



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE M É X I C O



FACULTAD DE INGENIERÍA



**DESARROLLO DE UN SISTEMA
SUSTENTABLE PARA EL SUMINISTRO DE
ENERGÍA ELÉCTRICA EN COMUNIDADES
AISLADAS**

DIRECTOR: ING. ALEJANDRO SOSA FUENTES

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA
AREA ELÉCTRICO ELECTRÓNICA
P R E S E N T A
VÍCTOR HUGO GONZÁLEZ SÁNCHEZ
MEXICO, D.F. 2003

*Mira cada camino de cerca y con intensión.
Pruébalo tantas veces como consideres necesario.
Luego hazte a ti mismo, y a ti solo, una pregunta:
¿tiene corazón este camino?.
Si tiene, el camino es bueno; si no, de nada sirve.
Ningún camino lleva a ninguna parte,
pero uno tiene corazón y el otro no.
Uno hace gozoso el viaje; mientras lo sigas,
eres uno con él.
El otro te hará maldecir tu vida.
Uno te hace fuerte; el otro te debilita.*

Carlos Castaneda

A mis padres, hermanos, familiares y amigos por su incalculable apoyo y comprensión.

A mi Universidad que me brindó la formación profesional y humana necesaria para servir a mi Patria.

A todos mis profesores por compartir sus conocimientos y experiencias.

¡GRACIAS !!!

INDICE

Presentación

Capítulo I: Los Sistemas Sustentables

I.1 Antecedentes	2
I.2 Desarrollo Sustentable	3
I.3 Sistemas Sustentables	5
I.4 Sistemas Sustentables para el Suministro de Energía Eléctrica	7
I.5 Situación Actual para México	7
I.5.1 Sistemas de Energía Convencional	8
I.5.2 Sistemas Sustentables de Energía Eléctrica	8
I.5.3 Comunidades Aisladas en México	9
I.5.3 Planteamiento	9
Bibliografía	11

Capítulo II Energía Solar: Los Sistemas Fotovoltaicos

II.1 Introducción a la Energía Solar	14
II.2 Aplicaciones de la Energía Solar	15
II.3 Las Celdas Solares	18
II.3.1 Semiconductores	18
II.3.2 Efecto Fotovoltaico	19
II.3.3 Celdas Solares	19
II.3.4 Circuito Equivalente	20
II.4 Los Módulos Fotovoltaicos	22
II.5 Conjuntos Fotovoltaicos	22
II.6 Los Sistemas Fotovoltaicos	22
II.7 Recomendaciones Generales para la Instalación de un Sistema Fotovoltaico	24
II.8 Protección de los sistemas fotovoltaicos	26
II.9 Determinación de la Zona de Instalación de un Sistema Fotovoltaico	27
II.10 Mapas de Insolación	28
II.11 Definición de términos	28
Bibliografía	31

Capítulo III Energía Eólica: Los Aerogeneradores

III.1 La Energía del Viento	34
III.2 Aprovechamiento de la Energía del Viento	34
III.2.1 Determinación de una Zona con Potencial Eólico	34
III.2.2 Escala Beaufort	35
III.2.3 Equipo de Adquisición de Datos	35
III.3 Aplicaciones de la Energía del Viento	38
III.4 Aerogeneradores	39
III.4.1 Clasificación de los Aerogeneradores	39
III.4.1.1 Aerogeneradores de Eje Vertical	39
III.4.1.2 Aerogeneradores de Eje Horizontal	39
III.4.2 Conceptos Generales	40
III.4.2.1 Definición de términos	45
III.5 Aerogeneradores de Eje Horizontal de Baja Potencia	46
III.5.1 Definición	46
III.5.2 Componentes Básicos	46
III.5.3 Operación del Aerogenerador	48
III.5.4 Protección del Aerogenerador contra Descargas Atmosféricas	48
III.5.5 Protección de las Aspas del Aerogenerador	49
III.5.6 Protección del Equipo Electrónico	50
III.5.7 Protección al Generador	50
III.5.8 Conductores de Bajada	51
III.5.9 Sistemas de Tierras	51
III.7 Ventajas y Desventajas	52
III.8 Situación en México	53
Bibliografía	55

Capítulo IV Energía Hidráulica: Sistemas Microhidroeléctricos

IV.1 Introducción	58
IV.2 Definición	58
IV.3 Clasificación de los Sistemas Hidroeléctricos	58
IV.3.1 Clasificación de acuerdo a su Potencia	58
IV.3.2 Clasificación de acuerdo a su implantación	58
IV.3.2.1 Centrales de Agua Fluyente	58
IV.3.2.2 Centrales de Pie de Presa	59
IV.3.2.3 Central Hidroeléctrica en Canal de Riego	59
IV.4 Consideraciones para el Diseño de un Sistema Microhidroeléctrico	60
IV.4.1 Altura de Salto	60
IV.4.2 Estudio Hidrológico	61
IV.4.3 Potencia Instantánea	62
IV.4.4 Obra Civil	62
IV.5 Turbinas Hidráulicas	63
IV.5.1 Turbina Pelton	63
IV.5.2 Turbina Ossberger o Banki-Michelle	64
IV.5.3 Turbina Francis	65
IV.5.4 Turbinas Helice, SemiKaplan y Kaplan	65
IV.5.5 Comparación entre Turbinas	66
IV.6 Potencia Nominal	67
IV.7 Generadores	67
IV.7.1 Generador Síncrono	67
IV.7.2 Generador Asíncrono.	68
IV.8 Control del Sistema Microhidroeléctrico	69
IV.9 Protección del Sistema Microhidroeléctrico	69
IV.10 Situación en México	70
Bibliografía	72

Capítulo V Energía Convencional como Respaldo: Plantas Eléctricas de Combustión Interna Diesel

V.1 Introducción	74
V.2 Componentes de una Planta Eléctrica de Combustión Diesel	74
V.3 Motor de Combustión Interna Diesel	75
V.3.1 Introducción al Motor de Combustión Interna Diesel	75
V.3.2 Definiciones Básicas del Motor de Combustión Interna	75
V.3.3 Clasificación del Motor de Combustión Interna Diesel	76
V.3.4 Principio de Funcionamiento del Motor Diesel	76
V.3.5 Componentes de un Motor Diesel	77
V.3.6 Sistemas del Motor de Combustión Interna Diesel	77
V.4 Generador Síncrono	79
V.4.1 Conceptos Básicos de Generadores de Corriente Alterna	79
V.4.2 Descripción General de un Generador Síncrono sin Escobillas	80
V.4.3 Componentes Mecánicos	81
V.4.4 Operación Eléctrica del Generador de Potencia	82
V.4.5 Regulador Electrónico de Voltaje	83
V.5 Partes Complementarias de una Planta Eléctrica de Combustión Diesel	84
V.5.1 Circuito de Control de Transferencia y Paro	84
V.6 Elementos Auxiliares de una Planta Eléctrica de Combustión Interna Diesel	86
V.7 Aplicaciones	87
V.8 Aplicación de Generadores Diesel para Sitios Remotos	87
Bibliografía	90

VI.1 Introducción	92
VI.2 Clasificación de Sistemas Híbridos	93
VI.2.1 Sistema Híbrido Serie	93
VI.2.2 Sistema Híbrido de Alimentación Alternada	93
VI.2.3 Sistema Híbrido Paralelo	94
VI.3 Descripción de los Elementos	94
VI.3.1 Inversores	94
VI.3.1.1 Clasificación	94
VI.3.1.2 Conceptos Básicos de los Inversores por Conmutación	94
VI.3.1.3 Inversores Trifásicos	96
VI.3.1.4 Operación del PWM	98
VI.3.1.5 Protección del Inversor	99
VI.3.1.6 Instalación	100
VI.3.2 Banco de Baterías	100
VI.3.2.1 Clasificación	100
VI.3.2.2 Conceptos Básicos	100
VI.3.2.3 Baterías de Plomo-Acido	103
VI.3.2.4 Principio de Operación	104
VI.3.2.5 Comentarios	105
VI.3.3 Sistema General Central (CGS)	106
Bibliografía	110

Capítulo VII Cálculo de un Sistema Híbrido Eólico+Fotovoltaico+Microhidroeléctrico+Diesel

VII.1 Diagnóstico de un Sitio Remoto	112
VII.2 Jerarquización de los usos de la energía eléctrica en Sitios Remotos	112
VII.2.1 Usos Domésticos	112
VII.2.2 Usos Comunitarios	114
VII.2.3 Usos productivos	118
VII.3 Características de la Carga	118
VII.3.1 Definición de los Principales Factores	118
VII.4 Uso Racional de la Energía	123
VII.5 Elaboración de la Curva de Demanda Diaria Estimada de un Sitio Remoto	125
VII.6 Metodología de Cálculo de las Fuentes de Generación	126
VII.6.1 Metodología de Cálculo para la Selección de un Aerogenerador	126
VII.6.1.1 Cuantificación de la Energía Requerida para la Carga	127
VII.6.1.2 Estimación de la Energía que Proporciona el Aerogenerador	127
VII.6.1.3 Cálculo del Histograma de Velocidades de Viento	128
VII.6.1.4 Selección del Aerogenerador	129
VII.6.2 Cálculo del Sistema Fotovoltaico	130
VII.6.3 Cálculo de un Sistema Microhidroeléctrico	131
VII.6.4 Selección de una Planta Eléctrica de Combustión Interna Diesel	133
VII.6.5 Cálculo del Banco de Baterías	134
VII.6.6 Selección del Inversor de Voltaje	135
VII.7 Diseño y Dimensionamiento de los Sistemas híbridos	136
Bibliografía	144

Capítulo VIII Planteamiento Viable para México

VIII.1 Balance Nacional de Energía y los Sistemas Renovables de Energía para el Suministro Eléctrico	146
VIII.2 El Futuro Inmediato los Sistemas Sustentables de Energía para el Suministro Eléctrico en México	146
VIII.3 Casos Reales de Sistemas Sustentables para el Suministro de Energía Eléctrica	149
Bibliografía	150

Conclusiones	151
--------------	-----

Presentación

En los últimos años, así como se ha globalizado la economía mundial a partir del Neoliberalismo y su fracaso por tratar de acortar la brecha entre los países industrializados y los que están en vías de desarrollo, también ha surgido una nueva conciencia planetaria sobre los problemas del uso indiscriminado de los recursos y las consecuencias que de ello deriva. En este entendido, y bajo esta nueva perspectiva, todo en nuestro planeta está íntimamente relacionado. No se puede contaminar lejos de algún sitio porque ningún lugar está lejos. El calentamiento de la tierra por el efecto invernadero producido por los Cloro Fluoro Carbonos es una señal de ello. La pobreza y la falta de oportunidades reales de desarrollo crea un bumerang para los países ricos. Por un lado, los países ricos han enfatizado en disminuir el uso de contaminantes buscando, al mismo tiempo, satisfacer sus actividades consumistas, por el otro, los países pobres buscan preservar sus recursos naturales tratando de que sus habitantes puedan obtener un nivel de vida digno. En estos dos bandos se basa el Desarrollo Sustentable.

Los sistemas sustentables de energía, que no son otra cosa que las fuentes renovables de energía, ya existentes, de algún modo desde hace mucho tiempo, se han desarrollado de un modo espectacular en los últimos años y más precisamente desde las crisis petroleras de los 70's y como consecuencia de reconocer que las fuentes no renovables son finitas y que la energía nuclear puede ocasionar grandes desastres.

En nuestro país existen un gran número de pequeños grupos humanos que se encuentran parcial o totalmente incomunicados y aislados de las grandes urbes, careciendo la mayor parte de ellos de servicios básicos tales como: carreteras, puentes, energía eléctrica, comunicación, agua potable, etc., y demás comodidades que podemos encontrar en las grandes ciudades. ¿Cómo podrían estos grupos obtener energía para satisfacer sus necesidades básicas, sin comprometer sus recursos? En este trabajo se hace un esfuerzo para buscar alternativas para este problema con el desarrollo de los sistemas sustentables de energía eléctrica que han evolucionado en los últimos años y de buscar alternativas para utilizarlos conjuntamente en un sistema híbrido.

La primera parte de este escrito plantea el tema de la sustentabilidad, desarrollo sustentable, los sistemas sustentables de energía eléctrica, así como, el avance hasta nuestros días, de la electrificación en México que da sustento técnico a este trabajo.

Luego, en el capítulo II comenzamos con el estudio de las fuentes renovables de energía que serán parte del sistema híbrido propuesto, nos referimos a la energía solar y específicamente a los sistemas fotovoltaicos. El recurso solar en nuestro país está más que comprobado por la situación geográfica en la que nos encontramos. Aunque existen en desarrollo muchas de las tecnologías para el aprovechamiento de la energía solar, hasta ahora los sistemas fotovoltaicos ofrecen la mayoría de las ventajas por su sencillez y versatilidad. En esta parte de nuestro estudio veremos los aditamentos necesarios para la aplicación de esta tecnología.

Otra de las fuentes de energía de estudio será al Sistema Eoloeléctrico. Para el conocimiento de tal sistema establecemos un análisis del viento y que de acuerdo a muy diversos factores puede lograrse encontrar un sitio para colocar una máquina eólica. Más adelante nos concentraremos en los aerogeneradores de eje horizontal y estudiaremos minuciosamente uno de pequeña potencia.

En el capítulo IV, se estudian los sistemas microhidroeléctricos que han tenido un gran auge por ser una energía limpia y cuyo impacto ambiental puede ser mínimo.

Hace algunos años las plantas de combustión diesel fueron la mejor opción para electrificar comunidades rurales y aunque presentan una gran cantidad de desventajas aún siguen siendo utilizadas. Este tipo de planta puede usarse como fuente de respaldo para nuestro sistema híbrido, sus características generales se mejoran para esta aplicación. En esta parte de la tesis se revisa el funcionamiento de las plantas de combustión diesel.

Los sistemas híbridos desarrollados hasta hoy son variados y encontramos en el mercado diferentes tecnologías aún como prototipos, en el capítulo VI estudiamos algunas de ellas. Parte del sistema híbrido son las fuentes de energía, pero existen otros subsistemas que son indispensables para el buen funcionamiento del sistema en general, nos referimos al banco de baterías, al control del sistema y protecciones, aquí se les da un espacio para su estudio.

Para dimensionar adecuadamente un sistema híbrido no basta con calcular y comprobar el recurso solar y eólico en un sitio de interés sino que también tiene que satisfacer las demandas de la comunidad a electrificar para ello se elaboró el capítulo VII. En el se estudian las posibles cargas al sistema. Además se ofrece una guía de cálculo para la elaboración de la curva de demanda y el dimensionamiento adecuado del sistema híbrido.

En el capítulo VIII se analiza el panorama de los sistemas sustentables de energía eléctrica en nuestro país y el punto de vista oficial. También se hace necesario tomar en cuenta las experiencias conseguidas en sistemas híbridos, y es por ello que enlistamos algunos de los sistemas ya instalados en nuestro país.

Objetivos

Objetivo principal.

Desarrollar alternativas de sistemas sustentables para el suministro de energía eléctrica en comunidades aisladas.

Objetivos Secundarios.

- Estudiar las fuentes renovables de energía eléctrica tecnológicamente viables para el suministro de energía eléctrica en comunidades aisladas.
- Desarrollar un modelo híbrido de interconexión a partir de la combinación de diversas fuentes convencionales no renovables y no convencionales renovables de energía eléctrica como un sistema sustentable.
- Ofrecer un panorama de la aplicación de los sistemas sustentables para México.

Resultados esperados

Panorama General de la Aplicación de los Sistemas Sustentables para el Suministro de Energía Eléctrica en Sitios Remotos.

Estudio, Metodología de Cálculo y Aplicación de:

- Sistemas Fotovoltaicos
- Aerogeneradores
- Microhidroeléctricas
- Plantas Eléctricas Diesel.

Estudio, Metodología de Cálculo y Aplicaciones de un Sistema Híbrido con Fuentes Alternas de Energía como Sistema Sustentable.

Estudio, Metodología de Cálculo para cubrir las necesidades de energía eléctrica en un sitio remoto.

Panorama General de la Situación en México de los Sistemas Sustentables de Energía para el suministro de Energía Eléctrica.

Una alternativa de solución para el abastecimiento de energía eléctrica a sitios remotos, especialmente a comunidades rurales aisladas que permita elevar la calidad de vida de miles de mexicanos.

CAPÍTULO I

SISTEMAS SUSTENTABLES

I.1 Antecedentes

Para comprender el surgimiento del concepto Desarrollo Sustentable, es necesario conocer previamente el contexto en el cual se va gestando y finalmente surge esta nueva orientación conducente al desarrollo de los países para el próximo milenio. Para ello, se estima conveniente revisar retrospectivamente la situación política, económica, social y ambiental durante los últimos 50 años en el mundo.

A fin de exponer brevemente las orientaciones políticas gubernamentales se ha dividido la segunda mitad de siglo en cuatro periodos claramente identificados según la política económica imperante y los modelos de desarrollo subyacentes.

El periodo 1940 - 1960; la década 1970; la década 1980; y la década actual de 1990. En breve, en el periodo 1940 / 1960, posterior a la recesión mundial de los años treinta, se elabora una política de la "modernización" la cual modifica el modelo económico existente basado en las importaciones de bienes por un nuevo modelo de sustitución a las importaciones con lo cual se inicia un proceso acelerado de industrialización para los países en vías de desarrollo. En contraste al crecimiento económico nacional experimentado por los países, se observa en el periodo un aumento significativo de la población urbana, producto de las migraciones campo/ciudad en busca de oportunidades laborales, que va dejando como saldo migratorio a cientos de personas sumergidas en absoluta pobreza.

En el periodo de los 70, surge un nuevo modelo de desarrollo en respuesta a los efectos sociales derivados de la "modernización" y es conocido como la política de las "Necesidades Básicas", que pretende en primera prioridad satisfacer las necesidades básicas de los asentamientos humanos, particularmente los más pobres. Esto significa, entre otros, la creación de empleos, la ejecución de infraestructuras, la construcción de viviendas y

el equipamiento básico mediante un enfoque estrictamente sectorial de los proyectos de inversión pública. En este sentido el rol del Estado es asumido como un proveedor de servicios sociales. El pensamiento de la política económica en esta década es la distribución del crecimiento económico con equidad para lo cual el sector público adquiere un gran peso como actor principal conductor del desarrollo. Una de las críticas que se han hecho a esta política es el estancamiento del crecimiento económico, el gran déficit en la balanza de pagos por un aumento irrestricto del gasto social y un incremento de la deuda externa.

Al final de los setenta se produce una crisis económica global derivada, entre otros, del alza sustantiva en el precio del petróleo en 1979, lo cual lleva a una recesión mundial que modifica la política económica de los países desarrollados, orientándose esta vez hacia la desregulación del mercado. Esta situación trae como consecuencia la eliminación de barreras económicas para el libre mercado, una reducción de la demanda por productos primarios proveniente de los países en desarrollo, una baja en los precios de estos productos y la disminución de divisas para mantener su economía funcionando, lo cual genera un gran déficit en la balanza de pagos. Así, los países en desarrollo se ven forzados a solicitar prestamos a organismos como el Banco Mundial y el Fondo Monetario Internacional, quienes a cambio le imponen modelos de desarrollo económico fundados en el neoliberalismo.

Es así como en los ochenta, se implanta el modelo neoliberal conocido como la política del "Ajuste Estructural". En el plano social, se invierte en recursos humanos a largo plazo vía la capacitación, se reduce significativamente el gasto social en sectores claves para el desarrollo y bienestar social como educación, salud, previsión, vivienda, etc. y se entrega la otorgación de estos servicios al sector privado por considerarlo más eficiente que el sector público en la asignación de los recursos, aunque no necesariamente más equitativo. Se cree que

una forma de combatir la pobreza es mejorando la productividad pues así se van a generar nuevos y más empleos junto con riquezas que alcanzaran a todos los sectores sociales. No obstante, una de las críticas más evidentes del periodo fue el aumento de la brecha entre los sectores acomodados y los más pobres, pues en la realidad los sectores desposeídos llegaron a ser más pobres aun y viceversa. El pensamiento de la política económica en los ochenta postula la liberalización económica en donde el mercado actúa como regulador y con ello se definen acciones e instrumentos políticos tal como la virtual suspensión de las restricciones económicas a las importaciones, la explotación indiscriminada de los recursos naturales como fuente básica para la producción económica y exportaciones, el uso ilimitado de las infraestructuras urbanas existentes, la competencia de los servicios públicos vía un proceso de privatización, etc. Los actores principales del desarrollo son el sector privado y el sector público como subsidiario del anterior.

A fines de los setenta y durante la década de los ochenta comienza ya a debatirse mundialmente las problemáticas ambientales que afectan tanto al globo terráqueo como a los países localmente y adquiere tal relevancia este tópico que en los noventa alcanza los escenarios políticos llegando a ser un componente mas a considerar en los modelos de desarrollo. Aunque en primera instancia aparece como una dicotomía conceptual entre el desarrollo y el medioambiente, luego se demuestra que el desarrollo económico y la gestión ambiental son aspectos complementarios de una misma agenda. (World Bank, 1992) Es así como en los noventa se plantea el modelo del "Desarrollo Sustentable" como la opción para abordar simultáneamente los desafíos que enfrentan los asentamientos humanos a fines del siglo XX, como son: los flagelos de la pobreza, la destrucción sostenida del medioambiente y el crecimiento económico.

En el plano económico surge como un imperativo la necesidad de elevar la productividad económica ya no entendida solamente como sinónimo de crecimiento

económico sino también la internalización de una evaluación de la relación insumo / producto existente por cada unidad de producción resultante; asignando esta vez una valoración al uso de recursos humanos y ambientales.

I.2 Desarrollo Sustentable

El Desarrollo Sustentable o desarrollo sostenido, se perfila como concepto por primera vez en el Club de Roma en 1972 aludiendo al vinculo existente entre crecimiento económico global y escasez de recursos naturales, en el informe Limits to Growth. Y en el mismo año se publica el libro Only One Earth que continua con esa línea. No obstante, se acuña oficialmente el termino "Sustainable Development" en 1987, en el informe Our Common Future, realizado por la Comisión Mundial sobre Desarrollo y Medioambiente, conocido como la Comisión Brundtland. La comisión define el término como: "... satisfacer las necesidades de la presente generación sin comprometer la habilidad de futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades..."

Al respecto hay que mencionar que hoy en día existen mas de 80 definiciones del concepto Desarrollo Sustentable dependiendo de los enfoques que asigna cada cual, pero en términos generales se puede afirmar que hay dos corrientes de pensamiento: una focalizada en los objetivos de desarrollo y otra focalizada en los controles requeridos para el impacto dañino que causan las actividades humanas sobre el medioambiente. En otras palabras, la discusión se centra en la sustentabilidad de tipo ecológico mas que en las metas de un desarrollo social y económico de una sociedad. De hecho en el encuentro mundial organizado por las Naciones Unidas en Río de Janeiro, 1992, conocido como Earth Summit, una de las criticas realizadas por los países del Hemisferio Sur y organizaciones no gubernamentales fue el marcado énfasis en aspectos ecológicos que garanticen la sustentabilidad del sistema natural mas que en aspectos derivados del desarrollo social y económico, situación prioritaria para dichos países, pues la sustentabilidad ecológica

por sí misma no contribuye directamente a reducir los niveles de pobreza.

Al respecto, se puede afirmar que ha habido una evolución o madurez en el vínculo entre desarrollo y medioambiente, pues entre los setenta y ochenta la postura de fondo era limitar el crecimiento para no agotar los recursos naturales no renovables, sin embargo entre los ochenta y noventa, la postura es que exista crecimiento económico para combatir la pobreza, pero con restricciones ambientales. En otras palabras se sustituye la postura del "no crecimiento" por un "crecimiento verde", lo cual significa pasar de una dicotomía entre desarrollo y medioambiente a una concomitancia. Así se llega paulatinamente a concebir el concepto del Desarrollo Sustentable como una nueva forma de desarrollo para enfrentar el futuro de las naciones.

El concepto de sustentabilidad tiene su origen en la ecología toda vez que su definición esta basada en los problemas ambientales derivados de la alteración de los ciclos de la naturaleza. La sustentabilidad ha sido definida de muchas maneras según el contexto, pero inicialmente ha sido definido como la capacidad de permanencia en el tiempo de un proceso que perdura gracias a la retroalimentación y en particular se refiere al uso de los recursos naturales, que pueden verse afectados por la degradación ambiental de tres tipos:

- El agotamiento de la calidad o cantidad del recurso usado en el consumo o la producción de actividades;
- La contaminación o sobresaturación de la capacidad de la naturaleza de absorber y reciclar desechos llegando a un límite de quiebre, irreversibilidad del medioambiente;
- reducción en la biodiversidad

Un tercer enfoque del concepto de desarrollo sustentable emanado de las agencias de ayuda bilateral, organizaciones internacionales, y agencias de las Naciones Unidas esta relacionado con la continuidad del proyecto asistido económicamente por estas agencias,

vale decir si el proyecto es capaz de continuar con los objetivos de desarrollo una vez terminado el apoyo externo de estas agencias. En este caso la sustentabilidad esta más relacionada con el diseño operativo y la manutención o también conocido como la gestión institucional.

Como puede verse el desarrollo sustentable adquiere diversas connotaciones según el contexto, sin embargo son aproximaciones que van contribuyendo a la maduración del concepto e integración que se hace explícita a final de los noventa.

Algunas aproximaciones conocidas mundialmente son las siguientes: La dimensión ecológica y los objetivos de desarrollo social. De este modo los componentes del desarrollo sustentable se relacionan con minimizar el uso de recursos no renovables (combustible fósil, minerales, pérdida de la biodiversidad).

Y se definen los siguientes términos:

Desarrollo: Uso Sustentable de recursos renovables (acuíferos, cortes de agua fresca, suelos, biomasa).

Sustentable: mantención dentro de la capacidad de absorción de los vertederos de desechos locales y globales. (gases del efecto invernadero, destrucción química del ozono de la estratosfera, químicos persistentes, etc.). Acceso a adecuada sobrevivencia (a menudo implica acceso a los recursos naturales).

Elección: Satisfacer las necesidades básicas. Participación en políticas locales y nacionales junto con el respeto de los derechos humanos. Acceso a una adecuada vivienda y medioambiente sano (incluyendo los servicios básicos).

En suma el otro énfasis del desarrollo sustentable se perfila ya no solo desde la perspectiva ecológica del proceso sino también la social y la económica, ambos aspectos fundamentales para aminorar la pobreza.

I.3 Sistemas Sustentables

Para comprender las aplicaciones de la Teoría General de Sistemas es vital contar con un criterio compartido sobre qué entendemos por Sistema (nuestra unidad de estudio) y cuáles son sus características. Para ello, describiremos primero algunas definiciones básicas.

1. **Sinergia:** Este concepto establece que el examen de una, o incluso de todas las partes constituyentes de un sistema en estudio, no puede explicar la conducta de su totalidad. Dicho de una forma más directa, y como señaláramos anteriormente, la suma de las partes es diferente al todo.

Es fundamental poder conocer las partes y componentes de la unidad y comprender sus interrelaciones, con el fin de aproximarnos a su comprensión.

Por lo tanto, si un objeto de estudio posee dentro de sus características la sinergia, como es el caso de los sistemas sustentables, el enfoque de análisis reduccionista será incapaz de explicar su comportamiento. Si no consideramos esta simple afirmación podemos conducir nuestro proceso de conocimiento o investigación a errores graves e inevitablemente a fracasos.

2. **Recursividad:** Esta definición indica que todo sistema está compuesto a su vez por otros sistemas menores (subsistemas). Además, el sistema en estudio puede ser parte de un sistema mayor y entonces pasa a constituirse también en un subsistema.

3. **Jerarquía:** Un sistema jerárquico es aquel que se encuentra compuesto por otros sistemas (subsistemas) interrelacionados, cada uno de los cuales es a su vez jerárquico respecto a los otros, hasta alcanzar algún nivel inferior de subsistema elemental.

Esta definición implica la idea de niveles, que son ocupados por sistemas (o subsistemas), y donde los de más abajo están contenidos en los de niveles superiores.

Además, para el estudio de un objeto de interés, debemos considerar las relaciones que se establecen tanto entre sus componentes como entre éstos y los componentes que se ubican en niveles vecinos, superior e inferior. Incluir o considerar elementos, relaciones y eventos que ocurren en niveles jerárquicos lejanos, más bien complejizan el análisis y debilitan el éxito de los objetivos planteados.

Un **Sistema** es, entonces, un arreglo de componentes físicos unidos o relacionados en forma tal que forman y actúan como una unidad y un todo, y que tiene un objetivo. Si no consideramos los objetivos, dentro de la definición de nuestro sistema de interés, nos estamos refiriendo más bien a un ensamble (conjunto de elementos relacionados), a partir del cual, en rigor, sólo podemos obtener un resultado descriptivo, perdiendo la posibilidad de lograr con nuestro estudio resultados prescriptivos con aplicación práctica.

A partir de la definición dada para un sistema genérico, podemos definir a un **sistema sustentable** como *aquel que tiene a los menos uno de sus componentes u objetivos orientados hacia el desarrollo económico, social y económico, buscando al mismo tiempo la preservación y aprovechamiento adecuado del medio ambiente de una localidad, región, país, y así sucesivamente.*

En todo sistema es posible distinguir *subsistemas* (principio de recursividad). Los subsistemas constituyen cada una de las partes de un sistema. Están formados por un conjunto de interrelaciones estructurales y funcionales que los vinculan directamente con el sistema mayor y poseen sus propias características. Es decir, son sistemas más pequeños contenidos en sistemas superiores.

1. **Función de Producción:** Relacionada con el uso de los recursos y su transformación en productos, con la mayor eficiencia posible.

2. **Función de Apoyo:** Provee al sistema de los insumos necesarios para el cumplimiento del

proceso de producción. Además, exporta los productos al medio con el fin de volver a ingresar los insumos necesarios. Es decir, relaciona al sistema con su medio ambiente.

3. Función de Mantenimiento: Permite que los elementos del sistema permanezcan dentro de él y se comporten dentro de rangos que no amenacen su sobrevivencia.

4. Función de Adaptación: Encargada de que el sistema actúe adecuadamente frente a los continuos cambios provocados por el medio ambiente.

5. Función de Dirección: Encargada de la coordinación de las funciones y de la toma de decisiones, para el cumplimiento de los objetivos propuestos.

Por otro lado, si afirmamos que un subsistema necesariamente debe ser **viable**, es decir, tener la capacidad de adaptación y de sobrevivencia en un medio de permanente cambio, el concepto de viabilidad puede ser considerado también como un criterio más para determinar si un elemento es o no un subsistema.

Un sistema es viable, si cumple con tres características básicas:

1. Ser capaz de autoorganizarse, o sea, mantener su estructura y ser capaz de modificarlas de acuerdo a las necesidades o estímulos.

2. Ser capaz de autocontrolarse, es decir, poder mantener el valor de las variables fundamentales dentro de límites de normalidad para el sistema.

3. Tener un grado de autonomía suficiente, o un cierto grado de libertad e independencia que permita mantener las variables fundamentales.

La determinación de los **límites** de cada subsistema es compleja. Es difícil aislar los elementos y los aspectos propios del subsistema ya que existe un permanente intercambio y

relaciones con el medio externo y con otros subsistemas. Además, muchas de estas interrelaciones son de causa y efecto, con lo que se producen modificaciones en el tiempo.

Sin embargo, es posible usar dos conceptos para la definición territorial de un sistema. Primero, el supersistema que lo contiene y segundo, los subsistemas que lo componen. Esto significa definir al objeto de estudio en relación a su medio y a sus componentes. Esta idea viene a recalcar que, para conocer un sistema productivo, hay que conocer las relaciones con su entorno y su funcionamiento interno. Otro criterio de ayuda para la definición de los límites la encontramos en el concepto de sinergia-organización. A través de éste, podemos definir y establecer cuáles son los elementos, subsistemas, factores y relaciones que son posibles de eliminar sin que se afecte, altere o elimine la organización que caracteriza al funcionamiento del sistema examinado.

Las **relaciones** que se producen entre los subsistemas, son esencialmente de intercambio o de transferencia. Al respecto hay que destacar al menos dos tipos de relaciones que se producen en función de los factores que son transferidos. Las primeras son las relaciones de **Complementariedad**, donde los subsistemas se complementan en el uso de los factores, y las segundas, las relaciones de **Competencia**, en la cual los subsistemas compiten por el uso de factores limitantes.

Las **relaciones** que se producen entre los subsistemas, son esencialmente de intercambio o de transferencia. Al respecto hay que destacar al menos dos tipos de relaciones que se producen en función de los factores que son transferidos. Las primeras son las relaciones de **Complementariedad**, donde los subsistemas se complementan en el uso de los factores, y las segundas, las relaciones de **Competencia**, en la cual los subsistemas compiten por el uso de factores limitantes.

La **complejidad** de un sistema está determinada por el grado y cantidad de interacciones entre las partes y subsistemas y el grado de variedad de los mismos. Al respecto, podemos afirmar que los sistemas sustentables pueden ser altamente complejos, dando su alto número de variables participantes en el proceso y sus numerosas inter-relaciones.

1. Las unidades de producción presentan objetivos globales, es decir, objetivos sistémicos.
2. Tiene sinergia y organización.
3. Poseen características recursivas.
4. Tienen jerarquía.
5. Tienen estructura y funcionamiento.
6. Presentan interrelaciones y vinculaciones entre los componentes, los subsistemas, y el sistema global.
7. Tienen permanencia en el tiempo.

Los **Atributos Sistémicos** son las características generales que definen la estructura y funcionamiento de cada sistema en particular y pueden definirse del siguiente modo:

1. **Balance:** Decimos que un sistema está balanceado si sus elementos componentes están presentes en cantidades relativas adecuadas para la consecución de las metas.
2. **Armonía:** Indica si un sistema está funcionando en forma sincronizada o no, o, dicho de otra manera, si existe un ritmo adecuado entre los diversos procesos o eventos que se producen en el ámbito de acción.
3. **Estilo:** Señala si el sistema se está desarrollando, o no, en favor de la consecución de los objetivos. Es decir, si su estructura y funcionamiento son tales que hacen factible la materialización del proyecto trazado por los beneficiarios del sistema.

I.4 Sistemas Sustentables para el Suministro de Energía Eléctrica

La preocupación por cuidar el medio ambiente y en específico, las fuentes

energéticas de primera mano se observa como una de las prioridades de un país para ser un país que sea energéticamente sustentable. La relación entre eficiencia energética y desarrollo sustentable hoy en día se observa como un vínculo para el crecimiento de la economía de un país. Es por ello, que la eficiencia energética tiene que ver con el buen uso de los recursos energéticos naturales por medio de la tecnología que se utilice para obtener bienes y servicios (energía eléctrica, materias primas, productos manufacturados, etc.), de ahí que la innovación tecnológica juega un papel importante para el uso adecuado y racional de los recursos energéticos a nivel mundial. El concepto de **sistemas sustentables para el suministro de energía eléctrica** son los arreglos de componentes físicos unidos o relacionados en forma tal que forman y actúan como una unidad y un todo, y que tienen que ver con el cambio tecnológico que contribuye a la disminución de gases efecto invernadero, la explotación indiscriminada de los recursos naturales, la protección del medio ambiente, el uso adecuado de los hidrocarburos, programas de eficiencia energética, cambios en la política energética, así como el impulso de acciones que permitan elevar el nivel de vida de las personas que asegure al mismo tiempo una sustentabilidad social y es de vital importancia el uso de energías renovables probadas y tema de nuestro estudio para contribuir a las metas planteadas.

I.5 Situación Actual para México

En los próximos años, México deberá mantener tasas de crecimiento económico superiores a las actuales, con el fin de garantizar a los mexicanos el acceso a una mejor calidad de vida. En este proceso, la energía desempeña un papel doblemente estratégico, siendo el motor principal del país. Las necesidades por cubrir la demanda nacional de energía se convierte en un reto para el sector, y para ello se deben tomar acciones para evitar cualquier contingencia en el mediano plazo.

I.5.1 Sistemas de Energía Convencional

En México, la capacidad instalada de generación se encuentra formada así: Al cierre del mes de diciembre del año 2002 la CFE, incluyendo productores externos de energía, cuenta con una capacidad efectiva instalada para generar energía eléctrica de 40,349.94 megawatts (MW), de los cuales 9,378.82 MW son de hidroeléctricas, 26,161.16 MW corresponden a las termoeléctricas que consumen hidrocarburos; 2,600.00 MW a carboeléctricas; 842.90 MW a geotermoeléctricas; 1,364.88 MW a la nucleoeletrica y 2.18 MW a la eoloeléctrica, ver figura 1.1. En cuanto a la distribución del consumo de energía por sector, 59.3% fue a la industria, 25% al servicio doméstico, 6.7% al comercio, 5.8% al riego agrícola y 3.2% al sector servicios., ver figura 1.2. Por uso final los motores consumen el 60%, la iluminación el 30% y el 10% lo consumen cargas múltiples, ver figura 1.3.

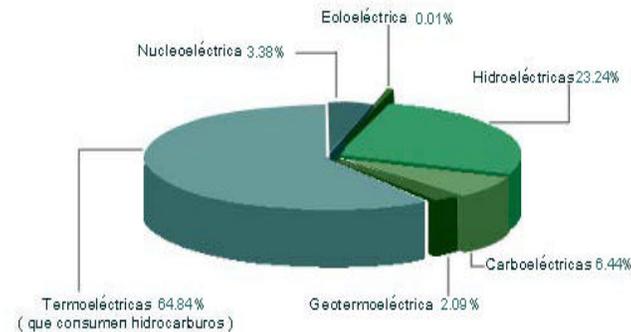


Figura 1.1: Capacidad instalada del Sistema Eléctrico en México

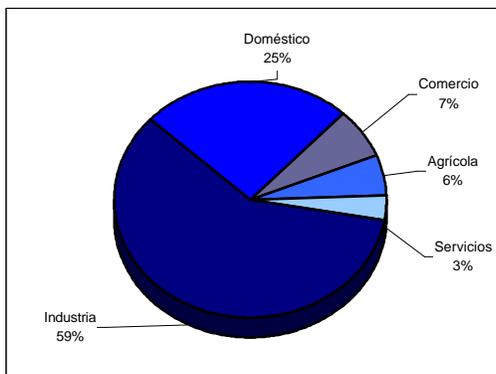


Figura 1.2: Distribución de energía por sector

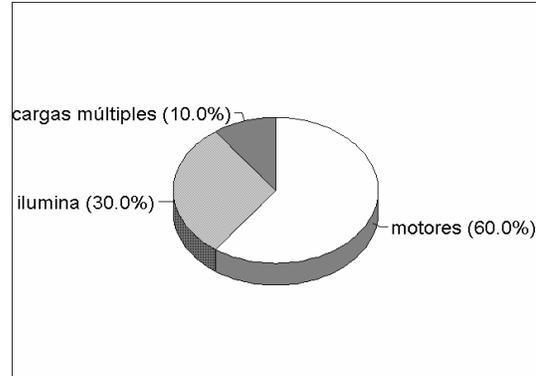


Figura 1.3: Uso Final de la Energía Eléctrica.

I.5.2 Sistemas Sustentables de Energía Eléctrica

Los Sistemas Sustentables para el suministro de energía eléctrica ofrecen múltiples ventajas para el suministro en comunidades aisladas, esto es: son de origen local, son renovables, en muchos casos facilitan el uso de materiales y mano de obra locales, son compatibles con el medio natural y facilitan la producción económica de energía útil a pequeña escala. Pero también son, en mayor o menor grado, intermitentes, de baja densidad, no controlables en su origen y difíciles de predecir.

La magnitud y distribución de los sistemas sustentables para el suministro de energía eléctrica dependen de factores climatológicos, asociados a su vez de la ubicación geográfica del país y su orografía. El potencial de estos sistemas en México no ha sido cuantificado con el grado de detalle que amerita.

La variedad de tecnologías disponibles para aprovechar los sistemas sustentables para el suministro eléctrico o fuentes renovables es grande, pero el número se reduce si se considera exclusivamente la generación de electricidad en comunidades aisladas. Sobresalen por sus características de pequeña escala las tecnologías fotovoltaica, de estanque solar y de plato parabólico; los aerogeneradores; las pequeñas centrales hidroeléctricas; y los biodigestores, gasificadores, carbonizadores y pequeñas calderas para quemar leña.

Los esquemas para el aprovechamiento de estas fuentes para la generación de electricidad requieren, además de los dispositivos primarios de captación y conversión, una gama de elementos tecnológicos que los complementan, tales como baterías para almacenamiento de electricidad, controles electrónicos, equipos de protección, elementos estructurales, etc., que se encuentran disponibles en mayor o menor medida en el mercado nacional.

Una opción para aprovechar los recursos renovables en sitios de interés, es la de conformar un sistema híbrido de generación, constituido por un sistema fotovoltaico, uno eólico, un microhidroeléctrico, etc., como fuente renovables, y un generador diesel como respaldo. Este tipo de sistemas ofrece un mayor grado de confiabilidad durante su vida útil y se abaten costos de operación y mantenimiento.

I.5.3 Comunidades Aisladas en México

En nuestro país, observamos que existe un gran número de pequeños grupos humanos que se encuentran parcial o totalmente incomunicados y aislados de las grandes urbes, careciendo la mayor parte de ellos de servicios básicos tales como: carreteras, puentes, energía eléctrica, comunicación, agua potable, etc.

De acuerdo al término de sustentabilidad expuesto es necesario buscar alternativas que permitan elevar la calidad de vida de estas personas cuidando al mismo tiempo la sustentabilidad ecológica de estos lugares.

En México contamos con un amplio mercado rural para la generación eléctrica con fuentes renovables de energía, ya que en el país aún existen 70,037 comunidades que tienen entre 1 y 99 sin electrificar; 4265 comunidades de 100 a 2,499 habitantes con la misma carencia, sumando un total de 74,302 comunidades rurales que requieren del servicio eléctrico, en la figura 1.4 podemos apreciar estos datos.

Lo pequeño de las comunidades así como su lejanía e inaccesibilidad las hacen elegibles para ser electrificadas en forma descentralizada, esto es, sin extender líneas de distribución para conectarlas a redes existentes, ya que esto traería consigo una elevada inversión inicial y altos costos de operación y mantenimiento, por ejemplo: CFE (Comisión Federal de Electricidad) atiende a comunidades con más de 250 habitantes, siempre y cuando se encuentren cerca de la red de distribución.

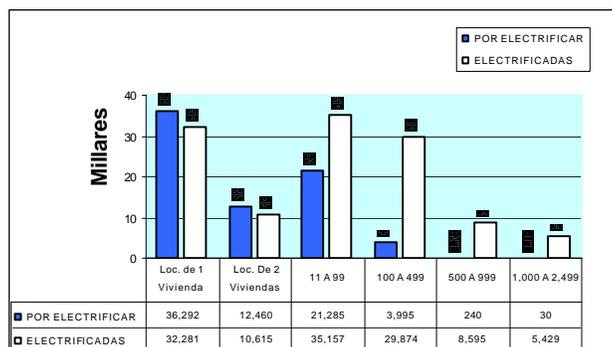


Figura 1.4: Gráfica del índice de electrificación.

I.5.3 Planteamiento

La propuesta de utilizar y diversificar las fuentes renovables de energía eléctrica como sistemas sustentables para el desarrollo de comunidades aisladas consiste en detectar y aprovechar los recursos naturales existentes en la región como son la energía solar a través de sistemas fotovoltaicos, energía eólica mediante aerogeneradores y energía hidráulica con microhidroeléctricas en pequeña escala. Es por ello que el estudio en cuestión consiste precisamente en detectar este recurso en sitio y ofrecer la alternativa más acertada. Como sabemos que el recurso natural es impredecible hasta cierto punto, se plantea la necesidad de combinarlos y más aún, respaldarlos en determinados momentos con un sistema convencional de energía como podría ser un planta de emergencia diesel. De este modo, se sugiere crear sistemas híbridos para el suministro de energía eléctrica en lugares remotos que incluyen principalmente a las miles

de comunidades aisladas en nuestro país y que también puede plantearse para otras aplicaciones como por ejemplo: bombeo de agua, sitios de investigación científica, parques nacionales, estaciones meteorológicas o de comunicación, ecoturismo, entre otros.

De este modo se plantea el estudio detallado de:

Los Sistemas Fotovoltajicos

Los Sistema Eólicos

Los Sistemas Microhidráulicos

Las Plantas de Emergencia Diesel

Los Sistemas Híbridos

El comportamiento de la Carga y Usos

Y los objetivos planteados serían los siguientes:

- Estudiar las fuentes renovables de energía eléctrica tecnológicamente viables para el suministro de energía eléctrica en comunidades aisladas.
- Desarrollar un modelo híbrido de interconexión a partir de la combinación de diversas fuentes convencionales no renovables y no convencionales renovables de energía eléctrica como un sistema sustentable.
- Ofrecer un panorama de la aplicación de los sistemas sustentables para México

Bibliografía

Cárdenas Jirón, Luz Alicia; Definición de un Marco Teórico para Comprender el Concepto del Desarrollo Sustentable; Boletín del Instituto de la Vivienda INVI N°33, Facultad Arquitectura y Urbanismo; Universidad de Chile. Santiago. Mayo 1998.

Venegas V., Raúl; Siau G. Gustavo, Conceptos, Principios y Fundamentos para el Diseño de Sistemas Sustentables de Producción; Revista de CLADES Numero Especial 7, Chile, Agosto 1994.

Larraín, Sara; The Challenge of Socio-Environmental Sustainability in North and South: Its Ethical And Political Potential, Sustainable Chile Program.

Hernández-Santoyo, Joel; La Innovación Tecnológica hacia una Sustentabilidad Energética en México, Universidad Nacional Autónoma de México-DEPFI, Maestría en Ingeniería (Energía). Grupo de Exergia, Instituto Mexicano del Petróleo. Eje Central Lázaro Cárdenas N° 152, 07730, Ciudad de México.

Reséndiz-Núñez (Coordinador); El Sector Eléctrico de México; CFE, Fondo de Cultura Económica; México; 1994.

CFE; Subdirección de Distribución, Unidad de Electrificación.

Datos proporcionados por PAESE (Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico. Director del programa: Jesús Sada Gamiz.

SENER; Balance Nacional de Energía 2001; México; 2002.

UNAM, University of California; Memorias de la Primera Reunión Internacional sobre Energía y Medio Ambiente en el Sector Residencial Mexicano; Ed. John D. & Catherine T. Mac Arthur Foundation; México; 1991.

ATPAE (Asociación de Técnicos y Profesionistas en Aplicación Energética), FIDE; Memorias del XII Seminario Nacional sobre el Uso Racional de la Energía; Editado por ATPAE; México; 1991.

CONAE (Comisión Nacional de Ahorro de Energía); Memorias de las Segundas Jornadas de Cogeneración Congreso Internacional; CONAE; México; 1993.

Fuentes en Internet

Secretaría de Energía: www.sener.gob.mx

Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE): www.conae.gob.mx

Comisión Federal de Electricidad CFE: www.cfe.gob.mx

CAPÍTULO II

ENERGÍA SOLAR: LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

II.1 Introducción a la Energía Solar

La energía solar que recibe la superficie terrestre puede convertirse en energía útil para el hombre (calorífica, mecánica o eléctrica) mediante muy diversas tecnologías.

Los rayos del sol proporcionan energía radiante o *radiación*, que no es otra cosa que ondas electromagnéticas de diferente frecuencia. Las unidades de energía que se utilizan comúnmente son los kiloWatts-hora; así mismo, las de potencia son los kiloWatts. La radiación solar total interceptada por la tierra es de aproximadamente 1.51×10^{18} kWh/año o 5.4×10^{12} TJ/año.

La radiación solar recibida fuera de la atmósfera terrestre es prácticamente constante mientras que la recibida sobre la superficie terrestre varía considerablemente. La energía recibida del sol en un área unitaria expuesta perpendicularmente a sus rayos, a una distancia promedio entre el sol y la Tierra y en ausencia de la atmósfera terrestre recibe el nombre de *constante solar* y tiene un valor aceptado de 1.353 kW/m^2 ($\pm 1.5\%$). Este es el valor que se obtiene al integrar el área en la parte inferior del gráfico de la figura 2.1. Ahí se muestra el espectro de radiación extraterrestre junto al espectro de radiación conocido como masa de aire 1 (MA-1). Este valor indica el efecto que sufre la radiación al atravesar el espesor de la atmósfera. Es evidente que la atmósfera tiene una gran capacidad de absorción y reduce la energía solar que llega de la tierra, particularmente en ciertas longitudes de ondas.

Como se comentó, no toda la radiación recibida del sol tiene la misma longitud de onda. El espectro solar comprende la región ultravioleta (de 0.115 a 405 micras) con 9.293% de la energía, la región visible (de 0.405 a 0.74 micras) con 41.476% de la energía, y la región infrarroja (de 0.740 a 1,000 micras) con 49.231% de la energía. La máxima intensidad de la energía solar ocurre en la región visible del espectro. Las características del espectro solar son importantes para seleccionar algunos de los

materiales empleados en el aprovechamiento de ésta fuente.

La radiación solar se altera considerablemente (por dispersión y absorción) al pasar a través de la atmósfera y el total incidente sobre la superficie horizontal terrestre rara vez excede de 1 kW/m^2 . La radiación solar puede descomponerse en *directa* y *difusa*. La primera de ellas se refiere al flujo de rayos solares recibidos desde la dirección del disco solar; la *radiación difusa* es la que llega a la superficie terrestre desde el resto del cielo y es producto de la dispersión que sufre la luz solar a través de la atmósfera terrestre. La proporción de cada una de ellas en la radiación total depende de la nubosidad, humedad, presencia de partículas suspendidas en la atmósfera y otras condiciones ambientales, pudiendo llegar a corresponder a la radiación difusa desde un 10% hasta un 85% de la total, siendo esta proporción menor en zonas tropicales. La composición de la radiación es importante dado que algunas tecnologías solares disponibles aprovechan sólo la insolación directa, mientras que otras aprovechan la total. Por otra parte, la radiación solar recibida es diferente para distintas latitudes y la que llega sobre superficies inclinadas difiere de la recibida sobre superficies horizontales.

Existe un gran número de instrumentos para medir la radiación solar total o sus componentes directa o difusa, tanto en sus valores instantáneos como de los integrados a lo largo de un cierto intervalo de tiempo. Entre los instrumentos de medición pueden distinguirse genéricamente los *pirheliómetros* de incidencia normal (radiación directa), los *piranómetros* (radiación total) y los *difusómetros* (radiación difusa); estos últimos son generalmente piranómetros con una banda o disco de sombra que impide al sensor detectar la radiación directa midiendo por tanto sólo la componente difusa.

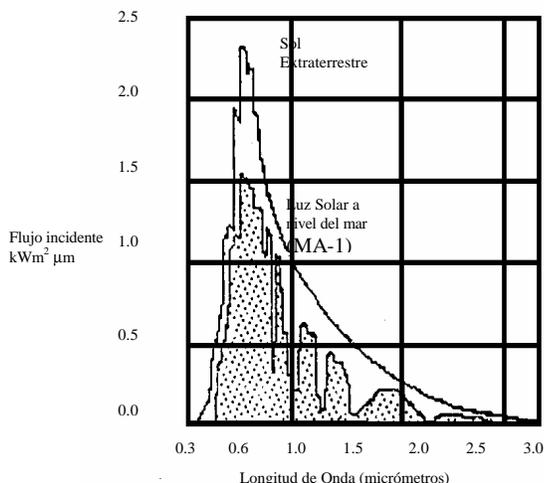


Figura 2.1. Espectro de radiación.

Insolación es la cantidad de energía solar que recibe un área determinada durante un período de tiempo dado. Se mide en kiloWatt-horas por metro cuadrado. También se usan mediciones en BTU por pie cuadrado por hora, Langleys [Ly] y megajoules por metro cuadrado. Los factores de conversión son:

$$\text{kW-h/m}^2 = \text{Ly} / 85.93 = 316.96 \text{ Btu} / \text{pie}^2 \text{ hora} = 3.6 \text{ MJ/m}^2 \quad (2.1)$$

$$1 \text{ Ly} = 1 \text{ cal} / \text{cm}^2 \quad (2.2)$$

Los datos de insolación se presentan frecuentemente como valores de promedio diario para cada mes. La *irradiancia máxima* es la disponible al mediodía solar de cualquier día dado, no importa cual sea la estación. El mediodía solar se define como la hora cuando el sol llega a su apogeo durante su trayectoria a través del firmamento. El término *horas de sol máximo* u *horas-pico* es el número equivalente de horas diarias en que la irradiancia solar alcanza un promedio de 1000 W/m². Las horas de sol máximo corresponden directamente a la insolación.

La figura 2.2 muestra la trayectoria diaria del sol para un lugar del hemisferio norte. Esta trayectoria representa el ángulo relativo del sol con respecto a una superficie horizontal para una latitud de 40° en el hemisferio norte.

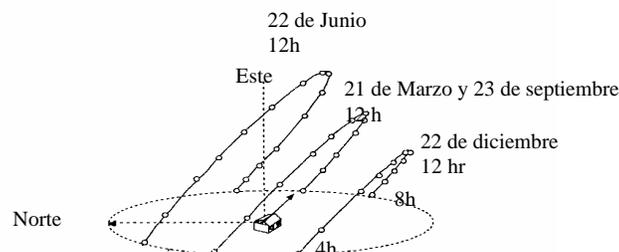


Figura 2.2. Trayectorias estacionales del sol a 40° N de latitud.

Dos *características básicas* de la energía solar son fuente de la mayor parte de las dificultades tecnológicas para su aprovechamiento :

a) su baja densidad por unidad de área, lo que hace necesario dispositivos con gran extensión para captar cantidades importantes de energía, y

b) su intermitencia, lo que implica que para muchas de sus aplicaciones potenciales se requieran dispositivos de almacenamiento energético que encarecen las tecnologías.

Estas dos características hacen suponer que los esfuerzos de investigación y desarrollo podrían dirigirse fundamentalmente hacia dos puntos: a) la tecnología de materiales en su más amplio sentido, y b) el almacenamiento de energía.

El almacenamiento temporal de energía, a bajo costo, es una condición para que la utilización de la energía solar se lleve a cabo a escalas importantes.

II.2 Aplicaciones de la Energía Solar

Las tecnologías para el aprovechamiento de la energía solar son muchas y muy variadas; sus ventajas y desventajas dependen en buena medida de la aplicación o uso final de ella. Se consideran generalmente cuatro grandes grupos de tecnologías, según el proceso de conversión de energía solar en energía útil que empleen. Para cada uno de los procesos de conversión

hay diferentes tecnologías, clasificadas en la tabla 2.1.

A continuación se explican brevemente las tecnologías antes mencionadas a excepción del sistema fotovoltaico, ya que es el tema de éste capítulo y posteriormente se describe con detalle.

a) Procesos termodinámicos	a.1 Sistemas térmicos pasivos	a.1.1 De ganancia directa a.1.2 Con paredes de almacenamiento térmico. a.1.3 Con espacio solar agregado a.1.4 Con techos de almacenamiento térmico
	a.2 Sistemas térmicos estacionarios	a.2.1 Colectores planos a.2.2 Colectores tubulares a.2.3 Colectores con concentración a.2.4 Estanques solares
	a.3 Sistemas térmicos con seguimiento	a.3.1 Distribuidos a.3.2 Torre Central
b) Procesos químicos		
c) Sistemas termiónicos		
d) Sistemas fotovoltaicos		

Tabla 2.1: Tecnologías usadas en Energía Solar.

a) Procesos termodinámicos

a.1 Sistemas térmicos pasivos. En los sistemas solares térmicos pasivos, la energía solar captada se convierte en calor sin el empleo de equipos auxiliares electromecánicos tales como ventiladores o bombas (esto es, sin emplear elementos "activos"). La transferencia de calor, y en dado caso la circulación del fluido caliente, ocurren de manera natural. Los sistemas térmicos pasivos han sido y son empleados principalmente para el acondicionamiento del ambiente en construcciones y edificios, proporcionando calor

en invierno y fresco en verano, para calentar el aire ambiente en invernaderos y, con menor frecuencia y más limitaciones, para secado de materiales orgánicos y calentamiento de agua a bajas temperaturas. Por lo anterior, el término "sistemas solares pasivos" suele identificarse sólo con el acondicionamiento ambiental de construcciones, en lo que se ha llamado heliodiseño o helioarquitectura.

a.1.1 De ganancia directa. En estos sistemas, la energía solar es recibida a través de una superficie vidriosa orientada hacia el sur (en el hemisferio norte), con frecuencia colocada verticalmente. La energía captada en exceso de la requerida durante el día se almacena en los elementos constructivos de la edificación (por ejemplo en las paredes de concreto, ladrillo, etc., o en los pisos y techo) para su aprovechamiento durante la noche.

a.1.2 Con paredes de almacenamiento térmico. Una pared, colocada a unos 30 cm detrás de la superficie vidriada orientada al sur, recibe la radiación solar que atraviesa el vidrio y sirve de almacén térmico. El calor almacenado se transfiere al resto del edificio por convección y radiación. En otras aplicaciones la pared-almacén térmico está formada por tubos, tanques, botellas, etc., con agua en su interior.

a.1.3 Con espacio solar agregado. Es un sistema que combina el concepto de ganancia directa y de pared-almacén térmico, formando una especie de invernadero entre el vidrio y la pared de la construcción orientada al sur.

a.1.4 Con techo de almacenamiento térmico. En estos sistemas la captación de la energía solar y el almacenamiento de calor se realizan en el techo de la construcción.

a.2 Sistemas térmicos estacionarios. Los sistemas térmicos estacionarios capturan la energía solar incidente sobre la superficie terrestre mediante dispositivos colectores fijos, esto es, que no modifican su posición para intentar seguir el movimiento aparente del Sol. Dichos colectores convierten la energía solar en energía calorífica y la transfieren a un fluido de trabajo (agua, aire, aceites, gases de alto peso

molecular, etc.) Los colectores son así adicionalmente cambiadores de calor.

a.2.1 Colectores planos. Básicamente, un colector plano consta de una superficie plana o absorbidora hecha de metal, usualmente de cobre, cuya superficie expuesta al sol es oscurecida para aumentar su absorción de calor, y de una red de tubos soldados al absorbedor. Este conjunto se coloca en una caja con aislante por detrás del absorbedor y una o varias capas de vidrio plano por delante del mismo.

En el diseño antes mencionado, el colector se instala generalmente inclinado, para incrementar su eficiencia en la captación de energía solar, dependiendo el ángulo de inclinación de la latitud del lugar.

a.2.2 Colectores tubulares. El principio de operación es muy similar al de los colectores planos, salvo que, los colectores tubulares operan con vacío (o baja presión) entre el absorbedor y el tubo envolvente de vidrio, con lo que se eliminan (o reducen) las pérdidas por conducción y convección.

a.2.3 Colectores con concentración. En el caso de los colectores con concentración, para aumentar la cantidad de energía recibida sin incrementar proporcionalmente el área de absorbedor expuesta al sol y por tanto las pérdidas, se emplean espejos que reflejan la radiación que incide sobre ellos en un área de absorbedor más pequeña.

a.2.4 Estanques solares. Una masa estática de agua (estanque, lago, mar) es potencialmente un colector solar horizontal que puede tener una gran área de captación. La mayoría de los sistemas térmicos solares de baja temperatura constan de una unidad que capta la energía solar y otra, separada, en la que se almacena la energía capturada. En los estanques o lagos solares el colector y el almacén térmico están fundidos en uno, ya que el mismo cuerpo de agua realiza las dos funciones.

a.3 Sistemas térmicos con seguimiento. Cuando se desean alcanzar temperaturas medias o altas ($>250^{\circ}\text{C}$) mediante el aprovechamiento de la energía solar, se hace necesario, dada la baja densidad energética de la radiación solar, el uso de colectores con una mayor relación de concentración que la obtenible en los colectores solares estacionarios con concentración. Los colectores de alta razón de concentración deben reflejar los rayos solares en áreas muy pequeñas comparadas con la de captación. Para lograr esto los colectores deben ser capaces de seguir el movimiento diario aparente del Sol, ya sea en una o en dos direcciones.

a.3.1 Sistemas distribuidos. Como en el caso de los colectores estacionarios con concentración, en los concentradores con seguimiento, un conjunto de espejos (o lentes) recibe la radiación solar y la refleja (o refracta) hacia un absorbedor, cuya superficie es mucho más pequeña que el área de captación, con una razón de concentración mayor que 10, esto permite aumentar la densidad energética de la radiación recibida por el absorbedor, pero requiere que el colector siga el movimiento del Sol en una o dos direcciones, lo que se logra con dispositivos especiales. El absorbedor eleva su temperatura y al ponerse en contacto con un fluido de trabajo que circula por su interior le cede calor. Las temperaturas alcanzables con estos sistemas son mayores que con cualquiera de los colectores solares tratados anteriormente.

a.3.2 De torre central. El principio de operación de los sistemas de torre central es conceptualmente el mismo que el de los distribuidos, salvo porque en este caso todos los colectores (espejos planos o helióstatos) reflejan la radiación solar hacia un absorbedor común colocado en la parte alta de la estructura. La razón de concentración de estos sistemas está limitada prácticamente por la precisión de enfoque de los helióstatos y por la curvatura natural de la superficie terrestre. Los sistemas de torre central generalmente están asociados con la generación de energía eléctrica en plantas de gran tamaño pero también han sido

propuestos para la generación de vapor en diferentes industrias.

b) Sistemas fotoquímicos.

Son sistemas de conversión en que la energía solar se convierte directamente en un potencial químico, generalmente almacenable en forma de un combustible capaz de liberar esta energía posteriormente.

c) Sistemas termiónicos

Los sistemas termiónicos (o termiónicos) convierten la energía calorífica directamente en electricidad, aprovechando la emisión de electrones de una superficie o cátodo caliente. Los electrones viajan a través del vacío o de un espacio gaseoso hacia un ánodo frío o colector. Al conectar una carga eléctrica entre el cátodo y el ánodo se puede extraer potencia eléctrica útil.

Las tecnologías fotoquímicas son, junto con los sistemas termiónicos, el camino menos desarrollado para el aprovechamiento de la energía solar.

II.3 Las Celdas Solares

II.3.1 Semiconductores

En la estructura atómica aislada existen niveles de energía discretos asociados con cada electrón orbital, por lo tanto, cada material tendrá su propio conjunto de niveles de energía permisibles para los electrones en su estructura atómica.

En la figura 2.4 se presentan en forma esquemática los niveles de energía en diferentes materiales, se muestra un material conductor (cobre), el cloruro de sodio (sal) como aislante y el silicio como semiconductor.

Como se aprecia en la figura hay una separación entre la banda de valencia y la de conducción, esta separación se denomina ancho de banda (E_g) y representa el potencial que requiere un electrón de la banda de valencia para alcanzar la de conducción, en el caso de los materiales conductores ésta separación no existe, es decir las bandas se traslapan, por lo

que los electrones de valencia transitan libremente por dicha zona y por lo tanto el material presenta una excelente conductividad, en el caso del material aislante, el ancho de banda es bastante amplio, por lo que requerirá un potencial muy grande para que dicho material conduzca.

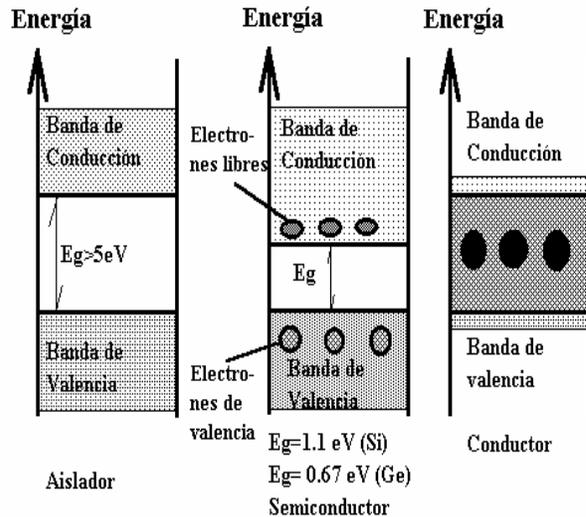


Figura 2.4: Bandas de valencia.

En los materiales semiconductores el ancho de banda es lo suficientemente pequeña como para que algunos electrones salten de la banda de valencia a la de conducción, para que esto suceda es necesario que el electrón haya absorbido energía suficiente para pasar de una banda a otra; cuando ésto sucede, queda un "huevo" en la banda de valencia y hay un electrón en la de conducción (generación de pares electrón-huevo), debido a esto es posible la conducción de energía eléctrica en los semiconductores. Cuando el número de electrones y huecos que se forman son iguales, el semiconductor se denomina **intrínseco**. Agregando impurezas a un material semiconductor intrínseco se puede lograr que el número de electrones disponibles para la conducción sea mayor que el de huecos, en cuyo caso se habla de un semiconductor tipo **n**, o si el número de huecos es mayor entonces es un semiconductor tipo **p**.

La energía necesaria para que los electrones salten de una banda a otra la pueden

adquirir de causas naturales para romper el enlace covalente y asumir el estado libre. Estas causas naturales incluyen efectos como la energía luminosa en forma de fotones y la energía térmica que surge del medio circundante.

Todo dispositivo fotovoltaico debe concebir un campo eléctrico que exista internamente en él, para que al crearse los pares electrón-hueco estas cargas se separen físicamente y viajen hacia lados opuestos del dispositivo para crear una diferencia de potencial (figura 3.5) y así producir una potencia útil. Tal campo eléctrico puede producirse por una unión **p-n** o mediante la unión de un metal con un semiconductor.

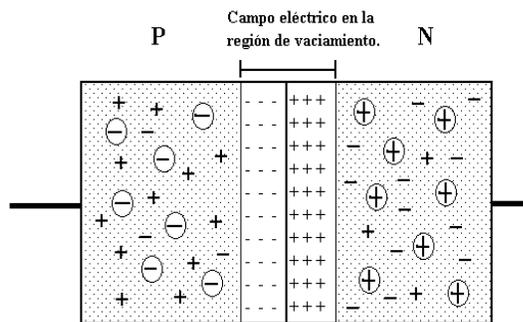


Figura 2.5. Unión **p-n** sin polarización externa

Si la unión se polariza inversamente, es decir, el semiconductor tipo **p** se conecta a la terminal negativa y el tipo **n** a la terminal positiva, entonces el ancho de la barrera se incrementa, y si se conectan al revés, el ancho de la barrera disminuye. A éste efecto de alta conducción eléctrica en un sentido y baja en sentido contrario se le conoce como **efecto de rectificación**.

II.3.2 Efecto Fotovoltaico

Si a una unión **p-n** se le ilumina con un haz de luz ionizante, entonces en ambos lados de ella algunos electrones absorberán la energía del haz, por lo cual se tendrá la generación de pares electrón-hueco. Si en estas condiciones se conecta un voltímetro en los extremos de la unión se medirá un cierto voltaje. A la aparición de este voltaje debido a la absorción de la luz en

la unión rectificadora se le llama **efecto fotovoltaico**. Si a los extremos de la estructura se conecta una resistencia de carga, se tendrá la generación de una potencia eléctrica por ella y como efecto total tendremos la **transformación de energía luminosa a energía eléctrica**.

II.3.3 Celdas Solares

A la estructura básica o unidad elemental en la cual se presenta este fenómeno se le llama **celda solar**.

Las características Corriente contra Voltaje (I vs V) de una celda solar en la obscuridad y bajo iluminación se muestra en la figura 2.6. La ecuación que rige el comportamiento en la obscuridad esta dada por la de un diodo rectificador de corriente (Ecuación 2.3) mientras que bajo iluminación se debe de introducir la corriente fotogenerada I_L , la cual, fluye en dirección contraria a la corriente del diodo. De esta manera se tiene que la corriente I que circula por una estructura rectificadora cuando a esta se le ilumina con una potencia de luz constante esta dada por (2.4):

$$I_d = I_0 e^{(qV / kT)} - 1 \quad (2.3)$$

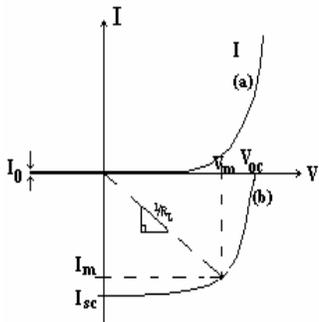
$$I = I_d - I_L \quad (2.4)$$

En la figura 2.6 podemos identificar tres puntos de la curva I vs V que definen a los parámetros fotovoltaicos de una celda solar. Estos son los puntos por donde la curva corta a los ejes V e I , y el punto que define al rectángulo inscrito de mayor área. El punto por donde la curva corta al eje I define la corriente a corto circuito I_{SC} (máxima corriente que entrega la celda a potencia cero), el punto por donde la curva corta al eje V define el voltaje a circuito abierto V_{OC} (máximo voltaje proporcionado por la celda) y el punto de la curva de coordenadas V_m e I_m , para el cual se tiene la máxima transferencia de potencia P_m ($P_m = V_m \times I_m$). Para el caso de una celda solar ideal se tendrá que: I_m tiende al valor de infinito. I_{SC} y V_m

tiende al valor de V_{OC} . Por otra parte, el punto para máxima transferencia de potencia nos proporciona la resistencia de carga R_L óptima para extraer de la celda la máxima potencia. Su valor se obtiene en forma geométrica al inscribir en la curva I vs V el rectángulo de mayor área posible, y el valor del inverso de la pendiente de la recta trazada desde el origen a ese punto corresponde al valor de R_L .

