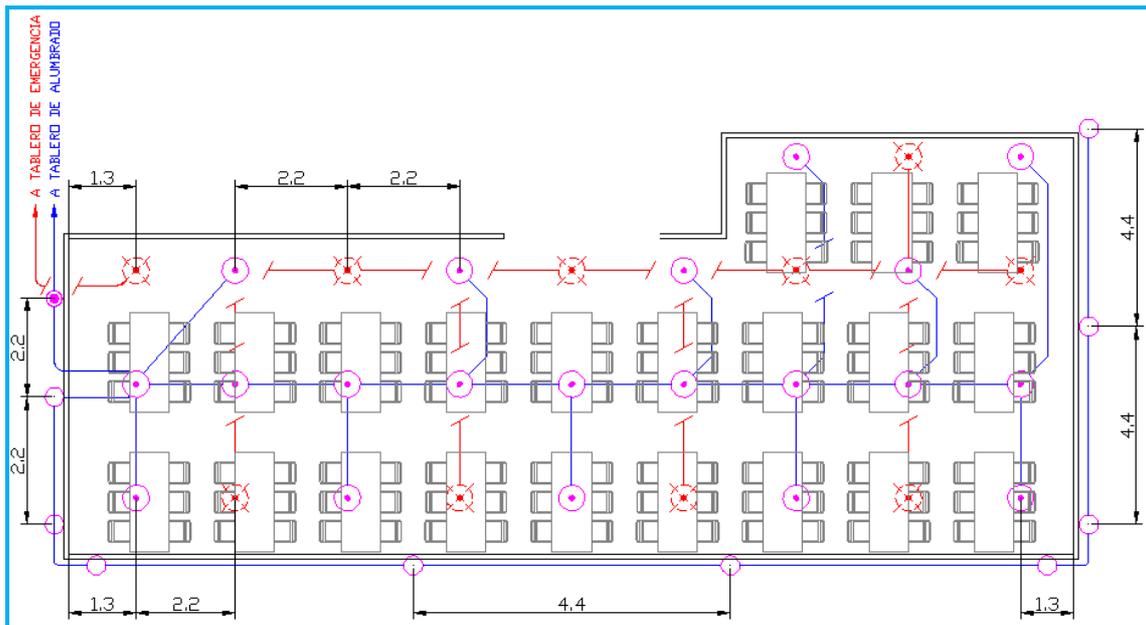
4.4 Distribución de Luminarias

De acuerdo a los datos obtenidos nuestra distribución de las luminarias será de la siguiente manera con sus acotaciones correspondientes en metros, en este caso tenemos la distribución de las luminarias para la parte del comedor donde se encuentran las mesas para los empleados, posteriormente se mostrará la distribución para el comedor ejecutivo y la cocina.

El rendimiento óptimo para la iluminación se logrará utilizando luminarias que distribuyan adecuadamente la luz proporcionadas en este caso por lámparas fluorescentes compactas las cuales proporcionan una excelente luz, ahorran energía y lucen magníficas y con una vida útil de más de 8000 horas¹. Y sabiendo que el coeficiente de utilización o luz que realmente utilizamos debe tener las mejores condiciones dentro del diseño.

Nuestra Área total de nuestro comedor, sin considerar baños, comedor ejecutivo y cocina sería de $= 145.6 \text{ m}^2$ y la distribución de luminarias será como se muestra en la figura siguiente.

