



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

**SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ASPECTOS METODOLÓGICOS PARA
LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA
A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE :
MAESTRO EN CIENCIAS
EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

PRESENTA :

PABLO NAVA MÁRQUEZ



MÉXICO, D.F.

2009



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL

SECRETARIA DE INVESTIGACION Y POSGRADO

ACTA DE REVISION DE TESIS

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 17:00 horas del día 19 del mes de Noviembre del 2009 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la E.S.I.M.E. ZAC para examinar la tesis de grado titulada:

“ASPECTOS METODOLÓGICOS PARA LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN”

Presentada por el alumno:

NAVA

Apellido paterno

MÁRQUEZ

materno

PABLO

nombre(s)

Con registro:

B	8	9	0	2	4	9
---	---	---	---	---	---	---

aspirante al grado de:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **SU APROBACIÓN DE LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Directores de tesis

M. en C. GILBERTO ENRÍQUEZ HARPER

Presidente

DR. RICARDO OCTAVIO ARTURO MOTA PALOMINO

Segundo Vocal

DR. JOSÉ ALBERTO GÓMEZ HERNÁNDEZ

Tercer Vocal

DR. ELMER SANTOS MORA

Secretario

DR. JAIME ROBLES GARCÍA

Suplente

M. en C. JESÚS REYES GARCÍA

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO

DR. JAIME ROBLES GARCÍA





INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
COORDINACIÓN GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

CARTA CESION DE DERECHOS

En la Ciudad de México, Distrito Federal, el día 06 del mes de Enero del año 2010, el (la) que suscribe Pablo Nava Márquez, alumno(a) del Programa de Maestría en Ciencias con especialidad en Ingeniería Eléctrica, con número de registro B890249; adscrito a la sección de estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Unidad Zacatenco, manifiesta que es autor(a) intelectual del presente trabajo de tesis bajo la dirección del M. en C. Gilberto Enríquez Harper y cede los derechos del trabajo intitulado: Aspectos metodológicos para la conexión de generación fotovoltaica a las redes de distribución, al Instituto Politécnico Nacional, para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben de reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección: Cruz de la Loma No. 48, Col. Santa Cruz del Monte, C. P. 53110, Naucalpan, Edo. de México.

pablonava54@yahoo.com ó gilberto.enriquez@cfe.gob.mx

Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Pablo Nava Márquez

Nombre y firma

Resumen.

En esta tesis se presenta una metodología para identificar la ventana de oportunidades que demuestren la factibilidad de generación eléctrica en sitio. Para el desarrollo de esta investigación nos apoyamos en datos del bus de distribución de Tiquicheo, Michoacán; e información estadística de mediciones de la estación automática de Cd. Altamirano, Guerrero. Sobre la fuente de energía que proporciona la energía solar. En climas notables, fluctuaciones medianas en la irradiancia solar y su impacto sobre la red de distribución tienen importantes consideraciones en el futuro en aplicaciones a gran escala de sistemas de generación fotovoltaicos (FV) infiltrados, se establece el rango de irradiancia de las estaciones del año y se desarrolla la investigación de cambios en cantidades eléctricas (transitorios lentos) como la persistencia y la fluctuación de potencia. Cálculos de flujo de potencia son elaborados para acceder al impacto de las fluctuaciones de la irradiancia solar sobre el punto de acoplamiento común del bus de Tiquicheo, Michoacán.

De la investigación del impacto de las fluctuaciones de la irradiancia solar encontramos que la fluctuación de voltaje es constante, por lo que no hay variación de frecuencia que influya en la estabilidad del sistema fotovoltaico (FV). Haciéndose más económica la selección y coordinación de las protecciones eléctricas. Además, estos valores de cantidades eléctricas hace posible el conocimiento del almacenaje de energía para la noche que permite operar al sistema fotovoltaico (FV) en forma aislada ó interconectado con el sistema eléctrico de potencia (SEP).

Abstract

This thesis presents a methodology to identify the window of opportunity to demonstrate the feasibility of on-site power generation. For the development of this research we rely on data distribution bus Tiquicheo, Michoacán, and statistical information of measurements of automatic station of Ciudad Altamirano, Guerrero. On the energy source that provides solar energy. In climates remarkable medium fluctuations in solar irradiance and their impact on the distribution network are important considerations in future large-scale applications of photovoltaic (PV) generation systems infiltrates, establishing the irradiance range of seasons and develops research on changes in electrical quantities (transients slow) as the persistence and power fluctuation. Power flow calculations are made to access the impact of fluctuations of solar irradiance on the point of common coupling bus Tiquicheo, Michoacán.

Investigation of the impact of fluctuations in solar irradiance found that the fluctuation of voltage is constant, so that no frequency variation which affect the stability of the photovoltaic (PV) system. Becoming cheaper the selection and coordination of electrical protection. Furthermore, these values of electrical quantities knowledge enable energy storage for night operation system that allows photovoltaic (PV) system alone or interconnected to the electric power system (EPS).

CONTENIDO

	Pág.
Resumen.	i
Abstract.	ii
Introducción	iii
Lista de tablas.	ix
Lista de figuras.	xi

Introducción

1. Introducción.	1
2. Presentación.	1
3. Objetivo.	2
4. Justificación.	2
Glosario de términos.	4

Capítulo 1. Concepto general de la generación distribuida

1.1. Introducción.	10
1.2. Ejemplo de la aplicación de la energía renovable.	11
1.3. Concepto general de generación distribuida.	11

Capítulo 2. Aspectos generales de la generación solar y el problema específico de la generación de potencia base.

2.1. Introducción.	14
2.2. Formas de aplicación.	14
2.3. Irradiancia e insolación.	17
2.4. Sistema fotovoltaico (FV) básico.	19
2.5. Ejemplo específico de la aplicación de energía renovable.	30
2.5.1. Aspectos importantes por considerar en el diseño de un sistema fotovoltaico (FV) ubicado en el bus de Tiquicheo, Mich.	30
2.5.2. Datos del pronóstico de carga de la zona.	31
2.5.3. Tipo de carga	32
2.5.4. Valor energético	32
2.5.5. Régimen de uso	33
2.5.6. Transitorios	33
2.5.7. Selección del sitio adecuado.	33
2.5.8. Resumen de irradiación solar de la zona.	33
2.5.8.1. Información adicional	35
2.5.8.1.1. Atlas del recurso solar en la República Mexicana editado en el 2005	35
2.5.8.1.2. Mapa de radiación en México de los altiplanos Mexicanos.	35
2.5.8.1.3. Conclusión.	35
2.5.9. Cálculo de la insolación promedio anual $k W - h / m^2$ de Primavera - Verano y Otoño - Invierno	35
2.5.10. Análisis y aplicación de información estadística.	36
2.5.11. Selección de celdas solares de paneles fotovoltaicos (FV).	37
2.5.12. La energía disponible en el día en época de verano.	43

2.5.12.1. Energía generada sin banco de baterías para el día en época de invierno.	44
2.5.12.2. La energía disponible en el día en época de invierno.	44
2.5.13. Selección de regulador con desconexión de bajo voltaje (LVD).	48
2.5.14. Selección de batería solar.	49
2.5.15. Selección del inversor ó convertidor.	50
2.5.15.1. Topologías de inversores.	50
2.5.15.2. Controles de inversores de potencia distribuida (PD).	50
2.5.15.3. Filtros de salida de inversores.	51
2.5.15.4. Resumen de problemas de potencia reactiva (PQ) de los inversores	51

Capítulo 3. Problemas específicos de la interconexión de generación distribuida a las Redes de distribución.

3.1. Introducción	53
3.2. Generación fotovoltaica sobre alimentadores de distribución.	54
3.2.1. Estado estable y transitorios lentos.	55
3.2.1.1. Irradiancia y fluctuaciones de voltaje.	61
3.2.1.2. Índices de fluctuación de voltaje nodal.	61
3.2.1.3. Impacto sobre la red y almacenaje necesario.	62
3.2.2. Transitorios rápidos.	63
3.2.2.1. Definición de aislamiento.	63
3.2.2.2. Metodología.	64
3.2.2.3. Rango entre carga y potencia FV.	67

3.2.2.3.1. Metodología para el cálculo.	67
3.2.2.7. Probabilidad y riesgo de encontrar un aislamiento.	68
3.2.2.7.1. Probabilidad.	68
3.2.2.7.2. Riesgo de encontrar un aislamiento.	68
3.2.3. Calidad de la energía (armónicos).	68
3.2.3.1. Análisis del posible fenómeno de resonancia en serie, paralelo y localización de generación armónica.	69
3. 2.3.2, Impacto en la red de distribución sobre la adopción de filtros armónicos distribuidos sobre clientes de bajo voltaje.	77
3.2.3.2.1. Diseño del filtro.	77
3.2.3.3. Comentarios sobre resultados del posible fenómeno de resonancia.	84
3.2.3.4. Practicas recomendadas para clientes individuales.	85
3.2.3.4.1. Desarrollo de límites de la corriente de distorsión.	85
3.2.3.4.2. Límites sobre conmutación de hundimientos.	86
3.2.3.4.3. Límites de distorsión de corriente.	86
3.2.3.5. Prácticas recomendadas para empresas de servicio público.	88
3.2.3.5.1. Límites de distorsión de voltaje.	88
3.2.3.6. Ejemplos de aplicación.	89
3.2.4. Desempeño total del sistema de distribución.	92
3.2.4.1. Variación de voltaje de los alimentadores de distribución de la S.E. rural de Tiquicheo.	92

Capítulo 4. Selección y coordinación de las protecciones eléctricas con generación solar fotovoltaica

4.1. Introducción.	95
4.2. Especificación de los componentes del sistema FV.	96
4.2.1. Datos de especificación de paneles FV.	96
4.2.2. Datos de especificación del regulador con LVD.	97
4.2.3. Datos de especificación de baterías solares FV.	98
4.2.4. Datos de especificación de inversor de c.c. / c. a. de potencia distribuida (PD).	99
4.3. Selección y coordinación de protecciones eléctricas.	100
4.3.1. Concepto de protección de redes con recursos de generación distribuida.	101
4.3.2. Coordinación de la protección de sobrecorriente y hundimiento de voltaje en sistemas de generación distribuida.	101
4.3.3. Circuito con recurso distribuido.	102
4.3.4. Transformación de la característica tiempo – corriente del dispositivo de protección dentro de la característica tiempo – voltaje.	102
4.3.4.1. Metodología para calcular ajustes y coordinación de disparos.	103
4.3.4.1.1. Cálculos de corto circuito.	105
4.3.4.1.2. Calculo de la característica tiempo – corriente del dispositivo de protección dentro de la característica tiempo – voltaje.	107
4.3.5. Efecto del rango de corriente del dispositivo de protección sobre la coordinación.	113
4.3.6. Transformación de la característica de tiempo – voltaje del dispositivo de protección en una zona tiempo – voltaje.	113

4.3.7. Análisis de resultados. 115

4.3.8. Diagrama de flujo de la metodología. 116

Capítulo 5. Conclusiones y recomendaciones.

5.1. Conclusiones. 118

5. 2. Recomendaciones para trabajos futuros. 119

Referencias. 120

Anexo A. Valores de inductancias y capacitancias del sistema central de CFE.

A.1.Valores de Inductancias y Capacitancias de los tramos de las líneas de transmisión. 129

A.2. Valores de la Inductancia de los transformadores. 129

A.3. Valores de la Capacitancia de los bancos de compensación conectados en los buses. 130

A.4. Valores de la Inductancia en líneas de distribución utilizadas en campo traviesa. 130

A.5. Valores de la Inductancia en líneas de distribución utilizadas dentro de los pueblos. 130

A.6. Valores de la Inductancia de los transformadores trifásicos de distribución. 131

A.7. Valores de la inductancia de los transformadores monofásicos de distribución.	131
--	-----

A.8. Valores equivalente de la red de transmisión (área central, zona Altamirano) y valores equivalentes de la red de distribución.	132
---	-----

Anexo B. Elementos de probabilidad y estadística en el análisis de los estudios de transitorios lentos.	133
Comentarios.	160

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.4.1. PD y número de ciclos para las baterías solares.	25
Tabla 2.4.2. Variación de la capacidad con la temperatura.	27
Tabla 2.5.1. Demanda máxima fecha 17.06.05. (primavera) de 21:00 a 22:00 hrs.	32
Tabla 2.5.2. Demanda mínima fecha 29.08.05. (Verano) de 02:00 a 03:00 hrs.	32
Tabla 2.5.3. Resumen de la irradiación.	34
Tabla 2.5.4. Resumen de insolación de verano.	36
Tabla 2.5.5. Datos de placa de un modulo fotovoltaico bifacial doble HIT-205DNKHE1 mca. Sanyo.	39
Tabla 2.5.6. Perfil de insolación y energía disponible en el día 03.01.04.	45
Tabla 2.5.7. Perfil de insolación del día 28.08.04.	46
Tabla 2.5.8. Perfil de energía disponible para el día 28.08.04.	47
Tabla 2.5.9. Tensión de carga recomendada.	50

Tabla 3.1. Ejemplo de medición de corriente a un típico cliente monofásico.	78
Tabla 3.2. Valores para L y C del filtro pasivo monofásico en derivación.	79
Tabla 3.3. Diseño de los filtros monofásicos en tres ramas del alimentador 4010 fase “A, B, C” del pueblo de Tiquicheo.	84
Tabla 3.4. Espectro de corriente armónica.	84
Tabla 3.5. Bases para límites de corriente armónica.	85
Tabla 3.6. Límites de distorsión y clasificación de sistemas de bajo voltaje.	86
Tabla 3.7. Sistemas de distribución general para límites de distorsión de corriente (120 V. hasta 69 k V.)	87
Tabla 3.8. Límites de distorsión de voltaje.	89
Tabla 3.9. Arreglo de filtros armónicos.	89
Tabla 3.10. Usuario # 3.- Distorsión y flujo de carga de corriente armónica.	90
Tabla 3.11. Ejemplo sistema de distribución para distorsión de voltaje armónico.	90
Tabla 3.12. Resumen de caída de tensión en alimentadores 4010, 4020 y 4030 con pérdidas totales al 3 %.	94
Tabla 4.1. Resumen de la característica de tiempo-corriente (CTC) del dispositivo de protección dentro de la característica tiempo- voltaje CTV).	115
Tabla B.1. Histograma de la Irradiancia promedio de verano del 2004.	135

Tabla B.2. Resumen de la Irradiancia promedio de verano, valores de la variable normalizada Z y la probabilidad $P(Z)$ en cada caso	150
Tabla B.3. Índice de fluctuación de potencia cfp.	154

LISTA DE FIGURAS

Fig. 2.1. Masa de aire.	16
Fig. 2.2. Irradiancia e Insolación (6HSP en este ejemplo) en un día despejado.	18
Fig. 2.3. Sistema FV básico para uso domestico.	21
Fig. 2.4. Panel FV (4 Módulos).	40
Fig. 2.5. Conexión de módulos que forman el panel.	41
Fig. 3.1. Ondículas de Haar $\psi(t)$ y ondícula cambiada y escalada $\psi_{j,\theta}(t)$.	58
Fig. 3.2. Periodo grama de ondículas de una serie de tiempo de 2 hrs., del voltaje nodal en el nodo 10.	59
Fig. 3.3. Diagrama unifilar de conexión a la red.	71
Fig. 3.4. Diagrama unifilar de la red conectada a Tiquicheo.	72
Fig. 3.5. Diagrama unifilar equivalente del área central de CFE S.E. Tiquicheo.	73
Fig. 3.6. Circuito equivalente del área central de CFE considerando generación fotovoltaica FV.	74
Fig. 3.7. Diagrama unifilar equivalente del área central de CFE S.E. Tiquicheo considerando filtros.	75
Fig. 3.8. Circuito equivalente del área central de CFE considerando filtros armónicos y generación fotovoltaica (FV).	76
Fig. 3.9. Diagrama Unifilar equivalente del área central de CFE	

S. E. Tiquicheo.	80
Fig. 4.1. Características tiempo-voltaje del fusible y curva CBEMA para SEP y fuente de RD.	114
Fig. 4.2. Características tiempo-voltaje del fusible y curva CBEMA para solo RD.	114
Gráfica B.1. Curva de distribución de frecuencia acumulativa.	135
Gráfica B.2. Histograma de la Irradiancia promedio de verano del 2004 concepto función continua.	143

Introducción

1. Introducción

La historia de la **generación distribuida** de energía eléctrica en México tiene sus inicios a principios del siglo XIX por el año de 1900, cuando se desarrollo en la Cd. de México el proyecto de alumbrado del centro histórico, instalándose el primer generador de la marca Siemens. Otro proyecto desarrollado en México de generación distribuida en los inicios de la producción eléctrica es el generador de la presa Necaxa que se encuentra ubicado en la zona montañosa del Estado de Puebla.

En los años recientes, en la década de los 90's la tendencia mundial de países desarrollados sobre la generación eléctrica se ha encaminado a los orígenes de la producción de energía eléctrica, como es el caso de la generación distribuida a través de los recursos renovables, que va enfocada a la preservación del medio ambiente y a la conservación de la vida, ya que la producción de grandes volúmenes de energía eléctrica con tecnologías a base de combustión, ha contribuido a la contaminación del medio ambiente manifestándose con los gases calientes que se emiten a la atmósfera y a las partículas contaminantes originadas por la quema de combustóleo y de gas natural que son derivados del petróleo, y que se expulsan al medio ambiente.

2. Presentación.

En la actualidad la comunidad científica trata de buscar el aprovechamiento de nuevos caminos en la producción de energía eléctrica buscando nuevas fuentes de energía que sean la base para la producción de la misma, desarrollando y utilizando la tecnología apropiada que se adapte a la energía que proporcionan los recursos renovables (Energía eólica, **Energía solar**, Energía hidráulica, Energía de biomasa) en aras de la preservación del medio ambiente y de una nueva fuente de energía que sustituya en parte a los hidrocarburos.

Este nuevo reto mundial nos lleva a que en **México** la presente administración del gobierno mexicano adecuo el marco institucional, político y financiero para que las acciones ocurran encaminadas al desarrollo de las fuentes renovables. Bajo está política a publicado el programa especial para el aprovechamiento de las energías renovables que impulsa el desarrollo de la industria de energía renovable en México ampliando el portafolio energético del país y la cobertura del servicio eléctrico en comunidades rurales, innovando esquemas de mercado

eléctrico (Generación distribuida). Establece el **plan** de desarrollo 2007 – 2012 de economía competitiva promoviendo las energías renovables y eficiencia energética, identificando las ventanas de oportunidades que demuestren su viabilidad. Ayuda a establecer la infraestructura necesaria **creando los recursos humanos necesarios** para asimilar la tecnología en la industria nacional, y promover en forma internacional el desarrollo e intercambio tecnológico de fuentes renovables de energía, a través de los institutos de investigación.

3. Objetivo

Esta tesis tiene como objetivo desarrollar una **metodología** [1] e identificar el sitio que contenga recursos renovables suficientes para la selección de formas de generación distribuida encontrando las ventanas de oportunidades que demuestren la factibilidad para la generación eléctrica en sitio. Además, identificar las tecnologías adecuadas que nos conduzcan a una interconexión adecuada con el SEP Mexicano y que ofrezca beneficios económicos acordes con los del sector eléctrico, y adicionalmente, se contribuya en forma importante a la mejoría del medio ambiente y la diversificación de fuentes primarias de energía.

4. Justificación

A través de la historia de la humanidad el hombre se ha preocupado por estudiar los fenómenos naturales observándolos, analizándolos, estableciendo conceptos que nos lleven al origen, a la causa y al efecto que ocasionan estos fenómenos en el medio ambiente. Lo más importante de esta observación es el hecho que nos ha llevado al desarrollo de un mejor aprovechamiento de los recursos, traduciéndose en la preservación de la vida, dándose una transformación en el campo de la salud, la comunicación, la nutrición, el desarrollo tecnológico que favorece con las comodidades que nos proporciona la energía eléctrica, el calor y sus diversas aplicaciones.

Adicionalmente esto representará para la sociedad en conjunto beneficios extras como una evolución de los precios de productos más acorde al crecimiento de los ingresos de la población, al ser más eficiente la producción de dicho bien. Con esto se tendrá cubierta la primera dimensión del desarrollo sustentable. Considerando que el desarrollo sustentable del sector eléctrico está fuertemente ligado al cuidado y uso eficiente de la energía, se promulgó la Ley para el aprovechamiento de energías renovables y el financiamiento de la transición energética. Esta ley, deberá fortalecer la confiabilidad y seguridad energética para el suministro

de electricidad en el país diversificando las fuentes para la generación de energía eléctrica impulsando proyectos en las modalidades previstas por la ley del servicio público de energía eléctrica en que los sectores social y privado así como los gobiernos estatales y municipales pueden participar. Para el presente, la **Agencia Internacional de Energía** tiene descrito los costos competitivos de renovables en este camino: los costos promedio de electricidad renovable no son ampliamente competitivos con precios de electricidad como vender al por mayor. Por lo tanto, **depende de la tecnología, aplicación y sitio**, los costos son competitivos con electricidad conectada a la red (minorista). En regiones donde la tecnología es bien establecida, calentadores solares de agua son totalmente competitivos con calentadores de agua convencionales, aunque menos así en climas templados donde el recurso solar es pobre y la demanda de calentamiento elevada.

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red no son ahora competitivas, excepto en localizaciones con rangos de potencia extremadamente altos minoritariamente (es decir excediendo de 20-25 centavos USD / k W - h). Del recurso de la **energía solar** existen instalaciones fotovoltaicas solares conectadas a la red y están concentradas en tres países; **Japón, Alemania, y los Estados Unidos de Norte América**, en los cuales han aplicado políticas sustentadoras.

Palabras claves:

Generación distribuida **GD**, Fotovoltaico **FV**, Recursos renovables **REN**, Energía solar **ES**, Irradiancia solar **IS**, Sistema eléctrico de potencia **SEP**, Agencia internacional de energía **AIE**, Generación dispersa **GD**, Recursos distribuidos **RD**, Generación fotovoltaica **GFV**.

Glosario de términos

GD	Generación distribuida.
REN	Recursos renovables.
ES	Energía solar.
AIE	Agencia internacional de energía.
RD	Recursos distribuidos.
FV	Fotovoltaica ó fotovoltaico.
PAC	Punto de acoplamiento común.
SEP	Sistema eléctrico de potencia.
IEEE	Instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos.
HSP	Hora solar pico.
BCP	Batería de ciclo profundo.
PD	Profundidad de descarga.
SE	Subestación.
SMN	Servicio meteorológico nacional.
I	Irradiancia.
CEP	Condiciones estándares de prueba.
HIT	Hetero unión intrínseca delgada.
LVD	Desconexión de bajo voltaje.
MPA	Modulación de pulso ancho.
AF	Alta frecuencia.
PD	Potencia distribuida.
UPS	Sistema ininterrumpible.
PQ	Potencia reactiva.
VCA	Voltaje de corriente alterna.
RMS	Raíz media cuadrada.
CFE	Comisión federal de electricidad.
L	Reactancia inductiva (Inductancia).
C	Capacitancia.
L_{eq}	Reactancia inductiva equivalente (Inductancia equivalente).
C_{eq}	Capacitancia equivalente.
GFV	Generación fotovoltaica.
F_r	Frecuencia de resonancia.

Hz	Hertz.
RLC	Resistivo, inductivo y capacitivo.
Z_f	Impedancia del filtro.
SCR	Resistencia de corto circuito.
THD	Distorsión de voltaje ó corriente armónica total.
TDD	Distorsión de demanda total.
HVDC	Alto voltaje de corriente directa.
FP	Factor de potencia.
ACSR	Conductor de aluminio reforzado con alma de acero.
AAC	Conductor de aluminio puro.
AWG	Área geométrica del conductor.
PWM	Modulación de duración de pulso.
ICFT	Interrupción de circuito por falla a tierra.
CIA	Circuito interruptor de aislamiento.
AT	Alta tensión.
BT	Baja tensión.
CTC	Característica de tiempo corriente.
CTV	Característica de tiempo voltaje.
CBEMA	Asociación de fabricantes de equipo de negocios computacionales.
S	Varianza.
σ	Desviación estándar.
P	Probabilidad.
p	Probabilidad de despejado.
q	Probabilidad de nublado.
Z	Variable normalizada.
Z_o	Variable normalizada negativa.
I_{media}	Irradiancia media.
T_j (s)	Persistencia de fluctuación en segundos.
ΔT	Incremento de tiempo.
J	Escala de tiempo.
Cfp	Índice de fluctuación de potencia.
V_{TQ}	Voltaje del bus de Tiquicheo.
k V	kilo Volts.

MVA	Mega volts amperio.
k W	kilo Watts.
M W	Mega Watts.
W / m ²	Watts por metro cuadrado (Irradiancia).
K W – h / m ²	kilo Watts por hora por metro cuadrado (Insolación).
CC	Corriente continúa.
CA	Corriente alterna.
A	Amperio.
Pb	Plomo.
A / cm ²	Amperio por centímetro cuadrado.
Ah	Amperio por hora.
η b	Eficiencia total.
η c	Eficiencia de carga.
η d	Eficiencia de descarga.
° C	Grados centígrados.
%	Por ciento.
VRLA	Pb – ácido regulado por válvula.
Ni – Cd	Níquel Cadmio.
KOH	Hidróxido de potasio.
W – h	Watts por hora.
Km	Kilometro.
J / s	Joule por segundo.
W	Watts.
J / m ²	Joule por metro cuadrado.
MJ / m ²	Mega Joule por metro cuadrado.
m	Metro.
m ²	Metro cuadrado.
P _{salida}	Potencia de salida.
V _{pm}	Voltaje de potencia máxima.
I _{pm}	Corriente de potencia máxima.
P _{salida de cara trasera}	Potencia de salida de cara trasera.
V _{o c}	Voltaje de circuito abierto.
I _{s c}	Corriente de corto circuito.

$P_{m p}$	Potencia de máxima potencia.
V_{celda}	Voltaje de celda.
$V_{m p \text{ cara trasera}}$	Voltaje de máxima potencia de cara trasera.
$P_{m p \text{ total}}$	Potencia de máxima potencia total.
$P_{m p \text{ total panel}}$	Potencia de máxima potencia total del panel.
#	Número.
M W – h	Mega Watts por hora.
k W – h	kilo Watts por hora.
$E_{disponible}$	Energía disponible.
°	Grados.
m / s	metro por segundo.
K_T	Índice de despejado instantáneo.
q_{AC}	Potencia reactiva.
p_{AC}	Potencia activa.
p. u,	Por unidad.
$\Psi(t)$	Ondícula de Haar.
$\Psi_{j, \theta}(t)$	Ondícula cambiada y escalada.
$W(x(t))$	Ondícula estacionaria de una señal.
U_{10}	Voltaje nodal en el nodo diez.
cfe	Índice de fluctuación de energía.
T_j	Persistencia.
ΔT	Incremento de tiempo.
k J	kilo Joule.
P_{carga}	Potencia de carga.
P_{FV}	Potencia fotovoltaica.
I_{carga}	Corriente de carga.
I_{FV}	Corriente fotovoltaica.
m H	mili Henry.
F	Faradio.
μF	micro Faradio.
ω_n	Frecuencia de sintonización.
Ω	Ohm.
$C_{rama filtro}$	Capacitancia de la rama del filtro.

$L_{\text{rama filtro}}$	Inductancia de la rama del filtro.
Θ	Angulo.
$I_{\text{CC PAC}}$	Corriente de corto circuito en el punto de acoplamiento común.
$I_{\text{C PAC}}$	Corriente de carga en el punto de acoplamiento común.
M VAr	Mega Volt Amperio reactivos.
k A	kilo Amperios.
h r	Hora.
Kg / m ²	Kilogramo por metro cuadrado.
50	Relevador de sobrecorriente instantáneo.
51	Relevador de sobrecorriente con tiempo.
67	Relevador de sobrecorriente direccional.
R	Resistencia.
X	Reactancia.
V	Volts.
L. T.	Línea de transmisión.
V_{motores}	Voltaje de motores.
$I_{\text{CC SEP M}}$	Corriente de corto circuito alimentado por el sistema eléctrico de potencia a los motores.
$I_{\text{CC RD}}$	Corriente de corto circuito alimentado por recursos distribuidos.
$I_{\text{CC SEP LT}}$	Corriente de corto circuito alimentado por el sistema eléctrico de potencia a las líneas de transmisión.
$P_{\text{PC Trafo}}$	Potencia pico de carga del transformador.
$I_{\text{CC PC Trafo}}$	Corriente de corto circuito pico de carga del transformador.
I_{M}	Corriente de magnetización.
$I_{\text{CC PC bus}}$	Corriente de corto circuito pico de carga del bus.
$I_{\text{CC M}}$	Corriente de corto circuito de motores.
$P_{\text{CC M}}$	Potencia de corto circuito de motores.
$I_{\text{CC M Trafo 4010}}$	Corriente de corto circuito de motores alimentados por transformador del alimentador 4010.
$I_{\text{CC M Trafo 4020}}$	Corriente de corto circuito de motores alimentados por transformador del Alimentador 4020.
$I_{\text{CC M LT 4020}}$	Corriente de corto circuito de motores de la línea de transmisión del Alimentador 4020.

I CC M Trafo 4030	Corriente de corto circuito de motores alimentados por transformador del Alimentador 4030.
I RD Trafo	Corriente de recursos distribuidos en el transformador de unidad.
I CC Base BT	Corriente de corto circuito base en el lado de baja tensión.
I Base LT 4020	Corriente base en la línea de transmisión del alimentador 4020.
I CARGA LT 4020	Corriente de la carga alimentada por la línea de transmisión del Alimentador 4020.
I RD LT 4020	Corriente de recursos distribuidos en la línea de transmisión del Alimentador 4020.
I Base Trafo 4020	Corriente base en el transformador del alimentador 4020.
I CARGA Trafo 4020	Corriente de la carga alimentada por el transformador del alimentador 4020.
I SEP Trafo 4020	Corriente del sistema eléctrico de potencia que alimenta el transformador del alimentador 4020.
I Base LT 4010	Corriente base en la línea de transmisión del alimentador 4010.
I CARGA LT 4010	Corriente de la carga alimentada por la línea de transmisión del alimentador 4010.
I RD LT 4010	Corriente de recursos distribuidos en la línea de transmisión del Alimentador 4010.

CAPITULO

Concepto general de la generación distribuida.

1

1.1. Introducción

Se llama energía renovable la que, **administrada en forma adecuada**, puede explotarse ilimitadamente, es decir, su cantidad disponible (en la tierra) no disminuye a medida que se aprovecha. Para tener un esquema de desarrollo sustentable es indispensable que la mayoría de los recursos, y particularmente la energía, sean del tipo renovable.

La principal fuente de energía renovable es el sol, este envía a la tierra únicamente energía radiante, es decir, luz visible, radiación infrarroja y algo de ultravioleta. Sin embargo, en la atmósfera se convierte en una variedad de efectos, algunos de los cuales tienen importancia como recurso energético, tal es el caso de la energía eólica, la energía de la biomasa, la diferencia de temperaturas oceánicas y la energía de las mareas. De la energía primaria del mundo el 17 % suministra la energía renovable [2] donde se incluye la tradicional biomasa, las grandes hidroeléctricas y las nuevas renovables (las pequeñas hidroeléctricas, las modernas de biomasa, **las solares**, las geotérmicas, y las de biocombustible) son el 2 % y crecen muy rápidamente en países desarrollados y en algunos países siguen desarrollándose. Se pueden agrupar como sigue:

1. Alta tecnología de completo desarrollo y alto mercado de completo desarrollo: pequeña hidroeléctrica, biomasa de combustión directa, gas de tierra y escombros, geotérmica, y eólica en tierra (justo emergiendo dentro de un alto mercado de desarrollo completo) [2].

2. Alta tecnología de completo desarrollo pero bajo mercado de completo desarrollo: biomasa compañía de combustible, fotovoltaica de silicón cristalino, energía residual ó de desperdicio (combustión), biogás digester anaeróbico, potencia térmica solar abrevadero parabólico (justo emergiendo dentro de alta tecnología de completo desarrollo), y eólica a corta distancia de la costa (justo emergiendo dentro de alta tecnología de completo desarrollo) [2].

3. Baja tecnología de completo desarrollo y bajo mercado de completo desarrollo (tecnologías para mirar): presa de marea, fotovoltaica de película delgada, fotovoltaica de concentración, biomasa gasificación integrada al ciclo combinado (BIG/GT), fuente removedora, potencia de onda, torre de potencia térmica solar, pirolisis de biomasa, OTEC corriente de oleaje de marea, y celdas nano solares [2].

1.2. Ejemplo de la aplicación de la energía renovable.

En el año del 2003 en el pueblo rural de Tiquicheo, Mich. se construyó una subestación eléctrica rural de 115/13.8 kV., con una capacidad de 9.375 MVA., y se tendió una línea de transmisión de aprox. de 6 a 10 Km, para alimentar esta subestación e interconectarla con el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) nacional, consideramos que en este sitio es posible desarrollar un proyecto para establecer aspectos metodológicos para la selección de formas de generación distribuida ya que este pueblo reúne **tres recursos renovables**, y se encuentra en la parte montañosa desértica denominada zona de **tierra caliente**, cerca de Tiquicheo pasa el Río Tuzantla, Cuenca del Río Balsas. Además, se cuenta con información estadística de la radiación solar y la velocidad del viento de la zona. Por tal motivo, se puede establecer en este sitio las **bases de una metodología** para un proyecto de generación distribuida a través de la radiación solar.

1.3. Concepto general de generación distribuida.

La energía solar compite contra el combustible convencional en tres distintos mercados [2]:

- 1.- Generación de potencia.
- 2.- Calentamiento de espacio y agua caliente.
- 3.- Energía rural (desconectada de la red).

En nuestro caso estamos situados en dos mercados que son; el mercado de generación de potencia y energía rural (desconectada de la red), por lo que la generación distribuida (**GD**) representa un cambio en el paradigma de la generación de energía eléctrica centralizada. Aunque se pudiera pensar que es un concepto nuevo, la realidad es que tiene su origen, de alguna forma, en los inicios mismos de la generación eléctrica.