La eficiencia de conversión de una celda solar, simbolizada por la letra griega η , se define como la razón de la potencia máxima P_m que entrega la celda y la potencia incidente P_i de la luz solar y se le suele representar en porcentaje; es decir,

$$\eta = (P_m / P_i) \times 100\% \quad (2.5)$$



Características I vs V de una celda solar:
(a) en la oscuridad
(b) bajo iluminación
Se observan parámetros principales

Figura 2.6: Características ideales de una celda solar.

II.3.4 Circuito Equivalente

Hasta ahora se ha considerado a la celda solar como un dispositivo ideal; pero como es un generador de potencia eléctrica, esta debe tener una resistencia interna, la cual, puede estar compuesta por dos resistencias: una en serie y la otra en paralelo. Para analizar una celda que presente pérdidas de potencia se utiliza un circuito equivalente como el que se muestra en la figura 2.7. En él se pone de manifiesto la resistencia en serie R_s y la resistencia en paralelo R_{sh} de la celda junto con un generador de corriente y un diodo. La R_s se origina en los electrodos que se colocan a la celda y a la resistencia intrínseca del semiconductor. Su valor se puede determinar a partir de la curva I vs V en polarización directa y en donde la respuesta es casi lineal. La R_{sh} se origina por las pérdidas superficiales a lo largo de los bordes de la celda y a los defectos cristalinos del

semiconductor. Su valor se puede obtener a partir del valor absoluto de la derivada del voltaje respecto a la corriente (dV/dI) en polarización inversa con el voltaje tendiendo a cero ($V \rightarrow 0$). El valor ideal de R_s es cero mientras que para R_{sh} es infinito.

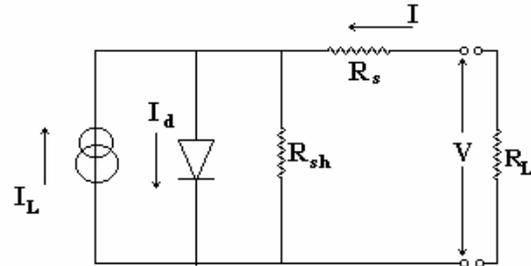


Figura 2.7 Circuito Equivalente de la Celda Solar.

Por otra parte, la potencia máxima que puede entregar una celda solar depende de la potencia de la luz que incida en ella. El voltaje generado por una celda solar de Silicio varía muy poco con respecto a la potencia de la luz incidente (figura 2.8). Esto las hace ideales para cargar baterías. No obstante, la corriente es directamente proporcional a la iluminación y por lo cual la potencia entregada por la celda también es proporcional a ella. Es interesante notar que para una resistencia de carga pequeña o bien en corto circuito, la celda actúa como una fuente de corriente constante y no se destruye.

Desde esta figura es evidente que el voltaje generado por una celda solar de silicio varía muy poco con respecto a la potencia de la luz incidente.

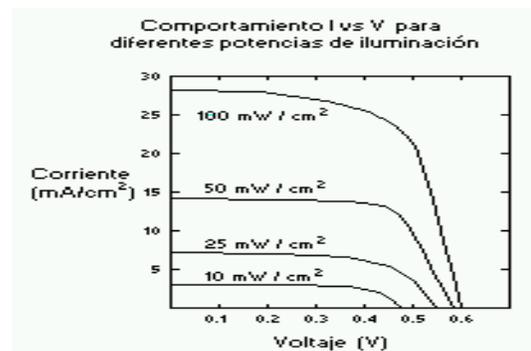
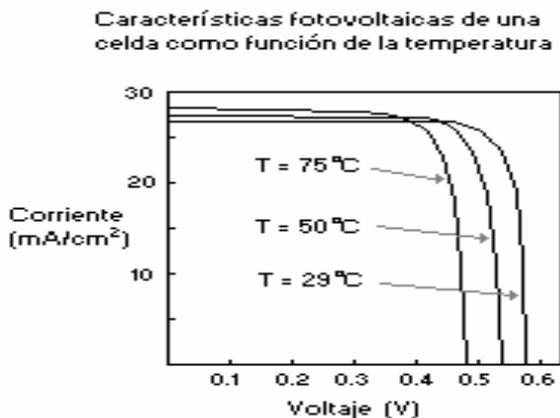


Figura 2.8

La potencia de salida de la celda disminuye según aumente la temperatura, pero la corriente del aparato aumenta ligeramente cuando sube la temperatura: en cambio la tensión disminuye con más rapidez. El resultado es una disminución de potencia de 0.4 a 0.6% por cada grado centígrado (figura 2.9).



Una de las metas que se persiguen al elaborar celdas solares es que la eficiencia de conversión de energía solar o energía eléctrica sea lo más alta posible. Hay ciertos materiales que pueden proporcionar eficiencias de conversión altas, pero en la práctica no se ha podido lograr debido a que existe una serie de factores que ocasionan pérdidas en ellas.

La reacción fotovoltaica puede producirse usando una variedad de materiales. Los átomos de materiales, como el Silicio y el Germanio (semiconductores), forman un patrón bastante definido que es de naturaleza periódica. Un patrón completo se denomina cristal y el arreglo periódico de los átomos, red. Si sucede lo contrario se dice que es un material amorfo. Cualquier material compuesto únicamente de estructuras cristalinas repetitivas del mismo tipo se llama estructura monocristalina. Sin embargo, son pocos los materiales apropiados desde un punto técnico. Algunos con posibilidad comercial se señalan en la tabla 2.2

Materiales fotovoltaicos con potencial comercial		
Material	Tensión típica de una celda en circuito abierto	Corriente típica de una celda en corto circuito
Silicio cristalino y policristalino (Si-x)	~ 0.6 V	~ 35 mA/cm ²
Si Amorfo (Si-a)	~ 0.9 V	~ 15 mA/cm ²
Arsenuro de Galio	~ 1.0 V	~ 27 mA/cm ²
Si-a en tándem (dos celdas)	~ 1.8 V	~ 10 mA/cm ²
Diselenuro de Cobre Indio (SCI)	~ 0.4 V	~ 35 mA/cm ²
Sulfuro de cadmio, Telururo de cadmio	~ 0.7 V	~ 25 mA/cm ²

Tabla 2.2: Materiales fotovoltaicos con potencial comercial⁴.

Las celdas solares se pueden dividir en tres tipos: de volumen o de material masivo, de películas delgadas y de concentración. Las de volumen, son las que actualmente se comercializan en forma de módulos y generalmente son de Silicio monocristalino (Si-c) o de policristalino (Si poly), y se empiezan a fabricar las de Silicio amorfo (Si-a). Por otra parte las celdas solares de películas delgadas son empleadas en la mayoría de los equipos electrónicos y ahora comienza su aplicación en potencia en forma de módulos.

Como cada celda solar genera una pequeña cantidad de energía eléctrica, tenemos que interconectarlas en serie y/o paralelo para obtener la cantidad de energía requerida. Así mismo puede ser necesario convertir la corriente continua generada a corriente alterna para alguna aplicación en particular. También, si no coinciden los patrones de insolación y de carga, entonces será necesario el incluir subsistemas de almacenamiento y/o auxiliares, para poder satisfacer los requerimientos eléctricos durante todo el tiempo de operación de los equipos.

II.4 Los Módulos Fotovoltaicos

Un **módulo fotovoltaico** es un grupo de celdas fotovoltaicas que han sido laminadas y selladas herméticamente para que no represente un peligro al medio ambiente. Comúnmente estas celdas se conectan en serie para producir una tensión aprovechable. Los módulos fotovoltaicos más comunes contienen de 35 a 40 celdas en serie y generan una tensión de aproximadamente 22 volts de c.c. en circuito abierto.

Las características de cada módulo dependen del criterio de estandarización del fabricante. Sin embargo, éste debe proporcionar las curvas de normalización de cada uno de los diversos módulos que produzca: Corriente-Voltaje a diferentes niveles de insolación y Corriente-Voltaje a diferentes temperaturas ambientes. Ver apéndice C.

La salida de un módulo determinado se puede calcular aproximadamente estudiando una familia de curvas gráficas de corriente y tensión (I vs V), como se muestran en la figura 2.10. Existen tres puntos importantes de interés en la curva I-V; el punto de potencia máxima (I_{pm} y V_{pm}), la tensión de circuito abierto (V_{ca}) y la corriente de corto circuito (I_{cc}). La corriente de la celda solar es directamente proporcional a la irradiancia solar (fig. 2.10) y es afectada escasamente por la temperatura (fig. 2.10).

Los módulos de celdas cuadradas tienen más potencia ya que llenan perfectamente la forma rectangular del panel sin que queden áreas inútiles. El panel de celdas circulares desperdicia siempre los intersticios entre celdas adyacentes. La relación entre ambas potencias será aproximadamente la que hay entre el área del círculo y la del cuadrado circunscrito a éste,

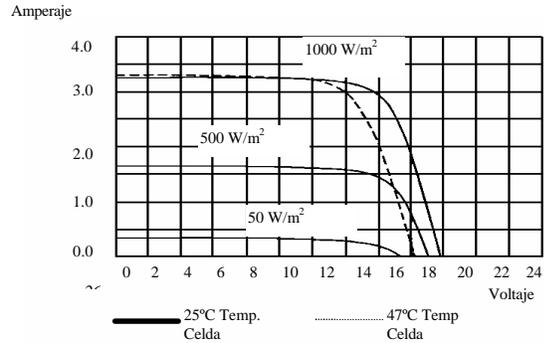


Figura 2.10: Características de módulos solares.

esto es:

$$P_1/P_2 = \rho R^2 / 2R^2 = \rho / 4 = 0.785 \quad (2.6)$$

La eficiencia de los módulos en general, es siempre menor que la eficiencia de las celdas por varias razones: No toda el área del módulo está cubierta por celdas, pérdidas en la cubierta anterior y relleno, y variaciones en las características de celda a celda.

Las causas principales en las fallas de los módulos son la rotura de la celda, la delaminación del encapsulante y las roturas de interconexiones.

II.5 Conjuntos Fotovoltaicos

Cuando varios módulos fotovoltaicos se conectan en serie para generar la tensión que requiere una determinada carga, la configuración se llama **circuito de alimentación** (también se denomina cadena).

Un **conjunto fotovoltaico** consiste en varios circuitos de alimentación conectados en paralelo que generan la corriente necesaria para satisfacer la demanda de energía de una carga determinada. En algunos de los sistemas más grandes, se integran varios circuitos de alimentación por medio de interruptores de alta capacidad de corriente continua. Esta agrupación se denomina **subconjunto**.

II.6 Los Sistemas Fotovoltaicos

Un **sistema fotovoltaico (SFV)** es un generador de electricidad que satisface cualquier patrón de consumo requerido para una

carga específica, en función del patrón de insolación disponible en el sitio particular. En la figura 2.11 se muestra un diagrama de bloques general. Puede ser tan sencillo como una celda solar conectada directamente como fuente eléctrica en una calculadora, o puede ser tan complicada como el caso en que su participación en una red eléctrica regional deba ser optimizada con relación a otras unidades generadoras, tales como termoeléctricas o carboeléctricas.

Un **sistema fotovoltaico** incluye no sólo los circuitos de alimentación y los subconjuntos, sino también los dispositivos necesarios para el acondicionamiento de la potencia, el equipo de protección y seguridad del sistema, y las estructuras de soporte.

Los sistemas fotovoltaicos se clasifican de diversas maneras. Algunas clasificaciones comunes son las siguientes⁴:

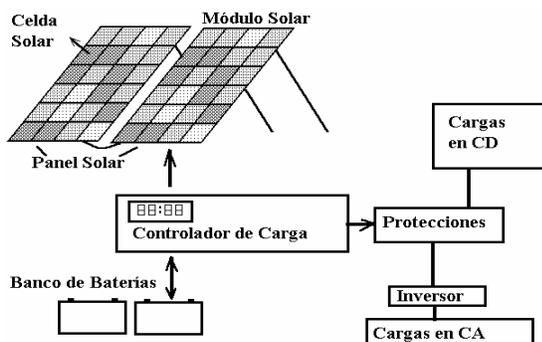


Figura 2.11: Configuración básica de un Sistema Fotovoltaico.

? Sistema independiente. Este es un sistema fotovoltaico, también llamado sistema autónomo, que no va conectado a la red de electricidad de la empresa de servicios públicos. La mayoría de los sistemas independientes utilizan baterías para almacenar la energía que se genera durante el transcurso del día para utilizarla durante la noche o en días nublados.

? Sistema conectado a la red. Este sistema fotovoltaico va vinculado a la red de distribución de energía eléctrica de la empresa de servicios públicos. La energía que no se usa para las cargas se transfiere a la red de distribución. Por el contrario, si el sistema fotovoltaico no genera suficiente energía para satisfacer la demanda de

la carga, puede recibir la energía necesaria mediante la misma red.

? Sistema de placas planas. Este es un sistema fotovoltaico integrado por módulos de geometría plana que usa irradiancia solar natural (no concentrada). Emplea irradiancia solar de ambos tipos, directa y dispersa, para producir electricidad. Estos sistemas generan algo de energía hasta en días nublados.

? Sistema concentrador. Este sistema contiene, como parte de su estructura, módulos con dispositivos ópticos para concentrar la irradiancia solar. Estos sistemas aprovechan únicamente la irradiancia en forma de rayos directos. Debido a que esta forma de irradiancia es la única que puede ser enfocada mediante lentes o espejos ópticos, un sistema concentrador no puede generar energía en días nublados. Las altas intensidades que producen estos módulos generan temperaturas altísimas que deben disiparse mediante mecanismos pasivos o activos de enfriamiento.

? Sistema de inclinación fija. Consiste en cualquier conjunto fotovoltaico cuyos módulos hayan sido instalados con una inclinación y una orientación invariable. El conjunto puede montarse en un techo, en un poste o en el suelo. Como los módulos de concentración tienen que seguir el trayecto del sol para captar la irradiancia del rayo solar directo, estos sistemas emplean únicamente módulos de placas planas.

? Sistema de seguimiento o rastreo. En este tipo de sistema los módulos van colocados en un mecanismo de rastreo para seguir el trayecto del sol y son de uno o dos ejes. Los sistemas de un eje siguen el sol diariamente del oriente al poniente; los sistemas de dos ejes tienen además un control de elevación para rectificar el movimiento estacional del sol del norte al sur. Los sistemas de seguimiento o rastreo son más costosos que los de inclinación fija, pero producen más energía eléctrica por área de unidad ya que, al seguir el sol, logran maximizar el aprovechamiento de la irradiancia disponible en todo momento. Los sistemas de

seguimiento pueden utilizar cualquiera de los dos tipos de módulos: de placas o concentradores.

? Sistema híbrido. Se denomina así a cualquier sistema provisto de más de una fuente de energía.

El **resto del sistema (RDS)** se define como todo menos los módulos fotovoltaicos y la carga. El RDS puede incluir lo siguiente:

- ? El terreno, la cerca, los edificios, etc.
- ? Las estructuras de soporte para los módulos.
- ? El alambrado exterior y las cajas de empalme.
- ? Los dispositivos para acondicionar la energía: inversores, controladores, transformadores, etc.
- ? Equipo de seguridad y protección: diodos, interruptores, protectores contra rayos, disyuntores, cables y varillas a tierra, etc.
- ? Baterías para almacenar energía.
- ? Instrumentos meteorológicos: piranómetros, termómetros, anemómetros, etc.
- ? Equipos para la adquisición de datos para controlar y evaluar el rendimiento del sistema fotovoltaico.

II.7 Recomendaciones Generales para la Instalación de un Sistema Fotovoltaico

Para realizar el diseño de un sistema fotovoltaico se deben tomar en cuenta una serie de factores indispensables ya sea para que el diseño sea adecuado, así como, cumplir con las expectativas de las comunidades. Es por ello que a grandes rasgos se presentan algunas recomendaciones importantes para la ejecución del proyecto:

- ? Simplicidad del diseño del sistema.
- ? Disponibilidad del sistema.
- ? Minuciosidad al estimar la carga para artefactos eléctricos.
- ? Consultar las fuentes locales de informes meteorológicos.
- ? Disponibilidad de materiales y su costo.

- ? Conocer el sitio de instalación antes de proyectar el sistema.
- ? Instalar el sistema cuidadosamente.
- ? Formular un plan de mantenimiento periódico.
- ? Calcular el costo del ciclo de vida útil para comparar la opción fotovoltaica con otras alternativas.

Los siguientes aspectos deben ser considerados por los posibles usuarios de estos sistemas:

- ? Acceso al lugar de instalación.- Un sistema fotovoltaico bien proyectado funcionará sin necesidad de atención. Los ahorros en costos laborales y de viajes pueden ser importantes.
- ? Modularidad.- Un sistema fotovoltaico puede ser proyectado para una fácil expansión. Si la demanda de energía pudiera aumentar en años futuros, se debe considerar la facilidad y el costo de aumentar la capacidad del sistema.
- ? Suministro de combustible.- Los costos de suministro de combustible al lugar de la instalación puede exceder en mucho el costo del propio combustible.
- ? Aspectos ambientales.- La instalación y operación de un sistema fotovoltaico puede ser llevada a cabo con muy poco impacto en el medio ambiente.
- ? Mantenimiento.- Cualquier sistema generador de energía necesita mantenimiento. La experiencia demuestra que el mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos es menor que el de la mayoría de otras alternativas.
- ? Durabilidad.- Un sistema generador fotovoltaico no tiene partes móviles, y su desgaste es mínimo.

Para muchas aplicaciones, las ventajas de la energía fotovoltaica compensan el alto costo inicial de los sistemas que la producen. Si la capacidad del sistema es demasiado alta, el costo inicial aumenta innecesariamente. Si se especifican partes poco durables, aumentan los costos de mantenimiento y reemplazo de esas partes. Las diferencias pueden ser significantes. Los estimados del costo del ciclo de duración,

pueden duplicarse fácilmente si se hacen selecciones inapropiadas durante el diseño del sistema.

A continuación se presentan algunos puntos de interés que aparecen en las nuevas normas mexicanas para nuestro estudio acerca de sistemas fotovoltaicos⁵.

Respecto a las instalaciones:

× Los circuitos de la fuente fotovoltaica y los circuitos de salida fotovoltaica no deben estar contenidos en la misma canalización, charola, cables, cajas de salida o cajas de empalme o accesorios similares como circuitos alimentadores o ramales de otros sistemas.

× Las conexiones a un módulo o panel deberán estar dispuestas de tal manera que al remover un módulo o panel de un circuito de la fuente fotovoltaica no interrumpa un conductor de puesta a tierra a otro circuito de la fuente fotovoltaica.

× Cuando la estructura y los materiales de la edificación a la que proporciona energía el sistema fotovoltaico no tenga la resistencia mecánica necesaria, los módulos deberán ser montados en estructura independiente que les dé el soporte y la orientación necesarios, asegurando su adecuada ventilación. En todo caso, el cable de acometida entre el sistema fotovoltaico y la edificación deberá quedar adecuadamente protegido contra posibles daños físicos.

Respecto a a detección e interrupción de fallas de puesta a tierra.

× El circuito de protección contra falla de puesta a tierra debe ser capaz de detectar una falla de tierra, interrumpiendo la trayectoria de la falla y deshabilitando el arreglo.

Requisitos para los circuitos.

× En una fuente de energía fotovoltaica y sus circuitos de corriente directa, la tensión considerada debe ser la tensión de circuito abierto especificado.

× Se permitirán operar hasta 600 V los circuitos de la fuente fotovoltaica.

× La capacidad de corriente de los conductores y la especificación o ajuste de los

dispositivos de sobrecorriente en un circuito de un sistema solar fotovoltaico no deben ser menores al 125% de la corriente calculada.

× La corriente para el tipo individual de circuito deberá ser calculada como sigue:

a) Circuitos de la fuente fotovoltaica. La suma de la corriente especificada de corto circuito de los módulos en paralelo.

b) Circuito de salida fotovoltaica. La corriente especificada de corto circuito de la fuente de energía fotovoltaica.

c) Circuito de salida de la unidad de acondicionamiento de potencia. La corriente de salida especificada de la unidad de acondicionamiento de potencia; a excepción de que la corriente especificada de un circuito sin dispositivo de sobrecorriente debe ser la corriente de corto circuito y no deberá exceder la capacidad de corriente de los conductores del circuito.

× Para una fuente fotovoltaica que tiene diferentes tensiones de salida y emplea un conductor común de retorno, la capacidad de corriente del conductor de retorno no deberá ser menor a la suma de los rangos de los dispositivos contra sobrecorriente de los circuitos individuales de salida.

Respecto a la protección contra sobrecorriente.

× Los conductores y equipos del circuito de la fuente fotovoltaica, del circuito de la salida fotovoltaica, del circuito de salida de la unidad de acondicionamiento de potencia y del circuito de la batería de almacenamiento deberán estar protegidos. Los circuitos conectados a más de una fuente de electricidad deberán tener dispositivos de sobrecorriente localizados de tal manera que brinden protección de sobrecorriente de todas las fuentes hacia los conductores y módulos. Se debe considerar un posible regreso de corriente de cualquiera de las fuentes de alimentación, incluyendo una alimentación a través de la unidad de acondicionamiento de potencia hacia el circuito de salida fotovoltaica y hacia los circuitos de la fuente, al determinar si se provee protección de sobrecorriente de todas las fuentes hacia los conductores y módulos.

Medios de desconexión.

× Se deben proveer medios para desconectar todos los conductores que lleven corriente de una fuente de energía fotovoltaica de todos los otros conductores en un edificio u otra estructura.

× Se deben proveer medios para desconectar equipos tales como una unidad acondicionadora de energía, ensamble de filtraje y similares de todos los conductores no aterrizados de todas las fuentes. Si el equipo está energizado por más de una de las fuentes, los medios de desconexión deben ser agrupados e identificados.

× Se deberán proveer de medios de desconexión para desconectar un fusible de todas las fuentes de alimentación si el fusible está energizado por ambas direcciones y está accesible a personal no calificado. Tal fusible en un circuito de fuente fotovoltaica deberá poderse desconectar independiente de los fusibles en otros circuitos de la fuente fotovoltaica.

× Los medios de desconexión para conductores no puestos a tierra consistirán de un(os) interruptor(es) operable(s) manualmente o un(os) interruptor(es) termomagnético(s).

× Se deben proveer de medios para deshabilitar un arreglo o porciones de arreglos.

Puesta a Tierra.

× Para una fuente de energía fotovoltaica, un conductor de un sistema de 2 conductores especificado a más de 50 V y un conductor neutro de un sistema de 3 conductores debe ser puesto a tierra sólidamente.

La conexión a tierra del circuito de corriente directa debe hacerse en cualquier punto, único, del circuito de salida fotovoltaica. El sistema estará mejor protegido contra transitorios de tensiones por descargas eléctricas atmosféricas si se localiza el punto de conexión a tierra lo más cerca posible a la fuente fotovoltaica.

II.8 Protección de los sistemas fotovoltaicos

Las cajas de empalme deben ser de cierre hermético y resistente a la intemperie para proteger las conexiones del módulo. Los conectores de la caja deben ser firmes. Para unir los cables conductores debe usarse un método sencillo pero seguro, de modo que las conexiones sean durables.

Los conjuntos fotovoltaicos son sumamente sensibles al efecto negativo que produce la sombra. A diferencia de los colectores térmicos solares, la sombra sobre pequeñas partes de un módulo puede reducir considerablemente la energía de salida de todo el conjunto. Los módulos conectados en serie deben conducir una misma cantidad de corriente. Si algunas células quedan bajo sombra, no podrán producir corriente y pasarán a una polaridad inversa, esto significa, que dichas células disiparán energía en forma de calor y fallarán después de cierto tiempo. En este caso se recomienda colocar diodos de paso o derivación en los módulos conectados en serie. Estos diodos no se necesitan si todos los módulos están en paralelo, como en conjunto de 12 V que usa módulos de 12 V. Empero, en el caso de una tensión elevada, los diodos de derivación en cada módulo le permiten un paso alternativo a la corriente e impiden que la célula bajo sombra disipe grandes cantidades de energía. Aunque este procedimiento posterga la falla eventual, no impide la pérdida de producción de energía causada por la sombra. Antes de instalar un conjunto fotovoltaico es importante verificar en el propio sitio si hay posibilidades de que se produzca una sombra. Después de la instalación el sitio debe mantenerse limpio y despejado. La sombra causada por arbustos o una sola rama de un árbol puede reducir considerablemente la producción del conjunto.

El flujo de corriente dentro de un sistema fotovoltaico se puede controlar mediante diodos de bloqueo. Todo sistema independiente debe tener un método para impedir el flujo inverso de corriente de la batería al conjunto y/o para

proteger cadenas débiles o defectuosas. Los diodos de bloqueo se usan a menudo con este fin. En la figura 2.12 se muestra el uso de diodos de bloqueo en cada cadena, de cuatro módulos en serie, conectados en paralelo. Cuando se conectan en paralelo numerosas cadenas, como sucede en los sistemas de gran capacidad, se recomienda usar diodos de bloqueo de cadenas para impedir el flujo de corriente desde las cadenas fuertes hasta las débiles. Sin estos diodos, la corriente procedente de algunas cadenas podría pasar a través de cadenas sombreadas o defectuosas, lo que con el tiempo dañaría los módulos.

En los sistemas de 12 ó 24 V formados con varios módulos individuales conectados en paralelo, raras veces se emplean diodos de bloqueo en cada cadena, aunque podrían suministrar la protección descrita. En estos casos, generalmente se instala un solo diodo entre el controlador y el conjunto para impedir el flujo inverso de corriente. En la figura 2.12 también se muestra un interruptor de desconexión manual entre el conjunto y el controlador, mientras que en la figura 2.13 se indica el método de alambrado recomendable. Se usa un interruptor bipolar provisto de fusibles. Si ocurre algún problema, los fusibles protegen al controlador para inspección o mantenimiento. Por otro lado, es necesario tener precaución porque la corriente del conjunto siempre está presente a la entrada del interruptor de desconexión, cualquiera que sea su condición. En la figura 2.13 se muestra un interruptor con fusible en el conductor positivo que va a la carga, lo que es indispensable para proteger la carga en caso de una falla a tierra.

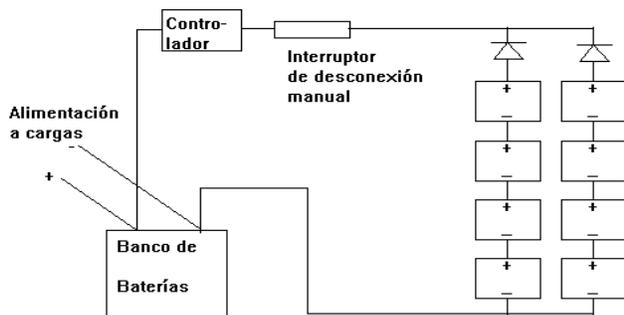


Figura 2.12: Conjunto Fotovoltaico con el uso de diodos de bloqueo.

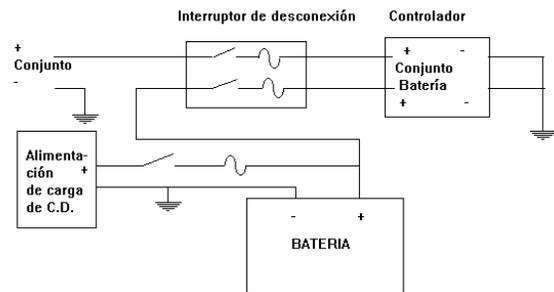


Figura 2.13: Protección a tierra.

II.9 Determinación de la Zona de Instalación de un Sistema Fotovoltaico

Información climatológica

Para un correcto cálculo y funcionamiento del SFV se requiere la siguiente información:

- ? Temperatura ambiente.
- ? Temperatura mínima esperada.
- ? Temperatura máxima esperada.
- ? Número de días consecutivos totalmente nublados promedio anual.
- ? Valores de la insolación global horizontal y directa. Así como valores mensuales y anuales
- ? Insolación anual promedio mínima.
- ? Velocidad del viento.

La precisión de esta información obviamente dependerá de la aplicación, pero en general es deseable una base de datos horario en un periodo de un año. Obviamente, con solo estos datos el sistema funcionará la mayoría de los días del año, generando más energía de la necesaria; que se podría aprovechar en otros usos.

El criterio determinante para el diseño del sistema fotovoltaico es el mes en que baja al mínimo la proporción de energía solar disponible y la demanda de carga para aparatos eléctricos. El ángulo de inclinación recomendado para el conjunto fotovoltaico se incorpora también en la selección del mes determinante. Este ángulo, que se selecciona en conjunto con el mes determinante, brinda el mayor valor de insolación.

II.10 Mapas de Insolación

A partir de los mapas de insolación disponibles es posible determinar para cada mes del año la insolación promedio mensual diaria. Los valores de insolación se deben convertir a kW-h/m^2 /día. Los datos mencionados, son estimaciones de la insolación solar sobre un plano horizontal.

Para obtener los valores en kW-h/m^2 se utilizan los siguientes factores de conversión:

Para datos en Ly :

$$\text{Ly}/85.93 = 0.0116\text{Ly} \quad (\text{kW-h/m}^2)$$

Para valores en MJ/m^2

$$3.6 \text{ MJ/m}^2 = 1 \text{ kW-hr} / \text{m}^2$$

para convertir el dato(X) en kW-h/m^2 a horas-pico:

$$X (\text{kW-h/m}^2) / 1 (\text{kW/m}^2) = X \text{ (horas-pico)} \quad (2.7)$$

En la figura 2.14 se presentan los mapas de insolación correspondientes a cada uno de los meses así como un mapa anual.

En el mapa correspondiente al promedio anual, se observa que las regiones de mayor insolación en la República son las del norte de Sonora y Chihuahua, que serían las más propicias para fines de instalaciones que requieran de una incidencia alta de energía solar. Existen otras dos regiones bastante definidas, con más de 450 $\text{Ly}/\text{día}$ en el año: una que abarca Durango, Zacatecas, Aguascalientes, la mayor parte de Guanajuato y el noroeste de Jalisco; otra que comprende la parte de Puebla y otra bastante amplia de Oaxaca. Además se aprecia que más de la mitad del país recibe 400 $\text{Ly}/\text{día}$ en el año, lo que significa que en México el uso de la energía solar representa una fuente importante de energéticos para el futuro.

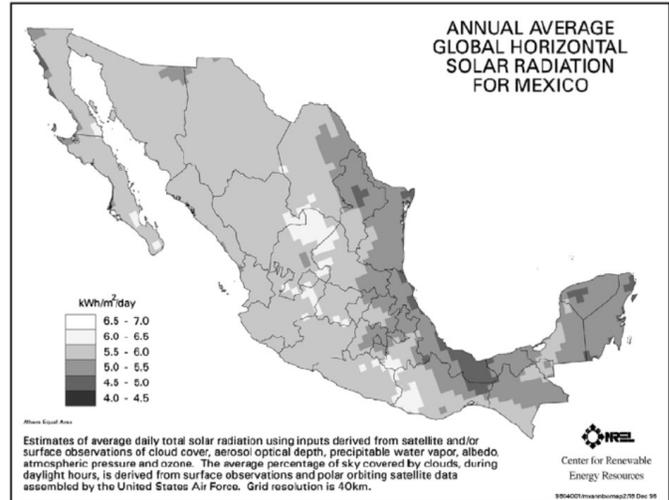


Figura 2.14: Mapa de Insolación solar.

II.11 Definición de términos

A continuación resumimos algunos de los términos vistos en este capítulo:

Ángulo de incidencia.- Angulo que forma un rayo de luz al llegar a una superficie reflectora con la línea perpendicular a dicha superficie.

Ángulo inclinación.- Angulo de inclinación del colector, medido a partir del plano horizontal.

Área del arreglo fotovoltaico.- Superficie total de los módulos fotovoltaicos expuestos a la radiación solar en un sistema fotovoltaico.

Azimut.- Ángulo horizontal medido en grados a partir del norte verdadero en el sentido de las agujas del reloj.

Cadena.- Número de módulos conectados eléctricamente con el fin de obtener la tensión de funcionamiento del conjunto.

Carga Pico.- Máxima carga o uso de potencia eléctrica que ocurre en un periodo de tiempo dado, por lo general un día.

Celda de silicio cristalino.- Celda fotovoltaica fabricada con cristales de silicio.

Celda de silicio monocristalino.- Celda que proviene de un lingote de un solo cristal.

Celda de silicio policristalino.- Celda que proviene de un lingote cuya estructura es policristalina.

Celda fotovoltaica.- Dispositivo semiconductor con tratamiento químico que convierte la irradiancia solar en electricidad.

Conexión en paralelo.- Interconexión de módulos fotovoltaicos o baterías, en que se juntan las terminales de una misma polaridad.

Conexión en serie.- Interconexión de módulos fotovoltaicos o baterías de manera que la tensión total resulta ser la suma de las tensiones de todos los componentes.

Confiabilidad del sistema.- Probabilidad de que el sistema ejecute su función programada en el tiempo programado bajo condiciones planteadas.

Conjunto.- Grupo o arreglo de módulos fotovoltaicos interconectados eléctricamente e instalados mecánicamente en su ambiente de funcionamiento.

Corriente de corto circuito.- Corriente que se genera en una celda, módulo, o conjunto de módulos de un sistema fotovoltaico cuando se ponen en cortocircuito las terminales de salida, es decir, máxima corriente que entrega la celda a potencia cero.

Corriente de potencia máxima.- Amperaje que produce un módulo que funciona en el codo de la curva I-V.

Corriente del conjunto.- Corriente que genera el conjunto fotovoltaico cuando se expone a la luz solar.

Corriente nominal de módulo.- Corriente de un módulo bajo condiciones normales de prueba.

Curva I-V.- Trazado gráfico de las características de corriente en función de la tensión de una celda, módulo o conjunto de un sistema fotovoltaico.

Diodo de bloqueo.- Diodo que impide el flujo de corriente dentro de un conjunto fotovoltaico, o desde la batería hasta el conjunto, durante períodos de oscuridad o de baja producción de corriente.

Diodo de paso.- Diodo conectado en paralelo con un bloque de módulos también en paralelo para desviar la corriente en caso de sombreado o falla de dicho bloque. También se le denomina diodo de derivación.

Disponibilidad.- La disponibilidad de un sistema fotovoltaico es el porcentaje del tiempo

en que el sistema puede suministrar el 100% de energía de la carga.

Disponibilidad del sistema.- Probabilidad o porcentaje de tiempo en que un sistema fotovoltaico podrá satisfacer la demanda de energía de la carga.

Eficiencia de conversión de la celda.- Cociente de la energía eléctrica producida por una celda solar (bajo condiciones de sol máximo) sobre la energía de la luz solar incidente sobre la celda.

Horas de sol máximo.- Valor equivalente al número de horas diarias en que la irradiancia solar media es de 1000 W por metro cuadrado.

Hora-sol.- Neologismo que se podría usar como unidad de medida solar, con el significado de "una hora de sol máximo".

Insolación.- Radiación solar que llega a una superficie en un periodo de tiempo. Generalmente se expresa en kilowatt-hora por metro cuadrado.

Irradiancia.- Radiación solar instantánea que llega a una superficie. Generalmente se expresa en kilowatts por metro cuadrado.

Kilowatt-hora (kW-hr).- Equivale a una potencia de mil watts durante un período de una hora.

Langley (L).- Unidad de irradiancia solar. Su valor es de caloría-gramo por centímetro cuadrado.

Mes determinante.- Mes en que baja al mínimo la proporción de energía solar disponible y la demanda de carga para aparatos eléctricos. Este es el mes que determina el diseño del sistema fotovoltaico.

Modularidad.- El concepto de emplear idénticas subunidades completas en la construcción de un sistema.

Módulo.- La unidad más pequeña reemplazable de un conjunto fotovoltaico.

Orientación.- Posición en relación con los cuatro puntos cardinales. La unidad de medida de orientación es el azimut.

Panel fotovoltaico.- Designación de un número de módulos fotovoltaicos reunidos en un solo bastidor mecánico.

Piranómetro.- Instrumento que mide la irradiancia solar recibida de todo un hemisferio.

Punto de funcionamiento.- Corriente y tensión que produce un módulo bajo condiciones de carga.

Punto de potencia máxima.- Modo de funcionamiento de un controlador de potencia que regula continuamente una fuente de tensión fotovoltaica para que la fuente funcione a su punto máximo de potencia.

Radiación difusa.- Radiación que se recibe del sol después de la reflexión y dispersión que produce la atmósfera.

Recurso solar.- Cantidad de insolación que recibe un sitio o lugar.

Silicio amorfo.- Celda de silicio que carece de estructura cristalina.

Sistema independiente.- Sistema fotovoltaico autónomo, es decir, que funciona sin necesidad de estar conectado a la red de energía eléctrica de la empresa de servicios públicos.

Sistema fotovoltaico.- Instalación de módulos fotovoltaicos y otros componentes, proyectada para generar potencia eléctrica a partir de la luz del sol.

Sitio remoto.- Lugar donde la empresa o compañía de servicios públicos no suministra electricidad.

Tensión de funcionamiento del conjunto.- Tensión que suministra el conjunto fotovoltaico bajo carga.

Tensión de funcionamiento del sistema.- Tensión de servicio o régimen de un sistema fotovoltaico.

Tensión de circuito abierto.- Tensión máxima que produce una celda, módulo o conjunto fotovoltaico sin aplicación de carga.

Temperatura normal de funcionamiento de una celda (abrev. NOCT de su nombre en inglés).- Se define como la temperatura de un módulo fotovoltaico que funciona en condiciones de 800 W/m^2 de irradiancia, 20° C. de temperatura ambiental y una velocidad de viento de 1 metro por segundo. Este valor sirve para calcular la temperatura nominal de funcionamiento de un módulo en el ambiente de trabajo.

Varistor.- Resistor variable que depende de la tensión. Normalmente se utiliza en equipos sensibles como medio de protección contra rápidos aumentos o descargas de energía y conducirlas a tierra.

Watt-pico.- Cantidad de potencia que un dispositivo fotovoltaico producirá al mediodía de un día claro (irradiancia a 1000 W/m^2) y una temperatura de celda de 28° C. , cuando la celda está colocada directamente de cara al sol.

Bibliografía

Sandia National Laboratories; Manual de Prácticas Recomendadas para Proyectos de Sistemas Fotovoltaicos Independientes; 1987 Albuquerque, New Mexico, USA.

Concheiro, Antonio Alonso; Alternativas Energéticas; Editorial Fondo de Cultura Económica; 1985 México

Unidad Académica de los Ciclos Profesional y de Posgrado del C.C.H.; Laboratorio de Energía Solar; Instituto de Investigaciones en Materiales; Notas del Curso de Actualización de Energía Solar 1994; 1994, Temixco, Morelos

Design Assistance Center; Sandia National Laboratories; La Seguridad en el Trabajo con Sistemas Fotovoltaicos; 1991, Albuquerque, New Mexico, USA

Diario Oficial de la Federación; Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-1999, Instalaciones eléctricas (utilización). 27 de Septiembre de 1999.

ANES (Asociación Nacional de Energía Solar); Memorias de la IX Reunion Nacional de Energía Solar; 1985, Mérida, Yucatán.
Ponencia: Métodos de diseño para sistemas fotovoltaicos.
Juan Luis del Valle, CINVESTAV.

Almanza Salgado Rafael; Muñoz Gutierrez, Felipe; Ingeniería de la Energía Solar; Editorial Colegio Nacional; 1994; México D.F

Integrated Power Corporation; Photovoltaic and Hybrid Remote Power Systems; 1988.

Tonda Juan ; El Oro Solar y otras Fuentes de Energía; Editorial Fondo de Cultura Económica; 1993, México D.F.

Facultad de Arquitectura, Universidad de Guanajuato; Panel de Energía Solar. Perspectivas de la Energía Solar en México; 1994.

Fuentes en Internet

Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE): www.conae.gob.mx

CAPÍTULO III

ENERGÍA EOLICA: LOS AEROGENERADORES

III.1 La Energía del Viento

El hombre siempre se ha valido de la naturaleza para sacarle provecho y a través del tiempo ha tratado de beneficiarse de ella. Este es el caso de la energía que proviene del viento, que es un recurso permanente. Las fuentes renovables de energía fueron desplazadas a partir de la revolución industrial, debido al invento de las máquinas de vapor y posteriormente de las máquinas que utilizan como combustible los productos derivados del petróleo.

Fue la crisis petrolera de la década de los 70's lo que reactivó el interés en fuentes alternas de energía, y entre ellas, la energía eólica para la generación de energía eléctrica. La experiencia previa en esta tecnología y su relativa sencillez respecto de otras alternativas modernas de generación eléctrica, permitía prever que sería una de las tecnologías emergentes que más pronto alcanzaría su viabilidad técnico-económica frente a las formas convencionales de generación eléctrica.

La situación actual de incertidumbre en el abastecimiento de petróleo y la preservación del medio ambiente, esta replanteando a nivel mundial un nuevo énfasis en fuentes alternas de energía y un mayor impulso a la energía eólica.

El sol es la fuente de energía que produce el viento. La capa atmosférica que cubre este planeta es un gran motor térmico regenerativo accionado por energía solar, cuyo movimiento se origina por la existencia de gradientes de presión ocasionados por una distribución no uniforme en el calentamiento de la superficie terrestre que va de mayor a menor presión, esto es, del Ecuador a los polos, y a la distinta inercia térmica entre las masas oceánicas y los continentes, tal como se ilustra en la figura 3.1.

El movimiento convectivo en la atmósfera altera su dirección dada la distribución de los continentes y los océanos, ya que al presentar estos últimos una mayor inercia térmica se alteran las direcciones de los gradientes de

presión, mismos que cambian con el transcurso de las estaciones del año. A estos factores generales se aunan la topografía específica de cada región, la humedad, la vegetación y el ciclo día-noche, que dan origen a los gradientes de presión localizados y que determinan las características del viento en cada lugar.

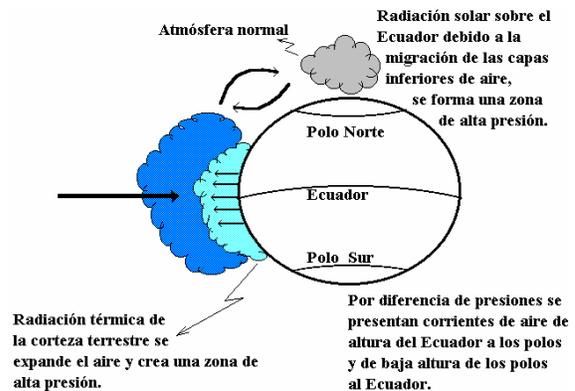


Figura 3.1: Generación del viento.

Al ser el viento una masa de aire en movimiento contiene una cantidad de energía cinética que al pretender aprovecharse como energético, nos lleva a realizar cuidadosos estudios para conocer los lugares que puedan proporcionarnos dicho potencial y puedan ser útil y económicamente aprovechado.

III.2 Aprovechamiento de la Energía del Viento

III.2.1 Determinación de una Zona con Potencial Eólico

La localización de un lugar con buen potencial eólico se puede estimar preliminarmente con base en cartas topográficas y de clima, como se ejemplifica en la figura 3.2. En el sitio específico, la evidencia ecológica es importante, ya que se manifiesta como deformaciones en los árboles sujetos a esfuerzos continuos ocasionados por los vientos dominantes, siendo el grado de esta deformación indicativa de su velocidad media.

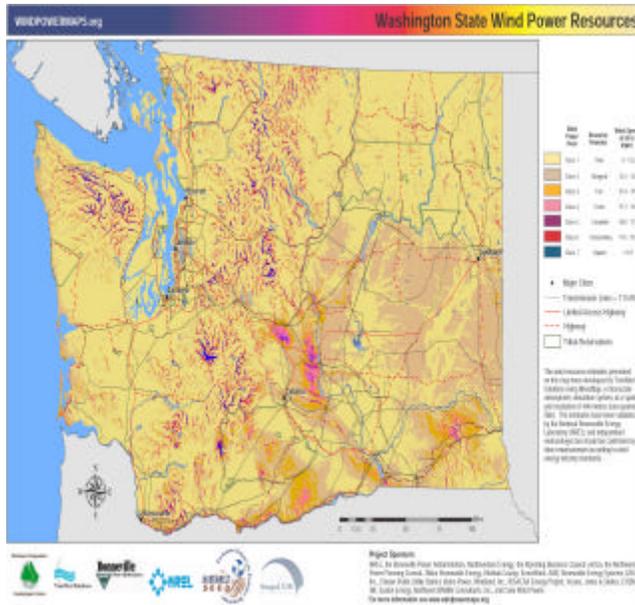


Figura 3.2: Cartas Eólicas.

El elegir un lugar apropiado para comprobar su potencial no es sencillo. Lo ideal sería ubicar una máquina eólica en la punta de una colina con pendiente muy suave y superficie lisa, en un lugar en donde soplara continuamente el viento. Por supuesto, sitios como este no es frecuente encontrarlos.

En la práctica, se requiere de un atlas eólico o en su defecto datos del servicio meteorológico nacional, para estimar en determinada zona, cual es la velocidad media anual del viento y la curva de frecuencia de las diferentes velocidades durante los últimos 5 años.

Con ello tendremos una idea del potencial eólico de la zona, que nos ayudará a determinar como primera opción, la zona de instalación de un aerogenerador. Consideramos que a velocidades medias anuales de al menos 5 m/s, sería el requerimiento para máquinas de 5 kW o mayores.

III.2.2 Escala Beaufort

La escala Beaufort es un elemento auxiliar que permite a cualquier persona efectuar una estimación general sobre sitios con potencial

eoloenergético. Para utilizar dicha escala, sólo se necesitan efectuarse algunas observaciones del efecto que produce el viento sobre el medio.

Estas observaciones consisten en, por ejemplo, ver el movimiento de los árboles, del humo o de una bandera. Cuando el viento es tenue, las hojas y pequeñas ramas de los árboles apenas se mueven; pero cuando el viento sopla con fuerza, se moverá todo el árbol. De la misma manera, cuando el viento es intenso, el humo que sale de una chimenea o de una fogata se desplaza casi en forma horizontal, y cuando el viento no sopla el humo se eleva vertical. (ver tabla 3.1)

Dichas observaciones deberán efectuarse varias veces al día, a la misma hora, cuando menos durante cuatro semanas. Dependiendo del resultado obtenido, podrá considerarse la posibilidad de instalar alguna máquina movida por viento para bombear agua de un pozo, o bien, para generar electricidad.

II.3.3 Equipo de adquisición de datos

La función de un equipo de medición de viento es la de la evaluación y caracterización del recurso energético eólico en sitios de interés.

Por lo general este tipo de sistemas se enfocan a la captura automatizada de datos de velocidad y dirección de viento con almacenamiento de la información adquirida en el módulo de memoria y recuperación de la misma a un lector de memoria que opera como periférico de una computadora personal.

El equipo de adquisición de datos se instala en campo, en donde una vez inicializado, su operación es automática e independiente por cierto período de tiempo. Al término de dicho lapso, o antes, el módulo de memoria que contiene los datos adquiridos se reemplaza y traslada hacia un centro de recuperación de información. En dicho centro, la información se transfiere a una computadora personal.

Núm. Beaufort	Nombre en tierra	Velocidad equivalente a una altura de 10 m sobre el terreno descubierto. Intervalo en metros por segundo (m/s).	Características para la estimación en tierra
0	calma	0.0 a 0.2	El humo se eleva verticalmente
1	ventolina	0.3 a 1.5	El viento se revela por el movimiento del humo, pero no por las veletas
2	flojito	1.6 a 3.3	El viento se percibe en el rostro, las hojas se agitan, la veleta se mueve
3	flojo	3.4 a 5.4	Hojas y ramitas agitadas constantemente, el viento despliega las banderolas.
4	bonancible	5.5 a 7.9	El viento levanta polvo y hojitas de papel, ramitas agitadas.
5	fresquito	8.0 a 10.7	Los arbustos con hojas se balancean, se forman olitas con crestas en los estanques.
6	fresco	10.8 a 13.8	Las grandes ramas se agitan, los hilos telegráficos silban; el uso del paraguas se hace difícil.
7	frescachón	13.9 a 17.1	Los árboles enteros se agitan, la marcha contra el viento es penosa.
8	duro	17.2 a 20.7	El viento rompe las ramas, es imposible la marcha contra el viento.
9	muy duro	20.8 a 24.4	El viento ocasiona ligeros daños en las viviendas (arranca cañerías, chimeneas y tejados)
10	temporal	24.5 a 28.4	Raro en los continentes, árboles arrancados, importantes daños en las viviendas.
11	borrasca	28.5 a 32.6	Observado muy raramente, acompañado de grandes destrozos
12	huracán	> 32.7	Estragos graves y extensos.

Tabla 3.1. Escala Beaufort. Estimación de la Velocidad Promedio Anual de Viento en un Sitio de Posible Aprovechamiento, IIE.

El software de soporte automáticamente decodifica y organiza la información en archivos procesables computacionalmente. Por otro lado, la recuperación de la información capturada puede ser realizada en el sitio de instalación, utilizando para ello una computadora portátil y la asistencia del software de soporte.

Descripción general del equipo.

Los sistemas anemométricos, por lo general, están constituidos de los siguientes subsistemas:

* Sensores

* Equipo electrónico de adquisición de datos

* Módulo de memoria

* Lector de módulos de memoria

* Software de soporte

Sensores.

Los sensores utilizados miden la dirección y velocidad del viento. Tales sensores deben ser de tamaño pequeño, simples, de bajo precio y durables.

El anemómetro de copas mide la velocidad del viento. El giro de la rueda de

copas, producido por el viento, inducen una pequeña corriente en CA que es directamente proporcional a la velocidad del viento. La frecuencia de la señal producida es medida por el equipo de adquisición de datos y este convierte la señal en unidades de m/s o mph.

La dirección del viento es detectada por un potenciómetro. El equipo de adquisición de datos aplica al potenciómetro un voltaje de excitación muy preciso, de tal manera que la señal de salida es un voltaje analógico que es directamente proporcional al azimut de la dirección del viento. En la figura 3.3 se muestran los dos sensores de medición de viento.

Sistema de adquisición de datos.

Datos adquiridos. El sistema adquiere datos de velocidad media del viento y su dirección dominante asociada en intervalos consecutivos de 5, 10, 15, 30 y 60 minutos (base de tiempo), esto por períodos de tiempo de 30 a 170 días. La velocidad media del viento se obtiene por el método de distancia recorrida que consiste en el conteo de los pulsos generados por el sensor anemométrico durante la base de tiempo. La dirección dominante asociada se obtiene por la determinación de la dirección de mayor frecuencia de ocurrencia en 32 a 35 posibles sectores (ver figura 3.4) a partir de muestras de intervalos de 2 a 10 seg. (de acuerdo a fabricantes).

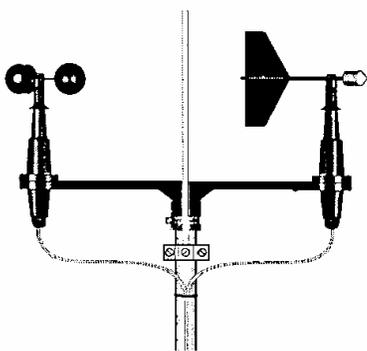


Figura 3.3: Sensores de medición de viento. Wind Speed and Directions Sensors, Campbell Scientific.

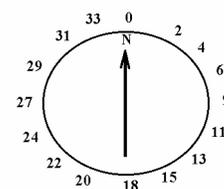


Figura 3.4: Códigos de dirección de viento.

La componente fundamental del sistema de medición de viento, es el equipo de adquisición de datos. El diseño electrónico de este subsistema es a base de un microcontrolador y circuitos periféricos de alta escala de integración, lo que permite obtener múltiples funciones en base a una baja densidad de componentes. Las características principales de este subsistema se mencionan a continuación:

Reloj/Calendario en tiempo real.

El sistema cuenta con un circuito que proporciona una base de tiempo estable y precisa para los eventos de temporización internos asociados con la toma de muestras y almacenamiento de datos. El circuito es programado desde la construcción del equipo y mantiene el proceso de actualización de fecha y hora en forma ininterrumpida e independiente del suministro de energía eléctrica principal.

La integración de esta capacidad, permite que en los eventos de inicialización de un proceso de adquisición de datos, se almacenen automáticamente, la fecha y la hora del evento, en el módulo de memoria. Así mismo, el sistema sincroniza los eventos de adquisición de datos a intervalos cerrados de 5, 10, 15, 30 y 60 minutos.

Rutinas de Autodiagnóstico. El software de operación del equipo de adquisición de datos, incluye varias subrutinas enfocadas al autodiagnóstico del sistema electrónico. En los eventos de encendido o de inicialización de un proceso de captura de información, estas subrutinas verifican el funcionamiento de cada uno de los circuitos periféricos.

Interfase Hombre-máquina. La comunicación entre el equipo de adquisición de datos y el operador, se efectúa por medio de un display alfanumérico de cristal líquido.

Fuentes de alimentación. Los equipos consumen muy poca energía (del orden de 40mW-hr) y pueden ser alimentados por pequeños módulos fotovoltaicos, o bien, baterías alcalinas generalmente de 9 Watts.

Protección contra transitorios. A los equipos de adquisición de datos se integran dispositivos protectores cuya función es la derivar a tierra las descargas que se puedan generar y así evitar que impacten al sistema electrónico. Dicha protección físicamente se complementa con un sistema de tierras. La efectividad de la protección depende de la efectividad de la tierra física instalada y de la magnitud y duración de la descarga.

Gabinete para exteriores. El gabinete debe brindar protección contra lluvia, polvo, humedad, temperaturas extremas y corrosión.

Módulo de memoria.

El módulo de memoria puede ser una memoria EEPROM (Memoria de sólo lectura programable y eléctricamente borrable), o bien, una tarjeta de estado sólido del tipo tarjeta de crédito.

La información almacenada en el módulo permanece ahí en forma confiable para su posterior lectura en el centro de recuperación de información.

Software de soporte. A través de la interfase de comunicación serie, una computadora personal y el software de soporte que se integra al sistema, se tiene acceso a la ejecución de rutinas orientadas a:

- Autodiagnóstico detallado.
- Lectura de tarjetas de memoria.
- Actualización del reloj en tiempo real.
- Visualización de velocidad del viento.
- Visualización de dirección de viento.

En la figura 3.5 se muestra un diagrama general de instalación de un equipo de adquisición de datos .

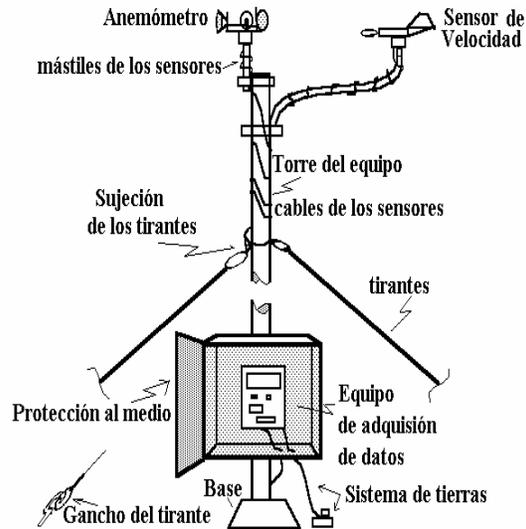


Figura 3.5: Instalación de un equipo de adquisición de datos. (NRG Logger).

III.3 Aplicaciones de la Energía del Viento

Una instalación eólica está constituida por un conjunto de equipos necesarios para transformar la energía contenida en el viento en energía disponible, normalmente eléctrica o mecánica, según se empleen aerogeneradores o aerobombas, respectivamente. Generalmente estas instalaciones cuentan, en el caso de los aerogeneradores para producción eléctrica, con un centro de transformación y conexión a red o al consumo directo; y en el caso de las aerobombas para producción de energía mecánica, con un pozo de succión, bomba de desplazamiento positivo y depósito regulador.

El tipo de instalación depende fundamentalmente de las necesidades energéticas del usuario, del potencial eólico en el emplazamiento y de la disponibilidad de terrenos para satisfacer las necesidades energéticas.

Las aplicaciones de la energía eólica podemos clasificarla en dos grandes grupos: generación de potencia eléctrica y aplicaciones orientadas al uso final. (Tabla 3.2).

APLICACION DE LA ENERGIA EOLICA	Generación de Potencia Eléctrica para Servicio de Energía Eléctrica.	Centrales Eoloeléctricas. Generación Distribuida. Sistemas Aislados Híbridos.
	Orientadas al uso final (sistemas aislados).	Bombeo de agua. Molienda y trituración. Refrigeración. Producción de hielo. Calefacción. Usos residenciales. Desalación de agua. Compresión de aire. Señalización y telemetría. Producción de hidrógeno. Procesos electroquímicos.

Tabla 3.2 Aplicaciones y usos de la energía eólica.

III.4 Aerogeneradores

III.4.1 Clasificación de los Aerogeneradores

Básicamente, conforme a su configuración, los aerogeneradores podrían agruparse en dos tipos: sistemas de eje vertical y los sistemas de eje horizontal. Los incluidos en el primer grupo no necesitan orientarse ya que aprovechan vientos de cualquier dirección; los del segundo grupo, aunque parcialmente limitados por su velocidad de respuesta a cambios de dirección en el viento, se caracterizan por eficiencias más altas que los del primer grupo.

III.4.1.1 Aerogeneradores de Eje Vertical

Estos aerogeneradores cuentan con algunas ventajas de tipo estructural respecto a los de eje horizontal, debido a la sujeción de las aspas. Por otra parte, la no necesidad de orientación por la simetría de las aspas, permite aprovechar vientos de cualquier dirección, así como instalar el generador en tierra con una menor complejidad a la hora de efectuar labores de mantenimiento. En la figura 3.6a vemos un aerogenerador de eje vertical.

III.4.1.2 Aerogeneradores de Eje Horizontal

Un aerogenerador de eje horizontal consiste básicamente en un máquina rotacional cuyo movimiento es producido por la energía cinética del viento al actuar sobre un rotor. Dicho rotor esta normalmente constituido por tres aspas con perfil de avanzado diseño aerodinámico. El movimiento rotacional producido, es transmitido y multiplicado a través de una caja de engranes hasta un generador que produce la energía eléctrica. Los componentes citados están instalados sobre una barquilla o bastidor situado en lo alto de una torre o poste. En la figura 3.6b se ilustran algunos tipos de aerogeneradores comerciales.

Ahora bien, de acuerdo a su potencia de salida, los aerogeneradores pueden ser clasificados en:

- * Baja potencia: hasta 100 kW.
- * Mediana potencia: de 100 a 1 000 kW.
- * Alta potencia: > 1 MW.

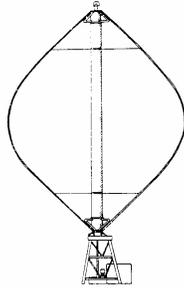
Los sistemas de baja potencia tienen un mercado muy disperso, aplicándose en residencias rurales, en la agricultura o en localidades remotas. Los sistemas de este tipo, inicialmente utilizados a partir de 1850, fueron desplazados por las grandes compañías eléctricas.

La eficiencia de conversión de estos sistemas es de a lo sumo de dos terceras partes del 59% máximo teórico alcanzable, es decir tienen una eficiencia total del 30-40%. Los factores de carga (potencia promedio/potencia nominal) varía entre el 20 y 30%. La energía anual obtenida es función del diámetro del rotor y de las velocidades del viento del lugar de la instalación.

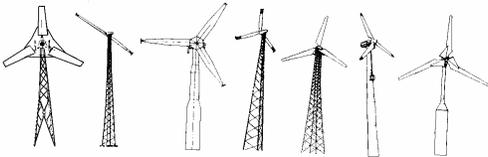
Los pequeños aerogeneradores son utilizados principalmente en zonas remotas que tienen un buen potencial eólico y usualmente compiten con pequeños generadores diesel.

Los aerogeneradores de potencias media y alta, en el intervalo de 100 kW a 3 MW se

empezaron a desarrollar a partir de 1975, pensando que pudieran interconectarse a redes eléctricas de distribución ya existentes.



(a) Aerogenerador de eje vertical



(b) Aerogeneradores de eje horizontal

Figura 3.6: Tipos de aerogeneradores.

III.4.2 Conceptos Generales

Los sitios ideales para el aprovechamiento de la energía del viento son colinas de suaves pendientes en terrenos llanos, inmersas en corrientes persistentes de viento. Por otra parte, en los terrenos montañosos las condiciones orográficas pueden dar lugar a " ductos" por los que sopla el viento. La fricción del aire con el suelo y la vegetación reduce su velocidad al nivel del mismo, siendo un hecho conocido el aumento de la velocidad con la altura.

A continuación se explican los conceptos más importantes que se deben de tener en cuenta para el emplazamiento de una máquina eólica:

Rugosidad.- En las capas más bajas de la atmósfera, las velocidades del viento se ven afectadas por la fricción de la superficie terrestre. En cuanto más pronunciada sea la rugosidad del terreno mayor será la ralentización que experimente el viento. Los bosques y las grandes ciudades ralentizan mucho el viento,

mientras que las pistas de hormigón de los aeropuertos sólo lo ralentizan ligeramente. Las superficies de agua son incluso más lisas que las pistas de hormigón, y tendrán por tanto menos influencia sobre el viento, mientras que la hierba alta y los arbustos ralentizan el viento de forma considerable. El término clase de rugosidad o longitud de rugosidad se utiliza cuando se trata de evaluar las condiciones eólicas de un paisaje. Una alta rugosidad de clase 3 ó 4 se refiere a un paisaje con muchos árboles y edificios, mientras que a la superficie del mar le corresponde una rugosidad de clase 0. Ver figura 3.7

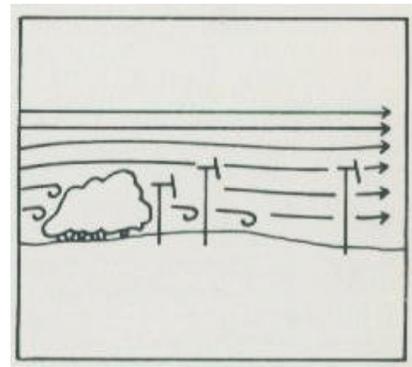


Figura 3.7. Rugosidad del Viento

Cizallamiento del Viento.- El hecho de que el perfil del viento se mueva hacia velocidades más bajas conforme nos acercamos al nivel del suelo se le llama cizallamiento del viento. Por tanto, a mayor altura a la que se coloque una máquina eólica se tendrá un potencial de mayor aprovechamiento, en la figura 3.8 se muestra un ejemplo de cizamiento del viento

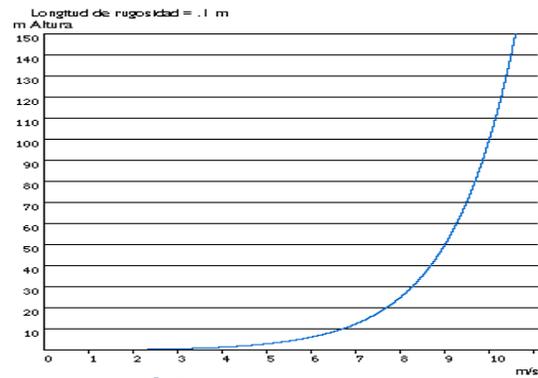


Figura 3.8. Cizallamiento del Viento.

Escarpas.- Los acantilados a la orilla del mar o de planicies frenan el viento antes incluso de que llegue al acantilado. Por lo tanto, no es una buena idea desplazar las turbinas más cerca del acantilado. Muy probablemente esto implicaría una producción de energía menor, y reduciría el tiempo de vida de las turbinas, debido a una mayor rotura y desgaste provocadas por la turbulencia, tal como se muestra en la figura 3.9.

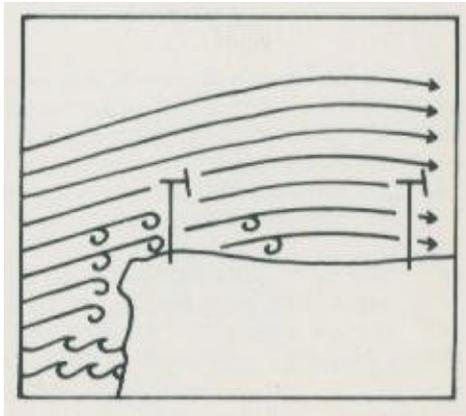
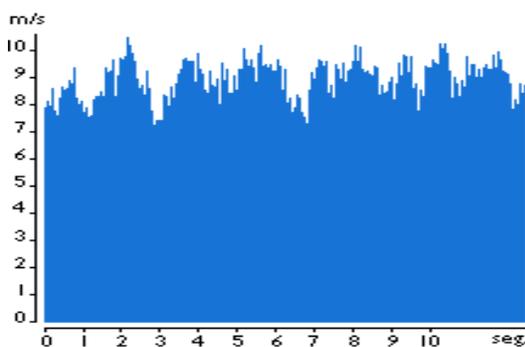


Figura 3.9. Escarpas

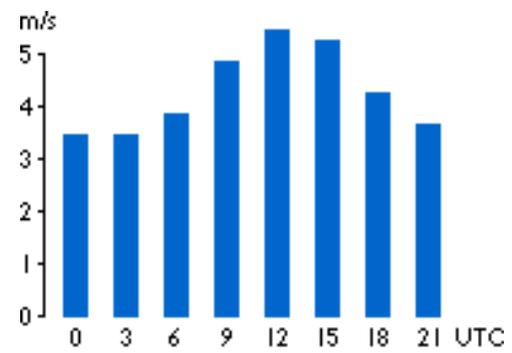
Variabilidad del viento a corto plazo.- La velocidad del viento está siempre fluctuando, por lo que el contenido energético del viento varía continuamente. La magnitud de la fluctuación depende tanto de las condiciones climáticas como de las condiciones de superficie locales y de los obstáculos. La producción de energía de una turbina eólica variará conforme varíe el viento, aunque las variaciones más rápidas serán hasta cierto punto compensadas por la inercia del rotor de la turbina eólica, tal como se ilustra en la figura 3.10.



© 1998 www.WINDPOWER.org

Figura 3.10. Variabilidad del Viento a Corto Plazo

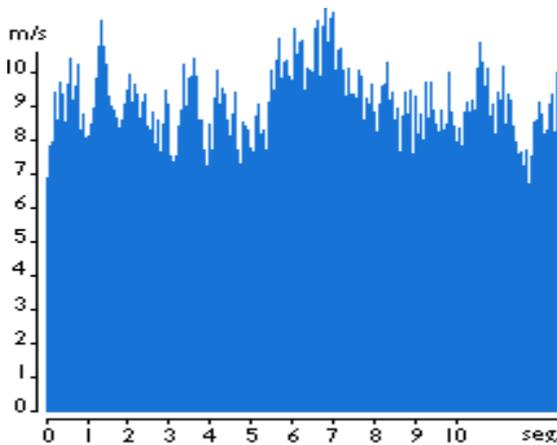
Variaciones diurnas del viento.- En la mayoría de localizaciones del planeta el viento sopla más fuerte durante el día que durante la noche. La figura 3.11 muestra un ejemplo de ello, en intervalos de 3 horas, como varía la velocidad del viento a lo largo del día. Esta variación se debe sobretodo a que las diferencias de temperatura, por ejemplo entre la superficie del mar y la superficie terrestre, son mayores durante el día que durante la noche. El viento presenta también más turbulencias y tiende a cambiar de dirección más rápidamente durante el día que durante la noche.



© 1998 www.WINDPOWER.org

3.11. Variaciones diurnas del viento

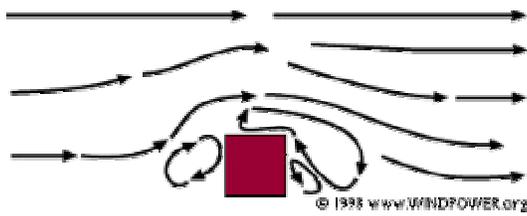
Turbulencia.- Las tormentas suelen venir asociadas a ráfagas de viento que cambian tanto en velocidad como en dirección. En áreas cuya superficie es muy accidentada, o bien, edificios, también se producen muchas turbulencias, con flujos de aire muy irregulares, con remolinos y vórtices en los alrededores. En la figura 3.12 puede verse un ejemplo de como la turbulencia aumenta las fluctuaciones en la velocidad del viento. Las turbulencias disminuyen la posibilidad de utilizar la energía del viento de forma efectiva en un aerogenerador. También provocan mayores roturas y desgastes en la turbina eólica. Las torres de máquinas eólicas deben construirse lo suficientemente altas como para evitar las turbulencias del viento cerca del nivel del suelo.



© 1998 www.WINDPOWER.org

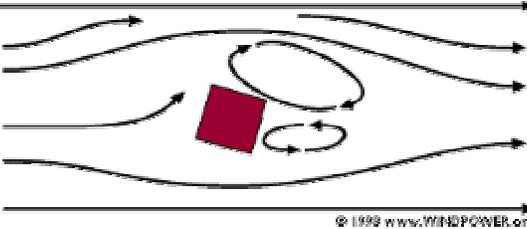
Figura 3.12. Turbulencia del viento.