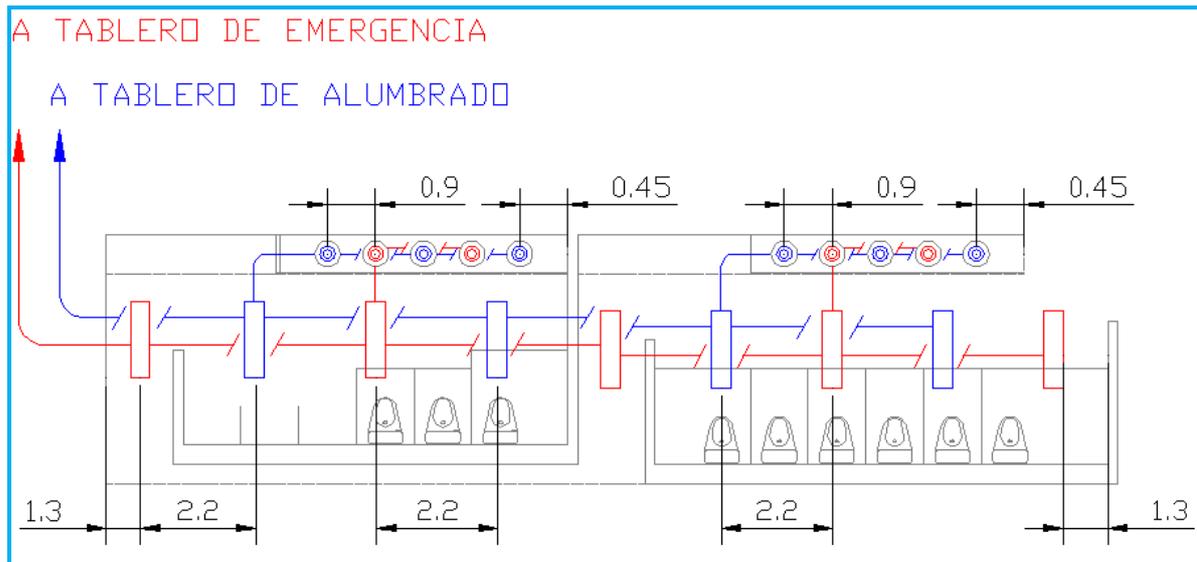
¹ Catálogo General OSRAM 2007.



En la figura puede verse la distribución de las luminarias para tener una óptima relación de lumen / Watt, para la parte de las mesas, para cumplir con nuestros requerimientos de diseño, se colocarán a lo largo a 2.2 m. de distancia entre ellas y a lo ancho a 2.8 m. de distancia con lo cual superamos la distancia mínima de 1.3 m. que dieron nuestros cálculos, esta distancia de 1.3 m. se tendrá entre las luminarias en las esquinas y el borde del comedor.

Baños. Para la parte de los baños tenemos un área de: 60 m^2 . Debido a que esta área es rectangular y que nuestro lado más pequeño mide 4 m. la distribución de luminarias quedaría de la siguiente manera. Teniendo en cuenta que por petición de nuestro cliente en esta zona tendremos luminarias de un tamaño aproximado de $30 \times 122 \text{ cm}$ fluorescentes, y de acuerdo a nuestro análisis en esta parte lo más conveniente sería colocar 10 luminarias como se muestra en la figura siguiente y que dentro de esta distribución la mitad del total de lámparas para el baño se utilizarán como lámparas de emergencia como en el comedor, en un circuito independiente del circuito que proporcionará energía a las lámparas del baño generales.

Como se puede ver en la figura se respeta la distancia mínima que debe haber entre las luminarias que según nuestros cálculos es de 1.30 m. para este caso la distancia a considerar entre las luminarias es de 1.5 m, y serán colocadas al centro de la superficie del baño, ya que este mide 4 m. de ancho, el centro de las luminarias estará a los 2 m.