De hecho, la industria eléctrica se fundamentó en la generación en el sitio de consumo. Después, con el tiempo, la generación eléctrica se estructuró como se conoce hoy en día, es decir, con corriente alterna y transformadores, lo que permite llevar la energía eléctrica prácticamente a cualquier punto alejado del centro de generación. Bajo este escenario, se perdió el concepto de generación centralizada, ya que las grandes centrales se encuentran en lugares distantes de las zonas de consumo, pero cerca del suministro del combustible y el agua [10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25 y 26].

Una de las alternativas tecnológicas es generar la energía eléctrica lo más cerca posible al lugar de consumo, incorporando ahora las ventajas de la tecnología moderna y el respaldo eléctrico de la red del sistema eléctrico. A esta modalidad de generación eléctrica se le conoce como generación en sitio, **generación dispersa**, o más cotidianamente, Generación Distribuida (**GD**). El concepto de definición de generación distribuida aunque existe una definición como tal a continuación presentamos las más ilustrativas:

- Generación en pequeña escala instalada cerca del lugar de consumo.
- Producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico.
- Es la generación conectada directamente en las redes de distribución.
- Es la generación de energía eléctrica mediante instalaciones mucho más pequeñas que las centrales convencionales y situadas en las proximidades de las cargas.
- En cuanto al rango en capacidad instalada de la GD, ésta varía más que la propia definición, pues se manejan diferentes rangos mayores a 1,000 k W y menores a 5,000 k W menores a 20 M W; menores a 100 M W; e inclusive de tan solo unos cuantos k W .
- Son sistemas de generación eléctrica o de almacenamiento, que están situados dentro o cerca de los centros de carga.

- ✦ La **GD** es la generación o el almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala, lo más cercana al centro de carga, con la opción de interactuar (comprar ó vender) con la red eléctrica y, en algunos casos, considerando la máxima eficiencia energética.

De acuerdo a la norma IEEE 1547-2003 la definición de Generación Distribuida (**GD**) dice: son los recursos de generación eléctrica conectada a un área del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) a través de un Punto de Acoplamiento Común (PAC) a un subconjunto de Recursos Distribuidos (**RD**).

De acuerdo a la norma IEEE 1547-2003 el Rango Global de Unidades de recursos distribuidos (**RD**) es de 0 a 10 MVA.

De acuerdo a la norma IEEE 1547-2003 la definición de recursos distribuidos (**RD**) dice: Son las fuentes de potencia eléctrica que no son conectados directamente al volumen del sistema de potencia de transmisión. Los **RD** incluyen a ambos generadores y tecnologías de almacenaje de energía.

CAPITULO

Aspectos generales de la generación solar y el problema específico de la generación de potencia base.

2

2.1 Introducción

Para los fines del aprovechamiento de su energía, el sol es una inmensa esfera de gases a alta temperatura, con un diámetro de 1.39×10^9 m, situado a la distancia media de 1.5×10^{11} m respecto de la Tierra. Esta distancia se llama **unidad astronómica**. Se estima que la temperatura en el interior del sol debe ser del orden de 10^7 °K, pero en la fotosfera, es decir, en la superficie externa del sol, la temperatura “efectiva del cuerpo negro” es de 5762 °K (i. e., calculada según el modelo radio activo del cuerpo negro). Existen, sin embargo, otras formas de calcular la temperatura de la fotosfera, que dan como resultado alrededor de 6300 °K. Es claro que nadie ha colocado un termómetro en la superficie del sol. Su temperatura se mide por métodos indirectos, basados en diversos modelos. De ahí que no coincidan todas las estimaciones de su temperatura.

Algunos datos interesantes acerca del sol son los siguientes: el sol genera su energía mediante reacciones nucleares de fusión –por ejemplo dos átomos de hidrógeno que producen helio, o uno de helio y uno de hidrógeno que producen litio, etc. –que se llevan a cabo en su núcleo. La generación de energía proviene, por tanto, de la pérdida de masa del sol, que se convierte en energía de acuerdo con la famosa ecuación de Einstein, $E = m c^2$, donde E es la cantidad de energía liberada cuando desaparece la masa m; c es la velocidad de la luz.

El núcleo solar es la región comprendida dentro del 23 % de su radio, a partir del centro, que corresponde a tan solo el 15 % del volumen, pero en cambio contiene el 40 % de la masa y ahí se genera el 90 % de la energía. En esa región, la temperatura es del orden de 10^7 °K y la densidad es del orden de 10^5 kg/m³. (Recordemos que la densidad del agua es 10^3 kg / m³). A una distancia del 70 % al 100 % del radio solar, se conoce como **zona convectiva** y su temperatura cae hasta 5000 a 6000 °K, mientras que la densidad desciende a 10^{-5} kg / m³. La capa externa de esta región recibe el nombre de fotosfera y es considerada como la superficie del sol, por ser ésta una región opaca, de donde se emite la gran mayoría de la radiación solar hacia el espacio.

(Nota: **opaco**, en óptica, significa que no deja pasar la radiación. Por ejemplo, un espejo es opaco. Una fuente luminosa puede ser opaca. Por ejemplo, una lámpara de neón, emite luz desde su superficie, pero no podemos ver su interior: es opaca. Por tanto, el significado técnico de esta palabra es diferente del que le damos en el lenguaje común. Técnicamente, lo opuesto a opaco es transparente).

La fotosfera es la superficie aparente del sol cuando se observa con un filtro adecuado (filtro de soldador del # 14, por ejemplo). Por ser opaca, la fotosfera impide observar el interior del sol. Sin embargo, es claro que, como todo el sol, desde el núcleo hasta su superficie se encuentra en forma gaseosa, no hay una superficie física claramente definida, como la hay en la tierra. Sobre la fotosfera existen también gases, en condiciones tales que son esencialmente transparentes, que se conocen como la corona solar, observable durante los eclipses totales de sol. La corona solar es la atmósfera del sol. De forma similar a como sucede en la tierra, la corona es cada vez más tenue a medida que se está a mayor distancia del núcleo solar, hasta confundirse con el vacío relativo que existe en el espacio interestelar.

2.2. Formas de aplicación

La **energía solar**, como recurso energético terrestre, está constituida simplemente por la porción de la luz que emite el sol y que es interceptada por la tierra. **México** es un país con alta incidencia de energía solar en la gran mayoría de su territorio; la zona norte es de las más soleadas del mundo. Dentro de sus formas de aplicación encontramos que hay las siguientes [3]:

Directa. Una de las aplicaciones de la energía solar es directamente como luz solar, por ejemplo, para la iluminación de recintos. En este sentido, cualquier ventana es un colector solar. Otra aplicación directa, muy común, es el secado de ropa y algunos productos en proceso de producción con tecnología simple.

Térmica. Se denomina “térmica” la energía solar cuyo aprovechamiento se logra por medio del calentamiento de algún medio. La climatización de viviendas, calefacción, refrigeración, secado, etc., son aplicaciones térmicas.

Fotovoltaica. Se llama “fotovoltaica” la energía solar aprovechada por medio de celdas fotoeléctricas, capaces de convertir la luz en un potencial eléctrico, sin pasar por un efecto térmico. La mayoría de este tema se centra en este tipo de aprovechamiento.

El recurso solar ó luz solar es la materia prima para generar energía eléctrica. Se debe tener conocimiento de los conceptos básicos de la energía solar como irradiancia e insolación [4] para entender el funcionamiento y rendimiento de los sistemas fotovoltaicos. La insolación es un parámetro clave para dimensionar sistemas fotovoltaicos. El proceso fotovoltaico responde a un limitado rango de frecuencias dentro del espectro visible, de manera que es importante definir el espectro de radiación de la fuente luminosa que se utiliza para evaluar la celda fotovoltaica. Esto se hace especificando un parámetro denominado masa de aire [4].

La posición relativa del sol respecto a la horizontal del lugar determina el valor de la masa de aire. Cuando los rayos solares caen formando un ángulo de 90° respecto a la horizontal se dice que el sol ha alcanzado su cenit. Para esta posición la radiación directa del sol atraviesa una distancia mínima a través de la atmósfera. Cuando el sol está más cercano al horizonte, esta distancia se incrementa, es decir, la “masa de aire” es mayor. La figura 2.1 ilustra esta situación.

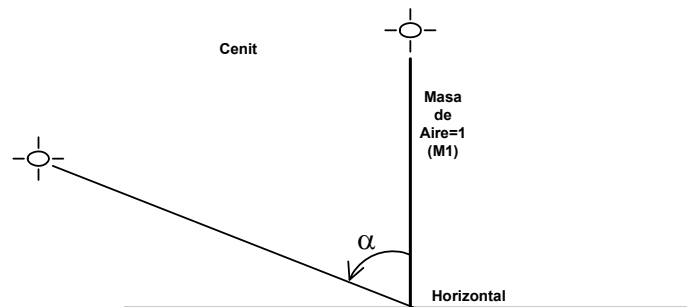


Fig. 2. 1. Masa de Aire.

A la posición del cenit se le asigna una **masa de aire** igual a 1 (M1). Cualquier otra distancia tendrá una masa de aire que puede calcularse usando la expresión:

$$\text{Masa de aire} = 1 / \cos \alpha$$

Donde: α es el ángulo formado entre la posición del cenit y la posición del sol en ese momento, y $\cos \alpha$ es el valor del coseno de ese ángulo el que varía entre 1 y 0 cuando el ángulo varía entre 0 y 90°. Valores para la masa de aire mayores que la unidad indican que la radiación directa debe atravesar una **distancia mayor** dentro de la atmósfera. Al incrementarse la distancia, la absorción, reflexión y dispersión de la luz solar también se incrementan, cambiando el rango de frecuencias que integran el espectro luminoso, así como la intensidad del mismo. Esto explica las variaciones de intensidad y color de la luz solar durante la salida y puesta del sol. La fuente luminosa usada para medir la potencia de salida de un panel fotovoltaico tiene un espectro luminoso correspondiente a una masa de aire de 1.5 (M1.5), el que ha sido adoptado como **estándar**. La intensidad es muy cercana a 1,000 W / m².

2.3. Irradiancia e insolación.

El recurso solar de un lugar se puede caracterizar en términos de la irradiancia y la insolación. **La irradiancia es la intensidad de la luz solar** [4]. Las unidades más comunes son Watts por metro cuadrado (W / m²). La superficie captadora, en este caso el arreglo fotovoltaico, recibe más irradiancia cuando se orienta directamente hacia el sol, y no hay obstáculos que hagan sombra, como nubes y árboles. En un día despejado, la irradiancia sobre una superficie perpendicular al sol alcanza un máximo de 1.0 a 1.2 k W / m² al mediodía. La figura 2.2 muestra cualitativamente la irradiancia para un día despejado sobre una superficie fija.

La insolación es la cantidad de energía solar recibida durante un intervalo de tiempo. Se mide en unidades de kilowatt - hora por metro cuadrado (k W - h / m²). Para dimensionar el sistema fotovoltaico, es necesario conocer la insolación diaria promedio, preferiblemente para cada mes del año. La insolación diaria promedio comúnmente se expresa en horas solares pico (HSP). Una hora solar pico es la energía recibida durante una hora, a una irradiancia promedio de 1 k W / m². Es decir, 1 k W - h / m² es igual a 1 HSP. En la figura 2.2, se puede visualizar más fácilmente este concepto.

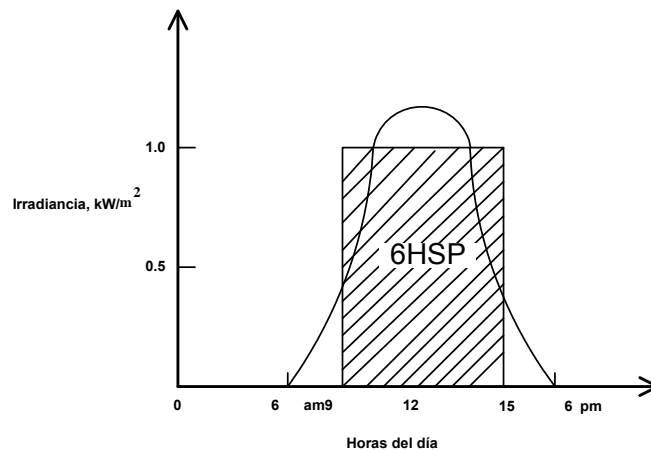


Fig. 2. 2. Irradiancia e Insolación (6 HSP en este ejemplo) en un día despejado.

No se debe confundir las HSP con las “horas luz”, que corresponde a la duración del día. Las HSP y no las horas luz son relevantes para el diseño de sistemas fotovoltaicos. La insolación diaria promedio varía entre 3 y 7 HSP dependiendo del lugar.

Si la superficie colectora mantiene un ángulo de inclinación fijo, el valor de la **insolación** en una dada locación depende de las condiciones atmosféricas y la posición del sol respecto del horizonte. La presencia de nubes incrementa la absorción, reflexión y dispersión de la radiación solar. Las zonas desérticas, dada la carencia de nubes, tienen los mayores valores de insolación en el planeta. La posición del sol respecto a la horizontal cambia durante el día y con las estaciones. El valor de la insolación al amanecer y al atardecer, así como en el invierno, es menor que el de mediodía del verano.

Irradiación es el valor de potencia luminosa. Los fabricantes de paneles fotovoltaicos (FV) determinan la máxima potencia eléctrica de salida usando una fuente con una potencia luminosa de **1 kW / m²**. Este valor, conocido con el nombre de **SOL** [4], se ha convertido en un estándar para la industria, facilitando la comparación de paneles de distintos orígenes. Recordando que

$$1 \text{ m}^2 = 10,000 \text{ cm}^2, \text{ y que } 1 \text{ kW} = 1,000 \text{ W}.$$

Se tiene que:

$$1 \text{ SOL} = 1 \text{ kW} / \text{m}^2 = 100 \text{ mili watts} / \text{cm}^2$$

Las dos cantidades son usadas, indistintamente, en las especificaciones de paneles FV.

DIA SOLAR PROMEDIO [4]: El valor de la irradiación varía al variar la masa de aire, la que cambia constantemente desde el amanecer al anochecer. Para simplificar el cálculo de la energía eléctrica generada diariamente por un panel FV, se acostumbra a definir el día solar promedio. Este valor es el número de horas, del total de horas entre el amanecer y el anochecer, durante el cual el sol irradia con una potencia luminosa de **1 SOL**. Supongamos, como ejemplo, que el promedio de insolación diaria en una locación es de $5 \text{ kW} \cdot \text{h} / \text{m}^2$. Si este valor es dividido por un SOL, se obtiene el valor (en horas) del día solar promedio para esa locación y esa inclinación.

$$\text{DIA SOLAR} = (5 \text{ kW} \cdot \text{h} / \text{m}^2) / (1 \text{ kW} / \text{m}^2) = 5 \text{ horas}$$

Recordando que los paneles son evaluados usando una intensidad luminosa de **un SOL**, la duración del día solar promedio representa la cantidad de horas, del total de luz diaria, en que el panel es capaz de generar LA POTENCIA MÁXIMA DE SALIDA ESPECIFICADA POR EL FABRICANTE.

2.4. Sistema fotovoltaico (FV) básico.

Dentro del diseño de un sistema FV existen **conceptos** que no deben de descuidarse, aunque para un ingeniero que ha estado en contacto con el diseño de sistemas eléctricos de potencia resulte comprensible y fácil es importante no descuidar ciertos **aspectos** que mencionaremos a continuación:

Carga eléctrica: Un sistema fotovoltaico (FV) consiste en la integración de varias componentes, cada uno de ellos cumpliendo con una ó más funciones específicas, a fin de que éste pueda suplir la demanda de energía eléctrica impuesta por el tipo de carga, usando como combustible la **energía solar**. La definición anterior deja claramente establecido que la carga eléctrica determina el tipo de componentes que deberán utilizarse en el sistema. La completa definición de la carga debe tener en cuenta tres características que la definen: el tipo, el valor energético y el régimen de uso.

Tipos de carga: Existen tres tipos de carga: CC, CA, y mixta (CC y CA). Cuando la carga tiene aparatos de CA, se necesitará incorporar al sistema un inversor. Este componente transforma el voltaje de CC proporcionado por los paneles en un voltaje de CA. Las pérdidas de energía en estos sistemas son mayores que la de los de CC.

Valor energético: El valor energético representa el total de energía que consumirá la carga dentro de un período determinado, generalmente un día. Para sistemas pequeños este valor estará dado en $W - h / \text{día}$. Para sistemas de mayor consumo en $k W - h / \text{día}$.

Régimen de uso: El régimen de uso responde a dos características: cuándo se usa la energía generada y la rapidez de su uso. Dependiendo de cuándo se usa la energía, se tendrá un régimen diurno, nocturno ó mixto. La rapidez del consumo (energía por unidad de tiempo), determina el valor de la potencia máxima requerida por la carga.

Régimen nocturno: Para comprender estos conceptos daremos algunos ejemplos. Si el régimen de uso es **exclusivamente nocturno**, el sistema deberá almacenar energía durante el día. Esta necesidad se traduce en la incorporación de un banco de baterías, del cual se extraerá la energía demandada por la carga durante la noche. La presencia del banco de acumulación fuerza el uso de un control de carga y otros elementos auxiliares, como se verá a continuación.

Régimen diurno: Si el uso es exclusivamente diurno, como es común en equipos de bombeo, no se necesitará un banco de baterías. En este caso el sistema deberá ser capaz de entregar la máxima potencia requerida por el motor eléctrico de la bomba. Sin embargo, a fin de extender al máximo las horas de operación del bombeador, se introducen dos componentes en el sistema: un seguidor automático en la sección colectora (panel), el que alarga la duración del día solar promedio, y un componente especial que permite el arranque del motor de bombeo a horas más tempranas, del lado de la carga (ver información sobre circuitos eléctricos de CC y CA).

Régimen mixto: Si el régimen de la carga es mixto (diurno y nocturno), parte de la energía a generarse deberá cargar el banco de baterías y el resto deberá satisfacer la carga diurna. Ello implica que la parte generadora deberá satisfacer la carga diurna. Ello implica que la parte generadora deberá satisfacer dos requisitos durante la duración del día solar.

Transitorios: Por último, en sistemas que deben alimentar motores eléctricos (heladeras, herramientas eléctricas, motores de bombeo, etc.), el régimen de carga no es constante, dado que el arranque de motores eléctricos demanda mayor corriente que cuando éstos giran a velocidad fija. Este pico de corriente (transitorio de arranque) debe ser contemplado al seleccionar el fusible de protección y el cable que alimenta este tipo de carga.

Comienzo del diseño: El análisis detallado de la carga representa el primer paso en la secuencia de diseño, ya que deben conocerse los numerosos detalles que afectan el valor y el régimen de uso de la energía del sistema en consideración. La mayor dificultad en el diseño es la determinación correcta del valor energético a generarse y acumularse, si existe un banco de baterías. Cuando estos valores son óptimos, el sistema resultante tendrá el menor costo y el mayor grado de fiabilidad posibles.

Sistema FV para uso doméstico: La aplicación más común para un sistema FV es la generación de energía eléctrica para uso doméstico. Por ello analizaremos, a continuación, un sistema de este tipo, con régimen nocturno ó mixto. El análisis, por el momento, es sólo cualitativo, ya que nuestro interés es el de identificar los diferentes bloques que forman parte de este sistema. Usamos como referencia el circuito de la figura 2.3.

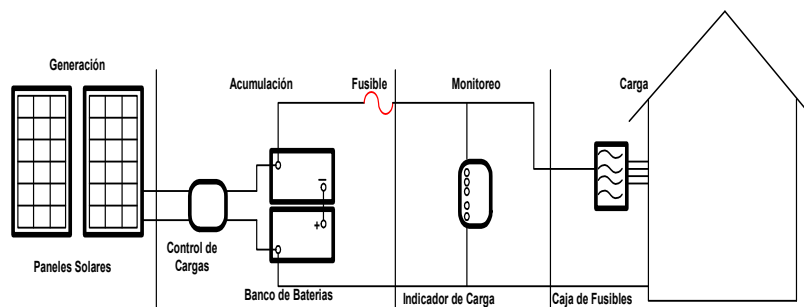


Fig. 2. 3 Sistema FV Básico para uso doméstico.

En ella, cada bloque funcional está separado por una línea transversal. Un bloque que no es obvio es el cableado de interconexión, el que está distribuido en todo el sistema.

Bloque de generación: Los paneles FV forman el bloque de Generación. El número de ellos depende de varios factores. Entre ellos, los más obvios, son la insolación del lugar, el valor

energético de la carga y la máxima potencia de salida por panel. Su acción es equivalente al de un generador de CC alimentado por la luz solar. La mayor parte de la energía eléctrica que generan es acumulada en las baterías. Decimos la mayor parte ya que es imposible acumular toda la energía generada, debido a las pérdidas asociadas con el proceso de carga (ver batería de plomo-acido, y batería solar). Es importante recordar que si los paneles permanecen parcialmente sombreados durante una parte del día, su capacidad generadora sufre sensiblemente, ya que la parte sombreada equivale a conectar un alto valor de resistencia en serie con el generador.

Bloque de acumulación: El bloque de acumulación contiene tres componentes: el banco de baterías, el control de carga y el fusible de protección. El banco de acumulación usa, casi con exclusividad, un tipo especial de batería llamada **batería solar**. Estas se ofrecen en versiones de **6 y 12 V**. El diagrama de la figura 2.3 muestra dos baterías de 6 V conectadas en serie, en un sistema de 12 V nominales. El control de carga cumple dos funciones: garantiza un régimen de carga adecuado para las baterías, y evita la descarga de las mismas a través de los paneles durante la noche, cuando el voltaje de salida es nulo. Su función es análoga a la del sistema de carga de batería en un automotor. Si no se usare un control el régimen de carga podría sobrecargar las baterías. Esta condición, como veremos al tratar el tema, acorta la vida útil de las mismas. Muchos fabricantes de control de carga adicionan, en algunos modelos, funciones auxiliares dentro del producto. La más común es la de monitoreo del proceso de carga. El fusible de baterías es incorporado al sistema como un elemento de seguridad. Aún cuando el banco consista de una sola unidad, un cortocircuito accidental entre los bornes de salida significa que la corriente que circula por la batería alcanzará valores de miles de amperios, por varios segundos, acelerando la reacción química y disipación de calor dentro de la misma. Los gases generados no escapan en su totalidad, llegando a producir una violenta explosión. Como las baterías utilizan electrolitos altamente corrosivos, las consecuencias pueden ser trágicas. Cortocircuitos que no terminan en explosiones acortan la vida útil de las baterías y pueden dañar el aislamiento de los cables de conexión (excesivas pérdidas de calor).

Bloque de monitoreo: La inclusión de este bloque como parte del sistema básico ha sido hecha para demostrar la importancia de saber, en cualquier momento, si las baterías poseen una carga adecuada. El circuito de la figura 2.3 muestra un medidor de estado de carga conectado al banco de acumulación. Desde un punto de vista práctico la presencia de un

componente actuando como monitor del estado de carga puede no ser necesaria, pero su función si lo es. De no tener un componente dedicado a monitorear el estado de carga de las baterías, la ejecución del plan de mantenimiento constituye el mecanismo que permitirá extender al máximo la vida útil del banco de acumulación.

Bloque de carga: El bloque denominado carga representa los circuitos de entrada y dentro de la casa. La caja de fusibles permite la separación de las áreas de consumo. Esto facilita la desconexión de una sección en caso de necesitarse reparar o ampliar esa parte del circuito. Esta opción es muy ventajosa cuando esa sección sufre un cortocircuito, ya que puede contarse con energía eléctrica en otra sección de la casa. Otra ventaja es que la corriente de cortocircuito de un sector es siempre menor que la del total de la carga. Esta división de la corriente de carga, como veremos al abordar los detalles de diseño, abarata el costo de la instalación hogareña.

Bloque de cableado: El bloque de cableado es considerado uno de los bloques básicos del sistema porque el dimensionamiento del mismo tiene un rol muy importante en la reducción de pérdidas de energía en el sistema. Deberá recordarse que para un mismo nivel de consumo, la corriente es mayor si el sistema es de bajo voltaje. Un mayor amperaje significa un incremento de las pérdidas de voltaje y disipación. La selección del conductor a usarse debe ser hecha teniendo en cuenta varios factores. Los más importantes son: la capacidad del cable de manejar la corriente máxima que debe circular por el mismo, el tipo de aislamiento, el tipo de conductor (sólido ó multi-alambre) y, por ultimo, el material con que está hecho el conductor.

Balance del sistema: El **concepto fundamental** de diseño de un sistema FV es el obtener un balance entre la energía generada y la consumida por la carga, más las pérdidas del sistema. Este equilibrio deberá preservarse para la condición de trabajo más desfavorable que se anticipe.

Batería Solar.

Introducción: El acumulador de pb-ácido tiene numerosas aplicaciones. Nuestro interés se reducirá a dos de ellas: las baterías para automotores y las baterías para sistemas FV (baterías solares). Como la diferencia en el costo de estas dos versiones es apreciable, existe siempre la

tentación de usar la batería más económica (automotor) en un sistema FV. Para que el lector pueda apreciar porqué una batería solar representa la solución más adecuada, puntualizaremos las diferencias entre las dos.

Regímenes de uso: El modelo de batería usado en los automotores está diseñado para sostener corrientes elevadas (200 a 350 A.) por muy breves instantes (segundos) durante el arranque del motor. El resto de tiempo la batería esta siendo cargada o permanece inactiva. La batería de un sistema solar, por el contrario, debe ser capaz de sostener corrientes moderadas (una decena de amperios), durante horas. Además, en muchas aplicaciones, deberá permanecer activa sin recibir carga alguna (servicio nocturno). Normalmente, los periodos de reposo son nulos, ya que esta siendo cargada ó descargada. Diferentes requerimientos de uso sólo pueden satisfacerse con diseños distintos.

Batería para automotor: Las placas de una batería de Pb-ácido para automotor están hechas con plomo esponjoso. Esta técnica de fabricación hace posible el obtener un máximo de superficie activa con un mínimo de peso. La reducción en la cantidad de plomo contribuye, en forma substancial, a abaratar su costo. El incremento de la superficie activa disminuye la densidad de corriente (A / cm^2), permitiendo alcanzar niveles muy altos para la corriente de carga, por breves instantes. Las baterías de automotor llamadas de “mantenimiento nulo” tienen electrodos con aleación de calcio lo que contribuye a minimizar la gasificación durante la carga. Esto hace que se reduzca la pérdida de agua en el electrolito. El agregado de esta aleación disminuye, asimismo, las pérdidas por auto descarga, permitiendo la retención de la carga durante largos periodos de inactividad.

Batería solar: Los electrodos de una batería solar tienen una aleación de antimonio, la que permite adherir una mayor cantidad de material activo. Se sabe que el envejecimiento de una batería se produce por la pérdida de éste cuando la batería es descargada. Celdas con mayor cantidad de material activo tienen una más larga duración y profundidad de descarga. El incremento del material activo aumenta el costo y el peso de la batería. Una batería solar de 6 V, con volumen muy similar a la de 12 V en un automotor, pesa más de 30 kg. La presencia del antimonio incrementa las pérdidas por auto descarga. Si una batería solar permanece en almacenamiento, debe ser cargada con frecuencia. Como la presencia del antimonio

incrementa la gasificación, la corriente de carga de un sistema FV debe tener un régimen variable.

Profundidad de descarga: Dos características identifican a una batería solar; la mayor profundidad de descarga (PD) y un alto valor para el ciclaje. La batería de automotor esta diseñada para soportar una leve PD. Para ilustrar este aspecto, asumiremos que en invierno la corriente de arranque alcanza 350 A y dura tres segundos. Durante el arranque la batería habrá entregado 0,29 Ah ($350 \times 3/3,600$). Como la capacidad típica de estas baterías es de 80 Ah, los 0,29 Ah representan una PD de solo 0,36 %. Tomaría tres arranques consecutivos para que la PD llegase al 1 %. La batería solar permite una PD máxima del 80 %, cientos de veces, a niveles de corriente moderados. Es por ello que a estas baterías se les denomina de ciclo profundo (BCP).

Máximo número de ciclos: Se considera que una BCP ha completado todos los ciclos de carga y descarga cuando, al ser cargada nuevamente, la máxima energía que puede almacenar se reduce al 80 % de su valor inicial. El número de ciclos de carga/descarga depende de la PD. Cuando ésta disminuye, el número de ciclos aumenta. Para una dada PD, la batería más robusta proporciona el mayor número de ciclos. La tabla 2.4.1 muestra estas características para dos baterías solares de Pb-ácido con electrolito líquido. El número de Ah y el peso de cada modelo (en kg), forman parte de la tabla 2.4.1.

Tabla 2.4.1. PD y número de ciclos para dos baterías solares.

Batería 1		Batería 2	
217 Ah	30 kg.	350 Ah	65 kg.
% PD	No. de ciclos	% PD	No. de ciclos
80	543	80	693
50	757	50	1,068
30	1,100	30	2,050
20	1,800	20	3,050

Modelos de baterías solares: Las versiones con mayor aceptación son las de 6 y 12 V nominales. Baterías de 6 V, con una capacidad de unos 200 Ah, son utilizadas en sistemas de mediana capacidad de reserva, donde pasan a formar parte de un banco de baterías con conexión serie o serie-paralelo, a fin de satisfacer los valores de voltaje y corriente del sistema. Esta versión ofrece el mejor compromiso entre peso (facilidad de manejo) y número de Ah de reserva. Como los sistemas FV de bajo consumo son sistemas de 12 V nominales, los requerimientos de reserva pueden ser satisfechos con la versión de 12 V, la que tiene una capacidad de unos 100 Ah. Baterías de más de 250 Ah resultan convenientes cuando se trabaja con sistemas de alto consumo. Se fabrican asimismo baterías de ciclo profundo con capacidad de reserva mucho más grandes. Un modelo de 24 V, diseñado para ser usado en un sistema comunal (varias casas conectadas a un sistema FV) tiene una capacidad de 1,493 Ah y pesa 1,200 Kg.

Eficiencia: La doble conversión de energía que toma lugar en una batería resulta en una eficiencia total (η_b) que está dada por la expresión:

$$\eta_b = \eta_c \times \eta_d$$

Donde η_c es el valor de la eficiencia de carga y η_d el de descarga. Ambos valores varían con la temperatura del electrolito y el estado de carga de la batería, ya que la resistencia interna de la misma genera estas pérdidas. Las pérdidas durante el proceso de carga fuerzan un incremento de la capacidad de generación del sistema, a fin de restablecer el balance energético del mismo. El valor de η_d está implícitamente considerado al determinarse el valor en Ah por el método de descarga continua al que se hace referencia a continuación y se refiere al valor de la carga entre el número de horas que demora la descarga.

Energía almacenada: La capacidad de almacenamiento de una batería de Pb-ácido varía con la temperatura del electrolito, la que, en la práctica, está determinada por la temperatura ambiente del lugar donde ésta será instalada. La tabla 2.4.2 muestra esta interdependencia.

Tabla 2.4.2. Variación de la capacidad con la temperatura.

Temperatura (°C)	Capacidad (%)	Eficiencia
30	105	1,05
25	100	1,00
16	90	0,90
4	77	0,77
-7	63	0,63
-18	49	0,49

No debemos olvidar que el aumento en la eficiencia total obtenida a 30 °C está relacionado con una drástica reducción de la vida útil de la batería. Cuando se usan baterías de Pb-ácido es importante mantener la temperatura del electrolito cercana a los 25 °C, ya que a esta temperatura se alcanza el balance óptimo entre la eficiencia y la vida útil de este componente.

Auto-descarga: Hemos dicho que el agregado de antimonio incrementa la auto-descarga de las baterías solares. Cuando la temperatura ambiente es de 50 °C la batería se descargará totalmente en un mes (25 % / semana). Cuando la temperatura ambiente es cercana a los 25 °C la auto-descarga se reduce a un 6 % / semana (4 meses para una descarga total). Estas cifras muestran que si una batería de este tipo permanece en depósito por largo tiempo, deberá ser recargada con frecuencia. Las baterías de automotor con aleación de calcio (batería de mantenimiento nulo) tardan un año en perder el 50 % de su carga, a 25 °C.

Baterías solares gelatinosas (VRLA): Existe una batería solar de Pb-ácido donde el electrolito no es líquido sino gelatinoso (Gel battery, en inglés). Su costo es alrededor de tres veces mayor que el de la versión con electrolito líquido, pero tiene características técnicas que la hacen muy útiles en aplicaciones especializadas. La literatura técnica suele identificar a este tipo de baterías con la abreviatura VRLA, que corresponde a la abreviación de cuatro palabras inglesas cuyo significado es: "Pb-ácido regulada por válvula". Como esta batería no requiere ventilación al exterior durante el proceso de carga, la caja exterior es hermética. La válvula constituye un dispositivo de seguridad en caso de corto circuito o sobrecarga. Esta hermeticidad evita el derrame del electrolito, lo que disminuye el riesgo en su manejo, y la convierte en la solución ideal para instalaciones marinas (boyas o embarcaciones), Como no requieren mantenimiento

(agregado de agua), se les usa en instalaciones donde la supervisión es infrecuente o nula, como es el caso en sistemas FV de iluminación de carteles de propaganda en carreteras, repetidores de comunicaciones, o en sistema FV portátiles (“listos para ser usados”). El tipo de electrolito usado en esta batería permite su uso a bajas temperaturas con mayor eficiencia que las de electrolito líquido. La auto-descarga semanales de 1,1 % a 25 °C y aumenta a un 3 % cuando la temperatura se eleva a 40 °C. Pueden obtenerse en versiones de 6 y 12 V, con capacidades entre 6 y 180 Ah (20 hrs). Uno de los fabricantes es EXIDE, quien las ofrece bajo el nombre comercial “Dryfit”™. A continuación se dan las especificaciones para dos de estas baterías.