Los **obstáculos del viento** tales como edificios, árboles, formaciones rocosas, etc. pueden disminuir la velocidad del viento de forma significativa y a menudo crean turbulencias en torno a ellos. Como puede verse en la figura 3.13, las corrientes de viento alrededor de un obstáculo, la zona de turbulencias puede extenderse hasta una altura alrededor de 3 veces superior a la altura del obstáculo. La turbulencia es más acusada detrás del obstáculo que delante de él. Así pues, lo mejor es evitar grandes obstáculos cerca de las turbinas eólicas, y en particular si se encuentran en la parte donde sopla en viento dominante, es decir, "en frente de la turbina".



© 1998 www.WINDPOWER.org

Vista lateral de la corriente del viento alrededor de un obstáculo.

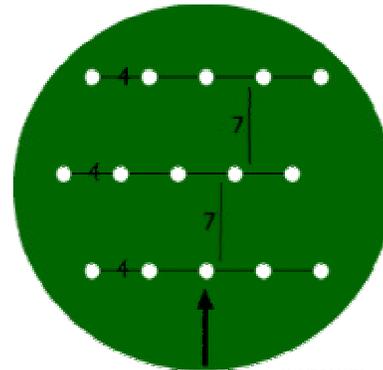


© 1998 www.WINDPOWER.org

Vista superior de la corriente del viento alrededor de un obstáculo.

Figura 3.13. Obstáculos del viento.

Efecto del parque.- Cada aerogenerador ralentizará el viento tras de sí al obtener energía de él para convertirla en electricidad. Por tanto, lo ideal sería poder separar las turbinas lo máximo posible en la dirección de viento dominante. Pero por otra parte, el costo del terreno y de la conexión de los aerogeneradores a la red eléctrica aconseja instalar las turbinas más cerca unas de otras. Como norma general, la separación entre aerogeneradores en un parque eólico es de 5 a 9 diámetros de rotor en la dirección de los vientos dominantes, y de 3 a 5 diámetros de rotor en la dirección perpendicular a los vientos dominantes. En la figura 3.14 se han situado 3 filas de cinco turbinas cada una siguiendo un modelo totalmente típico. Las turbinas (los puntos blancos) están separadas 7 diámetros en la dirección de viento dominante y 4 diámetros en la dirección perpendicular a la de los vientos dominantes.



© 1998 www.WINDPOWER.org

Figura 3.14.- Efecto del Parque

Efecto Túnel.- Si el viento toma un camino entre dos edificios altos o en un paso estrecho entre montañas se observará que el aire se comprime en la parte de los edificios o de la montaña que está expuesta y su velocidad crecerá considerablemente entre los obstáculos del viento. Esto es lo que se conoce como "efecto túnel". Situar un aerogenerador en un túnel de este tipo es una forma inteligente de obtener velocidades del viento superiores a las de las áreas colindantes. Para obtener un buen efecto, el túnel debe estar suavemente enclavado en el paisaje. En el caso de que las

colinas sean muy accidentadas, puede haber muchas turbulencias en el área, es decir, el viento soplará en muchas direcciones diferentes y con cambios muy rápidos. Si hay muchas turbulencias, la ventaja que supone la mayor velocidad del viento se verá completamente anulada, y los cambios en el viento pueden causar roturas y desgastes innecesarios en el aerogenerador. Ver figura 3.15



Figura 3.15.- Efecto Túnel

Efecto de la Colina.- Una forma corriente de emplazar aerogeneradores es situándolos en colinas o estribaciones dominando el paisaje circundante. En particular, siempre supone una ventaja tener una vista lo más amplia posible en la dirección del viento dominante en el área.

En las colinas, siempre se aprecian velocidades de viento superiores a las de las áreas circundantes. Una vez más, esto es debido a que el viento es comprimido en la parte de la montaña que da al viento, y una vez el aire alcanza la cima de la colina puede volver a expandirse al descender hacia la zona de bajas presiones por la ladera a sotavento de la colina. Tal y como puede observar en la figura 3.16, el viento empieza a inclinarse algún tiempo antes de alcanzar la colina, debido a que en realidad la zona de altas presiones se extiende hasta una distancia considerable enfrente de la colina. Si la colina es escarpada o tiene una superficie accidentada, puede haber una cantidad de turbulencias significativa, que puede anular la ventaja que supone tener unas velocidades de viento



Figura 3.16. Efecto de la Colina

La generación de energía eléctrica por medio de un aerogenerador es posible cuando el viento tiene una velocidad superior a 3.5 metros por segundo, alcanzando su potencia nominal cuando el viento llega a velocidades de, por ejemplo, 15 metros por segundo.

La potencia aprovechable aumenta con la altura, por lo que mientras más alto se instale un aerogenerador mayor será la potencia generada. La vegetación existente en las zonas de alto viento reduce la velocidad del mismo, además de generar turbulencias y remolinos que afectan la eficiencia de los aerogeneradores; este efecto es importante por lo que para su instalación se buscan sitios de alto viento con velocidades entre los 4.5 y 25 metros por segundo, localizados en terrenos planos, en lagunas costeras o en el mar donde las interferencias son mínimas.

El viento tiene una energía cinética proporcional al cuadrado de su velocidad por la masa de volumen que se considere. Si este volumen corresponde al generado en la unidad de tiempo, por una área unitaria que se desplaza a tal velocidad, la potencia del viento por unidad de área es proporcional al cubo de su velocidad:

$$\frac{P}{A} = K \times V^3 \dots\dots\dots (3.1)$$

donde:

K es una constante que depende de la densidad del aire y de las unidades en que se expresan la potencia y la velocidad.

Esta expresión se conoce como la *Ley del Cubo* y es indicativa de porque es necesario un registro continuo de velocidades para hacer una

estimación correcta de su contenido energético en la figura 3.17 se muestra esta gráfica.

A mayor altura sobre el nivel del terreno, la energía eólica se incrementa a razón del gradiente vertical de velocidades, ocasionado por la fricción del viento contra la superficie del terreno.

De toda esta energía del viento sólo es posible obtener una fracción, que tiene un límite teórico establecido por el científico alemán A. Betz en 1927, por el cual un aeromotor sólo puede extraer 59.3% de la energía del viento. Para obtener 100% de la energía cinética del viento, sería necesario que el equipo conversor le quitase el movimiento, reduciendo su velocidad hasta cero, lo cual es imposible.

De esta manera la ecuación que define la potencia aprovechable del viento, para condiciones ideales, es:

$$P = 0.593 \times K \times A \times V^3 \dots\dots\dots (3.2)$$

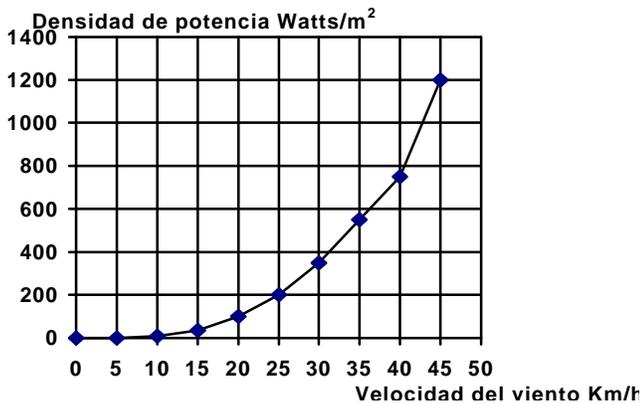


Figura 3.17: Ley del Cubo.

Uno de los elementos determinantes en la indagación del potencial eoloenergético, es la curva de potencia del viento, la cual se obtiene en base a la duración de velocidades específicas de viento en función del número de horas en el año. En la figura 3.18 se muestra dicha gráfica.

Los vértices EFG de la gráfica significa que el viento es débil y no se genera energía. A partir del segmento FG se inicia la generación normal de energía eléctrica. El valor nominal de operación se consigue a partir del segmento CH. En el segmento BI se presenta el corte de energía por altas velocidades del viento. Toda el área sombreada representa la producción anual de energía. El área contenida en los puntos A0ED representa la producción anual de energía si el aerogenerador trabajase durante todo el año a valores nominales.

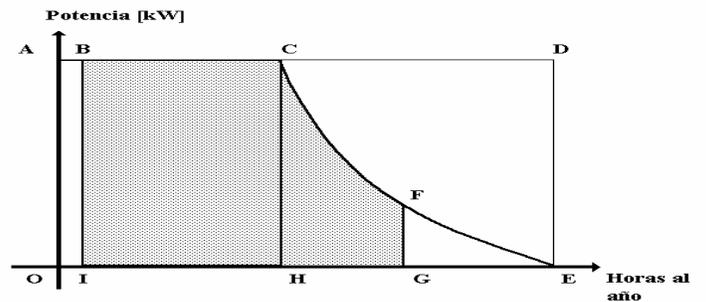


Figura 3.18: Curva de potencia del viento.

Las siguientes definiciones pueden relacionarse con la gráfica anterior:

a) producción anual específica de energía en el rotor:

$$Ea = \text{energía producida en un año} / \text{área del rotor} = \text{kWh/m}^2 \dots\dots\dots (3.3)$$

b) potencia media generada.

$$P = \text{kWh} / 8760 \dots\dots\dots (3.4)$$

c) factor de planta o de capacidad.

$$Fc = \text{kWh} / (8760 \times \text{kWnom.}) \dots\dots\dots (3.5)$$

Donde: Fc oscila típicamente entre 0.25 y 0.30.

d) factor de disponibilidad.

$$A = \text{número de horas en que el rotor está disponible} / 8760 \dots\dots\dots (3.6)$$

A es aproximadamente igual a 0.95.

e) diagrama vectorial de un perfil aerodinámico (ver figura 3.19).

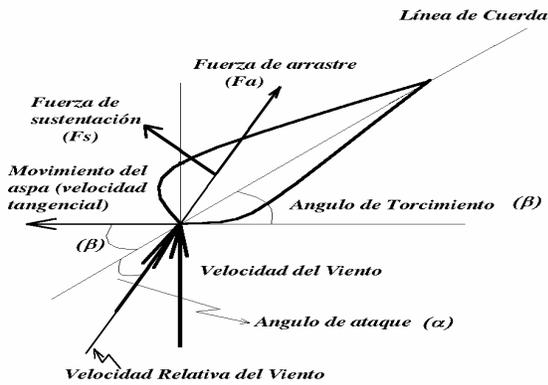


Figura 3.19. Diagrama Vectorial de un perfil aerodinámico.

III.4.2.1 Definición de términos

A continuación se definirán los términos que aparecen en el diagrama que se ilustra en la figura 3.19 y algunos otros complementarios:

- 1.- *Anemograma*: gráfica que relaciona la velocidad del viento con un periodo determinado.
- 2.- *Ángulo de ataque*: es el ángulo formado por el vector representativo de la velocidad relativa del viento y por la línea de cuerda de la sección del aspa.
- 3.- *Ángulo de torcimiento*: es el ángulo formado por el plano de giro del aspa y por la línea de cuerda de la sección.
- 4.- *Ángulo de inclinación*: es la suma del ángulo de ataque con el ángulo de torcimiento.
- 5.- *Arrastre*: es la fuerza aerodinámica ejercida por el viento sobre la sección, con una dirección paralela al del vector de velocidad relativa del aire.
- 6.- *Aspa*: principal elemento de una turbina de viento, cuya función es convertir la energía del mismo en un movimiento rotatorio de un eje, valiéndose de la fuerza de sustentación.
- 7.- *Borde de ataque*: parte del aspa que incide sobre el flujo de aire.

- 8.- *Borde de fuga*: es el borde posterior de un perfil aerodinámico, opuesto al borde de ataque.
- 9.- *Coefficiente de sustentación*: es un coeficiente obtenido empíricamente en un túnel de viento a partir de la medición de la fuerza aerodinámica de sustentación.

10.- *Coefficiente de potencia*: es un coeficiente que nos indica la eficiencia de la turbina de viento para transformar la energía cinética en energía mecánica.

$$C_p; \text{ pot. mecánica en el eje del rotor} / (0.5 \times r \times V^3 \times p \times R^2) = P_r / P_v \dots\dots\dots (3.7)$$

donde

- Pr: potencia mecánica en el eje.
- Pv: potencia teórica del viento.
- r : densidad del aire.
- V: velocidad del aire.
- p R²: aire circular de la superficie recorrida en las aspas del rotor.

11.- *Coefficiente de par*: es un coeficiente que relaciona al coeficiente de potencias con I.

$$C_t = C_p / I \dots\dots\dots (3.8)$$

12.- *Cubo*: elemento extremo de la turbina, donde se fijan las aspas.

13.- *Cuerda*: línea recta que une los bordes de ataque y fuga en la sección transversal de un aspa.

14.- *Desplome*: es la pérdida de la fuerza de sustentación e incremento de la fuerza de arrastre, como resultado de la separación del flujo de aire sobre la superficie del aspa por un elevado ángulo de ataque.

15.- *Diámetro del rotor*: es el diámetro del área circunscrita por el recorrido de las aspas al girar.

16.- *Dirección de rotación*: es el sentido de giro de la turbina vista de frente. Dextrógiro hacia la derecha y Levógiro hacia la izquierda.

17.- *Distribución de velocidad del viento*: es un histograma de velocidades en un lapso

determinado en donde se inicia el número de horas acumuladas en cada intervalo de velocidades de viento. Los periodos de calma se consideran de velocidad cero.

18.- *Eoloenergético*: término relativo a la energía que se puede sustraer del viento.

19.- *Estela*: flujo turbulento de aire hacia sotavento, propiciado por una obstrucción.

20.- *Fuerza giroscópica*: debido al momento de inercia giratorio de las aspas de la turbina, se presenta una oposición a que se cambie la posición de su eje. Esta resistencia al cambio puede producir vibración en la torre de montaje y en el cubo de la turbina, así como esfuerzos en el sistema de orientación.

21.- *Fuerza gravitatoria*: es el peso de las aspas de la turbina que ubicadas instantáneamente en determinadas posiciones durante su giro ejercen cargas mecánicas cíclicas.

22.- *Límite de Betz*: es la eficiencia teórica de máxima conversión de energía que se puede obtener en una turbina de viento. Su valor es de 0.593 del total de la energía cinética contenida en el viento a una velocidad dada en el área de trabajo.

23.- *Orientación*: es el giro del eje de la turbina sobre un plano horizontal. Se hace para dirigir el aerogenerador a favor o en contra del viento (hay aerogeneradores que trabajan en contra del viento).

La orientación puede ser libre a través de una cola o con rotores laterales , y motorizada por un sistema automático de control (SAC).

24.- *Potencia mecánica del rotor*: es la potencia aprovechable en el eje de la turbina, expresada en función del coeficiente de potencia y la potencia disponible del viento.

25.- *Velocidad de inicio*: es la velocidad del viento a la altura del cubo de la turbina, con la cual un aerogenerador comienza a producir energía aprovechable.

26.- *Velocidad de salida*: es la velocidad del viento a la altura del cubo de la turbina, con la cual un aerogenerador cesa de producir energía aprovechable para prevenir un daño estructural o fatiga excesiva.

27.- *Velocidad media del viento*: es la velocidad promedio del viento en un lapso determinado.

III.5 Aerogeneradores de Eje Horizontal de Baja Potencia

III.5.1 Definición

Un aerogenerador es un dispositivo conversor de energía electromecánica, cuyo primo-motor consiste en una turbina impulsada por el viento, la que mueve directa o indirectamente a un generador eléctrico.

III.5.2 Componentes Básicos

Un sistema conversor de energía eólica, está compuesto básicamente por los siguientes elementos:

1.-Turbina.

Las turbinas están constituidas usualmente por tres aspas de perfil aerodinámico, que se encuentran montadas sobre un elemento de enlace llamado cubo. De aquí, parte horizontalmente el eje de la turbina, que apoyado sobre un par de chumaceras transmite la potencia mecánica a una caja de engranes.

En las aspas de la turbina, se localizan los frenos aerodinámicos, los cuales por fuerza centrífuga despliegan alerones que reducen la velocidad del rotor a valores seguros; también se logra este efecto si se giran las aspas sobre su eje longitudinal para variar el ángulo de ataque y abatir la fuerza de sustentación. Cuando los alerones están pasivos, forman parte del perfil aerodinámico de las aspas.

2.-Freno mecánico.

Este dispositivo se ubica usualmente entre el eje de baja velocidad y la caja de engranes.

Tiene la función de parar totalmente la turbina en caso de emergencia o de sobregiro. Ello lo logra a través de un sistema hidráulico que activa un juego de pastas sobre el disco de freno.

3.-Caja de engranes.

Consiste en un tren multiplicador de velocidad de 3 pasos, inmerso en aceite, cuya función es incrementar la velocidad angular del eje de la turbina a una velocidad que sea aprovechable por el generador eléctrico (de 1,200 a 1,800 rpm). El eje de salida, denominado eje de alta velocidad, se une a la flecha del generador con un acoplamiento flexible que amortigue los esfuerzos mecánicos transmitidos.

4.-Generador eléctrico.

Es el elemento conversor de energía electromecánica, el cual transforma la potencia de salida de la caja de engranes o eje del rotor, en potencia eléctrica utilizable.

Usualmente es un motor trifásico de inducción con rotor jaula de ardilla, operando en forma inversa. Estas máquinas, también llamadas generadores asíncronos, normalmente vienen interconectados en delta, contando con un voltaje típico de línea de 480 Volts. Requieren estar conectados a la red de distribución para extraer potencia reactiva y poder generar potencia real; es posible prescindir de la red si se utilizan capacitores para suministrar corriente de excitación; este último caso es poco frecuente.

En pequeños aerogeneradores, de tipo residencial por ejemplo, se utilizan alternadores con gran número de polos o generadores de corriente directa.

Los aerogeneradores que cuentan con máquinas de inducción, deben aportar entre el 4 y 10% máximo de la potencia del sistema. Su velocidad de operación es tal que la velocidad del rotor suele ser entre el 4 y 6% mayor que la velocidad de sincronismo (datos prácticos).

5.-Barquilla.

Consiste en una estructura metálica de acero que sirve para contener a todos los elementos del aerogenerador y que debe ser lo suficientemente resistente para soportar los esfuerzos mecánicos de orientación y de variación en el ángulo de ataque. La orientación puede ser libre utilizando colas o minirotos laterales (sistema pasivo) o de orientación dirigida a través de un sistema automático de control (sistema activo).

El sistema activo, evidentemente, es más complicado y queda sujeto a grandes esfuerzos, ya que los constantes cambios de dirección del viento y los esfuerzos inerciales y gravitacionales de las aspas, se concentran en los dientes de engrane de posición que en ciertos casos llegan a romperse. Para solucionar este problema, actualmente se está experimentando con nuevos diseños.

6.-Cubierta.

Es una protección externa que cubre a los elementos del aerogenerador para resguardarlo de la intemperie y para silenciar el ruido interior. Cuenta con aberturas para proporcionar una adecuada ventilación.

7.-Sistema Automático de Control (SAC).

Es un sistema de control electromecánico, que es operado mediante un microprocesador; su función es medir, registrar y controlar, al menos las siguientes funciones: a) velocidad de inicio de operación, b) velocidad de salida de operación, c) conexión del generador a la red eléctrica, d) orientación de la barquilla, e) orientación del ángulo de ataque de las aspas, f) paros de emergencia de las turbinas, g) parámetros eléctricos (kW, A, V, etc.), h) temperaturas.

8.-Torre.

Es el elemento que coloca al aerogenerador a la altura apropiada para que el viento opere a la turbina con la velocidad y eficiencias necesarias.

Son estructuras de acero, con geometría tubular o reticular; usualmente son del tipo

tubular cónica, tubular segmentada, tubular con tirantes y reticular.

Las torres tubulares son más caras, pero en su interior se ubican los cables de bajada del aerogenerador y el sistema de medición y de control, quedando protegidos contra los rayos ultravioleta (UV), polvo, elementos corrosivos y lluvia.

En la figura 3.20 se muestra la configuración básica de un aerogenerador de eje horizontal.

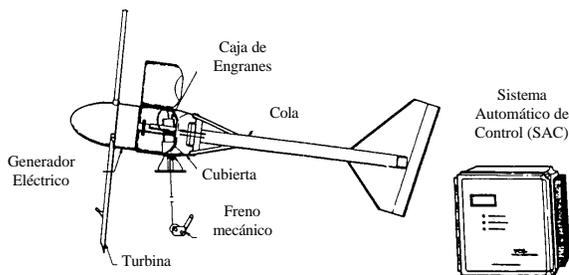


Figura 3.20: Aerogenerador de eje horizontal de 10 kW. BWC Excel-R Owner's Manual and Part List.

III.5.3 Operación del Aerogenerador

El principio de operación de un aerogenerador puede resumirse a lo siguiente: con vientos débiles, la turbina gira lentamente pero no genera electricidad debido a que no se han alcanzado las RPM requeridas por el generador.

Cuando el viento sopla con más intensidad y se llega a la velocidad de "inicio", los sensores de velocidad, ubicados en el eje, envían la señal al sistema automático de control (SAC), el cual propicia a través de un motor, la súbita aparición del campo magnético polar del generador (campo rotatorio) y se comienza a producir electricidad. Al aumentar la velocidad del viento, aumentará la potencia eléctrica.

Cuando se presentan ráfagas de viento violentas, los sensores de velocidad envían la señal para que el SAC desenergice al generador eléctrico; esto acontece a una velocidad del

viento prefijado, que es la "velocidad de salida". Si se desconectara súbitamente la carga eléctrica del generador o se desenergizara la red, se presenta un sobregiro de la turbina que propicia el paro del generador; simultáneamente, por fuerza centrífuga se despliegan los alerones de seguridad o se varía el ángulo de ataque, para disminuir el giro del rotor a una velocidad tal que pueda activarse el freno mecánico.

Si el viento cambia de dirección, los sensores de posición ubicados en una veleta, envían la señal al SAC para corregir automáticamente la orientación hacia barlovento o sotavento, según el caso.

La potencia aprovechable aumenta con la altura, por lo que mientras más alto se instale un aerogenerador mayor será la potencia generada. La vegetación existente en las zonas de alto viento reduce la velocidad del mismo, además de generar turbulencias y remolinos que afectan la eficiencia de los aerogeneradores.

III.5.4 Protección del Aerogenerador contra Descargas Atmosféricas

Ante el fenómeno de descargas eléctricas atmosféricas, un aerogenerador de eje horizontal debe ser considerado como un dispositivo de alto índice de riesgo, sobre todo en áreas geográficas con gran densidad de rayos; esto se debe a la configuración geométrica del equipo, sus materiales de construcción y a los requerimientos topográficos de la zona de instalación.

A pesar del alto número de componentes metálicos de alta conductividad con que cuenta un aerogenerador, incluyendo a la torre, cuando un rayo lo impacta, la sobrecorriente no se conduce a tierra sin causar daños, ya que se presentan efectos colaterales indeseables aunque se instale un buen sistema pararrayos-tierra. Los principales efectos a considerar son los siguientes:

a) La sobrecorriente produce daños severos en las aspas de madera con resina epóxica y en las

de fibra de vidrio, además de un envejecimiento prematuro de empaques y lubricantes de los sistemas mecánicos de la barquilla.

b) El campo electrostático nube-tierra puede originar pequeñas descargas eléctricas capaces de dañar a los circuitos electrónicos.

c) El campo magnético asociado a la corriente del rayo induce voltajes transitorios elevados que pueden dañar a los equipos de estado sólido.

d) El campo eléctrico propiciado por la caída de voltaje en la inductancia de la torre representa potenciales riesgosos a lo largo de la estructura.

En el caso específico de los equipos electrónicos, se sabe que son determinantes en los sistemas de control y protección de los aerogeneradores, por ello, deben estar eficientemente resguardados contra los efectos de una descarga atmosférica. Entre los daños típicos están los siguientes :

i) Una sobrecorriente transitoria puede afectar el cableado y los componentes de un circuito electrónico aledaño, induciendo una tensión por efecto Faraday.

ii) Cualquier par de conductores separados por un dieléctrico representa un capacitor. Si dos líneas equipotenciales de campo eléctrico coinciden con los conductores, pueden perforar su dieléctrico.

iii) Debido a la inductancia de la torre la caída de tensión en el instante del rayo produce voltajes que pueden exceder los 2,500 V/cm. Este nivel de tensión daña diferentes configuraciones de circuitos integrados.

iv) Si un capacitor está conectado a tierra en una de sus terminales y la otra está al potencial del campo eléctrico existente a unos metros de mayor nivel durante la descarga, el rompimiento dieléctrico es inminente.

v) El blindaje de un cable coaxial puede estar directamente conectado a tierra y el conductor

central conectado a un sensor en la barquilla del aerogenerador. Con el gradiente de voltaje en el instante del rayo, se perfora el aislamiento del cable coaxial y la corriente puede dañar equipos electrónicos.

vi) Cuando existen alambres paralelos a la trayectoria de la descarga eléctrica, el campo magnético asociado inducirá elevados voltajes que representan un riesgo. Si los cables están perpendiculares respecto a la descarga no existe este problema.

vii) Dos subsistemas electrónicos interconectados por cable y ubicados a diferente altura sobre la torre pueden sufrir daño por sobrecorriente o coincidir cada subsistema con una línea equipotencial de campo eléctrico.

Así mismo, los impactos directos del rayo al cableado eléctrico o a sensores y a antenas proporcionarán suficiente corriente para generar una evaporación explosiva que causaría severos daños.

III.5.5 Protección de las Aspas del Aerogenerador

Al instalar una varilla pararrayos en el aerogenerador se logra una útil protección contra descargas de polaridad negativa, con polaridad positiva la varilla colaborará de manera definitiva al interceptar más del 50% de los rayos. Sin embargo, si el aerogenerador cuenta con aspas de fibra de carbono, acero o aluminio, la función del pararrayos se cancela ya que las aspas interceptarán las descargas atmosféricas.

El hecho de tener aspas metálicas no implica que conducirán la corriente del rayo sin daño alguno ya que se pueden presentar grandes esfuerzos mecánicos, lo anterior ocasiona fatiga estructural del aspa y/o deformaciones permanentes.

Otro problema es el arqueo eléctrico que puede aparecer encima de los elementos articulados y ejes de giro en las aspas con

frenos aerodinámicos de punta o con ángulo de ataque variable. En este caso, puede producirse fusión del metal en pequeñas áreas del aspa o picadura del metal por arqueos recurrentes.

Si las aspas cuentan con algún tipo de sensor, como los medidores de deformación, detectores de hielo, etc., seguramente quedarán dañados.

En el aspa metálica sola, los daños son menores y usualmente no impedirán la operación del rotor eólico.

El panorama cambia radicalmente con aspas de fibra de vidrio y de madera con resinas epóxicas, ya que al ser malos conductores la corriente del rayo puede causar su destrucción.

En estos casos, se debe proporcionar un camino de baja resistencia por la superficie del aspa, para evitar que la sobrecorriente circule por su estructura. Una recomendación es aplicar cinta conductora de aluminio en los bordes de ataque y de fuga del aspa. También podría utilizarse pintura de plata aplicada con spray o una malla reticular metálica sobre la superficie. Esta malla puede cubrirse con resina epóxica y pintura para no ocasionar problemas aerodinámicos. Cualquiera de estas medidas preferentemente debe efectuarlas o asesorarla el fabricante del rotor.

III.5.6 Protección del Equipo Electrónico

La técnica fundamental para proteger al equipo electrónico se basa en el desvío de la sobrecorriente por rayo lejos de los equipos y/o en la utilización de elementos de protección en lugares críticos que desvíen localmente la sobrecorriente y entrapen los campos electromagnéticos.

En el primer caso, se debe utilizar una varilla pararrayos con sus conductores de bajada y su electrodo de tierra, el equipo electrónico debe estar alejado de los conductores de bajada patas de la torre, alambres de retenida y otros soportes metálicos.

Una distancia incrementada implica un menor efecto del campo magnético.

Si un contenedor de equipo electrónico no puede ubicarse a distancia segura de la trayectoria de la sobrecorriente, se colocará en el centro exacto de un arreglo simétrico de conductores de bajada, en los cuales se cancelarán mutuamente los campos magnéticos sin afectar al equipo del contenedor.

En el segundo caso, una estructura metálica cerrada de configuración cilíndrica, sirve para confinar la corriente y los campos transitorios. Este escudo debe de interceptar tanto los campos magnéticos como los eléctricos y evitar las fugas de campo; el blindaje metálico, continuo y hermético proporciona un escudo más efectivo que las mallas o las pantallas parciales.

Los cables de suministro de potencia y comunicaciones pueden introducirse en canalizaciones conduit metálica de pared gruesa, lo que da una buena protección, este blindaje debe utilizarse únicamente como ducto, no como conductor para señales eléctricas. Los cables en el interior deben ser coaxiales o en parejas trenzadas, para que el voltaje inducido en ellos sea aproximadamente el mismo y no haya diferencia de potencial riesgosa.

Además de los apartarrayos de la línea, es necesario utilizar otro supresor de transitorios, por ejemplo un varistor, instalado lo más cerca posible del equipo electrónico a proteger, tendrá la función de drenar a tierra el pico incidente de sobrecorriente, con un rápido tiempo de respuesta y manteniendo el voltaje nominal en las terminales de entrada del equipo.

III.5.7 Protección al Generador

Cuando un rayo impacta un aspa del generador y la cubierta de la barquilla no es metálica, la sobrecorriente circulará por diferentes trayectorias conductoras de la barquilla, siendo una de ellas la que deriva al generador asíncrono. Con descargas de poca

intensidad pero de forma recurrente, sobrevendrá con el tiempo la perforación del aislamiento.

Con descargas de alta intensidad, se excederá el nivel básico de aislamiento (NBA) de los embobinados y quedarán dañados si no se cuenta con la protección apropiada.

Por otro lado, al fabricar la cubierta con material conductor eléctrico, el riesgo para el generador y otros componentes eléctricos se reduce notablemente, ya que la cubierta opera como una pantalla protectora contra campos electromagnéticos y como un conductor de mínima impedancia al paso de la sobrecorriente. Si a él se anexan anillos de contacto en la flecha de baja velocidad del rotor eólico para derivar corriente a la cubierta metálica, se optimizará la protección contra una descarga atmosférica directa.

En el caso de los sobrevoltajes originados por descargas eléctricas atmosféricas lejanas que inciden por las líneas de alta tensión de la subestación acoplada al aerogenerador, los apartarrayos protegen eficazmente al transformador, sin embargo, la tensión residual del apartarrayos que impacta al primario del transformador, se transfiere inductiva y capacitivamente al embobinado secundario y por ende al generador asíncrono de aerogenerador. Con corrientes de alta intensidad o con apartarrayos mal seleccionados, el sobrevoltaje transferido puede exceder el NBA del generador (y/o del transformador), originando el daño a sus aislamientos.

Aunque la capacitancia propia del generador y la de sus cables subterráneos contribuyen a atenuar el pulso transferido de sobrevoltaje, pueden presentarse oscilaciones por resonancia debido a los parámetros inductivos-capacitivos de los embobinados de ambas máquinas, con los consiguientes riesgos para el aislamiento.

Para evitar esta situación, y cuando el nivel cerámico de la región y costos del equipo así lo ameriten, se optará por utilizar apartarrayos de baja tensión (<1,000 volts) en

las terminales del secundario del transformador o en las del generador, depende del tipo de instalación, conectados entre fase y tierra, así como entre fases. La energía térmica disipada en estos dispositivos puede ser alta, por lo que se cuidara su selección. Para baja energía serán útiles los apartarrayos de gas (Argón, Helio, Kriptón, Hidrógeno, etc.), análogos a los utilizados para protección de equipo electrónico.

III.5.8 Conductores de Bajada

La función de los conductores de bajada es dar una trayectoria definida de baja impedancia a la corriente por rayo. En posterioría no metálica para aerogeneradores pequeños, deben utilizarse al menos dos conductores de bajada desnudos, preferentemente de cobre, con calibre no menor a 2 AWG, distribuidos simétricamente sobre el aerogenerador y la estructura soporte.

En aerogeneradores con torre de acero, se puede utilizar dicha estructura como conductor de bajada haciendo las conexiones apropiadas. Si se usan conductores, pueden ser de cobre con calibre mínimo 2/0 AWG o de aluminio 4/0 AWG, construídos con un diseño tal que permita una cómoda flexibilidad en los dobleces y que tenga una buena refrigeración con el aire circundante.

El cable de unión entre la torre y el electrodo de tierra o el contacto entre los conductores de bajada y el mencionado electrodo, deben estar firme y perfectamente adheridos, ya sea por conectores de alta presión, o de preferencia, con soldadura, por ejemplo: Caldwell.

III.5.9 Sistemas de Tierras

En una varilla de copperweld, su constante de tiempo fluctua entre 10^{-7} y 10^{-9} seg. (inductiva y capacitiva); como un impulso de rayo está en el orden de 10^{-6} seg. no habrá retraso significativo de tiempo por efecto inductivo y capacitivo, por lo que estos

parámetros no serán relevantes; por lo anterior en pararrayos y apartarrayos de aerogeneradores, se recomienda utilizar una varilla copperweld enterrada, al menos, 2.8 m en forma vertical. Para terrenos cuya resistividad sea menor de 3000 W-m y para potencias que no excedan los 250 kW, se permite una resistencia de 10 W para el sistema de tierras.

En el caso de excederse los 3,000 W.m, la resistencia permitida será de 20 W. La tensión de operación del sistema es independiente para las tierras relacionadas con el fenómeno de rayo. Por lo anterior, en aerogeneradores de eje horizontal, se recomienda utilizar varillas de tierra en pararrayos y apartarrayos, para inhibir los sobrevoltajes peligrosos por reactancias elevadas.

De acuerdo a la constante inductiva de un conductor enterrado, es recomendable utilizar un electrodo de 3.0 m o a lo más de 6.0 m., para atenuar la impedancia transitoria en el instante del rayo. Si nos encontramos con un suelo de alta resistividad, es conveniente dar un tratamiento adicionando sulfato de cobre o sulfato de magnesio; siendo preferible tener bentonita, la cual presenta mayor ventaja que los sulfatos mencionados.

El sistema de tierra de la subestación eléctrica que acopla a los aerogeneradores con la red de distribución, estará compuesto por un sistema de tierras convencional, constituido por varillas interconectadas, electrodos de diversas geometrías y mallas de retícula ortogonal, en donde para su diseño deberán utilizarse los conceptos de tensión de paso y tensión de contacto.

Si en la subestación utilizamos una malla de retícula ortogonal sin varillas, enterradas de 0.25 hasta 2.50 m podemos estimar la resistencia del sistema de tierra a proyectar con la expresión de *Sverak*, que será más útil que la expresión de Laurent y Niemann:

$$R_T = r \left\{ \frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20 \times A}} \left(1 + \frac{1}{(1 + h\sqrt{20/A})} \right) \right\} \quad (3.9)$$

donde:

A: área ocupada por la malla (m²)

ρ : resistividad promedio del terreno (ρ̄m)

L: longitud total del conductor enterrado (m)

h: profundidad de la malla (m)

El problema de protección eléctrica de un aerogenerador queda circunscrito a una adecuada selección y coordinación de los diferentes elementos del sistema.

III.7 Ventajas y Desventajas

La preocupación por la degradación ambiental y la conveniencia de disminuir la dependencia de suministros exteriores, son factores que influyen decididamente sobre las políticas energéticas a la hora de fomentar la investigación, desarrollo y aplicaciones de las energías renovables.

Dentro de las posibilidades energéticas y ambientales de las distintas energías, la energía eólica por su caracter limpio e inagotable, permite un gran desarrollo como recurso endógeno en aquellas áreas que cuentan con el potencial necesario para su aplicación.

Desde el punto de vista ambiental, podemos decir que las centrales de generación de electricidad con viento, no afectan la vida vegetal, ni a los cuerpos de agua, no afectan al aire ni al clima, y no presentan riesgos sobre la salud del ser humano.

Se considera así mismo que presentan poco o ningún efecto sobre la vida animal. La operación de estas centrales no requiere de la combustión de sustancias ni genera emisión de gases. Un proyecto eólico con capacidad de 100 MW instalado en el Istmo de Tehuantepec substituiría la combustión de 1,140,000 barriles anuales de petróleo y, evitaría la descarga de 250,000 toneladas anuales de CO₂ a la atmósfera.

Los terrenos utilizados por las plantas eólicas pueden continuar sirviendo a la actividad a que estaban asignadas, es decir, si se trata de terrenos de cultivo o bien de pastoreo pueden permanecer en el mismo uso. Los requerimientos de espacio para la instalación de los equipos eólicos es menor al 5% de la superficie de los predios.

Los efectos ambientales más importantes relacionados con las plantas eólicas están relacionados con la alteración del paisaje y un poco con el ruido. Sin embargo, los niveles de ruido que se obtienen están dentro de los valores límite impuestos por las regulaciones locales de los lugares donde se encuentran las plantas.

III.8 Situación en México

La República Mexicana cuenta con un aceptable número de manifestaciones de vientos susceptibles de ser aprovechables en la generación de potencia. Las estaciones del Servicio Meteorológico reportan velocidades y persistencias del viento que hacen presumir la viabilidad de proyectos de conversión; por ejemplo, sitios como Salina Cruz, Oaxaca, donde se han efectuado mediciones desde hace más de 40 años, y donde los efectos del viento se hacen presentes al observar la vegetación local, cuyo crecimiento se desvía de la vertical, orientándose por la fuerza del viento. El potencial eólico se estima superior a 5,000 MW.

Entre los lugares con elevado potencial eólico, se encuentran:

- * La Ventosa, Oaxaca.
- * La Venta, Oaxaca.
- * La Virgen, Zacatecas.
- * Zona costera de Veracruz.
- * Pachuca, Hidalgo.
- * Santa María Magdalena, Hidalgo.
- * La Rumorosa, Baja California.
- * Cabo Catoche, Quintana Roo.
- * San Quintín, Baja California.
- * Cozumel, Quintana Roo.

De estos sitios, los localizados en el Istmo de Tehuantepec son los que están considerados como los de mayor potencial en el país de acuerdo con los registros de mediciones realizadas a la fecha.

Las mediciones anemométricas confirman el potencial de la zona. Las mediciones efectuadas en la Venta, Oaxaca, han confirmado un área potencial de 15 km²; en este lugar se registran velocidades promedio anual de 7 m/s a 10 metros de altura, que convierten a la región en una de las de mayor potencial eólico en el mundo; se ha instalado la central Eoloeléctrica de la Venta, cuya potencia instalada es de 1.5 MW, generando anualmente 3,900 MWh, producción equivalente a la generada con 6,700 barriles de combustóleo.

Otra central eólica es la de Guerrero Negro, Baja California Sur, que se ubica en las afueras de Guerrero Negro, Baja California Sur, dentro de la Zona de Reserva de la Biosfera de El Vizcaíno. Tiene una capacidad de 0.600 MW, y consta de un solo aerogenerador.

De acuerdo a las prospectivas para el sector eléctrico 2001-2006 se espera que para el año 2005 la capacidad instalada de aerogeneradores en nuestro país sea de 140 MW con una producción de energía de 455 GW-Hr y para el año 2010 la capacidad instalada llegué a los 187 MW con una producción energética de 8451 GW-Hr. Todo ello al impulso y a la importancia de desarrollar tecnología para aprovechar el potencial eólico de nuestro país.

A partir de las leyes establecidas para promover alternativas al petróleo en los Estados Unidos como resultado de la crisis de 1973, en el estado de California se presentó un fenómeno particular y extraordinario que fue la aparición de las *granjas eólicas*, grandes arreglos de pequeñas unidades de generación que, agregadas, representan capacidades comparables a las de grandes plantas convencionales. Bajo este esquema, para 1994 California tenía más de 15, 000 turbinas eólicas instaladas que generaban la energía equivalente

a la consumida por todos los habitantes de la ciudad de San Francisco en un año.

La experiencia positiva de California desencadenó una ola de desarrollo que llevó a otros estados de la Unión Americana y a otros países a aprovechar las oportunidades de esta tecnología. Actualmente existen varios proyectos en construcción en los estados de la Unión Americana.

Asimismo, en el 2002 se contaba con una capacidad instalada de 32,037.4 MW eólicos en todo el mundo. La Unión Europea cuenta con un acumulado de cerca de los 23,832 MW, donde Alemania se consolida como primer lugar con 11,968MW. Ver tabla 3.3.

<i>País</i>	<i>MW en 2002</i>
USA	4674
CANADA	270
MEXICO	3
ARGENTINA	28
BRASIL	24
COSTA RICA	79
CENTROAMERICA	9
DINAMARCA	2880
FINLANDIA	44
FRANCIA	183
ALEMANIA	11968
GRECIA	462
IRLANDA	167
ITALIA	806
HOLANDA	727
PORTUGAL	204
ESPAÑA	5043
SUECIA	372
REINO UNIDO	570
OTROS DE EUROPA	406
CHINA	473
INDIA	1702
JAPÓN	486
ASIA PACIFICO	255
OTROS PAÍSES	202
TOTAL:	32,037
Fuente: BTM Consults ApS	

Tabla 3.3.- Capacidad Instalada Eólica en el Mundo 2002

Bibliografía:

Campbell Scientific, Inc.; Wind Speed and Directions Sensors; Campbell Scientific, Inc.; Utah, USA; 1993.

NRG, Systems, INC.; NRG LOGGER #9200 Manual. A Serial Real Time Direction/Velocity Data Logger for 2 Level Wind Measurent; NRG, Systems, INC; Hinerburg, Vermont, USA, 1990.

Caldera M Enrique, Saldaña, Ricardo, Estimación de la Velocidad Promedio Anual de Viento en un Sitio de Posible Aprovechamiento, IIE.

Garza Macías, Aníbal, Aerogeneradores de eje horizontal, proyecto de norma IIE-NAG, 1994.

Bergey Windpower Company, Inc.; BWC Excel-R Owner's Manual and part list.

Comisión Federal de Electricidad, gerencia de proyectos geotermoeléctricos, Unidad de nuevas fuentes de energía.

Vaughn Nelson, Earl H. Gilmore, "Introduction to Wind Energy", Report 93-3, November 1993, Alternative Energy Institute

Borja, Marco A., Lagunas M., Javier; SCAAUT-IIE, Producto de Competencia Internacional; Ed. Revista Solar de la ANES (Asociación Nacional de Energía Solar, Núm. 21, pp 4-9; Verano 1992, México.

Caldera M. Enrique, Puga Ramírez N., La Energía Eólica, División de fuentes de energía, IIE.

Secretaría de Energía, Prospectiva del Sector Eléctrico 2001-2011, Secretaría de Energía. México. 2002

Fuentes en Internet

Secretaría de Energía: www.sener.gob.mx

Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE): www.conae.gob.mx

Comisión Federal de Electricidad CFE: www.cfe.gob.mx

Asociación Danesa de la Industria Eólica.- www.windpower.org

CAPÍTULO IV

ENERGÍA HIDRÁULICA: SISTEMAS MICROHIDROELÉCTRICOS

IV.1 Introducción

La energía hidráulica, contenida en las masas de agua circulando en un cauce natural o artificial, producto de los escurrimientos pluviales, puede ser convertida en energía mecánica cuando esas masas líquidas pasan de una altura (cota) superior a una inferior. En los cauces naturales de agua, la energía hidráulica se disipa en cascadas, remolinos, erosión de los cauces, en las orillas y en las turbulencias de los arroyos y ríos. Se pueden crear condiciones propicias y adaptar máquinas hidráulicas para extraer parte de esta energía y convertirla en energía aprovechable para la actividad humana sin influir directamente en los ecosistemas donde se instalaran estos equipos.

IV.2 Definición

Un sistema microhidroeléctrico es aquella instalación hidroeléctrica con una potencia instalada, igual o inferior a 50 KVA (factor de potencia = 1) constituida por el conjunto de instalaciones necesarias para transformar la energía potencial de un curso de agua en energía eléctrica disponible

IV.3 Clasificación de los Sistemas Hidroeléctricos

La clasificación de los sistemas hidroeléctricos se realiza en base a su potencia, o bien a su forma de implantación como se explica a continuación:

IV.3.1 Clasificación de acuerdo a su Potencia

De acuerdo a la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), las pequeñas centrales hidroeléctricas se dividen en tres categorías en función de su potencia instalada, esto es:

Tipo de Central	Rango de	Desnivel en (m)		
		BAJO	MEDIO	ELEVADO
MICROCENTRAL	5-50	MENOR A 15	15-50	MAYOR A 50
MINICENTRAL	51-500	MENOR A 20	20-100	MÁS DE 100
PEQUEÑA CENTRAL	501-5000	MENOR A 25	25-130	MÁS DE 130
HIDROELÉCTRICA	MÁS DE 5000			

Tabla 4.1: Clasificación de los Sistemas Hidroeléctricos de acuerdo a su potencia.

IV.3.2 Clasificación de acuerdo a su implantación.

Otra clasificación de los sistemas con capacidad instalada de 5000 KW o inferior es la siguiente:

Tipo	Características
Central Fluyente	Es la que deriva una parte del caudal que pasa por el río para ser turbinado en la central, devolviéndolo posteriormente al cauce en otro punto aguas abajo.
Central de Pie de Presa	Es la que se instala aprovechando el salto que origina un embalse existente dedicado a otros usos distintos del hidroeléctrico.
Central de Canal de Riego o de Abastecimiento	Es la que se instala aprovechando los desniveles existentes en las infraestructuras de regadíos o abastecimientos de agua.

Tabla 4.2: Clasificación de los Sistemas Hidroeléctricos de acuerdo a su implantación.

IV.3.2.1 Centrales de Agua Fluyente

Se encuentran dentro de este tipo, aquellos aprovechamientos que, mediante una obra de toma, captan una parte del caudal circulante por el río y lo conducen hacia la central para ser turbinado. Posteriormente este caudal se devuelve al cauce del río. Puede ser necesario, dependiendo del emplazamiento, la realización de las siguientes instalaciones:

- Azud, que provoca una retención en el río para hacer entrar el agua en la toma.
- Toma para encauzar el caudal aprovechado hacia el canal.

- Canal de derivación.
- Cámara de carga.
- Tubería forzada.
- Edificio de central y equipamiento electromecánico.
- Canal de descarga al río.

La figura 4.1 representa una central de este tipo.

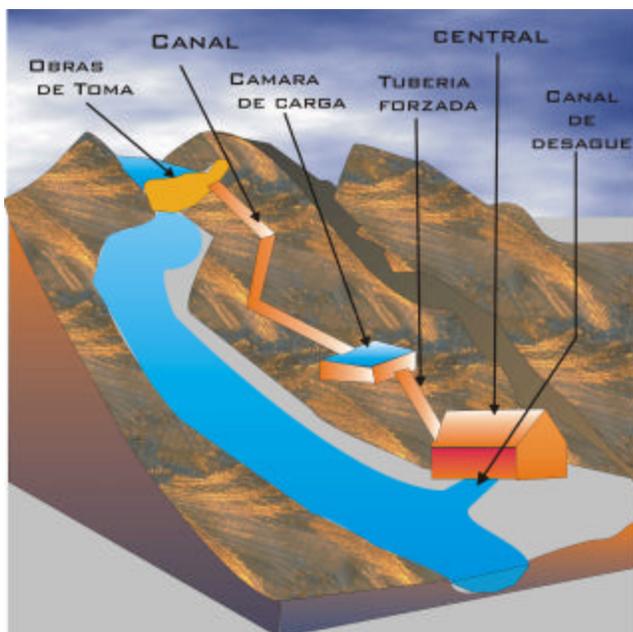


Figura 4.1: Esquema de una Central Hidroeléctrica de Tipo Fluyente.

Estas centrales se caracterizan por tener un salto útil prácticamente constante, y un caudal turbinado muy variable, dependiendo de la hidrología. Por tanto en este tipo de aprovechamiento la potencia instalada está directamente relacionada con el caudal que pasa por el río.

IV.3.2.2 Centrales de Pie de Presa

Para este tipo de centrales se incluyen los aprovechamientos de hidroeléctricos que tienen posibilidad de almacenar las aportaciones de un río mediante la construcción de un embalse. En estas centrales se regulan los caudales de salida para ser turbinados en el momento que se precise.

Las obras necesarias para construir una mini o micro central al pie de una presa existente son:

- Adaptación de las conducciones de la presa a la micro o mini central.
- Toma con compuerta y reja.
- Tubería forzada hasta la central.
- Edificio de la central con su equipamiento electromecánico.

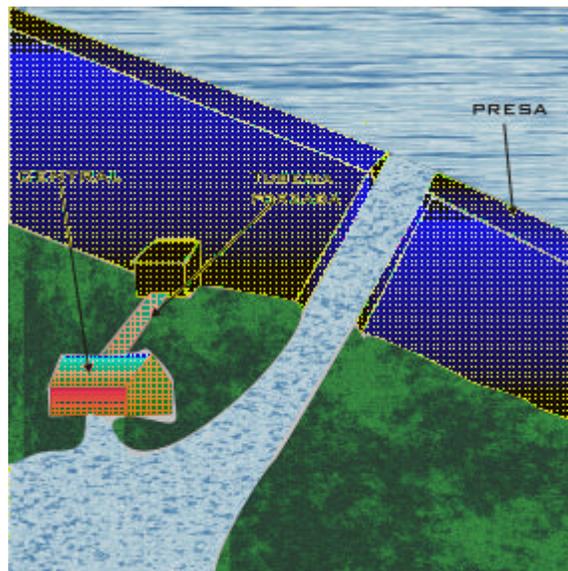


Figura 4.2: Esquema de una Central Hidroeléctrica de Pie de Presa.

IV.3.2.3 Central Hidroeléctrica en Canal de Riego

Para este tipo de Central se dan los siguientes casos:

- Desnivel existente en el propio canal (rápida). Se aprovecha mediante la instalación de una tubería forzada paralela al cauce, que conduce el agua hasta la central, devolviéndola posteriormente a su curso normal en el canal.
- Desnivel existente entre el canal y el curso de un río cercano. La central se instala cercana al río y se turbinan las aguas excedentes en el canal.

Las obras necesarias a realizar en este tipo de centrales son las siguientes:

- Toma en el canal, con un aliviadero que habitualmente es en forma de pico de pato para aumentar así la longitud de aliviadero.

- Tubería forzada.
- Edificio de central y equipamiento electro-mecánico.
- Obra de incorporación al canal o al río dependiendo del tipo de aprovechamiento.

IV.4 Consideraciones para el Diseño de un Sistema Microhidroeléctrico

Para la realización de un aprovechamiento hidroeléctrico, es menester tener en cuenta una serie de consideraciones que pueden afectar a la solución óptima desde el punto de vista técnico-económico, entre los cuales están los siguientes:

- El emplazamiento de la mini o micro central debe estar próximo a los centros de consumo, o bien, a una línea de distribución, para que de esta forma la longitud de la línea de interconexión sea mínima, reduciendo de esta forma las pérdidas de energía en el transporte y el costo total de la instalación.
- Es necesario contar con un buen acceso a los diferentes puntos del aprovechamiento durante el periodo de construcción y también para la explotación de la central.
- Dado que la potencia eléctrica será proporcional a la altura del salto y al caudal turbinado, la correcta determinación de estas variables es fundamental para el diseño de las instalaciones.
- El salto debe ser el máximo permitido por la topografía del terreno, siempre de unos límites que nos marca la viabilidad de la inversión y la afcción al medio ambiente.
- Es necesaria la elección de un caudal de equipamiento adecuado para las máquinas a instalar, de forma que energía producida sea la máxima posible en función de la hidrología del lugar.

- El correcto diseño de los elementos que componen el aprovechamiento, como son: azud, canal, cámara de carga, tubería forzada, así como el equipamiento de la central, turbina, generador y mecanismos de control, es fundamental para una buena ejecución del proyecto y su viabilidad técnico-económica.

IV.4.1 Altura de Salto

Para llevar a cabo el cálculo de las instalaciones es necesario considerar las siguientes definiciones:

- Salto Bruto (H_b).- Es la altura existente entre el nivel de agua en el aliviadero del azud y el nivel normal del río en el punto donde se descarga el caudal turbinado.
- Salto Útil (H_u).- Es el desnivel existente entre la superficie libre del agua en la cámara de carga y el nivel de desagüe de la turbina.
- Salto Neto (H_n).- Es la diferencia entre el salto útil y las pérdidas de carga producidas a lo largo de todas las conducciones. Varía con el caudal turbinado ya que las pérdidas de carga son en función del caudal circulante.

Estas definiciones se muestran en la figura 4.3

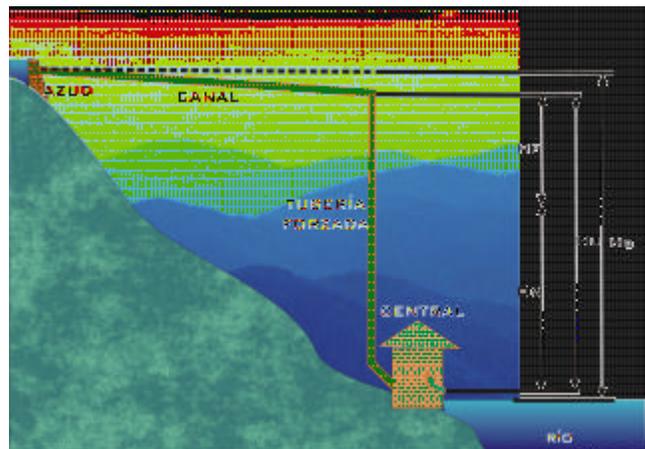


Figura 4.3: Esquema General de un Salto de Agua.

IV.4.2 Estudio Hidrológico

El régimen de caudales de un río suele ser muy variable y su conocimiento es imprescindible para la determinación de la potencia instalable y de la energía producible en un aprovechamiento hidroeléctrico. Estos caudales, clasificados por años hidrológicos son dados a conocer por publicaciones oficiales, en este caso a quien corresponde es a la Comisión Nacional del Agua.

En los casos en que no se disponga de datos oficiales, será necesaria la realización de un estudio hidrológico teórico, basado en datos de precipitaciones en la zona y en afloros existentes en cuencas semejantes. Estos estudios es conveniente complementarlos con medidas directas del caudal en una sección del río a lo largo de un año, para lo cual pueden utilizarse diversos métodos.

A partir de los caudales medios diarios se representa la curva de caudales clasificados, que es aquella que relaciona los distintos caudales del río con el número total de días que se superan en un año hidrológico.

En todo estudio hidrológico, sea teórico o con datos reales, es necesario obtener una serie anual suficientemente grande que incluya años secos, húmedos y normales. Con esta serie se realiza una distribución estadística que tipifica los años en función de la aportación registrada. Ver figura 4.4.

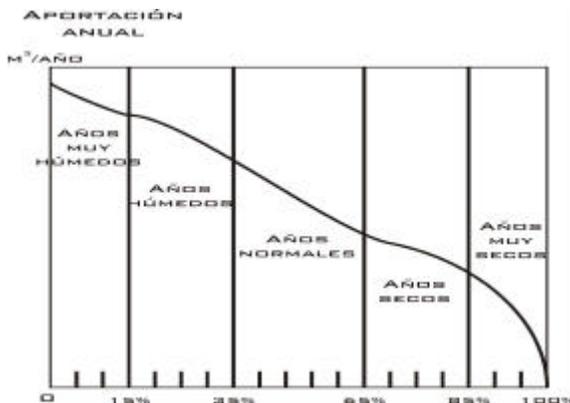


Figura 4.4: Frecuencia de Aparición Dentro de la Serie Anual Estudiada.

La curva de caudales clasificados proporciona una valiosa información gráfica sobre el volumen de agua existente, el volumen turbinado y el volumen vertido por servidumbre, mínimo técnico o caudal ecológico. En la Figura 4.5 se muestran estos conceptos.

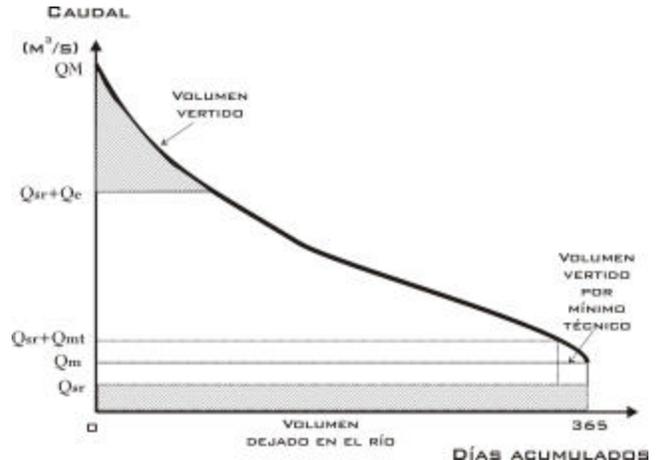


Figura 4.5: Construcción de una Curva de Caudales Clasificados.

Donde:

QM representa el caudal máximo alcanzado en el año, o caudal de crecida, y Qm el caudal mínimo del año o de estiaje.

Qsr es el caudal de servidumbre que es necesario dejar en el río por su cauce normal. Se engloban aquí el caudal ecológico y el necesario para otros usos.

Dependiendo del tipo de turbina que se utilice en la instalación será necesario tener en cuenta un caudal mínimo técnico (Qmt) que es función del caudal de equipamiento (Qe) y del tipo de turbina a través de la expresión:

$$Q_{mt} = K \times Q_e \dots\dots\dots (4.1)$$

El coeficiente K toma en primera aproximación los siguientes valores:

Tipo de Turbina	Coficiente K
PELTON	0.10
KAPLAN	0.25
SEMIKAPLAN	0.40
FRANCIS	0.40

Tabla 4.3: Valores del Coeficiente K para diversos Tipos de Turbinas.

IV.4.3 Potencia Instantánea

La potencia disponible en un central hidroeléctrica varía en función del caudal turbinado y el salto existente en cada instante. La potencia eléctrica necesaria generalmente se expresa en KW y se puede calcular con la siguiente expresión:

$$P = 9.81 \eta Q H_n \text{ [KW]} \dots\dots\dots(4.2)$$

Donde:

P= Potencia útil aprovechable en (KW)
 η = Eficiencia total por conversión de energía. Este factor es igual al producto de los rendimientos de los diferentes equipos que intervienen en la producción de energía, esto es:

$$\eta = R_t \times R_g \times R_s \dots\dots\dots(4.3)$$

siendo:

R_t= Rendimiento de la turbina.
 R_g= Rendimiento del generador.
 R_s= Rendimiento del transformador de salida.

Experimentalmente el valor de η puede variar entre 0.5 y 0.8.

Q=Caudal o gasto aprovechable en m³/s.

H_n= Altura, salto, caída o carga hidráulica neta en m. (Desnivel entre el punto de la toma y el punto de la entrada de la turbina hidráulica menos las pérdidas debidas a la fricción de la tubería.

9.81= Constante, unidades implícitas [(KW/m⁴)x[s], que involucran ρ del agua y la conversión de [(Kg-m)/s] a KW

Conocida la potencia instantanea, se puede calcular la producción de la central hidroeléctrica en KWh como producto de la potencia en cada momento por las horas de funcionamiento.

IV.4.4 Obra Civil

La obra encaminada a provocar una retención en el cauce del río puede ser de dos tipos:

* Azud: Consiste en un muro dispuesto transversalmente al curso del agua y que no produce una elevación notable del nivel. Su función es provocar un remanso en el río para desviar parte del caudal hacia la toma. El agua que no es derivada, vierte por el aliviadero sigue su curso normal. El azud puede estar construido de hormigón, de ladrillo, de escollera o de tierra, revestidos de hormigón. Resiste el empuje del agua por su propio peso, aunque en los azudes de tierra y escollera se les suele dotar de un anclaje al terreno para aumentar su estabilidad. Ver Figura 4.5.

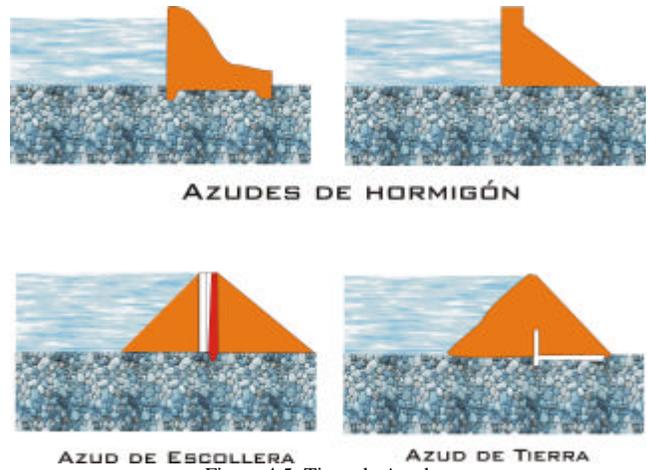


Figura 4.5: Tipos de Azudes.

* Presa: A diferencia del azud, presa provoca una notoria elevación del nivel del río mediante la creación de un embalse. Dependiendo del tamaño del embalse creado se podrán regular las aportaciones.

* Toma: Consiste en un ensanchamiento al inicio del canal, que facilita la entrada del agua retenida por el azud o la presa sin introducir, en la medida de lo posible, pérdidas de carga. En general la toma dispone de una rejilla que impide la entrada de elementos sólidos al canal, y una compuerta, para interrumpir la entrada de agua y proceder al vaciado, limpieza o reparación de las conducciones.

* Canal: El caudal derivado debe ser conducido hasta la cámara de carga. Este proceso se puede realizar a través de un canal a cielo abierto o una conducción en presión.

* Cámara de carga: Consiste en un depósito situado al final del canal y del cual arranca la tubería forzada. Si la conducción es en presión, la cámara es cerrada y esta dotada de una chimenea de equilibrio.

* Tubería forzada: Conduce el agua desde la cámara de carga hasta la turbina. Debe soportar la presión producida por la columna de agua y el efecto de golpe de ariete en caso de parada brusca de la central. Los materiales generalmente utilizados para su construcción son el acero, el fibrocemento y el plástico reforzado con fibra de vidrio.

Los elementos indispensables de la tubería forzada son: el órgano de cierre y seguridad, situado normalmente a la entrada de la turbina y constituido por una válvula; así como el dispositivo de regulación o distribuidor de la propia turbina.

* Edificio de la Central: En su interior alberga las turbinas con sus correspondientes bancadas, los generadores, cuadros eléctricos y de control. Debe tener las conducciones necesarias para llevar el agua hasta la turbina con las menores pérdidas de carga posibles y también debe facilitarse el desagüe hacia el canal de descarga. El punto donde hay que situar el edificio debe elegirse cuidadosamente, teniendo en cuenta los estudios topográficos y geotécnicos así como la accesibilidad al mismo.

* Elementos de Cierre y Regulación: Es necesaria la instalación de un dispositivo que aisle la turbina o algún otro órgano del aprovechamiento en caso de parada de la central. Estos dispositivos pueden ser:

- Ataguías.- Se emplean para cerrar el acceso de agua a la toma, para realizar limpieza o reparaciones en las conducciones.

- Compuertas.- Se utilizan para cerrar el paso a la central, aislando la turbina.
- Válvulas.- Pueden ser de varios tipos como: de compuerta, de mariposa o esférica.

IV.5 Turbinas Hidráulicas

La turbina es un elemento que aprovecha la energía cinética y potencial del agua para producir un movimiento de rotación, que transferido mediante un eje generador produce energía eléctrica.

Las turbinas hidráulicas se clasifican en dos grupos:

- Turbinas de Acción
- Turbinas de Reacción

La diferencia entre ambos tipos es que las turbinas de acción aprovechan únicamente la velocidad del flujo de agua para hacerlas girar, mientras que las de reacción aprovechan, además la presión que les resta a la corriente en el momento de contacto. Estos es, mientras que las turbinas de reacción aprovechan la altura total disponible hasta el nivel de desagüe, las de acción aprovechan únicamente la altura hasta el eje de la turbina.

A continuación analizamos los tipos de turbinas más utilizados:

IV.5.1 Turbina Pelton

La turbina Pelton es la turbina de acción más utilizada. Consta de un disco circular, orodote, que tiene montados en su periferia una especie de cucharas de doble cuenco y alabes. Ver Figura 4.6.

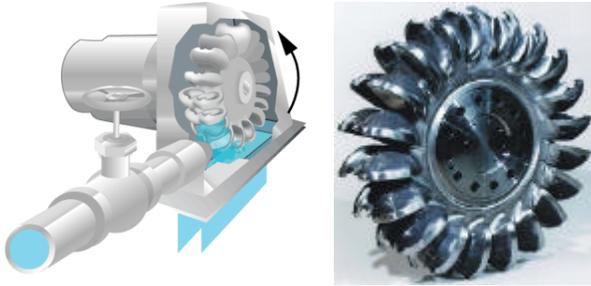


Figura 4.6: Turbina Pelton.

El chorro de agua, dirigido y regulado por uno o varios inyectores, incide sobre unas cucharas provocando el movimiento de giro de la turbina. La potencia se regula a través de los inyectores que aumentan o disminuyen el caudal de agua.

Esta turbina se emplea en aprovechamientos hidroeléctricos de salto elevado y pequeño caudal. El rendimiento energético que proporcionan estas máquinas es superior al 90% en condiciones de diseño. Presenta una curva de rendimiento plana alcanzando el 80% para aproximadamente el 20% de la potencia nominal, tal como se muestra en la figura 4.7.

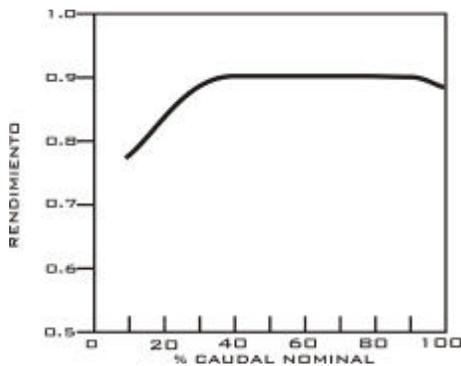


Figura 4.7: Curva de Rendimiento de la Turbina Pelton.

Este tipo de máquina permite una amplia variación de caudales en su funcionamiento. Se puede instalar con eje horizontal o vertical, según sea el caso, con uno o varios inyectores.

IV.5.2 Turbina Ossberger o Banki-Michelle

Este tipo de turbina de acción se conoce como de doble impulsión. Está constituida principalmente por un inyector de sección rectangular provisto de un álabe longitudinal

que regula y orienta el caudal que entra en la turbina, y un rodete de forma cilíndrica, con sus múltiples palas dispuestas como generatrices y soldadas por los extremos a discos terminales, como se ve en la figura 4.8.



Figura 4.8: Turbina de Doble Impulsión.

El caudal que entra en la turbina es orientado por el álabe del inyector, hacia las palas del rodete, produciendo un primer impulso. Posteriormente, atraviesa el interior del rodete y proporciona un segundo impulso, al salir del mismo y caer por el tubo de aspiración.

Estas turbinas tienen un campo de aplicación muy amplio, pudiendo instalarse en aprovechamientos con saltos comprendidos entre 1 y 200 metros y con un rango de variación de caudales muy grande. El rendimiento máximo, es inferior al de las turbinas Pelton, siendo aproximadamente el 85%, pero tiene un funcionamiento con rendimiento prácticamente constante para caudales de hasta 1/16 del caudal nominal. Ver figura 4.9.

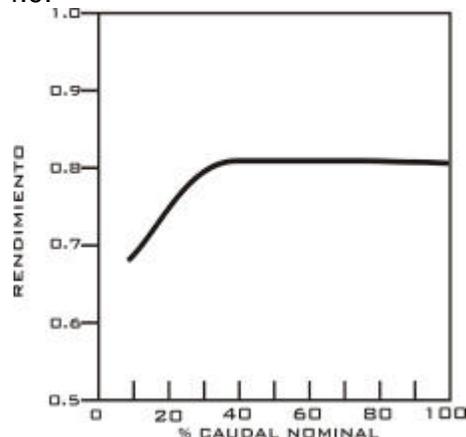


Figura 4.9: Curva de Rendimiento de la Turbina de Doble Impulsión.

IV.5.3 Turbina Francis

Esta turbina, de reacción, se caracteriza porque recibe el flujo de agua en dirección radial, orientándolo hacia la salida en dirección axial. Ver la figura 4.10.

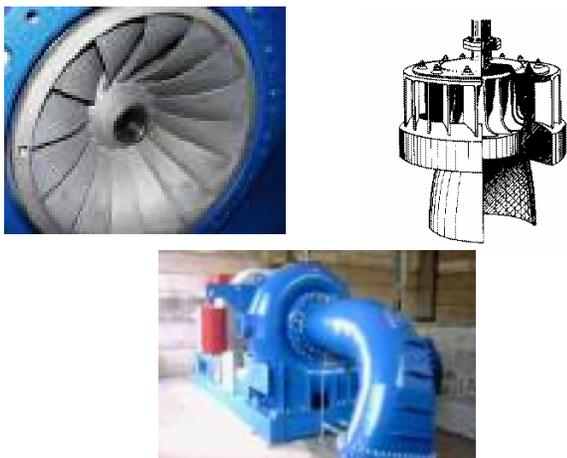


Figura 4.10: Turbina Francis.

Los componentes de esta turbina son los siguientes.