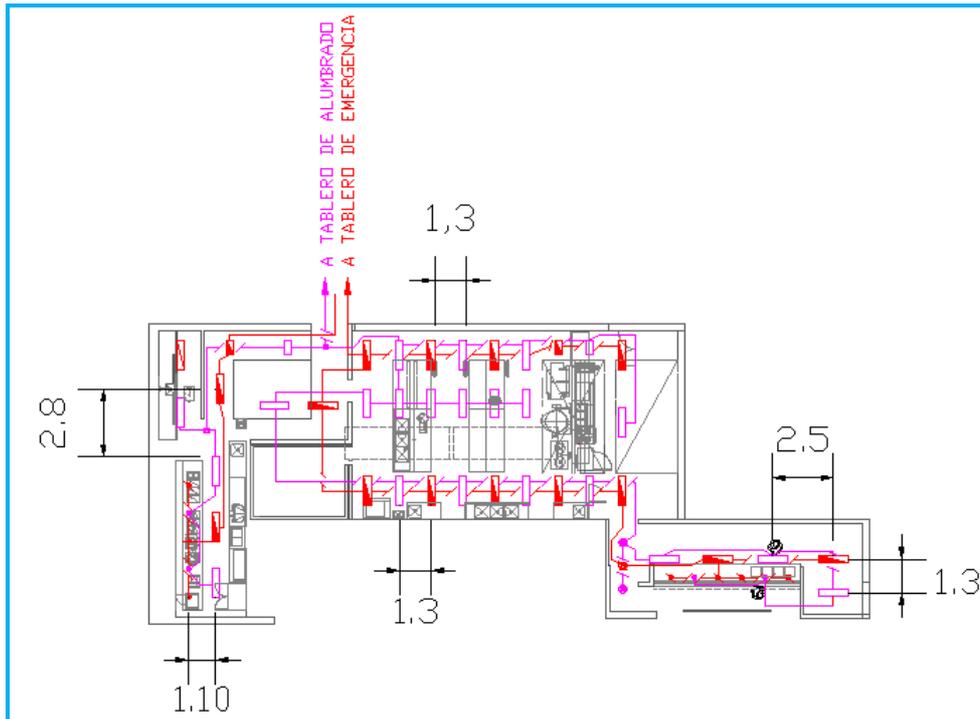


Cocina. Para la iluminación de la cocina del comedor se hace la siguiente distribución de luminarias siguiendo en la mayoría de los casos los datos obtenidos para la separación entre luminarias, se hace la mención que en la mayoría de los casos ya que en algunas partes de la cocina debido al área que se maneja (por ser un área más pequeña) la distancia entre luminarias llegó a hacer menor que la estipulada en los datos obtenidos y haciendo esto para no perder calidad en la iluminación del lugar.

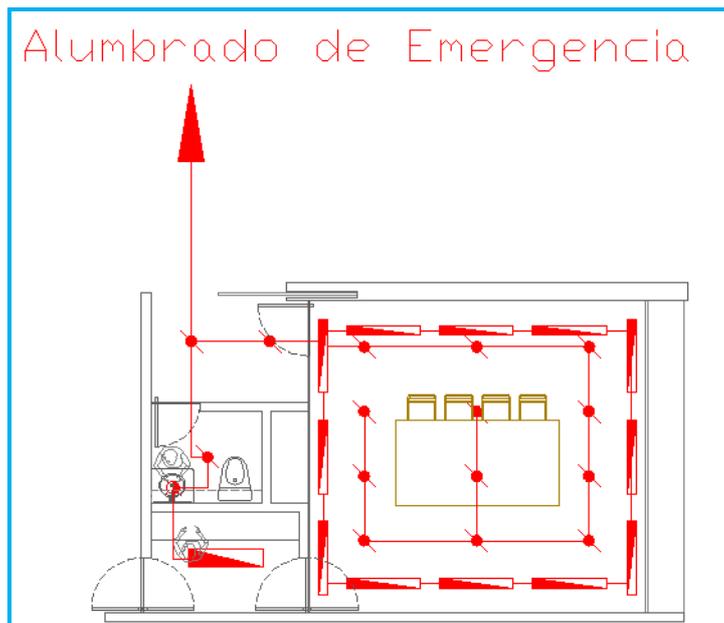
Las lámparas halógenas que con su luz brillante y una luminosidad más alta, este tipo de lámparas proporciona una luminosidad hasta 100 % más alta que las lámparas incandescentes convencionales y crean efectos fascinantes en los objetos iluminados, además del interesante juego de colores que se genera dentro de las luminarias, adicionalmente la duración de las lámparas de halógeno es hasta cuatro veces más que una lámpara incandescente².

En la siguiente figura se muestra la iluminación de la cocina.

² Catálogo General OSRAM 2007.



Comedor Ejecutivo. Se hace una distribución de luminarias más reducida en cuanto a la separación de una luminaria con otra, además de las luminarias tipo empotradas en plafón para lámparas fluorescentes lineales, se instalan luminarias PAR 16 para lámparas MR-16 (reflector multifaz) de 50w que son lámparas halógenas, así como dimmers con los cuales se tendrá un control sobre la iluminación para poder variar el flujo luminoso proporcionado por las lámparas halógenas y las fluorescentes, así poder crear diferentes ambientes dentro del comedor ejecutivo, así mismo dentro de esta área tenemos una parte para el sanitario que llevará de estos dos tipos de luminarias y lámparas, para que nos proporcionen un nivel de iluminación correcto. En esta parte del comedor toda la iluminación esta conectada al tablero de emergencia.



Capítulo 5.