Modelo: Bajo Consumo

Capacidad (Ah/20): 110 Ah

Voltaje: 12 V

Ciclaje (PD = 30%): 2,000 ciclos

Peso: 37 kg

Voltaje min. (Bat. descargada): 10,5 V

Modelo: Consumo Intermedio

Capacidad (Ah/20): 180 Ah

Voltaje: 6 V

Ciclaje (PD = 30%): 4,000 ciclos

Peso: 31 kg

Voltaje min. (Batería descargada): 5,25 V

Batería de Níquel - Cadmio (Ni-Cd): No podemos concluir este tema sin mencionar este tipo de batería de ciclo profundo. Debido a su alto costo inicial (6 a 8 veces el de una batería equivalente de Pb-ácido), este diseño no ha podido suplantar al tipo Pb-ácido con electrolito líquido. Sin embargo, el costo operacional (largo plazo) es mucho menor que el de una batería de igual capacidad del tipo Pb-ácido debido a su larga vida útil y bajo mantenimiento.

“Pocket plate”: Existen dos métodos de fabricación para estas baterías, pero el recomendado para una batería solar es el llamado de “bolsillo en la placa” (pocket plate, en inglés).

“Pocket plate”: Este tipo de batería usa placas de acero inoxidable, las que poseen depresiones donde se coloca el material activo. El electrolito de estas baterías es una solución de agua e hidróxido de potasio, el que requiere una capa de aceite protector, para evitar su oxidación por el oxígeno del ambiente. En términos genéricos, una batería de Ni-Cd que usa este método de fabricación tolera más abuso que su equivalente de Pb-ácido. Sus características más salientes son: puede soportar, sin daño, cargas y descargas excesivas, así como una mayor profundidad de descarga (cerca del 100 %). Tienen una mayor eficiencia con

baja temperatura ambiente y soportan, sin problemas una alta combinación de temperatura y humedad ambiente. Esta última característica la convierte en la solución ideal para climas tropicales. Otras ventajas asociadas con este tipo de batería es la ausencia de problemas similares al de la “sulfatación” de las placas o la congelación del electrolito. Una batería de Ni-Cd pueden trabajar con bajo estado de carga sin deteriorarse. La auto-descarga es inicialmente elevada, pero disminuye con el tiempo, permitiendo largos períodos de almacenamiento con una retención considerable de la carga inicial. La vida útil es más de dos veces de una batería de ciclo profundo (BCP) de Pb-ácido. Uno de los fabricantes de baterías solares de Ni-Cd (SAFT-NIFE) las garantiza por 20 años.

Batería de Ni-Cd posibles desventajas: Dado que ningún componente es perfecto, enumeraremos a continuación alguna de las características de la batería de Ni-Cd que pueden ser consideradas como inconvenientes en un sistema FV, una de ellas es su característica de descarga. Como la resistencia interna de esta batería es diez (10) veces menor que la de Pb-ácido, el voltaje de salida permanece prácticamente constante hasta que el momento en que su capacidad de almacenaje de energía se ve agotada. Es entonces cuando éste cae en forma vertiginosa. Esta característica no permite al usuario tener un “aviso previo”, como en el caso de las baterías de Pb-ácido, donde la resistencia interna se incrementa con el tiempo, bajando su voltaje de salida en forma continua. Si se quiere medir el voltaje de salida, se requiere el uso de un voltímetro que tenga la suficiente resolución y precisión para que la lectura contenga dos decimales significativos, ya que los cambios, como se ha dicho, son muy pequeños. El electrolito de una batería de Ni-Cd tiene un rol pasivo. Sólo actúa como transportador de cargas. No existe variación alguna en la densidad del mismo entre carga y descarga, impidiendo el uso de un densímetro. El instrumento más recomendable es un medidor de energía, como el que mide el número de Wh. El voltaje de una celda es cercano a 1,4 V cuando la batería está cargada, y disminuye a 1,1 V cuando está descargada. Para obtener voltajes cercanos a los 12 V (ó múltiplos de éste) se necesitan más celdas por batería. Si se usan estas baterías en un sistema FV, el control de carga deberá ser elegido de manera que sea compatible con este tipo de baterías. Un medidor de estado de carga diseñado para baterías de Pb-ácido no puede ser utilizado para monitorear este tipo de acumulador.

Sistemas FV pequeños: Para cerrar estas líneas de introducción a los sistemas FV consideramos necesario comentar sobre actitudes erróneas tomadas por aquellos que instalan

pequeños sistemas (uno ó dos paneles). Como estos sistemas son usados por personas de bajos recursos, existe la tentación de considerar como redundantes algunos de los componentes descritos ó sustituir un componente por otro que no es el adecuado. Está actitud resulta en una falsa economía que se traduce en sistemas con altos costos de mantenimiento y, en algunas circunstancias, peligrosos. Irónicamente, en un sistema pequeño, debido a la falta de redundancia, el conocimiento del estado de carga de la batería, así como la calidad de este componente, resultan ser MAS CRITICOS que en un sistema con mayor reserva. Desde el punto de vista de la seguridad, el cortocircuito de una batería puede tener consecuencias desastrosas si ésta está ubicada dentro de la zona habitacional, sin protección alguna. La mejor recomendación es tener en cuenta las consecuencias asociadas con la supresión o sustitución de un componente. Si bien el costo del sistema es importante, Deberá considerarse el perjuicio aparejado con la cancelación o sustitución de un componente. Esperando que estos **aspectos** sirvan para desarrollar en el lector la capacidad necesaria para ejercer un sólido criterio práctico.

2.5. Ejemplo específico de la aplicación de energía renovable

2.5.1. Aspectos importantes por considerar en el diseño de un sistema fotovoltaico (FV) ubicado en el bus de Tiquicheo, Michoacán.

En el año del 2003 en el pueblo rural de Tiquicheo, Michoacán se construyó una subestación eléctrica rural de 115 / 13.8 kV, con una capacidad de 9.375 MVA, y se tendió una línea de transmisión de aproximadamente de 6 a 10 km, para alimentar esta subestación e interconectarla con el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) nacional, está subestación alimenta tres pueblos rurales. Consideramos que en este sitio es posible desarrollar un proyecto para establecer aspectos metodológicos para la selección de formas de generación distribuida ya que este pueblo se encuentra en la parte montañosa desértica denominada zona de tierra caliente. Se cuenta con información estadística de la radiación solar y la velocidad del viento de la zona. Por tal motivo, se puede establecer en este sitio las bases de una metodología para un proyecto de generación distribuida a través de la radiación solar.

Aspectos importantes a considerar:

- ✓ Datos del pronóstico de carga de la zona.
- ✓ Tipo de carga.
- ✓ Valor energético.
- ✓ Régimen de uso.
- ✓ Transitorios.
- ✓ Selección del sitio adecuado.
- ✓ Datos estadísticos de un **año solar** (11 años) de la Irradiancia solar del sitio.
- ✓ Calculo de la Insolación promedio anual por hora de primavera-verano y de Otoño-invierno.
- ✓ Análisis y aplicación de información estadística.
- ✓ Selección de celdas solares de paneles fotovoltaicos (FV).
- ✓ Selección de regulador con desconexión de bajo voltaje (LVD)
- ✓ Selección de batería solar.
- ✓ Calculo de energía disponible.
- ✓ Selección del inversor ó convertidor.
- ✓ Estudios del impacto del inversor sobre los alimentadores de distribución:
 - Estudio de estado estable y transitorios lentos.
 - Estudio de transitorios rápidos.
 - Estudio de calidad de la energía (armónicas).
 - Desempeño total del sistema de distribución.
- ✓ Selección y coordinación de protecciones con **RD** conectados a la red.

2.5.2. Datos del pronóstico de carga de la zona.

En base a la información de la División de Distribución Centro-Sur, Zona Altamirano de C.F.E., para la Subestación Tiquicheo se tiene lo siguiente:

Tabla 2.5.1. Demanda Máxima fecha 17.06.05 (primavera) Hora: de 21:00 a 22:00 Hrs.

Subestación / Circuito	Carga (MW) 3 ϕ	F.P.	F. (Hz)	Pronostico de Demanda 2015 (MW)
TQC-4010 Tiquicheo	0,55600	0.929	59.98	0.632
TQC-4020 El Limón	1.87200	0.9934	59.98	2.042
TQC-4030 Paso de Núñez	0.40869	0.9423		0.690

Tabla 2.5.2. Demanda Mínima fecha 29.08.05 (verano) Hora: de 02:00 a 03:00 Hrs.

Subestación / circuito	Carga (MW) 3 ϕ	F. P.	F. (Hz)
TQC-4010 Tiquicheo	0.25400	0.83	59.95
TQC-4020 El Limón	0.38800	0.963	59.92
TQC-4030 Paso de Núñez	0.06794		

2.5.3 Tipo de carga.

El tipo de carga en estos pueblos rurales es de C. A. y para las protecciones es de C. C.

2.5.4 Valor energético.

Se sabe que el valor energético en estos pueblos rurales la demanda existente es diurno y nocturno por lo que se debe cubrir la demanda las 24 Hrs.

Demanda diurna es de 2.54600 MW - h / día. Esto ocurre el 03.01.06 de 17:00 a 18:00 hrs.

Demanda nocturna es de 2.83669 MW - h / noche.

El total de la demanda diaria es de 5.05269 MW - h.

2.5.5 Régimen de uso.

En estos pueblos rurales el régimen de uso es mixto por lo que hay consumo de día y de noche. El régimen diurno comprende un horario de 08:00 a 18:00 hrs., y el sistema debe ser capaz de entregar la potencia máxima de los motores de hieleras, bombas de agua, refrigeradores, aire acondicionado y ventiladores.

El régimen nocturno comprende un horario de 18:00 a 08:00 hrs. Esto nos dice que tenemos que considerar un banco de baterías solares que sean capaz de almacenar la potencia máxima requerida durante la noche y parte del día ya que el horario de 17:00 a 18:00 hrs. Ocurre la demanda máxima del día y la insolación disminuye.

2.5.6 Transitorios.

En esta zona dada la temperatura ambiente se tienen cargas de motores de hieleras, refrigeradores, aire acondicionado, ventiladores y bombas de agua que originan transitorios al arranque de estos motores por lo que se debe seleccionar adecuadamente el fusible de protección y el cable que alimenta estas cargas.

2.5.7 Selección del sitio adecuado.

Una de las características si se pretende generar energía eléctrica a través de generación fotovoltaica (FV) es precisamente la selección del sitio que debe tener una buena irradiación ó insolación solar y que de preferencia se encuentre en una zona desértica para evitar el paso de nubes constantemente y que repercuta en la generación de la potencia eléctrica y en fluctuaciones de voltaje, otra característica del sitio es la infraestructura con la que cuente como puede ser el caso del terreno con espacio dentro de las instalaciones del cuarto de control para la colocación del equipo fotovoltaico y así tener un ahorro en la inversión inicial. La S. E. Tiquicheo reúne estas características.

2.5.8. Resumen de la irradiación solar de la zona.

Esta información fue proporcionada por el **Servicio Meteorológico Nacional**, es de la Estación Automática de la Cd. Altamirano, Gro. Con Latitud de 18.35056° y longitud entre 100° y 101° la cual es la estación más cercana al Pueblo de Tiquicheo, Michoacán que tiene Latitud

aproximada de 19° y longitud entre 100° y 101°. Que representa una distancia entre Cd. Altamirano y Tiquicheo de aproximadamente 80 Km., de distancia entre los dos lugares.

La información disponible de esta zona en el momento que fue proporcionada es de tres (3) años, por lo que solo sirve para dar la idea de la insolación promedio anual por hora del sitio que hemos seleccionado para este trabajo. Para que sea válida tenemos que esperar que transcurran los once (11) años que representan un ciclo solar y nos de la información real de este sitio.

La información que proporcionaron es la $[Irradiancia] = [W/m^2]$, recordando que, $1 W = 1 J/s$. La información proporcionada viene en intervalos de cada 10 Min., por lo tanto:

$$IRRADIACIÓN_{total\ diaria} = \sum_i^n I_i \cdot 600 = [J/m^2]$$

Donde 1 min. = 60 s; 10 min. = 600 s, por lo tanto, los valores de la tabla se multiplicaron por 600 seg, para obtener la unidad de IRRADIACIÓN en MJ / m².

TABLA No. 2.5.3. RESUMEN DE LA IRRADIACIÓN

MESES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
IRADIACIÓN EN MJ / M ² AÑO 2003 Prom. Diario	0	156.891	547.1292 17.649	0	619.66 19.989	406.84 13.561	637.467 20.563	675.884 21.802	541.2792 18.042	510.3888 16.464	476.6724 15.889	458.0256 14.775	5030.245
IRADIACIÓN EN MJ / M ² AÑO 2004 Prom. Diario	436.4712 14.079	553.6734 19.092	618.3096 19.945	695.44 23.181	704.68 22.731	610.63 20.354	703.034 22.678	712.708 22.99	589.5906 19.653	586.389 18.915	492.6576 16.421	458.4726 14.789	7162.064
IRADIACIÓN EN MJ / M ² AÑO 2005 Prom. Diario	473.3478 15.269	478.0434 17.072	638.649 20.601	656.06 21.868	583.39 18.819	593.58 19.786	682.747 22.024	625.173 20.166	620.9346 20.697	0	0	0	5351.947
Prom. / años	14.674	18.082	19.398	22.524	20.513	20.07	21.755	21.652	19.464	17.689	16.155	14.782	

INVIERNO (Del 21. Dic. Al 21. Mar., ≈ 89 DÍAS) ≈ 16.734 MJ/m²

PRIMAVERA (Del 21. Mar. Al 21. Jun., ≈ 93 DÍAS) ≈ 20.626 MJ/m²

VERANO (Del 21. Jun. Al 23. Sept., ≈ 93 DÍAS) ≈ 20.735 MJ/m²

OTOÑO (Del 23. Sept. Al 21. Dic., ≈ 90 DÍAS) ≈ 17.022 MJ/m²

2.5.8.1. Información adicional

2.5.8.1.1. Atlas del recurso solar en México editado en el 2005.

En base a esta información encontramos que la irradiación para el pueblo de Tiquicheo, Michoacán es:

INVIERNO (89 DÍAS) \approx entre 15.1 y 17.0 MJ/m².

PRIMAVERA (93 DIAS) \approx entre 19.1 y 21.0 MJ/m².

VERANO (93 DIAS) \approx entre 19.1 y 21.0 MJ/m².

OTOÑO (90 DIAS) \approx entre 15.1 y 17.0 MJ/m².

2.5.8.1.2. Mapa de radiación en México de los altiplanos Mexicanos.

En base a está información encontramos la radiación solar para el pueblo de Tiquicheo, Michoacán, la cual maneja valores globales:

Valor mínimo = 6 kWh/m² x día \therefore 6 x 3.6 x 10⁶ = **21.6 MJ/m²**.

Valor máximo = 7.3 kWh/m² x día \therefore 7.3 x 3.6 x 10⁶ = **26.28 MJ/m²**.

2.5.8.1.3. Conclusión

Como se observa en los dos puntos anteriores los valores son parecidos a los medidos en Cd. Altamirano, Gro., ó se encuentran alrededor de los valores proporcionados por el **Servicio Meteorológico Nacional (SMN)**, por lo tanto estos valores del **SMN** se consideran adecuados para Tiquicheo, Michoacán.

2.5.9. Cálculo de la insolación promedio anual por hora por m² de primavera-verano, y otoño-invierno.

Cualquiera que sea la fuente de los datos hay que considerar que la insolación real del sitio del ejemplo puede diferir hasta en un 15 %. Los datos de insolación deben ser mensuales o por lo

menos trimestrales para que sean útiles en el diseño de sistemas FV [4]. Continuando con este punto desarrollamos la siguiente tabla con datos de la INSOLACIÓN de verano que representa el valor promedio más alto del **DIA SOLAR PROMEDIO** el cual comúnmente se expresa en horas solares pico (HSP) que es la energía recibida durante una hora es decir;

$$1 \text{ HSP} = 1 \text{ k W} - \text{h} / \text{m}^2$$

De este dato y del análisis de la información del sitio sobre la **Irradiancia** se observa que son **12 “horas luz”** en promedio las que rebasan este valor de referencia.

TABLA No. 2.5.4. RESUMEN DE INSOLACIÓN DE VERANO.

INSOLACIÓN k W - h / m ²	Del 21 al 30 de Junio	Del 01 al 31 de Julio	Del 01 al 31 de Agosto	Del 01 al 23 de Sept.	Promedio por año. k W - h / m ²
AÑO 2003	908.7164	1356.1232	923.6144	822.1015	1002.6389
AÑO 2004	1040.1996	1085.6035	1031.4910	927.3982	1021.1731
AÑO 2005	821.9926	969.6051	935.0602	972.0104	924.6671
Promedio mensual	923.6362	1137.1106	963.3885	907.1700	Día Solar Promedio 982.8264

De la tabla No. 2.5.3. del resumen de la irradiación, se observa que la variación de la irradiancia de invierno con respecto a la irradiancia de verano es del 19.2959 % ó sea que la irradiancia de invierno representa el 80.7041 % de la irradiancia de verano. Por lo tanto:

El **día solar promedio de invierno** es = $982.8264 \text{ k W} - \text{h} / \text{m}^2 \times 80.7041 \% = 793.1812 \text{ k W} - \text{h} / \text{m}^2$.

2.5.10. Análisis y aplicación de información estadística

Del análisis de la información estadística podemos definir el DIA SOLAR PROMEDIO DE VERANO y el DIA SOLAR PROMEDIO DE INVIERNO.

Para simplificar el cálculo de la energía eléctrica generada diariamente por un panel FV se define el día solar promedio que representa la cantidad de horas del total de luz diaria en que el panel es capaz de generar la POTENCIA MÁXIMA DE SALIDA ESPECIFICADA POR EL FABRICANTE.

Un sistema FV se integra de varias componentes cumpliendo con una ó más funciones específicas a fin de que pueda suplir la demanda de energía eléctrica impuesta por el tipo de carga, usando como combustible la energía solar.

Como ya mencionamos anteriormente nuestros datos son los del pueblo de Tiquicheo, Michoacán, por lo tanto la aplicación que le damos a esta energía solar es para los fines de generación eléctrica por lo que la definición de la carga es la siguiente

- ✓ **El tipo** de carga es de C. A. y para las protecciones es de C. C.
- ✓ **El valor energético** es el total de energía que consumirá la carga dentro de un periodo determinado, generalmente un día. Para sistemas de mayor consumo en $kW - h / día$.
- ✓ **El régimen de uso** para este caso su uso es mixto (diurno y nocturno) parte de la energía generada deberá cargar el banco de baterías y el resto deberá satisfacer la carga diurna, esto implica que la parte generadora deberá satisfacer dos requisitos durante la duración del día solar.

2.5.11. Selección de celdas solares de paneles fotovoltaicos (FV) [6, 7 y 8].

Estimación de la energía generada en el pueblo rural de **Tiquicheo, Michoacán** con arreglo fotovoltaico (FV) comercial para el mercado europeo a condiciones estándares de prueba (CEP), que corresponde a una irradiancia de $1 kW / m^2$ y a una temperatura de celda de $25 °C$.

- ✓ Para nuestro caso se tiene una temperatura ambiente máxima registrada de $46.4 °C$ en verano.
- ✓ Las celdas (módulos) utilizadas en este arreglo FV bifacial con tecnología doble HIT (Hetero unión Intrínseca Delgada) es un nueva célula en forma de panel de abeja “Diseño Honeycomb” con obleas de silicio **mono cristalino**, recubiertas por una capa delgada de silicio amorfo, permite optimizar el uso del espacio en el modulo y aprovecha al máximo el silicio solar con un rendimiento más elevado en el mercado. Potencia Nominal $205 W.$, Potencia de salida cara trasera $143 W.$, los módulos FV operan típicamente a una temperatura de modulo a $75 °C$, lo que significa eficiencia de la célula de 22.0% y eficiencia del panel de 19.56% de la potencia nominal a CEP. Tienen superficie de $12.5 Cm^2$.
- ✓ Se considera un sistema FV independiente con baterías.

El arreglo FV es un conjunto de 72 módulos interconectados en serie formando un panel de dimensiones de 1.63 m x 0.862 m = 1.40506 m² y a su vez los paneles interconectados en serie e intercalados en paralelo para obtener el voltaje adecuado del sistema en cuestión.

CÁLCULOS:

1.- Temperatura de trabajo del panel.

Datos:

T_t = Temperatura de trabajo del panel.

T_a = Temperatura ambiente máxima = 46.4 ° C

R = Valor de la radiación solar en mili Watts / Cm² que varia entre 80 y 100 mili Watts / Cm², utilizamos el de 100 mili Watts / Cm² que equivale a un día despejado (sin nubes).

K = Coeficiente que varia entre 0.2 y 0.4 ° C Cm² /mili Watts que depende de la velocidad promedio del viento utilizamos 0.2 ° C Cm² / mili Watts por conocer que existe un promedio regular de la velocidad de viento y por montarlos en seguidores solares bilaterales que ayudan al enfriamiento de los módulos y por consecuencia influye en la temperatura de trabajo del panel.

$$T_t = T_a + k R \dots\dots\dots(1)$$

Sustituyendo

$$T_t = 46.4 \text{ °C} + \{ 0.2 \text{ °C Cm}^2 / \text{mili Watts} * 100 \text{ mili Watts} / \text{Cm}^2 \}$$

$$T_t = 46.4 \text{ °C} + 20 \text{ °C} = 66.4 \text{ °C}$$

$T_t = 66.4 \text{ °C}$

Se observa que arriba de los 25 ° C de las CEP existe un incremento de Temperatura de 41.4 °C., lo que significa que se puede esperar una reducción en voltaje y potencia de aproximadamente de 0.5 % por cada grado Celsius de las celdas por encima de los 25 °C.

Esto se traduce como sigue [4]:

Reducción de potencia nominal es 0.5 % (66.4 ° C – 25 ° C) = **20.7 %**.

Esto significa que solo se puede producir el 79.3 % de la potencia nominal a plena irradiancia.

2.- Calculo del voltaje nominal del arreglo FV con banco de baterías para el día.

Tabla 2.5.5. Datos de placa de un modulo FV bifacial doble HIT modelo HIT-205DNKHE1

Marca Sanyo

MODELO	HIT-205DNKHE1
P_{salida}	205 W.
V_{pm}	41.3 V.
I_{pm}	4.97 A.
$P_{\text{salida cara de atrás}}$	143 W.
V_{oc}	21 V.
I_{sc}	3.3 A.
Dimensiones del panel	1.63x0.862x0.35 m
Peso	26 Kg.
CEP	1000 W/m ² , 25 °C, M1.5

Criterio:

Sabemos que en Tiquicheo, Michoacán es zona de minas y riego por lo tanto, existe bombeo de agua, en condiciones reales de trabajo, el voltaje optimo de cada panel es aproximadamente 33 V., las dimensiones de una celda son de 12.5 cm., por lado, la potencia nominal es 205 W. Tiene un arreglo FV de 72 módulos conectados en serie que forman un panel de dimensiones de 1.40506 m². Pero, debido a la temperatura de Tiquicheo se puede esperar una reducción de voltaje de 20.7 % por lo que, esto significa que solo se podrá producir el 79.3 % del voltaje nominal a plena irradiancia. Hay que prevenirse para tener el voltaje optimo de 33 V., considerando el voltaje nominal seleccionado en los módulos esta reducción del 20.7 %.

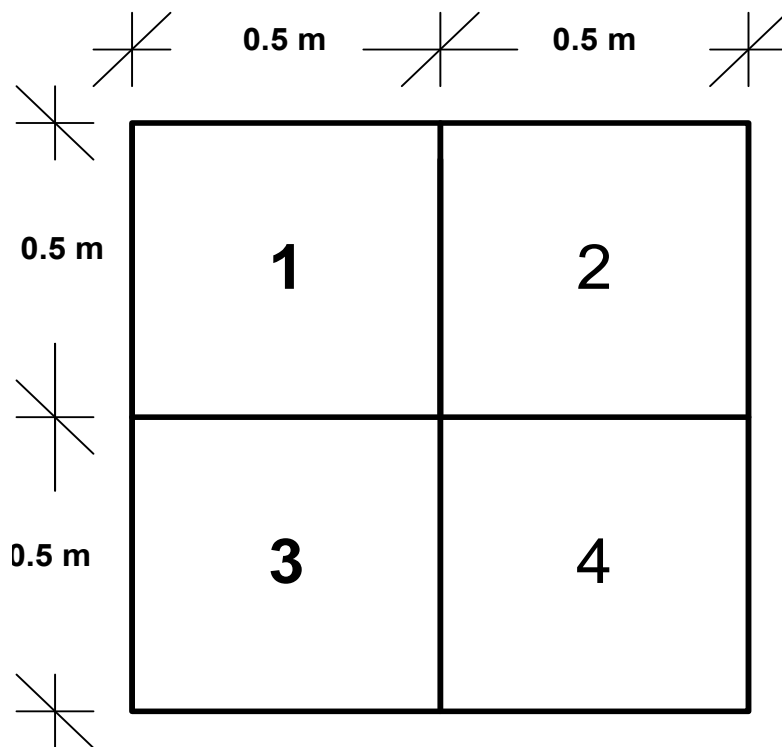


Fig. 2. 4. panel FV (4 modulos)

Si sabemos que en un circuito de corriente continua en serie se tiene que:

$$E_t = V_1 + V_2 + V_3 + V_4 \dots + V_n$$

$$R_t = R_1 + R_2 + R_3 + R_4 \dots + R_n$$

$$I_t = I_1 = I_2 = I_3 = I_4 \dots = I_n$$

donde: $E = I R_t$

$$V_{m,p} = (0.573611 \text{ V} * 0.793) * 72 = (0.4549 \text{ V.}) * 72 = 32.7509 \text{ V.} \approx 33 \text{ V.}$$

$$I_{mp} = 4.97 \text{ A.}$$

$$P_{nominal} = 33 * 4.97 = 164.01 \text{ W.}$$

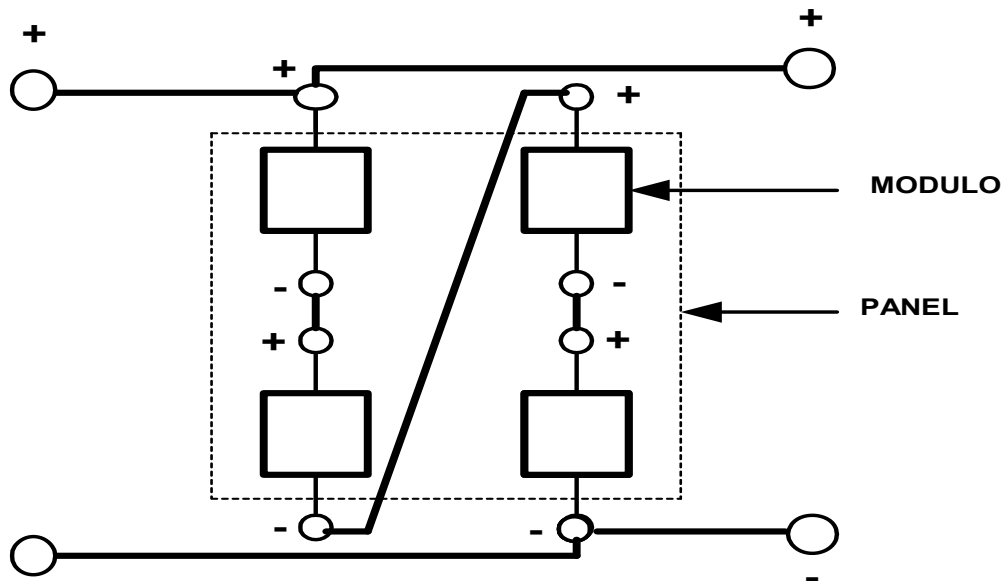


Fig. 2. 5. Conexión de módulos que forman el panel

3.- Calculo de potencia nominal del panel.

$$P_{m_p} = (P_{m_p} \text{ de cada modulo}) \times (\text{Eficiencia de la celda}) \times (\# \text{ de módulos en el panel})$$

DATOS:

$$P_{m_p} = V_{\text{celda}} I_{m_p} = 0.573611 \times 4.97 = 2.8508 \text{ W.}$$

$$P_{m_p} = 2.8508 \text{ W.}$$

Eficiencia de celda = 22 %

De módulos por panel = 72

$$P_{m_p} = 2.8508 \times 0.22 \times 72 = \mathbf{.45.1567 \text{ W.}}$$

Si sabemos que el $V_{\text{celda}} = 0.573611$ y que el porcentaje de potencia de la cara trasera con respecto a la potencia de la cara de enfrente es $\% = 143 / 205 = 0.697561$ por lo tanto:

$$V_{m\ p\ \text{cara trasera}} = 0.573611 \times 0.697561 = \mathbf{0.4001\ V.}$$

$$P_{m\ p\ \text{celda cara trasera}} = 0.4001\ V. \times 4.97\ A. = \mathbf{1.9886\ W.}$$

$$\text{Por lo tanto } P_{m\ p\ \text{cara trasera}} = 1.9886 \times 0.22 \times 72 = \mathbf{31.4994\ W.}$$

La potencia total del panel bifacial es $P_{m\ p\ \text{total}} = P_{\text{cara de enfrente}} + P_{\text{cara trasera}}$

$$P_{m\ p\ \text{total panel}} = 45.1567 + 31.4994 = \mathbf{76.6561\ W.}$$

4.- Energía generada sin banco de baterías para la demanda máxima durante el día en época de verano considerando pronóstico de demanda máxima para el año 2015.

Energía generada (W - h) [4] = (Factor de degradación por la temperatura de trabajo) x $P_{m\ p}$ del panel (W) x Insolación $k\ W - h / m^2 \times \#$ de paneles.

Criterio:

Bajo condiciones estándares de prueba (CEP) este tipo de módulo HIT-205DNKHE1 trabajan las celdas a una temperatura de $25\ ^\circ\text{C}$, pero en Tiquicheo, Michoacán la temperatura ambiente máxima de verano es de $46.4\ ^\circ\text{C}$, esto afecta el desempeño del panel, este factor de degradación por temperatura implica que el aprovechamiento real de la potencia nominal del panel sea del 79.3 %.

Considerando un panel con 72 módulos, con un arreglo total de 89 paneles tenemos:

Nota:

Insolación = HSP (Hora Solar Pico)

$$1\ \text{SOL} = 1\ \text{kW} / m^2 = 100\ \text{mili Watts} / \text{Cm}^2$$

DIA SOLAR PROMEDIO = El promedio de Insolación diaria en Tiquicheo, Michoacán, es de 982.8640 k W - h / m² en verano. Dividido por un sol.

$$\text{DIA SOLAR PROMEDIO} = \frac{982.8640 \text{ kW} - \text{h} / \text{m}^2}{1 \text{ kW} / \text{m}^2} \cong 982.8640 \text{ hrs.} \approx 982 \text{ HSP.}$$

$$\text{HSP PROMEDIO DE VERANO} = \frac{\mathbf{982.8640 \text{ Hrs.}}}{\mathbf{93 \text{ DÍAS}}} = 10.5684 \approx \mathbf{11 \text{ hrs.}}$$

* **Nota:** La Demanda Pico de día considerando la demanda máxima pronosticada para el año 2015 es = **2.945213** MW trifásicos el 03.01.06 a las 18:00 hrs.

$$\text{Energía generada (W - h)} = 0.793 \times 76.6561 \text{ (W)} \times 982 \text{ hrs.} \times 89 \text{ paneles} = 5,312.774 \text{ (kW - h)}$$

$$= \mathbf{5.312774 \text{ (MW - h)}}.$$

Se observa que la energía generada para este arreglo de paneles es 5,312.774 k W – h pero al pasar por las baterías (ineficiencia) y elementos electrónicos esta energía se reduce en forma aproximada para estos equipos en 0.3 menos de energía. Por el voltaje de las baterías el sistema FV produce un 0.2 menos de energía, por lo tanto:

2.5.12. La Energía Disponible en el día en época de verano [4]:

$$E_{\text{disponible}} = 5,312.774 \text{ (k W - h)} \times 0.7 = \mathbf{3,718.942 \text{ (k W - h)}}$$

$$E_{\text{disponible}} = 3,718.942 \text{ (k W - h)} \times 0.8 = \mathbf{2,975.154 \text{ (k W - h)}}$$

OBSERVACIÓN: El arreglo FV debe tener una inclinación fija igual a la **LATITUD** de Tiquicheo, Mich. aprox. de 19 °. Si este arreglo es fijo ó estático. Pero si el arreglo FV es móvil de dos ejes [5], es decir que siga la trayectoria del SOL en **LATITUD** y **AZIMUT** siempre incidirá perpendicularmente la radiación solar obteniéndose la mayor captación solar posible, se selecciono el seguidor solar TRAXLE bilateral con panel FV bifacial se estima que se logra captar entre el 50 y el 75 % de la irradiancia, evaluar costo y ganancia del aumento de energía solar para determinar la rentabilidad.

2.5.12.1. Energía generada sin banco de baterías para el día en época de invierno

El día solar promedio de invierno es = 793.2118 hrs. \approx 793.0 hrs.

$$\text{HSP PROMEDIO DE INVIERNO} = \frac{793.2118}{89} = 8.9125 \text{ hrs.} \approx \mathbf{9 \text{ hrs.}}$$

Para este caso se tiene una temperatura máxima registrada de 44.2 °C en invierno. Por lo tanto la temperatura de trabajo es de 64.2 °C. Esto se interpreta que la reducción de la potencia nominal es $0.5 \% \times (64.2 \text{ °C} - 25 \text{ °C}) = 19.6 \%$. Significa que solo se puede producir el 80.4 % de la potencia nominal a plena irradiancia.

Considerando un panel con 72 módulos, con un arreglo total de 108 paneles tenemos:

* Nota: Demanda Pico de día considerando de demanda máxima pronosticada para el año 2015 es = **2.945213** MW trifásicos a las 18:00 hrs. el 03.01.06.