- Un distribuidor que contiene una serie de álabes fijos o móviles que orientan el agua hacia el rodete.
- Un rodete formado por una corona de paletas fijas, torsionadas, que reciben el agua en dirección radial y lo orientan axialmente.
- Una cámara de entrada, que puede ser abierta o cerrada en forma de espiral, para dar una componente radial al flujo de agua.
- Un tubo de aspiración o de salida de agua, que puede ser recto o acodado y se encarga de mantener la diferencia de presiones necesaria para el buen funcionamiento de la turbina.

Este tipo de turbinas se adapta muy bien en distintos saltos y caudales, y tiene un rango de funcionamiento grande. El rendimiento de una turbina Francis es de aproximadamente el 90% en condiciones óptimas de funcionamiento. Permite variaciones de caudales entre el 40% y el 105% del caudal de diseño, y el salto entre

60% y el 125% del nominal. Ver la figura 4.11

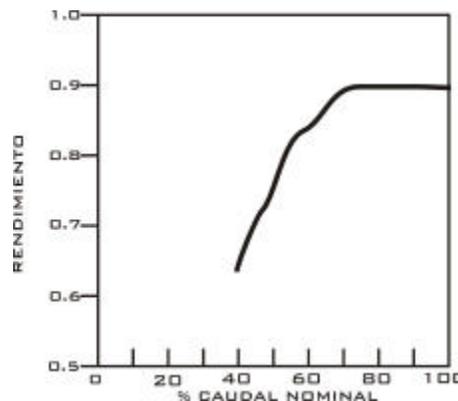


Figura 4.11: Curva de Rendimiento de la Turbina Francis.

IV.5.4 Turbinas Helice, SemiKaplan y Kaplan

Una turbina helice, se constituye principalmente de un cámara de entrada que puede ser abierta o cerrada, un distribuidor fijo, un rodete con 4 o 5 palas fijas en forma de helice y un tubo de aspiración (Ver figura 4.12). Existe otra variante de la helice que consiste en una turbina con distribuidor regulable y rodete de palas fijas.



Figura 4.12: Rodete de Turbina Helice.

Las turbinas Semikaplan y Kaplan, son variantes de la hélice con diferentes grados de regulación. Tanto la Kaplan como la Semikaplan poseen rodete con palas ajustables que les proporciona posibilidad de funcionamiento en un rango mayor de caudales. La turbina Kaplan, además tiene distribuidor regulable, lo que le da un mayor rango de funcionamiento con mejores rendimientos, a costa de una mayor complejidad y costos más elevados.

El mecanismo de orientación de los álabes del rodete y del distribuidor es controlado por el regulador de la turbina.

La utilización de un tipo u otro de turbina en un determinado aprovechamiento está condicionada por aspectos técnicos-económicos como a continuación se explica:

- En una central de tipo fluyente, caracterizada por tener un salto prácticamente constante, y un caudal muy variable, se aconseja la utilización de una turbina Kaplan o Semikaplan.
- En una central con regulación propia, que funciona con caudal casi constante entre unos niveles máximo y mínimo de embalse, se puede emplear una turbina Hélice o Hélice con distribuidor regulable a fin de disminuir la inversión.

En cada caso particular, será necesario evaluar el incremento de producción que se obtiene al instalar una turbina Kaplan y decidir si este incremento justifica o no la mayor inversión necesaria respecto a instalar una turbina Semikaplan o Hélice. En general, este tipo de turbinas se utilizan para saltos pequeños y caudales variables. La variación admitida en el salto es del 60% al 140% del diseño, y en el caudal del 40% al 105% del caudal nominal, para las Hélice, y del 15 al 110% para las Kaplan, situándose la turbina Semikaplan entre ambas.

El rendimiento de este tipo de turbinas se observa en la figura 4.13.

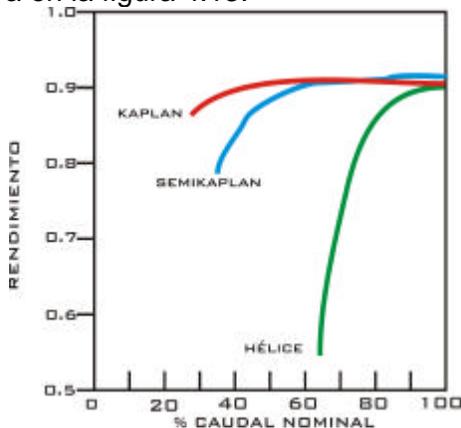


Figura 4.13: Curva de Rendimiento de las Turbinas Hélice, Semikaplan y Kaplan.

IV.5.5 Comparación entre Turbinas

Cada turbina tiene un rango de posible utilización, en función del salto y del caudal. Por ejemplo, para saltos pequeños y caudales variables es adecuada la turbina Kaplan. Si el salto es más elevado y las variaciones del caudal son más moderadas se puede utilizar la turbina Francis. Para grandes saltos, independientemente de la variación del caudal, turbina más adecuada será la Pelton, tal como se ilustra en la siguiente figura.

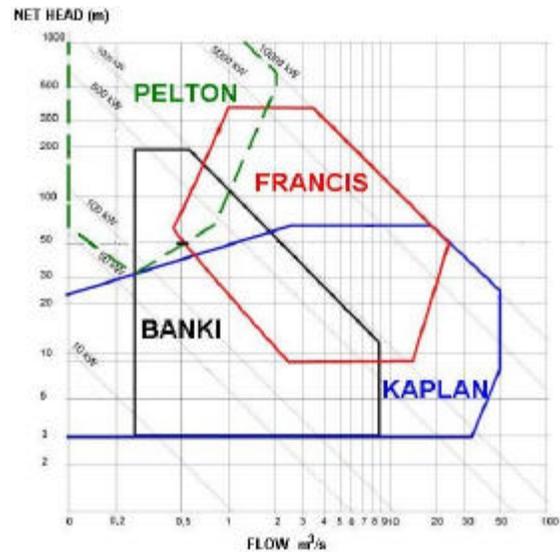


Figura 4.14: Campo de utilización de los diferentes tipos de turbinas.

También para la correcta estimación de la energía producida en un aprovechamiento, es necesario conocer el rendimiento de la turbina en cada régimen de funcionamiento. Hay que tener en cuenta, que los rendimientos de las turbinas de reacción (Francis, Hélice y Kaplan) aumentan con el diámetro de salida del rodete, esto es, que las turbinas grandes tienen mejores rendimientos que las pequeñas.

Como se ha visto las turbinas hidráulicas se clasifican por familias y se caracterizan por la velocidad específica n_s . Las curvas de eficiencia óptimas para una familia de turbinas varían con n_s . La velocidad específica n_s para diferentes tipos de turbinas así como su eficiencia se muestra en la siguiente tabla.

Tipo de Turbina	Velocidad Específica n_s	Eficiencia η %
Pelton de un inyector	20 - 30	80 - 94
Pelton de dos inyectores	25 - 50	
Michell - Banki	30 - 120	60 - 82
Francis lenta	55 - 125	80 - 93
Francis normal	125 - 175 175 - 225	
Francis rápida	225 - 175 175 - 225	
Hélice y Kaplan	350 - 600 600 - 800 800 - 1000	80 - 92

Tabla 4.4: Velocidades específicas y eficiencias para diferentes tipos de turbinas.

IV.6 Potencia Nominal

La potencia nominal es la máxima producida por el generador en condiciones de diseño y se expresa como:

$$P_n = 9.81 \times Q_n \times H_n \times R_t \times R_g \dots \dots (4.4)$$

Donde:

P_n = Potencia nominal.

Q_n = Caudal de equipamiento en m^3/s .

H_n = Salto Neto de diseño en metros.

R_t = Rendimiento de la turbina para H_n y Q_n de diseño.

R_g = Rendimiento nominal del generador.

El rendimiento del generador se puede estimar, a falta de datos más precisos, en un 95% para condiciones de funcionamiento nominal. Entre la turbina y el generador puede instalarse un multiplicador de velocidad. Este mecanismo aumenta la velocidad de giro del rotor del generador en condiciones normales de funcionamiento. Teniendo en cuenta que el número de polos del generador disminuye al aumentar el giro, si se instala un multiplicador el tamaño del generador disminuye, y también su costo. Hay que observar que el multiplicador de velocidad produce pérdidas mecánicas alcanzando un rendimiento próximo al 98% el cual se tendrá en cuenta en el cálculo de la

potencia nominal en el caso de que se emplee un multiplicador en la instalación.

El proceso a seguir en la elección y dimensionamiento de los equipos a instalar un aprovechamiento hidroeléctrico, es el siguiente:

- Conocido el salto existente y el caudal del equipamiento elegido, se selecciona el tipo de turbina a instalar con la ayuda de la figura 4.14.
- Con la potencia nominal y el salto neto, se determina el diámetro de salida del rodete dependiendo del tipo de la turbina elegida.
- Dentro de los equipos normalizados existentes se selecciona aquel más cercano al cálculo anterior.

Para el diámetro de rodete normalizado seleccionado y las condiciones de funcionamiento de diseño, se determina la velocidad de rotación de la turbina.

Conocida esta velocidad de rotación se puede decidir el tipo de generador que se instala, y si es necesario, acoplar un multiplicador de velocidad.

IV.7 Generadores

Los generadores son parte fundamental de las centrales microhidroeléctricas y se pueden utilizar generadores de corriente continua síncronos (sin escobillas) o de inducción (asíncronos). A continuación se dan algunas características que ayudan a determinar el tipo de generador más conveniente de acuerdo a las necesidades del caso.

IV.7.1 Generador Síncrono

En este tipo de generadores, la conversión de energía mecánica en eléctrica se produce a una velocidad constante llamada velocidad de sincronismo, que viene dada por la expresión:

$$N_s = \frac{60 \times f}{p} \dots\dots\dots(4.5)$$

Donde:

Ns = Velocidad de sincronismo expresada en rpm.

f = Frecuencia en Hz.

p = Número de pares de polos del generador.

El campo magnético es creado por las bobinas arrolladas en los polos del rotor, para lo cual, por dichas bobinas debe circular una corriente eléctrica continua. Para producir esta corriente continua, pueden emplearse diferentes sistemas de excitación.

- Autoexcitación estática. La corriente proviene de la propia energía eléctrica generada, previamente transformada de alterna en continua.
- Excitación con diodos giratorios. Se crea una corriente alterna invertida, con polos en el estator y se rectifica por un sistema de diodos, situado en el eje común.
- Excitación auxiliar. La corriente necesaria se genera mediante una dínamo auxiliar regulada por un reóstato.

El generador síncrono autoexcitado sin escobillas es el más recomendable, ya que requiere de muy poco mantenimiento. La energía eléctrica generada por este tipo de generadores es de muy buena calidad (regulación de voltaje y frecuencia).

IV.7.2 Generador Asíncrono

En una central microhidroeléctrica es una buena alternativa, ya que su costo comparado con el de un generador síncrono puede llegar a ser de hasta de la mitad (incluyendo los capacitares en el generador de inducción. Su principal desventaja es la necesidad de capacitares para su magnetización cuando trabaja en forma aislada.

A continuación se muestran las principales ventajas y desventajas del motor de inducción como generador

Criterio	Motor de inducción como generador	Generador síncrono
Costo de inversión.	Para rangos menores de potencia (arriba de 30KVA) se tienen considerables ventajas.	Para rangos de potencia medios (superiores a 100KVA) son competitivos ya que en motores de este rango no hay buena disponibilidad.
Disponibilidad de máquinas y partes de repuesto.	Disponible con facilidad debido al uso generalizado del motor de inducción en diversas aplicaciones.	No existe mucha disponibilidad en países en vías de desarrollo donde el mercado es pequeño (tienen que ser importados).
Construcción	Robusta y simple, asegurándose confiabilidad y bajos costos de mantenimiento.	Excitador de CD, sin escobillas y anillos rosantes, aislamientos en los devanados del rotor además del regulador automático de voltaje hacen al generador síncrono más susceptible de fallas y altos costos de mantenimiento y reparación.
Sincronización para operación en paralelo.	No requiere sincronización, el interruptor principal simplemente es cerrado cuando la velocidad es cercana a la síncrona.	Requiere equipo de sincronización. (sincronoscopio o lámparas).
Control de velocidad (gobernador) para operación aislada.	Un equipo relativamente simple es suficiente en muchos casos.	El generador síncrono requiere usualmente tanto un regulador de voltaje como uno de frecuencia, en generación aislada de electricidad donde no existe operador.
Capacidad de sobrevelocidad.	Motores de 4 y más polos usualmente resisten el doble de la velocidad nominal, máquinas de dos polos pueden tener más limitaciones en cuanto a su capacidad de sobrevelocidad.	La capacidad de sobrevelocidad requerida en conjunción con la turbina solo es disponible sobre pedido.

Tabla 4.5: Ventajas del Motor de Inducción usado como Generador.

Criterio	Motor de inducción como generador	Generador síncrono
Potencia de magnetización.	Requiere potencia de magnetización que puede ser suministrada desde la red o por capacitares (los cuales son costosos y pueden fallar)	Puede suministrar potencia reactiva si se requiere a través del ajuste de la corriente de excitación.
Eficiencia	Generalmente menor que otros generadores; decrece para máquinas pequeñas, relativamente baja eficiencia con poca carga.	Mantiene alta eficiencia con poca carga.
Factor de Potencia	Decrece progresivamente con la reducción del índice de velocidad y el rango de potencia de la máquina; generalmente tiene bajo factor de potencia.	Puede ser ajustado de acuerdo a las necesidades, con la corriente de excitación.
Inercia de la masa rotatoria en rechazo de la carga.	El rotor de la máquina de inducción tiene baja inercia y a veces requieren un volante de inercia donde una máquina síncrona puede quedar inmóvil sin este.	La inercia del rotor es más alta que para los motores de inducción usados como generadores.
Calidad de la electricidad generada en operación aislada.	Mayores variaciones de voltaje y frecuencia que para arreglos de generadores síncronos estándar con equipos de control comparables.	El regulador automático de voltaje en conjunción con el controlador electrónico de carga o gobernador mantienen el voltaje y frecuencia en un muy buen nivel.
Arranque de grandes motores.	El motor de inducción como generador puede perder la excitación (interrupción del sistema)	Capacidad para cortos tiempos de sobrecarga permitiendo arranques en línea directa de grandes motores.

Tabla 4.6: Desventajas del Motor de Inducción usado como Generador.

IV.8 Control del Sistema Microhidroeléctrico

Los principales bucles de control y sistemas de supervisión y mando en una central mini y micro hidroeléctrico son:

- Para el control de la turbina:
 - Regulador de velocidad, para centrales con grupos síncronos.
 - Reguladores de nivel para centrales con grupos asíncronos conectados a la red.
 - Regulador de potencia generada para centrales de red aislada.
 - Regulador de caudal turbinado.
- Para el control del generador:
 - Regulador de tensión para grupos síncronos.
 - Equipos de sincronización, en caso de grupos síncronos funcionando conectados a la red.
 - Batería de condensadores y un relevador taquimétrico, en caso de grupos asíncronos funcionando conectados a la red.

Para control de la turbina y del generador:

La instrumentación necesaria para realizar este cometido, depende del tipo de generador utilizado, y del funcionamiento previsto. Se puede considerar los siguientes casos:

1.- Central con generador síncrono funcionando conectado a la red.

El control de la turbina no necesita un regulador de velocidad, puesto que la frecuencia se mantiene por la red, sin embargo, es conveniente su instalación. El mando del distribuidor se realiza por medio de un servo-oleo hidráulico, y las órdenes de apertura y cierre proceden del regulador de nivel.

El control del generador es una regulación del factor de potencia, ya que al estar

conectado a la red, ésta fija la tensión, y la variación de la excitación modifica la potencia reactiva suministrada por el grupo. El equipo automático de sincronización estará provisto de ajuste de velocidad y tensión del grupo, mediante un relevador de sincronía.

2.- Central con generador síncrono funcionando aislado.

El control de la turbina debe asegurar el mantenimiento de la frecuencia de la red en cualquier condición de carga, necesitando un sistema de regulación de velocidad y potencia.

El control del generador, necesita un regulador de tensión que actúe sobre la excitación del alternador, a fin de mantener la tensión dentro de los límites admisibles.

3.- Central con generador asíncrono funcionando conectada a la red.

El control de la turbina no necesita un regulador de velocidad, puesto que la frecuencia se mantiene por la red. El mando del distribuidor se realiza por medio de un servo-oleohidráulico, y la órdenes de apertura y cierre proceden del regulador de nivel.

El control del generador se consigue mediante una batería de condensadores estáticos controlados de forma continua por medio de tiristores.

Para la conexión del grupo a la red, debe llevar un detector de velocidad que proporcione una señal cuando el grupo llegue a la velocidad de sincronismo, para ello se utiliza un relevador taquimétrico que puede ser mecánico o eléctrico.

IV.9 Protección del Sistema Microhidroeléctrico

Las protecciones para los diferentes sistemas actúan cuando se produce un hecho anormal en el funcionamiento y pueden producir

una alarma, la parada de algún grupo o la parada total de la central, dependiendo cual sea el hecho acaecido.

Los principales hechos que pueden hacer actuar las protecciones, son los siguientes:

1.- Protecciones mecánicas.

- Embalamiento de turbina y generador.
- Temperatura de eje y cojinetes.
- Nivel mínimo hidráulico.
- Temperatura de aceite del multiplicador de velocidad.
- Desconexión de la bomba del aceite de regulación.

2.- Protecciones eléctricas del generador y transformador.

- Intensidad máxima.
- Retorno de potencia (máxima admisible 5% de la nominal).
- Calentamiento del generador y/o transformador.
- Derivación en el estator.
- Producción de gases en el transformador.
- Nivel de tensión
- Nivel de frecuencia.

Las protecciones contra sobrecarga y cortocircuito, sobre y bajo voltaje, sobrevelocidad, desbalance de fases, sobrecalentamiento en los devanados del generador y pérdida o reducción de la excitación pueden ser considerados en el diseño de la mini o micro central, aunque será necesario tomar en cuenta si la instalación de cada una de estas protecciones se justifica económicamente. Las fallas producidas en las líneas de distribución de las minicentrales pueden ocasionar daños al generador por lo que es importante considerar la protección contra descargas atmosféricas en las líneas. Para proteger contra estas sobretensiones se recomienda utilizar apartarrayos junto con supresores de pico de voltaje.

IV.10 Situación en México

En México se han instalado un gran número de hidroeléctricas de mediana y baja potencia durante mucho tiempo como el medio de electrificación más fácil para aquellos lugares donde el recurso y las condiciones lo permitan.

En diciembre de 1997, la capacidad instalada para la generación de electricidad en México, ascendió a 34,815 megawatts (MW), de los cuales 57.8% correspondieron a centrales térmicas convencionales; 28.8% a hidroeléctricas; lo que corresponde a alrededor de 10,000 MW instalados, 7.5% a carboeléctricas; 3.8% a la central nucleoelectrica; 2.1 % a geotérmicas y una parte no significativa a la energía eólica.

La Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, en su papel de promotora de las Energías Renovables, actualmente patrocina un proyecto para realizar la evaluación del potencial minihidroeléctrico nacional en los estados de Veracruz y Puebla para centrales con capacidades menores a 5 MW. Los resultados preliminares del proyecto arrojan un potencial del orden de 400 MW. Del mismo proyecto se ha desprendido la posibilidad de rehabilitar una minihidroeléctrica en Ixtaczoquitlán, Ver., la cual tiene actualmente una capacidad de 500 KW y se piensa que puede llegar a 2 MW.

El potencial hidroeléctrico total nacional se estima en 53,000 MW, del cuál se tienen identificados 541 sitios con un potencial de 19,600 MW. Según los datos proporcionados por la CFE el potencial hidroeléctrico aprovechado actualmente para generación de electricidad asciende a los 9,121 MW en 77 centrales con una generación anual de poco más de 20,000 GWh al año.

El potencial estimado para centrales con capacidades instaladas menores a los 10 MW se sitúa en los 3,250 MW. Actualmente se han instalado 34 centrales dentro de este rango de

capacidad, en los que se ha instalado una capacidad total de 109 MW, generándose anualmente 479 GWh.

A continuación se presenta una relación de los ríos y su escurrimiento en millones de metros cúbicos al año. En la tabla 4.7 se puede tomar como una referencia del recurso existente, algunos se explotan para fines de energía, sin embargo existen recursos hidrológicos muy ubicados de “baja potencia” donde es factible la instalación de sistemas “Microhidroeléctricos” y que por lo regular se encuentran en la sierra, en las montañas, donde también existen muchos asentamientos humanos con escasos recursos y muy limitados servicios.

Se cuenta con potencial hidrológico de al menos 280,000 millones de metros cúbicos al año. Solo entre los ríos Grijalva, Balsas, Santiago e Ixtapantongo se tiene el 89.7 de la potencia hidroeléctrica total instalada.

Vertiente del Atlántico		Vertiente del Pacífico	
Río	m ³ x 10 ⁶ al año	Río	m ³ x 10 ⁶ al año
Bravo	5810.00	Colorado	22000.00
San Fernando	756.00	Concepción	400.00
Soto La Marina	2171.00	Guaymas	37.00
Tamesí	2300.00	Yaqui	2790.00
Panuco	17300.00	Mayo	937.00
Meztitlán	419.00	Fuerte	5933.00
Tuxpan	4231.00	Sinaloa	2176.00
Cazones	2141.00	Macorito y Culiacán	3506.00
Tecolutla	7529.00	San Lorenzo	1941.00
Nautla	2465.00	Piactla	2034.00
Actopan	1308.00	Presidio	1779.00
De la Antigua	2817.00	Baluarte	1861.00
Jamapa	1895.00	Acaponeta	1578.00
Blanco	1813.00	San Pedro y Mezquita	2456.00
Papaloapan	39175.00	Lerma Santiago	11457.00
Coatzacoalcos	22395.00	Ameca	3599.00
Tonala	5875.00	Purificación	720.00
Grijalva	9600.00	Cihuatlan	890.00
Macuspana	6220.00	Armeria	1200.00
Usumacinta	50719.00	Coahuayana	1495.00
Candelaria	1692.00	Balsas	13863.00
Champoton	885.00	Papagayo	5634.00
Hondo	1274.00	Ometepec	4459.00

Tabla 4.7: Ríos y su escurrimiento en millones de metros cúbicos al año.

Bibliografía

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA); Manual de Minicentrales Hidroeléctricas; IDAE. España, 1992

Angeles A., Víctor Hugo; Espino C., Fermín; UAM; Buitrón Sánchez, FIDE, CFE; Microcentrales Hidroeléctricas para Pequeños Centros de Consumo; Memoria Técnica XVI Seminario Nacional sobre el Uso Racional de la Energía y Exposición de Equipos y Servicios; ATPAE, FIDE, CONAE, México; 1995

Entec, S.A. de C. V.; Curso Básico de Sistemas Micro y MiniHidroenergéticos; ENTEC, S. A. de C.V., México, 1996.

Fuentes en Internet

Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE): www.conae.gob.mx

Energotech S. A. Research and Development of Renewable Energy Sources: www.energotech.gr

Micro Hydro, Energy Alternatives CA: www.energyalternatives.ca/HydroCourse/

Hydro Link, Hydro Power Systems: www.hydrolink.cz/index2.html

Hydro Power: www.cancee.org/ren/hydro/hydro.html

Power Generation Systems, Hydro Turbines: www.pwrgensys.com/index.html

Real Goods, Learn Everything About Renewable Energy: www.solareco.com/articles

Microhydropower net: www.microhydropower.net/index.html

Energomachexport – Power machines; www.energomachexport.com/themes/english/

Ossberger Turbines: www.eam.de/inhalt/04jugendschuleausbildung/02livemuseum/

Va Tech Hydro: www.compact-hydro.com

CAPÍTULO V

ENERGÍA CONVENCIONAL COMO RESPALDO: PLANTAS ELÉCTRICAS DE COMBUSTIÓN DIESEL

V.1 Introducción

Las plantas eléctricas convencionales son dispositivos que aprovechan cierto tipo de energía para producir energía eléctrica. Dicha energía puede provenir de:

- Derivados del petróleo
- Caídas de agua
- Procesos radiactivos
- Los gases provenientes del subsuelo
- Mareas

De acuerdo al tipo de energía que aprovechan las plantas, éstas se clasifican en:

- Plantas Hidroeléctricas
- Plantas Termoeléctricas
- Plantas Nucleoeléctricas
- Plantas Maremotrices
- Plantas Geotérmicas
- Plantas con Motor de Combustión Interna

Las plantas con motores de combustión interna son aquellas que aprovechan la energía térmica de un combustible para producir movimiento en un motor de combustión interna y éste a su vez, mueve a un generador eléctrico. Normalmente se clasifican como sigue:

- De acuerdo al tipo de combustible:
- Con motor a gas.
 - Con motor a gasolina.
 - Con motor a diesel

- De acuerdo al tipo de servicio:
- Servicio continuo.
 - Servicio de Emergencia.

- Por su operación:
- Manual.
 - Automática.

El tipo de combustible a usar para el tipo de planta de combustión interna a estudiar será el diesel, por las ventajas que presenta frente al de gasolina; para ésto se confirma observando

el cuadro 5.1, donde se aprecian las diferencias básicas entre los motores de gasolina y diesel.

Diferencias básicas entre los motores de Gasolina y Diesel		
Componentes	Gasolina	Diesel
Sistema de Combustión	1) Bomba de gasolina, filtros y carburador, múltiple de admisión complicado. 2) El combustible y el aire se mezclan antes de entrar a la cámara de combustión	1) Bomba de transferencia, filtros, bomba de inyección y toberas. Múltiple de admisión sencillo. 2) Unicamente entra aire en la cámara de combustión; el combustible se inyecta precisamente a tiempo, buena eficiencia térmica (más kcal utilizables)
Tipo de combustible	Gasolina: costosa, problemas de almacenamiento, flamable	Combustible diesel: Comúnmente más barato y se consume menor cantidad. Sin problemas de almacenamiento. Inflamable.
Relación de compresión	6-8:1	15-19:1
Presión de compresión	100-120 lbs/plg ²	500-600 lbs/plg ²
Sistema de ignición	Magneto a baterías, con bobina, bujías, volantes, relevadores, alambres, condensadores, platinos, etc.	Ignición por compresión a 538°C. A la velocidad de arranque ocurre aproximadamente a 149°C.
Construcción del motor	Peso ligero, grandes esfuerzos de tensión para los émbolos, cigüeñal, árbol de levas, biela, etc.	Más grande y robusto para tener mayor cantidad de fuerza y duración que partes similares del motor de gasolina.
Operación	Arranque más rápido	Tarda más tiempo para arrancar
Eficiencia	Se desperdicia gran cantidad de combustible.	Buena eficiencia térmica, más kilocalorías (kcal) convertidas en energía y potencia utilizable.

Cuadro 5.1. Diferencias básicas entre los motores de gasolina y diesel.

V.2 Componentes de una Planta Eléctrica de Combustión Diesel

- Motor de combustión diesel: su función es convertir la energía química de un combustible a energía mecánica para poder impulsar un generador eléctrico.
- Servicios auxiliares: entre estos servicios se encuentran los siguientes: lubricación, alimentación de combustible, enfriamiento, escape, protección contra alta temperatura del agua, baja presión del aceite y sobrevelocidad, motor de arranque, controles de arranque y paro, válvulas de purga,

bomba de inyección de combustible, filtros de aire.

- **Generador:** es un convertidor de energía mecánica en energía eléctrica.

V.3 Motor de Combustión Interna Diesel

V.3.1 Introducción al Motor de Combustión Interna Diesel

Como ya mencionamos anteriormente, nuestro estudio se va a centrar exclusivamente en los motores de combustión interna diesel, por ser estos los óptimos para operar en una planta eléctrica de combustión interna.

Un motor de combustión interna diesel es aquel que aprovecha la energía térmica contenida en el combustible diesel para producir un movimiento que se aprovecha con algún fin determinado.

En general, podemos decir que los elementos que son necesarios para el funcionamiento del motor de combustión interna son (ver figura 5.1):

A. *Elemento comburente (Aire).* El aire es el elemento comburente más abundante y barato en la naturaleza, está formado por una mezcla de gases: 21% oxígeno, 78% nitrógeno y 1% de otros gases, siendo el oxígeno el más importante para la combustión, de hecho se podría utilizar oxígeno puro o mezclado con otros gases (con ciertas ventajas) pero esto resultaría más costoso que usar el aire atmosférico.

B. *Elemento combustible.* Los combustibles más usados actualmente son productos derivados del petróleo, el cual es el líquido más abundante en la naturaleza después del agua. El petróleo es uno de los más importantes energéticos, a excepción de los combustibles nucleares.

C. *Medio de ignición del combustible.* Actualmente se tienen dos medios de ignición

del combustible, los cuales caracterizan a los dos tipos de motores más usados:

*Ignición por medio de chispa.

Se emplea en los motores ciclo Otto-gasolina. Consiste en hacer saltar una chispa eléctrica dentro de la cámara de combustión en el momento apropiado.

*Ignición por compresión.

Se emplea en los motores ciclo Diesel. Se comprime la mezcla combustible-comburente para que se eleve su temperatura hasta auto-encenderse.

Para el caso de la planta eléctrica de combustión interna, este motor nos sirve para proporcionar movimiento al generador de corriente alterna.

Su funcionamiento consiste en hacer que una mezcla de combustible contenida en un recipiente cerrado se inflame aumentando su temperatura y su presión sobre las paredes del recipiente, empujando una parte del recipiente con relación al resto provocando su desplazamiento venciendo una resistencia, es decir, se lleva a cabo un trabajo mecánico.

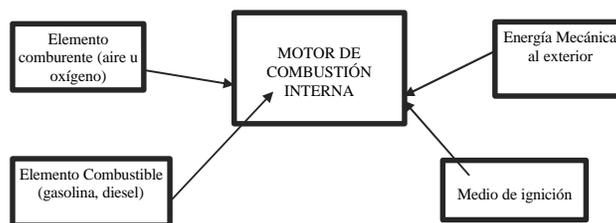


Figura 5.1. Elementos necesarios para el funcionamiento del motor de combustión interna.

V.3.2 Definiciones Básicas del Motor de Combustión Interna

Para poder entender cómo opera un motor de combustión interna, es necesario familiarizarse con cierto número de términos que describen sus características mecánicas, operacionales y de potencia.

Punto Muerto Superior (TDC o PMS). Es el punto más alto del viaje ascendente del pistón en el cilindro.

Punto Muerto Inferior (BDC o PMI). Es el punto más bajo del viaje descendente del pistón en el cilindro.

Carrera. Es la distancia recorrida por el pistón en su movimiento desde TDC hasta BDC. El pistón tiene una carrera mientras viaja hacia abajo y otra carrera mientras viaja hacia arriba. La carrera hacia abajo, más la carrera hacia arriba del pistón, equivale a una vuelta o revolución del cigüeñal.

Diámetro del Cilindro. Es el diámetro interior del cilindro.

Giro. Es la distancia desde el centro del cojinete principal del cigüeñal al centro del pasador de cigüeñal o cojinete de biela. La medida de un giro es igual a la mitad de la carrera.

Revoluciones por minuto (rpm). Es la unidad de medida usada para determinar la velocidad de piezas giratorias. Si un motor está trabajando a 2000 rpm, significa que el cigüeñal gira 2000 veces en cada minuto que trabaje el motor.

Volumen de Combustión (CV). Para un cilindro, es el volumen de la cámara de combustión situada sobre el pistón cuando este se encuentra en TDC.

Desplazamiento del Pistón (PD). Esto, para un cilindro, significa el volumen que el pistón desplaza mientras viaja de TDC hasta BDC.

Volumen Total (TV). El volumen total del cilindro es el volumen sobre el pistón cuando el pistón está en BDC y es igual a $CV + PD$.

Relación de Compresión (CR). Es la relación entre el volumen total del cilindro y CV, y se calcula dividiendo el volumen total entre CV.

Eficiencia Volumétrica. Es la relación que hay entre la cantidad de mezcla de aire combustible que entra al cilindro en la carrera de admisión y la cantidad requerida para llenar el cilindro a presión atmosférica. Esto se expresa en porcentaje.

Caballaje (Horse Power). Es la unidad de fuerza igual a la cantidad de fuerza necesaria para levantar 75 kilogramos a una altura de un metro, en un segundo.

V.3.3 Clasificación del Motor de Combustión Interna Diesel

Clasificación del motor diesel.

El motor diesel se puede clasificar de acuerdo a:

- | | | |
|--|--|--|
| a) El número de cilindros: pueden ser de: | b) Su construcción: | c) Su funcionamiento: |
| <ul style="list-style-type: none"> • 1 • 2 • 3 • 4 | <ul style="list-style-type: none"> • 6 • 8 • 12 y • 16 | <ul style="list-style-type: none"> • En "V". • Radial, • En Línea |
| d) Su aplicación: | e) Su enfriamiento: | f) Su arranque: |
| <ul style="list-style-type: none"> • Marítimo • Agrícola • Automotriz • Industrial | <ul style="list-style-type: none"> • Agua • Aire | <ul style="list-style-type: none"> • 2 y • 4 tiempos • Eléctrico • Neumático • Hidráulico • Crank • Con motor de gasolina |

V.3.4 Principio de Funcionamiento del Motor Diesel

El principio de funcionamiento se basa en que el aire admitido a través de las válvulas, se comprime a un valor muy alto, en ese momento el aire alcanza una temperatura muy elevada y en un momento preciso se inyecta combustible a muy alta presión provocando la explosión.

La conversión de energía química a energía mecánica se lleva a cabo en 4 tiempos o carreras (ver figura 5.2), los cuales se explican a continuación:

Admisión. En el primer tiempo, el pistón baja admitiendo aire a través de un purificador, múltiple de admisión y válvulas.

Compresión. En el segundo tiempo, el pistón sube comprimiendo así el aire que había entrado en la carrera anterior. La temperatura se eleva a más de 500°C y un poco antes de que el pistón llegue al final de esta carrera se inyecta combustible atomizado a muy alta presión produciendo en combinación con el aire caliente la combustión.

Potencia. En el tercer tiempo, se expanden los gases impulsando con fuerza al pistón hacia abajo.

Escape. En el cuarto tiempo, el pistón vuelve a subir expulsando los gases producto de la combustión hacia el exterior a través de

válvulas, múltiple de escape, tubería y silenciador.

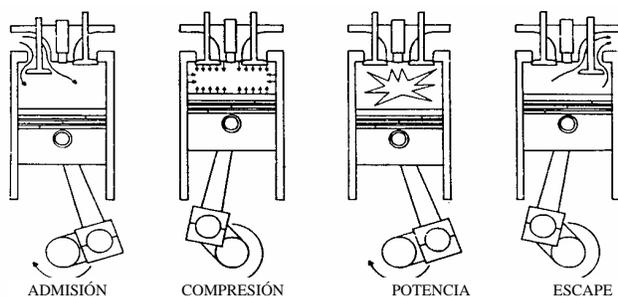


Figura 5.2. Conversión de energía química a energía mecánica.
(Instituto Selmecc de Capacitación)

V.3.5 Componentes de un Motor Diesel

Partes estacionarias del motor.

1. Monoblock
2. Cabezas de Cilindros
3. Depósito de Aceite
4. Múltiples
5. Cojinetes del Cigüeñal

Partes móviles del motor.

1. Cigüeñal
2. Volante
3. Bielas y Pistones
4. Pistón
5. Anillos del Pistón
6. Resortes de Válvula
7. Varilla de Empuje de Válvula y Balancín
8. Engranajes de Tiempo
9. Elevadores de Válvulas
10. Válvulas de admisión y de escape

V.3.6 Sistemas del Motor de Combustión Interna Diesel

A continuación se hablará de los sistemas que componen al motor de combustión interna diesel.

1.- Sistema de combustión.

El sistema de combustible en el motor diesel tiene la finalidad de suministrar una cantidad precisa de combustible diesel en un momento exacto a una presión muy alta dentro de las cámaras de combustión del motor, para producir la combustión en conjunto con el aire caliente que se encuentra en la cámara.

2.- Sistema de admisión de aire.

No siempre se toma en consideración que el sistema de admisión es uno de los aspectos más importantes de la instalación de un motor.

Con esto en mente, el sistema de admisión instalado deberá ser diseñado para suministrar aire limpio, seco y fresco al motor, con un mínimo de restricción.

El sistema debe de ser diseñado para soportar las cargas de choque y las condiciones de trabajo que se encuentra en el servicio y deberá proporcionar un sello seguro y durable con un mínimo de mantenimiento.

Si por alguna razón se restringe el paso del aire hacia el interior del motor, se tendrá pérdida de potencia, exceso de humo y sobrecalentamiento. Si el polvo o la suciedad logran pasar a través de la toma de aire, se dañarán los pistones y las válvulas. Puede causar el desgaste de los anillos de los pistones y descender hasta el sistema de lubricación. Los anillos de pistón gastados darán lugar a que se escape la presión de la combustión con el resultado inevitable de que el motor también perderá potencia y habrá consumo excesivo de aceite. La información anterior revela la importancia que tiene el aire limpio y por lo tanto su filtrado.

3.- Sistema de escape.

El sistema de escape deberá ser diseñado para mantener la resistencia al flujo de los gases (la restricción) lo más baja posible y dentro de los límites especificados para un tipo de motor en particular.

El sistema deberá ser diseñado también para obtener la emisión de ruido mínima y que a

la vez sea lo más económico posible. El escape no deberá pasar demasiado cerca de la bomba de inyección de combustible, los filtros, las tuberías de combustible, tanque de combustible, etc.

En muchos tipos de aplicaciones, el escape es una de las fuentes principales del ruido. El ruido procede de la liberación intermitente de los gases del escape a alta presión de los cilindros del motor, causando fuertes pulsaciones de presión de gas en el tubo de escape. Estas conducen no solamente a una descarga de ruido en la salida, sino también a la radiación del ruido del tubo de escape y la superficie de la concha del silenciador. La finalidad del sistema de escape es reducir estas pulsaciones del gas, y con la ayuda de un silenciador apropiadamente apareado, no sólo lograr una atenuación de ruido de escape eficiente, sino también algunas veces disminuir la pérdida causada por el sistema de escape.

4.- Sistema de lubricación.

Los motores diesel son lubricados a presión. La presión es suministrada por una bomba de lubricante del tipo de engranes, colocada dentro del depósito de aceite o en un lado del motor.

En la bomba de lubricante está montado un regulador, para controlar la presión del aceite lubricante.

En el sistema de lubricación se usan filtros y mallas para retirar los cuerpos extraños de la circulación y para evitar daños a los cojinetes.

El cometido principal del aceite lubricante, es reducir al máximo el contacto entre las superficies en fricción y una de sus propiedades importantes para tal función es su "viscosidad" algunas veces llamada "espesor" o "densidad". La pérdida de estas propiedades, ocurrirá a través de la dilución por parte del combustible diesel u otros combustibles o líquidos limpiadores.

Además de esta función, los aceites lubricantes llevan a cabo también otras

operaciones disipando el calor de los cojinetes o metales; asimismo, mantienen limpio el interior del motor mediante la acción de sus aditivos detergentes y dispersantes.

Es peligroso dejar el aceite en el motor durante mucho tiempo sin cambiarlo, ya que se pueden agotar sus aditivos; una vez que esto sucede ya no puede realizar su acción dispersante ni detergente. Con el tiempo, los ácidos u otros productos derivados de la combustión son tan elevados que los aditivos no pueden hacerse cargo de ellos, y como resultado se forma la sedimentación. Esta evita la circulación libre del aceite lubricante, lo cual redundará en fricción entre las superficies, sobrecalentamiento y eventualmente, la falla del motor.

5.- Sistema de enfriamiento.

La función del sistema de enfriamiento es disipar al ambiente parte de la energía térmica que no se convierte en potencia, o pasarla directamente a la atmósfera por los gases del escape o por la radiación de la superficie del motor. Además, dependiendo del tipo de aplicación y del diseño, puede requerirse también disipar el calor rechazado de la transmisión, los múltiples de escape enfriados por agua, etc.

Los detalles del sistema de enfriamiento varían ampliamente conforme a la aplicación, pero en todos los casos el sistema debe ser diseñado para mantener temperaturas del motor dentro de los límites especificados bajo las condiciones más extremas del ambiente y de operación que la máquina pueda encontrar. La energía térmica liberada durante la combustión, es distribuida aproximadamente como sigue:

30% al refrigerante.
30% como salida útil.
30% a los gases de escape.
10% radiación de las superficies del motor.

V.4 Generador Síncrono

El Generador Síncrono es una máquina que produce corriente alterna, diseñada para acoplarse directamente a un motor de combustión interna estacionario, que la impulsa.

Los generadores son de varios tamaños, dependiendo de la capacidad de la planta eléctrica.

Los generadores síncronos de las plantas eléctricas incluyen, además del generador, la unidad de excitación que suministra corriente continua a las bobinas del campo rotatorio, un regulador automático de voltaje que mantiene el voltaje de salida del generador dentro del rango permisible, independientemente de los cambios de la corriente de carga.

V.4.1 Conceptos Básicos de Generadores de Corriente Alterna

Recordando los fundamentos de la teoría de la generación de corrientes y voltajes de tipo alterno, observamos de la siguiente figura un alternador elemental, constituido por una bobina montada en una armadura de hierro y que gira en un campo magnético uniforme. El voltaje inducido en la bobina es proporcional a la velocidad con que son cortadas las líneas de fuerza, y es evidente que no se genera ningún voltaje cuando la bobina pasa por una posición vertical, ya que la dirección del movimiento de la bobina se efectúa a lo largo de la dirección de las líneas de fuerza, mientras que se generará un voltaje máximo cuando la bobina ocupa una posición horizontal, ya que en este caso la dirección del movimiento de la bobina forma un ángulo recto con las líneas del flujo magnético.

De acuerdo a lo expresado en los párrafos de arriba, el concepto elemental de la generación de energía eléctrica queda basado en la *Ley de Inducción de Faraday*, que establece lo siguiente:

"Cuando un conductor se introduce en un campo magnético y existe movimiento relativo

entre el conductor y el campo, existirá un voltaje inducido en el conductor. Este voltaje es proporcional a la intensidad del campo magnético, a la velocidad relativa y a la longitud del conductor". Ver Figura 5.3

Esto se expresa mediante la fórmula:

$$e = v \times B \times l \quad (5.1)$$

donde:

- e: voltaje inducido.
- v: velocidad del conductor.
- B: densidad del campo magnético.
- l: longitud del conductor.



Figura 5.3. El alternador elemental consiste en una sola bobina montada en una armadura de hierro que gira en un campo magnético uniforme. El voltaje inducido por la bobina es proporcional al ritmo con que se cortan las líneas de fuerza del flujo magnético.

Hemos mencionado como fuente del campo magnético un imán permanente; sin embargo, también hay una forma de lograr este campo magnético mediante un arrollamiento.

Para lograr el campo magnético, debe hacerse circular una corriente por arrollamiento, obteniéndose resultados similares a los del imán permanente. Este es el medio más comúnmente usado en las máquinas eléctricas, aunque el primero se utilice en aplicaciones especiales.

Hasta ahora se ha visto una forma muy simple de generar energía eléctrica; sin embargo, ya en una máquina eléctrica será más complicado; por ejemplo, el conductor será de varias espiras formando bobinas interconectadas entre sí, según se requiera. También se tendrá cierto número de polos con una determinada configuración para lograr una mejor distribución del flujo, en lugar de un imán. Desde el punto de vista mecánico, se requerirá

una estructura adecuada de soporte de estos elementos.

Por lo que el voltaje inducido que se obtendrá ya en un generador síncrono estará dado por:

$$E = 4.44 \times \Phi \times f \times k_b \times N \quad (4.2)^7$$

en donde:

E = FEM por fase.

N = número de conductores.

Φ = intensidad de campo magnético [

Webers]

k_b = factor de devanado. $k_b = k_d \times k_p$
donde k_d : factor de distribución y k_p es el factor de paso.

f = frecuencia.

En un generador comercial de C.A., generalmente los conductores del inducido, están distribuidos a lo largo del estator dentro de ranuras. El campo magnético inductor se produce en polos colocados en un rotor. Por medio de una máquina impulsora, se hace girar el rotor, obteniéndose la velocidad relativa entre el inductor y el inducido; bajo estas condiciones, la forma de onda de voltaje generado será senoidal.

V.4.2 Descripción General de un Generador Síncrono sin Escobillas

Actualmente se está introduciendo en los generadores síncronos una excitatriz rotatoria sin escobillas o carbones. Esta excitatriz, con unidad rectificadora rotatoria, se usa para suministrar corriente de excitación al campo rotatorio de los generadores síncronos. Esta unidad de excitación es un refinamiento de la excitatriz convencional conectada directamente que usa carbones y conmutador. El diseño mejorado de la unidad sin carbones, simplifica el mantenimiento del equipo, eliminando las partes sujetas a desgaste normal, asegurando así períodos prolongados de operación eficaz y sin problemas.

A continuación se describen las partes que constituyen el generador síncrono, dando

prioridad a las componentes eléctricas y en seguida todas las componentes mecánicas.

* *Sección generadora.*- La parte generadora está constituida por el estator generador (INDUCIDO) y el rotor generador (INDUCTOR).

Estator Generador.- El núcleo del estator generador se construye de lámina troquelada de acero al silicio que es un material ferromagnético de excelentes características magnéticas con la finalidad de evitar grandes pérdidas por efecto de corrientes parásitas y el efecto de histéresis. El embobinado del estator generador se construye de bobinas, devanadas con alambre magneto con características adecuadas a cada diseño. El alambre magneto empleado es con doble capa de aislamiento; este aislamiento es de clase F (155° C). Los aislamientos que se aplican al embobinado son también clase F.

Los generadores síncronos normalmente son trifásicos y se construyen con 12 terminales de salida para hacerlos versátiles en cuanto a conexiones entre ellas y así obtener diferentes tensiones de salida.

Rotor Generador.- Los de fabricación estandar son de cuatro polos. El núcleo del rotor generador también se fabrica con lámina troquelada de acero al silicio de las mismas características que el estator generador. El rotor gira concéntricamente montado en la flecha del generador a una velocidad síncrona de 1500 ó 1800 rpm (50 ó 60 Hz). El embobinado de los rotores se fabrica con alambre magneto con doble capa de aislamiento clase F en generadores pequeños y con aislamiento silanel en generadores grandes. El ciclo de barnizado es riguroso en generadores de 175 a 1500 kW, al estar devanando cada capa se aplica un baño de barniz epoxy de altas características dieléctricas. Posteriormente a esto se aplican baños de barniz por inmersión a temperaturas controladas. Este último proceso de barnizado es igual en el estator generador.

* *Sección excitadora.*- Esta sección se considera como un segundo generador auxiliar de alta frecuencia en conexión trifásica, en la cual a diferencia del generador principal, el inductor está en la parte estática y el inducido en la parte rotatoria.

El voltaje de salida en el rotor excitador (INDUCIDO) se rectifica a través de un circuito de rectificación rotatoria con diodos de silicio cuya capacidad sobrada, los hace confiables y además ser autoprotegidos contra transitorios.

El inductor (ESTATOR EXCITATRIZ) es de 8 polos de 3 a 175 kW y de 14 polos de 175 a 1500 kW; estos son de alta frecuencia. El núcleo estator excitatriz está construido con laminación troquelada de acero al bajo carbono cuya característica es la de retener cierto magnetismo remanente (3 a 5 V) lo ideal para este tipo de aplicación. El rotor excitador (INDUCIDO) es de polos consecuentes construido con lámina troquelada de acero al silicio de alta permeabilidad magnética.

Los embobinados tanto del estator como del rotor excitatriz están hechos de alambre magneto con doble capa de aislamiento clase F y son sometidos a un ciclo de barnizado por inmersión muy rigurosa.

Este conjunto es el que alimenta de corriente al campo giratorio del generador principal pasado por un circuito de rectificación para alimentarlo en CD. La corriente de excitación del campo es provista por el regulador de voltaje. El conjunto rotor excitador, circuito de rectificación y rotor generador se ensamblan en la misma flecha.

* *Sección control.*- Se puede decir que la parte de control del generador es el regulador electrónico, de voltaje automático de estado sólido. Lo describiremos brevemente en las siguientes secciones.

V.4.3 Componentes Mecánicos

Flecha.- La flecha de los generadores síncronos sin escobillas es cuidadosamente diseñada para evitar fallas por esfuerzos mecánicos así como debidamente seleccionado el material que es de acero rolado en caliente.

Armazón.- Es de rígida construcción con barras de acero soldadas a los anillos de guía de la placa lateral. Una sólida base de acero es soldada a la armazón (generadores grandes) a fin de facilitar la instalación del generador así como la alineación con el motor.

Cubierta de armazón.- Es una envoltura fabricada en acero para protección mecánica que cubre toda la armazón.

Tapa excitatriz, adaptador, tapa motriz.- Estas piezas en todos los generadores son de fundición (hierro gris) de alta calidad para soportar esfuerzos mecánicos.

Ventilador.- Todos los generadores están provistos de un sistema de ventilación para lo cual es necesario un ventilador de alto rendimiento y es de fundición de aluminio en generadores pequeños y fabricados en lámina para generadores grandes.

Baleros.- La mayoría de los generadores de menos de 75 kVA llevan baleros de bolas con doble sello. Este tipo de rodamientos se engrasan en fábrica, y en general, pueden ser utilizados por varios años sin engrasarse de nuevo.

Cople.- En generadores de un balero es necesario un cople para montaje de los discos de acoplamiento el cual es de fundición de hierro gris.

Discos de acoplamiento.- Estos discos son para acoplar el generador de un balero al motor.

V.4.4 Operación Eléctrica del Generador de Potencia

El generador de CA sin escobillas se basa en el principio electromagnético más elemental, es decir, que cuando se mueve un conductor eléctrico dentro de un campo magnético, este corta las líneas de fuerza (?) y se induce una fuerza electromotriz (fem) en el conductor en forma de CA, la cual puede colectarse de diferentes formas de los extremos de éste. El principio básico es que el inducido se mueva y corte el flujo del inductor o viceversa; lo importante, es que exista un movimiento relativo entre las dos partes. Estos dos principios se aplican en la construcción del generador de CA sin escobillas.

El voltaje de salida (fem inducida) se produce en el estator generador (estacionario), como se ilustra en la figura 5.4. El voltaje se induce en en el devanado del estator generador por el corte del campo rotatorio del rotor generador. Para que el rotor generador (inductor) se encuentre magnetizado, es necesario alimentar su devanado con energía eléctrica en forma de corriente continua (CC). El voltaje de excitación proviene del excitador de alta frecuencia montado directamente sobre la misma flecha que el rotor generador. Los polos del estator excitador (INDUCTOR ESTATICO) están diseñados con material de acero que retienen algo de magnetismo remanente. Cuando el generador se arranca, la flecha gira y entonces se inicia el ciclo de generación con el magnetismo remanente. El flujo remanente es cortado por el devanado del rotor excitador generando energía en CA, este alimenta el puente rectificador de onda completa (o media onda en generadores pequeños) y este a su vez alimenta al rotor generador giratorio (campo) cuyo flujo corta el devanado del inducido o estator generador.

El voltaje inducido en el estator generador para una velocidad y longitud de espira fija dependerá exclusivamente del valor del flujo ($e = B l v$ giratorio). Este naturalmente se puede variar recibiendo del excitador mayor o menor corriente de excitación provista. El voltaje

para el campo del excitador se controla y alimenta por el regulador de voltaje que a su vez está conectado a las terminales de salida del estator generador.

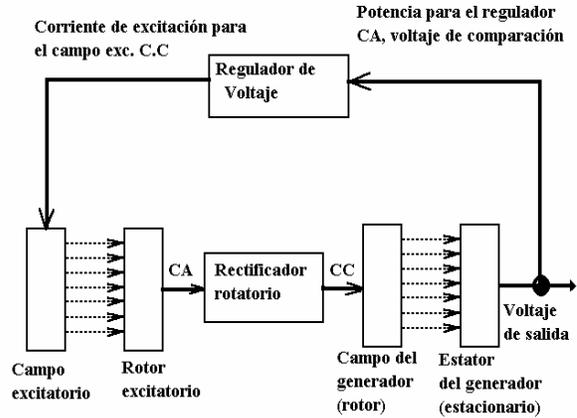


Figura 5.4. Diagrama de bloques para el sistema de generación.

En el diagrama esquemático, figura 5.5, se muestran los componentes principales de un generador síncrono sin escobillas y su interconexión eléctrica y magnética.

Los números representan los siguientes elementos:

- (1).- Regulador de voltaje electrónico estático de estado sólido (parte control).
- (2).- Estator excitador de alta frecuencia (parte excitadora).
- (3).- Rotor excitador de alta frecuencia (parte excitadora).
- (4).- Rectificador rotatorio (parte excitadora).
- (5).- Rotor generador giratorio (inductor parte generadora).
- (6).- Estator generador (inducido parte generadora).
- (7).- Retro-alimentación al regulador de voltaje.

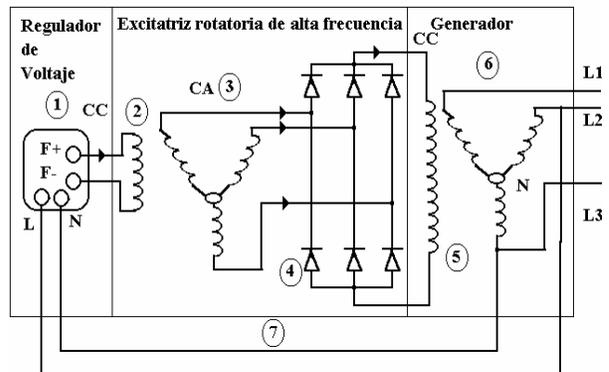


Figura 5.5. Diagrama esquemático del circuito eléctrico del generador de ca sin escobillas.

V.4.5 Regulador Electrónico de Voltaje

El regulador de voltaje que se utilizan para alimentar y controlar a los generadores se compone de cinco circuitos básicos que son:

i.- Circuito sensor. Este circuito se compone de un transformador sensor, puente rectificador de onda completa y un circuito filtro a base de resistencias, reactores y capacitor. El circuito sensor, detecta la salida de voltaje en corriente alterna del generador, la rectifica, la filtra y con la señal resultante en forma de CC alimenta al circuito detector y amplificador de error.

ii.- Circuito comparador y amplificador de error. Básicamente este circuito se compone de un circuito comparador y amplificador de error con diodos zener, además de un circuito divisor de voltaje a base de resistencias de valores fijos y variables. Funciona de tal modo que una porción de voltaje rectificado y filtrado por el circuito sensor, por un lado, se le alimente al circuito integrado operacional de alta ganancia, y por otro, se le alimente un voltaje fijo de referencia controlado y alimentado por un diodo zener; la resultante de estas dos entradas de voltaje constituye una señal diferencial de error. Esta señal de error una vez amplificada por el circuito comparador alimenta al circuito oscilador controlado por voltaje (VCO).

iii.- Circuito oscilador controlado por voltaje (VCO). Se compone a base de transistores monojuntura, transistores normales, capacitores, diodos zener, resistencias y puente monofásico de diodos de silicio. Este circuito es un oscilador de alta frecuencia operado por la señal de salida del amplificador diferencial del circuito detector y amplificador de error. El ciclo de operación del transistor de monojuntura se controla por constantes de tiempo de capacitores electrolíticos instalados en el circuito.

iv.- Puente rectificador.- El circuito SCR de control de fase alimenta el circuito de potencia del regulador de voltaje que es donde

se encuentra conectado el campo del excitador. Este circuito de potencia es simplemente un puente rectificador monofásico de onda completa de capacidad sobrada al doble de la requerida y compuesto de 2 SCR's y 2 diodos rectificadores de silicio protegido por un diodo auxiliar contra transitorios de voltaje provocados por cargas inductivas. La corriente de alimentación al campo se controla por la regulación del ángulo de conducción de los SCR's obteniendo la señal de disparo del control de fase. Cuando el voltaje de salida del generador alcanza el 75% de su valor nominal predeterminado, entonces se abren los contactos del relevador electrónico conectado automáticamente al puente SCR/diodo de potencia y alimenta las bobinas del campo excitador a través de éste.

v.- Circuito estabilizador de voltaje.- Este circuito se incorpora al regulador de voltaje con objeto de tener todo el tiempo sincronizado el disparo de los SCR's del puente rectificador de potencia y esto se manifiesta en la estabilidad del voltaje de salida del generador de CA a un valor predeterminado para cualquier condición de operación, o sea, diferentes niveles de carga del generador y diferentes factores de potencia.

vi.- Elevación automática de voltaje.- La elevación automática del voltaje de salida del generador de CA se logra a través de un circuito a base de diodos de bloqueo y un relevador de estado sólido con 2 contactos normalmente cerrados. El circuito anterior se forma automáticamente bloqueando y rodeando al mismo tiempo el circuito del puente rectificador monofásico de potencia para permitir al generador en los instantes iniciales después de ponerlo en marcha, operar solamente con el magnetismo residual de los polos del campo excitador.

En la figura 5.6 se muestra el regulador cuyos circuitos básicos hemos mencionado, sensa el voltaje de salida del generador, compara este voltaje con un voltaje de referencia y alimenta al campo del excitador para tener en el generador una salida predeterminada.

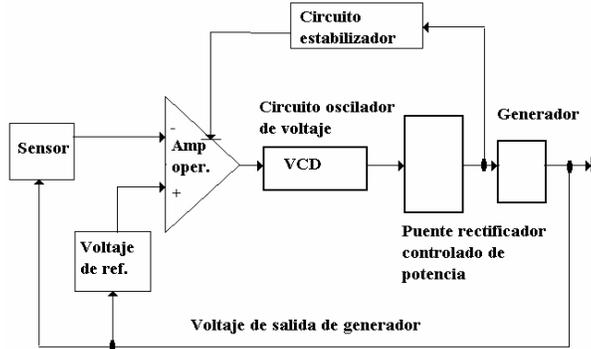


Figura 5.6. Diagrama de bloques del regulador de voltaje.

V.5 Partes Complementarias de una Planta Eléctrica de Combustión Diesel

- Interruptor de transferencia automática montada en su respectivo gabinete.
- Tablero de control conteniendo: circuito de control de arranque y paro automático de la planta, mantenedor de carga de baterías, fusibles de protección, relevador de tiempo de transferencia, relevador de tiempo de paro del motor, reloj programador y relevadores sensitivos de voltaje.
- Instrumentos: como pueden ser: voltímetro, amperímetro, frecuencímetro, kilowattorímetro (cuando la capacidad de la planta es superior a 55 kW). Estos instrumentos se pueden localizar integrados en la puerta del tablero de control (plantas automáticas) o en el gabinete independiente para montaje en pared o sobre el generador en la planta (plantas de arranque manual).
- Acumuladores con sus cables de conexión.
- Silenciador de gases de escape tipo hospital, industrial, residencial y tramo de tubo flexible para conectarlo con el múltiple de escape del motor.

V.5.1 Circuito de Control de Tranferencia y Paro

Además de los sistemas antes mencionados, podemos hablar también de otro elemento auxiliar en nuestra planta eléctrica de combustión interna; el circuito de control de transferencia y paro (figura 5.7), la cual es la unidad que se encarga de las siguientes funciones:

- Sensar el voltaje de alimentación.
- Dar la señal de arranque a la planta cuando el voltaje falta, baja o sube de un nivel adecuado.
- Preparar al interruptor de transferencia para que haga su cambio (transferencia).
- Dar señal al interruptor de transferencia para que haga el cambio cuando se normaliza la alimentación (retransferencia).
- Retardar la retransferencia para dar tiempo a la alimentación del sistema híbrido de normalizar su alimentación.
- Retardar la señal de paro al motor para lograr su enfriamiento.
- Mandar la señal de paro al motor a través de un control maestro.
- Mantener cargado el acumulador.

Los componentes con los que cuenta un circuito de control de transferencia y paro, son por lo general:

- 1) Un detector de voltaje (DV1).
- 2) Un relevador de carga (2RC).
- 3) Un relevador de tiempo de retransferencia (1RTT).
- 4) Un relevador de tiempo de paro (3RTP).
- 5) Un relevador auxiliar (4RA).
- 6) Fusibles de protección (F1 y F2).
- 7) Cargador de Batería (CB). Rectificador de tipo controlado de silicón (SCR).

Nota: Las literales se aplican para la figura 4.7.

El sistema trabaja de la siguiente manera:

Modo Normal

Cuando aparece una alimentación normal en el arreglo, el detector de voltaje DV1, cierra su contacto DV-1, 2CR-2 permanece cerrado, se energiza la bobina IRTT, y espera algunos segundos para cerrar su contacto IRTT (prefijados de acuerdo a las necesidades del sistema), se energiza la bobina 2RC y en seguida:

- a) Se cierra 2RC-1 permitiendo el paso de corriente, M2-4 permanece cerrado y se energiza M1, se energiza la lámpara en modo normal (verde) y se cierran los contactores M1-1, M1-2, M1-3, que permiten el flujo de corriente hacia a la carga, al mismo tiempo M1-4 se abre bloqueando el sistema en su operación de emergencia y asegurando que el sistema no tenga alguna falla.
- b) Se abre 2RC-2 y se desenergiza la bobina IRTT
- c) Se cierra el contacto 2RC-3 que asegura que la bobina 2RC se mantenga energizada, al mismo tiempo se energiza la bobina 3RTP que a su vez cierra el contacto 3RTP después de algunos segundos energizando la bobina 4RA que, de forma alternada abre el contacto 4RA-1 del control master, abre el contacto 4RA-2 desenergizándose la bobina 3RTP, cierra el contacto 4RA-3 que se alimenta por el paso directo del contacto 2RC-3 y mantiene energizada la bobina 4RA.
- d) En tanto exista alimentación normal el cargador de batería CB convierte la energía de CA en CD donde la batería y la carga del Control Master están interconectadas, esto es, en *sistema de flotación*.

Modo Transferencia.

Cuando aparece una ausencia de voltaje, en el detector de voltaje DV1, abre su contacto DV-1, se desenergiza 2RC y provoca que 2RC-1 se abra, desconectando la línea normal de alimentación, al mismo tiempo, se cierra 2RC-2, se abre 2RC-3, se cierra 2RC-4, se desenergiza la bobina 4RA, se cierra 4RA-1 iniciando el proceso de arranque de la planta de emergencia, se cierra 4RA-2 y se abre 4RA-3. Tras iniciarse el arranque de la planta se detecta voltaje en la alimentación de emergencia, 2RC-4 y M1-4 se mantienen cerrados, por lo que se energiza la lámpara amarilla y se energiza la bobina M2, esta a su vez cierra los contactos M2-1, M2-2 y M2-3 que permiten el flujo de energía eléctrica hacia la carga. Al mismo

tiempo se abre M2-4 que bloquea la posible energización de M1.

Retransferencia y Paro

Cuando la alimentación de emergencia alimenta a la carga, puede suceder un restablecimiento de la energía normal. Para que ocurra la retransferencia sucede lo siguiente:

a) Se detecta voltaje en DV1 y este a su vez cierra su contacto DV-1, 2RC-2 permanece cerrado lo que permite que se energice IRTT espera algunos segundos o minutos de acuerdo a las necesidades del sistema y da tiempo a que se reestablezca la alimentación normal de manera continua. De otro modo, IRTT no cerrará su contacto hasta que se cumpla esta condición. Cuando se cumple el tiempo estipulado y no hay variaciones en la tensión eléctrica de la alimentación normal IRTT cierra su contacto auxiliar, se energiza 2RC y se cierra 2RC-1, se abre 2RC-2 se cierra 2RC-3 y se abre 2RC-4. En este momento se desenergiza M2 y abre sus contactos, la alimentación de emergencia deja de fluir y se cierra M2-4 que permite que se energice M1 que bloquea la alimentación de emergencia y cierra sus contactos para que se alimente la carga. La planta de emergencia aún continua trabajando, se energiza 3RTTP y espera de 4 a 8 minutos más para asegurar que la alimentación continúe en su operación normal y entonces cierra su contacto de tiempo, se energiza 4RA que abre su contacto 4RA-1 que para la planta, al mismo tiempo abre su contacto 4RA-2 y cierra el contacto 4RA-3 que mantiene energizada la bobina 4RA.

Cabe señalar que dentro del control maestro se manejan otras variables propias de la planta y que de algún modo pueden afectar el buen funcionamiento del mismo, como son: falla de arranque, alta temperatura, baja presión de aceite, sobrevelocidad, falta de combustible, batería baja, entre otros.

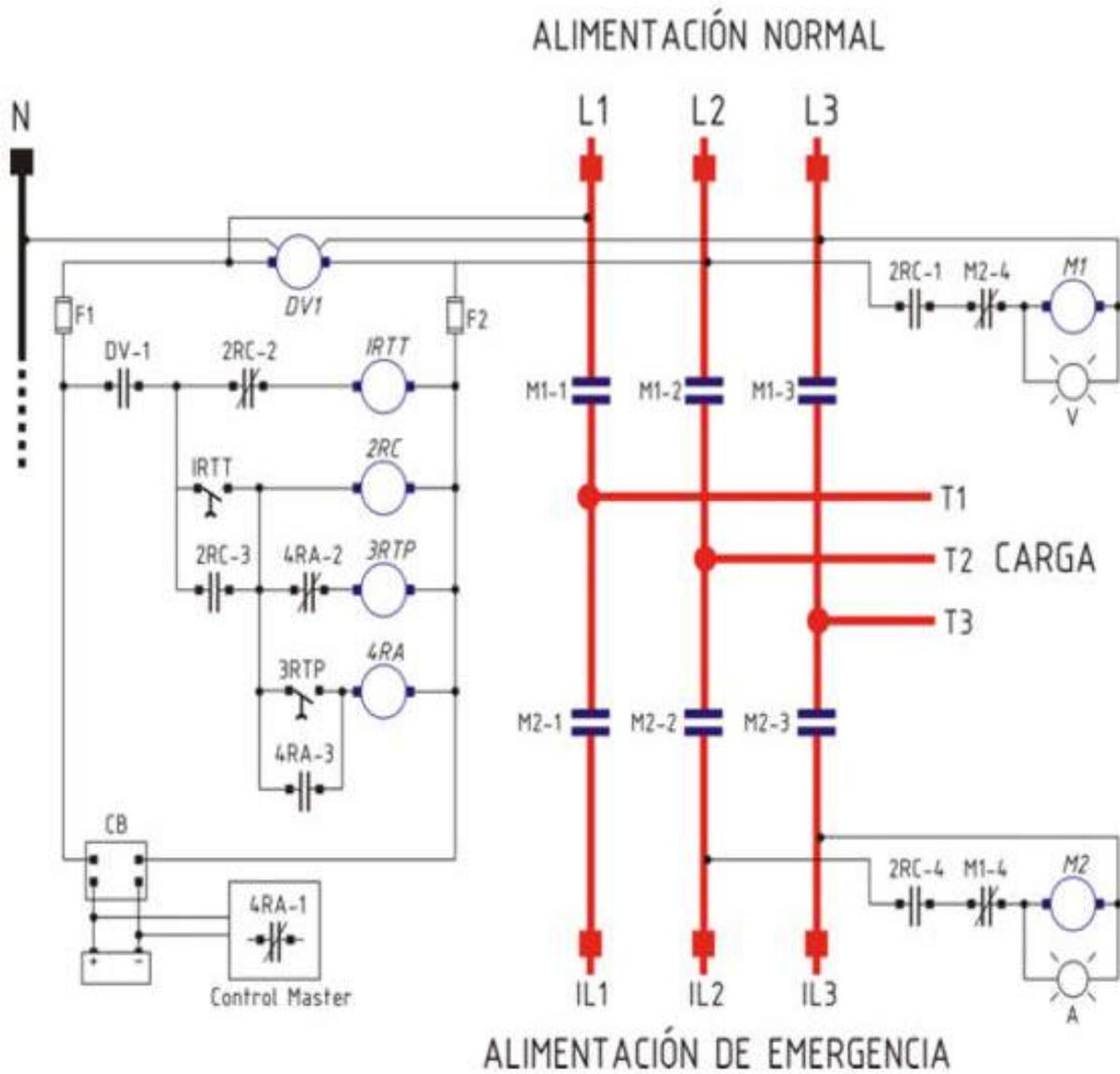


Figura 5.7. Diagrama elemental del circuito de control de transferencia y paro. (Instituto Selmecc de Capacitación).

V.6 Elementos Auxiliares de una Planta Eléctrica de Combustión Interna Diesel

Como ya habíamos visto anteriormente, entre las partes principales que componen un motor de combustión interna diesel, están los elementos auxiliares, que son necesarios para su buen funcionamiento y operación. En las plantas de eléctricas de combustión interna

estos elementos también se incluyen, los más importantes son los siguientes (figura 5.8):

- Sistema de Alimentación de Combustión.
- Sistema de Lubricación.
- Sistema de Enfriamiento.
- Sistema de Admisión y Escape.
- Sistema de Arranque.

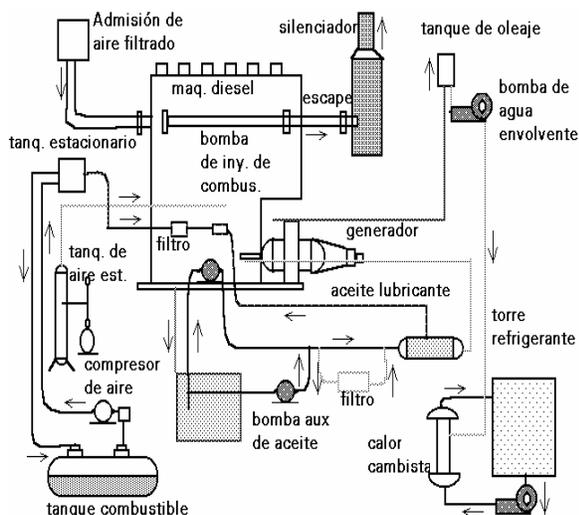


Figura 5.8. Elementos auxiliares de una planta generadora. (Instituto Selmec de Capacitación).