SUMINISTRO DE ENERGÍA POR PARTE DE LA COMPAÑÍA SUMINISTRADORA

5.1 Tarifas eléctricas.

Son disposiciones específicas que contienen las cuotas y condiciones que rigen los suministros de energía eléctrica y se identifican oficialmente por su número y/o letra(s), según su aplicación¹.

Actualmente en México existen 36 tarifas eléctricas, las cuales se pueden clasificar en:

- Domésticas (8)
- Servicio público (3)
- Riego agrícola (4)
- Servicios generales (21)

Tarifas Eléctricas: Clasificación

Específicas:

1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F, DAC, 5, 5A, 6, 7, 9, 9CU, 9M y 9N

Generales:

2, 3, O-M, H-M, H-MC, H-S, H-SL, H-T, HTL, HM-R, HM-RF, HM-RM, HS-R, HS-RF, HS-RM, HT-R, HT-RF, HT-RM, I-15 e I-30

Tarifas Eléctricas: Tipos (1)

Tarifa Descripción

- 1 Servicio doméstico: 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F y DAC
- 2 Servicio general hasta 25 Kw. de demanda.
- 3 Servicio general para más de 25 Kw. de demanda
- 5 Servicio para alumbrado público: 5 y 5A

Tarifas Eléctricas: Tipos (2)

Tarifa Descripción

- 6 Servicio para bombeo de aguas potables o negras, de servicio público en baja tensión.
- 7 Servicio temporal.
- 9 Servicio para bombeo de agua para riego agrícola: 9, 9CU, 9M, 9N.
- O-M Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión con demanda menor a 100 kW.

Tarifas Eléctricas: Tipos (3)

Tarifa Descripción

¹ CONAE. Definición.

- H-M Tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 Kw. o mayor: H-M y HM-C
- H-S Tarifa horaria para servicio general alta tensión nivel subtransmisión: H-S y HSL.
- H-T Tarifa horaria para servicio general alta tensión nivel transmisión: H-T y H-TL.

Estas en particular son algunas de las tarifas que nos interesan en el desarrollo de esta tesis.

Nos avocaremos a la tarifa 3, H-M para servicio general en media tensión² con demanda mayor a 100 Kw.³

5.2 Regiones tarifarias.

Se consideran diferentes regiones y estaciones en los costos del suministro de energía eléctrica con el objeto de reflejar el costo real del servicio.



² CONAE. Media tensión: $1 \text{ kV} < \text{tensión} \leq 35 \text{ kV}$.

³ <http://www.lfc.gob.mx/tarifaEnergia12>.

Año 2007- Región Central.

Que es la región en la que se encuentra localizado el comedor.

Concepto	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
C x Dem Fact	127.34	122.98	122.68	122.85	124.02	126.15	129.57	132.67	134.86	136.06	137.12	138.78
C x kWh Punta	2.4062	2.3239	2.3183	2.3215	2.3436	2.3839	2.4485	2.5070	2.5484	2.5711	2.5912	2.6226
C x kWh Intermedio	0.7696	0.7433	0.7415	0.7425	0.7496	0.7625	0.7832	0.8019	0.8151	0.8224	0.8288	0.8388
C x kWh Base	0.6430	0.6210	0.6195	0.6204	0.6263	0.6371	0.6544	0.6700	0.6811	0.6872	0.6926	0.7010

5.3 PERIODO DE PUNTA, SEMIPUNTA, INTERMEDIO Y BASE.

Estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para las distintas temporadas del año, como se describe a continuación.

REGIONES.

Regiones Central, Noreste, Norte y Sur.

Del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre.

Día de la Semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes	00:00 - 06:00	06:00 - 20:00 22:00 - 24:00	20:00 - 22:00
Sábado	00:00 - 07:00	07:00 - 24:00	
Domingo y festivo	00:00 - 19:00	19:00 - 24:00	

Del último domingo de octubre, al sábado anterior al primer domingo de abril.