Energía generada (W – h) = (Factor de degradación por temperatura de trabajo) x $P_{m,p}$ del Panel (W) x Día Solar Promedio (hrs.) x # de Paneles.

$$\text{Energía generada (W – h)} = (0.804) \times (76.6561) \times (793) \times (108) = 5'278,368 \text{ W – h} = 5,278.368 \text{ k W - h} = 5.278368 \text{ MW - h.}$$

Se observa que la energía generada para este arreglo de paneles es 5.278368 MW. – h pero al pasar por las baterías (ineficiencia) y elementos electrónicos esta energía se reduce en forma aproximada para estos equipos en 0.3, por el voltaje de las baterías el sistema FV produce un 20 % menos de energía, por lo tanto:

2.5.12.2. La Energía Disponible en el día en época de invierno es [4]:

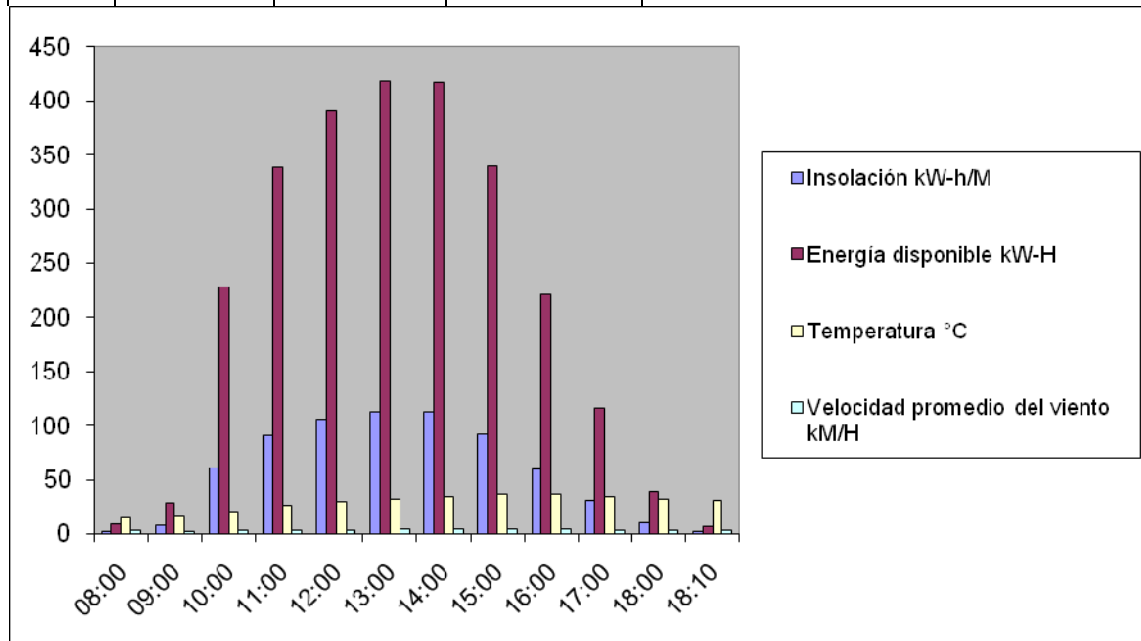
$$E_{\text{disponible}} = 5.278368 \text{ MW – h} \times 0.7 = \mathbf{3.694858 \text{ MW – h.}}$$

$$E_{\text{disponible}} = 3.694858 \text{ MW - h} \times 0.8 = \mathbf{2.955886 \text{ MW – h.}}$$

- Nota: En este día 03.01.04. el total de energía disponible es de 2,566.657 k W – h. Esto se genero con 108 paneles bifaciales comerciales, un factor de degradación de temperatura de trabajo de paneles de 0.804 además se considerando perdidas en baterías e inversor.

Tabla 2.5.6 perfil de Insolación y Energía Disponible en el día de 03.01.04.

Hora	Insolación k W – h / m ²	Energía disponible k W - h	Temperatura promedio °C	Velocidad promedio del viento m / s
08:00	2.502	9.3261	15.32	0.9166
09:00	7.645	28.4965	16.1333	0.5925
10:00	61.438	229.0085	21.0333	0.9833
11:00	91.323	340.4040	26.6666	1.0694
12:00	105.362	392.7340	29.75	1.0833
13:00	112.8402	420.6088	32.65	1.1712
14:00	112.5344	419.4690	34.96	1.4073
15:00	91.5732	341.3367	36.25	1.4120
16:00	59.5754	222.0657	36.4	1.1944
17:00	31.414	117.0948	34.9166	1.0740
18:00	10.5362	39.2734	32.2833	0.8240
18:10	1.8348	6.8392	30.5	1.0
Total	688.5782	2,566.657		



*Nota: En este día 28.08.04 el total de energía disponible es de 3,313.163 k W – h. Esto se genero con 89 paneles bifaciales comerciales y un factor de degradación por temperatura de trabajo de paneles de 0.793 además se considero perdidas en baterías e inversor.

Tabla 2.5.7. Perfil de insolación del día 28.08.04.

Hora	Insolación k W - h / m ²	Temperatura °C
08:00	2.5437	22.6
09:00	15.0398	22.9
10:00	40.3378	23.3
11:00	72.8638	28.3
12:00	96.466	30.3
13:00	154.2344	31.9
14:00	158.4044	32.6
15:00	162.0184	33.4
16:00	145.2272	34.5
17:00	103.7496	34.5
18:00	82.8162	35.1
19:00	47.121	34.1
19:50	12.7435	32.5

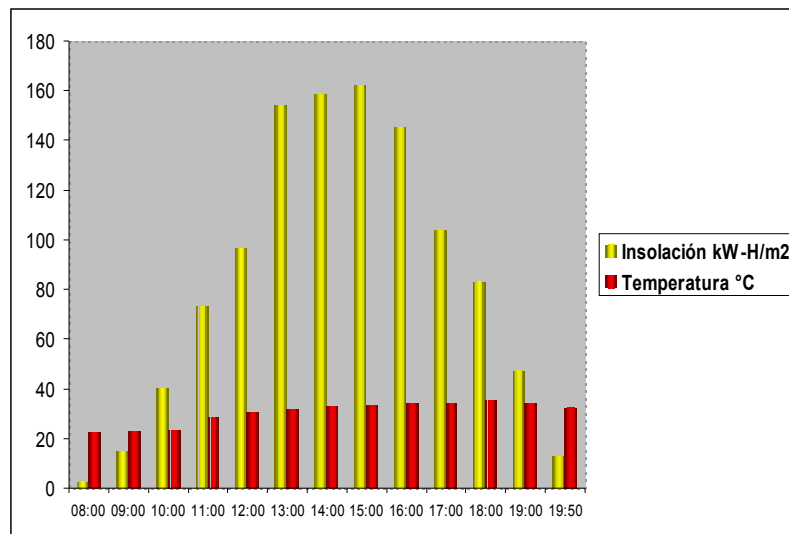
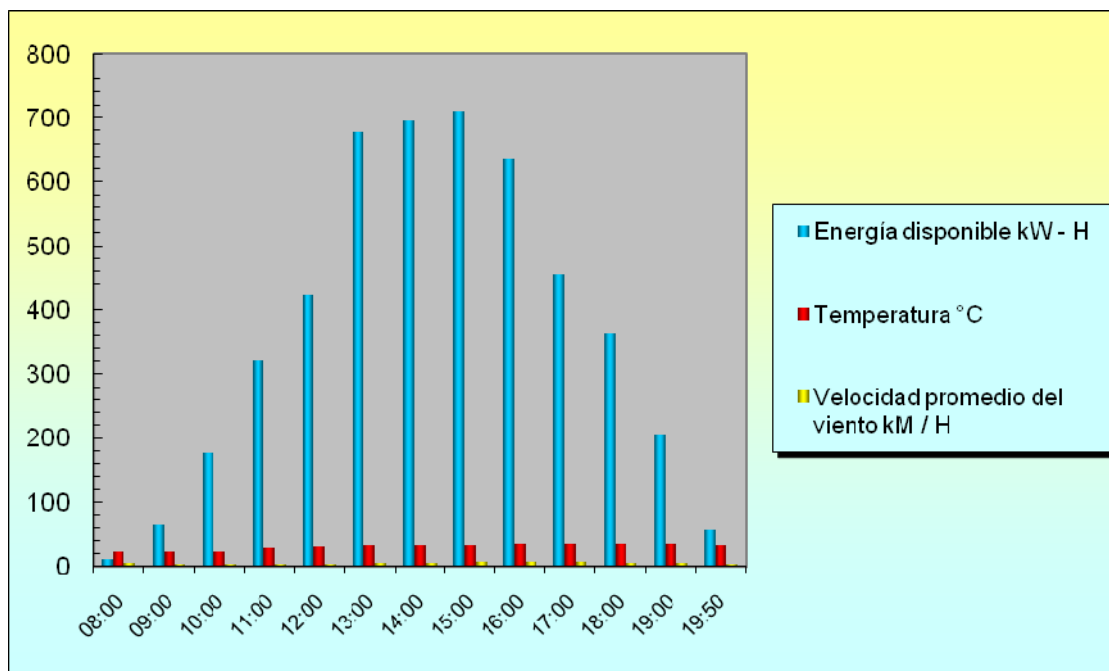


Tabla 2.5.8. Perfil de energía disponible para el día 28.08.04

Hora	Energía disponible kW - h	Temperatura °C	Velocidad promedio del viento m / s
08:00	7,706.62	22.6	1.3138
09:00	45,565.91	22.9	0.8407
10:00	122,210.96	23.3	0.7638
11:00	220,754.60	28.3	0.9666
12:00	292,261.91	30.3	3.35
13:00	467,282.15	31.9	4.98
14:00	479,915.95	32.6	4.78
15:00	490,865.24	33.4	6.77
16:00	439,993.14	34.5	7.08
17:00	314,328.94	34.5	6.25
18:00	250,907.27	35.1	4.98
19:00	142,761.94	34.1	4.93
19:50	38,608.83	32.5	3.82



OBSERVACIONES:

1.- En la grafica del día 28.08.04 de verano, revisamos información de la carga de ese día y podemos asegurar que la energía disponible cubre la demanda de ese día. Esto nos indica que para tener disponibilidad de cubrir la demanda de las 08:00 hrs., del día siguiente, se tiene que almacenar energía., por lo que se tiene contemplado las perdidas por las baterías y por el inversor.

2.- En la época de invierno del día 03.01.04., disminuye la insolación por lo tanto aumenta el número de paneles a 108 para cubrir la demanda del día. No se cuenta con información detallada de las 24:00 Hrs. De ese día 03.01.04 pero se sabe que la demanda máxima de día ocurre en invierno a las 18:00 hrs., por lo que se considera las perdidas por las baterías y por el inversor.

3.- Para cumplir con la demanda del día de cada época, se considera que para ambas épocas del año (otoño-invierno) es suficiente los 108 paneles FV que se calcularon en invierno. Por lo que se debe considerar un banco de baterías solares con capacidad para almacenar la demanda generada disponible de 2.955886 MW – h y desconectar 19 paneles FV en época de primavera-verano y almacenar 2.975154 MW – h.

4.- Para el punto (3) buscar la tecnología apropiada para este sitio, para tener un mejor rendimiento en número, forma, capacidad, nivel de voltaje y equipo adecuado para la conexión a la red.

5.- Recordar que la información estadística debe cumplir con un ciclo solar ó sea 11 años de información. Por lo que este ejercicio solo sirve de referencia hasta que se tenga la información completa.

2.5.13. Selección de regulador con desconexión de bajo voltaje (LVD) [4].

El control de carga cumple dos funciones: garantiza un régimen de carga adecuado para las baterías, y evita la descarga de las mismas a través de los paneles durante la noche, cuando el voltaje de salida es nulo. Su función es análoga a la del sistema de carga de batería en un automotor. Si no se usa un control el régimen de carga podría sobrecargar las baterías. Esta

condición, como veremos al tratar el tema, acorta la vida útil de las mismas. Muchos fabricantes de control de carga adicionan, en algunos modelos, funciones auxiliares dentro del producto. La más común es la de monitoreo del proceso de carga. El fusible de baterías es incorporado al sistema como un elemento de seguridad.

2.5.14. Selección de batería solar

Después de revisar alternativas de baterías solares que hay en el mercado comercial, es conveniente utilizar en la actualidad las baterías de Níquel-Cadmio (Ni-Cd) de las cuales existen dos métodos de fabricación para estas baterías, pero el recomendado para una batería solar es el llamado de “bolsillo en la placa” (pocket plate, en inglés).

Sus características más salientes son: puede soportar, sin daño, cargas y descargas excesivas, así como una mayor profundidad de descarga /cerca del 100 %). Tienen una mayor eficiencia con baja temperatura ambiente y soportan, sin problemas; una alta combinación de temperatura y humedad ambiente. Otras ventajas asociadas con este tipo de batería es la ausencia de problemas similares a de la “sulfatación” de las placas o la congelación del electrolito. Una batería de Ni-Cd puede trabajar con bajo estado de carga sin deteriorarse. La auto-descarga es inicialmente elevada, pero disminuye con el tiempo, permitiendo largos periodos de almacenamiento con una retención considerable de la carga inicial. Uno de los fabricantes de baterías solares de Ni-Cd (SAFT-NIFE) las garantiza por 20 años.

Posibles desventajas: Un inconveniente de ellas es su característica de descarga. Como la resistencia interna de esta batería es diez (10) veces menor que la Pb-ácido, el voltaje de salida permanece prácticamente constante hasta el momento en que su capacidad de almacenaje de energía se ve agotada. Es entonces cuando éste cae en forma vertiginosa. Esta característica no permite al usuario tener un “aviso previo” para monitorear esta desventaja se recomienda usar un multi metro No. 177 de la marca fluke que tiene una suficiente resolución y precisión, el cual tiene lectura de tres decimales significativos, ya que los cambios como se ha dicho, son muy pequeños. Además se recomienda monitorear una vez por semana estas baterías.

Para nuestro caso particular de Níquel-Cadmio (Ni-Cd) para sistemas FV el modelo su nica plus, tipo de elemento SUN 370, con régimen de descarga de C / 120 y C / 5 ambos con 1.0 V., sistema de batería de 12 V., capacidad de 370 Ah, No. de elementos 9, profundidad de

descarga diaria (% de C_{120}) entre 5 y 10 %, entre 10 y 15 % y entre 15 y 25 %, vida útil de 8000 ciclos con profundidad de descarga del 15 % y 20 años de vida es la adecuada.

Tabla 2.5.9. Tensión de carga recomendada.

Sistema de batería	12 V	24 V	48 V
No. de elementos	9	16	36
Profundidad de 5 - 10 %	13.5 V	27 V	54 V
Descarga diaria 10 - 15 %	13.95 V	27.9 V	55.8 V
(% de C_{120}) 15 - 25 %	14.4 V	28.8 V	57.6 V

2.5.15. Selección del inversor ó convertidor

2.5.15.1. Topologías de inversores.

Las topologías de los inversores pueden principalmente ser resumidas como sigue [9 y 44]:

2.5.15.1a. Solo una etapa modulación de pulso ancho (MPA) c d – c a topología del convertidor (puente H ó empujar - jalar), acoplado directamente a la red vía un transformador de aislamiento de baja-frecuencia y un filtro.

2.5.15.1b. **Topología de multi etapas** convertidor de c d – c a de modulación pulso ancho (MPA) de frente-final incluyendo transformador de aislamiento, un rectificador de alta frecuencia (AF), y un puente desplegado de frecuencia lineal acoplado a la red a través de componentes de un pequeño filtro.

2.5.15.2. Controles de inversores de potencia distribuida (PD).

Existen controles de inversores de potencia distribuida (PD) que tienen múltiples lazos de control para ejecutar una variedad de tareas, incluyendo una ó más de las siguientes:

- ✓ Rastreo de punto máximo de potencia (RPMP)
- ✓ Conversión de potencia de c. d. a c. a.
- ✓ Compensación de potencia reactiva.
- ✓ Cancelación de armónicas.

- ✓ Protección contra aislamiento.
- ✓ Operación de UPS, etc.

2.5.15.3. Filtros de salida de Inversores

Debido al switcheo de alta frecuencia de los inversores, algunos filtros de bajo paso y redes amortiguadas son normalmente encontrados en los inversores. En resumen para hacer del inversor un costo efectivo, fabricantes intentan minimizar reactores externos e incrementar el tamaño del capacitor de salida. Los capacitores de salida del inversor reducen fuertemente el comportamiento de la fuente de corriente del inversor y también pueden ser responsables de ajustes elevados junto a circuitos de resonancia con la reactancia de la red (reactancia del cable y del transformador). Normalmente estos efectos no son detectados ó reducidos por el lazo de control de la corriente del inversor. En esta etapa, la impedancia de salida de los inversores no es ajustada por normas obligadas.

2.5.15.4. Resumen de problemas de potencia reactiva (PQ) de los Inversores.

La llave de los problemas de potencia reactiva (PQ), asociados con inversores de potencia distribuida (PD), son obtenidos cuando la topología del inversor y el comportamiento del control tienen la conducta siguiente:

- 1) La forma de la corriente de la fuente de referencia es una copia del voltaje de la red.
- 2) El inversor tiene una impedancia de salida baja como una función de la frecuencia.
- 3) El inversor tiene una fuente de corriente no ideal, conducta asociada con una capacitancia de salida elevada, reactor de salida pequeña y posición incorrecta de la medición de la corriente.

En resumen el inversor suministra características de potencia reactiva (PQ) en la red, lo siguiente deberá estar hecho en el diseño del inversor.

- 1) La corriente del inversor de la fuente de referencia deberá estar generada internamente desde una tabla sinusoidal dentro del control.

- 2) La impedancia de salida del inversor deberá ser elevada arriba de la 40va línea de la frecuencia armónica.
- 3) Una capacitancia de salida baja deberá ser usada como filtro.
- 4) La corriente deberá ser medida directamente en la salida de los cables.

CAPITULO

Problemas específicos de la interconexión de Generación Distribuida a las redes de distribución.

3

3.1. Introducción

Dentro de los problemas de la interconexión de **GD** a las redes de distribución, La generación de **potencia base** es la meta más ambiciosa de la **tecnología fotovoltaica**. Para lograr esta meta, se propone atacar primero aquellas ventanas de mercado en donde sus aplicaciones sean económicamente competitivas, con el propósito de reducir costos e incrementar eficiencias. La viabilidad de grandes centrales FV está condicionada también al desarrollo de tecnologías de almacenamiento eficientes y económicas, dado que la energía solar no es despachable, se produce en la medida en que el recurso solar está disponible.

Especialmente en sitios donde la mayor incidencia de radiación solar coincide con los picos de demanda eléctrica. Las ventajas técnicas que estas tecnologías pueden representar, en muchos casos se ven reforzadas con la preferencia de las sociedades por el uso de tecnologías de generación de bajo impacto ambiental, compatibles con el concepto de desarrollo sustentable.

Las estaciones de apoyo a la red es probablemente la primera aplicación de sistemas interconectados. Técnicamente son iguales que una estación central. La diferencia estriba en su función y localización específica dentro del sistema de distribución, características que les confieren ventajas estratégicas: posibilidad de posponer inversiones por incremento de capacidad de los sistemas de transmisión y distribución; aumento de la vida útil de las instalaciones existentes (líneas, transformadores, etc.); soporte de voltaje alimentador, al disminuir las caídas de voltaje por conducción; disminución de pérdidas por transmisión y distribución ya que parte de la energía se produce localmente; posibilidad de uso para compensar la demanda de potencia reactiva del alimentador; aumento de confiabilidad del alimentador al disminuir la probabilidad de no satisfacer la demanda pico[23]. Una subestación ofrece condiciones adecuadas para interconectarse con **estaciones fotovoltaicas de respaldo** cuando presentan las siguientes características: está cerca de su límite de capacidad térmica; se ubica en una localidad donde existe buena disponibilidad del recurso solar; el perfil de la

demanda coincide con el patrón de radiación solar, como sucede en alimentadores con muchas cargas de aire acondicionado; el crecimiento de la carga es relativamente lento; existe terreno aledaño disponible y apropiado para construir la planta FV [21 y 24].

3.2. Generación fotovoltaica sobre alimentadores de distribución.

La industria eléctrica de servicio público pretende diversificar y expandir esta mezcla de energía, más y más atención se está enfocando sobre fuentes de energía alternas tales como sistemas de **generación fotovoltaica (FV)** instaladas en subestaciones rurales ó montadas en los techos. Sistemas fotovoltaicos (FV) conectados a la red tienen que experimentarse por la compañía eléctrica de servicio público de México, en el bus de 13.8 kV de la subestación rural de Tiquicheo, Michoacán. Se pretende una instalación que incluye un inversor trifásico de 5.2 MW para convertir la salida de C. D. del arreglo FV a 480 V. C. A. Así permitiendo una conexión directa a un transformador de 0.48 / 13.8 kV., conectándose al bus de 13.8 kV., de Tiquicheo [45].

La selección de los alimentadores 4020 y 4030 de los pueblos rurales incluyendo así el pueblo de Tiquicheo con el alimentador 4010 determinará el modelo FV estimando la instalación de un inversor trifásico, demostrándose que podría llegar a ser típico en alimentadores de distribución en subestaciones rurales de México en el presente siglo. Por lo tanto, los tres pueblos rurales están al final de la alimentación trifásica y monofásica de cada uno de sus alimentadores de 13.8 / 0.48 / 0.127 kV. El objetivo principal de esta investigación de los aspectos metodológicos es para determinar si en el presente los planes para equipo de generación fotovoltaica (FV) podrán operar sin efectos diametrales sobre el mismo sistema de distribución ó en el equipo que tiene el cliente.

Dentro de la investigación los impactos del inversor FV sobre alimentadores de distribución se dividen en cuatro áreas con responsabilidades para cada una como se menciona:

1.- Estado estable y Transitorios lentos: Este estudio investiga cambios en cantidades eléctricas que el sitio recibe en un marco de tiempo de algunos segundos a algunos minutos como podrá comportarse el sitio con el paso de nubes sobre los paneles **FV**. (Ver el anexo B)[42 y 43].

2.- Transitorios rápidos: Este estudio se enfoca sobre cambios en cantidades eléctricas que se reciben en el sitio en una fracción de un segundo e incluyen switcheo de capacitores, operaciones de re cierre, sobretensiones por rayo, fallas y aislamiento.

3.- Armónicas: Este estudio investiga el desempeño de armónicas en los alimentadores de distribución y los inversores **FV**.

4. Desempeño total del sistema de distribución: El objetivo es recibir la información producida en las tres áreas previas y hacer una valoración en qué nivel de saturación de impacto elevado de generación FV distribuida podrán tener sobre el futuro de la planeación y operación de alimentadores de distribución.

3.2.1. Estado estable y transitorios lentos.

Este estudio investiga cambios en cantidades eléctricas que el sitio recibe en el marco de tiempo de algunos segundos a algunos minutos como podrá comportarse el sitio con el paso de nubes sobre los paneles **FV**. En climas moderados, fluctuaciones cortas en la irradiancia solar y su impacto sobre la red de distribución deberán convertirse en importantes consideraciones a futuro en aplicaciones a gran escala de sistemas fotovoltaicos infiltrados [41]. La irradiancia solar en climas moderados es caracterizada más frecuentemente por fluctuaciones de corto tiempo. En conexiones de alta densidad de fotovoltaicas (FV) en las redes de distribución de bajo voltaje, esto puede llevar a variaciones impredecibles de potencia y voltajes de nodo, principalmente en redes rurales y residenciales débiles. La severidad de las fluctuaciones del flujo de potencia y del voltaje en la red en el punto de acoplamiento común (PAC) son consecuencias de las fluctuaciones de la irradiancia solar que es difícil de determinar. Límites de capacidades para auto productores, son especificadas en la respectiva **norma de conexión a la red IEEE 1547-2003**, si el efecto de tales fluctuaciones de irradiancia pueden ser estimadas más realísticamente, medidas adecuadas, tales como el reforzamiento de la red ó capacidad de almacenamiento de la instalación, podrán ser tomadas necesariamente a la vez que precavidas además, medidas intensivas de costo podrían ser evitadas. Fluctuaciones de potencia son descritas por tres parámetros: magnitud, duración de una transición entre nublado y despejado, y velocidad de transición, definido como el **rango de magnitud y duración**. Basadas sobre estas definiciones, **la distribución de frecuencia acumulativa** de estos parámetros puede ser determinada desde los datos medidos. Datos de irradiancia son descritos por su factor de fluctuación el cual es el valor de la raíz media cuadrada (RMS) del filtrado de alto paso de la serie de tiempo de la irradiancia solar.

Un aprovechamiento que puede combinar ventajas es el análisis de fluctuaciones cortas en irradiancia solar y señales derivadas tales como voltaje de nodo, por medio de un análisis espectral localizado basado en ondículas. El aprovechamiento de ondículas permite dividir la

señal fluctuante acordando las escalas de tiempo significante de la fluctuación similar al filtrado de alto paso. Permite el análisis de todas las escalas de fluctuaciones desde variaciones muy cortas como ellas aparecen cerrando el borde de una nube elevada a lo largo de fluctuaciones entre nubes. El aprovechamiento de ondículas está basado sobre una completa base matemática. La irradiancia solar global tiene que estar archivada durante un año, desde estos datos de irradiancia, las series de tiempo del índice de despejado instantáneo K_T tiene que estar computadas por $2^{12} = 4096$ veces los pasos alrededor del mediodía solar (≈ 6 h) sobre los 362 días muestra. Como una buena aproximación, la distribución de frecuencia estadística del índice de despejado instantáneo K_T durante un periodo de tiempo depende solamente sobre el promedio del índice de despejado K_T y, así, el promedio de cobertura de la nube durante este periodo. Desde la conducta del tiempo-corto de la irradiancia solar alrededor de un cierto instante en tiempo es principalmente determinado por el movimiento de las nubes, esto puede ser interpretado como un **proceso estocástico (probabilístico)**. La posible realización de este proceso estocástico bajo una característica dada de cobertura de la nube puede ser obtenida multiplicando cualquier medición de serie de tiempo de K_T para un valor promedio K_T dado por la irradiancia extraterrenal en el instante deseado en tiempo. la serie de tiempo medida del índice de despejado instantáneo de un año ó sirve a lo largo como datos de entrada, para una **simulación de Monte Carlo**. Multiplicado por la irradiancia extraterrenal sobre un día y tiempo específico, ellos deberán ser aplicados como modelos de irradiancia en términos cortos en este día y tiempo con su **distribución de frecuencia** y **secuencia característica** para un específico K_T .

El sistema fotovoltaico es simulado con un arreglo fotovoltaico de celdas de silicón cristalino genérico conectadas a un inversor con una trayectoria ideal de punto de potencia máxima (PPM). Se asume que tiene un rango de c d igual a la potencia pico fotovoltaica en condiciones estándares de prueba (**CEP**) con una eficiencia de conversión en un rango de potencia de 0.9 cuando la disponibilidad de la potencia fotovoltaica es elevada tanto como el rango de c. d., del inversor, el inversor deberá limitar la potencia en orden para prevenir sobrecargas. A la vez que

al final del frente activo de un inversor fotovoltaico para conexión a la red usualmente trabaja con factor de potencia unitario, para el presente estudio, la **potencia reactiva** es modelada por una componente constante debido a la capacitancia filtrada más una componente lineal proporcional a la **potencia activa**, luego

$$q_{AC} = d_0 + d_1 p_{AC} \quad (3.2.1.1)$$

donde q_{AC} y p_{AC} son la potencia reactiva y activa de salida normalizada del inversor, respectivamente. Del factor de potencia medido sobre los inversores fotovoltaicos existentes, el coeficiente polinomio al en (3.2.1.1) tiene que estar determinado por $(d_0, d_1) = (7.2 \cdot 10^{-2}, 3.4 \cdot 10^{-2})$. Esto también es posible para variar la potencia reactiva de un inversor fotovoltaico en orden para estabilizar la red; hoy en más países, tales esquemas de control no están permitidos conectar inversores a las empresas públicas. Por lo tanto, en **redes inductivas**, localmente inyectan potencia reactiva tiene una influencia significativa y deberá aplicarse con intención en orden para mitigar las **fluctuaciones fotovoltaicas**. En este sentido, el modelo fotovoltaico transforma la serie de tiempo de la irradiancia de corto tiempo alrededor de un instante en tiempo y temperatura ambiente dando dentro de este tiempo la posible realización de potencia activa y reactiva de un sistema fotovoltaico de un rango dado. Para el cálculo de flujo de potencia, el método de caída de voltaje tiene que ser aplicado. En resumen para aislar la influencia de fluctuaciones de irradiancia desde la fluctuación de carga en tiempo-corto en nodos individuales, las cargas son tomadas como constantes. la fluctuación de parámetros de la red introducidos por fotovoltaicas pueden ser fijadas por momentos representativos del año.

Con diferentes condiciones climáticas y perfiles de carga, escenarios comparables de baja carga y elevada generación fotovoltaica deberá ocurrir durante otras estaciones, por ejemplo, sobre un atardecer de otoño ó una mañana de invierno.

Esto asume que para una red de generación infiltrada de elevada densidad, el voltaje de subestación es **ajustado a 1.0 p. u.**, anticipando aumentos de **voltajes** como una consecuencia de flujo de potencia inversa. Un aprovechamiento matemático consistente es necesario para la descripción de fluctuaciones y su persistencia en tiempo (ver el anexo B). El factor de fluctuación, como éste es introducido, es una propiedad en el dominio de la frecuencia del

registro de modelado de fluctuaciones pueden fijarse derivadas por aplicarse a **transformadas ondículas**.

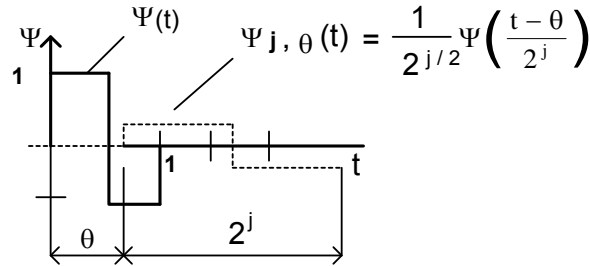


Fig. 3.1. Ondículas de Haar $\psi(t)$ y ondícula cambiada y escalada $\psi_{j, \theta}(t)$.

En analogía a las transformadas de Fourier, la transformada ondícula de una función es definida por su producto interno de esta función y un conjunto de funciones básicas orto normales. Por lo tanto, distinto de la descomposición de Fourier, las funciones básicas orto normales para la descomposición de ondículas son localizadas en el tiempo y estas no son necesariamente sinusoidales. En el presente caso, un tiempo-invariante, “estacionario” así llamado transformada ondícula son aplicadas. El aprovechamiento es una buena instancia para el análisis de fluctuaciones de irradiancia inducidas por las nubes y todas las cantidades derivadas incluyendo las posibles fluctuaciones de voltajes y flujos de potencia en una red de distribución como una consecuencia de fluctuación de generación fotovoltaica.

La transformada ondícula estacionaria \mathbf{W} de una señal $\mathbf{x}(t)$ es calculada como el producto interno de $\mathbf{x}(t)$ y el escalado y base ondícula cambiada $\psi_{j, \theta}(t)$

$$W_{2^j}^\theta(x(t)) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t) \frac{1}{2^{j/2}} \psi^* \left(\frac{t-\theta}{2^j} \right) dt \quad (3.2.1.2)$$

Con $j \in \mathbf{Z}$, θ y $t \in \mathbf{R}$.

Debido a esta similitud con los pasos bi nodal en el índice de despejado y está ortogonal dad, las ondículas de Haar tienen que ser elegidas como una función básica para el análisis de las series de tiempo del índice de despejado y cantidades derivadas. La ondícula de Haar es una simple función que es escalada por el factor 2^j y cambiada a lo largo del eje - t por θ (Fig. 3.1). Basada sobre la transformada ondícula estacionaria, periodo gramas de ondículas, son calculadas desde las series de tiempo del voltaje nodal. Como un estimado para los periodo

gramas de ondículas, I es obtenida en analogía con el periodo grama de Fourier calculando el cuadrado del coeficiente de la transformada ondícula estacionaria

$$I_{2,j}^{\theta} = |W_{2,j}^{\theta}|^2 \quad (3.2.1.3)$$

El periodo grama de ondículas es una medida del contenido de una señal de **potencia** para todo el tiempo escalado definido por j , y esto es **variable** en **tiempo** con el cambio de tiempo θ . La fig. 3.2 muestra una típica señal de voltaje nodal y esto es un periodo grama para un número de escala significativa. Fluctuaciones de voltaje nodal corresponde a la máxima local sobre la escala de tiempo que corresponde a la longitud de la fluctuación en particular.

Por ejemplo, el voltaje de depresión persiste aproximadamente 200-s, ocurre alrededor de $\theta = 1.9$ h, causan un máximo sobre la escala con $j = 6$ así como algunos efectos sobre las escalas colindantes. Contrariamente el voltaje más pequeño cortamente entintado después de $\theta = 0.8$ h principalmente efectos con la escala $j = 3$ y 4 . De acuerdo al teorema de **Parseval**, la suma sobre todas las escalas j veces integrada del periodo grama I iguales al cuadrado de la señal del voltaje analizado.

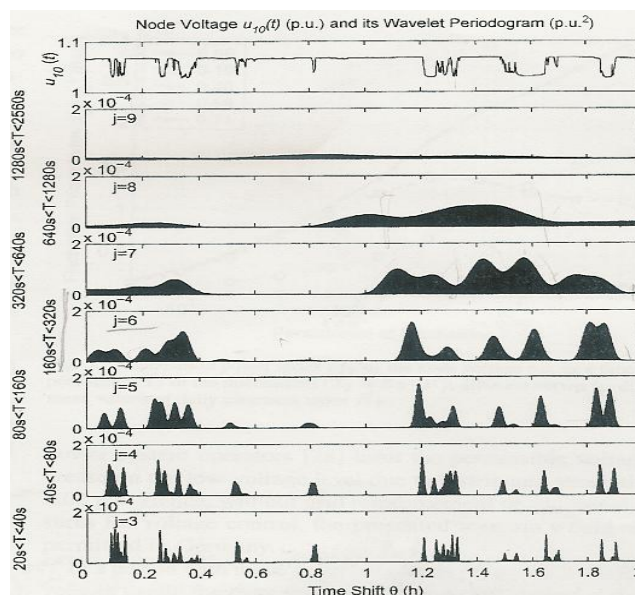


Fig. 3.2. Periodo grama de ondículas de una serie de tiempo de 2 hrs. Del voltaje nodal en el nodo 10.