Este sistema presenta varias ventajas con relación al enfriamiento por agua, ya que no tiene los problemas de mantenimiento y conservación del enfriamiento por agua.

Enfriamiento por Agua: Este sistema se basa o aprovecha la elevada capacidad de absorción de calor que tiene el agua. Los motores que usan este sistema de enfriamiento tienen una camisa de agua que rodea a los cilindros y a través de ella se hace circular el agua, la cual pasa después a un cambiador de calor (radiador, torre de enfriamiento, etc.) en el que se enfría comenzando el ciclo de nuevo.

El sistema de enfriamiento por agua presenta varias alternativas, cuya elección depende de: costo inicial, potencia de la planta, costo de operación, espacio disponible, temperatura ambiente, etc.

V.7 Aplicaciones

Las aplicaciones de las plantas eléctricas de combustión interna se pueden clasificar en dos grandes grupos:

- Plantas eléctricas de servicio continuo: se aplican en aquellos lugares en donde no hay energía eléctrica por parte de la compañía

suministradora y en donde es indispensable una continuidad estricta.

- * Plantas eléctricas de emergencia: se utilizan en los sistemas de distribución modernos que usan frecuentemente dos o más fuentes de alimentación. Debido a razones de seguridad y la economía de las instalaciones en donde es esencial la continuidad del servicio eléctrico.
- * En cuanto a su arranque pueden ser:
- * Plantas manuales: son aquellas que requieren para su operación que se opere manualmente a un interruptor para arrancar o parar dicha planta. Normalmente estas plantas se utilizan en aquellos lugares en donde no hay energía eléctrica comercial, tales como: construcción, aserraderos, poblados pequeños, etc.
- Plantas automáticas: son aquellas que operan en forma independiente a un operador, ya que cumplen sus funciones automáticamente, dichas plantas son utilizadas sólo en servicios de emergencia.

V.8 Aplicación de Generadores Diesel para Sitios Remotos

El colocar equipos de generadores diesel, aunque son relativamente de bajo precio a la compra, son generalmente caros en la operación y mantenimiento. La figura 5.9 muestra las características específicas del consumo de combustible de una máquina diesel típica. Los datos están normalizados a una unidad de 3 kW-h/lt. El generador diesel debe ser operado arriba de cierto nivel mínimo de carga en orden para mantener la eficiencia y reducir la posibilidad de fallas prematuras. El problema de seleccionar el tamaño del generador diesel para una nueva comunidad que está surgiendo o una que no ha sido previamente electrificada es difícil, ya que surgen incertidumbres tales como emigración de la población, demanda por temporadas, incremento en número y uso de aplicaciones eléctricas y, generalmente una nueva costumbre de vida.

En la mayoría de los casos, se considera que los perfiles de carga en comunidades rurales son del tipo de "doble joroba" con grandes cargas alrededor de mediodía y picos mayores de las 18:00 hrs a las 22:00 hrs. Las cargas de las 23:00 hrs a las 6:00 hrs son generalmente muy bajas (ver figura 5.10). El enfoque convencional para colocar un generador diesel es seleccionar el equipo de acuerdo al pico de la carga, que en consecuencia, lo hace muy ineficiente.

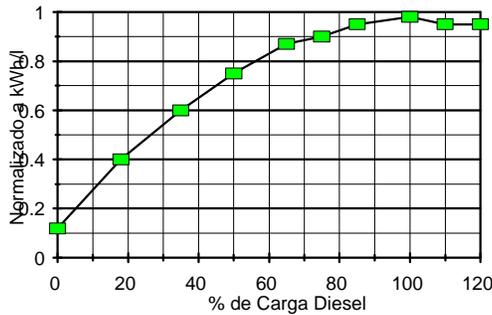


Figura 5.9. Consumo de combustible de un generador diesel de 30 kva. (Novel Wind/Diesel/Battery Hybrid Energy Sistem).

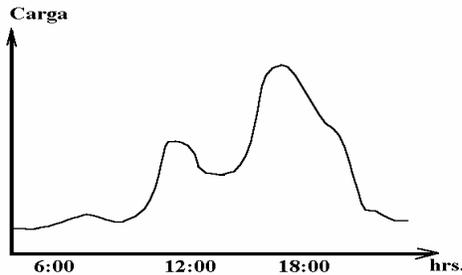
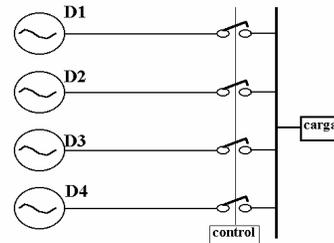


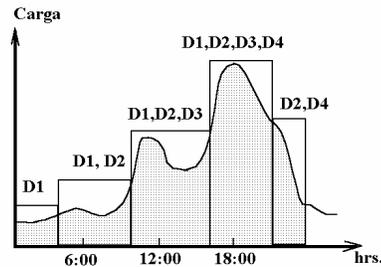
Figura 5.10. Perfil de carga típico de una comunidad rural. (Novel Wind/Diesel/Battery Hybrid Energy Sistem).

Durante los periodos de carga bajos, los generadores diesel estarían subcargados con las consecuencias de pobre eficiencia de combustible y temperaturas de combustión bajas. Las temperaturas bajas causan combustión incompleta y depositan carbón en las paredes de los cilindros, causando fallas prematuras en la máquina. En la práctica es común instalar resistencias para disipar energía cuando la demanda útil es baja y con esto proteger las máquinas diesel.

En el campo encontramos arreglos de generadores diesel para maximizar la economía de operación. Uno de estos arreglos, que se ve en la figura 5.11a, emplea un número de generadores diesel que necesitan operar en paralelo para alcanzar a suministrar el pico de carga. Este arreglo permite conectar o desconectar generadores sistemáticamente de acuerdo a la demanda de la carga, pero requerirá un equipo adicional de secuencia automática y controles de sincronización. Otra opción es el arreglo de dos generadores diesel, uno con más capacidad que el otro y con un sistema de cambio manual como el que se ilustra en la figura 5.11b. El equipo pequeño es operado durante periodos de demanda baja, en tanto, que el equipo más grande es reservado para periodos de demanda alta. Este esquema es relativamente de un bajo costo, pero ofrece poca protección para el generador diesel grande con demanda baja y esto no es conveniente para el equipo.

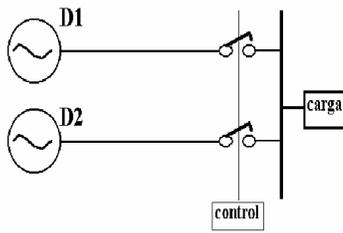


Sistema múltiple de generadores diesel.

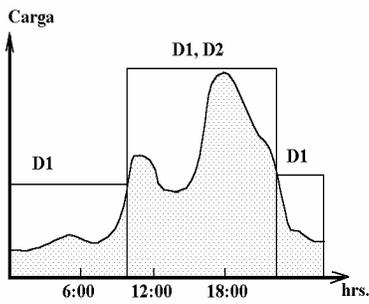


Perfil de la demanda diaria.

(a) Sistema múltiple de generadores diesel.



Sistema dual de generadores diesel.



Perfil de demanda

(b) Sistema dual de generadores diesel

Figura 5.11. Arreglos típicos de generadores diesel. (Novel Wind/Diesel/Battery Hybrid Energy System).

Bibliografía

Instituto SELMEC de capacitación; Manual de operación y mantenimiento de plantas eléctricas de emergencia.

González Apaolaza, Raúl; Plantas Eléctricas (apuntes); Ed. Trillas.

Emery E. T. G.; Harrabin, F.; Lee, B. C; Motores y Generadores Eléctricos; Ed. Aguilar.

Potencia Industrial, S.A.; Plantas Eléctricas México, S.A.; Generadores Síncronos de Corriente Alterna Sin Escobillas; Potencia Industrial, S.A.; México, D. F.; 1980.

Potencia Industrial, S.A.; Fallas Más Frecuentes en Generadores Eléctricos de C.A. Sin Escobillas; Potencia Industrial, S.A.; México, D. F.; Junio 1978.

Nayar, C. V.; Philips, S. J.; James, W. L.; Pryor, T. L.; Remmer, D.; Energy Solar, Vol 51. Novel Wind/ Diesel/ Battery Hybrid Energy Sistem; 1991, pp. 65-78, 1991.

Enríquez Harper, Gilberto; Curso de Máquinas Síncronas; Ed. Limusa, México, D.F., 1983

CAPÍTULO VI

SISTEMAS HÍBRIDOS

VI.1 Introducción

Un sistema híbrido con fuentes alternas está definido como cualquier sistema eléctrico de potencia que cuenta con varias fuentes de generación de energía eléctrica. Usualmente se utiliza un generador convencional diesel o gas, y una o varias fuentes no convencionales de energía, como son los sistemas fotovoltaicos, aerogeneradores, microhidroeléctricas, etc.

Complementan al sistema elementos que permiten acondicionar la energía generada de acuerdo a las necesidades requeridas; dichos elementos son: un inversor de potencia, un banco de baterías, un controlador, rectificadores y sistema de protección, entre otros (fig.6.1).

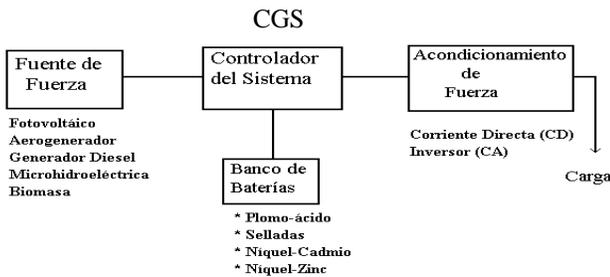


Figura 6.1. Diagrama de bloques de un sistema híbrido.

Como se comento anteriormente, nos enfocamos a hablar de los sistemas híbridos conformados por un sistema de generación a diesel, un sistema fotovoltaico o un sistema eoloeléctrico o un sistema microhidroeléctrico. (fig. 6.2).

En la tabla 6.1 se mencionan -a grandes rasgos- las características de las fuentes generadoras de energía eléctrica, mencionadas en capítulos anteriores y que para nuestro estudio son de gran importancia.

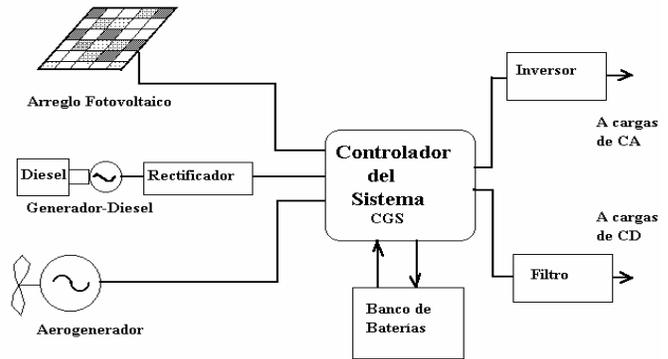


Figura 6.2. Sistema híbrido eólico-diesel-fotovoltaico.

	Ventajas:	Desventajas:
Fuentes Convencionales	<ul style="list-style-type: none"> Son por todos conocidas y se adquieren fácilmente. Operan independientemente de ciclos naturales (día/noche, verano/invierno). Pueden mantener picos de carga por larga duración. No requieren de elementos almacenadores de energía 	<ul style="list-style-type: none"> Contaminan el ambiente en donde trabajan y producen mucho ruido. Necesitan de alto mantenimiento y el combustible para abastecerlos resulta caro, si se transporta a lugares remotos. Su eficiencia es mínima en el arranque y cuando operan fuera de su capacidad nominal. Altos costos de operación y mantenimiento.
Fuentes No Convencionales.	<ul style="list-style-type: none"> Utilizan los recursos naturales existentes en la región, como son viento, sol, caídas de agua, materia orgánica, etc. Costos de operación y mantenimiento mínimos. No contaminan o desperdician los recursos naturales. Operan con seguridad en forma autónoma. 	<ul style="list-style-type: none"> Las fuentes renovables dependen de ciclos naturales. Los costos iniciales de estos sistemas son altos en comparación con los de las fuentes convencionales.

Tabla 6.1. Comparación de fuentes de generación de energía

Debido a lo incosteable que resulta instalar en forma independiente a este tipo de fuentes, se dispuso combinar ambas fuentes y aprovechar al máximo las características de cada una de ellas, logrando como resultado un sistema híbrido que a la larga resulta mucho más rentable.

Tomando en cuenta la flexibilidad de este nuevo sistema, su aplicación se enfocó principalmente a los lugares remotos y de difícil acceso, en donde resulta complicado extender

una red para abastecer la energía eléctrica, y donde se requiere una disponibilidad del 100 % de la energía eléctrica; tales lugares son plataformas petroleras, bases militares, repetidoras de microondas, emisoras y repetidoras de radio, emisoras de satélites, etc.

En los últimos años, se han considerado a estos sistemas como una excelente opción para la electrificación de las comunidades rurales aisladas y remotas, en donde no es necesario tener una alta disponibilidad de la energía eléctrica, sino más bien para satisfacer algunas de sus necesidades básicas, con lo cual los costos de estos sistemas se abaten considerablemente comparado con la extensión de la red eléctrica.

V.2 Clasificación de Sistemas Híbridos

Los sistemas híbridos pueden clasificarse, de acuerdo a su configuración, como sistemas híbridos en serie, en paralelo y de alimentación alternada.

VI.2.1 Sistema Híbrido Serie

En el sistema híbrido serie, ya sea la fuente de energía renovable o el generador diesel es utilizado para mantener carga en un banco de baterías grande, tal como se ve en la figura 6.3. La energía del banco de baterías es convertida a corriente alterna (CA), en voltajes y frecuencias normalizadas mediante un inversor, y subsecuentemente esta energía es suministrada a la carga.

Aunque los principios de diseño del sistema híbrido serie son relativamente simples para implementarlos, éste tiene las siguientes desventajas:

- La eficiencia en conjunto es baja, debido a la configuración serie de los elementos del sistema.
- La capacidad de la batería tiene que ser substancialmente más grande que la demanda máxima del pico de carga,

agregando un componente almacenador costoso para el sistema, y

- Con entradas de fuentes renovables, tenemos control limitado del alternador diesel porque el sistema está basado en el nivel de carga en la batería antes que en la carga del lugar.

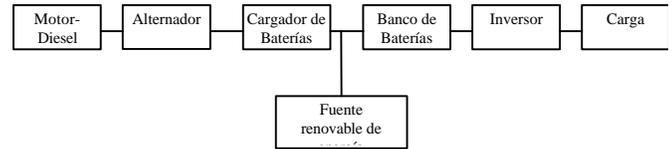


Figura 6.3. Sistema híbrido serie. (Novel Wind/Diesel/Battery Hybrid Energy System).

VI.2.2 Sistema Híbrido de Alimentación Alternada

En esta configuración, el alternador diesel satisface la carga durante el día y el pico de la tarde; el banco de baterías es cargado por las fuentes renovables y de algún exceso en el generador diesel. La energía es suministrada a la carga mediante la batería, a través del inversor durante el período de carga baja en la noche. En la figura 6.4 se muestra el esquema de este tipo de sistema.

Las principales ventajas del sistema son:

- Operación silenciosa en la noche.
- Mejoramiento parcial en el consumo de diesel.

Sin embargo, el tamaño del generador diesel tiene que satisfacer las cargas pico. No hay optimización de control en el generador diesel ya que la fuente switchada está basada en un simple cronómetro.

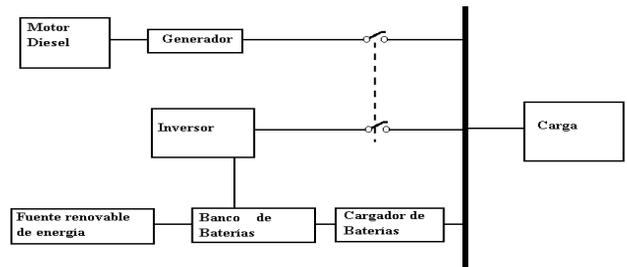


Figura 6.4. Sistema híbrido de alimentación alternada. (Novel Wind/Diesel/Battery Hybrid Energy System).

VI.2.3 Sistema Híbrido Paralelo

En este tipo de configuración, las fuentes renovables y el generador diesel suministran una porción de la demanda de la carga directamente. El generador diesel y el inversor trabajan en paralelo. Esta configuración, que se muestra en la figura 6.5, presenta varias ventajas, tales como:

- La carga del sistema puede ser satisfecha en mayor opción.
- La eficiencia del generador diesel puede ser maximizada, y
- Una reducción en las capacidades del generador diesel, batería y fuentes renovables mientras se satisfagan los picos de carga.

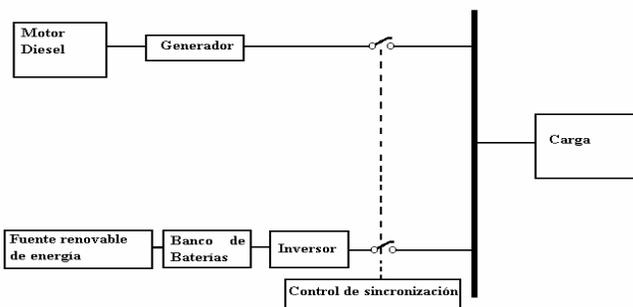


Figura 6.5. Sistema híbrido en paralelo. (Novel Wind/Diesel/Battery Hybrid Energy System).

VI.3 Descripción de los Elementos

VI.3.1 Inversores

Definición: Los inversores de voltaje son aquellos dispositivos electrónicos que transforman el voltaje en corriente directa en voltaje de corriente alterna de 60 Hz.

VI.3.1.1 Clasificación

Los inversores como fuentes de voltaje se clasifican en grandes rasgos en las siguientes categorías:

a) *Inversores de modulación por ancho de pulso (PWM Pulse-width Modulated).*- En estos inversores, la entrada de voltaje en corriente directa (cd) es esencialmente constante en magnitud, por tanto, el inversor controla la magnitud y la frecuencia de los voltajes de salida en corriente alterna (ca). Esto se realiza por un PWM a través de los interruptores del inversor. Existen varios esquemas para la inversión en los PWM a fin de que los voltajes de salida en ca se acerquen lo más posible a una onda senoidal.

b) *Inversores de onda cuadrada.*- La entrada de tensión en cd determina la magnitud de voltaje de salida en ca y el inversor controla la frecuencia de salida. La tensión de salida tiene una forma de onda cuadrada, de ahí el nombre de estos inversores.

c) *Inversores monofásicos con supresión de voltaje.*- En el caso de estos inversores con salida monofásica es posible controlar la magnitud y la frecuencia de voltaje de salida, aún cuando la entrada del inversor sea de un voltaje en cd constante y los interruptores del inversor no sean modulados por ancho de pulso, y en consecuencia la forma de onda del voltaje de salida es como el de una onda cuadrada. Por lo tanto, estos inversores combinan las características de los inversores anteriores. La técnica de supresión de voltaje sólo trabaja en inversores monofásicos y no en inversores trifásicos. Aquí describiremos el esquema llamado PWM-senoidal.

VI.3.1.2 Conceptos Básicos de los Inversores por Conmutación

Por simplicidad consideraremos inicialmente un inversor monofásico como el que se muestra en el diagrama de bloques de la figura 6.5a, donde el voltaje de salida de inversor es filtrado y entonces v_o se asumirá como senoidal. Desde que el inversor abastece una carga inductiva, como puede ser un motor de ca , i_o se retrasará con respecto a v_o tal como se ilustra en la figura 6.5b. Las formas de onda de salida de la figura 6.5b muestran que durante

el intervalo 1, v_o e i_o son positivos y negativos en el intervalo 3, por tanto, durante los intervalos 1 y 3 el flujo de potencia instantáneo $p_o (= v_o \times i_o)$ es desde el lado de cd al lado de ca , que corresponden a una operación en modo inverso. En contraste, v_o e i_o son de signos contrarios durante los intervalos 2 y 4 y entonces p_o fluye de lado de ca al lado de cd del inversor correspondiéndole un modo de operación como rectificador. Luego, el inversor con modo de conmutación de la figura 6.5a debe ser capaz de operar en los cuatro cuadrantes de la gráfica $v_o - i_o$ tal como se ve en la figura 6.5c durante cada ciclo de la salida de ca .

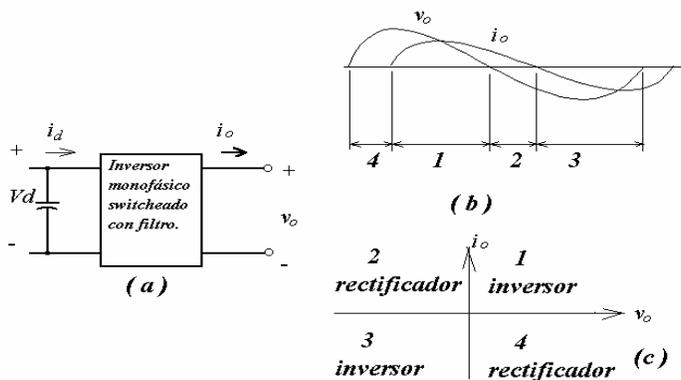


Figura 6.5. Inversor monofásico conmutado. (Power Electronics: Converters, Applications and Design).

Para entender las características de los inversores de cd a ca con una pierna de inversión, como lo vemos en la figura 6.6, primero asumiremos que la entrada de voltaje en cd (V_d) es constante y que los interruptores de inversión son modulados por ancho de pulso para formar y controlar el voltaje de salida.

En el proceso de conmutación por un PWM para una frecuencia de conmutación, la señal de control del interruptor, la cual controla el estado de encendido o apagado del interruptor, se genera comparando una señal de control de nivel de voltaje $v_{control}$ con una forma de onda repetitiva tal como se muestra en la figura 6.7a y 6.7b. La señal de control de voltaje generalmente se obtiene por amplificación del error, o la diferencia entre la salida actual de voltaje y su valor deseable. La frecuencia de la curva repetitiva con un pico constante, que se

muestra como una función de dientes de sierra, establece la frecuencia de conmutación. Esta frecuencia permanece constante en un control PWM y se escoge esta en el rango de algunos kilohertz a varios cientos de kilohertz. Cuando la señal de error amplificada, que varía muy despacio con respecto a la frecuencia de conmutación, es más grande que la función diente de sierra, la señal de control de conmutación llega a ser alta, y causa que el interruptor se encienda, de lo contrario, el interruptor se apaga.

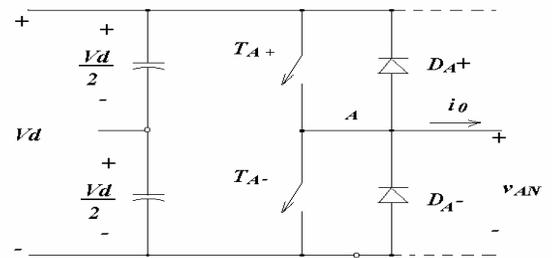


Figura 6.6. Inversor conmutado de una pierna. (Power Electronics: Converters, Applications and Design).

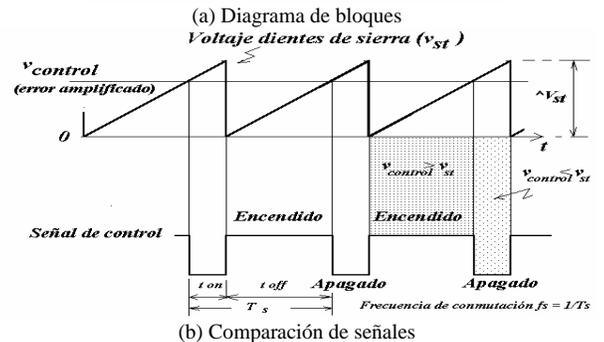
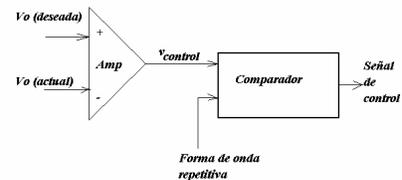


Figura 6.7. Diagrama de bloques de un modulador por ancho de pulsos (PWM). (Power Electronics: Converters, Applications and Design).

En los circuitos inversores por PWM es deseable que la magnitud y la frecuencia a la salida del inversor sean controladas, a fin de producir una forma senoidal a la salida para una

frecuencia deseada. Una señal de control senoidal para una frecuencia deseada se compara con una forma de onda triangular, como la que se ilustra en la figura 6.8a. La frecuencia de la función triangular determina la frecuencia de conmutación del inversor y generalmente permanece constante a una amplitud \hat{V}_{tri} .

Antes de discutir el funcionamiento de los PWM, es necesario definir algunos términos. La forma de onda triangular v_{tri} que se ve en la figura 6.8a es una frecuencia de conmutación f_s , la cual determina la frecuencia con la cual los interruptores del inversor conmutarán (f_s es también llamada frecuencia de acarreo). La señal de control $v_{control}$ se usa para modular la relación de conmutación y tiene una frecuencia f_1 que es la frecuencia fundamental que se desea a la salida del inversor, (f_1 también se le conoce como frecuencia de modulación) reconociendo que el voltaje de salida del inversor no será una onda senoidal perfecta y que contendrá armónicas de f_1 .

La relación de la modulación de amplitud m_a se define como:

$$m_a = \frac{\hat{V}_{control}}{\hat{V}_{tri}} \dots (6.1)$$

donde $\hat{V}_{control}$ es la amplitud máxima de la señal de control. La amplitud \hat{V}_{tri} de la señal triangular generalmente permanece constante.

La relación de modulación de frecuencia m_f se define como:

$$m_f = \frac{f_s}{f_1} \dots (6.2)$$

En el inversor de la figura 6.6b, los interruptores T_{A+} y T_{A-} son controlados basados en la comparación de $v_{control}$ y v_{tri} , resulta la siguiente salida de voltaje, independientemente de la dirección de i_o :

$v_{control} > v_{tri}$, T_{A+} está encendido, $v_{A0} = V_d / 2$
ó

$v_{control} < v_{tri}$, T_{A-} está encendido, $v_{A0} = -V_d / 2$

Como los dos interruptores nunca están apagados simultáneamente, la salida de voltaje v_{A0} fluctúa entre dos valores ($V_d/2$ y $-V_d/2$). v_{A0} y su componente fundamental (curva punteada) se muestran en la figura 6.8.

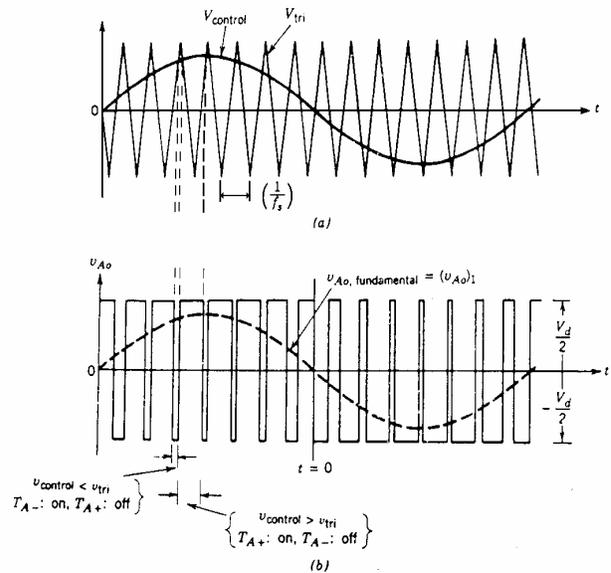


Figura 6.8. Modulación por ancho de pulso (PWM). (Power Electronics: Converters, Applications and Design).

VI.3.1.3 Inversores Trifásicos

Los inversores trifásicos son comúnmente usados para aplicaciones tales como fuentes ininterrumpibles de potencia en ca para abastecer cargas trifásicas o para controlar motores de *cd*. Es posible abastecer una carga trifásica por medio de tres inversores monofásicos separados, donde cada inversor produce una salida con un desplazamiento de 120° (de la frecuencia fundamental) con respecto a cada una. Aunque este arreglo podría preferirse bajo ciertas condiciones, se requiere para una salida trifásica un

transformador para cada una de las entradas por separado. En la práctica no se disponen de tales entradas. Por otro lado, se requieren doce interruptores. El circuito frecuentemente usado para inversores trifásicos consiste de tres piernas, una por cada fase como se muestra en la figura 6.9. Cada pierna del inversor es similar a la usada para describir al inversor básico de una pierna visto anteriormente. Por tanto, la salida de la pierna, por ejemplo v_{AN} (con respecto al bus negativo de cd) depende sólo de V_d y del estado de conmutación; la salida de voltaje es independiente de la corriente de carga de salida de uno o dos interruptores en una pierna que se encienden en cualquier instante. Ignoraremos los tiempos en blanco requeridos en circuitos reales y asumiremos los interruptores como ideales. Por tanto la salida de voltaje del inversor es independiente de la dirección de la corriente de la carga.

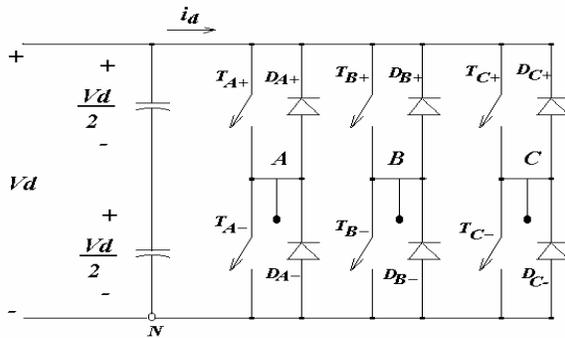


Figura 6.9. Inversor trifásico

Inversores PWM trifásicos como fuentes de voltaje. Al igual que los inversores monofásicos, el objetivo en los inversores modulados por ancho de banda es la de producir y controlar la salida trifásica de voltaje en magnitud y frecuencia con una entrada constante de tensión V_d . Para obtener las salidas trifásicas balanceadas en un inversor modulado por ancho de pulso trifásico (PWM) se utiliza la misma forma de onda triangular que ahora se compara con las tres curvas de control desfasadas 120° , tal como se ilustra en la figura 6.10a.

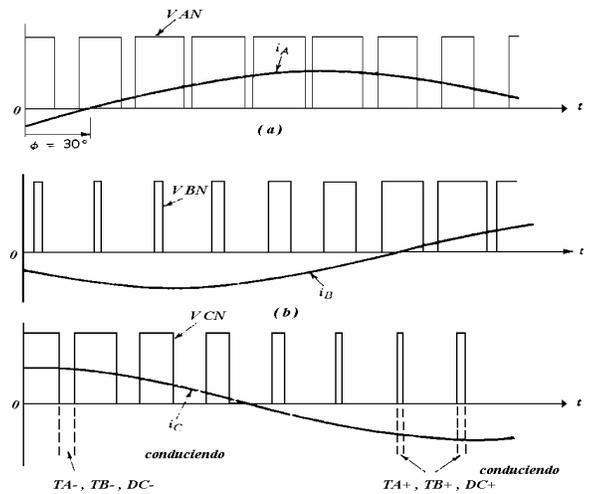


Figura 6.10. Formas de onda de un PWM trifásico. (Power Electronics: Converters, Applications and Design).

De este modo algunas de las armónicas dominantes en los inversores de una pierna pueden eliminarse desde los voltajes entre fases de los inversores trifásicos.

En la figura 6.11a se muestra un diagrama de bloques de un inversor trifásico, de tres piernas con fuente de voltaje. Si asumimos que este inversor abastece una carga trifásica de un motor de *ca*. Cada fase de la carga se muestra por medio de un circuito equivalente en forma simplificada con respecto a la carga neutral n . Las fem inducidas $e_A(t)$, $e_B(t)$ y $e_C(t)$ se asumen como senoidales. Bajo las condiciones de operación balanceada, es posible expresar las salidas de voltaje de fase a neutro v_{AN} , y de esta manera (con respecto a la carga neutral n), en términos del voltaje de salida del inversor con respecto al polo negativo de la fuente de cd N :

$$v_{Kn} = v_{KN} - v_{nN} \quad (k=A, B, C) \dots \dots \dots (6.3)$$

Cada voltaje de fase puede escribirse como:

$$v_{Kn} = L \frac{d_{ik}}{dt} + e_{kn} \quad (k=A, B, C) \dots \dots (6.4)$$

En una carga trifásica, 3 hilos

$$i_A + i_B + i_C = 0 \dots\dots\dots (6.5)$$

y

$$d \frac{-(i_A + i_B + i_C)}{dt} = 0 \dots\dots\dots (6.6)$$

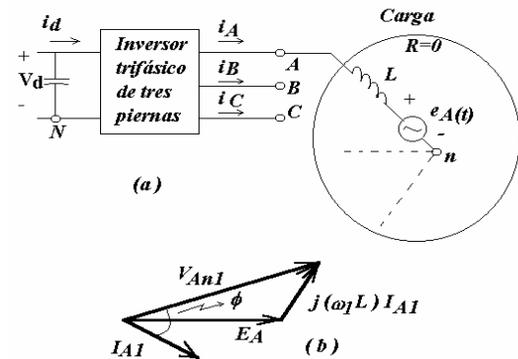


Figura 6.11. Inversor trifásico: (a) Diagrama del circuito, (b) Diagrama fasorial (de la frecuencia fundamental).

De una manera similar, bajo condiciones de operación balanceadas, las tres fuentes electromotrices se cancelan:

$$e_{An} + e_{Bn} + e_{Cn} = 0 \dots\dots\dots (6.7)$$

De las ecuaciones anteriores, se cumple la siguiente condición

$$v_{An} + v_{Bn} + v_{Cn} = 0 \dots\dots\dots (6.8)$$

Usando las ecuaciones de la 6.4 a la 6.8

$$v_{nN} = \frac{1}{3} (v_{AN} + v_{BN} + v_{CN}) \dots\dots\dots (6.9)$$

sustituyendo \$v_{nN}\$ de la ecuación 6.9 en la 6.4, puede escribirse que el voltaje de fase a neutro para la fase A como:

$$v_{An} = \frac{2}{3} v_{AN} - \frac{1}{3} (v_{BN} + v_{CN}) \dots\dots\dots (6.10)$$

Ecuaciones similares pueden escribirse para los voltajes de fase B y C.

Sólo las componentes de la frecuencia fundamental del voltaje de fase \$v_{An1}\$ y la corriente de salida \$i_{A1}\$ causan la transformación de la potencia real de la fuente de fuerza electromotriz (fem) \$e_A(t)\$ que se asume para ser senoidal y la carga resistiva no se toma en cuenta.

Por tanto, en forma fasorial, como se ve en la figura 6.11:

$$V_{An1} = E_A + j \omega_1 L I_{A1} \dots\dots\dots (6.11)$$

VI.3.1.4 Operación del PWM

Las formas de onda de voltaje y corriente asociadas a un inversor PWM se muestran en la figura 6.12. Como un ejemplo el ángulo de un desplazamiento de factor de potencia de la carga asumiremos que sea de \$30^\circ\$ (retraso), también se supone que la corriente de salida es una senoide perfecta. De la figura 6.12a a la 6.12c, la fase de tensión para la polaridad negativa del lado de \$cd\$ y la corriente de fase (\$v_{AN}, i_A\$, etc.) se dibujan aproximadamente para una cuarta parte del ciclo de la frecuencia fundamental.

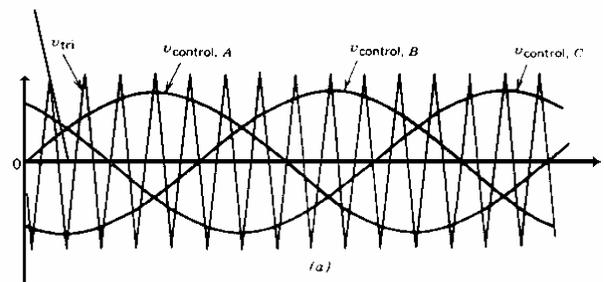


Figura 6.12. Formas de onda para un inversor PWM: ángulo del factor de potencia de la carga = \$30^\circ\$ de retraso. (Power Electronics: Converters, Applications and Design).

Observando el sistema de conducción en las figura 6.12a a la 6.12c notamos que hay intervalos durante los cuales las corrientes de fase \$i_A, i_B\$ e \$i_C\$ fluyen a través sólo de los elementos conectados del lado de \$cd\$. Esto implica que durante estos intervalos, las tres fases de la carga se cortocircuitarán y no habrá potencia de entrada desde el lado de \$cd\$, tal

como se ve en la figura 6.13. De forma similar, hay intervalos durante los cuales todos los elementos de conducción se conectan a la polaridad negativa del lado de cd resultando el circuito de la figura 6.13b.

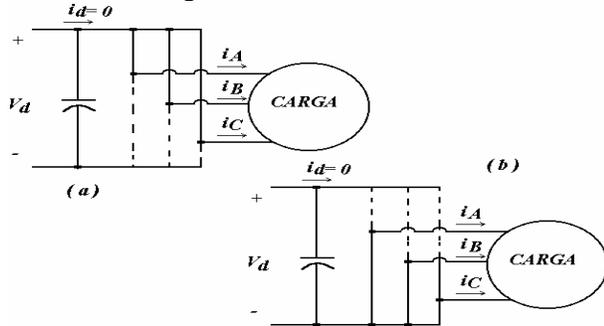


Figura 6.13. Estados de corto circuito para inversores PWM trifásicos. (Power Electronics: Converters, Applications and Design).

La amplitud de la salida de tensión se controla por la duración de esos intervalos de corto circuito. Intervalos semejantes de corto circuitos trifásicos no existen en un modo de operación de onda cuadrada. Por tanto, la amplitud de salida de tensión en un inversor de onda cuadrada debe ser controlado por el control de entrada de voltaje V_d .

VI.3.1.5 Protección del Inversor

Tanto la entrada como la salida del inversor deben estar protegidas con fusibles. También se debe instalar un interruptor de desconexión en los lados de ca y cd. Estos interruptores de seguridad deben ser accesibles y estar marcados claramente. Los inversores de potencia proveen energía a diversas cargas conectadas en paralelo. Como se ilustra en la figura 6.14 cada carga es abastecida a través de un fusible. En el caso de un corto circuito en una de las cargas, es importante para el inversor que el fusible opere para mantener el resto de las cargas. Por tanto, la corriente nominal de el inversor bajo condiciones de corto circuito mantenidas en cierto tiempo debe ser suficiente para que opere el fusible de la carga afectada.

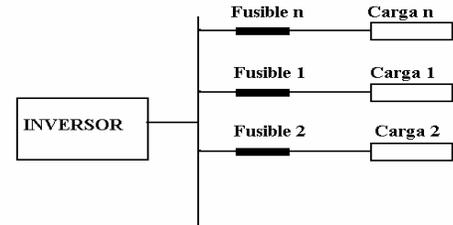


Figura 6.14. Un inversor abasteciendo varias cargas.

Limitador de corriente por control del PWM. Los componentes del inversor pueden protegerse sensando la salida de corriente y usando esta información limitar el ancho de pulso cuando la salida de corriente exceda los valores permitidos. Con una carga pesada los pulsos de corriente empiezan a limitarse y tienen una gran amplitud, el circuito es obligado entonces a presentar valores cortos de tiempos de encendido y apagado y altos valores di/dt para los elementos de conmutación.

Limitación de corriente por un circuito resonante LC. El circuito puente en la salida del inversor que se ve en la figura 6.15 está en resonancia serie con la frecuencia de salida. Si la carga de los capacitores e inductores es alta, la eficiencia total del inversor no apreciará cambios. En el caso de que ocurra una corriente de sobrecarga un interruptor actúa rápidamente y se conecta entre los puntos A y B. El circuito puente entonces opera como circuito resonante en paralelo y la frecuencia de operación y la impedancia para la corriente de carga llega a ser alta.

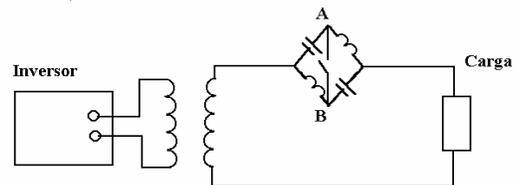


Figura 6.15. Limitación de corriente por resonancia.

VI.3.1.6 Instalación

El inversor no debe ser instalado en el mismo compartimento del banco de baterías ya que los gases que desprenden las baterías son corrosivos y pueden dañar los circuitos electrónicos. Además, la conmutación en el inversor puede producir chispas que podrían causar una explosión. Sin embargo, el inversor debe ser instalado cerca del banco de baterías para disminuir la caída de tensión por corrientes elevadas. Después de la conversión a corriente alterna se puede reducir el calibre de los conductores, porque la tensión de *ca* es más alta y la corriente es más baja. El inversor debe ser instalado en condiciones ambientales controladas debido a que las altas temperaturas y el polvo excesivo reducen la vida útil del dispositivo y podrían causar fallas. Se deben consultar las instrucciones de fábrica acerca de la temperatura de funcionamiento y de almacenaje.

VI.3.2 Banco de Baterías

Uno de los problemas actuales en la generación y suministro de energía eléctrica en este tipo de sistemas es el almacenamiento energía, siendo éste uno de los parámetros más importantes a considerar. Las fuentes no convencionales son dependientes de las características de cada región y durante los días que no se tenga recurso natural se tiene que buscar abastecer de energía, y almacenarse ésta cuando se genere más electricidad de la necesaria; aunque se cuenta con el generador diesel como respaldo, se tratará de utilizar lo menos posible y aprovechar al máximo el recurso natural. Por lo antes mencionado, el almacenamiento de energía es una parte fundamental del diseño, y el sistema más empleado para tal fin es el banco de baterías.

Definición: Un banco de baterías, es un conjunto de celdas electroquímicas conectadas en serie y/o paralelo para obtener la corriente y el voltaje deseados, las cuales son susceptibles de almacenar energía eléctrica en forma

química (carga), cederla a un equipo en forma de electricidad (descarga) y volverla a recuperar.

VI.3.2.1 Clasificación

Comercialmente existen dos tipos de celdas electroquímicas empleadas: plomo-ácido y níquel-cadmio. Las baterías níquel-cadmio presentan características de construcción y operación ventajosas respecto a las de plomo-ácido:

- La gravedad específica de la celda permanece constante, pueden permanecer a bajos estados de carga por largos períodos.
- No se requiere igualar la carga, por lo tanto, los controles pueden ser configurados para una mínima gasificación y así un mantenimiento mínimo.
- No se emiten humos corrosivos.
- Mayor ciclo de vida.
- Mejor resistencia a temperaturas extremas.
- Para cierta capacidad son más pequeñas y ligeras.

Como vemos, ofrecen ventajas deseables para las comunidades rurales pero tiene graves desventajas:

- El costo es tan alto que son poco usadas en sistemas híbridos.
- El cadmio es un material altamente tóxico, y presenta serios riesgos para deshecharlo.

Debido a estos inconvenientes, trataremos solamente las celdas de plomo-ácido.

VI.3.2.2 Conceptos Básicos

Los conceptos que se definen a continuación son de gran importancia para la selección de la batería, por lo tanto se debe tener bien claro el significado de ellos.

Ánodo.- Electrodo positivo de una celda electroquímica de batería hacia el cual fluye la corriente.

Batería libre de mantenimiento.- Batería a la que no es necesario agregarle agua para que mantenga el volumen del electrólito.

Batería primaria.- Batería cuya capacidad inicial no se puede recuperar mediante la aplicación de carga.

Batería secundaria.- Batería que después de descargarse se puede recargar hasta llegar a su capacidad total. Se le conoce normalmente como batería recargable.

Baterías.- Terminología de tipos de baterías:

Batería de ciclo poco profundo.- Batería que no se debe descargar más del 25% de su capacidad.

Batería de ciclo profundo.- Batería que puede ser descargada hasta un gran porcentaje de su capacidad.

Batería de electrólito cautivo.- Batería que contiene un electrólito inmóvil (gelificado o absorbido en el separador).

Batería de electrólito líquido.- Batería que contiene un líquido libre como electrólito.

Batería de Plomo-ácido.- Categoría general que incluye las baterías formadas con placas de plomo puro, plomo antimonio o plomo-calcio y un electrólito ácido.

Batería de cierre hermético.- Batería que tiene un electrólito cautivo y una tapa de ventilación. También se le llama batería hermética con regulación de válvula.

Batería con respiradero.- Batería con electrólito líquido libre y una tapa de respiración para el escape libre de gases que se producen durante la carga.

Capacidad nominal.- Es la máxima cantidad de energía que puede almacenar la batería. Sin embargo, la batería puede dañarse si se descarga hasta este nivel más de unas pocas veces.

Los factores principales que afectan la capacidad del acumulador son: *Régimen de descarga-Temperatura-Densidad (Gravedad Específica)-Voltaje Final.*

Carga de batería.- Energía eléctrica almacenada en una batería o acumulador.

Carga flotante.- Carga de régimen lento y continuo de una batería. Esta carga tiene una corriente igual o ligeramente mayor que la del

régimen de descarga espontánea. También se le conoce como carga de mantenimiento.

Carga lenta.- Carga de corriente continua a muy bajo régimen, destinada a mantener la batería en condición completamente cargada.

Cátodo.- Electrodo negativo de una celda electroquímica.

Celda de batería.- La unidad o sección más pequeña de una batería, que puede acumular energía eléctrica y es capaz de suministrar una corriente.

Ciclos de duración de una batería.- Número de ciclos de carga y descarga durante la vida útil de una batería.

Controladores.- Terminología de uso común:

Advertencia de baja tensión.- Señal luminosa o audible que indica la baja tensión de una batería.

Compensación de temperatura.- Función de un circuito que ajusta los puntos o niveles de desconexión, ya sea de alta o baja tensión, de una batería.

Controlador de carga.- Aparato que controla el régimen y la condición de carga de las baterías o banco de baterías.

Los controladores no son aparatos simples, porque el estado de recarga del banco de baterías depende de muchos factores y es difícil de medir. El controlador debe tener suficiente capacidad para controlar la máxima corriente producida por el sistema en su conjunto.

Otras funciones comunes de estos dispositivos son:

- Puntos de control ajustable para:
 - Desconexión de alta tensión.
 - Desconexión de baja tensión.
- Compensación de temperatura.
- Alarma de baja tensión.
- Protección contra el flujo inverso de corriente.
- Funcionamiento en el punto de potencia máxima.
- Instrumentos medidores de tensión, etc.

Controlador de etapa única.- Controlador con un solo nivel de activación para regular la

aplicación de carga a la batería o el suministro de carga desde la batería.

Controlador multietapa.- Controlador que permite regular los niveles múltiples de aplicación de carga a la batería o el suministro de carga desde la batería.

Densidad.- Como habíamos mencionado, otro factor que afecta la capacidad es la densidad, ya que los electrolitos de diferentes gravedades o "densidades" contienen distintas cantidades de ácido por volumen. El grado hasta el cual la densidad afecta la capacidad de la celda, variará considerablemente según el tipo y el diseño de la batería. Una regla empírica que se aplica generalmente, es que una diferencia de 25 puntos en la densidad, hará variar la capacidad entre 8 y 10%.

Descarga.- Extracción de energía eléctrica de una batería.

Descarga espontánea de batería.- Pérdida de energía química de una batería sin estar bajo suministro de carga.

Electrolito.- Sustancia que suministra el mecanismo conductor de iones entre el electrodo negativo y el positivo de una batería.

Estado de carga.- Es la capacidad de una batería expresada como un porcentaje de la capacidad nominal.

Gasificación.- Gases que se forman en una batería durante la aplicación de carga.

Gravedad específica.- Relación entre el peso de una solución o electrolito de una batería y el peso del mismo volumen de agua a una temperatura especificada.

Igualación.- Proceso de recuperación de todas las celdas de una batería hasta igualar el estado de carga.

Placa.- Lámina delgada de metal u otro material, destinada a acumular energía eléctrica en una batería.

Profundidad de descarga.- Es el porcentaje de la capacidad nominal que se extrae de la batería. Hay dos términos, ciclo poco profundo y ciclo profundo. Las baterías de ciclo poco profundo son más livianas y menos costosas, pero no durarán mucho tiempo si se exceden regularmente los niveles de descarga; generalmente no deben descargarse más de un 25%. Las baterías de ciclo profundo pueden

soportar descargas diarias de hasta un 80% de su capacidad.

Régimen de carga.- Velocidad con que se recarga una batería. Se expresa como una relación entre la capacidad de la batería y el flujo de corriente. Por ejemplo C/5.

Régimen de descarga.- Es una relación entre la capacidad nominal (C) de la batería y el tiempo en que uno la quiera descargar. En otras palabras es la velocidad de extracción de corriente de una batería. Se expresa como una relación entre la capacidad de la batería y el régimen de descarga de corriente. También se denomina régimen C.

Sobrecarga.- Introducción de carga excesiva en una batería que ya está cargada completamente.

Sulfatación.- Formación de cristales de sulfato de plomo en las placas de una batería o acumulador de plomo-ácido. La sulfatación puede dañar permanentemente la batería.

Temperatura.- A temperaturas elevadas, es usual que se aceleren muchas reacciones químicas y esto mismo sucede con los acumuladores, además de que disminuye la resistencia óhmica y la viscosidad del electrolito, con lo cual se reduce la caída de voltaje dentro de la celda y se mantiene su voltaje terminal a un valor más alto. Estos factores se combinan para aumentar la capacidad de la batería a altas temperaturas y reducirla a bajas temperaturas.

Voltaje Final.- El término *voltaje final* se utiliza para designar el voltaje mínimo aceptable y útil con diversos regímenes de descarga y es el valor al cual se puede lograr la máxima cantidad de amperes-hora antes de que el voltaje de las celdas empiece su caída rápida.

El *voltaje final* seleccionado depende en gran parte de su aplicación. Por ejemplo, con un régimen muy moderado (72 horas) este valor puede llegar a ser muy alto, por ejemplo 1.85 volts por celda (vpc) o puede ser sumamente bajo, a razón de 1 vpc en el caso de descargas fuertes como en el caso de arranque de motores.

VI.3.2.3 Baterías de Plomo-Acido

La celda electroquímica plomo-ácido consta de cuatro partes principales: un medio electrolítico (ácido sulfúrico diluido o en suspensión), los electrodos positivos (rejillas de plomo recubiertas de peróxido de plomo), los electrodos negativos (rejillas de plomo recubiertas de plomo esponjoso) y la jarra o vaso que contiene la celda. El plomo en las rejillas usualmente se mezcla con otros metales para darles rigidez. Se utiliza antimonio o calcio y pequeñas cantidades de cadmio adicionales. La aleación de la placa tiene un efecto importante en el comportamiento y la vida de las celdas.

Las baterías de plomo ácido son las más utilizadas comercialmente, aunque como ya vimos existen otros tipos de baterías. Las de plomo-ácido se clasifican en baterías inundadas y baterías selladas o libres de mantenimiento las cuales se definen brevemente a continuación.

Baterías "inundadas".- Para la aleación de la placa se utiliza antimonio, como resultado se tiene una celda más resistente a las temperaturas altas y muy tolerante a las descargas profundas, pero la auto-descarga (pérdida de energía dentro de la misma celda) aumenta y la pérdida de agua por electrólisis se incrementa, por lo que las celdas no pueden ser selladas. Este tipo de baterías son las llamadas "inundadas" y son las más recomendadas para usarse en las comunidades rurales, dentro de sus ventajas se incluye el bajo mantenimiento y alta efectividad en la conversión de energía. Sus desventajas son las siguientes:

- Dificultad en el manejo e instalación.
- Costosa al usarse sin un estudio de impacto en el medio.
- Sensitivo a metodología de carga (deberá ser recargada por completo y nivelada periódicamente).
- El electrolito deberá mezclarse regularmente para prevenir estratificación.
- Requiere de agua destilada para reemplazar pérdidas por gasificación.

Baterías selladas o "libres de mantenimiento".- La aleación de calcio en las rejillas de plomo disminuye la pérdida de agua permitiendo baterías libres de mantenimiento, además de disminuir la auto descarga. Estas baterías selladas y combinadas se conocen como baterías "libres de mantenimiento" o "reguladas por válvula". Los dos tipos básicos de construcción usan ya sea separadores de microfibras de vidrio o electrolito tipo gel. Las ventajas de contar con baterías totalmente selladas son las siguientes:

- No es necesario añadir periódicamente agua. Este no es sólo un componente muy costoso para el régimen de operación y mantenimiento, sino que la contaminación del electrolito con impurezas en el cambio de agua, ha causado problemas en instalaciones rurales.
- Se elimina el rocío y chorreo del ácido.
- Es mucho más fácil el envío, manejo e instalación de la batería.
- Todos los aspectos en cuanto a seguridad mejoran.

Actualmente se están usando con éxito éste tipo de baterías para algunos sistemas de energía rurales, sin embargo aún quedan muchas limitaciones entre las cuales están:

- Servicio de vida reducido. Se diseñan para contar con una buena eficiencia y recombinación del gas, sin embargo esta configuración es contraria a una capacidad de ciclo profundo y largo servicio de vida.
- Poca resistencia a altas temperaturas. La difusión aumenta dramáticamente a temperaturas elevadas, el agua que se pierda de la celda no puede reemplazarse, y cualquier pérdida de agua significa pérdida de capacidad.
- Variación de celdas. Un problema común es la amplia distribución de voltajes y capacidades, como las celdas no pueden ser "igualadas" es difícil colocar las celdas en una sola cadena al mismo nivel. Si una celda cambia con el tiempo a un nivel relativamente más bajo, y se descarga la cadena, esta celda puede revertir el voltaje, y

convertirse en un vertedero de energía, producir grandes cantidades de gas y explotar, esto se convierte en un gran problema en las cadenas de alto voltaje.

- Corrosión acelerada de la red. Se usa comúnmente una alta gravedad específica para compensar la batería sellada y reducir el volumen de electrolito. Una mayor gravedad específica acelera la corrosión positiva de la red, éste efecto es aumentado por las altas temperaturas del medio mexicano.

Las ventajas de las baterías selladas son numerosas e importantes y las desventajas arriba mencionadas pueden ser resueltas.

V.3.2.4 Principio de Operación

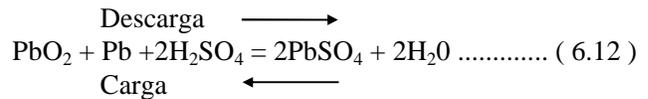
En una batería totalmente cargada, todo el material activo de las placas positivas es peróxido de plomo; el de las placas negativas, es plomo esponja puro. Todo el ácido está contenido en el electrolito la gravedad específica se encuentra al máximo. Cuando se va descargando la batería, una parte del ácido se separa del electrolito que se encuentra en los poros de las placas, forma una combinación química con el material activo y lo convierte en sulfato de plomo a la vez que produce agua. Según continúa la descarga, se va extrayendo ácido adicional del electrolito y se forman más sulfato y más agua. Cuando continúa este proceso, puede entenderse fácilmente el por qué de la disminución de la densidad en una batería descargada, ya que la proporción de ácido es menor en relación con la cantidad de agua.

Cuando el acumulador es sometido a carga, ocurre una acción inversa. El ácido contenido en el material activo sulfatado es expulsado y retorna al electrolito. Este retorno del ácido al electrolito disminuye la cantidad de sulfato en las placas y hace aumentar la densidad, la cual continuará aumentando hasta que haya sido expulsado todo el ácido contenido en las placas y se encuentre otra vez formando

parte del electrolito. Con ello ya no habrá sulfato en las placas.

Una vez que todo el ácido ha regresado al electrolito, aunque se siga sometiendo a carga el acumulador, la densidad ya no aumentará más. Todo el ácido de las celdas se encuentra en el electrolito y es cuando se dice que el acumulador está totalmente cargado. El material de las placas positivas ha vuelto a ser peróxido de plomo, el de las negativas es plomo esponja puro y la densidad se encuentra a su máximo.

Cuando las celdas van llegando a su estado de carga total, ya no pueden absorber toda la energía de la corriente de carga; ese sobrante desintegra el agua del electrolito en sus dos componentes, es decir en hidrógeno y en oxígeno, que son liberados en forma de gases que salen de las celdas. La fórmula química utilizada es:



La capacidad de una batería, o sea su habilidad para suministrar potencia, se suele expresar generalmente en amperes-hora, que es simplemente la multiplicación de la descarga en amperes por el tiempo en horas.

La disminución en la densidad durante la descarga es proporcional a la cantidad de amperes-hora que se están descargando. Esto se observa en la línea recta en la figura 6.16, la cual indica las lecturas de la densidad aproximada tomadas durante una descarga. Sin embargo, durante la carga, como se observa en la línea curva, el aumento en la densidad, medido con el hidrómetro, no es uniforme ni proporcional a la cantidad de carga (en amperes-hora). Durante el principio de la carga, no existe nada que pueda mezclar o agitar el electrolito y un porcentaje del ácido pesado que sale de las placas no es posible que pueda ser alcanzado ni medido con el hidrómetro. Por lo tanto durante esta etapa de la carga, la lectura del hidrómetro no representa el verdadero

estado de carga de la batería. Posteriormente, cuando empiezan a desprenderse gases, todo el electrolito se mezcla con mayor rapidez y la densidad medida en la parte superior de las celdas asciende rápidamente a su valor de carga total. La línea punteada indica los amperes-hora devueltos a la batería y señala cuál *debería ser* la lectura de la densidad si fuera posible mantener el electrolito totalmente mezclado durante toda la carga. Este "retraso" en el aumento de la densidad no indica que la batería no esté aceptando la carga y no reduce tampoco la capacidad de corriente del acumulador.

Si la batería es sellada se debe correlacionar el voltaje en sus terminales con el estado de carga. En este caso, lo mejor es medir el voltaje cuando se está descargando la batería y compararlo con las curvas que proporciona el fabricante, ya que la densidad de electrolito no se puede medir.

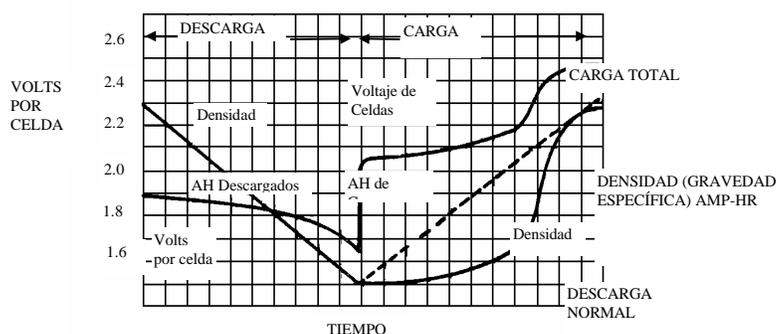


Figura 6.16. Características típicas de voltaje y densidad (gravedad), carga y descarga a régimen constante. (El Acumulador Eléctrico Tipo Plomo Acido).

VI.3.2.5 Comentarios

Se debe recalcar que es importante calcular las pérdidas de energía del subsistema de almacenamiento, así como las corrientes parásitas del subsistema auxiliar, para sumar

estas necesidades al patrón de carga, y de esta forma conocer la energía total requerida.

Las fallas y el tiempo de mantenimiento son las causas principales que reducen la disponibilidad de cualquier sistema de energía. Sin embargo, si se utilizan sistemas fotovoltaicos, la disponibilidad adquiere una incertidumbre adicional debido a las variaciones de la fuente de energía del sistema.

Se deben proteger las baterías para que el sistema pueda operar con seguridad. Se recomienda mantener las baterías lejos del tránsito de personas y animales, ubicarlo en un lugar bien cubierto y protegido de la lluvia, heladas y escombros. La ventilación es importante.

En climas templados conviene almacenar las baterías en cajas térmicamente aisladas, fuera de alguna casa o en un cobertizo. En climas extremos, se aislarán las baterías colocándolas en un cajón cerrado. Se recomienda dejar siempre una separación de 2.5cm entre baterías para fines de ventilación.

La temperatura óptima para las baterías es de 21°C, no deberán ubicarse las baterías donde puedan congelarse o donde las temperaturas sobrepasen los 24°C en verano.

Precauciones: Las baterías pueden desprender gas hidrógeno, altamente inflamable, cuando son recargadas. No se deben colocar cerca de un calentador de agua, chimenea, estufa, calefactor, horno o cualquier otro lugar donde exista la posibilidad de llama viva o chispa. Las baterías contienen ácido sulfúrico, por lo que no se dejarán que hagan contacto con la ropa, piel u ojos. Para reducir la probabilidad de electrocuciones ó quemaduras, deberán cumplirse las recomendaciones que se indiquen en los reglamentos de seguridad eléctrica necesariamente existentes.

El mantenimiento es sencillo y tiene efectividad si se sigue con cuidado, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante para el

tipo de batería empleado. En general el mantenimiento consiste en:

? Limpieza de las terminales de la celda para eliminar depósitos (usualmente sulfatos) y aplicación de grasa anticorrosiva. Existen compuestos en el mercado específicamente para ello que permiten extender los períodos entre cada limpieza.

? Adición de agua en caso de celdas "inundadas". Nunca se debe añadir ácido porque éste no se pierde en los procesos de carga y descarga de la batería. El agua debe estar libre de minerales (destilada o desmineralizada). Si se añade agua común, las pérdidas por electrólisis y la autodescarga se incrementa.

? Nunca debe permitirse que el nivel del electrolito baje tanto que deje al descubierto las placas.

? Medición de la densidad, si éste es posible.

En la compra de baterías es necesario considerar muchos factores que pueden tener más importancia que la decisión técnica de capacidad. Hay una gran variación de calidad de baterías y de costo por ampere-hora de capacidad. Se deben conocer las características y el costo de diferentes clases de baterías para poder tomar una decisión inteligente. Recordar que es más importante comprar baterías de alta calidad diseñadas para aplicaciones fotovoltaicas o híbridas que satisfacer un valor de almacenaje de ampere-horas. Las baterías de automóviles no se deben usar para aplicaciones fotovoltaicas. Estas baterías están diseñadas para producir un alto valor de amperes durante un corto periodo de tiempo para poder arrancar motores fríos y luego se recargan rápidamente. Las baterías fotovoltaicas funcionan de un modo distinto y son diseñadas en forma diferente.

VI.3.3 Sistema General Central (CGS)

La función principal del CGS en sistemas híbridos es la de monitorear y regular todo el sistema de energía para proporcionar un óptimo desarrollo bajo las diferentes condiciones de

operación. Las funciones específicas proporcionadas por el sistema controlador incluye la regulación de cargas de los subsistemas fotovoltaicos, la regulación de la carga, el control del motor-generator diesel, la protección al banco de baterías contra sobrecargas o descargas excesivas y proporcionar seguridad en la operación de todo el sistema. Además el controlador debe contar con un sistema de monitoreo y diagnóstico de todo el conjunto, al igual que, la coordinación de todas las fuentes de energía. Por otro lado, es importante que cuente con un control manual por si este llega a fallar. En la figura 6.17 se muestra un diagrama general de un controlador para sistemas híbridos.

Debido al adelanto que han tenido los dispositivos de estado sólido, se tienen sistemas de control para sistemas híbridos que hacen a estos más eficientes y los pueden hacer completamente automáticos, de acuerdo a la complejidad de control que se elija. Esto es de gran ayuda en lugares lejanos y de difícil acceso, ya que no se requiere de varios o incluso de ningún operador para que el sistema trabaje adecuadamente. Esto respecto al costo total final que tiene el sistema es de gran importancia, pues si bien el costo de los controladores está en función de su complejidad, sus ventajas a largo plazo son la gran flexibilidad y en la reducción de los costos y tiempo de operación.

Como hemos visto anteriormente, una configuración del sistema híbrido trabajando en paralelo es una de las mejores opciones que se tienen. Los sistemas de control permiten la operación del inversor para que trabaje en paralelo con el grupo generador diesel. En este tipo de arreglo, el inversor puede trabajar ya sea enviando energía a la carga junto con el generador diesel o aceptar energía desde el generador diesel y operar como un cargador de baterías. La función del controlador, es la de supervisar la operación del sistema, seleccionando el modo de operación más apropiado para que la carga sea siempre abastecida, sin interrumpir el suministro de energía.

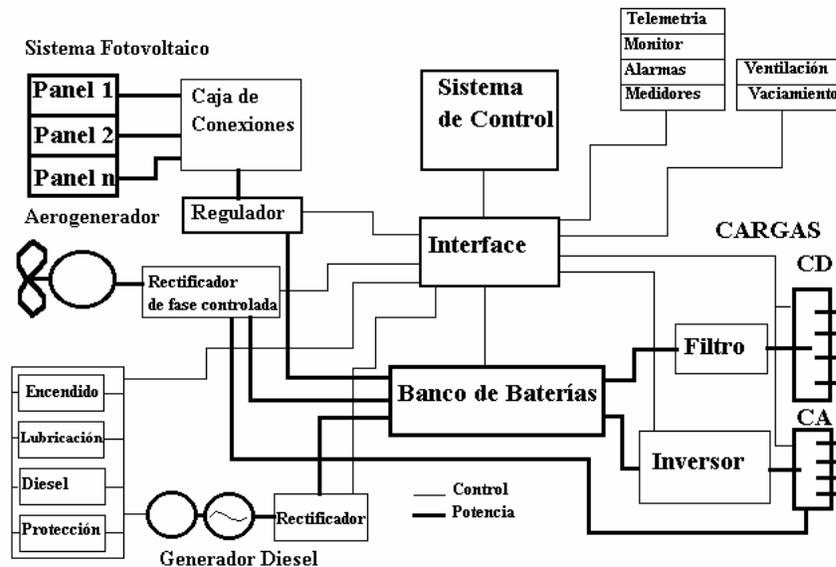


Figura 6.17. Sistema de control para el sistema híbrido. (Integrated Power Corporation).

Básicamente un sistema híbrido en paralelo puede operar en una de las siguientes tres formas:

- Operación del inversor únicamente.
- Operación del generador diesel y el inversor en paralelo.
- Operación del generador diesel y el inversor en paralelo, pero con el inversor actuando a la inversa como cargador de batería

Estos tres modos de operación se observan esquemáticamente en la figura 6.18.

Si el estado de carga de la batería se encuentra arriba de un nivel mínimo, el controlador lo detecta, y al arrancar, el mismo controlador cambia a la operación donde el inversor trabaja solo. Cuando la demanda de carga se incrementa por arriba de un valor dado, el controlador lo detecta y hace arrancar el generador diesel y lo hace trabajar en paralelo con el inversor. Dependiendo de la carga que se tenga en el sitio, el controlador hace que el

inversor trabaje ya sea suministrando energía a la carga en paralelo con el generador diesel o como cargador de baterías. Cuando la carga vuelve a caer, el controlador lo detecta y el sistema regresa a la operación del inversor trabajando solo.

Dentro de su operación normal, el controlador puede efectuar otras funciones tales como: voltaje fuera de rango, pérdida de sincronización, fallas del inversor e incluso (en algunos controladores), verificar el nivel de la batería para poder diagnosticar si ésta se encuentra en un nivel bajo, en cuyo caso arrancará al generador diesel para cargar nuevamente a un nivel adecuado a la batería.

El controlador puede ser creado para optimizar el flujo de energía desde el aerogenerador o desde el sistema fotovoltaico al banco de baterías.

Existen controladores que incluyen un disipador de energía controlado, para que los dispositivos generadores de fuentes renovables trabajen en su carga óptima siempre que el

banco de baterías este completamente cargado. Esto es, entre más disminuya la carga del banco de baterías, el controlador detecta el nivel de tensión y empieza a cargar; por otro lado, registra que la batería este a su nivel requerido, la carga es abastecida y los generadores de las fuentes renovables están a su máxima generación, manda el exceso de energía al depósito donde la disipará, para no causar problemas en el equipo, especialmente a las baterías que pueden resultar averiadas.

baterías. El controlador supervisa la operación del sistema, seleccionando el modo más apropiado de operación para que la carga del sistema sea suministrada, sin interrumpir el suministro de energía.