Día de la Semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes	00:00 - 06:00	06:00 - 18:00 22:00 - 24:00	18:00 - 22:00
Sábado	00:00 - 08:00	08:00 - 19:00 21:00 - 24:00	19:00 - 21:00
Domingo y festivo	00:00 - 18:00	18:00 - 24:00	

5.4 DEMANDA FACTURABLE.

La Demanda Facturable se define como se establece a continuación:

$$DF = DP + FRI * \max(DI-DP,0) + FRB * \max(DB-DPI,0)$$

Donde:

- DP es la Demanda Máxima Medida en el Periodo de Punta.
- DI es la Demanda Máxima Medida en el Periodo Intermedio.
- DB es la Demanda Máxima Medida en el Periodo en el Periodo de Base.
- DPI es la Demanda Máxima Medida en los Periodos de Punta e Intermedio.
- FRI y FRB son factores de reducción que tendrán los siguientes valores, dependiendo de la región tarifaria:

Región	Factores de Reducción	
	FRI	FRB
Central	0.300	0.150
Sur	0.300	0.150

En las fórmulas que definen las Demandas Facturables, el símbolo "max" significa máximo, es decir, que cuando la diferencia de demandas entre paréntesis sea negativo, ésta tomará el valor cero.

Las Demandas Máximas Medidas en los distintos periodos se determinan mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 (quince) minutos del periodo en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 (quince) minutos en el periodo correspondiente.

Para las regiones de Baja California, Baja California Sur y Noroeste, DP tomará el valor cero durante temporada que no tiene Periodo de Punta.

Cualquier fracción de kilowatt de Demanda Facturable se tomará como kilowatt completo.

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

5.5 ENERGÍA DE PUNTA, INTERMEDIA Y DE BASE.

- Energía de Punta es la energía consumida durante el Periodo de Punta.
- Energía Intermedia es la energía consumida durante el Periodo Intermedio.
- Energía de Base es la energía consumida durante el Periodo de Base.

DEPOSITO DE GARANTÍA.

- 2 (dos) veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda facturable a la demanda contratada.

NOTA:

Las cuotas indicadas estarán sujetas a un ajuste automático en los términos del

resolutivo TERCERO del Acuerdo de Autorización de Ajuste del 30 de diciembre de 1999.

Debemos tener en cuenta para nuestro análisis lo siguiente:

Tarifa HM

Características:

- Carga superior a 100 Kw.
- Regionalizada
- Facturación mensual
 Cuotas aplicables

- Cargo por demanda facturable.
- Cargo por energía consumida, de acuerdo a los periodos tarifarios.
- Bonificación o penalización por bajo factor de potencia.

5.5 Análisis de demanda de energía eléctrica por parte de la compañía suministradora.

DEMANDA FACTURABLE.

Demanda Facturable: es la relación de demandas en los diferentes periodos (Tarifas Horarias).

De acuerdo a los días que son mostrados en la tabla del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre.

	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	<p style="text-align: center;">24:00 a 6:00</p> <p style="text-align: center;">6 horas.</p> <p style="text-align: center;">6h x 10 Kw.= 60 Kwh.</p>	<p style="text-align: center;">6:00 a 20:00</p> <p style="text-align: center;">22:00 a 24:00</p> <p style="text-align: center;">16 horas.</p> <p style="text-align: center;">16h x 140 Kw. = 2240 Kwh.</p>	<p style="text-align: center;">20:00 a 22:00</p> <p style="text-align: center;">2 horas.</p> <p style="text-align: center;">2h x 10 Kw.= 20 Kwh.</p>
Sábado	<p style="text-align: center;">24:00 a 7:00</p> <p style="text-align: center;">7 horas</p> <p style="text-align: center;">7h x 10 Kw.= 70 Kwh.</p>	<p style="text-align: center;">7:00 a 13:00</p> <p style="text-align: center;">6 horas</p> <p style="text-align: center;">6h x 140 Kw. = 840 Kwh.</p>	

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA - ELECTRÓNICA

		13:00 a 24:00 11 horas. 11h x 10 Kw. = 110 Kwh.	
Domingo	24:00 a 19:00 19 horas. 19h x 10 Kw. = 190Kwh.	19:00 a 24:00 5 horas. 5h x 10 Kw.= 50Kwh.	

Total de Kilowatts en los horarios Base, Intermedio y Punta.

Demanda	Consumo	
Base	2960 Kwh.	290 Kw.
Intermedio	330 Kwh.	30 Kw.
Punta	20 Kwh.	10 Kw.