La suma sobre todas las escalas ondículas j iguales al contenido de **potencia** de la señal de **voltaje nodal** $u_{10}(t)$ (Orto normalmente); $K_T = 0.73$, ondículas de Haar, $\Delta T = 5s$, descomposición con $j = 1$ hacia arriba a **12** con solo $j = 3$ hacia arriba a **9** mostrado.

Cada periodo grama representa una posible secuencia de fluctuación como esto es Introducido por una posible correspondiente secuencia de irradiancia solar alrededor del instante considerado en tiempo. En resumen para extrapolar la ocurrencia y magnitud de fluctuaciones de diferente característica persistente, valores promedio son calculados desde todas las realizaciones posibles del proceso estocástico. El valor promedio de todos los periodo gramas de ondículas para un número elevado de días muestra sobre cada escala de tiempo j deberá estar referido al “**índice de fluctuación de potencia**” (**cfp**).

El índice de fluctuación de potencia representa el valor cuadrado promedio, ó termino medio de potencia en términos matemáticos, sobre todas las fluctuaciones en la perspectiva de la señal sobre la escala de tiempo en particular. El producto del índice de fluctuación de potencia para cada escala de tiempo respectivamente la mitad de veces la escala de tiempo deberá ser referida al “**índice de fluctuación de energía**” (**cfe**). Para una escala de tiempo especificado con j , esta relación se lee.

$$Cf_e j = 2^{j-1} \Delta T \quad (3.2.1.4)$$

Otra vez aplicado al nodo de voltaje, **c f e** una medida para energía que es típicamente ligada y exenta otra vez durante una variación de voltaje de la persistencia T_j con.

$$T_j = 2^{j-1} \Delta T \quad (3.2.1.5)$$

Por lo tanto, el índice de fluctuación de energía y el índice de fluctuación de potencia abastece a la estimación de la persistencia y rigor de las fluctuaciones de voltaje inducidas por generación fotovoltaica conectadas densamente. Además, cuando introducen dispositivos de almacenaje, estas indican también formas de medida para la capacidad de almacenamiento necesaria para diferentes características significativas de tiempo expirado.

(Para los puntos **3.2.1.1.**, **3.2.1.2.**, **3.2.1.3.**, consultar el **ANEXO B**. Elementos de probabilidad y estadística en el análisis de los estudios de transitorios lentos)[42 y 43].

3.2.1.1. Irradiancia y fluctuaciones de voltaje.

El periodo grama de ejemplificación en la Fig. 3.2 muestra una posible variación del voltaje en el nodo 10 bajo un cielo de verano ligeramente nublado. Cuando las nubes no cubren el sol, la generación fotovoltaica es limitada por el rango de potencia del inversor, el voltaje de nodo durante este periodo es el techo. Las veces que las nubes cubren el sol, la irradiancia solar puede caer rápidamente por abajo del 30 % antes de este valor, causando variaciones inesperadas en el voltaje de nodo en el rango de 0.03 a 0.04 p. u. Los valores elevados de voltaje generalmente de 1.03 a 1.05 p. u. al final del alimentador, con el voltaje de subestación ajustado a 1 p. u., es característico para la baja carga de 0.556 MW por hora. Sobre una tarde con despreciable cubierta de nubes, en el pueblo de Tiquicheo, Michoacán con alta densidad FV, el voltaje nodal deberá comportarse del mismo modo.

Estas variaciones de voltaje están aún dentro de los límites de las normas internacionales del voltaje de red como la IEEE 1547-2003 y IEC 60 038. Por lo tanto, en la práctica, estas variaciones se adicionan a las variaciones de voltaje ya presentes sin GD. Esto es porque la guía de operadores de la red regional ó nacional para la conexión de la red de generación distribuida a menudo el nivel introduce límites adicionales para el aumento de voltaje debido solo a la generación distribuida.

En un periodo con nubes más esparcidas ($k_T = 0.2-0.6$), el voltaje podrá fluctuar más a menudo y persistir en periodos medianos en el “estado elevado”; por lo tanto, la amplitud de la fluctuación de voltaje en este nodo podrá ser la misma. Con la elevada demanda de carga, como el pico ocurre en el alimentador 4020 alrededor de las 22:00 hrs., el voltaje llega a estar abajo de 1.0 p. u., por lo tanto, con la amplitud alterada de la fluctuación del lado de la potencia pico FV instalada. La amplitud de las fluctuaciones principalmente depende de los parámetros astronómicos, tal como el tiempo del día y la estación, reflejando el ángulo variable de incidencia sobre un arreglo FV fijado.

3.2.1.2. Índices de fluctuación del voltaje nodal.

Los cálculos de flujo de potencia basados sobre las series de tiempo de la **irradiancia solar** permite ya la valoración del voltaje nodal y la amplitud de estas fluctuaciones bajo condiciones

meteorológicas típicas y escenarios de carga. Además, el estudio del anexo B; no suministra cualquier información sobre la frecuencia típica de ocurrencia y persistencia de variación de voltaje inducido por FV. Por lo tanto, los valores promedio de la fluctuación de la potencia variable contenidas por un elevado número de días ejemplo son necesarios.

Para una persistencia mediana, el índice de fluctuación de potencia es generalmente mediano que para valores altos. Con un incremento linealmente en escala de tiempo j , el índice de fluctuación aumenta ligeramente más rápidamente que linealmente hacia arriba a un máximo local.

En nuestro caso específico tenemos valores máximos para condiciones de cielo con nubes esparcidas con un índice de despejado K_t entre 0.00005002 y 0.8192. Un despreciable máximo local es visible alrededor de una **persistencia entre 131.49 a 1119.64 s.**, indica que este rango de fluctuación es especialmente significativo para planear la red y almacenamiento de potencia fotovoltaica. La máxima local que esta visible en 38,338 s., indica cambios globales de las condiciones de tiempo durante 2.35 Hrs., tal como un cielo despejado a nublado en la mañana o tarde. Obviamente, está máxima no tiene significativo sentido en las memorias para fluctuaciones de tiempo corto de la **irradiancia solar**.

3.2.1.3. Impacto sobre la red y almacenaje necesario.

Para fluctuaciones de varias decenas de segundos arriba de una hora con una alta frecuencia de ocurrencia, baterías convencionales podrán estar menos preparadas subsecuentemente ellas no podrán suministrar el número elevado necesario de ciclos de carga. Hoy, superconductores pueden ya salvar fluctuaciones de 30 minutos y más y su capacidad es rápidamente aumentada. Ya que fluctuaciones más significativas están situadas entre diversos minutos arriba de una hora. Basado sobre las mismas series de tiempo del índice de despejado K_t como lo describimos anteriormente, súper capacitores para la mitigación de fluctuaciones de potencia tienen que estar dimensionados para un escenario comparable de alta densidad de conexión FV a un alimentador de distribución. La capacidad necesaria del limpiador para mitigar las fluctuaciones arriba de 1 hora de persistencia tiene que estar determinados a 86 k J / k W de potencia pico FV para los alimentadores de distribución. En el caso de los alimentadores de distribución, la amplitud de las fluctuaciones cortas de voltaje de 1 hora están reducidas de (-) 5

% a (+) 5 % del rango de voltaje. El costo de súper capacitores en el 2003 fue alrededor 1400 Euros (U. S. \$ 1700) por k W de potencia pico FV, el cual es el 18 % del promedio del precio del FV conectado a la red en Bélgica. A menudo y otras opciones menos costosas para mitigar fluctuaciones de voltaje inducidas por FV en el futuro en redes de distribución podrán ser aplicados inversores FV que puedan inyectar potencia reactiva variable ó transformadores de medio ó bajo voltaje con cambiadores de tap electrónico. El efecto de la inyección de potencia reactiva sobre muy bajo voltaje depende mucho sobre el rango r / x de la línea, el concepto de tap electrónico tiene que ser ya estudiado y su respectivo patentado está pendiente.

3.2.2. Transitorios rápidos.

Este estudio se enfoca sobre cambios en cantidades eléctricas que se reciben en el sitio en una fracción de un segundo e incluyen switcheo de capacitores, operaciones de re cierre, sobretensiones por rayo, fallas y aislamiento. Dentro de este estudio hay conceptos ya conocidos que manejan con frecuencia los ingenieros con especialidad en **SEP**. Un concepto nuevo que se empieza a estudiar en el manejo de **GD** el cual es el aislamiento de la red en sistemas de generación FV interconectados con la red de potencia, por lo cual explicaremos en que consiste este tema.

3.2.2.1. Definición de aislamiento

Aislamiento [44] es el fenómeno eléctrico en una sección de una red de potencia desconectada desde la fuente principal, donde las cargas en esta sección desconectada son enteramente alimentadas por sistemas **FV** y donde el voltaje y la frecuencia son mantenidos alrededor de valores nominales. En el punto de desconexión de una isla es esencial que la potencia activa y la potencia reactiva en el punto de desconexión estarán bien cerradas a cero. La desconexión de la isla podrá también auxiliarse sin introducir un corto circuito entre las fases y/o entre una fase y tierra. Cualquier falla fuerza al voltaje a valores muy bajos y todo el sistema **FV** podrá inmediatamente desconectarse y el aislamiento podrá no ocurrir.

En la AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA (**AIE**) la tarea del grupo de trabajo **V** decidió que el nivel más bajo de aislamiento esta en el punto de interrupción más bajo en la red de potencia. Esto esta en los fusibles o en el medio de desconexión en los cables de bajo voltaje ó

en el cierre de línea para el transformador de distribución. En la práctica este medio en pocas casas arriba de unos pocos cientos de casas conectadas a un transformador de distribución.

Aislamiento es una condición balanceada en una parte desconectada de una red de potencia donde la carga es sosteniblemente alimentada por los sistemas **FV** conectados. Una condición balanceada de solo unos pocos segundos no es categorizada como una potencia sosteniblemente balanceada. Dentro de la tarea del grupo de trabajo **V** de la **AIE** es tratado como un posible aislamiento un periodo de 5 ó más segundos. Aislamiento es cuando una parte desconectada de la red de potencia es sosteniblemente alimentada por los sistemas **FV** conectados ó otros generadores conectados por un periodo de 5 ó más segundos. La metodología sobre cuánto este estudio es analizado y descrito a continuación, nos explica cuántas mediciones son hechas y cuánto los datos son analizados.

3.2.2.2. Metodología [44].

La probabilidad de aislamiento en una red de distribución con un alto nivel de penetración de sistemas **FV** conectados es difícil de obtener porque tal sistema de distribución no esta presente en el mundo. Unas pocas áreas residenciales están presentes en el mundo en el cual muchos sistemas **FV** están instalados pero estos sistemas no son adecuados para un intensivo programa de medición para determinar la probabilidad de aislamiento por las restricciones técnicas y/o dificultades organizacionales. Para superar estos problemas un sistema especial de medición fue desarrollado para obtener información sobre cuanta frecuencia y por cuanto largo aislamiento puede ocurrir en una red de distribución sin la necesidad de muchos sistemas **FV**. Estas mediciones y sistema de registro de datos están diseñados sobre la idea de medir la carga de todas las bahías de salida de un transformador de distribución y para simultáneamente medir la potencia producida por un solo sistema **FV**. La carga y la potencia producida por el sistema **FV** es correlacionado con el tiempo y el análisis de datos fuera de línea es posible cuando se registran los parámetros medidos sobre un sistema computarizado. La muestra ejemplo podrá ser suficiente para capturar el fenómeno eléctrico de aislamiento. El aislamiento de las redes de distribución sobrepasa el rango de segundos. Un adecuado rango de muestra es por consiguiente un intervalo de 1 segundo. La carga de una red de potencia y la potencia producida por un sistema **FV** varía por las diferentes estaciones del año. Por lo tanto, el tiempo

de medición podrá ser un mínimo de todo 1 año para capturar la influencia de las estaciones del año. La potencia producida por sólo un sistema FV podrá, por mucho, no ser suficiente para igualar la carga de la red de distribución. La comparación directa de los datos de la carga y la potencia producida por el sistema FV no es posible por consiguiente. Cuando multiplicas la potencia producida por el sistema FV con un factor constante es posible variar POR CALCULO el nivel de penetración del sistema FV conectado a la red de potencia. Cuando comparan la actual carga de la red y el incremento de la potencia FV, condiciones posibles de balanceo pueden ser determinadas. Esta comparación puede ser repetida usando diferentes multiplicadores, así variando el nivel de penetración de sistemas FV en la red de potencia multiplicando la potencia FV no introducen significativas imprecisiones como la potencia FV esta basada sobre datos actuales de medición que tienen una relación directa en el tiempo con la carga medida de la red. La sola hipótesis de esto hace que todos los sistemas FV tengan las torres idénticamente orientadas al sol y que los inversores de potencia eléctrica tengan características idénticas.

El multiplicador puede tener cualquier valor para simular niveles de penetración bajos, medianos ó altos de sistemas FV. Un valor realista puede ser determinado observando el espacio disponible del techo de las casas conectadas a la red de distribución podrán ser determinadas calculando el rango entre la carga y la potencia FV. El rango es calculado por muchos ejemplos medidos sobre el año. El rango que ocurre más frecuentemente es el rango para el cual en condiciones balanceadas entre la carga y el sistema FV ocurre más frecuentemente. El dato puede luego ser analizado comparando la carga con la potencia del sistema FV multiplicado por el rango encontrado. Esta comparación puede ser repetida para valores de rango bajo y para valores altos, para obtener información sobre la ocurrencia de aislamiento por diferentes niveles de penetración de sistemas FV. Este aprovechamiento esta hecho desde una perspectiva eléctrica y los resultados podrán ser evaluados cuanto razonable sea el uso de valores multiplicados en términos de superficie de techos disponibles para sistemas FV. El número de casas conectadas a un transformador de distribución varía en diferentes países. Algunos países usan transformadores montados en postes alimentando a pocas casas, mientras a lo largo transformadores de distribución son usados en otros países alimentando arriba de diversos cientos de casas. Las áreas residenciales donde las mediciones son hechas podrán ser aceptables para todos estos países. El área residencial seleccionada en la ciudad de Amhem, Holanda tienen 5 bahías de salida y cualquier fase alimenta desde 2 hasta

82 casas. Las mediciones son hechas sobre un nivel de fase individual. El análisis para condiciones balanceadas para varios niveles de penetración esta hecho para cualquier bahía individual y fase. Esto es importante para incluir flujo de potencia reactiva y activa durante el análisis. El sistema de medición esta equipado para medir y registrar ambas potencia reactiva y activa de todas las bahías de salida, fases y sistemas FV. Aparte de sistemas FV otros pequeños generadores podrán ser conectados a redes de distribución de bajo voltaje.

Ejemplos son combinaciones de micros de calentamiento e instalaciones de potencia que suministran a casa ó a bloques de casas con agua caliente y calentamiento de áreas, producen electricidad como un producto. Estos generadores son desde la perspectiva de aislamiento muy comparables. Tales sistemas son convenientes, seis podrán en un futuro cercano estar comercialmente disponibles en el mercado. Para hacer estudios de aislamiento para este posible tipo de generador, los parámetros de la velocidad de viento y la temperatura ambiente tendrán que ser medidos. Estos dos parámetros tienen una buena correlación con la demanda de calentamiento de espacio de una casa. Este reporte no incluye el análisis para la probabilidad de aislamiento para tales generadores. La cantidad de datos obtenidos por la medición y sistema de registro es bastó. En total 49 parámetros son registrados cualquier segundo durante las 24 Hrs. Por día y por todo un año. El tamaño de la porción de datos es sobre 9 Gbit y este es analizado varias veces. La evaluación es hecha sobre toda la porción de datos. Aunque, analizando la porción de datos para un restringido número de ejemplos esto es posible cuando usan técnicas estadísticas los resultados podrán ser discutidos como la gente podrá argumentar sobre las técnicas estadísticas utilizadas. Para eliminar cualquier discusión sobre cuanto el análisis fue hecho decidimos hacer la evaluación sobre toda la porción de datos. Cuando comparan la carga de la red con la potencia FV multiplicada por factor constante dos parámetros pueden ser variados. Una es la constante multiplicadora con la cual la potencia FV es multiplicada. La segunda variable es el margen usado, cuando comparando la carga de la red con la potencia FV es multiplicada por un factor constante. Este margen es muy importante como también un margen pequeño dado a un número bajo de condiciones balanceadas, aunque también un margen grande dado a un número alto de condiciones balanceadas. El análisis del margen puede ser ajustado a cualquier valor: 2 %, 5 % ó aún 20 %. El mejor y el margen más realista es difícil de determinar ya que el margen representa el promedio que nos permite que la potencia activa y la potencia reactiva de una isla puedan permanecer estables ó convertirse inestables. En una isla inestable el voltaje y/o la frecuencia va hacia afuera de los

ajustes de protección en cada inversor FV resultando en una desconexión del sistema FV. La experiencia de expertos en el campo de estabilidad de la red muestran que una caída ó subida de un poco por ciento de potencia reactiva ó activa en una red significativamente afecta el voltaje y/o la frecuencia. La evaluación de los datos es hecha usando un margen pequeño pero también para un margen grande más allá de que sean aceptables desde un punto de vista electrotécnico observando la estabilidad de la potencia de la red. Esto es hecho para una pre-hipótesis que podrá resultar en discusión de la validación de los resultados del estudio. Dentro del análisis de datos y mediciones de la metodología es importante tomar en consideración lo siguiente [42]:

3.2.2.3. Rango entre carga y potencia FV.

3.2.2.3.1. Metodología para el cálculo.

Para determinar porque la potencia FV en condiciones balanceadas ocurre necesitamos estudiar el rango entre la carga y la potencia producida por el sistema FV. Esto se calcula para determinar el rango entre la potencia FV y la potencia en cualquier fase de cualquier bahía de la subestación. En otras palabras el rango varia como la carga de la potencia de la red y la potencia de salida del sistema FV varia en el tiempo por lo tanto, el rango se calcula en cualquier segundo usando la ecuación (3.2.2.3.1.1):

$$\text{Rango} = P_{\text{carga}} / P_{\text{FV}} \quad (3.2.2.3.1.1)$$

El rango es una posible indicación sobre niveles de penetración para el cual el aislamiento podrá ser relevante. Ahora la ecuación (3.2.2.3.1.1) se convierte en:

$$\text{Rango} = I_{\text{carga}} / I_{\text{FV}} \quad (3.2.2.3.1.2)$$

3.2.2.4. Probabilidad y riesgo de encontrar un aislamiento [44].

3.2.2.4.1. Probabilidad

La probabilidad de aislamiento es definido como las veces que condiciones balanceadas están presentes en relación al total de veces que condiciones balanceadas podrán ocurrir. El total de veces para condiciones balanceadas esta calculada como la suma del número de condiciones balanceadas multiplicado por el tiempo que permanece estable las condiciones balanceadas.

$$\text{Probabilidad} = \frac{\sum \text{número de condiciones balanceadas} * \text{tiempo}}{\text{Segundos relevantes en un año}} \quad (3.2.2.4.1.1)$$

3.2.2.4.2. Riesgo de encontrar un aislamiento.

Cuando multiplicas la probabilidad de una condición balanceada con la probabilidad de mantenimiento el riesgo de encontrar un aislamiento es virtualmente cero.

3.2.3. Calidad de la energía (Armónicas).

Con los conceptos de calidad de la energía incorporados formalmente en las redes de distribución y la mayor tendencia hacia la automatización y control, constituyen un mayor grado de sofisticación, que en los conceptos de planeación de las redes de distribución [21] a futuro incorporen cada vez más problemas de: indisponibilidad del terreno, impacto ecológico, impacto social y las cada vez más crecientes limitaciones presupuestales, etc., Hace necesario que se revisen los criterios convencionales para la planeación de los sistemas de distribución, se debe cumplir por lo menos con los siguientes objetivos:

- 1.- Garantizar un gran valor de continuidad, una alta disponibilidad y confiabilidad.
- 2.- Proveer un servicio con calidad, manteniendo las variaciones de voltaje dentro de los límites permisibles especificados, así como la máxima caída de voltaje ocasionada por el arranque de motores en el punto más remoto de un secundario.
- 3.- La máxima demanda pico permisible.
- 4.- La confiabilidad.

5.- Las pérdidas.

La interconexión de sistemas fotovoltaicos con la red eléctrica puede producir distorsión armónica en el voltaje de línea, incremento de la carga reactiva del alimentador, variaciones de voltaje e interferencia electromagnética. La distorsión del voltaje tiene algunas consecuencias negativas en los equipos de transmisión y distribución (**T y D**), así como en los de los usuarios de la red. El inversor de un sistema FV puede introducir **armónicos** de corriente en la red, que al circular por las impedancias del sistema de T y D producen caídas de voltaje **armónicas** y por lo tanto, **distorsión** en el punto de acoplamiento. La magnitud de la distorsión de voltaje depende de la impedancia del sistema a las frecuencias en cuestión y de la magnitud de las corrientes armónicas. La distorsión de voltaje se agrava cuando se presentan resonancias en paralelo, cuya característica es un incremento pronunciado en la impedancia del alimentador a la frecuencia de resonancia [46].

3.2.3.1. Análisis del posible fenómeno de resonancia en serie, paralelo y localización de generación armónica.

En el diagrama unifilar de la red conectada a Tiquicheo, analizaremos el posible fenómeno de resonancia en serie y en paralelo; el cual depende de la configuración de la red y la localización de las fuentes de generación armónica[46]. En la práctica, estos dos fenómenos son enlazados en un circuito y en ambos el voltaje se incrementa y las distorsiones de la corriente son prácticamente medidas. Por lo cual nos apoyaremos en la siguiente ecuación:

$$F_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$$

donde F_r es la frecuencia de la resonancia y L y C son la reactancia y capacitancia equivalente en serie ó paralelo de la red.

Esta resonancia puede aún ser más diversa si la potencia de la red es débil, es decir, L es grande lo cual resulta en una resonancia en paralelo de baja frecuencia. Cuando una de las armónicas presentes en la distorsión de la red de respaldo corresponde con la frecuencia de la resonancia en serie, corrientes de resonancia muy elevadas deberán fluir en la red, solo amortiguada por la resistencia de la red. Analizaremos el posible fenómeno de resonancia en la

red eléctrica del área central de C.F.E. zona Altamirano, Guerrero., donde se pretende instalar un inversor de potencia distribuida (PD), el fenómeno de resonancia en redes de transmisión y distribución es común donde bancos de filtros compensadores ó enormes redes de cables son implementados. Existe siempre una posibilidad de resonancia en serie y en paralelo en cualquier red, recursos de potencia distribuida son normalmente conectados a redes de bajo voltaje. En el caso de inversores fotovoltaicos, ellos están conectados directamente a la red de 0.48 / 13.8 kV.

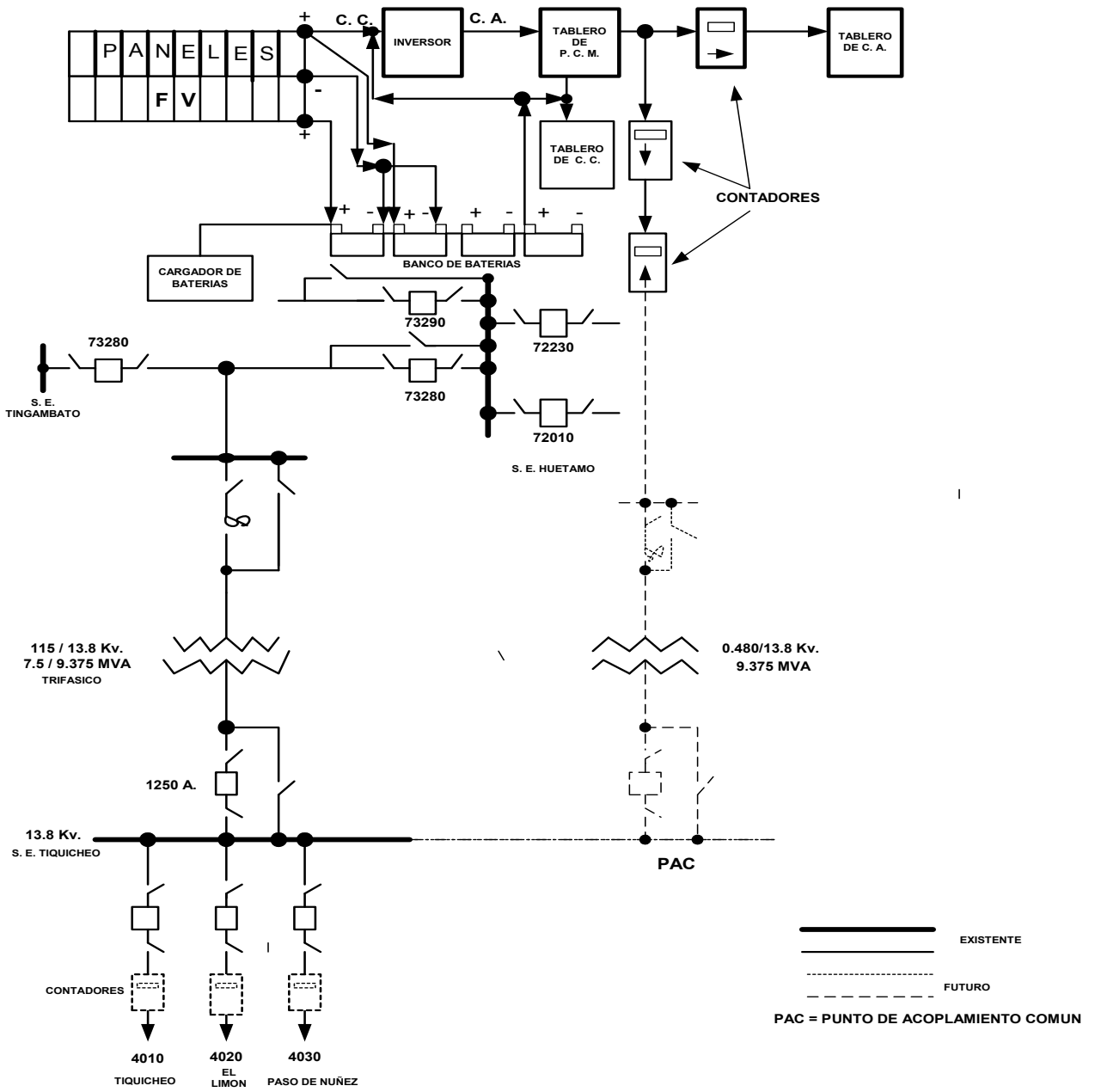


Fig. 3. 3. DIAGRAMA UNIFILAR DE CONEXIÓN A LA RED

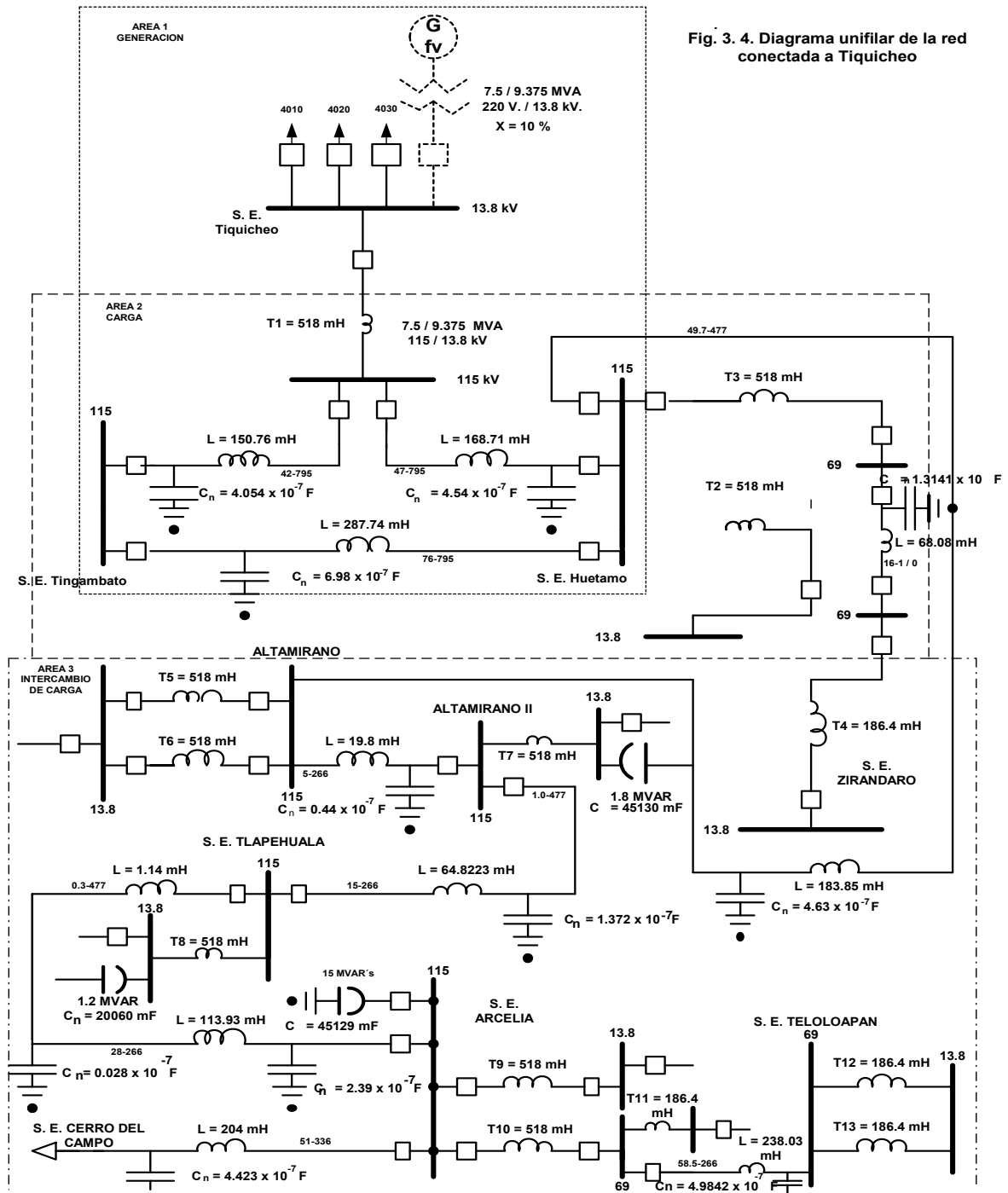


Fig. 3. 4. Diagrama unifilar de la red conectada a Tiquicheo

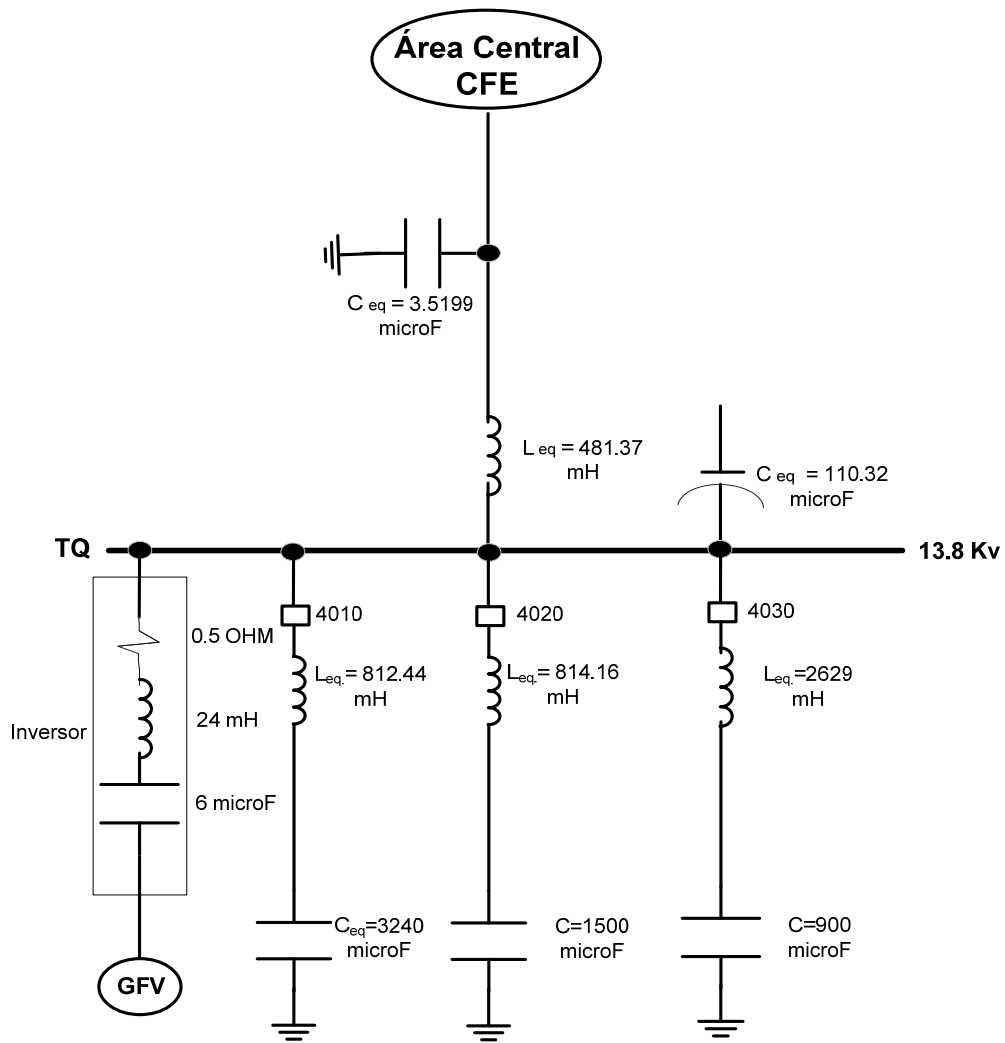
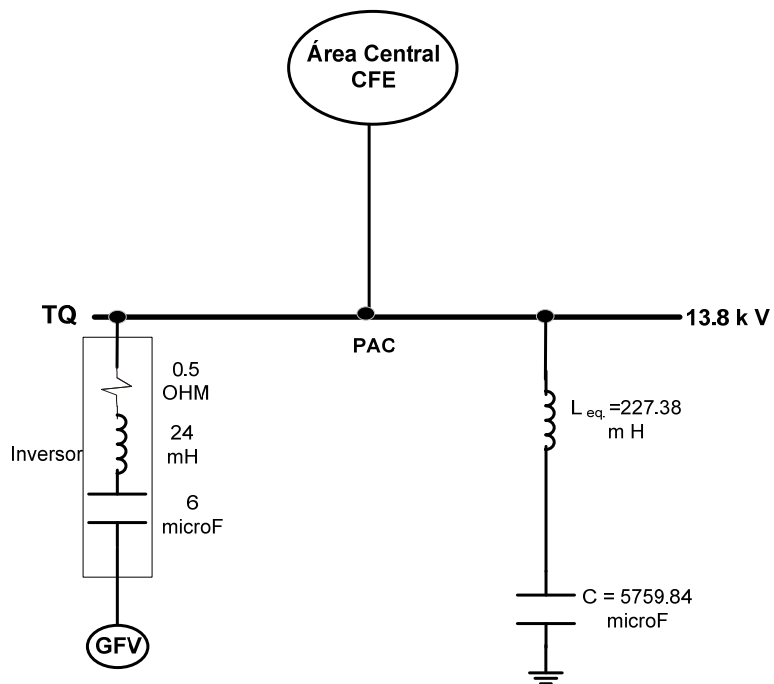


Fig. 3.5. Diagrama unifilar equivalente del área central de C.F.E., S.E. Tiquicheo.