La tecnología de control se ha desarrollado para seguir la operación del inversor en paralelo con un equipo convencional generador diesel. En este modo el inversor puede ya sea compartir la carga con el generador diesel o aceptar energía desde el generador diesel y operar como un cargador de

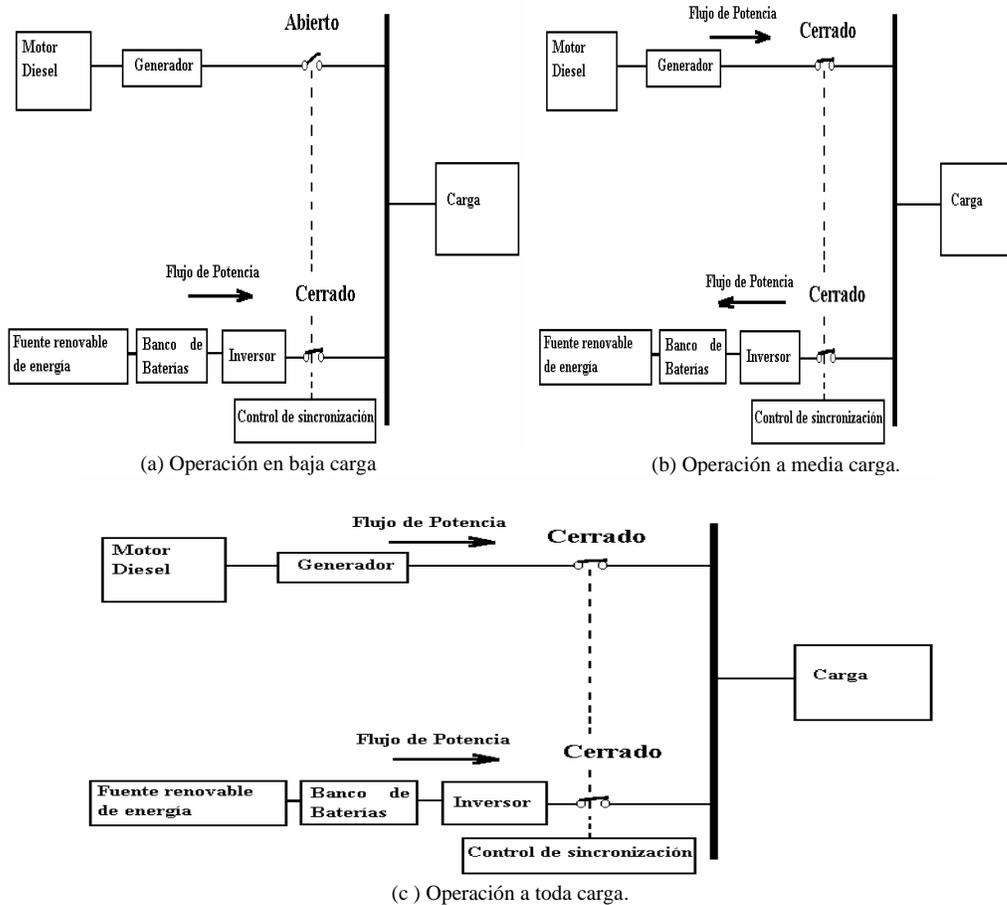


Figura 6.18. Operación del sistema híbrido en paralelo. (Novel Wind/Diesel/Battery Hybrid Energy Sistem).

Los principios de operación del sistema híbrido paralelo pueden ser explicados por el circuito equivalente que se ve en la figura 6.19. Usando un inversor PWM con una salida de red compatible se sigue el uso de análisis convencional y diagramas fasoriales basados en formas de onda senoidales. Asumiendo que tanto el inversor y el generador diesel pueden ser modelados como una fuente de voltaje en serie con una reactancia inductiva. El voltaje de carga V es el que aparece a través de la carga compleja como se observa en la figura 6.21. La expresión general para la potencia aparente que fluye entre el generador diesel y el inversor está dada por:

$$S = \frac{E_1 E_2}{(X_1 - X_2)} \sin(\delta_1 - \delta_2) - j \left\{ \frac{E_1 E_2}{(X_1 - X_2)} \cos(\delta_1 - \delta_2) - \frac{E_1^2}{(X_1 - X_2)} \right\} \dots\dots (6.13)$$

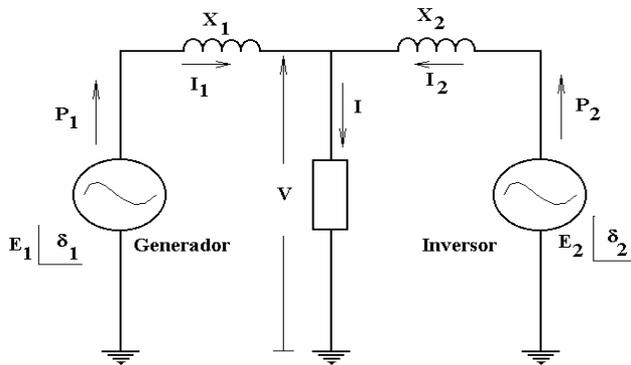


Figura 6.20. Circuito equivalente del sistema. (Novel Wind/Diesel/Battery Hybrid Energy System).

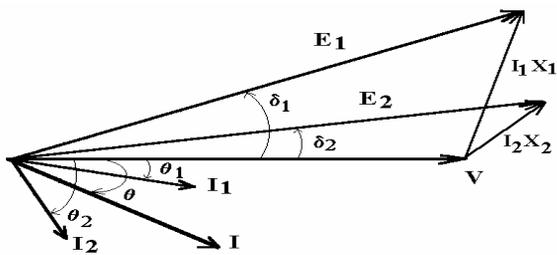


Figura 6.21. Diagrama fasorial del sistema. (Novel Wind/Diesel/Battery Hybrid Energy System).

Se puede notar desde la ecuación 6.13 que el flujo de potencia real es bidireccional yendo desde el generador al inversor por $(\delta_1 - \delta_2)$ positivo y viceversa por $(\delta_1 - \delta_2)$ negativo.

Para una carga dada P , la potencia relativa suministrada por cada fuente puede ser controlada variando el ángulo asociado con el inversor, es decir, el ángulo entre la salida del inversor y el voltaje de carga.

Instalación.

El controlador siempre se debe proteger contra la intemperie, instalándolo en un gabinete o panel a prueba de polvo. Un calor excesivo causará la falla del dispositivo, es por ello que se recomienda instalar el controlador en un área con sombra y con una ventilación adecuada. Los controladores no deben ser instalados cerca del banco de baterías que producen gases.

Bibliografía

Nayar, C. V.; Philips, S. J.; James, W. L.; Pryor, T. L.; Remmer, D.; Energy Solar, Vol 51. Novel Wind/ Diesel/ Battery Hybrid Energy Sistem; 1991, pp. 65-78, 1991.

Mohan, Ned; Undeland, Tore; Robbins, Willian; Power Electronics: Converters, Applications and Design; Ed. John Wiley & Sons; 1989; USA.

General Electric; SCR Manual, Including Triacs and others Thyristors; Ed. Prentice-Hall Inc.; Englewood Cliffs, N. J., USA; 1982.

Photovoltaic Design Assistance Center SANDIA National Laboratories; Hybrid Power Systems: Issues & Anwers; De. Daystar, Inc; Albuquerque, New Mexico; USA; 1992.

EXIDE, Sistemas de Conversión de energía; El Acumulador Eléctrico Tipo Plomo Acido.

General Motor Corp.; AGV-Photovoltaic, Delco Remy.

Integrated Power Corporation; Photovoltaic and Hybrid Remote Power Systems; 1988.

Advance Energy Systems PTY LTD; Sinemax Inverter / Charger System. Instruction Manual; 1993.

CAPÍTULO VI

SISTEMAS HÍBRIDOS

VI.1 Introducción

Un sistema híbrido con fuentes alternas está definido como cualquier sistema eléctrico de potencia que cuenta con varias fuentes de generación de energía eléctrica. Usualmente se utiliza un generador convencional diesel o gas, y una o varias fuentes no convencionales de energía, como son los sistemas fotovoltaicos, aerogeneradores, microhidroeléctricas, etc.

Complementan al sistema elementos que permiten acondicionar la energía generada de acuerdo a las necesidades requeridas; dichos elementos son: un inversor de potencia, un banco de baterías, un controlador, rectificadores y sistema de protección, entre otros (fig.6.1).

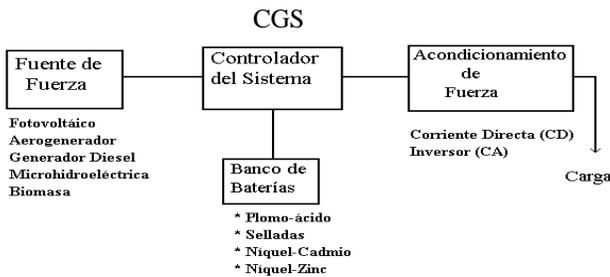


Figura 6.1. Diagrama de bloques de un sistema híbrido.

Como se comento anteriormente, nos enfocamos a hablar de los sistemas híbridos conformados por un sistema de generación a diesel, un sistema fotovoltaico o un sistema eoloeléctrico o un sistema microhidroeléctrico. (fig. 6.2).

En la tabla 6.1 se mencionan -a grandes rasgos- las características de las fuentes generadoras de energía eléctrica, mencionadas en capítulos anteriores y que para nuestro estudio son de gran importancia.

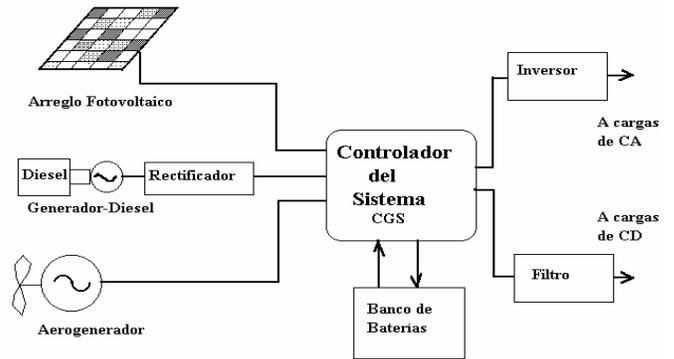


Figura 6.2. Sistema híbrido eólico-diesel-fotovoltaico.

	Ventajas:	Desventajas:
Fuentes Convencionales	<ul style="list-style-type: none"> Son por todos conocidas y se adquieren fácilmente. Operan independientemente de ciclos naturales (día/noche, verano/invierno). Pueden mantener picos de carga por larga duración. No requieren de elementos almacenadores de energía 	<ul style="list-style-type: none"> Contaminan el ambiente en donde trabajan y producen mucho ruido. Necesitan de alto mantenimiento y el combustible para abastecerlos resulta caro, si se transporta a lugares remotos. Su eficiencia es mínima en el arranque y cuando operan fuera de su capacidad nominal. Altos costos de operación y mantenimiento.
Fuentes No Convencionales.	<ul style="list-style-type: none"> Utilizan los recursos naturales existentes en la región, como son viento, sol, caídas de agua, materia orgánica, etc. Costos de operación y mantenimiento mínimos. No contaminan o desperdician los recursos naturales. Operan con seguridad en forma autónoma. 	<ul style="list-style-type: none"> Las fuentes renovables dependen de ciclos naturales. Los costos iniciales de estos sistemas son altos en comparación con los de las fuentes convencionales.

Tabla 6.1. Comparación de fuentes de generación de energía

Debido a lo incosteable que resulta instalar en forma independiente a este tipo de fuentes, se dispuso combinar ambas fuentes y aprovechar al máximo las características de cada una de ellas, logrando como resultado un sistema híbrido que a la larga resulta mucho más rentable.

Tomando en cuenta la flexibilidad de este nuevo sistema, su aplicación se enfocó principalmente a los lugares remotos y de difícil acceso, en donde resulta complicado extender

una red para abastecer la energía eléctrica, y donde se requiere una disponibilidad del 100 % de la energía eléctrica; tales lugares son plataformas petroleras, bases militares, repetidoras de microondas, emisoras y repetidoras de radio, emisoras de satélites, etc.

En los últimos años, se han considerado a estos sistemas como una excelente opción para la electrificación de las comunidades rurales aisladas y remotas, en donde no es necesario tener una alta disponibilidad de la energía eléctrica, sino más bien para satisfacer algunas de sus necesidades básicas, con lo cual los costos de estos sistemas se abaten considerablemente comparado con la extensión de la red eléctrica.

V.2 Clasificación de Sistemas Híbridos

Los sistemas híbridos pueden clasificarse, de acuerdo a su configuración, como sistemas híbridos en serie, en paralelo y de alimentación alternada.

VI.2.1 Sistema Híbrido Serie

En el sistema híbrido serie, ya sea la fuente de energía renovable o el generador diesel es utilizado para mantener carga en un banco de baterías grande, tal como se ve en la figura 6.3. La energía del banco de baterías es convertida a corriente alterna (CA), en voltajes y frecuencias normalizadas mediante un inversor, y subsecuentemente esta energía es suministrada a la carga.

Aunque los principios de diseño del sistema híbrido serie son relativamente simples para implementarlos, éste tiene las siguientes desventajas:

- La eficiencia en conjunto es baja, debido a la configuración serie de los elementos del sistema.
- La capacidad de la batería tiene que ser substancialmente más grande que la demanda máxima del pico de carga,

agregando un componente almacenador costoso para el sistema, y

- Con entradas de fuentes renovables, tenemos control limitado del alternador diesel porque el sistema está basado en el nivel de carga en la batería antes que en la carga del lugar.

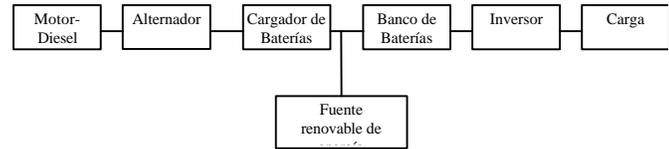


Figura 6.3. Sistema híbrido serie. (Novel Wind/Diesel/Battery Hybrid Energy System).

VI.2.2 Sistema Híbrido de Alimentación Alternada

En esta configuración, el alternador diesel satisface la carga durante el día y el pico de la tarde; el banco de baterías es cargado por las fuentes renovables y de algún exceso en el generador diesel. La energía es suministrada a la carga mediante la batería, a través del inversor durante el período de carga baja en la noche. En la figura 6.4 se muestra el esquema de este tipo de sistema.

Las principales ventajas del sistema son:

- Operación silenciosa en la noche.
- Mejoramiento parcial en el consumo de diesel.

Sin embargo, el tamaño del generador diesel tiene que satisfacer las cargas pico. No hay optimización de control en el generador diesel ya que la fuente switchada está basada en un simple cronómetro.

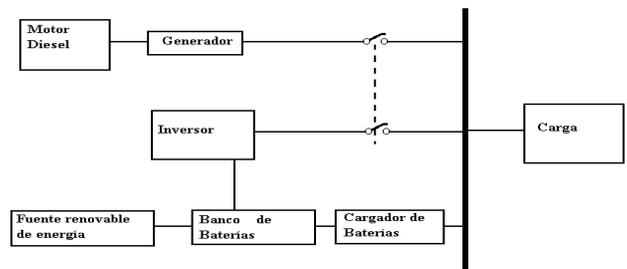


Figura 6.4. Sistema híbrido de alimentación alternada. (Novel Wind/Diesel/Battery Hybrid Energy System).

VI.2.3 Sistema Híbrido Paralelo

En este tipo de configuración, las fuentes renovables y el generador diesel suministran una porción de la demanda de la carga directamente. El generador diesel y el inversor trabajan en paralelo. Esta configuración, que se muestra en la figura 6.5, presenta varias ventajas, tales como:

- La carga del sistema puede ser satisfecha en mayor opción.
- La eficiencia del generador diesel puede ser maximizada, y
- Una reducción en las capacidades del generador diesel, batería y fuentes renovables mientras se satisfagan los picos de carga.

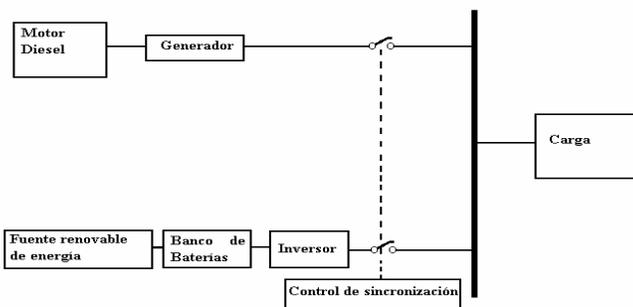


Figura 6.5. Sistema híbrido en paralelo. (Novel Wind/Diesel/Battery Hybrid Energy System).

VI.3 Descripción de los Elementos

VI.3.1 Inversores

Definición: Los inversores de voltaje son aquellos dispositivos electrónicos que transforman el voltaje en corriente directa en voltaje de corriente alterna de 60 Hz.

VI.3.1.1 Clasificación

Los inversores como fuentes de voltaje se clasifican en grandes rasgos en las siguientes categorías:

a) *Inversores de modulación por ancho de pulso (PWM Pulse-width Modulated).*- En estos inversores, la entrada de voltaje en corriente directa (cd) es esencialmente constante en magnitud, por tanto, el inversor controla la magnitud y la frecuencia de los voltajes de salida en corriente alterna (ca). Esto se realiza por un PWM a través de los interruptores del inversor. Existen varios esquemas para la inversión en los PWM a fin de que los voltajes de salida en ca se acerquen lo más posible a una onda senoidal.

b) *Inversores de onda cuadrada.*- La entrada de tensión en cd determina la magnitud de voltaje de salida en ca y el inversor controla la frecuencia de salida. La tensión de salida tiene una forma de onda cuadrada, de ahí el nombre de estos inversores.

c) *Inversores monofásicos con supresión de voltaje.*- En el caso de estos inversores con salida monofásica es posible controlar la magnitud y la frecuencia de voltaje de salida, aún cuando la entrada del inversor sea de un voltaje en cd constante y los interruptores del inversor no sean modulados por ancho de pulso, y en consecuencia la forma de onda del voltaje de salida es como el de una onda cuadrada. Por lo tanto, estos inversores combinan las características de los inversores anteriores. La técnica de supresión de voltaje sólo trabaja en inversores monofásicos y no en inversores trifásicos. Aquí describiremos el esquema llamado PWM-senoidal.

VI.3.1.2 Conceptos Básicos de los Inversores por Conmutación

Por simplicidad consideraremos inicialmente un inversor monofásico como el que se muestra en el diagrama de bloques de la figura 6.5a, donde el voltaje de salida de inversor es filtrado y entonces v_o se asumirá como senoidal. Desde que el inversor abastece una carga inductiva, como puede ser un motor de ca , i_o se retrasará con respecto a v_o tal como se ilustra en la figura 6.5b. Las formas de onda de salida de la figura 6.5b muestran que durante

el intervalo 1, v_o e i_o son positivos y negativos en el intervalo 3, por tanto, durante los intervalos 1 y 3 el flujo de potencia instantáneo $p_o (= v_o \times i_o)$ es desde el lado de cd al lado de ca , que corresponden a una operación en modo inverso. En contraste, v_o e i_o son de signos contrarios durante los intervalos 2 y 4 y entonces p_o fluye de lado de ca al lado de cd del inversor correspondiéndole un modo de operación como rectificador. Luego, el inversor con modo de conmutación de la figura 6.5a debe ser capaz de operar en los cuatro cuadrantes de la gráfica $v_o - i_o$ tal como se ve en la figura 6.5c durante cada ciclo de la salida de ca .

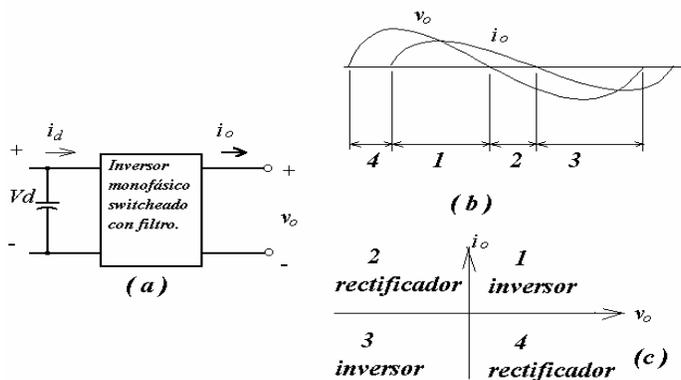


Figura 6.5. Inversor monofásico conmutado. (Power Electronics: Converters, Applications and Design).

Para entender las características de los inversores de cd a ca con una pierna de inversión, como lo vemos en la figura 6.6, primero asumiremos que la entrada de voltaje en cd (V_d) es constante y que los interruptores de inversión son modulados por ancho de pulso para formar y controlar el voltaje de salida.

En el proceso de conmutación por un PWM para una frecuencia de conmutación, la señal de control del interruptor, la cual controla el estado de encendido o apagado del interruptor, se genera comparando una señal de control de nivel de voltaje $v_{control}$ con una forma de onda repetitiva tal como se muestra en la figura 6.7a y 6.7b. La señal de control de voltaje generalmente se obtiene por amplificación del error, o la diferencia entre la salida actual de voltaje y su valor deseable. La frecuencia de la curva repetitiva con un pico constante, que se

muestra como una función de dientes de sierra, establece la frecuencia de conmutación. Esta frecuencia permanece constante en un control PWM y se escoge esta en el rango de algunos kilohertz a varios cientos de kilohertz. Cuando la señal de error amplificada, que varía muy despacio con respecto a la frecuencia de conmutación, es más grande que la función diente de sierra, la señal de control de conmutación llega a ser alta, y causa que el interruptor se encienda, de lo contrario, el interruptor se apaga.

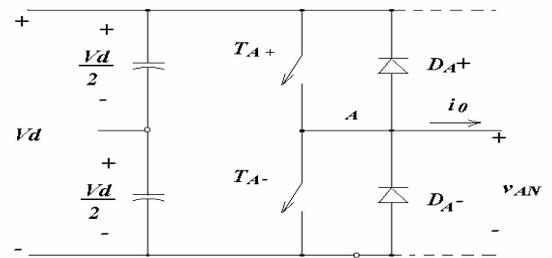


Figura 6.6. Inversor conmutado de una pierna. (Power Electronics: Converters, Applications and Design).

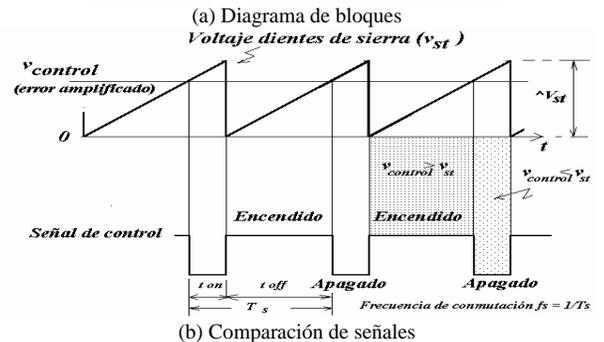
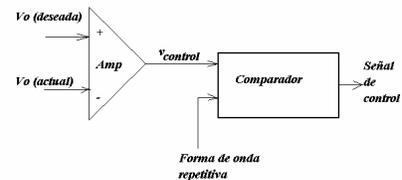


Figura 6.7. Diagrama de bloques de un modulador por ancho de pulsos (PWM). (Power Electronics: Converters, Applications and Design).

En los circuitos inversores por PWM es deseable que la magnitud y la frecuencia a la salida del inversor sean controladas, a fin de producir una forma senoidal a la salida para una

frecuencia deseada. Una señal de control senoidal para una frecuencia deseada se compara con una forma de onda triangular, como la que se ilustra en la figura 6.8a. La frecuencia de la función triangular determina la frecuencia de conmutación del inversor y generalmente permanece constante a una amplitud \hat{V}_{tri} .

Antes de discutir el funcionamiento de los PWM, es necesario definir algunos términos. La forma de onda triangular v_{tri} que se ve en la figura 6.8a es una frecuencia de conmutación f_s , la cual determina la frecuencia con la cual los interruptores del inversor conmutarán (f_s es también llamada frecuencia de acarreo). La señal de control $v_{control}$ se usa para modular la relación de conmutación y tiene una frecuencia f_1 que es la frecuencia fundamental que se desea a la salida del inversor, (f_1 también se le conoce como frecuencia de modulación) reconociendo que el voltaje de salida del inversor no será una onda senoidal perfecta y que contendrá armónicas de f_1 .

La relación de la modulación de amplitud m_a se define como:

$$m_a = \frac{\hat{V}_{control}}{\hat{V}_{tri}} \dots (6.1)$$

donde $\hat{V}_{control}$ es la amplitud máxima de la señal de control. La amplitud \hat{V}_{tri} de la señal triangular generalmente permanece constante.

La relación de modulación de frecuencia m_f se define como:

$$m_f = \frac{f_s}{f_1} \dots (6.2)$$

En el inversor de la figura 6.6b, los interruptores T_{A+} y T_{A-} son controlados basados en la comparación de $v_{control}$ y v_{tri} , resulta la siguiente salida de voltaje, independientemente de la dirección de i_o :

$v_{control} > v_{tri}$, T_{A+} está encendido, $v_{A0} = V_d / 2$
ó

$v_{control} < v_{tri}$, T_{A-} está encendido, $v_{A0} = -V_d / 2$

Como los dos interruptores nunca están apagados simultáneamente, la salida de voltaje v_{A0} fluctúa entre dos valores ($V_d/2$ y $-V_d/2$). v_{A0} y su componente fundamental (curva punteada) se muestran en la figura 6.8.

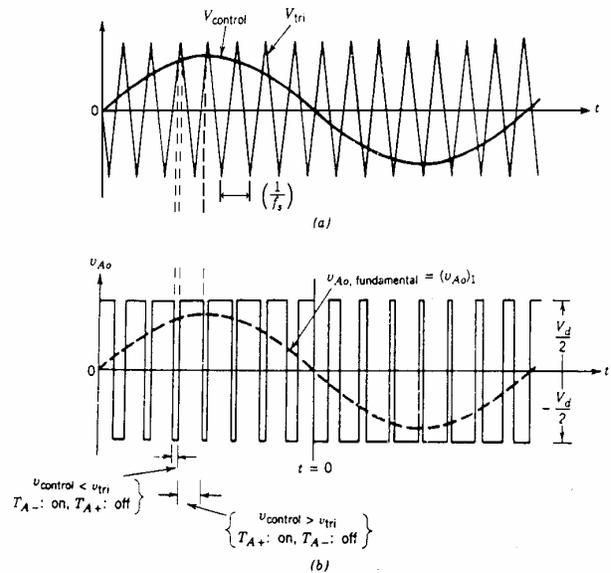


Figura 6.8. Modulación por ancho de pulso (PWM). (Power Electronics: Converters, Applications and Design).

VI.3.1.3 Inversores Trifásicos

Los inversores trifásicos son comúnmente usados para aplicaciones tales como fuentes ininterrumpibles de potencia en ca para abastecer cargas trifásicas o para controlar motores de *cd*. Es posible abastecer una carga trifásica por medio de tres inversores monofásicos separados, donde cada inversor produce una salida con un desplazamiento de 120° (de la frecuencia fundamental) con respecto a cada una. Aunque este arreglo podría preferirse bajo ciertas condiciones, se requiere para una salida trifásica un

transformador para cada una de las entradas por separado. En la práctica no se disponen de tales entradas. Por otro lado, se requieren doce interruptores. El circuito frecuentemente usado para inversores trifásicos consiste de tres piernas, una por cada fase como se muestra en la figura 6.9. Cada pierna del inversor es similar a la usada para describir al inversor básico de una pierna visto anteriormente. Por tanto, la salida de la pierna, por ejemplo v_{AN} (con respecto al bus negativo de cd) depende sólo de V_d y del estado de conmutación; la salida de voltaje es independiente de la corriente de carga de salida de uno o dos interruptores en una pierna que se encienden en cualquier instante. Ignoraremos los tiempos en blanco requeridos en circuitos reales y asumiremos los interruptores como ideales. Por tanto la salida de voltaje del inversor es independiente de la dirección de la corriente de la carga.

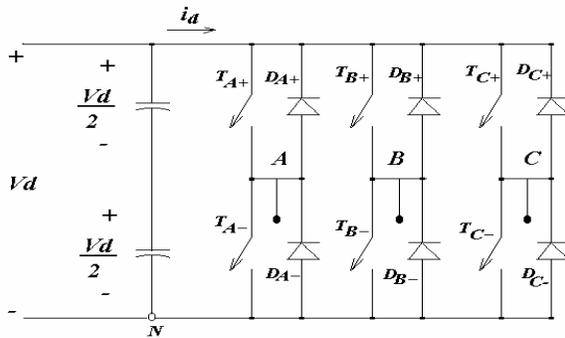


Figura 6.9. Inversor trifásico

Inversores PWM trifásicos como fuentes de voltaje. Al igual que los inversores monofásicos, el objetivo en los inversores modulados por ancho de banda es la de producir y controlar la salida trifásica de voltaje en magnitud y frecuencia con una entrada constante de tensión V_d . Para obtener las salidas trifásicas balanceadas en un inversor modulado por ancho de pulso trifásico (PWM) se utiliza la misma forma de onda triangular que ahora se compara con las tres curvas de control desfasadas 120° , tal como se ilustra en la figura 6.10a.

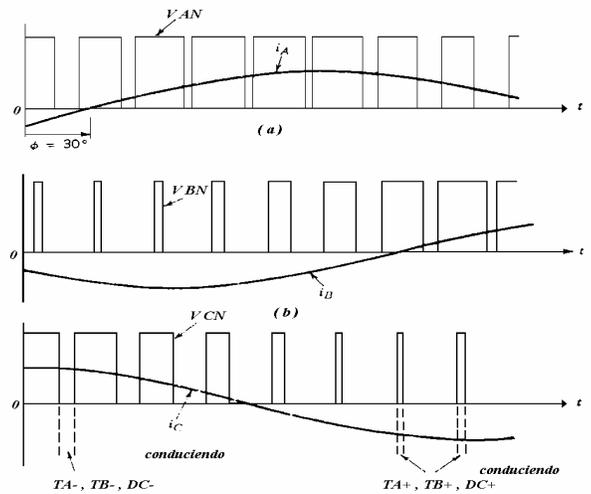


Figura 6.10. Formas de onda de un PWM trifásico. (Power Electronics: Converters, Applications and Design).

De este modo algunas de las armónicas dominantes en los inversores de una pierna pueden eliminarse desde los voltajes entre fases de los inversores trifásicos.

En la figura 6.11a se muestra un diagrama de bloques de un inversor trifásico, de tres piernas con fuente de voltaje. Si asumimos que este inversor abastece una carga trifásica de un motor de *ca*. Cada fase de la carga se muestra por medio de un circuito equivalente en forma simplificada con respecto a la carga neutral *n*. Las fem inducidas $e_A(t)$, $e_B(t)$ y $e_C(t)$ se asumen como senoidales. Bajo las condiciones de operación balanceada, es posible expresar las salidas de voltaje de fase a neutro v_{AN} , y de esta manera (con respecto a la carga neutral *n*), en términos del voltaje de salida del inversor con respecto al polo negativo de la fuente de cd N :

$$v_{Kn} = v_{KN} - v_{nN} \quad (k=A, B, C) \dots \dots \dots (6.3)$$

Cada voltaje de fase puede escribirse como:

$$v_{Kn} = L \frac{d_{ik}}{dt} + e_{kn} \quad (k=A, B, C) \dots \dots (6.4)$$

En una carga trifásica, 3 hilos

$$i_A + i_B + i_C = 0 \dots\dots\dots (6.5)$$

y

$$d \frac{-(i_A + i_B + i_C)}{dt} = 0 \dots\dots\dots (6.6)$$

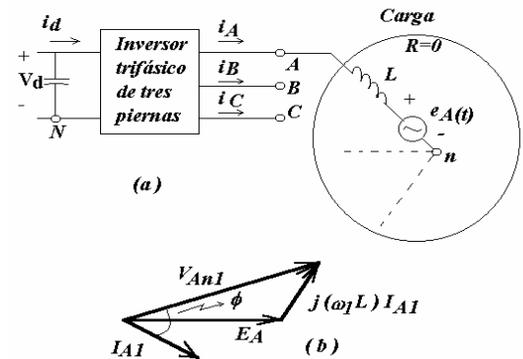


Figura 6.11. Inversor trifásico: (a) Diagrama del circuito, (b) Diagrama fasorial (de la frecuencia fundamental).

De una manera similar, bajo condiciones de operación balanceadas, las tres fuentes electromotrices se cancelan:

$$e_{An} + e_{Bn} + e_{Cn} = 0 \dots\dots\dots (6.7)$$

De las ecuaciones anteriores, se cumple la siguiente condición

$$v_{An} + v_{Bn} + v_{Cn} = 0 \dots\dots\dots (6.8)$$

Usando las ecuaciones de la 6.4 a la 6.8

$$v_{nN} = \frac{1}{3} (v_{AN} + v_{BN} + v_{CN}) \dots\dots\dots (6.9)$$

sustituyendo \$v_{nN}\$ de la ecuación 6.9 en la 6.4, puede escribirse que el voltaje de fase a neutro para la fase A como:

$$v_{An} = \frac{2}{3} v_{AN} - \frac{1}{3} (v_{BN} + v_{CN}) \dots\dots\dots (6.10)$$

Ecuaciones similares pueden escribirse para los voltajes de fase B y C.

Sólo las componentes de la frecuencia fundamental del voltaje de fase \$v_{An1}\$ y la corriente de salida \$i_{A1}\$ causan la transformación de la potencia real de la fuente de fuerza electromotriz (fem) \$e_A(t)\$ que se asume para ser senoidal y la carga resistiva no se toma en cuenta.

Por tanto, en forma fasorial, como se ve en la figura 6.11:

$$V_{An1} = E_A + j \omega_1 L I_{A1} \dots\dots\dots (6.11)$$

VI.3.1.4 Operación del PWM

Las formas de onda de voltaje y corriente asociadas a un inversor PWM se muestran en la figura 6.12. Como un ejemplo el ángulo de un desplazamiento de factor de potencia de la carga asumiremos que sea de \$30^\circ\$ (retraso), también se supone que la corriente de salida es una senoide perfecta. De la figura 6.12a a la 6.12c, la fase de tensión para la polaridad negativa del lado de \$cd\$ y la corriente de fase (\$v_{AN}, i_A\$, etc.) se dibujan aproximadamente para una cuarta parte del ciclo de la frecuencia fundamental.

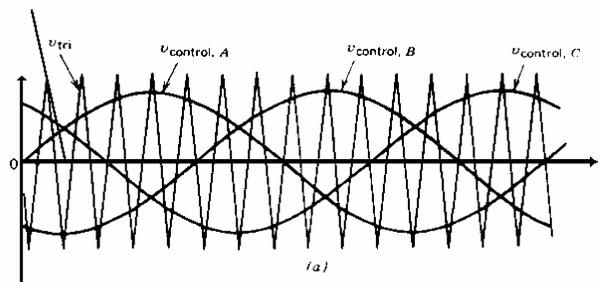


Figura 6.12. Formas de onda para un inversor PWM: ángulo del factor de potencia de la carga = \$30^\circ\$ de retraso. (Power Electronics: Converters, Applications and Design).

Observando el sistema de conducción en las figura 6.12a a la 6.12c notamos que hay intervalos durante los cuales las corrientes de fase \$i_A, i_B\$ e \$i_C\$ fluyen a través sólo de los elementos conectados del lado de \$cd\$. Esto implica que durante estos intervalos, las tres fases de la carga se cortocircuitarán y no habrá potencia de entrada desde el lado de \$cd\$, tal

como se ve en la figura 6.13. De forma similar, hay intervalos durante los cuales todos los elementos de conducción se conectan a la polaridad negativa del lado de cd resultando el circuito de la figura 6.13b.

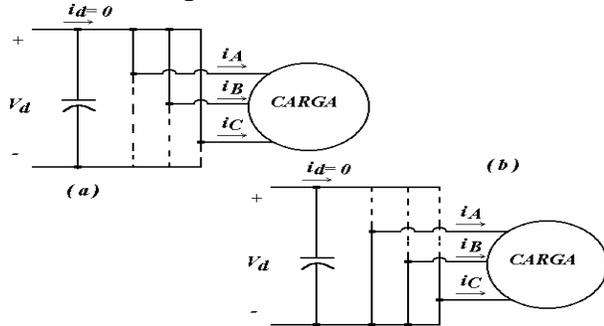


Figura 6.13. Estados de corto circuito para inversores PWM trifásicos. (Power Electronics: Converters, Applications and Design).

La amplitud de la salida de tensión se controla por la duración de esos intervalos de corto circuito. Intervalos semejantes de corto circuitos trifásicos no existen en un modo de operación de onda cuadrada. Por tanto, la amplitud de salida de tensión en un inversor de onda cuadrada debe ser controlado por el control de entrada de voltaje V_d .

VI.3.1.5 Protección del Inversor

Tanto la entrada como la salida del inversor deben estar protegidas con fusibles. También se debe instalar un interruptor de desconexión en los lados de ca y cd. Estos interruptores de seguridad deben ser accesibles y estar marcados claramente. Los inversores de potencia proveen energía a diversas cargas conectadas en paralelo. Como se ilustra en la figura 6.14 cada carga es abastecida a través de un fusible. En el caso de un corto circuito en una de las cargas, es importante para el inversor que el fusible opere para mantener el resto de las cargas. Por tanto, la corriente nominal de el inversor bajo condiciones de corto circuito mantenidas en cierto tiempo debe ser suficiente para que opere el fusible de la carga afectada.

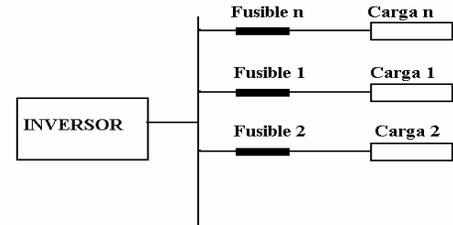


Figura 6.14. Un inversor abasteciendo varias cargas.

Limitador de corriente por control del PWM. Los componentes del inversor pueden protegerse sensando la salida de corriente y usando esta información limitar el ancho de pulso cuando la salida de corriente exceda los valores permitidos. Con una carga pesada los pulsos de corriente empiezan a limitarse y tienen una gran amplitud, el circuito es obligado entonces a presentar valores cortos de tiempos de encendido y apagado y altos valores di/dt para los elementos de conmutación.

Limitación de corriente por un circuito resonante LC. El circuito puente en la salida del inversor que se ve en la figura 6.15 está en resonancia serie con la frecuencia de salida. Si la carga de los capacitores e inductores es alta, la eficiencia total del inversor no apreciará cambios. En el caso de que ocurra una corriente de sobrecarga un interruptor actúa rápidamente y se conecta entre los puntos A y B. El circuito puente entonces opera como circuito resonante en paralelo y la frecuencia de operación y la impedancia para la corriente de carga llega a ser alta.

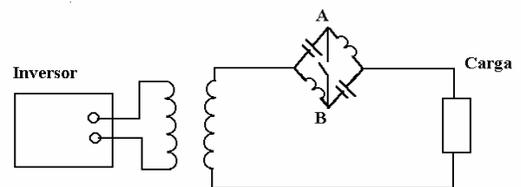


Figura 6.15. Limitación de corriente por resonancia.

VI.3.1.6 Instalación

El inversor no debe ser instalado en el mismo compartimento del banco de baterías ya que los gases que desprenden las baterías son corrosivos y pueden dañar los circuitos electrónicos. Además, la conmutación en el inversor puede producir chispas que podrían causar una explosión. Sin embargo, el inversor debe ser instalado cerca del banco de baterías para disminuir la caída de tensión por corrientes elevadas. Después de la conversión a corriente alterna se puede reducir el calibre de los conductores, porque la tensión de *ca* es más alta y la corriente es más baja. El inversor debe ser instalado en condiciones ambientales controladas debido a que las altas temperaturas y el polvo excesivo reducen la vida útil del dispositivo y podrían causar fallas. Se deben consultar las instrucciones de fábrica acerca de la temperatura de funcionamiento y de almacenaje.

VI.3.2 Banco de Baterías

Uno de los problemas actuales en la generación y suministro de energía eléctrica en este tipo de sistemas es el almacenamiento energía, siendo éste uno de los parámetros más importantes a considerar. Las fuentes no convencionales son dependientes de las características de cada región y durante los días que no se tenga recurso natural se tiene que buscar abastecer de energía, y almacenarse ésta cuando se genere más electricidad de la necesaria; aunque se cuenta con el generador diesel como respaldo, se tratará de utilizar lo menos posible y aprovechar al máximo el recurso natural. Por lo antes mencionado, el almacenamiento de energía es una parte fundamental del diseño, y el sistema más empleado para tal fin es el banco de baterías.

Definición: Un banco de baterías, es un conjunto de celdas electroquímicas conectadas en serie y/o paralelo para obtener la corriente y el voltaje deseados, las cuales son susceptibles de almacenar energía eléctrica en forma

química (carga), cederla a un equipo en forma de electricidad (descarga) y volverla a recuperar.

VI.3.2.1 Clasificación

Comercialmente existen dos tipos de celdas electroquímicas empleadas: plomo-ácido y níquel-cadmio. Las baterías níquel-cadmio presentan características de construcción y operación ventajosas respecto a las de plomo-ácido:

- La gravedad específica de la celda permanece constante, pueden permanecer a bajos estados de carga por largos períodos.
- No se requiere igualar la carga, por lo tanto, los controles pueden ser configurados para una mínima gasificación y así un mantenimiento mínimo.
- No se emiten humos corrosivos.
- Mayor ciclo de vida.
- Mejor resistencia a temperaturas extremas.
- Para cierta capacidad son más pequeñas y ligeras.

Como vemos, ofrecen ventajas deseables para las comunidades rurales pero tiene graves desventajas:

- El costo es tan alto que son poco usadas en sistemas híbridos.
- El cadmio es un material altamente tóxico, y presenta serios riesgos para deshecharlo.

Debido a estos inconvenientes, trataremos solamente las celdas de plomo-ácido.

VI.3.2.2 Conceptos Básicos

Los conceptos que se definen a continuación son de gran importancia para la selección de la batería, por lo tanto se debe tener bien claro el significado de ellos.

Ánodo.- Electrodo positivo de una celda electroquímica de batería hacia el cual fluye la corriente.

Batería libre de mantenimiento.- Batería a la que no es necesario agregarle agua para que mantenga el volumen del electrólito.

Batería primaria.- Batería cuya capacidad inicial no se puede recuperar mediante la aplicación de carga.

Batería secundaria.- Batería que después de descargarse se puede recargar hasta llegar a su capacidad total. Se le conoce normalmente como batería recargable.

Baterías.- Terminología de tipos de baterías:

Batería de ciclo poco profundo.- Batería que no se debe descargar más del 25% de su capacidad.

Batería de ciclo profundo.- Batería que puede ser descargada hasta un gran porcentaje de su capacidad.

Batería de electrólito cautivo.- Batería que contiene un electrólito inmóvil (gelificado o absorbido en el separador).

Batería de electrólito líquido.- Batería que contiene un líquido libre como electrólito.

Batería de Plomo-ácido.- Categoría general que incluye las baterías formadas con placas de plomo puro, plomo antimonio o plomo-calcio y un electrólito ácido.

Batería de cierre hermético.- Batería que tiene un electrólito cautivo y una tapa de ventilación. También se le llama batería hermética con regulación de válvula.

Batería con respiradero.- Batería con electrólito líquido libre y una tapa de respiración para el escape libre de gases que se producen durante la carga.

Capacidad nominal.- Es la máxima cantidad de energía que puede almacenar la batería. Sin embargo, la batería puede dañarse si se descarga hasta este nivel más de unas pocas veces.

Los factores principales que afectan la capacidad del acumulador son: *Régimen de descarga-Temperatura-Densidad (Gravedad Específica)-Voltaje Final.*

Carga de batería.- Energía eléctrica almacenada en una batería o acumulador.

Carga flotante.- Carga de régimen lento y continuo de una batería. Esta carga tiene una corriente igual o ligeramente mayor que la del

régimen de descarga espontánea. También se le conoce como carga de mantenimiento.

Carga lenta.- Carga de corriente continua a muy bajo régimen, destinada a mantener la batería en condición completamente cargada.

Cátodo.- Electrodo negativo de una celda electroquímica.

Celda de batería.- La unidad o sección más pequeña de una batería, que puede acumular energía eléctrica y es capaz de suministrar una corriente.

Ciclos de duración de una batería.- Número de ciclos de carga y descarga durante la vida útil de una batería.

Controladores.- Terminología de uso común:

Advertencia de baja tensión.- Señal luminosa o audible que indica la baja tensión de una batería.

Compensación de temperatura.- Función de un circuito que ajusta los puntos o niveles de desconexión, ya sea de alta o baja tensión, de una batería.

Controlador de carga.- Aparato que controla el régimen y la condición de carga de las baterías o banco de baterías.

Los controladores no son aparatos simples, porque el estado de recarga del banco de baterías depende de muchos factores y es difícil de medir. El controlador debe tener suficiente capacidad para controlar la máxima corriente producida por el sistema en su conjunto.

Otras funciones comunes de estos dispositivos son:

- Puntos de control ajustable para:
 - Desconexión de alta tensión.
 - Desconexión de baja tensión.
- Compensación de temperatura.
- Alarma de baja tensión.
- Protección contra el flujo inverso de corriente.
- Funcionamiento en el punto de potencia máxima.
- Instrumentos medidores de tensión, etc.

Controlador de etapa única.- Controlador con un solo nivel de activación para regular la

aplicación de carga a la batería o el suministro de carga desde la batería.

Controlador multietapa.- Controlador que permite regular los niveles múltiples de aplicación de carga a la batería o el suministro de carga desde la batería.

Densidad.- Como habíamos mencionado, otro factor que afecta la capacidad es la densidad, ya que los electrolitos de diferentes gravedades o "densidades" contienen distintas cantidades de ácido por volumen. El grado hasta el cual la densidad afecta la capacidad de la celda, variará considerablemente según el tipo y el diseño de la batería. Una regla empírica que se aplica generalmente, es que una diferencia de 25 puntos en la densidad, hará variar la capacidad entre 8 y 10%.

Descarga.- Extracción de energía eléctrica de una batería.

Descarga espontánea de batería.- Pérdida de energía química de una batería sin estar bajo suministro de carga.

Electrolito.- Sustancia que suministra el mecanismo conductor de iones entre el electrodo negativo y el positivo de una batería.

Estado de carga.- Es la capacidad de una batería expresada como un porcentaje de la capacidad nominal.

Gasificación.- Gases que se forman en una batería durante la aplicación de carga.

Gravedad específica.- Relación entre el peso de una solución o electrolito de una batería y el peso del mismo volumen de agua a una temperatura especificada.

Igualación.- Proceso de recuperación de todas las celdas de una batería hasta igualar el estado de carga.

Placa.- Lámina delgada de metal u otro material, destinada a acumular energía eléctrica en una batería.

Profundidad de descarga.- Es el porcentaje de la capacidad nominal que se extrae de la batería. Hay dos términos, ciclo poco profundo y ciclo profundo. Las baterías de ciclo poco profundo son más livianas y menos costosas, pero no durarán mucho tiempo si se exceden regularmente los niveles de descarga; generalmente no deben descargarse más de un 25%. Las baterías de ciclo profundo pueden

soportar descargas diarias de hasta un 80% de su capacidad.

Régimen de carga.- Velocidad con que se recarga una batería. Se expresa como una relación entre la capacidad de la batería y el flujo de corriente. Por ejemplo C/5.

Régimen de descarga.- Es una relación entre la capacidad nominal (C) de la batería y el tiempo en que uno la quiera descargar. En otras palabras es la velocidad de extracción de corriente de una batería. Se expresa como una relación entre la capacidad de la batería y el régimen de descarga de corriente. También se denomina régimen C.

Sobrecarga.- Introducción de carga excesiva en una batería que ya está cargada completamente.

Sulfatación.- Formación de cristales de sulfato de plomo en las placas de una batería o acumulador de plomo-ácido. La sulfatación puede dañar permanentemente la batería.

Temperatura.- A temperaturas elevadas, es usual que se aceleren muchas reacciones químicas y esto mismo sucede con los acumuladores, además de que disminuye la resistencia óhmica y la viscosidad del electrolito, con lo cual se reduce la caída de voltaje dentro de la celda y se mantiene su voltaje terminal a un valor más alto. Estos factores se combinan para aumentar la capacidad de la batería a altas temperaturas y reducirla a bajas temperaturas.

Voltaje Final.- El término *voltaje final* se utiliza para designar el voltaje mínimo aceptable y útil con diversos regímenes de descarga y es el valor al cual se puede lograr la máxima cantidad de amperes-hora antes de que el voltaje de las celdas empiece su caída rápida.

El *voltaje final* seleccionado depende en gran parte de su aplicación. Por ejemplo, con un régimen muy moderado (72 horas) este valor puede llegar a ser muy alto, por ejemplo 1.85 volts por celda (vpc) o puede ser sumamente bajo, a razón de 1 vpc en el caso de descargas fuertes como en el caso de arranque de motores.

VI.3.2.3 Baterías de Plomo-Acido

La celda electroquímica plomo-ácido consta de cuatro partes principales: un medio electrolítico (ácido sulfúrico diluido o en suspensión), los electrodos positivos (rejillas de plomo recubiertas de peróxido de plomo), los electrodos negativos (rejillas de plomo recubiertas de plomo esponjoso) y la jarra o vaso que contiene la celda. El plomo en las rejillas usualmente se mezcla con otros metales para darles rigidez. Se utiliza antimonio o calcio y pequeñas cantidades de cadmio adicionales. La aleación de la placa tiene un efecto importante en el comportamiento y la vida de las celdas.

Las baterías de plomo ácido son las más utilizadas comercialmente, aunque como ya vimos existen otros tipos de baterías. Las de plomo-ácido se clasifican en baterías inundadas y baterías selladas o libres de mantenimiento las cuales se definen brevemente a continuación.

Baterías "inundadas".- Para la aleación de la placa se utiliza antimonio, como resultado se tiene una celda más resistente a las temperaturas altas y muy tolerante a las descargas profundas, pero la auto-descarga (pérdida de energía dentro de la misma celda) aumenta y la pérdida de agua por electrólisis se incrementa, por lo que las celdas no pueden ser selladas. Este tipo de baterías son las llamadas "inundadas" y son las más recomendadas para usarse en las comunidades rurales, dentro de sus ventajas se incluye el bajo mantenimiento y alta efectividad en la conversión de energía. Sus desventajas son las siguientes:

- Dificultad en el manejo e instalación.
- Costosa al usarse sin un estudio de impacto en el medio.
- Sensitivo a metodología de carga (deberá ser recargada por completo y nivelada periódicamente).
- El electrolito deberá mezclarse regularmente para prevenir estratificación.
- Requiere de agua destilada para reemplazar pérdidas por gasificación.

Baterías selladas o "libres de mantenimiento".- La aleación de calcio en las rejillas de plomo disminuye la pérdida de agua permitiendo baterías libres de mantenimiento, además de disminuir la auto descarga. Estas baterías selladas y combinadas se conocen como baterías "libres de mantenimiento" o "reguladas por válvula". Los dos tipos básicos de construcción usan ya sea separadores de microfibras de vidrio o electrolito tipo gel. Las ventajas de contar con baterías totalmente selladas son las siguientes:

- No es necesario añadir periódicamente agua. Este no es sólo un componente muy costoso para el régimen de operación y mantenimiento, sino que la contaminación del electrolito con impurezas en el cambio de agua, ha causado problemas en instalaciones rurales.
- Se elimina el rocío y chorreo del ácido.
- Es mucho más fácil el envío, manejo e instalación de la batería.
- Todos los aspectos en cuanto a seguridad mejoran.

Actualmente se están usando con éxito éste tipo de baterías para algunos sistemas de energía rurales, sin embargo aún quedan muchas limitaciones entre las cuales están:

- Servicio de vida reducido. Se diseñan para contar con una buena eficiencia y recombinación del gas, sin embargo esta configuración es contraria a una capacidad de ciclo profundo y largo servicio de vida.
- Poca resistencia a altas temperaturas. La difusión aumenta dramáticamente a temperaturas elevadas, el agua que se pierda de la celda no puede reemplazarse, y cualquier pérdida de agua significa pérdida de capacidad.
- Variación de celdas. Un problema común es la amplia distribución de voltajes y capacidades, como las celdas no pueden ser "igualadas" es difícil colocar las celdas en una sola cadena al mismo nivel. Si una celda cambia con el tiempo a un nivel relativamente más bajo, y se descarga la cadena, esta celda puede revertir el voltaje, y

convertirse en un vertedero de energía, producir grandes cantidades de gas y explotar, esto se convierte en un gran problema en las cadenas de alto voltaje.

- Corrosión acelerada de la red. Se usa comúnmente una alta gravedad específica para compensar la batería sellada y reducir el volumen de electrolito. Una mayor gravedad específica acelera la corrosión positiva de la red, éste efecto es aumentado por las altas temperaturas del medio mexicano.

Las ventajas de las baterías selladas son numerosas e importantes y las desventajas arriba mencionadas pueden ser resueltas.

V.3.2.4 Principio de Operación

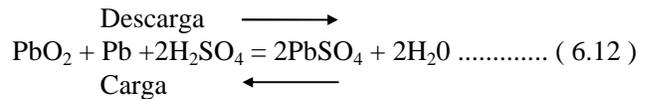
En una batería totalmente cargada, todo el material activo de las placas positivas es peróxido de plomo; el de las placas negativas, es plomo esponja puro. Todo el ácido está contenido en el electrolito la gravedad específica se encuentra al máximo. Cuando se va descargando la batería, una parte del ácido se separa del electrolito que se encuentra en los poros de las placas, forma una combinación química con el material activo y lo convierte en sulfato de plomo a la vez que produce agua. Según continúa la descarga, se va extrayendo ácido adicional del electrolito y se forman más sulfato y más agua. Cuando continúa este proceso, puede entenderse fácilmente el por qué de la disminución de la densidad en una batería descargada, ya que la proporción de ácido es menor en relación con la cantidad de agua.

Cuando el acumulador es sometido a carga, ocurre una acción inversa. El ácido contenido en el material activo sulfatado es expulsado y retorna al electrolito. Este retorno del ácido al electrolito disminuye la cantidad de sulfato en las placas y hace aumentar la densidad, la cual continuará aumentando hasta que haya sido expulsado todo el ácido contenido en las placas y se encuentre otra vez formando

parte del electrolito. Con ello ya no habrá sulfato en las placas.

Una vez que todo el ácido ha regresado al electrolito, aunque se siga sometiendo a carga el acumulador, la densidad ya no aumentará más. Todo el ácido de las celdas se encuentra en el electrolito y es cuando se dice que el acumulador está totalmente cargado. El material de las placas positivas ha vuelto a ser peróxido de plomo, el de las negativas es plomo esponja puro y la densidad se encuentra a su máximo.

Cuando las celdas van llegando a su estado de carga total, ya no pueden absorber toda la energía de la corriente de carga; ese sobrante desintegra el agua del electrolito en sus dos componentes, es decir en hidrógeno y en oxígeno, que son liberados en forma de gases que salen de las celdas. La fórmula química utilizada es:



La capacidad de una batería, o sea su habilidad para suministrar potencia, se suele expresar generalmente en amperes-hora, que es simplemente la multiplicación de la descarga en amperes por el tiempo en horas.

La disminución en la densidad durante la descarga es proporcional a la cantidad de amperes-hora que se están descargando. Esto se observa en la línea recta en la figura 6.16, la cual indica las lecturas de la densidad aproximada tomadas durante una descarga. Sin embargo, durante la carga, como se observa en la línea curva, el aumento en la densidad, medido con el hidrómetro, no es uniforme ni proporcional a la cantidad de carga (en amperes-hora). Durante el principio de la carga, no existe nada que pueda mezclar o agitar el electrolito y un porcentaje del ácido pesado que sale de las placas no es posible que pueda ser alcanzado ni medido con el hidrómetro. Por lo tanto durante esta etapa de la carga, la lectura del hidrómetro no representa el verdadero

estado de carga de la batería. Posteriormente, cuando empiezan a desprenderse gases, todo el electrolito se mezcla con mayor rapidez y la densidad medida en la parte superior de las celdas asciende rápidamente a su valor de carga total. La línea punteada indica los amperes-hora devueltos a la batería y señala cuál *debería ser* la lectura de la densidad si fuera posible mantener el electrolito totalmente mezclado durante toda la carga. Este "retraso" en el aumento de la densidad no indica que la batería no esté aceptando la carga y no reduce tampoco la capacidad de corriente del acumulador.

Si la batería es sellada se debe correlacionar el voltaje en sus terminales con el estado de carga. En este caso, lo mejor es medir el voltaje cuando se está descargando la batería y compararlo con las curvas que proporciona el fabricante, ya que la densidad de electrolito no se puede medir.

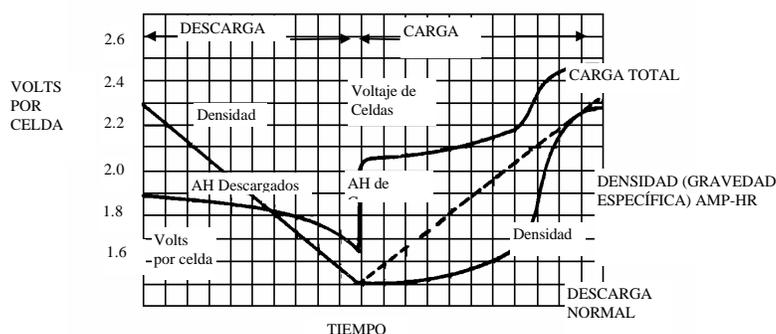


Figura 6.16. Características típicas de voltaje y densidad (gravedad), carga y descarga a régimen constante. (El Acumulador Eléctrico Tipo Plomo Acido).

VI.3.2.5 Comentarios

Se debe recalcar que es importante calcular las pérdidas de energía del subsistema de almacenamiento, así como las corrientes parásitas del subsistema auxiliar, para sumar

estas necesidades al patrón de carga, y de esta forma conocer la energía total requerida.

Las fallas y el tiempo de mantenimiento son las causas principales que reducen la disponibilidad de cualquier sistema de energía. Sin embargo, si se utilizan sistemas fotovoltaicos, la disponibilidad adquiere una incertidumbre adicional debido a las variaciones de la fuente de energía del sistema.

Se deben proteger las baterías para que el sistema pueda operar con seguridad. Se recomienda mantener las baterías lejos del tránsito de personas y animales, ubicarlo en un lugar bien cubierto y protegido de la lluvia, heladas y escombros. La ventilación es importante.

En climas templados conviene almacenar las baterías en cajas térmicamente aisladas, fuera de alguna casa o en un cobertizo. En climas extremos, se aislarán las baterías colocándolas en un cajón cerrado. Se recomienda dejar siempre una separación de 2.5cm entre baterías para fines de ventilación.

La temperatura óptima para las baterías es de 21°C, no deberán ubicarse las baterías donde puedan congelarse o donde las temperaturas sobrepasen los 24°C en verano.

Precauciones: Las baterías pueden desprender gas hidrógeno, altamente inflamable, cuando son recargadas. No se deben colocar cerca de un calentador de agua, chimenea, estufa, calefactor, horno o cualquier otro lugar donde exista la posibilidad de llama viva o chispa. Las baterías contienen ácido sulfúrico, por lo que no se dejarán que hagan contacto con la ropa, piel u ojos. Para reducir la probabilidad de electrocuciones ó quemaduras, deberán cumplirse las recomendaciones que se indiquen en los reglamentos de seguridad eléctrica necesariamente existentes.

El mantenimiento es sencillo y tiene efectividad si se sigue con cuidado, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante para el

tipo de batería empleado. En general el mantenimiento consiste en:

? Limpieza de las terminales de la celda para eliminar depósitos (usualmente sulfatos) y aplicación de grasa anticorrosiva. Existen compuestos en el mercado específicamente para ello que permiten extender los períodos entre cada limpieza.

? Adición de agua en caso de celdas "inundadas". Nunca se debe añadir ácido porque éste no se pierde en los procesos de carga y descarga de la batería. El agua debe estar libre de minerales (destilada o desmineralizada). Si se añade agua común, las pérdidas por electrólisis y la autodescarga se incrementa.

? Nunca debe permitirse que el nivel del electrolito baje tanto que deje al descubierto las placas.

? Medición de la densidad, si ésto es posible.

En la compra de baterías es necesario considerar muchos factores que pueden tener más importancia que la decisión técnica de capacidad. Hay una gran variación de calidad de baterías y de costo por ampere-hora de capacidad. Se deben conocer las características y el costo de diferentes clases de baterías para poder tomar una decisión inteligente. Recordar que es más importante comprar baterías de alta calidad diseñadas para aplicaciones fotovoltaicas o híbridas que satisfacer un valor de almacenaje de ampere-horas. Las baterías de automóviles no se deben usar para aplicaciones fotovoltaicas. Estas baterías están diseñadas para producir un alto valor de amperes durante un corto periodo de tiempo para poder arrancar motores fríos y luego se recargan rápidamente. Las baterías fotovoltaicas funcionan de un modo distinto y son diseñadas en forma diferente.

VI.3.3 Sistema General Central (CGS)

La función principal del CGS en sistemas híbridos es la de monitorear y regular todo el sistema de energía para proporcionar un óptimo desarrollo bajo las diferentes condiciones de

operación. Las funciones específicas proporcionadas por el sistema controlador incluye la regulación de cargas de los subsistemas fotovoltaicos, la regulación de la carga, el control del motor-generador diesel, la protección al banco de baterías contra sobrecargas o descargas excesivas y proporcionar seguridad en la operación de todo el sistema. Además el controlador debe contar con un sistema de monitoreo y diagnóstico de todo el conjunto, al igual que, la coordinación de todas las fuentes de energía. Por otro lado, es importante que cuente con un control manual por si este llega a fallar. En la figura 6.17 se muestra un diagrama general de un controlador para sistemas híbridos.

Debido al adelanto que han tenido los dispositivos de estado sólido, se tienen sistemas de control para sistemas híbridos que hacen a estos más eficientes y los pueden hacer completamente automáticos, de acuerdo a la complejidad de control que se elija. Esto es de gran ayuda en lugares lejanos y de difícil acceso, ya que no se requiere de varios o incluso de ningún operador para que el sistema trabaje adecuadamente. Esto respecto al costo total final que tiene el sistema es de gran importancia, pues si bien el costo de los controladores está en función de su complejidad, sus ventajas a largo plazo son la gran flexibilidad y en la reducción de los costos y tiempo de operación.

Como hemos visto anteriormente, una configuración del sistema híbrido trabajando en paralelo es una de las mejores opciones que se tienen. Los sistemas de control permiten la operación del inversor para que trabaje en paralelo con el grupo generador diesel. En este tipo de arreglo, el inversor puede trabajar ya sea enviando energía a la carga junto con el generador diesel o aceptar energía desde el generador diesel y operar como un cargador de baterías. La función del controlador, es la de supervisar la operación del sistema, seleccionando el modo de operación más apropiado para que la carga sea siempre abastecida, sin interrumpir el suministro de energía.

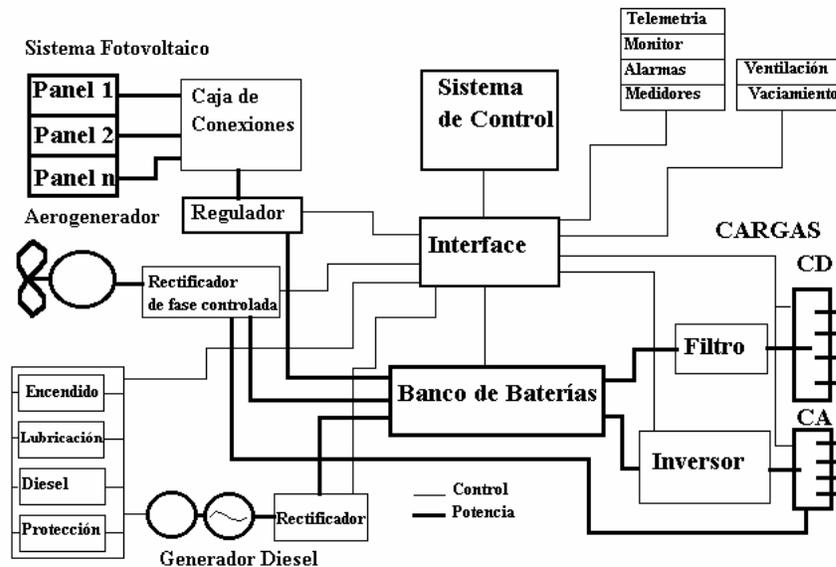


Figura 6.17. Sistema de control para el sistema híbrido. (Integrated Power Corporation).

Básicamente un sistema híbrido en paralelo puede operar en una de las siguientes tres formas:

- Operación del inversor únicamente.
- Operación del generador diesel y el inversor en paralelo.
- Operación del generador diesel y el inversor en paralelo, pero con el inversor actuando a la inversa como cargador de batería

Estos tres modos de operación se observan esquemáticamente en la figura 6.18.

Si el estado de carga de la batería se encuentra arriba de un nivel mínimo, el controlador lo detecta, y al arrancar, el mismo controlador cambia a la operación donde el inversor trabaja solo. Cuando la demanda de carga se incrementa por arriba de un valor dado, el controlador lo detecta y hace arrancar el generador diesel y lo hace trabajar en paralelo con el inversor. Dependiendo de la carga que se tenga en el sitio, el controlador hace que el

inversor trabaje ya sea suministrando energía a la carga en paralelo con el generador diesel o como cargador de baterías. Cuando la carga vuelve a caer, el controlador lo detecta y el sistema regresa a la operación del inversor trabajando solo.

Dentro de su operación normal, el controlador puede efectuar otras funciones tales como: voltaje fuera de rango, pérdida de sincronización, fallas del inversor e incluso (en algunos controladores), verificar el nivel de la batería para poder diagnosticar si ésta se encuentra en un nivel bajo, en cuyo caso arrancará al generador diesel para cargar nuevamente a un nivel adecuado a la batería.

El controlador puede ser creado para optimizar el flujo de energía desde el aerogenerador o desde el sistema fotovoltaico al banco de baterías.

Existen controladores que incluyen un disipador de energía controlado, para que los dispositivos generadores de fuentes renovables trabajen en su carga óptima siempre que el

banco de baterías este completamente cargado. Esto es, entre más disminuya la carga del banco de baterías, el controlador detecta el nivel de tensión y empieza a cargar; por otro lado, registra que la batería este a su nivel requerido, la carga es abastecida y los generadores de las fuentes renovables están a su máxima generación, manda el exceso de energía al depósito donde la disipará, para no causar problemas en el equipo, especialmente a las baterías que pueden resultar averiadas.

baterías. El controlador supervisa la operación del sistema, seleccionando el modo más apropiado de operación para que la carga del sistema sea suministrada, sin interrumpir el suministro de energía.

La tecnología de control se ha desarrollado para seguir la operación del inversor en paralelo con un equipo convencional generador diesel. En este modo el inversor puede ya sea compartir la carga con el generador diesel o aceptar energía desde el generador diesel y operar como un cargador de

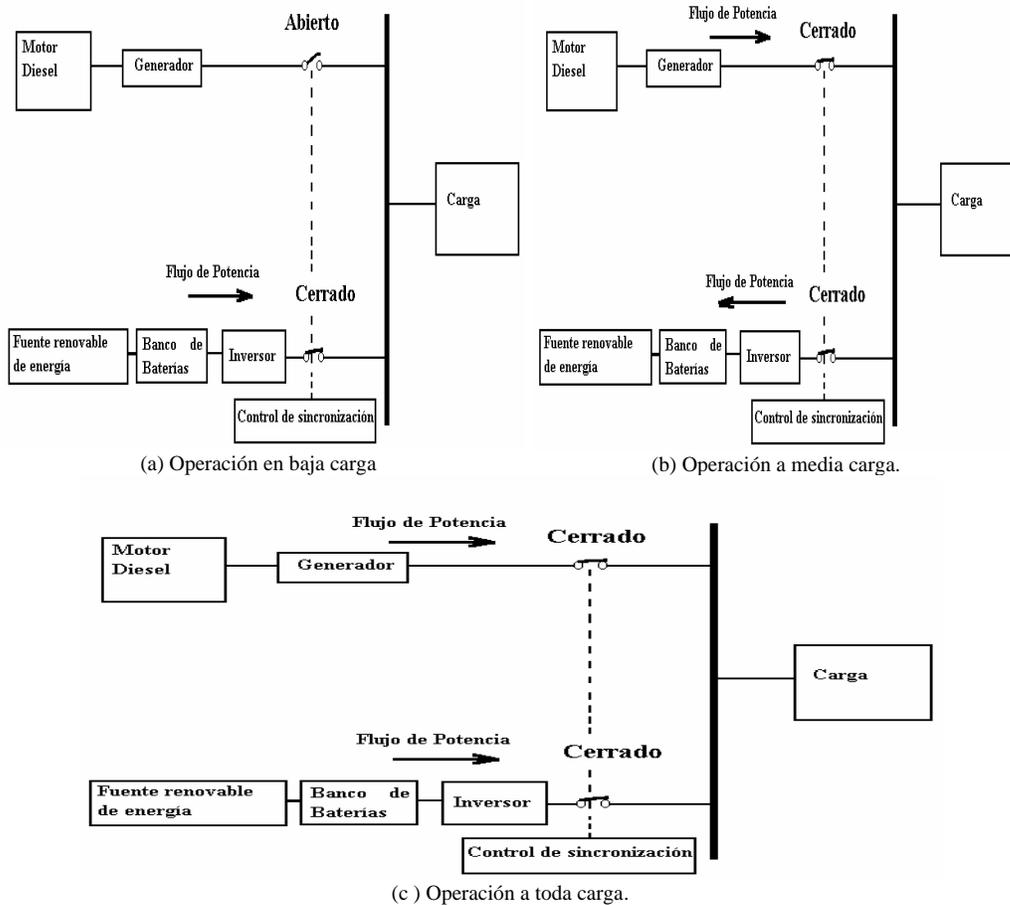


Figura 6.18. Operación del sistema híbrido en paralelo. (Novel Wind/Diesel/Battery Hybrid Energy Sistem).