Por lo que nuestra demanda facturable para el primer periodo del año del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre quedaría de la siguiente manera.

$$DF = DP + FRI * \max(DI-DP,0) + FRB * \max(DB-DPI,0)$$

Donde:

- DP: 10 Kw.
- DI: 290 Kw.
- DB: 30 Kw..
- DPI: 290 Kw.
- FRI: 0.3.
- FRB: 0.15.

$$DF = 10 + 0.3 * \max(290-10,0) + 0.15 * \max(30-290,0)$$

$$DF = 10 + 0.3 (280) + 0.15 *(0)$$

$$DF = 10 + 84$$

$$DF = 94 Kw.$$

Factor de Potencia calculado para 0.9, por lo que no se tiene ninguna bonificación ni recargo por este concepto.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA - ELECTRÓNICA

Región Central	Cargo por Kw.	Cargo Kwh. Punta	Cargo Kwh. Intermedio	Cargo Kwh. Base
	\$ 68.3	\$ 1.29	\$ 0.4129	\$ 0.344

Tabla de Referencia.⁴

Consumo	Valor	Cargo	Total (\$)
Punta	20 Kwh.	\$ 1.29	25.8
Intermedio	2960 Kwh.	\$ 0.4129	1222.18
Base	330 Kwh.	\$ 0.344	113.52
Total Consumo			1361.5
Demanda Facturable	94 Kw.	\$ 68.3	6,420.2

Total energía eléctrica = 1,361.5 + 6,420.1 = 7,781.7

15 % de IVA x 7781.7 = 1,167.255

Total a Facturar = 7,781.7 + 1,167.255 = **\$ 8,948.955**

Del último domingo de octubre, al sábado anterior al primer domingo de abril.

Horario	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	24:00 a 6:00 6 horas. 6h x 10 Kw.= 60 Kwh.	6:00 a 18:00 22:00 a 24:00 14 horas. 14h x 140 Kw. = 1960 Kwh.	18:00 a 22:00 4 horas. 4h x 10 Kw.= 40 Kwh.

⁴ CONAE. Tarifas Julio 2001. Tarifas de referencia.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 INGENIERÍA ELÉCTRICA - ELECTRÓNICA

Sábado	7:00 a 8:00 24:00 a 7:00 1 hora 1h x 140 Kw. = 140Kwh. 7 horas 7h x 10 Kw.= 70 Kwh.	8:00 a 13:00 5 horas 5h x 140 Kw. = 700 Kwh. 13:00 a 19:00 6 horas 6h x 10 Kw.= 60 Kwh. 21:00 a 24:00 3 horas 3h x 10 Kw.= 30Kwh.	19:00 a 21:00 2 horas 2h x 10 Kw. = 20 Kwh.
	Domingo	24:00 a 18:00 18 horas. 18 h x 10 Kw = 180 Kwh.	18:00 a 24:00 6 horas. 6h x 10 Kw.= 60 Kwh.

Total de Kilowatts en los horarios Base, Intermedio y Punta.

Demanda (Horario)	Consumo	
Base	450 Kwh.	170 Kw.
Intermedio	2810 Kwh.	310 Kw.
Punta	40 Kwh.	170 Kw.

$$DF = DP + FRI * \max(DI-DP,0) + FRB * \max(DB-DPI,0)$$

Donde:

- DP: 170 Kw.
- DI: 310 Kw.
- DB: 170 Kw..
- DPI: 310 Kw.
- FRI: 0.3.
- FRB: 0.15.

18,223.18	6	109,339.08
53,693.73 + 109,339.08		163,032.81 por año

Como se esta considerando un periodo de 20años.

\$ 163,032.81	20 años	\$ 3, 260 656.2
----------------------	----------------	------------------------

Además de que se hace la consideración, que para poder utilizar esta tarifa OM eléctrica se debe de contar con una subestación propia, ya que el suministro es en media tensión, la cual tiene un costo aproximado de **\$ 3 000 000.**

Por lo que nuestro total sería aproximadamente de:

\$ 3,260 656.2	\$3, 000 000.00	\$ 6,260656.2
-----------------------	------------------------	----------------------

Este sería nuestro costo aproximado para un periodo de 20 años, consumiendo energía eléctrica por parte de la compañía suministradora.

El cálculo de la demanda facturable se hizo en base al precio de un mes de energía eléctrica, un mes para la facturación con horario de verano y otro mes para el periodo en que no se tiene horario de verano. Por lo que no se esta considerando variantes en el precio de la energía eléctrica por mes, y se esta suponiendo un nivel de demanda para poder realizar los cálculos necesarios para obtener un aproximado en la facturación.