1.- Reactancia equivalente combinación de transformadores, cables e inversor.
 $L_{eq} = 227.38 \text{ m H.}$

2.- Capacitancia equivalente combinación de 1880 casas, 1 inversor, 3 bancos de capacitores y líneas de transmisión.
 $C_{eq} = 5759.84 \text{ microF.}$

Fig. 3.6. Circuito equivalente del área central de C.F.E. S. E. Tiquicheo con GFV.

Datos:

Sustituyendo valores en la ecuación de frecuencia de la resonancia tenemos:

$$L_{eq} = 227.38 \text{ m H.} = 0.22738 \text{ } \mu\text{H}$$

$$C_{eq} = 5759.84 \text{ } \mu\text{F}$$

$$f_r = \frac{1}{2 \times 3.1416 \sqrt{0.22738 \times 5759.84}} = \frac{1}{6.2832 \sqrt{1309.67}} = \frac{1}{6.2832 \times 36.19} = \frac{1}{227.38} =$$

$$\frac{1}{0.00022738} = 4,397.92 \text{ Hz}$$

$$f_r = 4,397.92 \text{ Hz}$$

$$f_r = \frac{4397.92}{50} = 87.95 \approx \mathbf{88 \text{ Armónicos}}$$

$$f_r = \frac{4397.92}{60} = 73.29 \approx \mathbf{73 \text{ Armónicos.}}$$

Ahora consideramos filtros sobre clientes de bajo voltaje para ver el impacto en la frecuencia de resonancia.

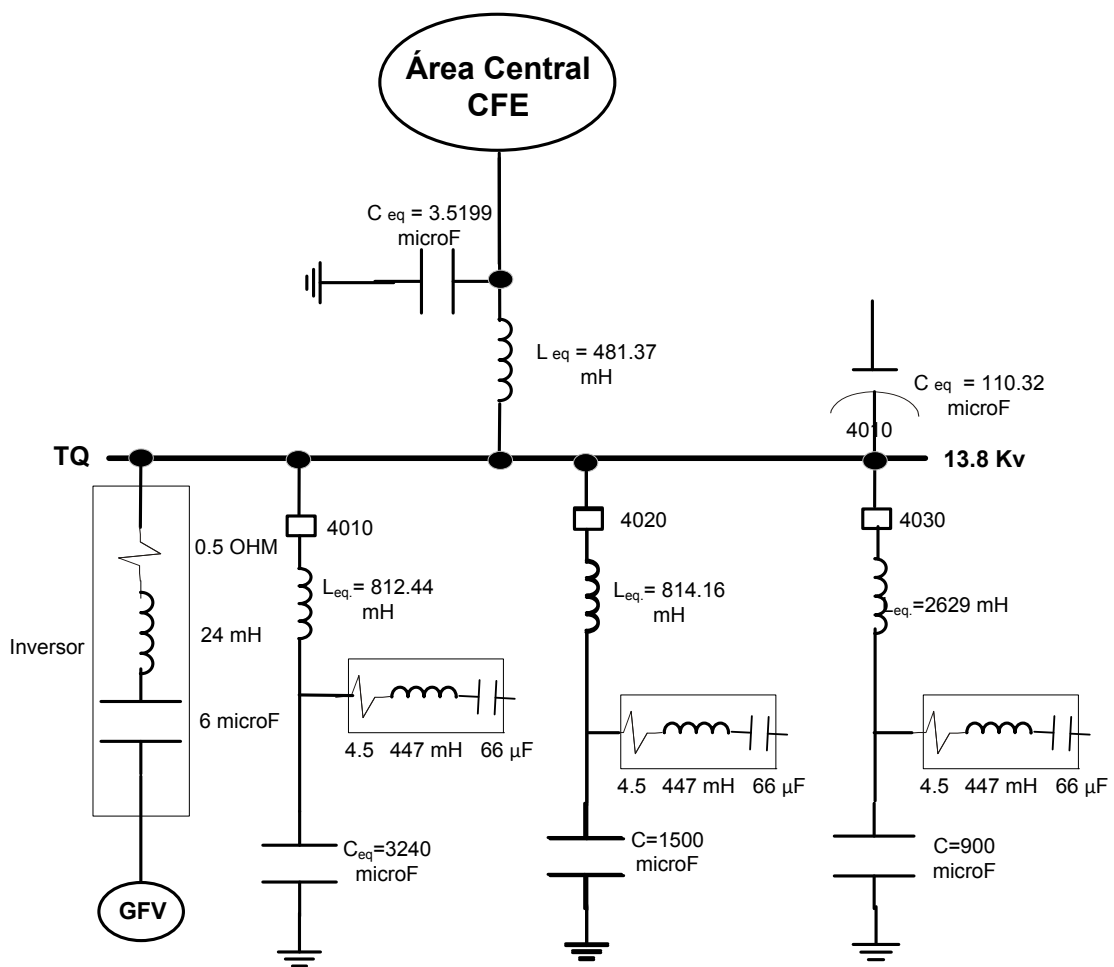


Fig. 3.7. Diagrama unifilar equivalente del área central de C.F.E. S.E. Tiquicheo considerando filtros.

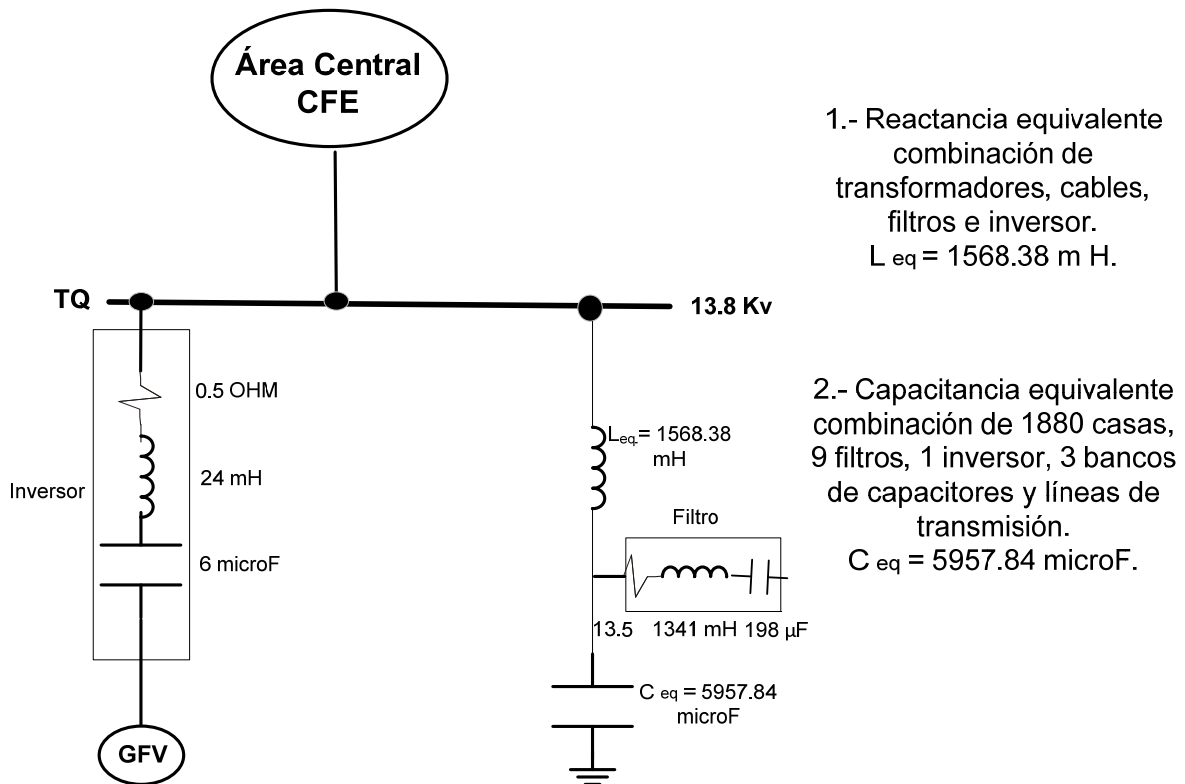


Fig. 3.8. Circuito equivalente del área central de CFE considerando filtros armónicos y GFV.

Datos:

Sustituyendo valores en la ecuación de frecuencia de la resonancia tenemos:

$$L_{eq} = 1568.39 \text{ m H.} = 1.568 \mu\text{H}$$

$$C_{eq} = 5957.84 \mu\text{F}$$

$$f_r = \frac{1}{2 \times 3.1416 \times \sqrt{1.568 \times 5957.84}} = \frac{1}{6.2832 \times \sqrt{9341.89}} = \frac{1}{6.2832 \times 96.65} = \frac{1}{607.27} =$$

$$\frac{1}{0.00060727} = 1,646.71 \text{ Hz}$$

$$f_r = 1,646.71 \text{ Hz}$$

$$f_r = \frac{1646.71}{50} = 32.93 \approx \mathbf{33 \text{ Armónicos}}$$

$$f_r = \frac{1646.71}{60} = 27.44 \approx \mathbf{27 \text{ Armónicos.}}$$

3.2.3.2. Impacto en la red de distribución sobre la adopción de filtros armónicos distribuidos sobre clientes de bajo voltaje [34].

Los clientes de bajo voltaje de una red de distribución podrán ser considerados como fuentes de corriente armónica que típicamente producen componentes de 3ra, 5ta y 7ª armónica con un nivel de distorsión significativa y 9na y 11va corriente armónica con menor significado. En resumen para evaluar mejor los impactos que estas fuentes de armónicas distribuidas tienen en la **calidad de la energía** se propone y se ejecuta un estudio en la red de distribución de los alimentadores 4010, 4020 y 4030 de la subestación de Tiquicheo de 13.8 kV basándonos en prototipos de filtros pasivos sintonizados de bajo costo, los filtros proyectados son filtros RLC en serie que están sintonizados en la 3ra, 5ª, y 7ª, componente armónica. Visualizando los resultados del cálculo del impacto sobre la red de distribución basado sobre la estrategia de considerar filtrado armónico en el lado de la carga de los clientes de bajo voltaje.

Los principales objetivos de este estudio son:

- 1) Mejorar el factor de potencia de la instalación eléctrica de los clientes.
- 2) Reducir distorsiones de voltaje y corriente a límites normalizados.
- 3) Reducir pérdidas reactivas y activas.

3.2.3.2.1. Diseño del filtro

Este estudio propone el uso de un filtro pasivo R-L-C en derivación por fase sintonizado en frecuencias de 180, 300 y 420 Hz, el cual corresponde respectivamente a la 3ra, 5ª, 7ª, componente armónica. El estudio consiste en la determinación de la R, L, y C (resistencia, inductancia y capacitancia, respectivamente) valores para cada rama del filtro que podrá ser

conectado en paralelo con la carga no lineal del cliente en resumen para obtener la impedancia mínima en la sintonización de las frecuencias deseadas. Conforme al tipo de cliente, una fase, dos fases ó tres fases, el filtro podrá tener 3, 6 ó 9 ramas y podrá ser instalado en la entrada de energía del cliente, el cual es conectado en el lado de bajo voltaje del transformador de distribución, como se ilustra en el diagrama unifilar, para un cliente monofásico.

En la frecuencia de sintonización (ω_n), Las reactancias capacitivas e inductivas del filtro armónico son iguales, resultando en la relación dada en (3.2.3.2.1.1).

$$(\omega_n) = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (3.2.3.2.1.1)$$

La impedancia del filtro esta dada como

$$Z_f = R + j \left(\omega L - \frac{1}{\omega C} \right) \quad (3.2.3.2.1.2)$$

donde Z_f es la impedancia del filtro a frecuencia ω_n , expresada en ohm. Considerando la resistencia R igual a 0.5 (Ω) en (3.2.3.2.1.2) y la capacitancia C variando acorde al intervalo de $2 \mu F \leq C \leq 50 \mu F$ debido a las razones comerciales, uno puede obtener el valor que representa el mínimo del sitio de Z_f para las frecuencias de 60, 180, 300 y 420 Hz, con la inductancia variando de acuerdo al intervalo de $20 \text{ m H} \leq L \leq 200 \text{ m H}$. Una buena solución, la cual simultáneamente minimiza la impedancia del filtro para algunas frecuencias de armónicas específicas y minimiza la impedancia del filtro a 60 Hz en resumen para limitar las perdidas causadas por la corriente en la frecuencia fundamental, podrán ser obtenidas.

TABLA 3. 1.

Ejemplo de medición de corriente a un Típico cliente monofásico

Orden Armónico	Corrientes rms
Fundamental (I1)	4,90 A
3ra (I3)	1,08 A
5ª (I5)	0,92 A
7ª (I7)	0,50 A

TABLA 3. 2. Valores para L y C del filtro pasivo monofásico en derivación

Frecuencia (Hz)	L (m H)	C (μF)
180	78	10
300	47	6
420	24	6

En la misma frecuencia, el valor de la capacitancia es inversamente proporcional al valor de la inductancia, y se podrá elegir una combinación que tenga un valor el capacitor que podrá fácilmente estar disponible en el mercado. Esto es también recomendable para dar preferencia a un par de inductor y capacitor de pequeñas dimensiones y bajo peso.

A continuación procederemos con los cálculos del diseño de un filtro pasivo monofásico en derivación del sistema que enlaza a la subestación eléctrica de distribución de 13.8 kV/480/127 V., la cual alimenta cargas de los pueblos de Tiquicheo, Michoacán (4010), El limón, Michoacán (4020), y Paso de Núñez, Michoacán (4030).

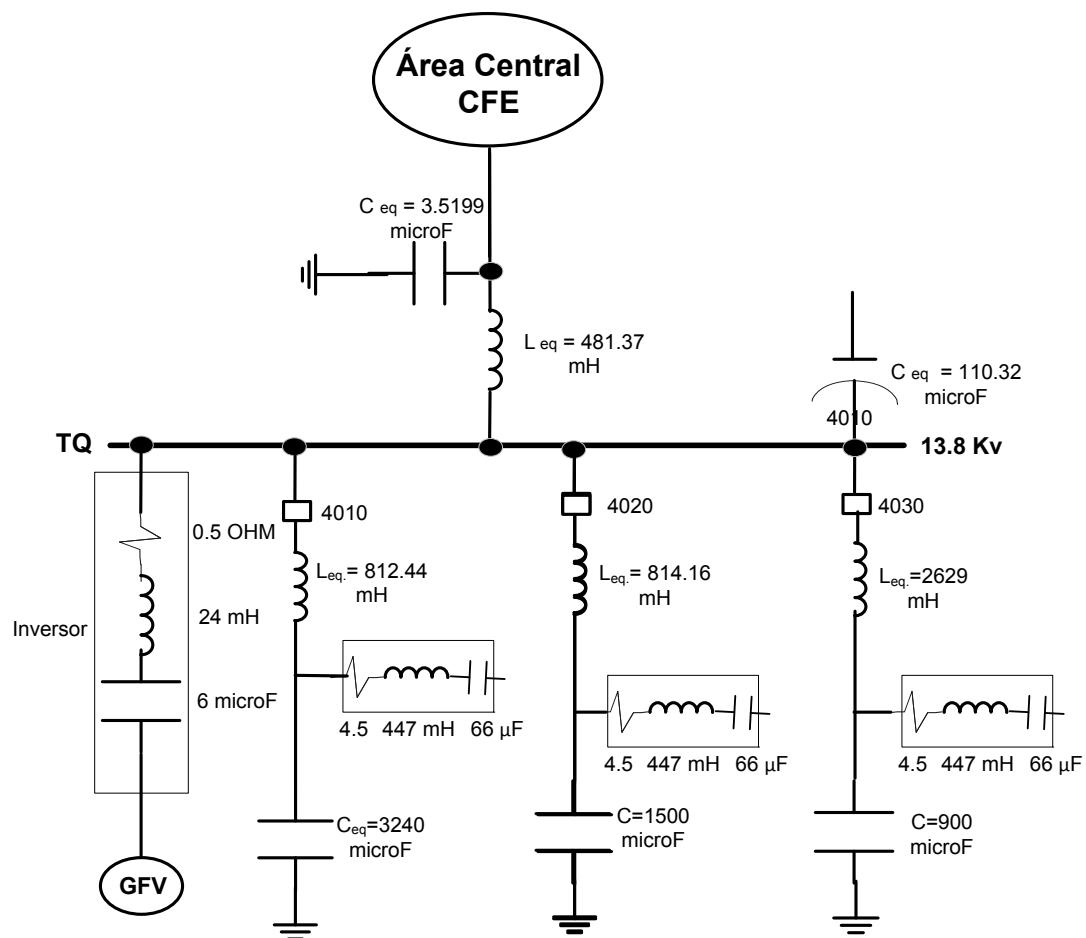


Fig. 3.9. Diagrama unifilar equivalente del área central de CFE S.E. Tiquicheo.

Alimentador 4010 del pueblo de Tiquicheo, Michoacán:

Filtro monofásico de 3 ramas considerando reactancias inductivas de transformadores de distribución y cables de la red así como, reactancia capacitiva de las casas, por lo tanto:

Cálculo a la frecuencia de 180 H z.

$$L_{\text{eq. L \& T}} = \frac{812.44}{\sqrt{3}} = 469.062 \text{ m H Monofásico}$$

$$\{547.062\text{mH}\} = \{0.547062 \text{ H}\}$$

$$L_{\text{rama del filtro}} = 78 \text{ m H}$$

$$C_{\text{eq. casas}} = 623.54 \text{ } \mu\text{F}$$

$$\{633.54\mu\text{F}\} = \{0.00063354 \text{ F}\}$$

$$C_{\text{rama del filtro}} = 10 \text{ } \mu\text{F}$$

Frecuencia de sintonización

$$\omega_n = \frac{1}{\sqrt{LC}} = \frac{1}{\sqrt{0.547062 \times 0.00063354}} = \frac{1}{\sqrt{0.00035}} = \frac{1}{0.019} = \mathbf{52.63}$$

La impedancia del filtro es.

donde:

$$R = 0.5$$

$$L = 78 \text{ m H.} = 0.078 \text{ H}$$

$$C = 10 \text{ } \mu\text{F} = 0.000010 \text{ F}$$

$$\omega_n = 52.63$$

$$Z_f = R + j \left(\omega L - \frac{1}{\omega C} \right) = 0.5 + j \left(52.63 \times 0.078 - \frac{1}{52.63 \times 0.000010} \right) = 0.5 +$$

$$j \left(4.10514 - \frac{1}{0.00053} \right)$$

$$Z_f = 0.5 + j (4.10514 - 1886.79) = 0.5 - j 1882.685 = \mathbf{1882.69 \text{ } \Omega ; \theta = 89.98^\circ}$$

Cálculo a la frecuencia de 300 Hz

$$L_{\text{eq. L \& T}} = 469.062 \text{ m H}$$

$$\{516.062 \text{ mH}\} = \{0.516062 \text{ H}\}$$

$$L_{\text{rama del filtro}} = 47 \text{ m H}$$

$$C_{\text{eq. casos}} = 623.54 \text{ } \mu\text{F}$$

$$\{629.54 \mu\text{F}\} = \{0.00062954 \text{ F}\}$$

$$C_{\text{filtro}} = 6 \text{ } \mu\text{F}$$

Frecuencia de sintonización

$$\omega_n = \frac{1}{\sqrt{LC}} = \frac{1}{\sqrt{0.516062 \times 0.00062954}} = \frac{1}{\sqrt{0.000325}} = \frac{1}{0.01803} = \mathbf{55.46}$$

La impedancia del filtro es.

$$Z_f = R + j \left(\omega L - \frac{1}{\omega C} \right)$$

Donde:

$$R = 0.5 \text{ } \Omega$$

$$L = 47 \text{ m H} = 0.047 \text{ H}$$

$$C = 6 \text{ } \mu\text{F} = 0.000006 \text{ F}$$

$$\omega_n = 55.46$$

$$Z_f = 0.5 + j \left(55.46 \times 0.047 - \frac{1}{55.46 \times 0.000006} \right) = 0.5 + j \left(2.607 - \frac{1}{0.000333} \right) =$$

$$Z_f = 0.5 + j (2.607 - 3003.003) = 0.5 - j 3000.40 = \mathbf{3000.40 \text{ } \Omega} ; \theta = \mathbf{89.99^\circ}$$

Cálculo a la frecuencia de 420 Hz

$$L_{\text{eq. L \& T}} = 469.062 \text{ m H}$$

$$\{493.062 \text{ mH}\} = \{0.493062 \text{ H}\}$$

$$L_{\text{rama del filtro}} = 24 \text{ m H}$$

$$C_{\text{eq. capas}} = 623.54 \text{ } \mu\text{F}$$

$$\{623.54 \mu\text{F}\} = \{0.00062954 \text{ F}\}$$

$$C_{\text{eq. rama del filtro}} = 6 \text{ } \mu\text{F}$$

Frecuencia de sintonización

$$\omega_n = \frac{1}{\sqrt{LC}} = \frac{1}{\sqrt{0.493062 \times 0.00062954}} = \frac{1}{\sqrt{0.0003104}} = \frac{1}{0.01762} = 56.75$$

La impedancia del filtro es

$$Z_f = R + j \left(\omega L - \frac{1}{\omega C} \right)$$

Donde:

$$R = 0.5 \text{ } \Omega$$

$$L = 24 \text{ m H} = 0.024 \text{ H}$$

$$C = 6 \text{ } \mu\text{F} = 0.000006 \text{ F}$$

$$\omega_n = 56.75$$

$$Z_f = 0.5 + j \left(56.75 \times 0.024 - \frac{1}{56.75 \times 0.000006} \right) = 0.5 + j \left(1.362 - \frac{1}{0.0003405} \right) =$$

$$Z_f = 0.5 + j (1.362 - 2936.86) = 0.5 - j 2935.50 = 2935.50 \text{ } \Omega ; \theta = 89.99^\circ$$

Alimentador	Fases	Frecuencia Hz	Frecuencia de sintonización	Impedancia del filtro
4010	A	180	52.63	1882.69 $\theta = 89.98^\circ$
4010	A	300	55.46	3000.40 $\theta = 89.99^\circ$
4010	A	420	56.75	2935.50 $\theta = 89.99^\circ$
4010	B	180	52.63	1882.69 $\theta = 89.98^\circ$
4010	B	300	55.46	3000.40 $\theta = 89.99^\circ$
4010	B	420	56.75	2935.50 $\theta = 89.99^\circ$
4010	C	180	52.63	1882.69 $\theta = 89.98^\circ$
4010	C	300	55.46	3000.40 $\theta = 89.99^\circ$
4010	C	420	56.75	2935.50 $\theta = 89.99^\circ$

Tabla No. 3. 3. Diseño de los filtros monofásicos de 3 ramas del alimentador 4010 fase "A, B, C" del pueblo de Tiquicheo, Michoacán.

3.2.3.3 Comentarios sobre resultados del posible fenómeno de resonancia [40].

Observando estos resultados del análisis de nuestro sistema eléctrico en estudio, tenemos que adentrarnos en el apoyo que nos brinda el documento "Requerimientos y Prácticas recomendadas de la IEEE para Control Armónico en Sistemas Eléctricos de Potencia" Norma IEEE 519-1992.

En la tabla siguiente que menciona esta Norma 519-1992 nos habla sobre la presentación de datos Armónicos.

Tabla 3. 4. Espectro de Corriente Armónica

Frecuencia (Hz)	60	180	420	540	660	780	1020	1140
Amplitud (A)	305	10.3	42.4	2.0	21.7	9.5	9.2	4.6

Del análisis de esta tabla se deduce que al ir aumentando la frecuencia de la corriente armónica se reduce su valor. Por lo que viendo nuestro valor de la frecuencia de resonancia de 1605.19

Hz podría decirse que el valor de la corriente armónica se espera que este dentro de los limites de esta norma, confirmar más adelante.

3.2.3.4. Prácticas recomendadas para clientes individuales.

3.2.3.4.1. Desarrollo de límites de la corriente de distorsión.

Las filosofías de desarrollo de límites armónicos en estas prácticas recomendadas son:

- 1) Límites de inyección de armónicos desde los clientes individuales así que ellos no podrán causar niveles de distorsión de voltajes inaceptables por características normales del sistema.
- 2) Límites de distorsión armónica total de la fuente de voltaje por la empresa suministradora.

Los objetivos de los límites de corriente son para limitar la máxima frecuencia individual del voltaje armónico a 3 % de la fundamental y el voltaje de distorsión armónica total a 5 % para sistemas sin una mejor resonancia en paralelo en una de las frecuencias armónicas inyectadas. Estos límites de distorsión de voltaje son desarrollados en la sección 3.2.3.5.1.

Los límites de distorsión de corriente desarrollados asumen que podrá haber una diversidad entre las corrientes armónicas inyectadas por diferentes clientes. Esta diversidad puede estar en la forma de diferentes componentes armónicas inyectadas, diferentes ángulos de fase de corrientes armónicas individuales, ó diferencias en la inyección de armónicos contra perfiles de tiempo. En reconocimiento a esta diversidad, los límites de corriente son desarrollados así que la máxima frecuencia individual del voltaje armónico causado por un solo cliente podrá no exceder los limites en la tabla 3-5 para sistemas que pueden ser caracterizados por una impedancia de corto-circuito.

Tabla 3. 5. Bases para límites de corrientes Armónicas.

SCR en el Punto de acoplamiento común	Máxima frecuencia individual del voltaje armónico (%)	Suposición relacionada
10	2.5 – 3.0 %	Sistema especializado
20	2.0 – 2.5 %	Grandes clientes de 1 - 2
50	1.0 – 1.5 %	Unos pocos relativamente grandes clientes
100	0.5 – 1.0 %	De 5 – 20 clientes de medio tamaño
1000	0.05 – 0.10 %	Muchos clientes pequeños

Basándonos en esta tabla y de acuerdo a nuestro sistema eléctrico central de CFE es común que nuestro valor de la resistencia de corto circuito (SCR) sea 10 por lo que nuestro limite de máxima frecuencia individual de voltaje armónico es del 3.0 %, confirmándose más adelante nuestro valor.

3.2.3.4.2. Límites sobre conmutación de hundimientos.

El fondo del abismo, del factor de distorsión armónico total (THD), y el área de hundimiento del voltaje de línea a línea en el punto de acoplamiento común (PAC) podrá ser limitado como se muestra en la tabla 3 – 6.

Tabla 3. 6. Límites de distorsión y clasificación de sistemas de bajo voltaje

	Aplicaciones especiales *	Sistema general ψ	Sistema especializado
Fondo del abismo	10 %	20 %	50 %
THD (Voltaje)	3 %	5 %	10 %
Área de la caída (A_c) \neq	16400	22800	36500

NOTA – El valor A_c para otros sistemas de 480 V podrán ser multiplicados por $V / 480$

* Aplicaciones especiales incluye hospitales y aeropuertos.

ψ Sistema general es exclusivamente dedicado a los convertidores de carga.

\neq Voltaje y corriente valorado en volt-microsegundos.

Estos límites son recomendados para sistemas de bajo voltaje en el cual el área de hundimiento es fácilmente medida en un osciloscopio.

Nuestro sistema cae en la descripción de un sistema general por lo que el THD del voltaje permitido en este tipo de sistema es del 5 %.

3.2.3.4.3. Límites de distorsión de corriente.

Idealmente, la distorsión armónica causada por un solo cliente podrá ser limitada a un nivel aceptable en cualquier punto del sistema; y el sistema entero podrá ser operado sin una sustancial distorsión armónica en cualquier parte del sistema. Los límites de distorsión armónica recomendados aquí establecen la máxima distorsión de corriente permisible para un cliente. Los límites de distorsión de corriente recomendados están involucrados con el siguiente índice:

TDD: distorsión de la demanda total (RSS), distorsión de la corriente armónica en % de la demanda máxima de la corriente de carga (15 ó 30 minutos de la demanda).

La tabla 3-7 lista los límites de corriente armónica basada sobre el tamaño de la carga con respecto al tamaño del sistema de potencia a la cual la carga es conectada. El rango I_{cc} / I_c es el rango de corto circuito disponible en el punto de acoplamiento común (PAC), a la máxima corriente de carga fundamental. Esto recomienda que la corriente de carga, I_c , se calcule como la corriente promedio de la demanda máxima para los 12 meses precedidos. Así, como el tamaño de la carga usada decrece con respecto al tamaño del sistema, el porcentaje de corriente armónica que el usuario tiene permitido inyectar dentro de los aumentos del sistema de distribución. Esto protege a otros usuarios sobre el mismo alimentador así como a la empresa suministradora del servicio, la cual es requerida para suministrar a una cierta calidad de voltaje a estos clientes.

Toda generación, conectada a la distribución, subtransmisión, ó sistema de transmisión, es tratada como distribución de provecho y es por lo tanto sostenida a estas prácticas recomendadas.

TABLA 3. 7. sistemas de distribución general para límites de distorsión de corriente (120 V. Hasta 69 k V.)

Máxima distorsión de corriente armónica en por ciento de I_c
Orden de armónica individual (Armónica Odd)

I_{cc} / I_c	< 11	$11 \leq a < 17$	$17 \leq a < 23$	$23 \leq a < 35$	$35 \leq a$	TDD
<20*	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20<50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50<100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100<1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Las armónicas aún son limitadas al 25 % arriba de la armónica odd.

Las distorsiones de la corriente que resultan en un desplazamiento de $c d$ es decir, convertidores de media onda, no son permitidas.

*Todo el equipo de generación de potencia es limitado a estos valores de distorsión de corriente, sin tomar en cuenta la actual I_{cc} / I_c .

Donde:

I_{CC} = Máximo corto circuito en el punto de acoplamiento común (PAC).

I_C = corriente de carga de la demanda máxima (Componente a la frecuencia fundamental) en el PAC.

Si sabemos que la máxima corriente de corto circuito en el **PAC** es $I_{CC} = 50.37$ A. y la corriente de carga de la demanda máxima es $I_C = 127.70$ A. por lo tanto:

$$I_{CC} / I_C = \frac{50.37}{137.13} = 0.3673$$

Este resultado nos indica que nuestro valor está en la primera columna y primera fila y que en base a los armónicos que genera nuestro sistema estamos en la columna de 23 a 35 armónicos dando como resultado el valor de armónica individual de **0.6** con una distorsión de demanda total (**TDD**) de **5 %**.

3.2.3.5. Prácticas recomendadas para empresas de servicio público.

Los factores que definen la calidad del servicio eléctrico incluye distorsión armónica en suma más a factores familiares tales como la seguridad del servicio (es decir., protección contra descargas y voltajes de contacto y de paso), continuidad del servicio, regulación del voltaje, y parpadeo. Los límites de distorsión recomendados en esta sección establecen el voltaje máximo de distorsión en el punto de acoplamiento común (PAC) con cada cliente.

3.2.3.5.1. Límites de distorsión de voltaje.

Los límites de distorsión de voltaje recomendados (ver tabla 3-8) están involucrados con el siguiente índice:

THD: voltaje armónico (RSS) total en por ciento del voltaje a la frecuencia fundamental nominal.

Los límites listados en la tabla 3-8 podrán ser usados como valores de diseño del sistema para el “peor caso” de operación normal (condiciones de duración tan grande como de una hora). Por periodos cortos, durante arranques ó condiciones inusuales, los límites podrán ser excedidos por un 50 %.

Tabla 3. 8. Límites de distorsión de voltaje.

Voltaje del bus en el PAC	Distorsión de voltaje individual (%)	Distorsión de voltaje total THD (%)
69 kV y hacia abajo	3.0	5.0
69.001 kV hasta 161 kV	1.5	2.5
161.001 kV y hacia arriba	1.0	1.5

NOTA – Sistemas de alto voltaje pueden tener arriba de 2.0 % THD donde la causa es una terminal HVDC que podrá atenuarse por el tiempo esto es intervenido por un usuario.

3.2.3.6. Ejemplos de aplicación.

Tabla 3. 9. Arreglo de filtros armónicos.

Caso	Tamaño del filtro (M VAr)	Localización
A	Ninguno	-
B	4.1	En usuario # 3 Bus de 13.8 k V.
C	3.6	En usuario # 3 Bus de 4.16 k V En usuario # 4 Bus de 4.16 k V
D	5.8	En usuario # 3

El caso D fue calculado para ver el efecto de aumentar el tamaño del filtro que proporciona utilidad. Incluso un 40 % de aumento en el aprovechamiento del filtro todavía permanece la distorsión del voltaje sobre el usuario # 3 y # 4 arriba de los límites.

Este ejemplo, nos muestra que el camino más efectivo para corregir la distorsión armónica está en la fuente de la corriente armónica ó en el punto común de acoplamiento (PAC) del usuario con la empresa suministradora del servicio.

Tabla 3.10. Usuario # 3 – Distorsión y flujo de carga de corriente armónica.