Los principios de operación del sistema híbrido paralelo pueden ser explicados por el circuito equivalente que se ve en la figura 6.19. Usando un inversor PWM con una salida de red compatible se sigue el uso de análisis convencional y diagramas fasoriales basados en formas de onda senoidales. Asumiendo que tanto el inversor y el generador diesel pueden ser modelados como una fuente de voltaje en serie con una reactancia inductiva. El voltaje de carga V es el que aparece a través de la carga compleja como se observa en la figura 6.21. La expresión general para la potencia aparente que fluye entre el generador diesel y el inversor está dada por:

$$S = \frac{E_1 E_2}{(X_1 - X_2)} \sin(\delta_1 - \delta_2) - j \left\{ \frac{E_1 E_2}{(X_1 - X_2)} \cos(\delta_1 - \delta_2) - \frac{E_1^2}{(X_1 - X_2)} \right\} \dots\dots (6.13)$$

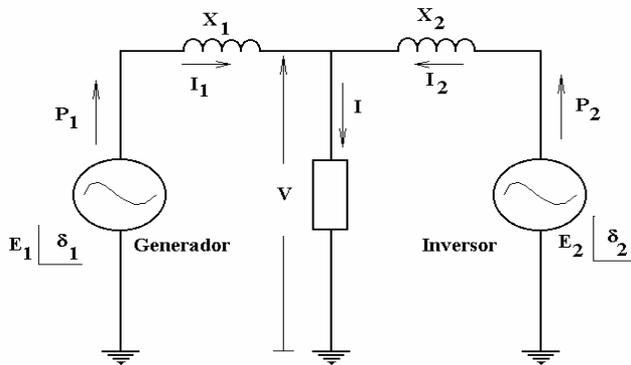


Figura 6.20. Circuito equivalente del sistema. (Novel Wind/Diesel/Battery Hybrid Energy System).

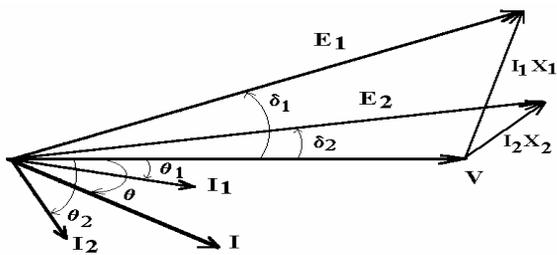


Figura 6.21. Diagrama fasorial del sistema. (Novel Wind/Diesel/Battery Hybrid Energy System).

Se puede notar desde la ecuación 6.13 que el flujo de potencia real es bidireccional yendo desde el generador al inversor por $(\delta_1 - \delta_2)$ positivo y viceversa por $(\delta_1 - \delta_2)$ negativo.

Para una carga dada P , la potencia relativa suministrada por cada fuente puede ser controlada variando el ángulo asociado con el inversor, es decir, el ángulo entre la salida del inversor y el voltaje de carga.

Instalación.

El controlador siempre se debe proteger contra la intemperie, instalándolo en un gabinete o panel a prueba de polvo. Un calor excesivo causará la falla del dispositivo, es por ello que se recomienda instalar el controlador en un área con sombra y con una ventilación adecuada. Los controladores no deben ser instalados cerca del banco de baterías que producen gases.

Bibliografía

Nayar, C. V.; Philips, S. J.; James, W. L.; Pryor, T. L.; Remmer, D.; Energy Solar, Vol 51. Novel Wind/ Diesel/ Battery Hybrid Energy Sistem; 1991, pp. 65-78, 1991.

Mohan, Ned; Undeland, Tore; Robbins, Willian; Power Electronics: Converters, Applications and Design; Ed. John Wiley & Sons; 1989; USA.

General Electric; SCR Manual, Including Triacs and others Thyristors; Ed. Prentice-Hall Inc.; Englewood Cliffs, N. J., USA; 1982.

Photovoltaic Design Assistance Center SANDIA National Laboratories; Hybrid Power Systems: Issues & Anwers; De. Daystar, Inc; Albuquerque, New Mexico; USA; 1992.

EXIDE, Sistemas de Conversión de energía; El Acumulador Eléctrico Tipo Plomo Acido.

General Motor Corp.; AGV-Photovoltaic, Delco Remy.

Integrated Power Corporation; Photovoltaic and Hybrid Remote Power Systems; 1988.

Advance Energy Systems PTY LTD; Sinemax Inverter / Charger System. Instruction Manual; 1993.

CAPÍTULO VII

**CÁLCULO DE UN SISTEMA HÍBRIDO:
EÓLICO + FOTOVOLTAICO + MICROHIDROELÉCTRICO + DIESEL**

VII.1 Diagnóstico de un Sitio Remoto

Lo ideal sería identificar a comunidades rurales sin electrificar y proponer en todas ellas sistemas híbridos de generación eléctrica; sin embargo, sabemos de antemano que se tiene que cumplir con ciertas características para llevar a cabo un proyecto de esta índole. Entonces, como primer paso proponemos que se realicen diagnósticos generales que nos permitan conocer las características y problemáticas de las poblaciones en estudio; es por ello que elaboramos la tabla 6.1 que puede proporcionarnos una visión general de una comunidad rural.

Datos generales de la comunidad	Estado: Municipio: Nombre de la comunidad:	
Ubicación geográfica	Latitud Altura sobre el nivel del mar (msnm) Clima: Vegetación: Distancia a centros que cuenten con servicios de energía eléctrica: Accesos: aéreo, terrestre, marítimo.	
Servicios	Caminos:	carretera terracería brecha
	Energía Eléctrica	Diesel: Red: solar: eólica: otras:
	Escuela	primaria: secundaria: otra:
	Telecomunicaciones	Radio Telefono
	Agua Potable Centros de Salud Iglesia Tiendas de abarrotes	
Población	# de habitantes: # de viviendas: Disposición de las viviendas: Crecimiento de las viviendas: Cultura Organización social y comunal	
Principales actividades	Agricultura Artesanías Ganadería Pesca Otros	

Tabla 7.1: Tabla para el diagnóstico general de una comunidad rural.

Este diagnóstico dará pie a seguir con un estudio más amplio y detallado que nos permita conocer los recursos y necesidades de las comunidades.

VII.2 Jerarquización de los usos de la energía eléctrica en Sitios Remotos

Uno de los objetivos de las visitas de diagnóstico, entre otros, es la de detectar necesidades básicas que pudieran ser cubiertas con la energía eléctrica. Si bien es cierto que la energía eléctrica no cubre con todos los satisfactores que las comunidades requieren para su desarrollo, si es notorio que eleva el nivel de vida de sus moradores. Consideramos importante que en tanto se elaboren los estudios correspondientes al potencial energético renovable (horas de insolación y velocidad promedio anual de viento) se lleve en forma simultánea un estudio antropológico de la comunidad con la finalidad de conocer entre otros puntos: el impacto social y cultural, anterior y posterior a la electrificación; aceptación de la población; necesidades básicas de la comunidad; problemas socio-económicos y la jerarquización de los usos de la energía.

Este último punto es muy importante para nuestro estudio ya que de esta manera se recogen en forma sistemática las necesidades básicas e inmediatas que pueden ser cubiertas a través de la energía eléctrica. De tal modo hemos dividido estas necesidades básicas a ser cubiertas en tres grandes rubros que a continuación explicaremos.

VII.2.1 Usos Domésticos

Por lo general, este es el servicio más solicitado en las aldeas alejadas y es por ello que muchas se han electrificado con sistemas fotovoltaicos independientes, y se justifica aún más su instalación si la comunidad se encuentra muy dispersa y el número de viviendas a

electrificar son pocas. Empero, las principales desventajas de este tipo de sistemas se encuentra en que la energía aún tiene un costo inicial alto, es muy limitada y sólo se maneja corriente directa que puede requerir de equipos especiales como inversores, para utilizar equipos convencionales; si llegan a fallar los equipos, no es común que lleguen a ser reparados. Los sistemas híbridos con un costo menor permiten aprovechar al máximo la energía disponible de las fuentes renovables y no renovables para entregarla de modo similar al servicio que proporciona CFE o CLFC. En los siguientes párrafos examinaremos cuidadosamente los usos domésticos que se le da a la energía eléctrica en comunidades rurales.

Iluminación. El uso más generalizado de la energía eléctrica en las viviendas es el de la iluminación. En sistemas convencionales y no convencionales se viene promoviendo el uso cada vez más frecuente de las lámparas fluorescentes en lugar de las incandescentes. El desarrollo de las lámparas fluorescentes ha venido a dar hasta las lámparas fluorescentes compactas (LFC), que aunque no se ha difundido su uso de una manera decisiva, es la mejor opción para iluminar viviendas rurales. Algunas de las características principales de estas lámparas son:

* Mayor eficacia. La eficacia se define como la relación de la energía eléctrica que requiere la lámpara con respecto al flujo luminoso generado (en lm/W), por tanto, nos referimos a que este término es mayor comparado con el de las lámparas incandescentes. Las lámparas incandescentes tienen una baja eficacia (8-20 lm/W) debido a que pierden la mayor parte de energía que consumen en forma de calor. En cambio las LFC's típicas tienen eficacias de tres a cuatro veces mayores (25-85 lm/W).

* Mayor tiempo de vida. La vida típica de una LFC es de 9,000 a 20,000 horas, mientras que las lámparas incandescentes convencionales tienen un periodo de vida de entre 750 y 2,000 horas. El tiempo de vida

mayor de la LFC permite un ahorro tanto en el material como en los costos de reemplazo para mantenimiento del sistema de iluminación. Sin embargo, la vida de una LFC depende del tiempo promedio de operación por cada encendido o del conjunto lámpara-balastro. Generalmente una LFC que se enciende con mayor frecuencia tiene una vida más corta que una lámpara con encendidos menos frecuentes. Los tiempos de vida nominales están basados en periodos de 3 horas de operación por cada encendido y 20 minutos de apagado.

* Color. Prácticamente todas las LFC's producen luz con un excelente rendimiento de color, similar al de las incandescentes.

* Costo. Aún cuando el costo inicial es alto, el dinero ahorrado por la reducción en el consumo de energía y en los costos de reemplazo se logra un rápido retorno de la inversión y proveer ahorros constantes en los costos de operación.

Las lámparas fluorescentes compactas se pueden encontrar en diferentes potencias siendo las más comunes 5, 7, 9, 11, 13, 15, y 20 W.

Radiograbadoras. Se ha encontrado que un gran porcentaje de las familias en comunidades recién electrificadas poseen algún tipo de aparato de sonido. Los hay desde pequeños radios, radio-relojes y tocacintas, de unos cuantos watts de potencia hasta radiograbadoras estereofónicas de gran tamaño, con potencias alrededor de 50W. Escuchar música parece ser el entretenimiento favorito de las familias. En general, el tiempo de uso promedio es alrededor de 4 a 6 horas diarias.

Televisión. También se ha notado que el número de familias que cuentan con televisión se da en proporción un poco menor de acuerdo con las que cuentan con aparatos de sonido. Seguramente se debe a que las televisiones representan una mayor inversión. Usualmente se adquieren televisiones de blanco y negro de

segunda mano de unos 30-35W hasta unos 70W de color y modelo reciente.

Aparatos electrodomésticos:

Licuada. De acuerdo a la idiosincracia de las familias rurales se ha notado que la licuadora no representa un utensilio de uso común en los quehaceres domésticos de las familias que las poseen. La licuadora por lo general es utilizada sólo en ocasiones especiales, cuando se requiere preparar alimentos en cantidades más allá de lo habitual. La potencia de las licuadoras está en el rango de los 350W a los 450W. Por lo esporádico de su uso se ha concluido que no representa una carga significativa para el sistema.

Máquinas de coser. Muy pocas familias llegan a contar con una máquina de coser eléctrica y además su uso suele ser muy esporádico por lo que comparada con otras cargas puede llegar a ignorarse su uso.

Ventiladores. Por lo general, no se consideran en el diseño de proyectos, sin embargo, en climas calurosos como los hay en todo el territorio nacional, es de esperarse que su uso tienda a difundirse, limitado únicamente por la capacidad económica de las familias. Los más generalizados son los de tipo pedestal con capacidad de 80W.

Planchas. Aún cuando en las comunidades rurales se utilizan planchas de carbón, debe evitarse su uso.

Refrigeradores. Para los proyectos de electrificación con fuentes renovables de energía debe promoverse el uso de refrigeradores del tipo absorción que operan con gas.

Varios. El uso de otros aparatos electrodomésticos, como lavadoras, secadoras de pelo, batidoras, etc., está fuera de los patrones socio-culturales y de la capacidad económica de las comunidades rurales.

VII.2.2 Usos Comunitarios

Los usos comunitarios para el aprovechamiento de la energía eléctrica es difícil de predecir ya que depende de las necesidades de la comunidad en particular; en los siguientes párrafos trataremos de cubrir los que creemos que son los más solicitados.

* **Bombeo de agua.** Uno de los servicios imprescindibles para zonas rurales es el abastecimiento de agua potable. Sin embargo, lo alejado de estos lugares a las líneas de distribución y la dispersión de los mismos, hacen incosteable el tendido de la red eléctrica.

Aplicaciones:

Agua para el ganado. Los rancheros pueden aprovechar la tierra marginal utilizando sistemas de bombeo para subir agua de los pozos a cientos de metros y bombearla a través de una tubería a kilómetros de distancia. Para aquellos que rotan sus pastos para proteger sus tierras, pueden mover sus bombas de un pozo a otro en forma rápida y sencilla.

Riego. Las bombas pueden utilizarse en pequeños ejidos, ranchos, huertos, viñedos y jardines.

Agua doméstica.

Selección de un sistema de Bombeo.

- * Ubicación geográfica del sistema.
- * Complejidad del terreno. Elaborar un mapa o croquis del sitio.
- * Profundidad del pozo o descripción de la fuente de agua.
- * Profundidad hasta la superficie del agua. Anotar las variaciones máximas y mínimas durante un año.
- * Altura vertical total desde la superficie del agua hasta el tanque de almacenaje o tubería de salida.
- * Diámetro interno de la tubería del pozo.
- * Calidad del agua: Clara, salada, contiene minerales, etc.

* Volumen disponible en fuente de suministro.

* Requisitos de agua en litros por día, de acuerdo a la época.

* Aplicación: casa, ganado o riego.

* Elevación sobre el nivel del mar, esto es, para determinar los límites de succión.

* Descripción del equipo existente de bombeo, distribución, almacenaje, etc.

USOS	litros/día
Personas	40-400
Ganado grande (en climas secos)	40
Animales pequeños (por cada 10 kg)	1
Aves (por cien aves)	20-50
Árboles jóvenes (en clima seco)	60

Nota: Estos estimados pueden variar según la temperatura ambiente.

Tabla 7.2: Guía para la estimar los requerimientos de agua

Cálculo de la carga de bombeo.

Factores claves:

? Capacidad de la fuente de agua.

? Volumen de agua necesario diariamente.

? Disponibilidad de insolación solar.

? Tiempo de bombeo.

? Nivel estático del agua.

? Nivel de extracción o aspiración.

? Altura de descarga.

? Fricción del tamaño de la tubería.

? Rendimiento del subsistema de bombeo.

? El motor, tipo y velocidad límite de sobrecarga.

? Tipo de suministro del servicio eléctrico en la localidad.

En la figura 7.1 se definen algunos de los términos hidráulicos que se utilizan en la industria de bombeo. La altura (o carga) dinámica total es la suma de la altura (o carga estática), la aspiración total y la altura equivalente causada por las pérdidas de fricción en la tubería. La altura dinámica total, que se expresa en metros, depende del flujo y debe especificarse para cierto flujo.

Tipos de bombas.

Existe una gran variedad de bombas, que se clasifican, de acuerdo a su principio de

operación, en dos grandes rubros: las bombas dinámicas (centrífugas, axiales y tipos intermedios) y las bombas de desplazamiento positivo (reciprocantes y rotatorias). Las bombas dinámicas se utilizan para mover flujos grandes con bajas cargas; y las bombas de desplazamiento positivo cuando se mueven pequeños gastos a alta presión, de igual manera se utilizan para gastos intermedios como son las de pozo profundo. Existen también otros tipos de bombas para fluidos viscosos, como las de engranes o las de lóbulos. (Ver figura 7.2).

Existen una gran variedad de sistemas de bombeo de agua para casi cualquier aplicación. Existen bombas disponibles para casas remotas, riego, almacenaje de agua, invernaderos y prácticamente para cada necesidad de bombeo a profundidades de hasta 330 metros o más. Se pueden diseñar sistemas para proveer desde 4-480 litros por minuto o más con alturas de descarga que varían desde unos cuantos metros hasta cientos de metros.

1.- Es necesario comprobar que para condiciones normales de operación (carga y gasto), la bomba opere con su máxima eficiencia.

2.- Resulta muy útil elaborar un estudio de bombeo de agua por lo menos con tres alternativas, de esta manera, se verá que tipo de bombeo puede ser el de menor costo. La tabla 7.3 puede ser de gran ayuda para elaborar esta selección:

CARACTERÍSTICAS	BOMBA 1	BOMBA 2	BOMBA 3
1.- Demanda de flujo (lts/día)			
2.- Gasto proporcionado por la bomba.			
3.- Consumo de energía eléctrica.			
4.- Tiempo de trabajo de la bomba para suministrar el flujo (hrs/día).			
5.- Consumo anual de energía eléctrica.			
6.- Costo de la energía eléctrica (según tarifa)			
7.- Costo anual de la energía eléctrica (\$/año)			
8.- Costo de la bomba.			
9.- Depreciación anual de la bomba.			
10. Costo anual (7+9)			

Tabla 7.3: Selección de una bomba.

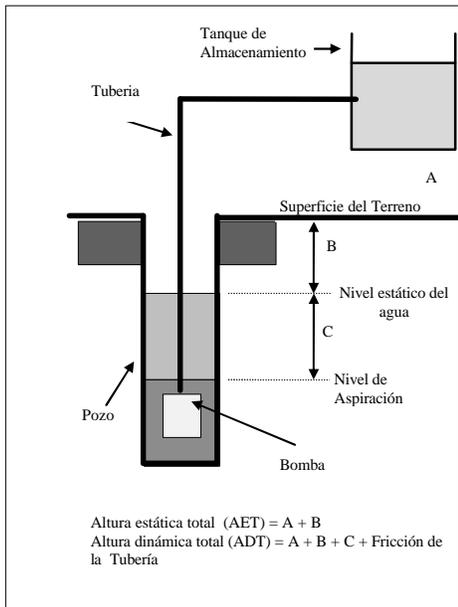


Figura 7.1: Cálculo del sistema de bombeo

zonal desarrollado por la IESNA (Illuminating Engineering Society of North America) para determinar los niveles de iluminación promedio proporcionados por los luminarios localizados en un espacio cerrado.

Método de cavidad zonal. El área más importante a iluminar es el plano de trabajo, ya que ahí es donde se realiza la tarea visual. El método se basa en la suposición de tres cavidades como máximo, que componen el espacio a iluminar.

A las cavidades anteriores se les denomina:

- * Cavidad de techo: desde el plano del luminario al techo.
- * Cavidad de cuarto: del plano de trabajo al plano del luminario.
- * Cavidad de piso: desde el plano de trabajo hasta el piso.

Estas tres cavidades se muestran en la figura 6.3.

Cuando los luminarios están empotrados en el techo, o si la superficie de montaje es poco profunda, no existe la cavidad de techo; si el plano de trabajo coincide con el piso, no existe cavidad de piso. En cualquier caso existe la cavidad de cuarto.

Fórmulas para el cálculo. El método de cálculo está basado en la definición de la unidad de iluminancia, el lux:

$$LUX = \frac{LUMEN}{AREA} \dots\dots\dots(7.1)$$

En esta ecuación se asume que el total de la luz generada por la lámpara incide sobre el plano de trabajo. En realidad, lo anterior no se cumple ya que existen diversos factores que impiden un completo aprovechamiento de la luz emitida por la lámpara (factor de pérdida de luz). Tomando en cuenta estos factores la ecuación 7.1 se modifica de la siguiente forma:

* **Escuela.** Los servicios que generalmente requiere una escuela rural son los siguientes:

Iluminación. Regularmente, las escuelas rurales sólo operan de día, aún así, creemos que la iluminación es un apoyo en los días nublados, o bien, se podría pensar en prolongar su uso algunas horas por la noche. Un diseño del sistema de iluminación permite obtener un nivel óptimo de iluminación con el mínimo de energía requerida. Es por ello que recomendamos utilizar el método de cavidad

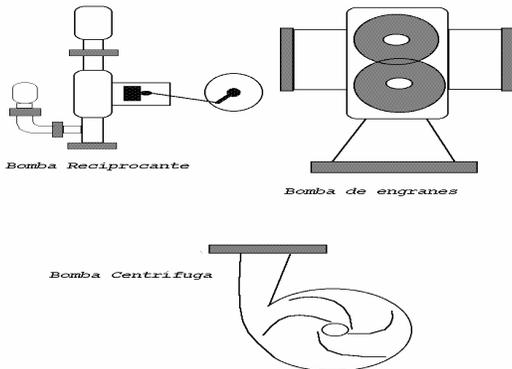


Figura 7.2: Tipos de bombas.

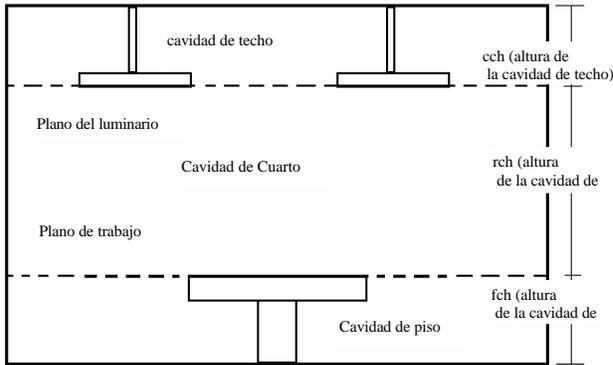


Figura 7.3: Método de cavidad zonal.

$$LUX = \frac{\text{Lumens} \times CU \times LLD \times LDD \times RSDD \times BF}{\text{AREA}} \dots\dots (7.2)$$

Donde: CU es el coeficiente de utilización. CU es el porcentaje de luz generada por la lámpara que finalmente incide en el plano de trabajo. Este valor se determina de acuerdo a las tablas que proporciona el fabricante para cada luminario.

BF es el factor de balastro. Es el porcentaje de lúmenes emitidos por una lámpara fluorescente operando con un balastro normal comparado con los lúmenes emitidos cuando la lámpara opera con un balastro patrón.

$$BF = \frac{\text{Emisión Relativa}}{\text{Emisión Real}} \dots\dots\dots(7.3)$$

LLD (lumen lamp. depreciation) depreciación de lúmenes de la lámpara. Es un valor proporcionado por el fabricante que compensa las pérdidas de los lúmenes de salida de la lámpara conforme esta envejece.

LDD (luminaire dirt depreciation). Depreciación por polvo en el luminario. Este valor compensa las pérdidas de luz debidas a la acumulación de polvo en las lámparas y luminarios; depende del diseño del luminario y las condiciones ambientales; se determina mediante gráficas.

RSDD (room surface dirt depreciation). Depreciación por suciedad del cuarto. Compensa la pérdida de reflectancia en las

superficies del cuarto debido a la suciedad. Se determina mediante tablas.

De esta manera se obtendrá la potencia utilizada por el sistema de iluminación (luminario-lámpara-balastro).

Equipo de televisión y video. Estos equipos pueden ser utilizados como una gran herramienta y apoyo para la educación el equipo completo puede constar de: TV-color, videocasetera y antena parabólica (que incluye decodificador).

Computadoras. Ya se han visto en algunas comunidades rurales el uso de computadoras que han servido de apoyo en la educación.

Casa de gobierno. Se puede considerar a una casa de gobierno como una vivienda común aunque se pueden considerar cargas adicionales como el uso de una máquina de escribir, una computadora, etc.

Centro de salud. Una de las prioridades al electrificar comunidades rurales es la clínica o centro de salud, ya que por lo general, pueden suscitarse emergencias, o bien, es necesario almacenar medicamentos y vacunas. La iluminación puede llegar a ser crítica si es necesario hacer una operación de emergencia aunque su uso sea esporádico. También es recomendable, y de hecho en la práctica, los equipos de radiocomunicación son instalados en estos centros.

Alumbrado público. Normalmente, en las comunidades rurales no existe urbanización, esto es, trazo de calles, ni planeación de servicios; Sin embargo, el contar con alumbrado público en lugares estratégicos puede proporcionar seguridad a la población. Pueden utilizarse para este caso lámparas de vapor de sodio a baja presión cuya principal ventaja es su alta eficiencia y larga vida aunque la luz emitida es de muy baja calidad (casi monocromática).

Teléfono. Contando con el servicio de energía eléctrica se puede echar a andar un equipo de telefonía y de esta manera terminar

con la incomunicación de muchas comunidades rurales.

VII.2.3 Usos productivos

Si los recursos renovables y económicos están disponibles, se puede impulsar el desarrollo de comunidades rurales mediante procesos productivos. Tales procesos deben de estar de acuerdo a la idiosincracia de la comunidad, así como también a la limitante de la energía eléctrica proporcionada. Aún así, se pueden promover algunos talleres que permitan a la comunidad desarrollar habilidades en ciertas áreas, como pueden ser; pequeños talleres de artesanías, carpintería, corte y confección, etc. De esta manera, se pueden utilizar pequeños motores eléctricos, y por tanto no requerir grandes cantidades de energía.

VII.3 Características de la Carga

Un estudio de las cargas y sus características abarca no sólo los diversos tipos de aparatos que se usan y su agrupación para conformar la carga de un consumidor individual, sino también el grupo de consumidores que integran la carga de una comunidad. Esta sección pretende explicar con detalle las características que pueden presentar las cargas.

VII.3.1 Definición de los Principales Factores

Existen algunos términos que explican claramente las relaciones de cantidades eléctricas que pueden ayudar a precisar las características de una manera sencilla; así mismo, estas relaciones son útiles para determinar los efectos que la carga puede causar en el sistema. A continuación se presenta una breve definición de las relaciones más importantes y útiles para el diseño de sistemas de energía eléctrica.

a) Potencia eléctrica. La potencia eléctrica representa la razón a la cual el trabajo se efectúa en un circuito eléctrico. El kilowatt-hora representa la potencia eléctrica de un kilowatt actuando en un intervalo de una hora;

así pues, éste representa una medida del trabajo total que realiza un circuito eléctrico. Si, por ejemplo, el circuito entrega 3,600kW en un segundo, esa misma cantidad de trabajo realizará un kilowatt-hora, esto es:

$$1 \text{ kW-hr} = 3,600\text{kW}\cdot\text{seg} \times \frac{1 \text{ hr}}{3,600\text{seg}} \dots\dots\dots(7.4)$$

b) Demanda. La demanda de una instalación o sistema es la carga en las terminales receptoras tomada en un valor medio en determinado intervalo. Se entiende por carga la que se mide en términos de potencia (aparente, activa, reactiva o compleja) o de intensidad de corriente. El período durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de demanda y es establecido por la aplicación específica que se considere, la cual se puede determinar por la constante térmica de los aparatos o por la duración de la carga. La carga puede ser instantánea, como cargas de soldadoras o corriente de arranque de motores. Sin embargo, los aparatos pueden tener una constante térmica en un tiempo determinado, de tal manera que los intervalos de demanda pueden ser de 15, 30, 60 o más minutos, dependiendo del equipo de que se trate. Se puede decir entonces que al definir una demanda es requisito indispensable indicar el intervalo de demanda, ya que sin esto el valor que se establezca no tendrá ningún sentido práctico. Los intervalos en los que usualmente se mide la demanda son de 15, 30 y 60 minutos.

c) Demanda máxima. Las cargas eléctricas por lo general se miden en amperes, kilowatts o kilovolt-amperes. Para que un sistema eléctrico o parte de éste se construya eficientemente se debe conocer la demanda máxima del mismo. En general, las cargas eléctricas rara vez son constantes durante un tiempo apreciable, o sea, que flutúan de manera continua. La figura 7.4 muestra una curva de carga de 24 horas de una comunidad rural típica. Aunque los valores cambien durante el día, este tipo de curva se repetirá constantemente. Así pues, se presentarán variaciones similares de máximo y mínimo en

todas las partes del sistema. El valor más elevado de la figura 7.4 se denomina pico o demanda máxima del sistema eléctrico durante el día o en un intervalo de 24 horas. Si, por ejemplo, se obtuvieran las curvas de siete días consecutivos, la carga máxima mostraría la demanda máxima o pico de carga del sistema durante una semana. De modo semejante, la carga mayor en un mes o un año será la máxima demanda o pico de carga en un mes o un año. El valor de la demanda máxima anual es el valor que con más frecuencia se usa para la planeación de la expansión del sistema. El conocimiento de la demanda máxima de un grupo de cargas y su efecto combinado en el sistema eléctrico es también de gran importancia, dado que la demanda máxima del grupo determinará la capacidad que requiera el sistema. De igual modo, la demanda máxima combinada de un grupo de consumidores (como es nuestro caso), determina la capacidad de nuestro sistema, del transformador que se requiere, el calibre del conductor y la capacidad del interruptor o del regulador que formen parte del alimentador primario.

Como se puede ver, en todos los casos, la determinación de la demanda máxima es de vital importancia, y si no se pueden elaborar medidas precisas de la demanda es necesario estimar su valor de la mejor manera posible para poder usar estos datos correctamente en el proceso de planeación del sistema.



Figura 7.4: Perfil de demanda de una comunidad rural típica.

d) Carga conectada. Es la suma de los valores nominales de todas las cargas del consumidor que tienen probabilidad de estar en servicio al mismo tiempo para producir una demanda máxima. La carga conectada se puede referir tanto a una parte como al total del sistema y se puede expresar en watts, kilowatts,

amperes, HP's, kilovolt-amperes, etc., dependiendo de las necesidades o requerimientos del estudio.

e) Factor de carga. Se define como la relación entre la demanda promedio en un intervalo dado y la demanda máxima que se observa en el mismo intervalo. Con base en lo anterior puede expresarse el concepto en forma matemática:

$$F_c = \frac{D_m}{D_{ms}} = \frac{D_m \times \Delta d}{D_{ms} \times \Delta d} = \frac{\text{energía absorbida en el intervalo } \Delta d}{D_{ms} \times \Delta d} \quad \dots(7.5)$$

Los límites del factor de carga están en el orden de

$$0 < F_c = 1$$

El factor de carga indica básicamente el grado en que el pico de carga se sostiene durante el periodo, además es un índice de la eficiencia del sistema o parte del mismo siendo el 100% de factor de carga o 24 horas por día con pico de carga constante el máximo posible. La figura 7.5 ilustra el factor de carga para un ciclo de carga cualquiera.

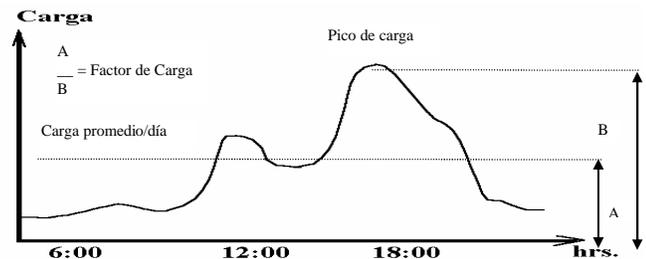


Figura 7.5: Factor de Carga F_c .

f) Factor de diversidad. La diversidad entre las demandas máximas se mide por el factor de diversidad que se define como la relación entre la suma de las demandas máximas individuales entre la demanda máxima del grupo de cargas. El factor de diversidad se puede referir a dos o más cargas separadas o se pueden incluir todas las cargas de cualquier parte de un sistema eléctrico o de un sistema complejo; esto se puede expresar como sigue:

$$F_{div} = \frac{\sum D_{mi}}{D_{ms}} \dots\dots\dots (7.6)$$

En la mayoría de los casos el factor de diversidad es mayor que la unidad ($F_{div} \geq 1$).

g) Factor de coincidencia. Se define como el porcentaje promedio de la demanda máxima individual de un grupo que coincide en el momento de la demanda máxima del grupo, o la contribución de carga individualmente, en por ciento de su demanda, para la demanda total combinada.

$$\text{Factor de coincidencia} = \frac{1}{\text{factor de diversidad}} \quad (7.7)$$

Los factores de diversidad y coincidencia se afectan por el número de cargas individuales, el factor de carga, las costumbres de vida de la zona, etc. El factor de diversidad tiende a incrementarse con el número de consumidores con rapidez al principio y más lentamente a medida que el número es mayor. Por otro lado, el factor de coincidencia decrece rápidamente en un principio y con más lentitud a medida que el número de consumidores se incrementa (ver figura 7.6).

La figura 7.6 muestra el rango aproximado de coincidencia para consumidores residenciales con base en demandas máximas anuales. Las curvas de la figura representan los límites de los rangos aproximados de los factores de coincidencia para grupos compuestos de consumidores residenciales promedio. Los hábitos locales y las características locales de cargas residenciales pueden causar estas variaciones de diversidad. El factor de coincidencia promedio mensual usualmente será mayor que el factor correspondiente para un año. Esto se debe a los cambios de estación en la carga ya que la diversidad anual se basa en doce diferentes demandas máximas durante el año, mientras que la diversidad mensual se apoya únicamente en la más grande de ésta. En la estimación de carga para el diseño de un sistema por lo

general se emplea el factor de coincidencia o diversidad anual.

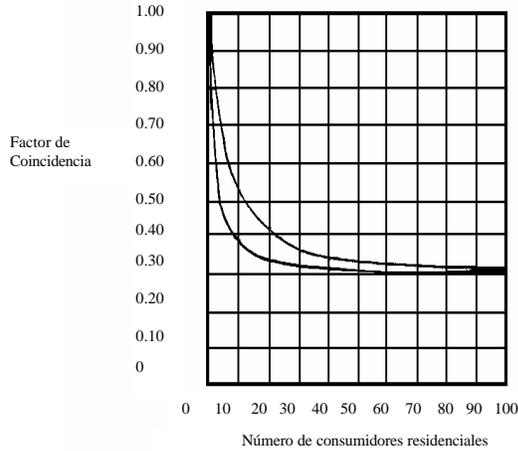


Figura 7.6: Límites de variación del factor de coincidencia para grupos diversos de consumidores residenciales.

h) Factor de demanda. En un intervalo δ de un sistema o de una carga es la relación entre su demanda máxima en el intervalo considerado y la carga total instalada. El factor de demanda generalmente es menor que la unidad y será unitario cuando durante el intervalo δ todas las cargas instaladas absorban sus potencias nominales. Se tiene entonces:

$$F_d = \frac{D_{ms}}{P_{ins}} \quad (7.8)$$

donde: F_d = Factor de demanda del sistema
 D_{ms} = Demanda máxima del sistema en un intervalo (δ)
 P_{ins} = Carga total instalada en el sistema.

i) Balanceo. El balanceo es la distribución equitativa del conjunto de cargas en cada una de las fases del sistema. El desbalance en las tensiones tiende a agravar las condiciones debido a que producen corrientes desbalanceadas que se aplicarán a motores polifásicos conectados. Es deseable una expresión de desbalance simple o factor de balance; sin embargo, es sumamente difícil encontrar una expresión sencilla que refleje la situación real del sistema. El desbalance en

voltaje algunas veces se expresa como la máxima divergencia de cualquier fase con respecto al promedio de todas las fases. Por ejemplo, en un sistema trifásico con 107, 112 y 118 volts cada una de las fases, se puede decir que el sistema tiene un desbalance de:

$$\frac{107 + 112 + 118}{3} = 112.33$$

$$\frac{112.33 - 107}{112.33} \times 100 = 4.75\%$$

Este método no indica ninguna relación entre las fases, sin embargo, en ciertas condiciones sirve como medida conveniente de desbalance del sistema. Como regla general, en problemas de distribución interesan más las corrientes reales y las tensiones que una expresión compuesta de desbalance.

j) Crecimiento de carga. Uno de los puntos críticos a considerar en la planeación de un sistema híbrido de potencia y en la distribución de la energía, es el crecimiento de carga del mismo. Es muy raro el caso en que un sistema se puede diseñar sobre la base de las cargas reales actuales. Como regla general se debe considerar alguna tasa de crecimiento de carga. Por lo regular esto se hace tanto para la capacidad de reserva para el diseño actual como para prevenir futuras adiciones o modificaciones. El crecimiento de la carga es atribuible a varios factores: nuevos lotes o zonas que se anexan al sistema, nuevos consumidores que se encuentran en la zona del sistema o aumentos de carga de los consumidores actuales. Estos factores son aplicables a diferentes partes del sistema y en distintos grados, por lo que no se recomienda una estimación generalizada de crecimiento de carga para todos los casos.

En el crecimiento de la carga influyen condiciones locales, como pueden ser: condiciones económicas de la zona, hábitos de los consumidores, condiciones económicas reales de la empresa suministradora, etc. Es

conveniente recalcar que solamente un estudio cuidadoso y continuo de los diferentes factores que afectan al crecimiento de carga en todas las zonas del sistema en cuestión dará datos básicos adecuados para la planeación del sistema con los cuales se pueda estimar con propiedad el futuro crecimiento de la carga.

Estadísticas y datos detallados del comportamiento pasado del sistema, año con año y mes con mes, son de gran ayuda en la predicción del futuro comportamiento del sistema. Algunos de ellos se enlistan a continuación:

- * Carga total del sistema
- * Carga total de varios tipos (potencia, iluminación, etc.)
- * Pruebas anuales en transformadores de distribución.

Cuando se dispone de estos datos pueden hacerse estimaciones más razonables. La carga futura que se debe tomar anticipadamente en la instalación de la capacidad presente siempre es un aspecto de tipo económico. Ello incluye una consideración del costo de instalar capacidad en exceso hasta que ésta sea necesaria, contra el costo de reemplazar pequeñas unidades por unas mayores cuando se requiera. El uso de un número limitado de capacidades estandarizadas de diversos materiales y equipo a menudo hace que la condición teóricamente más económica no siempre se pueda aplicar en la práctica. Se recomienda no instalar capacidad en exceso con cargas de crecimiento lento dado que la naturaleza o tipo de carga que aparecerá en lo futuro es totalmente incierto. Si se conoce la tasa de crecimiento, el incremento en la carga en un periodo determinado de años se puede calcular aproximadamente con la siguiente expresión:

$$L_n = (1 + r)^n L_i \quad (7.9)$$

- donde: L_n = Carga posterior a un periodo de carga inicial.
 L_i = Carga inicial.
 r = Tasa periódica de crecimiento de carga por unidad.
 n = Número de periodos.

El crecimiento de carga es de suma importancia en un diseño económico, que a su vez tiene repercusiones tanto en el diseño eléctrico como en el mecánico. Debido a la influencia del crecimiento de la carga en el costo de operación, de inversiones y otros factores, las características de las cargas constituyen un elemento primordial en el diseño y operación del sistema. Independientemente de la forma en que los principios económicos se apliquen para diseñar el sistema, siempre se debe considerar el crecimiento de carga; éste se puede usar para indicar cambios en cualquiera de las características de las cargas conocidas. Con respecto a un factor en particular, el crecimiento de carga puede afectar un incremento en la demanda máxima, consumo de energía o ambos.

k) Factor de potencia. Básicamente se define como la relación entre la potencia activa y la potencia aparente. Cuando se aplica a circuitos trifásicos en el que el voltaje y la corriente son senoidales y balanceados, el circuito se analiza por fase; así, el factor de potencia está dado de la siguiente manera :

$$fp = \cos \phi \quad (7.10)$$

donde ϕ es el ángulo de atraso de la corriente con respecto a la caída de tensión en la carga. La definición anterior, por lo general, no es aplicable a la carga distribuida o a un grupo de cargas individuales, las cuales cambian continuamente. En este caso el factor de potencia se debe aplicar a una condición particular de la carga, tal como un pico de carga. Se considera razonable determinar el factor de potencia promedio más que un factor de potencia para una condición de carga en particular. Para estas condiciones el factor de potencia promedio se determina por la potencia promedio activa y la potencia promedio reactiva, las cuales serán proporcionales a los kWh y los kilovars-h.

l) Factor de pérdidas. Se define como la relación entre el valor medio y el valor máximo de potencia disipada en pérdidas en un intervalo

dado. Esto se representa mediante la siguiente expresión:

$$F_p = \frac{\text{pérdidas medias en } \Delta d}{\text{pérdidas máximas en } \Delta d} = \frac{P_m}{P_M} \quad (7.11)$$

m) Relación entre el factor de pérdidas y el factor de carga.

En muchas ocasiones el cálculo del factor de pérdidas se torna difícil, sobre todo cuando el factor de potencia de la carga varía constantemente. Es posible simplificar este cálculo buscando una relación entre el factor de carga y el factor de pérdidas, y para ello se han obtenido algunas relaciones empíricas tales como:

$$F_p = 0.3F_c + 0.7F_c^2 \text{ (desarrollado en E.U.A)} \quad (7.12)$$

$$F_p = 0.4F_c + 0.6F_c^2 \text{ (desarrollado en Europa)} \quad (7.13)$$

que se han establecido y que dependen naturalmente del sistema de estudio. El factor de pérdidas es sumamente importante en estudios económicos para determinar la energía que se pierde en los sistemas.

n) Demanda máxima diversificada. Promedio por consumidor.

La demanda máxima de un grupo de cargas se puede representar con las siguientes ecuaciones:

$$D_{MN} = \frac{D_{M1} + D_{M2} + \dots + D_{Mn}}{(F_{div})_N} \quad (7.14)$$

o bien:

$$D_{MN} = (F_{coinc})_N (D_{M1} + D_{M2} + \dots + D_{Mn}) \quad (7.15)$$

donde: D_{Mi} = Demanda máxima de una carga individual o grupo de cargas individuales del mismo tipo.

D_{Mn} = Demanda máxima de la carga enésima.

D_{MN} = Demanda máxima de un grupo de N cargas o demanda máxima del sistema.

$(F_{div})_N$ = Factor de diversidad de un grupo de N cargas.

$(Fcoinc)_N$ = Factor de coincidencia de un grupo de N cargas.

Estas ecuaciones se pueden representar en Por Unidad dividiendo entre el número de cargas y convirtiendo en lo que se denomina demanda máxima diversificada. Lo anterior expresado en forma algebraica quedaría:

$$\frac{D_{MN}}{N} = \frac{\text{Dem. máx individual prom}}{(Fdiv)_N} = \frac{D_{M1} + D_{M2} + \dots + D_{Mn}}{N} \times \frac{1}{(Fdiv)_N} \quad (7.16)$$

o bien,

$$\frac{DMN}{N} = (Fcoinc)_N (\text{Demanda máxima Individual promedio})$$

Este concepto se aplica en cargas de tipo residencial o mixto, en que es indispensable saber la carga que tendrá que llevar el sistema eléctrico.

VII.4 Uso Racional de la Energía

Si bien es cierto que el uso de la energía mediante un sistema híbrido es limitado también es cierto que el uso racional de ésta puede hacerlo más eficiente. Es por ello que creemos que elaborar un programa del uso racional de la energía contribuye a este fin. Consideramos necesario resaltar la importancia de la administración de la energía para la planeación del sistema híbrido así como para su seguimiento. La realización de una adecuada administración de la energía puede ser sencilla o de gran complejidad, dependiendo del tamaño, características y usos de la energía de la comunidad, pero siempre estará en función de la capacidad de dirigir los recursos humanos, materiales y financieros hacia objetivos concretos del uso eficiente de la energía eléctrica.

A continuación presentamos una metodología, que siendo general puede ser aplicada a cualquier comunidad que considere necesario reducir sus costos de operación por consumo de energía. La implementación del

programa debe estar en el proceso administrativo, siguiendo los puntos que se definen a continuación.

* Diagnóstico. Se refiere al análisis del posible consumo de energía relacionado con los niveles de producción, y al análisis de las condiciones de diseño y operación de los equipos de acuerdo a las características de los procesos y tecnologías utilizadas. Con base en este estudio, se fijarán los objetivos y metas a seguir en función de los potenciales de ahorro descubiertos y se investigarán las diversas alternativas para alcanzarlos.

Aquí se describirán los posibles usos de la energía de acuerdo a la necesidades a cubrir por el sistema eléctrico.

* Planeación. Consiste en elegir la alternativa concreta de acción a seguir, las políticas en materia de energía, el tiempo de ejecución, el logro de objetivos y, por último, se determina el monto de recursos financieros para la aplicación del programa. En nuestro caso, se pueden determinar acciones posibles que repercutirán en la elaboración de la curva de demanda, la cual será indispensable para determinar la capacidad del sistema. De acuerdo a los usos podemos administrar, o bien, encontrar oportunidades de ahorro de energía que explicamos a continuación:

Usos domésticos.

1) Sustituir focos incandescentes por lámparas fluorescentes compactas; éstas proporcionan el mismo nivel de iluminación, duran 10 veces más y consumen 4 veces menos energía eléctrica. Es indispensable concientizar a la población de apagar las lámparas cuando su iluminación no sea necesaria.

2) Promover el uso de refrigeradores de absorción que utilicen gas y seguir las siguientes indicaciones:

- * Comprobar que la puerta selle perfectamente.
- * Instalar el refrigerador lejos de fuentes de calor (estufa, calentadores, etc.)

- * Evitar que se escape el frío abriendo la puerta lo menos posible.
- * Limpiar el cochambre del refrigerador cada dos meses.
- * Permitir que los alimentos por refrigerar se enfríen antes de introducirlos al refrigerador.
- * Descongelar regularmente el aparato.
- * Cuidar la correcta posición del termostato; fijarla entre los números 2 y 3, con esto se tendrá el enfriamiento adecuado. En clima caluroso colocarlo entre los números 3 y 4.
- * Evitar evaporaciones y malos olores tapando los líquidos que son introducidos en el refrigerador.
- * Un refrigerador con deshielo automático consume hasta un 30% más.

3) Lavadora. No lavar ropa en pequeñas porciones sino juntarla y cargar la lavadora con el máximo permisible. Disminuir el número de sesiones de lavado semanal.

4) Aparatos de entretenimiento. Evitar que radios, televisiones, tocacintas, etc. estén prendidos cuando nadie los atiende.

5) Plancha. Promover el uso de planchas calentadas a base de carbón. Prohibir el uso de planchas eléctricas.

6) Una licuadora que trabaja con facilidad dura más y gasta menos; es necesario que las espas siempre tengan filo y no estén quebradas.

7) Comprobar que la instalación eléctrica no tenga fugas.

8) Procurar utilizar colores claros en los acabados de techos y paredes, esto permite tener mejor iluminación.

9) Se puede considerar utilizar aislamientos adecuados para techos y paredes, y de esta manera mantener una temperatura confortable.

Usos Comunitarios.

Se pueden considerar las mismas recomendaciones que para los usos domésticos para posibles servicios como son la clínica, la casa de gobierno, la escuela o una iglesia.

Bombeo de agua. Se puede considerar el uso de bombas para bombeo en horas en que la carga es mínima y así evitar picos de carga elevados.

Alumbrado público. Se recomienda usar lámparas de vapor de sodio a baja presión (VSBP), o bien, de alta presión (VSAP) que son las más eficientes.

Usos Productivos. Se pueden sugerir las recomendaciones anteriores y un horario establecido de trabajo con el fin de evitar picos de carga prolongados.

* Organización. En esta etapa se define la estructura que permita instrumentar el programa establecido. Aquí es necesario especificar las funciones, jerarquías y obligaciones de la comunidad.

* Integración. Consiste en elegir a la persona o personas que serán los responsables de la ejecución del programa; así como la adquisición de la instrumentación y el equipo necesario para realizar el diagnóstico y monitorear los avances del programa.

* Dirección. Consiste en delegar la autoridad necesaria al responsable del programa y especificar su tramo de control y coordinación. Asimismo, se deben definir los mecanismos de supervisión y los medios de comunicación como componentes esenciales del programa.

* Control. En esta etapa se establecen normas de consumo de energía, de mantenimiento y de operación, así como el método que permita dar seguimiento permanente al programa. Todo ello, mediante monitoreo a través de un sistema integral de

información energética y listas de verificación de la aplicación de medidas de ahorro de energía.

VII.5 Elaboración de la Curva de Demanda Diaria Estimada de un Sitio Remoto

La realización de una curva de demanda diaria para una comunidad rural no resulta sencilla ya que intervienen muy diversos factores del comportamiento de la carga. Por otro lado, se carecen de datos históricos que contribuyan a la elaboración de ésta. Partiendo de la experiencia de algunos sistemas híbridos ya instalados y en operación ofrecemos información útil para la elaboración de esta curva.

Levantamiento de posibles cargas. De acuerdo a nuestra clasificación de cargas ya expuesto, hemos elaborado la siguiente serie de tablas que muestran las cargas más representativas de acuerdo al uso, potencia y número de horas que operan durante el día

	Aplicación	Potencia	Horas de uso al día
Usos domésticos	Iluminación	3-6 lámparas de 13W	4 a 6 hrs
	Radiograbadoras	10-50W	4 a 5 hrs
	Televisión	30-60W	2 a 4 hrs.
	Licuada	350 a 450W	.08 a .16 hrs
	Ventiladores	de 80W	----
	Máquinas de coser	175W	----

Tabla 7.4: Usos Domésticos

	Aplicación	Potencia	Horas de uso al día	
Usos Comunitarios	Bombeo de Agua	de pozo profundo 1/3 HP	350-600W	---
		de pozo profundo 1/2 HP	400-800W	---
		Bomba de circulación	10-80W	---

Tabla 7.5a: Usos Comunitarios, Bombeo de Agua.

	Aplicación	Potencia	Horas de uso al día
Clínica	Iluminación	4-8 lámparas de 13W	4 a 7 hrs
	Refrigerador 12ft ³	300W	15 a 20 hrs
	Radio	50-100W	1 a 2 hrs
	Televisión	30-60W	2 a 4 hrs.
	Radiograbadora	10-50W	4 a 5 hrs

Tabla 7.5b: Usos Comunitarios, Clínica.

	Aplicación	Potencia	Horas de uso al día
Escuela	Iluminación	requiere cálculo 13W LFC	2 a 3 hrs.
	Televisión	30-60W	2 a 4 hrs.
	Videocasetera	30-60W	1 a 2 hrs.
	Decodificador	20-40W	1 a 2 hrs.

Tabla 7.5c: Usos Comunitarios, Escuela.

	Aplicación	Potencia	Horas de uso al día
Casa de gobierno	Iluminación	4 a 6 LFC de 13W	2 a 3 hrs.
	Radiograbadora	10-50W	4 a 5 hrs.
	Televisión	30-60W	0.5 a 1 hr.
	Videocasetera	30-60W	1 a 2 hrs.
	Telefono	50-100W	0.5 a 1 hr.

Tabla 7.5d: Usos Comunitarios, Casa de Gobierno.

	Aplicación	Potencia	Horas de uso al día
Alumbrado Público	Lámparas de Vapor de Sodio a Baja Presión. (de 5 a 10)	35-70 W	4 a 8 hrs.

Tabla 7.5e: Usos Comunitarios, Alumbrado Público.

	Aplicación	Potencia	Horas de uso al día
	Sierra circular	800-1,200W	---
	Sierra de mesa	800-950W	---
	Taladro variable de 3/8plg	200-300W	---
	Torno pequeño	500-1,000W	---

Tabla 7.6: Usos Productivos.

Por otro lado, es necesario calcular la corriente de arranque de los aparatos para conocer los picos que producen. Si no aparecen en la placa de datos o en las indicaciones del manual técnico, la siguiente tabla indica los valores cercanos de la corriente de arranque de algunos aparatos eléctricos.

Aparato eléctrico	Corriente de arranque estimada
TV, Radiograbadoras, Licuadoras, Ventiladores, Lámparas Fluorescentes.	de 1 a 2 veces la corriente de funcionamiento normal.
Refrigerador, bombas de agua, pequeños motores.	de 3 a 4 veces la corriente de funcionamiento normal.

Tabla 7.7: Corriente de arranque para ciertos aparatos eléctricos.

Los tipos, eficiencias, potencias de corte, requerimientos eléctricos parásitos y otras características deben ser establecidos para cada uno de los elementos empleados en el manejo de la potencia.

De acuerdo con los conceptos planteados anteriormente, y a manera de resumen, la curva de demanda de la comunidad puede seguir el siguiente procedimiento:

1. Diagnóstico de la comunidad.
2. Definir los usos de la energía.
3. Contabilizar a los posibles usuarios.
4. Determinar la carga instalada.
5. Determinar el uso horario de la carga.
6. Determinar el factor de coincidencia.
7. Determinar o fijar el factor de potencia del sistema.
8. Determinar el factor de carga de la comunidad.
9. Determinar el factor de pérdidas.
10. Determinar un programa de ahorro de energía para evitar picos prolongados.
11. Sumatoria de las demandas diversificadas por cada hora del día.
12. Elaboración de la curva de demanda.

A manera de ejemplo la figura 6.7 se muestra la curva de demanda diaria típica de la comunidad de María Magdalena, cuyo sistema

híbrido alimenta a 43 casas, tres escuelas, tres tiendas, una iglesia y un auditorio. Las cargas típicas incluyen iluminación, radios, televisiones, refrigeradores (en las tiendas), y una computadora en la escuela. En capítulos posteriores analizaremos con más detalle esta comunidad.

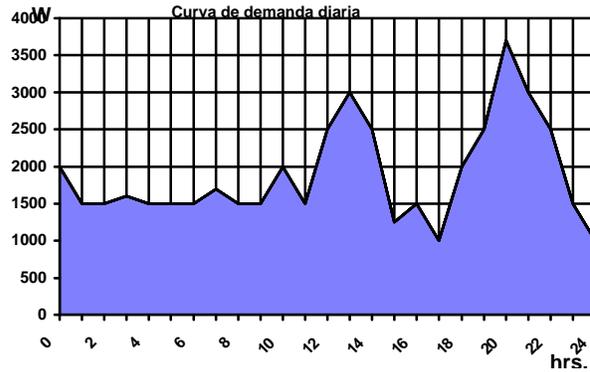


Figura 7.7 Curva de demanda diaria del Poblado de María Magdalena. (Westinghouse)

VII.6 Metodología de Cálculo de las Fuentes de Generación

VII.6.1 Metodología de Cálculo para la Selección de un Aerogenerador

Dada una carga eléctrica que se pretende alimentar con un aerogenerador, es necesario contar con un procedimiento adecuado que permita cuantificar las necesidades reales de energía, involucrando todos aquellos aspectos que no son obvios, así como la correcta selección del sistema que proporcionará, almacenará y convertirá la energía eólica en energía eléctrica compatible con la carga a utilizar, en función al régimen de vientos específicos del sitio de aplicación.

La metodología presentada se enfoca con los siguientes puntos básicamente:

- 1.- Cuantificación de la energía requerida por la carga.
- 2.- Estimación de la energía que proporciona un aerogenerador.

- 3.- Selección del aerogenerador.
- 4.- Dimensionamiento del banco de baterías.
- 5.- Dimensionamiento del inversor.

En esta sección analizaremos únicamente los puntos 2 y 3 ya que los otros se verán con detenimiento en las siguientes secciones.

Dada la naturaleza variable del viento a lo largo del año, tanto la cuantificación de la energía requerida por la carga como la estimación de la energía a producir por el aerogenerador, se realizan en base a períodos mensuales para su comparación mes a mes y con ello concluir si la demanda de energía por la carga será satisfecha por el aerogenerador seleccionado.

VII.6.1.1 Cuantificación de la Energía Requerida para la Carga

Generalmente los patrones de utilización de las cargas están identificados para un comportamiento semanal, sin embargo, para un aerogenerador el período de trabajo para la cuantificación de la energía se efectúa en períodos mensuales. Debido a que el viento es una variable no predecible, la estimación de la energía requerida por la carga se realiza en base a períodos semanales, para después obtener resultados en períodos mensuales.

Si el patrón de utilización de la carga es aproximadamente constante a lo largo del año, bastará calcular la energía total requerida por todas las cargas para un sólo mes; de lo contrario, se deberán obtener resultados mes a mes para su posterior comparación con la energía a producir por el aerogenerador.

VII.6.1.2 Estimación de la Energía que Proporciona el Aerogenerador

La cantidad de energía eólica que un aerogenerador puede convertir en energía eléctrica en un sitio de aplicación específico,

para un período de tiempo T, está dada por la fórmula:

$$E. \text{ Prod.} = T \int_{V_i}^{V_s} P(v) p(v) dv \dots\dots\dots(7.17)$$

- Donde:
- E. Prod. = Energía total proporcionada por el aerogenerador en el tiempo T en Watts-hora.
 - T = período de tiempo en horas.
 - P(v) = Curva de potencia del aerogenerador en función de la velocidad del viento v.
 - p(v) = Probabilidad de ocurrencia de la velocidad de viento v en el período de tiempo T.
 - V_i = Velocidad de inicio de generación para el sistema en cuestión.
 - V_s = Velocidad de salida del sistema.

De acuerdo a esta relación, se requiere tener conocimiento del comportamiento del viento en el sitio de aplicación y dado lo expresado respecto a su comportamiento variable a lo largo del año, la estimación de la energía proporcionada por el aerogenerador, deberá realizarse en períodos mensuales, para su comparación cuantitativa con la energía eléctrica demandada por la carga en el mismo período.

Una distribución de probabilidad p(v), para períodos mensuales, estrictamente sólo será confiable si se han realizado mediciones apropiadas de la velocidad de viento durante algunos años (3 o más). Por mediciones apropiadas entenderemos las velocidades medias del viento en intervalos continuos y consecutivos de 15 minutos o menores, lo cual es una convención internacional, registrados con equipos con la precisión y calibración requeridas.

Es posible realizar una buena estimación si se cuenta con mediciones apropiadas durante un año. La metodología que se presenta es válida para períodos de medición de un año o más, en intervalos mensuales.

VII.6.1.3 Cálculo del Histograma de Velocidades de Viento

Para el cálculo de este histograma, se divide el rango de velocidad de viento (por ejemplo de 0 a 30 m/s), en clases con una longitud de 1 m/s. Con los datos de velocidad de viento de un período mensual se calcula la frecuencia de ocurrencia para cada clase de velocidad y el valor resultante se multiplica por el factor de 0.25, para obtener la duración en horas en cada clase, ya que los datos son valores promedio de velocidad de viento cada 15 minutos.

Los resultados obtenidos, se grafican en forma de un histograma convencional, tal como se ejemplifica en la figura 7.8.

En la gráfica 7.9 se muestra la curva de potencia típica de un aerogenerador. Esta curva generalmente es proporcionada por los fabricantes de los aerogeneradores y se refiere a la potencia producida por un sistema, en función al rango de velocidades de viento en que puede operar.

Las curvas de potencia que fueron obtenidas por el Método de Bins (reconocido internacionalmente como el método más apropiado para la evaluación de comportamiento del viento libre en sistemas conversores de energía eólica), serán las más apropiadas para el cálculo de la energía a producir. Estas curvas también pueden adquirirse de reportes de centros de pruebas tales como Rocky Flats en los Estados Unidos y los laboratorios RISO en Dinamarca.

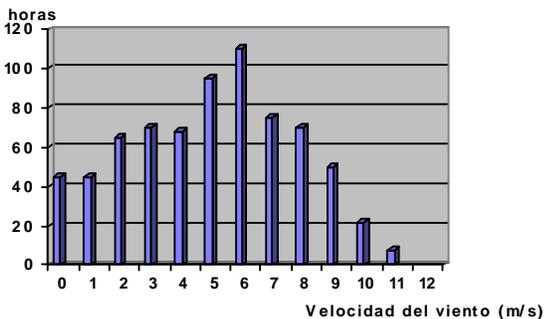


Figura 7.8: Histograma de velocidades de viento.

Todas las curvas de potencia que se proporcionan con un aerogenerador comercial, son referidas para condiciones estándar al nivel del mar, por lo que la curva a utilizar para el cálculo de la energía de suministro en un sitio específico, deberá ser una modificación de la curva original. La modificación necesaria consiste en un ajuste por densidad del aire, para lo cual es necesario contar con los datos de temperatura media anual y presión media anual del sitio de utilización, y aplicar las siguientes expresiones:

$$PC = PE (DTS) / DE \dots\dots\dots (7.18)$$

Donde:

PC = Potencia corregida para el sitio de utilización específico (Watts)

PE = Potencia proporcionada para condiciones estándar al nivel del mar (Watts).

DTS = Densidad del aire típica para el sitio de aplicación específica (kg/m³).

DE = Densidad estándar al nivel del mar (1.225 kg/m³).

La corrección anterior, proporciona una curva de potencia que al graficarse, desplazará en forma proporcional a la curva original hacia la dirección negativa del eje de potencia, ya que no se modifican los valores de velocidad de viento y por lo tanto, la curva obtenida tendrá valores negativos de potencia lo cual es incorrecto. Para obtener una corrección apropiada, dada una curva de potencia en condiciones estándar al nivel del mar y a velocidades de viento mayores que la velocidad de viento a la cual se genera el 10% de la potencia máxima, se utiliza la ecuación 6.18 para corregir los valores de potencia. Ahora bien, para corregir los valores de velocidad, se utiliza la ecuación 7.19, de esta manera se corrigen los valores de potencia y de viento.

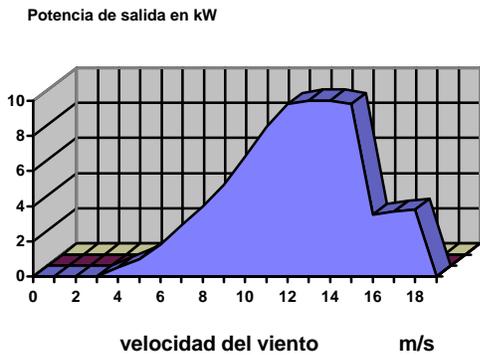


Figura 7.9: Curva de potencia de un aerogenerador

$$VS = \frac{VE}{(1 - 0.5 \cdot ((1.225 - DTS) / DTS))} \dots\dots (7.19)$$

Donde: VS = Velocidad de viento corregida para el sitio de utilización específico (m/s)
 VE = Velocidad de viento proporcionada para condiciones estándar al nivel del mar (m/s).
 DTS = Densidad típica del aire para el sitio de utilización (kg/m³).

Para ambos casos, la densidad típica del aire para el sitio de utilización estará dada por la expresión:

$$DTS = 1.225 (288.13/T) (B/760) \dots\dots\dots (7.20)$$

Donde: DTS = Densidad típica del aire para el sitio de utilización específico en kg/m³.
 T = Temperatura promedio anual del sitio de utilización en grados Kelvin.
 B = Presión barométrica promedio anual del sitio de utilización en mm Hg.

Cálculo de la energía a producir.

La energía total a producir durante un período mensual para el aerogenerador escogido, se calcula en base a la fórmula:

$$E. \text{ TOT.} = \sum_{i=1}^n P(v_i) D(v_i) \dots\dots\dots (7.21)$$

Donde: E. TOT. = Es la estimación de la energía total a producir durante el período mensual en cuestión, en Watts-hora.

P(v_i) = Es la potencia producida en Watts por el aerogenerador a la velocidad del viento v_i.

D(v_i) = Es la duración en horas de la velocidad v_i durante el período mensual.

v_i = Son valores de velocidad de viento desde 0.5 m/s hasta el final del rango de operación del aerogenerador (velocidad de salida), tomándolos en incrementos de 1 m/s.

El procedimiento anterior, deberá repetirse para todos los meses del año. Como es de esperarse, debido a la común estacionalidad del comportamiento del viento en cuanto a su magnitud, si la demanda de la carga es aproximadamente constante a lo largo del año, un aerogenerador que satisfaga suficientemente la demanda de la carga en períodos de vientos persistentes y de alta magnitud, no lo hará en períodos de vientos escasos y de baja magnitud. Si se desea satisfacer la demanda en forma total para todo el año, es obvio que habrá de seleccionarse un aerogenerador que satisfaga la demanda en los meses de escasos vientos, lo cual implica un sistema de mayor tamaño. Esto tendrá como consecuencia un costo elevado, por lo que será necesario estudiar la posibilidad de programar el consumo de energía a lo largo del año, minimizando el consumo en los períodos de bajo viento, por ejemplo, reducir las horas de utilización de cargas de alumbrado, etc.

VII.6.1.4 Selección del Aerogenerador

Con objeto de facilitar la tarea en cuanto a la selección del aerogenerador a utilizar, una vez obtenidos los histogramas de velocidad de viento, se sugiere proceder de la siguiente forma:

a) Calcular la energía promedio diaria que aportará el sistema eoloeléctrico al sistema, esto es:

$$E. \text{ promedio} = ((E. \text{ TOT.} / \text{mes}) / 30) \times \% \text{ Aportación} \dots\dots (7.22)$$

b) Aplicar al resultado encontrado un factor del 20% (Valor empírico propuesto).

c) Como punto de partida, el resultado obtenido podrá considerarse como el valor de la potencia nominal del aerogenerador a utilizar.

d) El valor de velocidad al cual se requerirá la potencia nominal encontrada, puede ser tomado como el valor de la velocidad máxima del período en cuestión, o menor en el caso de existir comercialmente.

El aerogenerador seleccionado de acuerdo al procedimiento sugerido, no necesariamente será el indicado, debido a la cantidad infinita de posibilidades de arreglos en cuanto a la disponibilidad de energía del viento y a la demanda requerida a lo largo del año, pero esto, proporcionará el punto de partida para la selección de sistemas de mayor o menor tamaño, según sea el caso.

La metodología propuesta, y los resultados a obtener, pretenden proporcionar el punto de partida para profundizar en el tema y obtener algoritmos que permitan la optimización, tanto desde el punto de vista económico como en cuanto a la eficiencia del arreglo.

VII.6.2 Cálculo del Sistema Fotovoltaico

Información Solar.

Recordando del capítulo III que la insolación es la cantidad de energía lumínica por unidad de área que cae directamente sobre la superficie de un lugar. En sistemas fotovoltaicos es común expresarla en:

$$\text{kW-hr/m}^2/\text{día}$$

Aunque a menudo se encuentra expresada en:

$$\text{cal/cm}^2/\text{día} = \text{Langleys}$$

$$1 \text{ kW-hr/m}^2/\text{día} = 0.01164 \text{ Langleys}$$

Horas Pico.

La corriente de salida del arreglo varía de acuerdo a la intensidad de luz captada. La figura 6.10 ilustra la salida de corriente en un día despejado.

La insolación máxima al nivel del mar, cuando el sol está en el cenit de un día despejado es de 1 kW-hr/m². La energía que cae durante todo el día se puede expresar como el número de horas equivalentes que el sol hubiera estado en el pico, y se denomina horas-pico.

$$\text{No. de horas Pico} = \frac{X \text{ [kW-hr/m}^2 \text{]}}{1 \text{ [kW/m}^2 \text{]}} \text{ [hrs.]} \dots\dots\dots(7.23)$$

Donde X es el valor promedio de diseño para el peor mes, tanto para mapas o mediciones en el sitio.

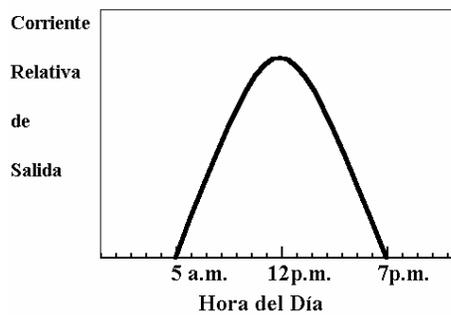


Figura 7.10: Corriente de salida de un sistema fotovoltaico en un día despejado.

Orientación.

El conjunto fotovoltaico se puede instalar a un ángulo fijo desde el plano horizontal, o se puede montar sobre un mecanismo seguidor de sol. El acimut preferible para la instalación del conjunto en el hemisferio norte es el sur verdadero. La disminución de producción de energía de los conjuntos desplazados del sur verdadero sigue aproximadamente una función cosenoidal. La disminución de energía anual no es importante si el acimut del conjunto se mantiene a ±20° del sur verdadero. En la mayoría de las aplicaciones de sistemas fotovoltaicos, el máximo de energía anual se obtiene con un ángulo de inclinación próximo al de la latitud del lugar. Los ángulos de inclinación de ±15° orientarán la producción de energía hacia el invierno o el verano, respectivamente.

Mes de diseño.

Mes del año en que la insolación diaria promedio llega a su mínimo valor; en la mayoría

de los casos, es el utilizado para el dimensionamiento de los arreglos fotovoltaicos.

Aportación del arreglo fotovoltaico.

De acuerdo al perfil de demanda diaria es importante decidir la aportación del sistema fotovoltaico como aportación de energía del sistema. Se ha visto que esta estriba entre el 20% y el 40% y depende de la disponibilidad de las otras fuentes y del costo del sistema.

Dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

Para determinar el número de módulos solares que se requieren utilizaremos la ecuación que sigue:

$$M = \frac{E_a \times F_s}{I_m \times V_m \times H_p \times \eta_{inv} \times \eta_{cou}} \dots\dots\dots (7.24)$$

donde M = Número de módulos solares que se requieren.

I_m = Corriente pico del módulo solar. (Ver especificaciones técnicas del módulo).

V_m = Voltaje promedio de operación del módulo solar. (Ver especificaciones técnicas)

H_p = Insolación de la localidad en el mes de menor insolación, expresada en como el equivalente de horas diarias de máxima insolación (horas-pico).

E_a = Aportación de energía en kW-hr.