6 ANÁLISIS DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

6.1 CELDAS FOTOVOLTAICAS

Se hará ahora el análisis económico al utilizar celdas fotovoltaicas para la alimentación del comedor.

32 Subsistemas cada uno con:

- 2 Subsistemas con 15 paneles de 205 W cada uno.
- 1 controlador de carga de 12 volts.
- 5 Baterías de ciclo profundo de 12 volts y 100 A*h.
- 1 Inversor de 6000 Watts a12 volts.

Panel Fotovoltaico Sharp.

Panel Fotovoltaico de 205 watts.

\$1,107 dólares.

Si tenemos que utilizar 850 paneles

850 X 1107 dólares = **\$940,950 dólares**

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA - ELECTRÓNICA

En los planos se están considerando 950 paneles para obtener 196.8 Kw para poder contemplar una carga a futuro.

Por lo tanto: $50 \times 1107 \text{ dólares} = \mathbf{\$1,051\ 650 \text{ dólares.}}$

Batería de ciclo profundo.

Batería de ciclo profundo de 100 A*h, 12 volts, 30 kg. **\$129.0 dólares.**

Se utilizarán 5 baterías por sistema de 6000 watts.

$5 \times \$129.0 \text{ dólares} = 645 \text{ dólares.}$

$645 \text{ dólares} \times 32 \text{ subsistemas} = \mathbf{\$ 20640 \text{ dólares.}}$

Controlador de carga y Descarga SunSaver.

Modelo SS-20L-12V. 20 Amperes. **\$ 152.00 dólares.**

Se necesitan 32 controladores de carga.

$32 \text{ reguladores} \times \$152.00 \text{ dólares} = \mathbf{\$4864 \text{ dólares.}}$

Inversor de 6000 watts.

SK-6000. 6000 Watts, 12 VCD de entrada, 240 VCA de salida.

\$2,455.00 dólares.

Se necesitan 32 Inversores.

$32 \text{ Inversores} \times \$2,455.00 = \mathbf{\$ 78560 \text{ dólares.}}$

Total = $\mathbf{\$ 1,051\ 650 \text{ dólares} + \$ 20640 \text{ dólares} + \$4864 \text{ dólares} + \$78560 \text{ dólares.}}$

Total = $\mathbf{\$ 1\ 155\ 714 \text{ dólares.}}$

En pesos tomando la paridad en 1 dólar a \$15.00.

Total = $\mathbf{\$17, 335\ 710}$ sin tomar en cuenta las variaciones en el tipo de cambio.

Si tomamos como un 40% del total para mano de obra = $\mathbf{\$ 7\ 000\ 000.}$

Se tiene como Total = $\mathbf{\$ 24\ 335\ 710}$

DISPOSITIVO	COSTO DOLARES
PANEL FOTOVOLTAICO	\$1,051 650

BATERÍA CICLO PROFUNDO	\$ 20,640
CONTROLADOR DE CARGA Y DESCARGA	\$ 4,864
INVERSOR 6000 WATTS	\$ 78,560
MANO DE OBRA	\$ 70,000
TOTAL	\$ 12, 205 714
TOTAL PESOS	\$ 24, 335 710

6.2 Análisis de demanda de Energía Eléctrica con Micro Turbina de Gas.

ELEMENTOS PARA EL SISTEMA	Costo en \$US
Micro turbina a gas natural de 250 kW	260000
Puente de transformación o reductor de presión de gas	5500
Tubería para gas natural (incluye excavación y filtro de gas)	2000
Válvula de bola de acero al carbono 2	250
Extensión de red eléctrica en 480 / 220 V (400 m)	3500
Casa de máquinas de 40 m ²	2500
Accesorios para conexión (eléctricos y gas)	1000
Imprevistos	10000
TOTAL general	284 750

Si consideramos la paridad del dólar a \$15.00

Por lo que se tendría un costo aproximado de **284,750 X 15= \$ 4,271 250.**

TOTAL PESOS	\$ 4,271250
--------------------	--------------------

6.3 Consideraciones tomadas en el proyecto:

Para realización del proyecto se tomaron como base a la Norma Oficial Mexicana 001-SEDE-2005, al standard 37 de la NFPA referentes a instalación de turbinas de gas, tarifas horarias y costo de la energía por parte de la compañía suministradora.