		Corrientes armónicas (Amperes)											THD
		5	7	11	13	17	19	23	25	29	31	35	
Especificaciones de planta 175 MVA, 7.32 k A CC. 10 MVA, 418 A. al 50 % del Convertidor de Potencia Estática. 209 A. corriente de carga del Convertidor de Potencia Estática. $I_{CC}/I_C = 17.5$	Caso A Para sistema	40.1	27.6	15.3	11.9	7.31	5.64	4.18	3.34	2.93	2.5	2.3	
	% de distorsión	9.59	6.60	3.66	2.85	1.75	1.35	1.00	0.80	0.70	0.60	0.55	12.8 %
	Caso B Para sistema	0.01	12.5	8.78	7.03	4.44	3.45	2.58	2.07	1.82	1.56	1.44	
	Para filtro	40.1	15.1	6.52	4.87	2.87	2.19	1.60	1.27	1.11	0.94	0.86	
	% de Distorsión	0.00	2.99	2.10	1.68	1.06	0.83	0.62	0.50	0.44	0.37	0.34	4.37 %
	Caso C Para sistema	0.02	9.73	7.10	5.73	3.64	2.83	2.12	1.70	1.50	1.28	1.18	
	Para filtro	40.1	17.9	8.20	6.17	3.67	2.81	2.06	1.64	1.43	1.22	1.12	
	% de Distorsión	0.00	2.33	1.70	1.37	0.87	0.68	0.51	0.41	0.36	0.31	0.28	3.48 %
	Caso D Para sistema	0.04	10.3	7.50	6.05	3.84	2.99	2.24	1.80	1.58	1.35	1.25	
	Para filtro	40.1	17.3	7.80	5.85	3.47	2.65	1.94	1.54	1.35	1.15	1.05	
	% de Distorsión	0.00	2.46	1.79	1.45	0.92	0.72	0.54	0.43	0.38	0.32	0.30	3.68 %
	IEEE Norma 519 Limites	4 %		2.0 %		1.5 %		0.6 %				0.3 %	5.0 %

Tabla 3.11. Ejemplo Sistema de Distribución para Distorsión de Voltaje Armónico.

Usuario	Caso	V ₅	V ₇	V ₁₁	V ₁₃	V ₁₇	V ₁₉	V ₂₃	V ₂₅	V ₂₉	V ₃₁	V ₃₅	THD
# 1	A	3.26	3.14	2.73	2.51	2.02	1.74	1.56	1.36	1.38	1.26	1.31	7.13
	B	0.37	1.62	1.70	1.60	1.32	1.14	1.03	0.90	0.92	0.84	0.87	3.93
	C	0.57	1.18	1.24	1.18	0.97	0.85	0.77	0.67	0.68	0.62	0.65	2.94
	D	0.38	1.39	1.50	1.42	1.17	1.02	0.92	0.80	0.82	0.75	0.78	3.48
# 2	A	3.77	3.63	3.16	2.91	2.34	2.02	1.81	1.57	1.60	1.46	1.51	8.25
	B	0.41	1.86	1.96	1.85	1.52	1.32	1.19	1.04	1.06	0.97	1.01	4.53
	C	0.64	1.34	1.43	1.35	1.12	0.97	0.88	0.77	0.78	0.72	0.75	3.37
	D	0.41	1.60	1.72	1.63	1.35	1.17	1.06	0.92	0.94	0.86	0.90	3.99
# 3	A	5.77	5.55	4.84	4.45	3.58	3.08	2.77	2.40	2.44	2.23	2.31	12.62
	B	0.00	2.52	2.78	2.63	2.18	1.89	1.71	1.49	1.52	1.39	1.44	6.39
	C	0.39	1.64	1.87	1.78	1.49	1.29	1.17	1.03	1.05	0.96	1.00	4.34
	D	0.00	2.07	2.37	2.26	1.88	1.64	1.48	1.29	1.32	1.21	1.26	5.47
# 4	A	6.59	6.35	5.53	5.09	4.09	3.52	3.16	2.75	2.79	2.55	2.64	14.43
	B	0.82	3.31	3.47	3.27	2.69	2.33	2.10	1.03	1.87	1.71	1.77	8.02
	C	0.33	1.73	2.02	1.94	1.62	1.41	1.28	1.12	1.14	1.04	1.09	4.69
	D	0.83	2.86	3.07	2.90	2.39	2.08	1.88	1.64	1.67	1.53	1.59	7.12

A = Sistema sin filtros.

B = Sistema con filtro de 5^a armónica de 4.1 Mvar en usuario # 3, bus de 13.8 kV.

C = Sistema con filtro de 5^a armónica en usuario # 3 y # 4, bus de 4.16 kV.

D = Sistema con filtro de 5^a armónica de 5.8 M VAR en usuario # 3, bus 13.8 kV.

NOTA – Todos los valores son en por ciento.

Se observa en la tabla 3. 9. y tabla 3. 10. que para un sistema de 10 MVA., 13.8 kV., usuario # 3 y caso B, es parecido al sistema que estamos analizando.

Estas tablas indican que en el rango de armónicas entre 25 y 29 la distorsión y flujo de carga de la corriente armónica para el caso B tiene para el sistema de 2.07 a 1.82, para el filtro entre 1.27 a 1.11, y el % de distorsión entre 0.50 a 0.44 y la distorsión armónica total de 4.37 %.

La norma IEEE – 519 - 1992 marca los limites que debe haber en la distorsión de corrientes armónicas en el rango de 25 y 29 armónicas el cual es 0.6 % y para la distorsión armónica total (THD) es el 5.0 %.

En la tabla 3. 11. nos habla de un ejemplo para sistemas de distribución para la distorsión del voltaje armónico y nos dice que para un usuario # 3 con caso B se tiene los limites para el voltaje de 25 armónicas y para el voltaje de 29 armónicas los valores siguientes 1.49 y 1.52 respectivamente y distorsión armónica total (THD) de 6.39 %.

La norma 519 – 1992 marca los limites de distorsión de voltaje para este rango de armónicas se tiene la distorsión de voltaje individual de 3.0 % y como distorsión de voltaje total (THD) de 5.0%.

Concluyendo se observa que el sistema que estamos analizando cumple con la norma IEEE – 519 – 1992.

3.2.4. Desempeño total del sistema de distribución.

3.2.4.1. Variación de voltaje de los alimentadores de distribución de la S. E. Rural de Tiquicheo.

La subestación eléctrica de Tiquicheo de 115/13.8 k V con una capacidad de 9.375 MVA cuenta con tres alimentadores que alimentan cada uno a un pueblo con los siguientes datos:

3.2.4.1.1. Alimentador 4010 del pueblo de Tiquicheo, Michoacán. (3 Km.).

Datos:

- ✓ Nivel de tensión 13,8 k V. entre fases.
- ✓ Alimenta una carga máxima de 0.55600 MW.
- ✓ Factor de potencia = 0.92900.
- ✓ Frecuencia 59.98 H z.
- ✓ Cable ACSR Tipo PIGEON
- ✓ Calibre 3/0, 6/1 hilos.
- ✓ Disposición de conductores: Horizontal.
- ✓ Estructura normalizada No. 21 utilizada en campo traviesa.
- ✓ No. De circuitos: uno.

3.2.4.1.2. Alimentador 4020 del pueblo El limón, Mich. (6.5 Km.)

Datos:

- ✓ Nivel de tensión 13.8 k V. Entre fases.
- ✓ Alimenta una carga máxima de 1.87200 MW.
- ✓ Factor de potencia = 0.99340.
- ✓ Frecuencia 59.98 Hz.
- ✓ Cable ACSR Tipo PIGEON.
- ✓ Calibre 3/0, 6/1 hilos.
- ✓ Disposición de conductores: Horizontal.

- ✓ Estructura normalizada No. 21 Utilizada en campo travesía.
- ✓ No. De circuitos: uno.

3.2.4.1.3. Alimentador 4030 del pueblo de Paso de Núñez, Mich. (7 Km.)

Datos:

- ✓ Nivel de tensión 13.8 kV.
- ✓ Alimenta una carga máxima de 0.40869 MW.
- ✓ Factor de potencia 0.94230 Hz.
- ✓ Cable ACSR Tipo PIGEON.
- ✓ Calibre 3/0, 6/1 hilos.
- ✓ Disposición de conductores: Horizontal.
- ✓ Estructura normalizada No. 21 Utilizada en campo travesía.
- ✓ No. De circuitos: uno.

3.2.4.2. Se observa que el conductor utilizado es ACSR Tipo PIGEON. Calibre 3/0, 6/1 hilos en los tres alimentadores 4010, 4020, 4030 operando los alimentadores a 50°C.

3.2.4.2a. Calcular para el calibre especificado la caída de tensión que no exceda del 5 % con pérdidas totales al 3 %.

3.2.4.2b. Considerar el pronóstico de carga para el año 2015 en un 25 % el incremento, calcular para las mismas condiciones del punto 3.2.4.2a.

Tabla 3.12. Resumen de caída de la tensión en alimentadores 4010, 4020, y 4030 con pérdidas totales al 3 %.

Alimentador	Conductor	Carga MW	Calibre AWG	Capacidad de conducción de corriente A	Resistencia a 50 °C Ohm / Km.	Longitud total de la línea Km.	Impedancia total Ohms	ΔV Caída de tensión %
	AAC	0.55600	3/0	331	0.3814	23.25	14.30	4.5
4010		0.69500	3/0	331	0.3814	14.89	9.16	3.60
	ACSR	0.55600	3/0	315	0.4325	20.50	13.19	4.15
		0.69500	3/0	315	0.4325	13.13	8.45	3.32
	AAC	1.87200	3/0	331	0.3814	7.90	4.86	4.81
4020		2.34000	3/0	331	0.3814	5.06	3.11	3.85
	ACSR	1.87200	3/0	315	0.4325	6.96	4.48	4.43
		234000	3/0	315	0.4325	4.46	2.87	3.55
	AAC	0.40869	3/0	331	0.3814	32.54	20.02	4.60
4030		0.51086	3/0	331	0.3814	20.84	12.82	3.65
	ACSR	0.40869	3/0	315	0.4325	28.69	18.46	4.25
		0.51086	3/0	315	0.4325	18.38	11.83	3.37

3.2.4.2c. **Análisis de resultados.** La regulación se refiere a la máxima caída de voltaje permisible en la línea en las condiciones de máxima demanda y se expresa en %, referido al voltaje en la carga – recepción.

En la tabla 3.12. se observa que el alimentador 4020 en las condiciones actuales de máxima demanda cubre una distancia de **6.96** Km., con una caída de tensión de **4.43** % la cual se encuentra dentro de la norma pero, los pronósticos para el año 2015 con un incremento de carga del 25 % nos dice que para cubrir la caída de tensión dentro de la norma se tiene una reducción en la longitud total de la línea a **2.5** Km., lo cual nos indica que se tendría que cambiar el calibre del cable para cubrir la distancia de la subestación al pueblo de El Limón para cubrir este pronóstico. Con respecto a los otros alimentadores se observa que los pronósticos se cubren satisfactoriamente con el calibre actual.

CAPITULO

Selección y coordinación de las protecciones eléctricas con generación solar fotovoltaica.

4

4.1. Introducción.

Los efectos de la adición de generación distribuida en alimentadores de distribución pueden ser minimizados por esquemas de protección de voltaje con sobrecorriente que tienen multifunción digital [51] previamente instalada como protección de alimentador normalizado. Que efectos podrá la generación distribuida – GD – tener en los esquemas de protección de relevadores cuando una petición es hecha para instalar GD sobre sus alimentadores? [52]. Hay muchos problemas por considerar cuando un propietario pida una conexión de GD a su sistema de distribución. La red de mediano voltaje usualmente es radial en operación. Redes en anillo son también ofrecidas para operar radialmente para apertura del interruptor de línea. En el momento de la apertura del interruptor en la subestación, la corriente proveniente de la red es nula, dando como resultado que el voltaje y la frecuencia en la “isla” se mantengan dentro de los límites normales de operación por un tiempo de varios segundos. Las funciones de detección y eliminación de fallas que se recomiendan para la interfaz con la red son la desconexión por alto y bajo voltaje; la desconexión por variación de frecuencia; los supresores de picos de voltaje; la protección contra cortocircuito del lado del sistema FV; la protección contra sobre carga del inversor, y la protección contra operación en modo aislado. Otra condición importante es que las protecciones del sistema FV no interfieran con la operación de las protecciones de la red y que las corrientes inyectadas en la red por generadores distribuidos cambien la lógica de operación de los sistemas de protección de la red [50 y 53]. En este capítulo es también importante definir los aspectos técnicos relacionados con la selección e implementación del tamaño del sistema FV ya que es clave para el desarrollo de la selección y coordinación de las protecciones eléctricas a partir de los datos de la carga y el recurso solar disponible que nos ayudan en el dimensionamiento del diseño, instalación y operación de sistemas FV. Los componentes principales de un sistema FV para la generación de electricidad son el arreglo FV, el controlador de carga y de descarga, el banco de baterías y el inversor. El recurso solar determina la cantidad de energía disponible para las cargas.

4.2. Especificación de los componentes del sistema FV.

4.2.1. Datos de especificación de paneles FV.

<p>Condiciones ambientales del sitio :</p> <p>Temperatura máxima Temperatura mínima</p>	<p>46.4 °C 10.0 °C</p>
<p>Insolación del sitio :</p> <p>Insolación de verano día solar promedio Insolación de primavera día solar promedio Insolación de otoño día solar promedio Insolación de invierno día solar promedio Día solar promedio de primavera-verano Día solar promedio de otoño-invierno</p>	<p>982.83 kW-h / m² 977.70 kW-h / m² 806.86 kW-h / m² 793.18 kW-h / m² 11 hr 9 hr</p>
<p>Características técnicas de paneles FV :</p> <p>Celdas de Paneles FV Dimensiones aprox. Montaje en Capacidad de cada lado del seguidor Área de montaje de cada lado del seguidor Condiciones Estándares de Prueba (CEP)</p>	<p>Silicio mono cristalino Bifaciales 1000 mm. x 1500 mm. X 35 mm. Seguidores solares bilaterales 20 Kg / m² 9 m² Masa del aire 1.5, 1000 W / m², 25 °C</p>
<p>Generación máxima estimada :</p> <p>Potencia FV generada requerida Voltaje nominal del sistema FV No. de paneles en Verano No. de paneles en Invierno</p>	<p>5,312.774 kW-h 12 V 89 paneles FV 108 paneles FV</p>

4.2.2. Datos de especificación del regulador con LVD.

Voltaje	12 V	Debe ser compatible con el voltaje nominal del sistema (12 V, 24 V, etc.).
Corriente de entrada	90 A	Debe ser 50 % mayor que la I_{sc} del arreglo FV.
Corriente de salida	6,832.27 A	Debe ser 50 % mayor que la corriente máxima de la carga, tomando en cuenta la corriente de arranque.
Tipo de batería	<input type="checkbox"/> Selladas, libre de mantenimiento <input checked="" type="checkbox"/> inundadas abiertas mínimo mantenimiento	Los puntos de fijación deben ser compatibles con el tipo de batería.
Tipo de relevadores	<input type="checkbox"/> Electromagnéticos <input checked="" type="checkbox"/> Estado solido	Los de estado solido son recomendables para el regulador de recarga.
Método de recarga	<input checked="" type="checkbox"/> PWM <input type="checkbox"/> On-Off	Los de modulación de duración de pulso (PWM) son mejores que los de encendido-apagado (on - off). El PWM por su diseño regula, pone a flote e iguala el bulto de carga de las baterías de alta eficiencia suministrando un voltaje constante con un método de 4 etapas que aumenta la vida útil y la capacidad de las baterías.
Protección	<input checked="" type="checkbox"/> Contra sobrecorriente <input checked="" type="checkbox"/> Contra polaridad invertida <input checked="" type="checkbox"/> Contra sobrecarga de batería <input checked="" type="checkbox"/> Protección contra sobre descarga de batería <input checked="" type="checkbox"/> Protección contra transitorios de rayo y de maniobras <input checked="" type="checkbox"/> Protección de alta temperatura vía reducción de corriente ó paro completo <input checked="" type="checkbox"/> Prevención de corriente invertida desde la batería en la noche <input checked="" type="checkbox"/> Contra corto circuito <input checked="" type="checkbox"/> Contra bajo voltaje	Estas protecciones previenen daños accidentales al regulador durante la instalación, operación y mantenimiento. La desconexión por bajo voltaje (LVD) es un compensador de corriente y tiene retardo de tiempo para evitar la desconexión en falso.
Opciones	<input checked="" type="checkbox"/> Luces <input checked="" type="checkbox"/> Alarma audible <input checked="" type="checkbox"/> Voltímetro <input checked="" type="checkbox"/> interruptor <input checked="" type="checkbox"/> Compensación por temperatura	Se requiere de algún tipo de indicador de estado de carga de las baterías. Otras opciones pueden ser útiles, pero no son indispensables.

4.2.3. Datos de especificación de baterías solares FV.

Tipo de batería	<ul style="list-style-type: none"> ■ Ciclo muy profundo y poco profundo 	Las de ciclo muy profundo son las más indicadas. No se debe usar baterías de arranque (automotrices).
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> ■ Abiertas con mínimo mantenimiento □ Selladas (libres de mantenimiento). 	Las abiertas son mejores si se tiene cuidado de Agregar agua cada 2, 3 ó 4 años a +20 °C.
Capacidad	370 A-h	Se especifica a -20 °C y +50 °C tolera condiciones extremas de -50 °C a +70 °C con electrolito especial de mayor densidad.
Vida útil	8,000 Ciclos.	Se especifica a +20 °C y a una de profundidad descarga promedio de 15 %. 8,000 es típico para ciclo muy profundo durante 20 años de vida útil.
Tipo de terminales.	<ul style="list-style-type: none"> ■ "X", "W" ó "Z" □ "Y" ó "V" 	Los tipos "X", "W" y "Z" son recomendables porque permiten conexiones más confiables.
Voltaje nominal	<ul style="list-style-type: none"> ■ 12 V □ 24 V □ 48 V 	Se deben instalar en grupos de 2 ó más en serie y en paralelo para obtener el voltaje deseado considerando perdidas en baterías por voltaje y por el equipo electrónico.
Otras características	<ul style="list-style-type: none"> ■ Estable ■ Placas de acero inoxidable resistentes a la corrosión. ■ Electrolito Alcalino. ■ Que sean reciclables con un valor cercano al 100 %. 	Características propias de diseño de construcción.
Capacidad de carga almacenada: No de baterías estimadas.	<ul style="list-style-type: none"> ■ 5,312.774 k W - h ■ 1,197 baterías. 	Esta carga almacenada considera las pérdidas en baterías y equipo electrónico. Además por ser zona de riego, de altas temperaturas y de minas esta considerada la carga en el arranque de bombas, motores y de hieleras.
Costo de A-h	_____ \$ A/h Ah. h	Para comparar opciones.

4.2.4. Datos de especificación de inversor de c.c. / c. a. de potencia distribuida (PD).

Voltaje de entrada de C.C.	684.0 V	Debe ser compatible con el voltaje nominal del sistema (12 V, 24 V).
Voltaje de salida de C.A. 3 Φ	480.0 V	Es compatible con el voltaje de la red convencional.
Potencia de entrada	4,722.47 k VA _{c.c.}	Debe ser por lo menos 30 % mayor que la potencia nominal de todas las cargas de c. a.
Potencia de salida 3 Φ	3,305.73 k VA _{c.a.}	Debe ser mayor que la potencia máxima de arranque de las cargas de c. a.
Topología del inversor	<p>Topología de multi-tapas (multinivel) convertidor de c d – c a de modulación pulso ancho (MPA) de frente-final incluyendo transformador de aislamiento, un rectificador de alta frecuencia (AF), y un puente desplegado de frecuencia lineal acoplado a la red a través de componentes de un pequeño filtro con características de L = 24 m H C = 6 μF, R = 0.5 Ω.</p> <p>La selección de la topología multinivel más adecuada para cada aplicación no es obvia hasta ahora es un reto no resuelto en la literatura.</p>	<p>Los materiales semiconductores propiciaron aumento en la potencia y frecuencia de conmutación de los interruptores sin merma de calidad en la tensión de salida presentando un contenido armónico inferior al obtenido con un convertidor convencional.</p> <p>El convertidor de c.c. / c. a. convencional presenta un único nivel en la tensión continua de entrada.</p>
Controles del inversor	<ul style="list-style-type: none"> ■ Rastreo de punto máximo de potencia ■ Conversión de potencia de c. d. a c. a. ■ Compensación de potencia reactiva. ■ Cancelación de armónicas. ■ Protección contra aislamiento. ■ Protección contra sobrecarga. ■ Operación de UPS. ■ Modulación PWM sinusoidal. 	Existen controles de inversores de potencia distribuida (PD) que tienen múltiples lazos de control para ejecutar una variedad de tareas, incluyendo una ó más de las mencionadas. Contenido armónico reducido con modulación PWM sinusoidal.
Características de potencia reactiva (PQ) en la red.	<ul style="list-style-type: none"> ■ La corriente del inversor de la fuente de referencia deberá estar generada internamente desde una tabla sinusoidal dentro del control. ■ La impedancia de salida del inversor deberá ser elevada arriba de la 40va 	Lo siguiente deberá estar hecho en el diseño del inversor.

	línea de la frecuencia armónica. <ul style="list-style-type: none"> ■ Una capacitancia de salida baja deberá ser usada como filtro. ■ La corriente deberá ser medida directamente en la salida de los cables. 	
Protección	<ul style="list-style-type: none"> ■ Sobre-corriente ■ Polaridad invertida ■ Sobre-temperatura 	Previene daños accidentales al inversor durante la instalación, operación y mantenimiento.
Tipo de contactos c. a.	<ul style="list-style-type: none"> ■ De clavija ■ Terminales ■ ICFT 	Asegúrese de que haya suficientes contactos y del tipo adecuado para los aparatos de c. a. La protección que ofrecen los dispositivos de interrupción de circuito por falla a tierra (ICFT) brinda mayor seguridad al personal que opera el sistema.
Opciones	<ul style="list-style-type: none"> ■ Luces ■ Alarma ■ Pantalla ■ LVD 	Otras opciones pueden ser útiles.

4.3. Selección y Coordinación de protecciones eléctricas.

El concepto de protección sobre una red de media tensión puede considerarse para tres situaciones importantes [50, 53 y 54]:

- 1.- Red de mediano voltaje sin recursos de generación distribuida.
- 2.- Recursos de generación distribuida en adición a una fuente principal de potencia.
- 3.- Recursos de generación distribuida como una sustitución de fuente principal de potencia.

4.3.1.- Concepto de protección de redes con recursos de generación distribuida.

En redes radiales la selectividad de protección es realizada usando un simple grado de protección de sobre corriente / tiempo (51), son generalmente usados sobre el lado de baja del interruptor principal del transformador para detectar fallas en los alimentadores de la instalación del cliente y el bus. La red es suministrada desde la fuente principal de potencia (Sistema nodal) vía dos cables. La selectividad del concepto de protección para esta red, puede ser realizada con un gran dispositivo de protección de sobre corriente implementado sobre cada línea. En nuestro caso operan en forma radial, con la adición de RD a las instalaciones del cliente, la protección de sobre corriente no direccional podrá aún detectar fallas en el alimentador y el bus. Sin embargo, no podrán ser lo suficientemente sensibles para detectar la contribución de la corriente de los RD a la falla en la interconexión del transformador ó sobre la línea de distribución de la empresa de servicio publico, es necesaria la protección de sobre corriente direccional (67) para ser ajustada y detectar fallas sobre el lado de alta del transformador y en el alimentador de la empresa de servicio publico y por consiguiente satisfaga el criterio de selectividad.

4.3.2. Coordinación de la protección de sobre-corriente y hundimiento de voltaje en sistemas de generación distribuida.

El nuevo escenario [27, 28, 29 y 54] implica que la característica tiempo-voltaje de un dispositivo de protección cambia dentro de una zona que modifica previa metodología y aumenta la susceptibilidad de la caída de un equipo sensible. La sensibilidad contra el hundimiento de voltaje puede estar dada por un dispositivo de protección de sobre-corriente, la duración de este hundimiento depende del tiempo de operación del dispositivo de protección de sobre-corriente. El hundimiento de voltaje es considerado como una reducción de voltaje no permanente con valores entre el 10 y 90 % del rango de voltaje. La capacidad de sensibilidad del equipo para resistir el hundimiento de voltaje sin liberación (dropout) es llamado el paseo a través de la capacidad. Muchas curvas típicas de paseo a través de la capacidad tienen que ser propuestas como guía.

La operación de modo aislado es la situación que se presenta cuando la fuente principal es intencionalmente ó no intencionalmente desconectada del sistema de potencia, teniendo por lo menos un RD, el cual continúa operando con esta sola fuente. La coordinación entre el

dispositivo de protección de sobre-corriente y la inmunidad del voltaje de la sensibilidad del equipo localizado en las ramas en paralelo ó alimentadores esta hecho en forma grafica.

La coordinación podrá ser exitosa si para cualquier valor de hundimiento de voltaje el dispositivo de protección interrumpe la circulación de corriente en un corto tiempo de liberación de la sensibilidad del equipo dado por la curva de inmunidad.

4.3.3 Circuito con recurso distribuido.

El esquema de protección muestra un sistema con la empresa de servicio público y el recurso distribuido (RD), donde el RD esta representado en un solo GFV. Además, el circuito interruptor de aislamiento (CIA) está cerrado, la impedancia de la fuente es la combinación en paralelo con el área SEP y la impedancia del RD. El valor de la impedancia combinada es muy similar a solo la impedancia del área SEP, debido a la considerable diferencia entre las dos.

Cuando el circuito interruptor de aislamiento (CIA) está abierto, la impedancia de la fuente salta a un valor grande. En el caso de una falla, tal como se muestra en el esquema de protección, la corriente de falla del corto circuito podrá ser altamente atenuada y el tiempo de operación del dispositivo de protección consecuentemente podrá ser aumentado. Por simplicidad, solo una rama fallada es mostrada en el esquema de protección, a pesar del hecho que el número de ramas es más elevado. El estudio de coordinación podrá ser realizado para las cuatro ramas sobre el lado de RD con el circuito interruptor abierto de la fuente principal de potencia (sistema nodal), con un máximo y mínimo rango de corriente del dispositivo de protección.

4.3.4. Transformación de la Característica Tiempo-Corriente del dispositivo de protección dentro de la característica Tiempo-Voltaje [54].

Considerando que la empresa de servicio publico y el RD tienen aproximadamente la misma regulación de voltaje, la magnitud del hundimiento de voltaje en la sensibilidad del equipo en el PAC esta dado por

$$V_h = V_{SEP} - (Z_1 / Z_{RD}) \times I_{cc} \quad (4.3.4.1.)$$

Donde:

V_h es el valor del voltaje de hundimiento.

V_{SEP} es el voltaje del sistema eléctrico de potencia.

Z_1 es la impedancia de la empresa suministradora de servicio.

Z_{RD} es la impedancia del recurso distribuido.

I_{cc} es la corriente de falla de corto circuito.

Un previo análisis, aunque esto fue aplicado a fusibles, es aplicable también a circuitos interruptores y para cualquier otro tipo de dispositivo de protección de bajo voltaje, especialmente considerando la diferencia entre la respuesta con retardo de tiempo e instantánea.

4.3.4.1. Metodología para calcular ajustes y coordinación de disparos.

Como primer punto se requiere conocer la corriente de corto circuito por lo que para fines prácticos lo haremos este estudio como se hace para instalaciones de tipo industrial que se hace por métodos aproximados bastante simples, pero dan idea del orden de magnitud de las corrientes de corto circuito que en la mayoría de los casos corresponden a valores conservadores, mayores que los esperados, que lo hacen simple, suficientemente confiable para su uso [37].

En nuestro caso elementos que contribuyen a la corriente de corto circuito son:

- 1.- Generación local (RD) de día.
- 2.- Alimentación del SEP de noche.
- 3.- La carga local de motores que hay en el sitio.

Los motores tienden a frenar y finalmente parar, debido a su inercia, el campo magnético giratorio del rotor hace que actúen como generadores temporales y alimentan la corriente de corto circuito hasta parar. Es decir:

$$I_{Tcc} = I_{ccS} + I_{ccM} \quad (4.3.4.1.1)$$

Donde:

I_{Tcc} = Corriente total de corto circuito en el punto de falla.

I_{ccS} = Corriente de corto circuito que alimenta el SEP ó el RD.

I_{ccM} = Corriente de corto circuito con que contribuyen los motores.

Donde:

$$I_{ccM} = 5 \times (\text{suma de las corrientes a plena carga de todos los motores})^*$$

* En este punto se considera toda la carga del alimentador por no contar con las capacidades representativas de los motores.

Para la I_{ccS} se considera lo siguiente:

Contamos con la impedancia del RD y del SEP en el punto de alimentación, por lo tanto

$$Z_x = R + jX \quad (4.3.4.1.2)$$

El valor de corto circuito que proporciona el sistema se calcula como:

$$I_{ccS} = \frac{V_s}{1.73 Z_{rd}} \quad (4.3.4.1.3)$$

Donde:

Z_{rd} = Impedancia hasta el punto de alimentación

V_s = Voltaje del sistema.

Ya que R es pequeña en comparación con la X se puede despreciar cuando X es más de 10 veces el valor de la resistencia, por lo tanto: $Z_s = X_s$

$$I_{ccS} = \frac{V_s}{1.73 Z_{rd}} + I_{ccM} \quad (4.3.4.1.4)$$

Donde:

$$I_{ccM} = \frac{P_{ccM}}{\sqrt{3} V} \times 5 \quad (4.3.4.1.5)$$

Se observa en la ecuación (1) que a medida que **umenta** la impedancia Z_{RD} ó Z_{SEP} la corriente de corto circuito se reduce y a medida que Z_{RD} ó Z_{sep} **disminuye** la corriente de corto circuito aumenta.

Por lo que este método básico de cálculo está siempre del lado conservador.

4.3.4.1.1. Cálculos de corto circuito.

De **día** se alimentan las cargas con **RD**. Calcular la corriente de falla en la L.T. con voltaje de 13.8 kV y calcular una falla del lado de los motores con voltaje de 480 V. y $Z_{RD} = 427.30 \Omega$.

$$I_{c c RD} = \frac{V_{at}}{1.73 Z_{rd}} = 13,800 / 1.73 \times 427.30 = 13,800 / 740.11 = 18.65 \text{ A.}$$

$$I_{CCRDLT} = 18.65 \text{ A.}$$

$$I_{c c RD} = \frac{V_{bt}}{1.73 Z_{rd}} = 480 / 1.73 \times 427.30 = 480 / 740.11 = 0.649 \text{ A.}$$

$$I_{c c RD m} = 0.649 \text{ A.}$$

De **noche** se alimentan las cargas con el **SEP**. Calcular la corriente de falla en la L.T. con voltaje de 13.8 kV y calcular una falla del lado de los motores con voltaje de 480 V. y $Z_{SEP} = 158.183 \Omega$.

$$I_{c c SEP} = \frac{V_{LT}}{1.73 Z_{sep}} = 13,800 / 1.73 \times 158.183 = 13,800 / 273.98 = 50.37 \text{ A.}$$

$$I_{CCSEPLT} = 50.37 \text{ A.}$$

$$I_{c c SEP m} = \frac{V_{motores}}{1.73 Z_{sep}} = 480 / 1.73 \times 158.183 = 480 / 273.98 = 1.752 \text{ A.}$$

$$I_{c c SEP m} = 1.752 \text{ A.}$$

De **día** trabaja la bahía de unidad con **RD**. Calcular la corriente de corto circuito en el lado de B.T. del transformador con 480 V. además, calcular la corriente de corto circuito del lado de A.T. con voltaje de 13.8 kV. y la corriente de magnetización del transformador (I_M).

$$I_{cc\ p\ c\ trafo} = \frac{P_{pc\ trafo}}{1.73\ V} \times 1.5 = (3,750 / 1.73 \times 0.48) \times 1.5 = (3,750 / 0.83138) \times 1.5 = 4,510.573$$

$$I_{cc\ p\ c\ trafo} = 4,510.573 \times 1.5 = \mathbf{6,765.86\ A.}$$

$$I_M = 12\ I_{cc\ p\ c\ trafo} = 12 \times 6,765.86 = \mathbf{81,190.31\ A.}$$

$$I_{cc\ p\ c\ bus} = \frac{P_{pc\ trafo}}{1.73\ V} \times 1.5 = (3,750 / 1.73 \times 13.8) \times 1.5 = (3,750 / 23.9023) \times 1.5 = 156.89\ A$$

$$I_{cc\ p\ c\ bus} = 156.89 \times 1.5 = \mathbf{235.33\ A.}$$

$$I_M = 12\ I_{cc\ p\ c\ bus} = 12 \times 235.33 = \mathbf{2,824.00\ A.}$$

Alimentador **4010** contribución de la carga. Calcular la corriente de falla en la L.T. con voltaje de 13.8 kV y calcular una falla en el transformador con voltaje de 480 V. y $P_{ccM} = 747.312\ kVA$.

$$I_{ccM} = \frac{P_{ccM}}{\sqrt{3}\ V} \times 5 = (747.312\ kVA / 1.73 \times 13.8\ kV) \times 5 = 747.312 / 23.9023 = 31.27 \times 5 = 156.33$$

$$I_{ccMLT4010} = \mathbf{156.33\ A.}$$

$$I_{ccM} = \frac{P_{ccM}}{\sqrt{3}\ V} \times 5 = (747.312\ kVA / 1.73 \times 0.48\ kV) \times 5 = 747.312 / 0.83138 = 898.88 \times 5 = 4.494.4$$

$$I_{ccMtrafo4010} = \mathbf{4.494.41\ A.}$$

Alimentador **4020** contribución de la carga. Calcular la corriente de falla en la L.T. con voltaje de 13.8 kV y calcular una falla en el transformador con voltaje de 480 V. y $P_{ccM} = 2,363.64\ kVA$.

$$I_{ccM} = \frac{P_{ccM}}{\sqrt{3}V} \times 5 = (2,363.64 \text{ k VA} / 1.73 \times 13.8 \text{ kV}) \times 5 = 2,363.64 / 23.9023 = 98.89 \times 5 = 494.45$$

$$I_{ccMLT4020} = 494.45 \text{ A.}$$

$$I_{ccM} = \frac{P_{ccM}}{\sqrt{3}V} \times 5 = (2,363.64 \text{ k VA} / 1.73 \times 0.48 \text{ kV}) \times 5 = 2,363.64 / 0.83138 = 2,843.03 \times 5 =$$

$$I_{ccMtrafo4020} = 14,215.16 \text{ A.}$$

Alimentador **4030** contribución de la carga. Calcular la corriente de falla en la L.T. con voltaje de 13.8 k V y calcular una falla en el transformador con voltaje de 480 V. y $P_{ccM} = 543.62 \text{ k VA}$.

$$I_{ccM} = \frac{P_{ccM}}{\sqrt{3}V} \times 5 = (543.62 \text{ k VA} / 1.73 \times 13.8 \text{ kV}) \times 5 = 543.62 / 23.9023 = 22.74 \times 5 = 113.72 .$$

$$I_{ccMLT4030} = 113.72 \text{ A.}$$

$$I_{ccM} = \frac{P_{ccM}}{\sqrt{3}V} \times 5 = (543.62 \text{ k VA} / 1.73 \times 0.48 \text{ kV}) \times 5 = 543.62 / 0.83138 = 653.88 \times 5 = 3,269.38$$

$$I_{ccMtrafo4030} = 3.269.38 \text{ A.}$$

4.3.4.1.2. Calculo de la característica tiempo-corriente del dispositivo de protección dentro de la característica tiempo-voltaje.