F_s = Factor de sobredimensionamiento del sistema. Típicamente se sobredimensiona 10% a 20%, es decir, $F_s = 1.1$ a 1.2 .

η_{inv} = Eficiencia del inversor.

η_{cou} = Eficiencia de carga (coulómbica) de la batería. Típicamente de 0.9 a 0.95.

VII.6.3 Cálculo de un Sistema Microhidroeléctrico

Para determinar la zona de instalación de una central micro-minihidráulica lo más importante será conocer, antes que nada, el gasto Q y el salto H que permitan hacer una evaluación de factibilidad del proyecto, no sin olvidar otros factores como:

- La normalización local y nacional sobre la construcción de presas o bordos en los cuerpos de agua.
- Asegurar que las alteraciones que se lleven no dañen la vida acuática o terrestre, ni que causen problemas en el uso de agua río abajo.

Para determinar Q se requiere hacer mediciones hidrológicas para poder asegurar un buen suministro de energía eléctrica en toda época del año. Las estaciones hidrológicas son de gran ayuda para este fin, sin embargo no se instalan en pequeños arroyos. Una alternativa muy recomendable es hacer aforos en el sitio donde se planea construir la minicentral, para realizar esto existen otros métodos más prácticos que pueden ser aplicados con muy buenos resultados; el método que se emplee depende de la precisión que se quiera y de las facilidades que presente el sitio.

El método de cubeta es el más sencillo y exacto de todos. Se emplea un balde de capacidad conocida, por ejemplo, 40 litros, puede construirse una pequeña presa que tenga en la salida un tubo de 4 o 6 pulgadas. El método consiste en medir el tiempo que tarda el balde en llenarse. Si tarda 10 segundos en llenarse, entonces el caudal será de 4 litros por segundo. Es importante recordar que este método es adecuado solo para caudales pequeños y cuando se tiene disponibilidad de colocar un recipiente abajo del tubo para recibir el agua.

Para determinar la carga hidráulica Hn el método más fácil de realizar es el del carpintero y que utiliza un nivel que se posa sobre una tabla horizontal la cual tiene una ranura por medio de tornillos de mariposa ajustables para que el nivel de la burbuja se mantenga entre las marcas de nivel. Las medidas se realizan en cada referencia de la lectura anterior. Las distancias medidas hacia arriba se consideran negativas y las medidas hacia abajo serán positivas. Por tanto, el desnivel o carga hidráulica total será la suma de los valores $h_1, h_2, h_3, \dots, h_n$, tal como se establece en la siguiente expresión:

$$H_n = \sum_{n=1}^n h_n \dots\dots\dots(7.25)$$

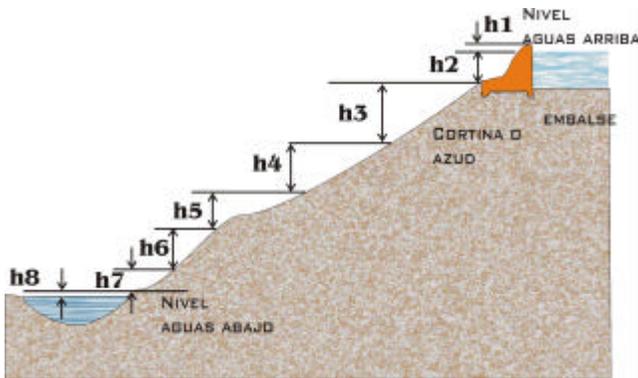


Figura 7.11: Método del Carpintero.

Para la construcción de las presas o bordos en estos sistemas, los materiales más adecuados, son los materiales regionales, como son: rocas, grava, arena, arcilla, troncos, tablas y mamposterías. El concreto aunque sería deseable, no es indispensable para este propósito.

Cortina o Azud.

En muchos casos reales para realizar un buen aprovechamiento de las corrientes de pequeños ríos o arroyos con el fin de crear una mini-microcentral hidráulica se hace necesario construir una cortina o azud. No se necesita una presa cuando hay suficiente agua para cubrir la admisión de una tubería o un canal a la cabeza de un arroyo donde se situaría normalmente la presa. Las cortinas se pueden construir de concreto, grava, gaviones, tierra, madera, o ladrillos hechos con materiales locales. Las presas de tierra son las más fáciles de construir y además requieren de materiales de la región. Estas son viables donde el concreto sea costoso y la madera sea difícil de conseguir. Las presas de madera resultan muy económicas en regiones donde esta abunda, puesto que sólo requieren troncos de árbol sin desbastar, tablas cortadas y piedras. Se pueden construir de dos tipos: de madera combinada con arena y grava, de madera a base de rollizos o piedras escuadradas.

Cuando la distancia entre la presa y la turbina es considerable; una alternativa es la conducción en dos tramos, el primer tramo es de baja presión, con una pendiente muy pequeña, esta conducción se lleva a cabo realizando canales de conducción abiertos, el segundo tramo se realiza precisamente por medio de la tubería de presión, con esto se puede tener un ahorro considerable por adquisición de tubos y mano de obra. El uso de tubos de PVC se recomienda ampliamente para este tipo de sistemas (donde $P < 100\text{KW}$ y $H < 80\text{m}$). Las tuberías de PVC tienen las siguientes ventajas: soportan adecuadamente presiones manométricas de diseño de 10 a 15 Kg/cm^2 , son ligeras, fáciles de transportar, presentan poca rugosidad, su ensamble es simple, resisten bien el envejecimiento y su costo es bajo.

Selección de la turbina.

Las turbinas de impulso Michell-Banki y Pelton son las que más se utilizan a nivel mundial en el campo de la mini-microcentrales hidráulicas. El costo de las turbinas Michell-Banki es reducido, esta turbina es la única que se puede construir con medios manuales ya que se puede fabricar en un taller de herrería. Su eficiencia es menor que la de una Pelton, aunque su diseño, construcción y mantenimiento es sencillo. La turbina Pelton tiene una excelente curva característica de eficiencia. Las turbinas Francis, Kaplan y de Hélice tienen un alto grado de nivel tecnológico, lo que las hace más aptas para países desarrollados que para el nuestro, lo que lo que su costo es elevado.

Los principales factores que influyen en el diseño y selección de una turbina son la caída, el caudal y la velocidad específica. La velocidad específica requerida n_s es el parámetro representativo definido como una velocidad giratoria de un modelo reducido con una caída de 1 metro y una potencia de un HP.

Diagramas de Selección de Turbinas.

Los diagramas H-Q relacionan los límites de operación de la carga H y el gasto Q y muestran

las potencias de operación para los diferentes tipos de turbinas, tal como se muestra en la siguiente ilustración.

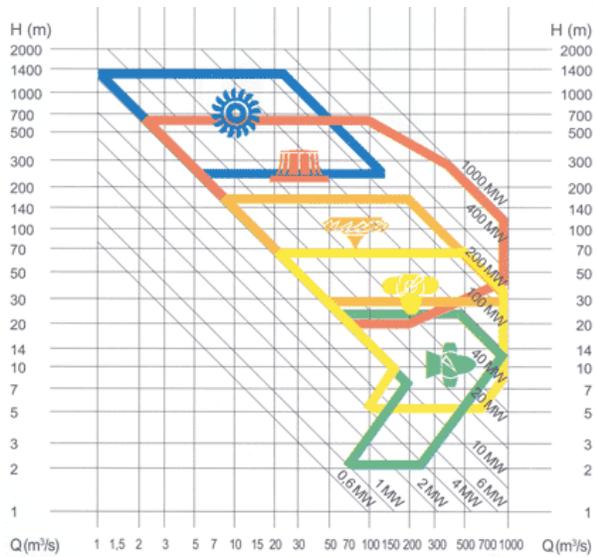


Figura 7.12: Diagrama de Selección de Turbinas.

Determinación del generador eléctrico.

Para determinar la cantidad de potencia eléctrica necesaria se puede calcular con la siguiente expresión vista en el capítulo 4:

$$P = 9.81 \eta Q H_n \text{ [KW]} \dots\dots\dots(7.26)$$

Donde:

P= Potencia útil aprovechable en (KW)
 η= Eficiencia total por conversión de energía. Este factor es igual al producto de los rendimientos de los diferentes equipos que intervienen en la producción de energía, esto es:

$$\eta = R_t \times R_g \times R_s \dots\dots\dots(7.27)$$

siendo:

R_t= Rendimiento de la turbina.
 R_g= Rendimiento del generador.
 R_s= Rendimiento del transformador de salida.

Experimentalmente el valor de η puede variar entre 0.5 y 0.8.

Q=Caudal o gasto aprovechable en m³/s.

H_n= Altura, salto, caída o carga hidráulica neta en m. (Desnivel entre el punto de la toma y el punto de la entrada de la turbina hidráulica menos las pérdidas debidas a la fricción de la tubería.

9.81= Constante, unidades implícitas [(KW/m⁴)xs], que involucran ρ del agua y la conversión de [(Kg-m)/s] a KW

Para seleccionar el generador en el mismo capítulo se analizan las diferentes opciones, así como sus ventajas y desventajas.

VII.6.4 Selección de una Planta Eléctrica de Combustión Interna Diesel

Para una correcta selección del tipo, modelo, potencia, etc. de la planta de combustión interna diesel en un problema determinado, se deben tomar en cuenta, al menos los siguientes aspectos:

- * Carga por abastecer
- * Número de unidades a emplear.
- * Clase de corriente a utilizar.
- * Voltaje de generación.
- * Frecuencia.
- * Número de fases.
- * Velocidad del motor
- * Características de la excitatriz.
- * Aspectos técnicos del motor

- * Potencia del motor
- * Costo inicial.
- * Costos de operación.
- * Vida útil.

Selección de una planta a partir de la carga por abastecer.

Al proyectar una planta eléctrica, es necesario conocer las cargas e investigarlas sobre el terreno con el mayor cuidado posible, evitándose con esto el introducir errores en la apreciación de la capacidad probable de la planta. Estos errores se traducen en un costo elevado del kW-hr a causa del monto de amortización de las máquinas y edificios, o un fuerte desembolso en un tiempo relativamente corto por la necesidad de aumentar la capacidad de planta, calculada insuficientemente desde un principio y sin preveer el futuro aumento de la demanda.

Selección del número de unidades a emplear.

Para la obtención de la gráfica que muestra la demanda del servicio se puede seguir cualquiera de los siguientes caminos:

a) Emplear aparatos de registro gráfico conectados a la instalación, en aquellos días en

que se tienen cargas representativas del consumo (días normales, festivos, de carga especial, etc.).

b) Calcularlo con base en los datos de placas de las cargas y su secuencia de operación. En este caso es conveniente trabajar por separado los datos relativos a alumbrado, fuerza, cargas constantes y semiconstantes.

Para analizar los datos obtenidos sobre la gráfica de la demanda, con el fin de obtener el número de unidades a emplear, se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- ? Características especiales de la curva de la demanda.
- ? Condiciones necesarias de continuidad de servicio.
- ? Factor de servicio.
- ? Ampliación futura de la planta.
- ? Capacidades comerciales disponibles.

Selección del tipo de corriente a emplear.

La selección del tipo de corriente a utilizar (corriente directa o alterna) depende de las características del problema a resolver. Las características de utilización de ambos tipos de corriente son:

Corriente directa:

Se emplea en casos especiales, por ejemplo: carga de baterías, transportes eléctricos, elevadores, equipo especial, etc. Su transmisión es incosteable para potencias pequeñas y tensiones bajas.

Corriente Alterna:

Dadas las características de la corriente alterna es más fácil de convertir elevando su voltaje para su transmisión y reconvertir para su utilización. Actualmente es el tipo de corriente más utilizado, siendo varias las frecuencias de empleo.

Selección del voltaje y del número de fases.

La selección del voltaje y números de fases de una planta eléctrica de combustión interna diesel, se hace entre los tipos más usuales de utilización de la energía eléctrica; que son:

- Una fase, 2 ó 3 hilos.
- Tres fases, 3 ó 4 hilos.

Localización.

Por último veremos que la localización de las plantas eléctricas de combustión interna diesel, se decide principalmente por la posición del centro de carga y de los sistemas auxiliares: ventilación, enfriamiento, alambrado, combustible y escape.

Si la planta se va a instalar sobre un piso de madera, debe de recubrirse éste con lámina metálica hasta 30 cm más allá de las extremidades de la planta.

VII.6.5 Cálculo del Banco de Baterías

Se debe decidir el número de días de almacenaje de energía para el sistema, comúnmente conocido como "Días de Autonomía". Este término es utilizado para indicar el número de días que el banco de baterías puede alimentar a los equipos con la energía almacenada en ellas, en caso de que la energía suministrada por la fuentes sea nula debido a inclemencias climatológicas; éste número se toma de acuerdo con el número de días totalmente nublados promedio anual. Este valor está relacionado con el grado de disponibilidad del sistema. Es importante comprender que muchos factores pueden dictar el uso de un número mayor o menor de días de almacenaje, en la determinación inicial de capacidad.

A continuación se proporciona una sencilla fórmula para determinar la capacidad necesaria del banco de baterías necesario

$$C_B = \frac{A_U \times E_C}{V_B \times f_u \times F_i \times \eta_{inv}} \quad (A-h).....(7.28)$$

Donde:

- C_B : Capacidad del banco de baterías (amper-horas).
- E_C : Energía consumida diariamente por los equipos alimentados (Watts-hora).
- A_U : Autonomía deseada en el banco de baterías (días).
- V_B : Voltaje nominal al cual trabajará el banco de baterías.
- f_u : Fracción de la capacidad total de la batería que se usa para dar autonomía de diseño del sistema, evitando que las baterías se descargen totalmente. Este factor toma también en cuenta la capacidad útil del banco al finalizar su vida útil.
- fu = 0.5 para baterías de placa delgada.
- fu = 0.8 para baterías de placa gruesa.

F_i : Factor de incremento de la capacidad de la batería respecto a su valor nominal comercial como resultado de un régimen de descarga más lento que el especificado comercialmente. Este valor varía desde 1.05 en baterías de placa delgada hasta 1.35 en baterías de placa gruesa tipo tubular.

η_{inv} : Eficiencia del inversor

Cualquier batería requiere mantenimiento periódico. Debe verificarse el nivel del electrolito. También debe verificarse la tensión y la gravedad específica de cada celda para determinar su constancia.

Solamente baterías del mismo tipo, capacidad y edad pueden ser interconectadas entre sí para construir un banco de baterías de energía.

VII.6.6 Selección del Inversor de Voltaje

Para poder especificar un inversor correctamente, es necesario conocer no solamente su capacidad sino también las características de demanda de carga y la información que proporciona el fabricante acerca del funcionamiento y las características del inversor. A continuación enumeramos algunas de estas características que se deben tomar en cuenta al momento de proyectar el sistema utilizando inversores:

1. Demanda Total de potencia en *ca*.
2. Forma de onda de salida del inversor.
3. Corriente de régimen mínimo.
4. Tensión de entrada.
5. Regulación de tensión.
6. Tensión de salida.
7. Capacidad de soportar sobretensiones transitorias.
8. Protección de tensión.
9. Frecuencia.
10. Régimen de funcionamiento.
11. Rendimiento.
12. Factor de potencia.
13. Modularidad.
14. Interruptor de transferencia externa.
15. Capacidad de recarga del banco de baterías.
16. Instrumentos de medición.

17. Control remoto.

En las siguientes líneas explicaremos algunos términos mencionados que son de importancia en nuestro estudio.

Tensión de entrada. Se determina por la potencia total que requieren todas las cargas de artefactos de *ca*.

Regulación de tensión. Indica las variaciones de tensión de salida. Los mejores inversores producen un valor de tensión eficaz (RMS) casi constante para una gran variedad de niveles de carga. El inversor puede dañarse si se exceden los niveles de tensión de entrada de *cd*.

Capacidad de sobretensión transitoria.- Es la capacidad de soportar sobretensiones durante cortos períodos de tiempo. Es por ello que se debe determinar los requisitos de sobretensiones de ciertas cargas, como lo son los motores de *ca*.

Protección de tensión. Es el valor máximo y mínimo de voltaje de *cd* de entrada que puede soportar el inversor sin que se dañe.

Frecuencia. La frecuencia en México está normalizada en 60 Hz mientras que en otros países, donde se fabrican inversores, se usa 50 Hz. Este es un punto importante ya que se puede adquirir un inversor con otro tipo de frecuencia al establecido. Equipos de alta calidad requieren una regulación de frecuencia precisa. Cualquier variación puede causar un malfuncionamiento en dispositivos de control y dispositivos electrónicos.

Modularidad. Es la formación de un sistema con unidades o módulos interconectables. Los inversores pueden conectarse en paralelo o usados para alimentar diferentes tipos de cargas. La conmutación manual de la carga se usa para permitir que un inversor pueda alimentar algunas cargas críticas en caso de falla de otro inversor. Esto último aumenta la confiabilidad del sistema.

Régimen de funcionamiento. Es el lapso en el que el inversor puede alimentar la máxima carga de aparatos eléctricos.

Rendimiento de la conversión del sistema. Este factor se define como la relación de la potencia de salida con respecto a la entrada, esto es;

$$\eta_{inv} = \frac{\text{Potencia de salida (pot. sal.)}}{\text{Potencia de entrada (pot. ent.)}} \dots\dots\dots(7.29)$$

Hasta hoy no existe ninguna norma industrial general para establecer el criterio de rendimiento o eficiencia de los inversores utilizados para sistemas híbridos.

Potencia de régimen. Indica el número de watts que el inversor puede suministrar durante su funcionamiento normal. Es importante seleccionar un inversor que proporcione no menos del 125% de su capacidad nominal.

VII.7 Diseño y Dimensionamiento de los Sistemas híbridos

En el modelo de un sistema híbrido intervienen una gran variedad de variables que deben tenerse en cuenta para un buen diseño; por lo general ésto se hace a través de un cálculo por computadora.

Antes de empezar un análisis del diseño es importante establecer los objetivos de diseño. A continuación listamos algunos de consideración:

* **Calidad del sistema:** Este es invariablemente uno de los objetivos primarios para el diseño del sistema ya que asegura la calidad de la energía en cuanto a:

+ **Continuidad de la energía.** Resulta muy costoso aún realizar sistemas híbridos con un 100% de disponibilidad, sin embargo, los costos se abaten mucho asegurando una disponibilidad del sistema entre un 90 y 95%.

+ **Regulación de tensión ($\pm 5\%$).** Las normas mexicanas establecen una regulación de tensión que no excedan un cinco por ciento de la nominal.

+ **Regulación de frecuencia (60 ± 0.1 Hz).** Se ha establecido que la regulación de frecuencia no exceda un 0.1 Hz a una frecuencia nominal de 60 Hz.

+ **Forma de onda.** La forma de onda de un sistema híbrido debe asemejarse lo más posible al que entrega la CFE o CLFC, esto es, debe ser senoidal.

* **Costo del sistema.** Debe elaborarse un cuidadoso análisis de los costos del ciclo de vida del sistema, así como mantenimiento y un balance entre costos de capital y costos de operación, de acuerdo a los objetivos del consumidor.

* **Adecuado para ambientes adversos.** Todos los subsistemas deben estar diseñados para temperaturas extremas y humedad. Altas emisiones de radiación Ultravioleta, polvo y vibración, los módulos fotovoltaicos y baterías deben ser apropiados para el sitio. El generador diesel debe estar separado de las baterías y se debe abastecer con un filtro de aire limpio y volúmenes adecuados para enfriamiento y combustión.

* **Bajo mantenimiento.** Los sistemas híbridos ofrecen la gran ventaja del bajo mantenimiento que requieren para su operación.

* **Vida útil del sistema.** Los componentes deben estar diseñados a prueba de esfuerzos periódicos, corrosión, fatigas por viento, degradación, etc., que pueden causar fallas prematuras. La importancia en este punto radica al alto costo de reparar y reemplazar los componentes en sitios remotos.

* **Seguridad.** Todos los aspectos de la aplicación de los subsistemas deben estar revisados por personal calificado en la instalación, puesta en marcha, y operación del sistema.

Dimensionamiento y funcionamiento del sistema híbrido.

Para poder dimensionar un sistema híbrido es necesario simular de antemano su funcionamiento en el sitio donde operará. Los datos que se usan para está simulación pueden ser tales como capacidad de la máquina y generador diesel, tamaño del inversor y

eficiencia, capacidad del arreglo fotovoltaico, capacidad del banco de baterías, capacidad del aerogenerador, datos de potencial solar y viento, etc.

El primer objetivo para el dimensionamiento de un sistema híbrido es producir un diseño balanceado que permita optimizar el uso de los subsistemas: La máquina generador-diesel, el sistema fotovoltaico, el sistema eólico y el banco de baterías. Los factores generales que deben considerarse en la realización de este balance son:

- Tamaño del generador-diesel. Este afecta directamente el tiempo de operación y los costos de mantenimiento.

- Capacidad de rectificación. Esto afecta la carga del diesel y la eficiencia del subsistema.

- Tamaño del arreglo fotovoltaico. Esto afecta la contribución de energía que aporta el sistema fotovoltaico.

- Dimensionamiento del banco de baterías. La capacidad del banco de baterías limita la aceptación de carga, afecta el número de encendidos de la máquina diesel y afecta los ciclos de carga y tiempo de vida del banco de baterías.

En el diseño específico de un sistema, estos factores generales se traducen en un criterio preciso de dimensionamiento. Una guía para un sistema típico se presenta a continuación:

- El arreglo fotovoltaico y eólico se dimensionan para proveer entre un 30% y un 70% de la energía anual requerida, con la proporción exacta de acuerdo al recurso solar o eólico del sitio, costo del combustible utilizado y otras consideraciones logísticas.

- El generador diesel se dimensiona para trabajar entre 400 y 500 horas por año, principalmente para limitar las visitas de mantenimiento.

- El inversor se dimensiona para mantener una carga entre el 70 y 95% del generador-diesel para aprovechar la máxima eficiencia.

- El banco de baterías se dimensiona para proporcionar entre 40 y 110 ciclos de carga por año, con el mínimo tamaño de baterías para obtener un máximo estado de carga C/5 del

generador-diesel. Adicionalmente, el banco de baterías debe soportar la carga por un mínimo de 2 días (usando el 80% de su capacidad), con una meta de optimización de 2.4 a 3 días de almacenamiento de energía.

Hojas de Cálculo.

El uso de hojas de cálculo son de gran ayuda para la simulación del sistema. Las funciones básicas de las hojas del cálculo nos permiten conocer las funciones básicas siguientes:

- Ayuda para el dimensionamiento del sistema, que incluye la simulación de operación del sistema en el sitio, así como la estimación de las condiciones de temperatura ambiente, altitud y otros.

- Cálculo de la carga de los subsistemas y medida del funcionamiento de los subsistemas, además del sistema en su conjunto.

- Estimar costos de operación del sistema, considerando una vida útil del sistema de 20 años y costo de la energía generada.

De acuerdo a estas funciones, el programa requiere como entradas (o cálculo de otras entradas):

- * La carga específica, expresada en kW-hr/día en corriente directa o corriente alterna, y como Amperes-hora/día para la parte de potencia del sistema.

- * La eficiencia del inversor sobre su máximo rango de operación, y su carga durante la operación del sistema.

- * La configuración del banco de baterías (arreglos en serie y paralelo), capacidad, proporción de carga y ciclos de eficiencia.

- * Información específica de los ciclos. El número de encendidos requeridos y tiempo de funcionamiento del generador-diesel, y ciclo de vida de las baterías (número de descargas

disponibles para un 60% de descarga profunda antes del fin de vida de la batería).

* Potencia de carga, horas de operación por año, mantenimiento, requerimiento de transportación de combustible y refacciones, así como su costo, consumo anual de combustible y costo, producción de energía anual.

* Arreglo fotovoltaico, configuración, producción de energía basado en la radiación solar del sitio.

* Sistema eolieléctrico, producción de energía de acuerdo al potencial de viento.

Las siguientes tablas pueden elaborarse para este fin:

DATOS DE ENTRADA:					
Periodo	Carga de Usuarios Domésticos (kW)	Carga de Usuarios Comunitarios (kW)	Carga de Usuarios Productivos (kW)	Factor de coincidencia	Carga en el periodo (kW-hr)
00:00-01:00	CUD1	CUC1	CUP1	Fcoinc	CP1=CUD1+CUC1+CUP1)xFcoincx1hr
01:00-02:00	CUD2	CUC2	CUP2	Fcoinc	CP2=CUD2+CUC2+CUP2)xFcoincx1hr
02:00-03:00	CUD3	CUC3	CUP3	Fcoinc	CP3=(CUD3+CUC3+CUP3)xFcoincx1hr
03:00-04:00	CUD4	CUC4	CUP4	Fcoinc	CP4= (CUD4+CUC4+CUP4)xFcoincx1hr
04:00-05:00	CUD5	CUC5	CUP5	Fcoinc	CP5= (CUD5+CUC5+CUP5)xFcoincx1hr
05:00-06:00	CUD6	CUC6	CUP6	Fcoinc	CP6= (CUD6+CUC6+CUP6)xFcoincx1hr
06:00-07:00	CUD7	CUC7	CUP7	Fcoinc	CP7= (CUD7+CUC7+CUP7)xFcoincx1hr
07:00-08:00	CUD8	CUC8	CUP8	Fcoinc	CP8= (CUD8+CUC8+CUP8)xFcoincx1hr
08:00-09:00	CUD9	CUC9	CUP9	Fcoinc	CP9= (CUD9+CUC9+CUP9)xFcoincx1hr
09:00-10:00	CUD10	CUC10	CUP10	Fcoinc	CP10=(CUD10+CUC10+CUP10)xFcoincx1hr
10:00-11:00	CUD11	CUC11	CUP11	Fcoinc	CP11= (CUD11+CUC11+CUP11)xFcoincx1hr
11:00-12:00	CUD12	CUC12	CUP12	Fcoinc	CP12= (CUD12+CUC12+CUP12)xFcoincx1hr
12:00-13:00	CUD13	CUC13	CUP13	Fcoinc	CP13= (CUD13+CUC13+CUP13)xFcoincx1hr
13:00-14:00	CUD14	CUC14	CUP14	Fcoinc	CP14= (CUD14+CUC14+CUP14)xFcoincx1hr
14:00-15:00	CUD15	CUC15	CUP15	Fcoinc	CP15= (CUD15+CUC15+CUP15)xFcoincx1hr
15:00-16:00	CUD16	CUC16	CUP16	Fcoinc	CP16= (CUD16+CUC16+CUP16)xFcoincx1hr
16:00-17:00	CUD17	CUC17	CUP17	Fcoinc	CP17= (CUD17+CUC17+CUP17)xFcoincx1hr
17:00-18:00	CUD18	CUC18	CUP18	Fcoinc	CP18= (CUD18+CUC18+CUP18)xFcoincx1hr
18:00-19:00	CUD19	CUC19	CUP19	Fcoinc	CP19= (CUD19+CUC19+CUP19)xFcoincx1hr
19:00-20:00	CUD20	CUC20	CUP20	Fcoinc	CP20= (CUD20+CUC20+CUP20)xFcoincx1hr
20:00-21:00	CUD21	CUC21	CUP21	Fcoinc	CP21= (CUD21+CUC21+CUP21)xFcoincx1hr
21:00-22:00	CUD22	CUC22	CUP22	Fcoinc	CP22= (CUD22+CUC22+CUP22)xFcoincx1hr
22:00-23:00	CUD23	CUC23	CUP23	Fcoinc	CP23= (CUD23+CUC23+CUP23)xFcoincx1hr
23:00-24:00	CUD24	CUC24	CUP24	Fcoinc	CP24= (CUD23+CUC23+CUP23)xFcoincx1hr

Carga total kW-hr/día $E_{tot} = \left(\sum_{i=1}^{24} CP_i \right)$

Tabla 7.8: Carga horaria.

Mes	Radiación Solar (kWh/m ²)	Temperatura promedio (°C)	Velocidad Eólica (m/s)
Enero	I ₁	T ₁	v ₁
Febrero	I ₂	T ₂	v ₂
Marzo	I ₃	T ₃	v ₃
Abril	I ₄	T ₄	v ₄
Mayo	I ₅	T ₅	v ₅
Junio	I ₆	T ₆	v ₆
Julio	I ₇	T ₇	v ₇
Agosto	I ₈	T ₈	v ₈
Septiembre	I ₉	T ₉	v ₉
Octubre	I ₁₀	T ₁₀	v ₁₀
Noviembre	I ₁₁	T ₁₁	v ₁₁
Diciembre	I ₁₂	T ₁₂	v ₁₂
Promedio	$I = I_i/n$	$T = T_i / n$	$v = v_i / n$
Máximo	I _{máx}	T _{máx}	v _{máx}
Mínimo	I _{min}	T _{min}	v _{min}

Tabla7.9: Información climática.

RESUMEN DE CARGA	
Carga en (kW-hr/día):	Etot
Carga (Watts Promedio)	$C_{prom\ CA} = Etot/24$
Demanda Máxima	Dms = Cpmáx
Factor de carga	$F_c = Carga\ Promedio / Dms$
Factor de pérdidas	$F_p = 0.3F_c + 0.7F_c^2$
Factor de coincidencia	Ver gráfica 6.6
Carga Conectada	Pins = CUDI+CUCi+CUPI
Factor de Demanda	Fdem = Dms/Pins
Tipo de Corriente (CA/CD)	CA
Voltaje CA	V _{CA}
Eficiencia del Inversor	η_{inv}
Tamaño del inversor	Pot _{inv} (kVA)
Carga (Watts promedio CD)	$C_{prom\ CD} = C_{prom} / \eta_{inv}$
Voltaje del sistema en CD	V _{CD}
Voltaje de carga promedio (2.15Vpor celda)	$V_{CDpc} = 2.15 \times \text{núm. de celdas.}$
Carga (amps. promedio CD)	$I_{CDprom} = C_{prom\ CD} / V_{CD\ pc}$
Carga (Ah/día CD)	$I_{CD}/día = I_{CDprom} / 24$
Carga Anual (Ah-CD)	I _{anual} = I _{CD} /día x 365
Carga Diaria en CD (kWh-CD)	Etot _{CD} = Etot / η_{inv}
Carga Anual (kWh-CD)	P _{anual} = I _{anual} x V _{CDpc}

Tabla 7.10: Resumen de la carga.

Tipo de módulo:
Watts pico:
Corriente nominal Inom:
Módulos por cadena:
Número de cadenas:

Tabla 7.11: Información de los componentes, Módulo Solar.

Tipo de motor:
Corriente medida (kWe):
Factor de corriente:
kVA's registrados:
Máxima temperatura de operación (°C):
Derivación de temperatura:
Altura de operación (m):
Derivación de altura:
Humedad de operación:
Humedad derivada:
Derivación total:
Salida neta (kWe):
Salida neta (kVA):
Carga Total FC (consumo de combustible) (L/hr):
¼ de carga FC (L/hr):
Factor FC:

Tabla 7.12: Generador eléctrico Diesel.

Etapa 1	Corriente: Eficiencia: Factor de potencia:
Etapa 2	Corriente: Eficiencia: Factor de potencia:
Etapa 3	Corriente: Eficiencia: Factor de potencia:

Tabla 7.13: Cargador de batería diesel.

Celda individual: Fabricante: Tipo: Porcentaje-8hrs: Porcentaje-24 hrs: Porcentaje-72 hrs: Volts por celda: Derivación de batería:
Banco de baterías total Numero de cadenas: Número de celdas: Porcentaje-8hrs: Porcentaje-24 hrs: Porcentaje-72 hrs: Porcentaje Actual: Días de almacenamiento:

Tabla 7.14: Estación de baterías.

Fabricante: Módulo: Salida pico: Factor K: Derivación de turbulencia: Derivación de altura:
--

Tabla 7.15: Turbina Eólica.

Estimaciones de operación del sistema

Voltajes del sistema (promedio)	V _{por celda}	V _{CD}
Voltajes del sistema (nominales): Voltaje promedio de carga: Carga diesel -etapa 1: Carga diesel -etapa 2: Carga diesel -etapa 3: Carga Fotovoltaica: Carga eólica:		

Tabla 7.16: Voltajes de operación del sistema.

Mes	Velocidad (m/s)	kW
Enero		
Febrero		
Marzo		
Abril		
Mayo		
Junio		
Julio		
Agosto		
Septiembre		
Octubre		
Noviembre		
Diciembre		
Promedio		

Tabla 7.17: Contribución Anual de Energía del Sistema Eólico.

Salida de la turbina del generador eoloelectrico (GE):
Derivación del GE:
Salida neta del GE (W):
Salida neta del GE (A):
Salida máxima del GE (A):
Generación de energía (Ah/día)
Generación de energía (kW/día)
Contribución promedio del GE

Tabla 7.18: Estimaciones de la turbina eólica.

Número total de módulos:
Capacidad del sistema kWp:
Promedio de insolación (kWh/m ² /día):
Pérdidas del Sistema fotovoltaico(SF):
Corriente de cadena (amps.):
Corriente de todo el sistema (amps.):
Salida de cadena (Ah/día):
Salida total del sistema
Promedio anual de contribución del SF:

Tabla 7.19: Estimaciones de Energía del Sistema Fotovoltaico.

Cálculos Weibull			
Velocidad promedio:		Densidad:	
Factor K:			
V (m/s) diseño	% kW	Probabilidad (f)	kW neto
1.0			
2.0			
3.0			
4.0			
5.0			
6.0			
7.0			
8.0			
9.0			
10.0			
11.0			
12.0			
13.0			
14.0			
15.0			
16.0			
17.0			
18.0			
19.0			
20.0			
Total de 1.0			
probabilidad:			
Salida de carga			
media:			

Tabla 7.20: Desarrollo de la Turbina Eólica.

Etapa	Carga en kW	Carga en kVA
1		
2		
3		
Etapa	% de carga en kW	% de carga en kVA
1		
2		
3		
Etapa	Consumo de combustible	
1		
2		
3		

Tabla 7.21: Estimaciones de carga del Generador Diesel.

Circuito	Amperaje Máximo
Arreglo fotovoltaico:	
Aerogenerador:	
Inversor	
Carga:	
Línea de batería:	

Tabla 7.22: Tamaño del controlador.

Mes	días	Carga (Ah)	FV (Ah)	Viento (Ah)	Hidro (Ah)	Horas Hidro	Diesel (Ah)	Ciclos Diesel	Horas Diesel
Enero	31								
Febrero	28								
Marzo	31								
Abril	30								
Mayo	31								
Junio	30								
Julio	31								
Agosto	31								
Septiembre	30								
Octubre	31								
Noviembre	30								
Diciembre	31								
Total	365								
Promedio	30								

Tabla 7.23: Aportación de las fuentes

Bibliografía

FIDE; Recomendaciones generales para ahorro de energía eléctrica en sistemas de bombeo; FIDE.

Photovoltaic Design Assistance Center, Sandia National Laboratories; Manual de Prácticas Recomendadas para Proyectos de sistemas Fotovoltaicos Independientes; Southwest Technology Development Institute, Las Cruces, Nuevo Mexico, EE UU, 1990.

Iluminación. Illuminating Engineering of North America; Curso de Principios básicos de Iluminación. Illuminating Engineering of North America. Sección México, Capítulo de Estudiantes, 1994, México, D.F.

Espinosa y Lara, Roberto; Sistemas de Distribución; Ed. Limusa; México, D.F.; 1990.

FIDE (Fideicomiso de Apoyo al Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico); Elementos básicos de un diagnóstico energético orientado a la aplicación de un Programa de Ahorro de Energía; FIDE.

FIDE; 18 Consejos para Ahorrar Energía Eléctrica en el Hogar; FIDE (Fideicomiso de Apoyo al Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico).

FIDE; Recomendaciones para el ahorro de energía eléctrica en el alumbrado público municipal; FIDE.

Borja Díaz, M.A., Metodología para la Selección de arreglos aerogenerador-Banco de baterías- Inversor - Carga. IIE.

Instituto SELMEC de capacitación; Manual de operación y mantenimiento de plantas eléctricas de emergencia.

Integrated Power Corporation; Photovoltaic and Hybrid Remote Power Systems; The Integrated Catalog; EE UU; 1988.

Westinghouse; Proyecto de Electrificación mediante celdas Fotovoltaicas (Traducción al español); Westinghouse, Cía. de Luz y Fuerza del Centro, Gobierno del Estado de Hidalgo. México.

Huacuz, J. M.; Agredano, J.; González G., R.; Munguía del R., G.; Flores H., R.; Dictamen Técnico. Sistemas Híbridos Eólico-Fotovoltaico de Generación Eléctrica, Municipio de Mazapil, Zacatecas; Area de Energía Solar, Depto. de Fuentes No Convencionales de Energía, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Octubre, 1993.

Angeles A., Víctor Hugo; Espino C., Fermín; UAM; Buitrón Sánchez, FIDE, CFE; Microcentrales Hidroeléctricas para Pequeños Centros de Consumo; Memoria Técnica XVI Seminario Nacional sobre el Uso Racional de la Energía y Exposición de Equipos y Servicios; ATPAE, FIDE, CONAE, México; 1995

CAPÍTULO VIII

PLANTEAMIENTO VIABLE PARA MÉXICO

VIII.1 Balance Nacional de Energía y los Sistemas Renovables de Energía para el Suministro Eléctrico

De acuerdo al Balance Nacional de Energía 2001 (el más actual para el 2003) en el ámbito de la contribución al desarrollo sustentable, se alcanzaron mayores niveles de eficiencia en el uso de la energía, que hacen posible consumir menos energéticos asociados a mayores niveles de producción y por habitante, reduciendo de esta forma las emisiones al ambiente.

Las fuentes de energía, de acuerdo a este Balance 2001, son aquellas que producen energía útil directamente o por medio de una transformación y se clasifican en primarias y secundarias. Las principales fuentes renovables, técnica y en ciertas circunstancias económicamente viables, son la hidroenergía, la eólica y la solar, las cuales se aprovechan en la generación de energía eléctrica, bombeo, iluminación y calentamiento de agua, entre otras aplicaciones.

Se afirma en el Balance: De acuerdo a la información proporcionada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) la hidroenergía, geoenergía y energía eólica decrecieron entre 2000 y 2001 en 14.7, 6.4 y 14.5% respectivamente. Sin embargo, de acuerdo a lo señalado por la Asociación Nacional de Energía Solar, las fuentes no públicas asociadas al aprovechamiento de la radiación solar y viento totalizaron en el 2001, sin CFE, 2.2 petajoules, reflejando un crecimiento del 19.1% con relación a 1.9 petajoules del año 2000. Ver Tabla VIII.1.

De acuerdo a la tabla 8.1, a través de los sistemas de calentadores solares planos se generaron, en el 2001, 2.2 PJ, cantidad 19.5% mayor que la registrada de 1.8 PJ en el año anterior. La superficie total instalada pasó de 373.1 a 447.7 miles de m² y se registró un promedio de radiación solar de 18,841 kJ/m²-día.

Fuentes	Características	Uso Final
Radiación solar	Calentadores solares planos Instalados hasta 2001: 447,704 m ² Eficiencia promedio: 70% Radiación solar promedio: 18,841 kJ/m ² -día Disponibilidad de calor solar primario: 3.079 petajoules Generación: 2.156 petajoules	Calentamiento de agua para albercas y uso sanitario
	Módulos fotovoltaicos Instalados hasta 2001: 14,261 kW Horas promedio de insolación: 6 horas/día Factor de planta: 25% Disponibilidad primaria de energía solar: 0.785 petajoules Generación: 0.0281 petajoules	Electrificación rural, comunicaciones, señalamiento y bombeo de agua
Viento	Aerogeneradores y bombas de agua Instalados hasta 2001: 3,018.4 kW Factor de capacidad medio: 40% Generación: 0.038 petajoules	Generación eléctrica y bombeo de agua

Tabla 8.1 Energía generada por las fuentes renovables de energía. (Balance Nacional de Energía, 2001).

Los módulos fotovoltaicos son otra forma de tecnología solar a partir de la cual se prestan servicios de bombeo de agua, iluminación doméstica en comunidades rurales, telefonía rural, repetidoras de microondas, señalamiento terrestre y marítimo, así como alumbrado público, entre otros. La capacidad instalada pasó de 13.2 MW en 2000 a 14.3 MW en el 2001. Se generaron 0.028 PJ durante este último año, cifra que representa un aumento de 8.1% respecto al año anterior.

También se observa en la tabla 8.1, La capacidad de generación mediante aerogeneradores y bombas de agua eólicas, adicional a la de Comisión Federal de Electricidad (CFE), creció marginalmente de 3,016 hasta 3,018.4 kW entre el 2000 y 2001. La generación de electricidad se ubicó en el año 2001 en 0.04 PJ similar al nivel registrado en 2000.

VIII.2 El Futuro Inmediato los Sistemas Sustentables de Energía para el Suministro Eléctrico en México

El uso de los Sistemas Renovables de Energía para el suministro de energía en nuestro

país no sólo tienen limitantes técnicas y económicas para poder prosperar y, de este modo, surge el planteamiento oficial. ¿Qué es lo que piensa el poder ejecutivo? ¿Hasta donde está dispuesto en aprovechar estas tecnologías emergentes para poder cubrir necesidades de índole social? A continuación se analizan dos documentos para tratar de contestar estas interrogantes uno de ellos es el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2001-2006 y el otro es el Programa Sectorial de Energía.

En el Plan Nacional de Desarrollo se plantea que: *La migración constante y persistente del campo a la ciudad es un factor claramente identificado con el deterioro de la vida rural en todas sus vertientes: económica, familiar, social y comunitaria. Siguiendo las tendencias actuales, es posible esperar que más de 80% del crecimiento poblacional de los próximos 25 años se ubique en las ciudades del país. Estas tendencias anuncian una significativa transformación en las estructuras socioeconómicas del país. En el México rural existen millares de localidades que concentran a millones de ciudadanos, las cuales deberán integrarse al circuito moderno constituido por los núcleos urbanos interrelacionados con la economía global.*

Por otro lado, se plantea que en el año 2000 México presenta altos niveles de degradación ambiental, como se muestra en los siguientes ejemplos:

- *El país pierde 600 000 hectáreas de bosque anualmente y experimenta una tasa anual de deforestación de 1.5 por ciento.*
- *De las 100 cuencas hidrológicas del país, 50 están sobreexplotadas, y extensas regiones del país tienen problemas de abasto de agua.*
- *Las selvas tropicales de México han disminuido 30% en los últimos 20 años.*
- *Se han extinguido 15 especies de plantas y 32 de vertebrados en México. En nuestro país se han dado 5.2% de las extinciones del mundo en los últimos 400 años.*
- *La contaminación del aire y del agua en las grandes ciudades del país ha alcanzado niveles*

tales que tiene efectos negativos sobre la salud y el bienestar de la población.

- *México lanza a la atmósfera más de 460,000 G T de gases de desecho y se estima una producción anual de 3,705,000 toneladas de residuos peligrosos.*

La degradación de los recursos naturales del país y la creciente generación de contaminantes representan una pérdida neta del capital natural, así como una disminución importante de nuestro potencial para promover un desarrollo económico que permita satisfacer las necesidades básicas de la población.

El medio ambiente es una prioridad para el Ejecutivo federal y para el Plan Nacional de Desarrollo, toda vez que el desarrollo de la nación no será sustentable si no se protegen los recursos naturales con que contamos.

Y no sólo eso, sino que en el Plan Nacional de Desarrollo se reconoce que los procesos de globalización no han resuelto todos los problemas económicos ni se han modificado la relación entre las naciones desarrolladas y las que están en vías de desarrollo. Esto se puede traducir en graves problemas que padecen y seguirán padeciendo miles de comunidades rurales excluidas del desarrollo con el riesgo latente en todo momento de la sobreexplotación, la degradación ambiental y el desgaste social que ocasiona. De acuerdo, al PND el término de sustentabilidad está presente todo el tiempo, al igual, que el desarrollo regional.

Algunas de las estrategias que se plantean en el PND, para poder crear desarrollo y al mismo tiempo cuidado del ambiente son:

- * *Armonizar el crecimiento y la distribución territorial de la población con las exigencias del desarrollo sustentable, para mejorar la calidad de vida de los mexicanos y fomentar el equilibrio de las regiones del país, con la participación del gobierno y de la sociedad civil.*
- * *Fortalecer la investigación científica y tecnológica que nos permita comprender mejor los procesos ecológicos.*

* *Propiciar condiciones socioculturales que permitan contar con conocimientos ambientales y desarrollar aptitudes, habilidades y valores para comprender los efectos de la acción transformadora del hombre en el medio natural.*

* *Crear nuevas formas de relación con el ambiente y fomentar procesos productivos y de consumo sustentables.*

El PND es ambiguo en el sentido, incluso en el sector energético, y sólo expresa que: *En materia de energía, el objetivo para 2006 es contar con empresas energéticas de alto nivel con capacidad de abasto suficiente, estándares de calidad precios competitivos. En términos de energía eléctrica, se deben generar flujos de electricidad eficaz y suficiente ante la creciente demanda.*

Sin embargo se deja abierta la puerta, en el sentido, de impulsar las nuevas tecnologías, como son las renovables de energía, para su desarrollo en estos años, tal como se plantea: *Promover el uso sustentable de los recursos naturales, especialmente la eficiencia en el uso del agua y la energía. Fortalecer la investigación científica y la innovación tecnológica para apoyar tanto el desarrollo sustentable del país como la adopción de procesos productivos y tecnologías limpias.*

Aún queda la duda, ¿Hasta donde el gobierno federal impulsará las fuentes renovables en los siguientes años? Para ello se recurrió al Plan Sectorial de Energía 2001-2006 y se encontró lo siguiente:

Nuestro país cuenta con amplios recursos energéticos renovables, una base científica y tecnológica, capacidad industrial de manufactura y una red institucional pública y privada orientada a la investigación y desarrollo de tecnología y equipos. Ello constituye la posibilidad de un mejor desarrollo de las energías renovables y representa una gran oportunidad para una mayor diversificación energética, reducir la dependencia del petróleo, ampliar la base industrial en un área que puede tener valor estratégico en el futuro y atenuar los impactos ambientales producto de la producción,

distribución y uso final de las formas de energía convencionales.

El Programa de Electrificación Rural para ampliar el abasto de electricidad en zonas rurales marginadas con fuerte presencia indígena, puede constituirse en una fuente de demanda para el desarrollo de energías renovables, en particular aquéllas de base fotovoltaicas. Si se toma en cuenta que de las 1,200 comunidades indígenas que serían consideradas prioritariamente en el programa, alrededor de 860 podrían ser electrificadas con módulos fotovoltaicos, y considerando un consumo de 25 KWh por comunidad, ello supondría el desarrollo de una capacidad instalada de aproximadamente 22 MW fotovoltaicos, mismos que podrían contribuir a un mayor desarrollo de esa tecnología en el país.

A lo largo de las últimas tres décadas diversas organizaciones, públicas y privadas, han llevado adelante proyectos de aprovechamiento de la energía renovable. De estas acciones sobresalen, por su impacto o cobertura nacional, las siguientes:

- El programa de aprovechamiento de energía geotérmica de CFE para la generación de energía eléctrica (855 MW instalados y operando);*
- La instalación y operación por parte de CFE de 1.7 MW de capacidad de generación de electricidad a partir de viento en La Ventosa y Guerrero Negro;*
- El programa nacional de electrificación rural con energía solar fotovoltaica que ha permitido la instalación de más de 50,000 sistemas, y*
- La operación de dos plantas piloto con sistemas híbridos (eólico-solar-Diesel) en Baja California Sur (San Juanico y Puerto Alcatraz).*

Por otra parte, con objeto de aprovechar el amplio potencial hidroeléctrico con el que cuenta el país, sobretodo en lo que se refiere a proyectos pequeños y medianos, será necesario realizar una promoción efectiva para que los sectores social y privado participen en la generación hidroeléctrica, con apego al marco jurídico vigente. De esta manera habrán de

coordinarse los esfuerzos de las distintas autoridades involucradas tales como SENER, CRE, CNA e INE, así como de los organismos CFE y LFC, para dar a conocer las principales alternativas de proyectos, dar agilidad a los procesos de otorgamiento de las concesiones, licencias y permisos que se requieran y facilitar el desarrollo de los propios proyectos.

VIII.3 Casos Reales de Sistemas Híbridos Sustentables para el Suministro de Energía Eléctrica

Los sistemas híbridos de energía que combinan varias fuentes de energía no convencionales con convencionales para la electrificación rural en nuestro país ha sido una opción para suministrar de energía eléctrica a poblaciones aisladas que por su difícil acceso resulta costoso la extensión de la red de distribución. En México se han hecho intentos de electrificar comunidades rurales con esta idea. Los sistemas híbridos que conocemos son (ver tabla 8.2):

Santa María Magdalena, Hidalgo. Este es un sistema híbrido Eólico-Fotovoltaico-Diesel.

San Antonio Agua Bendita, Estado de México. Cuenta con la misma tecnología que el anterior y es también Eólico-Fotovoltaico-Diesel.

X-calac, Quintana Roo. Sistema Híbrido Eólico-Fotovoltaico-Diesel.

El Junco, La Grunidora, Ignacio Allende, El Calabazal; Municipio de Mazapil, Zacatecas. Son sistemas híbridos que cuentan unicamente con fuentes alternas, es decir, Eólico-Fotovoltaico.

Isla Guadalupe, Baja California. Es un sistema híbrido Eólico-Diesel.

Puerto Lobos, Sonora. Sistema híbrido Termosolar (ciclo Rankine)-Diesel.

Los últimos de que se tiene conocimiento están en Baja California Sur, ambos en el municipio de Comondú, en las localidades de San Juanico y Puerto Alcatraz.

Estado	Municipio	Localización	Año de instalación	Tipo de sistema	Pot. FV (kW)	Pot. Eólica (kW)	Pot. Diesel (kVA)
Hidalgo	Actopan	Sta. Ma. Magdalena	1991	Eólico-FV-Diesel	4.32	5	18.4
Quintana Roo	Othón P. Blanco	X-Calac	1992	Eólico-FV-Diesel	11.2	60	125
Zacatecas	Mazapil	El Junco	1992	Eólico-FV	1.6	10	---
Zacatecas	Mazapil	La Grunidora	1992	Eólico-FV	1.2	10	---
Zacatecas	Mazapil	Ignacio Allende	1992	Eólico-FV	0.8	10	---
Zacatecas	Mazapil	El Calabazal	1992	Eólico-FV	0.8	10	---
México	Tenancingo	Sn. Antonio Agua Bendita	1993	Eólico-FV-Diesel	12.39	20	40
Baja California Sur	Comondú	Isla Margarita	1997	Eólico-FV-Diesel	10.3	30	40
Baja California Sur	Comondú	San Juanico	1999	Eólico-FV-Diesel	34	60	40

Tabla 8.2. Sistemas híbridos instalados en México.

De acuerdo con la ubicación geográfica de nuestro país el recurso solar abunda y es excelente para aprovechar la tecnología solar, sin embargo, en el caso de Puerto Lobos es un sistema que no ha tenido éxito debido a los múltiples problemas técnicos y económicos que se han presentado, y esto se debe principalmente a que no se ha tenido la experiencia y el desarrollo tecnológico necesario para su puesta en marcha. Por otro lado, la tecnología fotovoltaica está por demás comprobada y comercializada. La tecnología fotovoltaica, en los sistemas híbridos, constituye una parte esencial ya, que es mucho más fácil encontrar sitios con potencial solar que eólico. De igual forma, se ha reportado que es mucho más probable que el sistema eólico pueda salir de operación que el sistema fotovoltaico, especialmente en ciertas regiones, principalmente costeras, cabe recordar que nuestra situación geográfica corresponde a una de las zonas con mayor índice de huracanes.

Bibliografía

SENER; Balance Nacional de Energía 2001; México; 2002.

Gobierno de los Estados Unidos Mexicanos, Plan Nacional de Desarrollo 2001-2006; México 2001.

SENER; El Programa Sectorial de Energía 2001 – 2006; México, 2001

CONCLUSIONES

Vivimos ya en el siglo XXI, y mientras se efectúan grandes avances tecnológicos y científicos, es de notar que estos no llegan a beneficiar a toda la humanidad. En nuestro país se conjugan grandes contrastes, por un lado se abren los mercados en el mundo y la economía se globaliza, la planta industrial tiene que modernizarse para poder competir con los productos extranjeros, se tratan de mejorar los servicios en las grandes ciudades para crear la infraestructura necesaria para establecer los centros de producción y consumo. Por otro lado, en nuestro país, existen comunidades rurales, en su mayoría indígena, que no cuentan con los servicios básicos indispensables para su desarrollo, se les mantiene en el anonimato y en la extrema pobreza. Pese al esfuerzo del Sector Eléctrico por incorporar a estas poblaciones al servicio eléctrico, aún existen cerca de 74, 302 comunidades rurales sin electrificar oficialmente.

En nuestro país existen cerca de 4,265 comunidades entre 100 y 2499 habitantes que suman 2,645,486 mexicanos que no cuentan con servicio de energía eléctrica. Por lo general estas comunidades quedan retiradas de los centros de producción de energía, o bien, de redes de distribución. Diversos factores intervienen para que el tendido de la red no se lleve a cabo. Por otro lado en nuestro país contamos con uno de los mejores niveles de insolación en el mundo debido a la situación geográfica en la que nos encontramos, y que es susceptible de aprovecharse. La tecnología alterna más desarrollada hasta ahora es la fotovoltaica que convierte parte de la energía solar directamente en eléctrica, con una larga vida pero aún a un costo inicial alto que con el tiempo la hace rentable. En capítulos anteriores se ha estudiado con cuidado las características de esta tecnología por lo que resumimos que ha sido una opción muy buena para electrificar comunidades muy pequeñas y muy dispersas, pero para comunidades de entre 300-500 habitantes, parece ser que no se cumplen las expectativas de la comunidad, ni de la compañía suministradora, ni con el gobierno responsable, para su electrificación.

La tecnología eoloeléctrica aún cuando parece tomar empuje, no es aún también por sí sola la mejor opción para electrificar comunidades pequeñas debido a la incertidumbre del clima. Sin embargo, ha tenido un auge en los últimos años.

Por su parte, los sistemas microhidroeléctricos pueden tener potencial de instalación en cientos de comunidades apartadas en zonas serranas, tanto en la sierra madre oriental, occidental, eje neovolcánico y sierra del sur. Estos sistemas, están completamente probados en países desarrollados.

La mayoría de los sistemas híbridos instalados en el mundo pueden considerarse como en etapa de desarrollo y están siendo estudiados para mejorar los diseños. La competitividad económica de estos sistemas depende de varios factores, entre ellos el grado de concentración de la carga, la disponibilidad y costo de los energéticos complementarios así como la distancia a la red. Se estima que sistemas de este tipo instalados a más de 15km de la red eléctrica pueden ser económicamente competitivos. Sin embargo, es necesario efectuar estudios caso por caso para determinar su factibilidad, ya que estos deben ser diseñados para cada caso en particular.

Para comunidades con una adecuada insolación e intensidad y prevalencia del viento, el sistema puede no requerir de una máquina diesel si es que se cubre con las condiciones de carga.

Ninguno de los elementos expuestos está plenamente desarrollado en nuestro país; se requieren acciones que identifiquen lo que ya está disponible, lo que aún requiere mayor investigación y desarrollo, y lo que pudiera ser fabricado a nivel de las propias comunidades.

La integración y realización de los sistemas para el aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía requieren también en mayor o menor grado de un soporte ingenieril para el diseño, dimensionamiento, cálculo, construcción, instalación, prueba, operación y mantenimiento de los

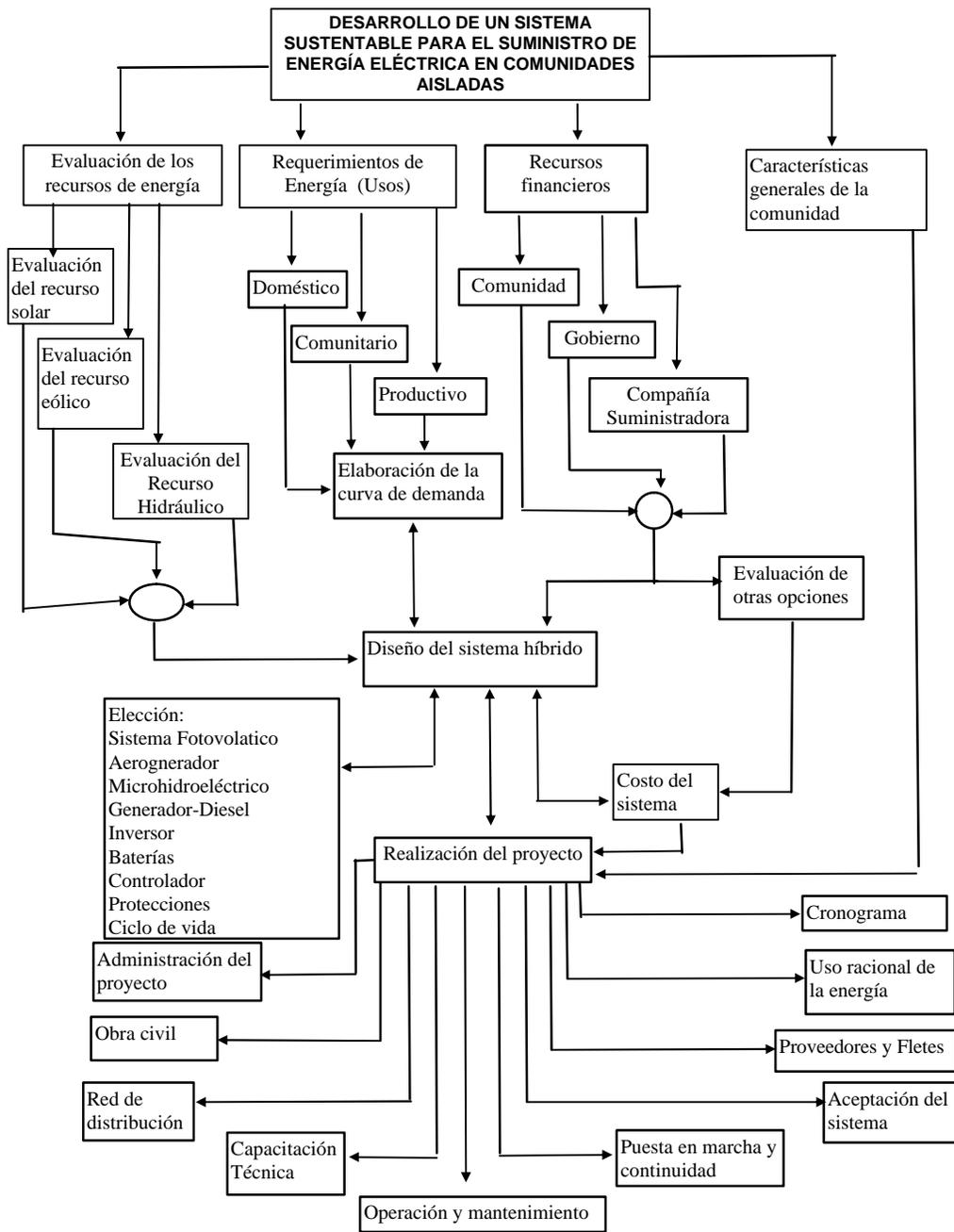
equipos. El aprovechamiento de estas fuentes debe darse dentro de un marco normativo que optimice el uso de recursos y garantice la eficiencia, confiabilidad y durabilidad de los equipos de sistemas instalados. Esto requiere de una infraestructura de soporte que incluya normas y especificaciones técnicas, lineamientos y guías de diseño, construcción, operación y mantenimiento, protocolos e instalaciones para la caracterización, prueba y certificación de componentes, partes y sistemas, programas de capacitación, etc. Los elementos señalados constituyen la base tecnológica sobre la que debe sustentarse todo programa de abastecimiento energético en zonas rurales a fin de que sea sostenible. Esto es particularmente aplicable a la electrificación rural, por ser esta un elemento central de desarrollo.

La tecnología de sistemas híbridos no nació con la idea de electrificar comunidades rurales. En nuestro país existen ya instalados algunos de estos sistemas. Este trabajo ha descrito las fuentes de generación de un sistema híbrido con la combinación de algunas de las siguientes fuentes: eólico-fotovoltaico-microhidroeléctrico-diesel. Así como el resto del equipo necesario para ofrecer un adecuado servicio a la comunidad, como puede ser el banco de baterías, el inversor, el controlador del sistema, así como la red de distribución y las instalaciones. Se mostraron una metodología de cálculo de sistemas híbridos, uniformizando criterios de acuerdo a las necesidades de las comunidades y de lo que ofrece el mercado.

Como hemos visto los sistemas híbridos pueden ser la mejor opción para electrificar muchas comunidades rurales que aún carecen de ella, para así poder contribuir a su desarrollo.

La realidad para la aplicación de los sistemas sustentables de suministro eléctrico, es que aún, no tienen el soporte gubernamental para ser una verdadera repuesta para impulsar el desarrollo económico y social en miles de comunidades aisladas, pese a las buenas intenciones.

Para concluir mostramos un esquema general de electrificación de comunidades rurales enfocado a un sistema híbrido que combine las siguientes fuentes eólico-fotovoltaico-microhidroeléctrico-diesel.



A continuación explicaremos brevemente cada uno de los puntos mostrados.

Características generales de la comunidad

Como ya se ha visto, antes de iniciar un proyecto de electrificación es indispensable conocer las características de la comunidad en cuestión como puede ser: la ubicación, los servicios con los que cuenta el poblado, las principales actividades económicas, las necesidades a cubrir, los problemas regionales, la tradición, la cultura, etc.

Evaluación de los recursos

Por otro lado, es necesario efectuar estudios del potencial probable de aprovechamiento de los recursos del viento, solar e hidráulico, así como de las ventajas y desventajas de añadir una planta diesel. En el caso del recurso eólico, cabe aclarar que para comprobar su potencial un equipo de adquisición de datos puede ser la mejor opción para llevar a cabo dicha tarea. A parte, parecer ser que se pueden obtener estimaciones precisas de insolación por medio de mapas creados para tal fin. No obstante, las mediciones en campo son la mejor opción. En el caso del recurso hidráulico, es conveniente llevar a cabo un estudio muy minucioso de las temporadas de lluvias y de secas, para evaluar dicho recurso.

Requerimiento de energía.

Es indispensable elaborar un levantamiento de posibles cargas de acuerdo a las necesidades de energía eléctrica de la comunidad atendiendo los siguientes tres rubros:

+ Usos Domésticos

Iluminación

Radio y televisión

Ventilación, etc.

+ Usos Comunitarios

Bombeo de Agua

Centro de Salud

Escuela

Alumbrado Público

Radiocomunicación

Telefonía rural, etc.

+ Usos Productivos

Empresas rurales

Producción de hielo y refrigeración para comunidades pesqueras

Herramientas eléctricas e iluminación para tiendas

Molienda de granos y Procesamiento de comida

Talleres de artesanías, etc.

Elaboración de la curva de demanda

De acuerdo a los posibles usos de la energía, se debe conocer el comportamiento de la carga a lo largo del día, para así conocer los picos de demanda que definirán la capacidad del sistema.

Recursos financieros y económicos

Uno de los problemas críticos para la electrificación es el recabar los recursos económicos, humanos y técnicos que habrán de emplearse para la realización del proyecto. Es por ello se recomienda hacer esfuerzos en conjunto que permitan superar los problemas que se enfrenten. Para tal efecto, la participación de la comunidad, del gobierno y la empresa responsable de suministrar energía eléctrica, es crítica. El involucrar otras instituciones tanto públicas como privadas contribuye a hacer más factible el proyecto.

Diseño del sistema híbrido

El diseño del sistema híbrido se involucra con todos los puntos anteriores, ya que de esta manera, se podrá obtener:

La aportación de las fuentes renovables y no renovables al sistema

La selección del inversor, banco de baterías, controlador, protecciones, sistema de tierras, etc.

Estimación del costo y ciclo de vida del sistema

Evaluación de otras opciones

El costo y aceptación del sistema híbrido debe compararse con otras opciones tecnológicas en todos los casos y demostrar ser la mejor opción de electrificación rural.

Realización del proyecto

* Cronograma. Parte de la planeación del proyecto es la calendarización de las actividades para que se logren los objetivos en el tiempo previsto, de lo contrario los retrasos elevan costos del conjunto.

* Obra civil. El sistema requiere de un espacio físico, y por tanto, de estructuras que soporten, contengan y cubran los equipos.

* Proveedores y fletes. Gran parte del equipo necesario para los sistemas híbridos sólo es posible encontrarlo en el extranjero ya que aún, no se ha desarrollado la tecnología solar y eólica suficiente para poder encontrar fabricantes nacionales. Tomar en cuenta los impuestos que causan los equipos es indispensable ya que encarecen los equipos. Por otro lado, parte del equipo se encuentra en el mercado nacional. Hay que tener cuidado en el transporte del equipo hasta las comunidades ya que además de elevarse los costos de transporte por ser comunidades alejadas, el riesgo de averías del equipo durante el transporte se incrementa considerablemente.

* Administración. Una mala administración del proyecto puede retrasar y encarecer el sistema. En nuestro país se tienen muchas experiencias de proyectos de desarrollo comunitario que han fracasado por una mala administración.

* Aceptación del sistema. El sistema debe cumplir con las expectativas propuestas inicialmente, tales como:

- Presupuesto y capacidad de financiamiento
- Demanda de energía
- Nivel de servicio
- Capacitación
- Desarrollo económico
- Seguridad
- Salud y educación, etc.

* Red de distribución e instalaciones eléctricas. La distribución de la energía debe pensarse al menor costo pero cumpliendo con las normas establecidas por la CLFC y CFE. Esto es válido para las instalaciones eléctricas.

* Operación y mantenimiento. Establecer un programa eficiente de operación y mantenimiento puede asegurar la continuidad del servicio. La capacitación de algunas personas evita algunos gastos extras y proporciona más independencia del exterior.

* Uso racional de la energía. La energía que proporciona un sistema híbrido debe ser la adecuada para cubrir las necesidades propuestas para la comunidad. El evitar el derroche de ella a través de la concientización y la elaboración de un programa contribuyen a este punto.

Como se ha visto durante el desarrollo del presente trabajo, para incursionar en el campo de los sistemas eólico-fotovoltaico-diesel se debe contar con sólidos conocimientos acerca del funcionamiento de cada uno de los componentes que conforman al sistema híbrido, así como tener suficiente información en lo referente a la energía que se puede aprovechar, ya que muchas veces se subestima o sobrestima la cantidad de energía aprovechable, debido a la falta de datos confiables referentes a insolación y velocidades del viento. En este aspecto se requieren mediciones constantes, ya que existen varias regiones del país que cuentan con el suficiente recurso natural para ser plenamente aprovechado y en las cuales no se han realizado mediciones con la diligencia que amerita el caso.

Otro de los aspectos importantes en éste tipo de sistemas son las protecciones; debido a la necesidad de continuidad del servicio y al alto costo de los materiales, es necesario proteger el sistema contra todo tipo de fallas ambientales o eléctricas. La coordinación de protecciones es uno de los aspectos más difíciles de lograr, ya que las fuentes deben entrar y salir de operación de acuerdo a las condiciones climatológicas y a las necesidades del usuario, y una falla no aislada de manera eficiente en cualquiera de los componentes, puede dañar en forma irreversible al resto del sistema. En éste aspecto se dan los conocimientos básicos acerca del tema de protecciones, ya que éste es muy amplio y es necesario un estudio muy detallado para asegurar la adecuada operación del sistema.

También es conveniente recabar información en lo referente a las tecnologías disponibles en el mercado, ya que la mayoría de los componentes todavía están en desarrollo y se espera que en algunos años se mejoren eficiencias y los costos bajen. Una de estas tecnologías es el Sistema Fotovoltaico; aquí las eficiencias logradas son bajas y depende del material de los módulos que se elijan. Actualmente se están realizando experimentos con nuevos materiales para mejorar eficiencias. En lo referente a las baterías se pueden esperar mejorías en ellas, ya que éstas representan uno de los grandes problemas en los sistemas híbridos debido a que algunos tipos no se pueden descargar totalmente y por lo tanto se tiene que adquirir un mayor número de ellas, o adquirir las llamadas de “descarga profunda”, que se pueden descargar casi en sus totalidad sin dañarse, pero a un costo mayor.

Seguramente se han soslayado algunos puntos pero seguramente se ha abarcado una gran cantidad de ellos que repercuten directamente en el proceso de electrificación.

Se dice que el verdadero obstáculo para aplicar proyectos con fuentes alternas de energía se encuentra en la ausencia de normalización sobre la misma. Sin embargo, en los planteamientos del sector energético para los próximos años las fuentes alternas de energía juegan un papel importante. Por una lado los costos reales han bajado considerablemente para la adquisición de los equipos. Por ejemplo, la tecnología el costo para el aprovechamiento de la energía eólica ya es comparable con la adquisición de energía por ciclo combinado. También el mercado fotovoltaico ya es más competido y existen en la actualidad una gran variedad de proveedores. Por último, cabe señalar que la electrificación de una comunidad rural aislada no cumple con las expectativas de desarrollo de la comunidad si no viene acompañada con un esfuerzo interinstitucional con la visión y cooperación de la propia comunidad que garanticen el bienestar básico, infraestructura y desarrollo económico que permitan que estas comunidades logren prosperar y abatir la pobreza.