El cálculo de la demanda facturable se hizo en base al precio de un mes de energía eléctrica, un mes para la facturación con horario de verano y otro mes para el periodo en que no se tiene horario de verano. Por lo que no se esta considerando variantes en el precio de la energía eléctrica por mes, y se esta suponiendo un nivel de demanda para poder realizar los cálculos necesarios para obtener un aproximado en la facturación.

Los precios de los dispositivos de generación distribuida fueron tomados con valores existentes en el mercado, estos precios están sujetos a cambio, es por eso que la paridad del dólar se tomo a 15 pesos y tener un valor aproximado si hubiese algún cambio en los precios.

A continuación se presenta una tabla comparativa entre las tres formas de alimentación de energía eléctrica que se analizaron.

ANÁLISIS DE COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA		
FUENTE DE ENERGÍA	TIEMPO DE VIDA	PRECIO \$
CELDA FOTOVOLTAICAS	20 AÑOS	24,335 710
MICRO TURBINAS	20 AÑOS	4,271 250
COMPAÑÍA SUMINISTRADORA	20 AÑOS	6,260 656

Conclusiones.

La mejor opción que se encontró en este análisis para suministrar energía eléctrica, es la de contar con micro turbinas de gas para la generación y abastecimiento de energía para el comedor, esto debido al costo de adquisición de los equipos, instalación, tiempo de vida con la que se cuentan, ya que en este caso se tiene un promedio de 20 años con lo que la cifra de dinero invertido sería menor al costo que involucra tener como suministro a la compañía suministradora o tener energía a base de celdas fotovoltaicas, por las diferentes características con las que cuentan las micro turbinas son una opción real a considerarse en las instalaciones que se encuentran alejadas de la red eléctrica de zonas urbanizadas, para tener como respaldo a las micro turbinas de gas o para tener como respaldo a la energía de la compañía suministradora, esta modalidad de tener a CFE como respaldo y generar su propia energía es ahora cada vez más común, sobre todo en industrias que manejan gas dentro de sus instalaciones. Aunque hay que considerar un costo adicional por la compra del combustible para el funcionamiento de las micro turbinas, en aquellas empresas en que sea necesario la adquisición del gas natural, además de tener especial atención en las recomendaciones de seguridad para el personal durante la instalación del equipo y suministro del gas combustible.

Por otra parte la distribución de la energía eléctrica en México se realiza de manera confiable, por lo que al tener la alimentación por parte de la compañía suministradora se tendría la certeza de tener un servicio confiable, es por esta razón y los costos observados durante el análisis que la segunda mejor opción sería la de contar con el suministro de energía eléctrica por este medio, pero para tener la certeza de contar con un suministro libre de fallas y con una disponibilidad al 100%, es necesario el contar con una fuente paralela de generación de electricidad que respalde el suministro, como es el caso en que se encuentran la mayoría de las empresas en México, para nuestro caso se podría utilizar alguna de las dos fuentes de generación distribuida. Las celdas fotovoltaicas o las micro turbinas pueden realizar la función de sistema de respaldo por medio de un sistema de transferencia que realice el cambio entre las fuentes de suministro.

Para el caso específico de las celdas fotovoltaicas, existen dos factores que impactan directamente en la adquisición de los dispositivos, el costo elevado por dispositivo y por sistema, así como el área que se debe considerar para su instalación, sin embargo y debido a los constantes avances de la tecnología, serán una realidad en los hogares e industrias en todo el mundo al contar con sistemas menos robustos, con menores costos en la adquisición e instalación, además de establecer una armonía con la arquitectura de las ciudades y los paisajes de provincia, proporcionando energía eléctrica de una manera segura y limpia. Por el momento esta manera de generar energía de acuerdo al análisis es la más cara, la que requeriría una mayor área para su instalación y la que ocuparía mayor mano de obra en su instalación, por lo que se encontraría en la tercera opción de suministro de energía.

BIBLIOGRAFÍA

- Norma Oficial Mexicana Instalaciones Eléctricas NOM-001-SEDE-2005.
- National Fire Protection Association Standard 70 NEC.
- National Fire Protection Association Standard 37 Instalación de Turbinas de Gas.
- Sistemas de Energía Fotovoltaica y el Código Eléctrico Nacional Sandia National Laboratories.