1.- Para nuestro caso de **día** se alimentan las cargas con el RD en operación de modo aislado, intencionalmente desconectado del sistema de potencia, considerando una **falla** en el lado de B.T. del transformador con 480 V además, calcular una falla del lado de A.T. con voltaje de 13.8 kV. Con los siguientes datos

Falla en el lado de B.T. del transformador de unidad

- Rango de corriente en el lado de B.T. del transformador de unidad de 6,765.86 A.
- de la Impedancia fuente del 5 % (corresponde al valor de la regulación de voltaje).
- Análisis con fusibles de 10 y 15 A el rango de corriente del fusible expresado en p. u. son 0.00148 p. u., y 0.00222 p. u., respectivamente.

• Corriente base es $I_{c c \text{ base BT}} = I_{c c p c \text{ trafo}} + I_{RD \text{ trafo}} + I_M$ Donde $I_{c c p c \text{ trafo}} = 6,765.86 \text{ A}$
 $I_{RD \text{ trafo}} = 0.649 \text{ A.}$ y $I_M = 81,190.31 \text{ A.}$

Por lo tanto $I_{c c \text{ base BT}} = 87,956.82 \text{ A}$ para 10 ciclos (200 ms = 0.2 s.)

✓ Fusible de 10 A: $V_h (\%) = 100 - (0.05 \times 0.00148 \times 87,956.82) = \mathbf{93.49 \%}$

✓ Fusible de 15 A: $V_h (\%) = 100 - (0.05 \times 0.00222 \times 87,956.82) = 90.24 \%$

Falla en el lado de A.T. del transformador de unidad

- Rango de corriente en el lado de A.T. del transformador de unidad de 235.33 A.
- de la Impedancia fuente del 5 % (corresponde al valor de la regulación de voltaje).
- Análisis con fusibles de 10 y 15 A el rango de corriente del fusible expresado en p.u. son 0.0425 p. u y 0.06374 p. u. respectivamente.

• Corriente base es $I_{c c \text{ base BT}} = I_{c c p c \text{ trafo}} + I_{RD \text{ trafo}} + I_M$ Donde $I_{c c p c \text{ trafo}} = 235.33 \text{ A.}$, $I_{RD \text{ trafo}} = 18.65 \text{ A.}$ y $I_M = 2,824.00 \text{ A.}$

Por lo tanto $I_{c c \text{ base BT}} = 3,078.00 \text{ A}$ para 10 ciclos (200 ms = 0.2 s.)

✓ Fusible de 10 A.: $V_h (\%) = 100 - (0.05 \times 0.0425 \times 3,078.00) = \mathbf{93.46 \%}$

✓ Fusible de 15 A.: $V_h (\%) = 100 - (0.05 \times 0.06374 \times 3,078.00) = 90.19 \%$

2.- Para nuestro caso de **día** se alimentan las cargas de los alimentadores 4010, 4020 y 4030 con el RD en operación de modo aislado, intencionalmente desconectado del sistema de potencia, considerando una **falla** en la L.T. de 13.8kV. Del alimentador **4020** el cual es el que maneja la carga de mayor volumen del bus de Tiquicheo con los siguientes datos:

- Rango de corriente de carga de 494.45 A.
- de la Impedancia fuente del 5 % (corresponde al valor de la regulación de voltaje).

- Análisis con fusibles de 100 y 200 A el rango de corriente del fusible expresado en p. u. son 0.2022 p. u y 0.4045 p. u. respectivamente.

- Corriente base es $I_{base\ LT\ 4020} = I_{carga\ LT\ 4020} + I_{RD\ LT\ 4020}$ donde $I_{carga\ LT\ 4020} = 494.45$ y $I_{RD\ LT\ 4020} = 18.65$ A.

Por lo tanto $I_{base\ LT\ 4020} = 513.10$ A para 10 ciclos (200 ms = 0.2 s.)

✓ Fusible de 100 A.: $V_h (\%) = 100 - (0.05 \times 0.2022 \times 513.10) = 94.83 \%$

✓ Fusible de 200 A.: $V_h (\%) = 100 - (0.05 \times 0.4045 \times 513.10) = 89.62 \%$

Ahora en la **noche** se alimenta la carga del alimentador con el sistema de potencia, intencionalmente desconectado del RD, considerar la misma **falla** en la L.T de 13.8 kV. Del alimentador **4020**.

Los datos son los mismos, solo cambia la corriente base

$I_{base\ LT\ 4020} = I_{carga\ LT\ 4020} + I_{SEP\ LT\ 4020}$ donde $I_{carga\ LT\ 4020} = 494.45$ A y $I_{SEP\ LT\ 4020} = 50.37$ A.

Por lo tanto $I_{base\ LT\ 4020} = 544.82$ A para 10 ciclos (200 ms = 0.2 s.)

✓ Fusible de 100 A. : $V_h (\%) = 100 - (0.05 \times 0.2022 \times 544.82) = 94.50 \%$

✓ Fusible de 200 A. : $V_h (\%) = 100 - (0.05 \times 0.4045 \times 544.82) = 88.995 \%$

Continuando con este análisis ahora de **día** se alimenta la carga del alimentador **4020** con el **RD** intencionalmente desconectado del sistema de potencia, ahora suponemos **falla** en el transformador de entrada al pueblo que se alimenta en el lado de **480 V** con los datos siguientes.

- Rango de corriente de carga de 14,215.16 A.

- de la Impedancia fuente del 5 % (corresponde al valor de la regulación de voltaje).

- Análisis con fusibles de 100 y 200 A el rango de corriente del fusible expresado en p.u. son 0.007035 p. u y 0.01407 p. u. respectivamente.

- Corriente base es $I_{base\ trafo\ 4020} = I_{carga\ trafo\ 4020} + I_{RD\ trafo\ 4020}$ Donde $I_{carga\ trafo\ 4020} = 14,215.16$ A y $I_{RD\ trafo\ 4020} = 0.649$ A.

Por lo tanto $I_{\text{base trafo 4020}} = 14,215.81 \text{ A}$ para 10 ciclos (200 ms = 0.2 s.)

- ✓ Fusible de 100 A: $V_h (\%) = 100 - (0.05 \times 0.007035 \times 14,215.81) = 94.50 \%$
- ✓ Fusible de 200 A: $V_h (\%) = 100 - (0.05 \times 0.01407 \times 14,215.81) = 90.00 \%$

En la **noche** se alimenta la carga del alimentador **4020** con el sistema de potencia, intencionalmente desconectado del **RD**, considerar la misma **falla** en el transformador de entrada al pueblo que se alimenta en el lado de **480 V**. Los datos son los mismos, solo cambia la corriente base.

- Corriente base es $I_{\text{base trafo 4020}} = I_{\text{carga trafo 4020}} + I_{\text{SEP trafo 4020}}$ donde $I_{\text{carga trafo 4020}} = 14,215.16 \text{ A}$. y $I_{\text{SEP trafo 4020}} = 1.752 \text{ A}$.

Por lo tanto $I_{\text{base trafo 4020}} = 14,216.912 \text{ A}$ para 10 ciclos (200 ms = 0.2 s.)

- ✓ Fusible de 100 A. : $V_h (\%) = 100 - (0.05 \times 0.007035 \times 14,216.912) = 95.00 \%$
- ✓ Fusible de 200 A. : $V_h (\%) = 100 - (0.05 \times 0.01407 \times 14,216.912) = 90.00 \%$

3.- Continuando con este análisis ahora de **día** se alimenta la carga del alimentador **4010**, con el RD en operación de modo aislado, intencionalmente desconectado del sistema de potencia, considerando una **falla** en la L.T. de 13.8 kV. Del alimentador **4010** con los siguientes datos:

- Rango de corriente de carga de 156.33 A.
- de la Impedancia fuente del 5 % (corresponde al valor de la regulación de voltaje).
- Análisis con fusibles de 100 y 200 A el rango de corriente del fusible expresado en p. u. son 0.6397 p. u y 1.2793 p. u. respectivamente.
- Corriente base es $I_{\text{base LT 4010}} = I_{\text{carga LT 4010}} + I_{\text{RD LT 4010}}$ Donde $I_{\text{carga LT 4010}} = 156.33 \text{ A}$. y $I_{\text{RD LT 4010}} = 18.65 \text{ A}$.

Por lo tanto $I_{\text{base LT 4010}} = 174.98 \text{ A}$. para 10 ciclos (200 ms = 0.2 s.)

- ✓ Fusible de 100 A: $V_h (\%) = 100 - (0.05 \times 0.6397 \times 174.98) = 94.40 \%$
- ✓ Fusible de 200 A: $V_h (\%) = 100 - (0.05 \times 1.2793 \times 174.98) = 88.81 \%$

Ahora en la **noche** se alimenta la carga del alimentador **4010** con el sistema de potencia, intencionalmente desconectado del RD, considerar la misma **falla** en la L.T de 13.8 kV. del alimentador **4010**.

Los datos son los mismos, solo cambia la corriente base

$$I_{\text{base LT 4010}} = I_{\text{carga LT 4010}} + I_{\text{SEP LT 4010}} \quad \text{donde} \quad I_{\text{carga LT 4010}} = 156.33 \text{ A. y } I_{\text{SEP LT 4010}} = 50.37 \text{ A.}$$

Por lo tanto $I_{\text{base LT 4010}} = 206.7 \text{ A}$ para 10 ciclos (200 ms = 0.2 s.)

- ✓ Fusible de 100 A. : $V_h (\%) = 100 - (0.05 \times 0.6397 \times 206.7) = 93.39 \%$
- ✓ Fusible de 200 A. : $V_h (\%) = 100 - (0.05 \times 1.2793 \times 206.7) = 86.77 \%$

Continuando con este análisis ahora de **día** se alimenta la carga del alimentador **4010** con el **RD** intencionalmente desconectado del sistema de potencia, ahora suponemos **falla** en el

transformador de entrada al pueblo que se alimenta en el lado de **480 V** con los datos siguientes.

- Rango de corriente de carga de 4,494.41 A.
- de la Impedancia fuente del 5 % (corresponde al valor de la regulación de voltaje).

- Análisis con fusibles de 100 y 200 A el rango de corriente del fusible expresado en p. u. son 0.02225 p. u y 0.0445 p. u. respectivamente.
- Corriente base es $I_{\text{base trafo 4010}} = I_{\text{carga trafo 4010}} + I_{\text{RD trafo 4010}}$ Donde $I_{\text{carga trafo 4010}} = 4,494.41 \text{ A.}$ y $I_{\text{RD trafo 4010}} = 0.649 \text{ A.}$
Por lo tanto $I_{\text{base trafo 4010}} = 4,495.06 \text{ A}$ para 10 ciclos (200 ms = 0.2 s.)

- ✓ Fusible de 100 A. : $V_h (\%) = 100 - (0.05 \times 0.02225 \times 4,495.06) = 95.00 \%$
- ✓ Fusible de 200 A. : $V_h (\%) = 100 - (0.05 \times 0.0445 \times 4,495.06) = 90.00 \%$

. Ahora en la **noche** se alimenta la carga del alimentador **4010** con el sistema de potencia, intencionalmente desconectado del **RD**, considerar la misma **falla** en el transformador de entrada al pueblo que se alimenta en el lado de **480 V**. Los datos son los mismos, solo cambia la corriente base.

- Corriente base es $I_{\text{base trafo 4010}} = I_{\text{carga trafo 4010}} + I_{\text{SEP trafo 4010}}$ donde $I_{\text{carga trafo 4010}} = 4,494.41 \text{ A.}$
y $I_{\text{SEP trafo 4010}} = 1.752 \text{ A.}$

Por lo tanto $I_{\text{base trafo 4010}} = 4,496.162 \text{ A}$ para 10 ciclos (200 ms = 0.2 s.)

- ✓ Fusible de 100 A. : $V_h (\%) = 100 - (0.05 \times 0.02225 \times 4,496.162) = 95.00 \%$
- ✓ Fusible de 200 A. : $V_h (\%) = 100 - (0.05 \times 0.0445 \times 4,496.162) = 90.00 \%$

4.- Continuando con este análisis ahora de **día** se alimenta la carga del alimentador **4030**, con el RD en operación de modo aislado, intencionalmente desconectado del sistema de potencia, considerando una **falla** en la L.T. de 13.8 kV., del alimentador **4030** con los siguientes datos:

- Rango de corriente de carga de 113.72 A.
- de la Impedancia fuente del 5 % (corresponde al valor de la regulación de voltaje).
- Análisis con fusibles de 100 y 200 A. el rango de corriente del fusible expresado en p. u. son 0.8794 p. u y 1.7587 p. u. respectivamente.
- Corriente base es $I_{\text{base LT 4030}} = I_{\text{carga LT 4030}} + I_{\text{RD LT 4030}}$ donde $I_{\text{carga LT 4030}} = 113.72 \text{ A.}$ y $I_{\text{RD LT 4030}} = 18.65 \text{ A.}$

Por lo tanto $I_{\text{base LT 4030}} = 132.37 \text{ A}$ para 10 ciclos (200 ms = 0.2 s.)

- ✓ Fusible de 100 A.: $V_h (\%) = 100 - (0.05 \times 0.8794 \times 132.37) = 94.18 \%$
- ✓ Fusible de 200 A.: $V_h (\%) = 100 - (0.05 \times 1.7587 \times 132.37) = 88.36 \%$

Ahora en la **noche** se alimenta la carga del alimentador **4030** con el sistema de potencia, intencionalmente desconectado del RD, considerar la misma **falla** en la L.T de 13.8 kV., del alimentador **4030**. Los datos son los mismos, solo cambia la corriente base.

$I_{\text{base LT 4030}} = I_{\text{carga LT 4030}} + I_{\text{SEP LT 4030}}$ donde $I_{\text{carga LT 4030}} = 113.72 \text{ A.}$ y $I_{\text{SEP LT 4030}} = 50.37 \text{ A.}$

Por lo tanto $I_{\text{base LT 4030}} = 164.09 \text{ A.}$ para 10 ciclos (200 ms = 0.2 s.)

- ✓ Fusible de 100 A. : $V_h (\%) = 100 - (0.05 \times 0.8794 \times 164.09) = 92.79 \%$
- ✓ Fusible de 200 A. : $V_h (\%) = 100 - (0.05 \times 1.7587 \times 164.09) = 85.57 \%$

Continuando con este análisis ahora de **día** se alimenta la carga del alimentador **4030** con el **RD** intencionalmente desconectado del sistema de potencia, ahora suponemos **falla** en el transformador de entrada al pueblo que se alimenta en el lado de **480 V** con los datos siguientes.

- Rango de corriente de carga de 3,269.38 A.
- de la Impedancia fuente del 5 % (corresponde al valor de la regulación de voltaje).
- Análisis con fusibles de 100 y 200 A el rango de corriente del fusible expresado en p. u., son 0.03059 p. u., y 0.06117 p. u., respectivamente.
- Corriente base es $I_{\text{base trafo 4030}} = I_{\text{carga trafo 4030}} + I_{\text{RD trafo 4030}}$ donde $I_{\text{carga trafo 4030}} = 3,269.38$ A. y $I_{\text{RD trafo 4010}} = 0.649$ A.

Por lo tanto $I_{\text{base trafo 4010}} = 3,270.03$ A para 10 ciclos (200 ms = 0.2 s.)

- ✓ Fusible de 100 A: $V_h (\%) = 100 - (0.05 \times 0.03059 \times 3,270.03) = 95.00 \%$
- ✓ Fusible de 200 A: $V_h (\%) = 100 - (0.05 \times 0.06117 \times 3,270.03) = 90.00 \%$

. Ahora en la **noche** se alimenta la carga del alimentador **4030** con el sistema de potencia, intencionalmente desconectado del **RD**, considerar la misma **falla** en el transformador de entrada al pueblo que se alimenta en el lado de **480 V**. Los datos son los mismos, solo cambia la corriente base.

- Corriente base es $I_{\text{base trafo 4030}} = I_{\text{carga trafo 4030}} + I_{\text{SEP trafo 4030}}$ donde $I_{\text{carga trafo 4030}} = 3,269.38$ A. y $I_{\text{SEP trafo 4030}} = 1.752$ A.

Por lo tanto $I_{\text{base trafo 4030}} = 3,271.132$ A para 10 ciclos (200 ms = 0.2 s.)

- ✓ Fusible de 100 A: $V_h (\%) = 100 - (0.05 \times 0.03059 \times 3,271.132) = 95.00 \%$
- ✓ Fusible de 200 A: $V_h (\%) = 100 - (0.05 \times 0.06117 \times 3,271.132) = 90.00 \%$

Los valores de voltaje pueden ser checados. El procedimiento permite el calculo de la completa característica tiempo – voltaje de las curvas del fusible.

4.3.5. Efecto del rango de corriente del dispositivo de protección sobre la coordinación.

El rango de corriente del dispositivo de protección es crucial para la coordinación entre el dispositivo y las curvas de inmunidad de la sensibilidad del equipo. Como el rango de corriente aumenta, las curvas se hacen cerradas; cuando ellas interceptan, hay puntos de mala coordinación. Para el ejemplo mostrado, el problema de la intersección de la curva inicia cuando el rango de corriente del fusible es igual (ó tan alto) como el rango de la corriente del sistema [54].

4.3.6. Transformación de la característica de tiempo – voltaje del dispositivo de protección en una zona de tiempo – voltaje.

Si el interruptor de aislamiento esta abierto, el circuito tiene un aumento en la impedancia de la fuente, modificando condiciones similares pero con la impedancia de la fuente cambiada y manteniéndose similar el rango de corriente del fusible. Puede verse que la protección dada por el fusible de 100 A., es aún satisfactoria, pero la curva representada por el fusible de 200 A intercepta ó cruza con la curva de hundimiento de voltaje, lo cual podrá significar la marginación

de la sensibilidad del equipo. Esto podrá deducirse con la característica de tiempo - voltaje del dispositivo de protección que tiene que ser transformada dentro de una zona orillada por la nueva curva cuando el RD es solo la fuente. El mismo procedimiento podrá ser usado para conseguir una satisfactoria coordinación cuando la característica de la sensibilidad del equipo en particular bajo estudio es conocida [54].

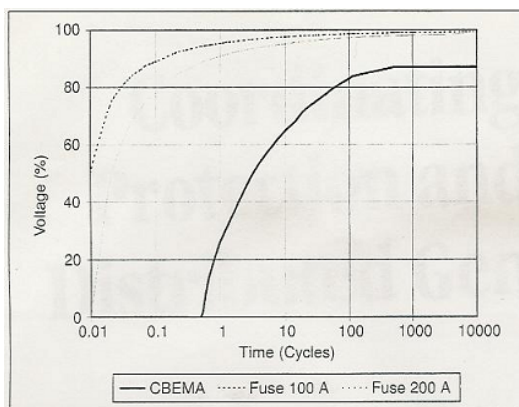


Fig. 4.1. Características tiempo-voltaje del fusible y curva CBEMA para SEP y fuente de RD.

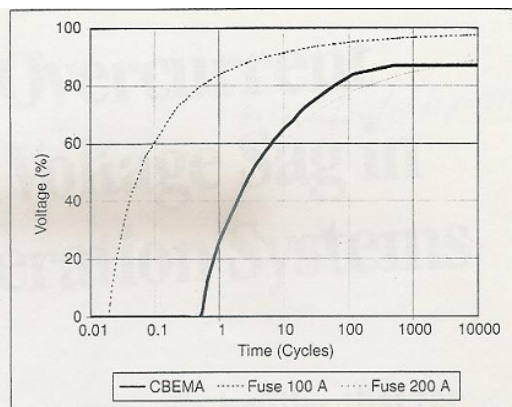


Fig. 4.2. Características tiempo-voltaje del fusible y curva CBEMA para solo RD.

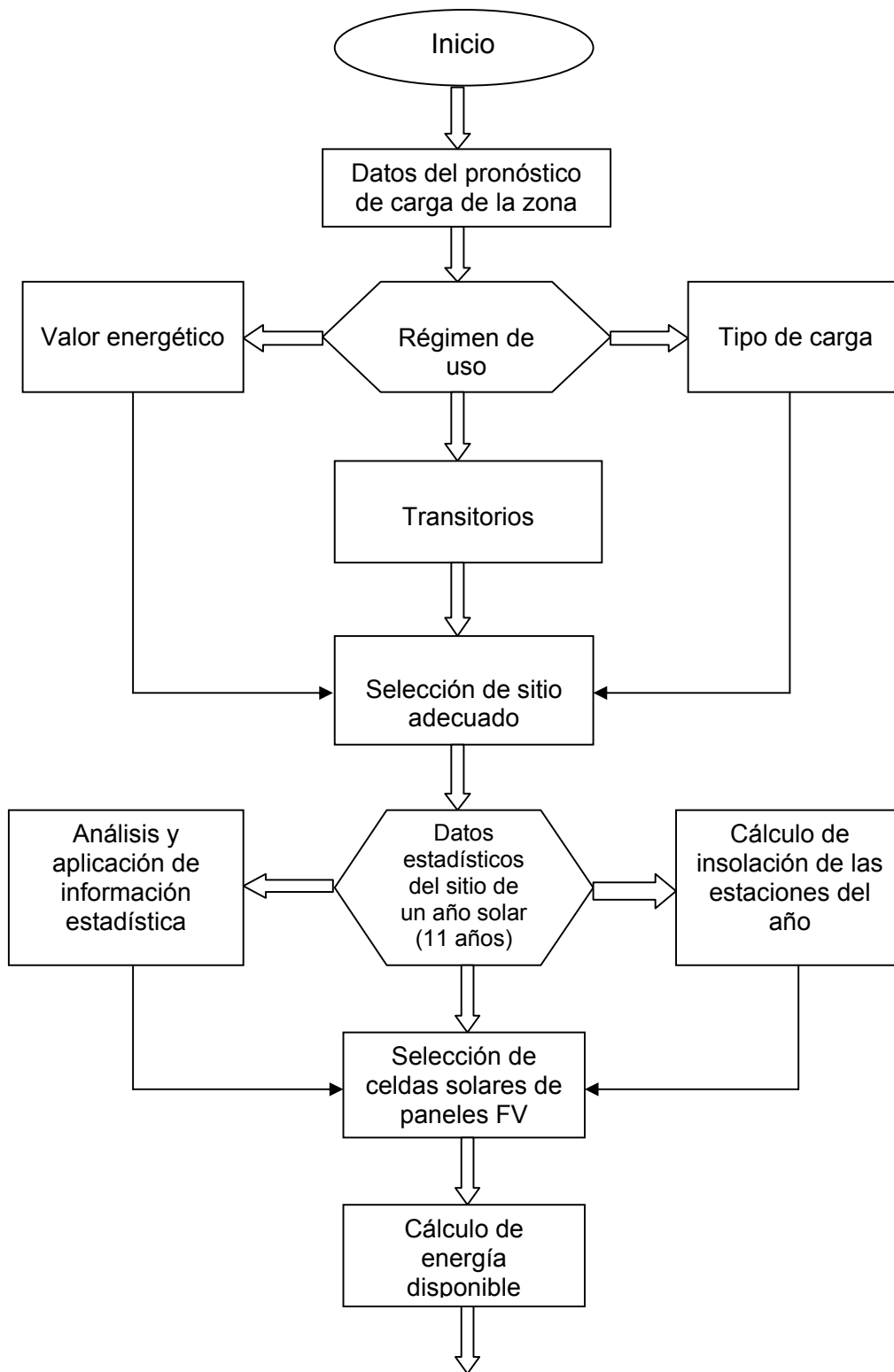
Tabla 4.1.- Resumen de la CTC del dispositivo de protección dentro de la CTV.

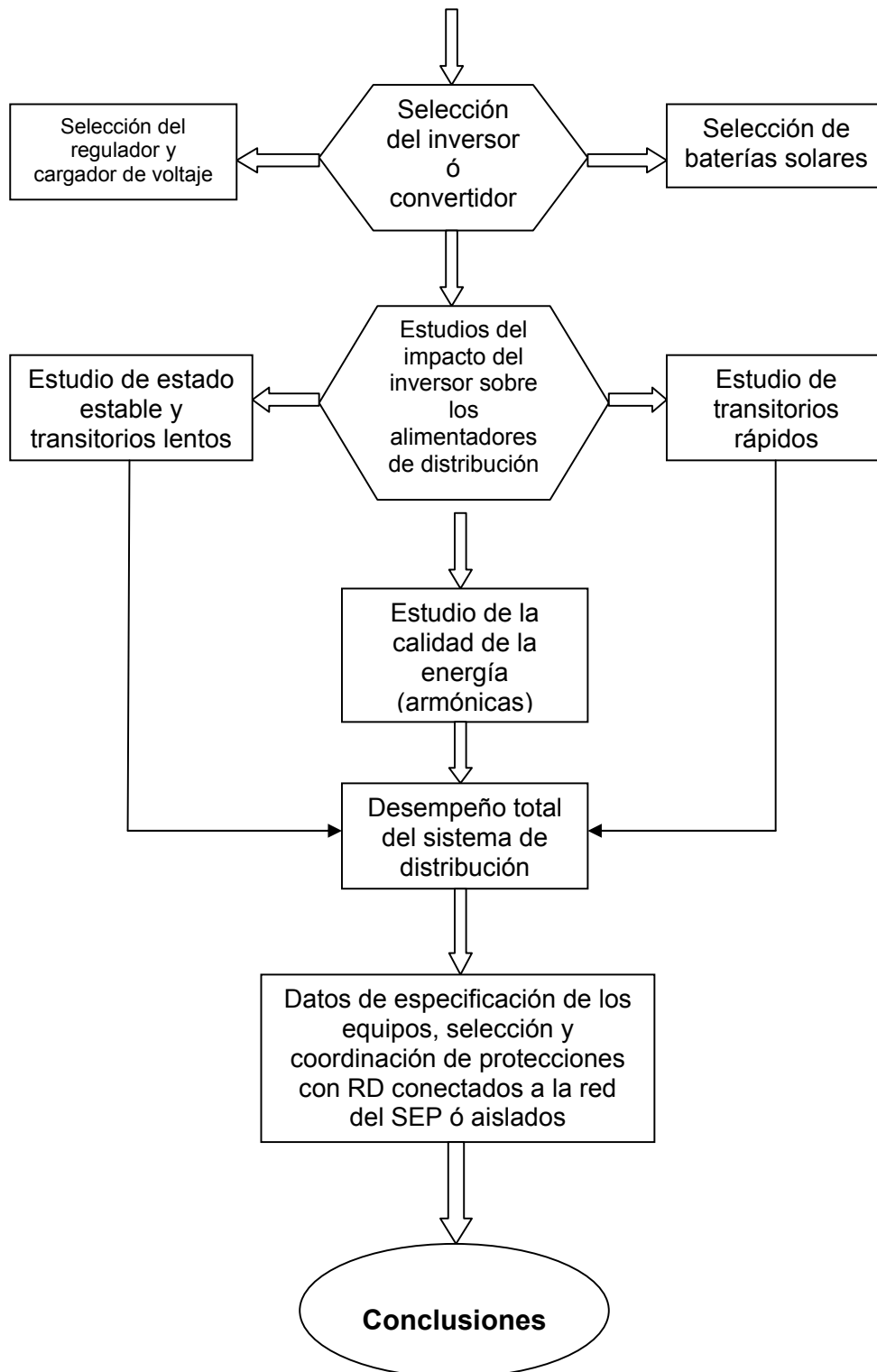
Fuentes de alimentación	Día	Noche	Día	Noche	Ajuste	Tiempo
	480 V	480 V	13.8 kV	13.8 kV	V _h A	Ciclos
ALIMENTACION DE DIA RD / DE NOCHE SEP						
1.- BAHIA DE UNIDAD FV						
1.1.- % de Hundimiento de voltaje V _h (%)	93.49 %		93.46 %		94.0 %	5.0 Ciclos
1.2.- Corriente (A)	10.0 A		10.0 A		10.0 A	
1.3.- Tiempo	10.0 Ciclos		10.0 Ciclos			
2.- ALIMENTADOR 4010						
2.1.- % de Hundimiento de voltaje V _h (%)	95.00 %	95.00 %	94.40 %	93.39 %	95.0 %	8.0 Ciclos.
2.2.- Corriente (A)	100.0 A	100.0 A	100.0 A	100.0 A	100.0 A	
2.3.- Tiempo	10.0 Ciclos	10.0 Ciclos	10.0 Ciclos	10.0 Ciclos		
3.- ALIMENTADOR 4020						
3.1.- % de Hundimiento de voltaje V _h (%)	94.50 %	95.00 %	94.83 %	94.50 %	95.0 %	6.0 Ciclos
3.2.- Corriente (A)	100.0 A	100.0 A	100.0 A	100.0 A	100.0 A	
3.3.- Tiempo	10.0 Ciclos	10.0 Ciclos	10.0 Ciclos	10.0 Ciclos		
4.- ALIMENTADOR 4030						
3.1.- % de Hundimiento de voltaje V _h (%)	95.00 %	95.00 %	94.18 %	92.79 %	95.0 %	10.0 Ciclos
3.2.- Corriente (A)	100.0 A	100.0 A	100.0 A	100.0 A	100.0 A	
3.3.- Tiempo	10.0 Ciclos	10.0 Ciclos	10.0 Ciclos	10.0 Ciclos		

4.3.7. Análisis de resultados

Observando los resultados de la coordinación para alimentación de día y noche en los niveles de tensión de 480 V y 13.8 kV de la tabla 4.1 se propone en las dos ultimas columnas la coordinación para las cuatro ramas que se alimentan en este sistema como se indica y solo se emplea relevadores de sobre-corriente 51 para el lado de B.T. del transformador, para el lado de A.T. del transformador un 50/51 y para los alimentadores 4010, 4020 y 4030 un 50/51 para cada uno.

4.3.8. Diagrama de flujo de la metodología





CAPITULO

Conclusiones.

5

5. 1. Conclusiones.

Dentro de las cualidades de la generación en sitio ó generación distribuida (**GD**) a través de los recursos renovables, es la mejoría del medio ambiente y el desarrollo sustentable del sector eléctrico fuertemente ligado al cuidado y uso eficiente de la energía. La metodología de generación fotovoltaica, se realiza para datos de la irradiancia solar de Tiquicheo, Michoacán con tres años de información, se recomienda contar con la información de un año solar (11 años) y la demanda máxima con los pronósticos de la variedad que componen esta carga.

El punto significativo de la metodología de generación fotovoltaica se basa en el conocimiento y análisis de la irradiancia solar, por que se cuantifica el rango de irradiancia de las estaciones del año y los cambios de cantidades eléctricas (transitorios lentos) como la persistencia y la fluctuación de potencia. Cálculos de flujo de potencia son elaborados para acceder al impacto de las fluctuaciones de la irradiancia solar sobre el punto de acoplamiento común del bus de Tiquicheo, Michoacán y aplicar estos recursos en el diseño y dimensionamiento del proyecto de generación fotovoltaica (FV), concretamente en Tiquicheo, Michoacán la variación de voltaje es constante y por consecuencia no hay variación de frecuencia que influya en la estabilidad del sistema fotovoltaico (FV). Otra cualidad de este sitio son los valores de cantidades eléctricas que hace posible el conocimiento del almacenaje de energía para la noche, es en el área eléctrica los beneficios que se tienen con esquemas de protección más económicos y menos complicados al utilizar relevadores de sobrecorriente 50 / 51 para operar en forma aislada y si se desea operar de forma interconectada con el sistema eléctrico de potencia (SEP) se agrega un relevador de sobrecorriente direccional 67 para desconectar si se requiere en caso de falla en el sistema eléctrico de potencia (SEP) ó en los recursos distribuidos (RD) los interruptores adyacentes a la falla. Además, la generación de frecuencia de resonancia de los armónicos se amortigua a valores de norma con filtros de valores característicos del lado de bajo voltaje ó sea con los usuarios.

5.2. Recomendaciones para trabajos futuros.

Se recomienda comenzar a investigar sobre datos de irradiancia solar para un año solar (11 años), de probables sitios claves en el desarrollo y dimensionamiento de la generación fotovoltaica que permita conocer el comportamiento y características del sitio seleccionado sobre el impacto de las fluctuaciones de la irradiancia solar sobre el punto de acoplamiento común (PAC) del bus donde se desee infiltrar sistemas de generación fotovoltaica. Tarea para los centros de investigación, porque el manejo de cantidades de datos por año son elevados y estos multiplicados por once años estamos hablando que entre once estudiantes por semestre harían el trabajo de un sitio para un año solar.

Es importante definir los recursos del sitio para todas las épocas del año para establecer el día solar promedio. En época de invierno calcular la energía generada con la insolación más baja de la época para ver la diferencia que existe con la insolación promedio diaria, con lo cual nos dará la diferencia del número de paneles para establecer el número adecuado de paneles FV para invierno y en época de verano verificar con la insolación más baja con respecto al promedio para saber si se cubre la energía disponible requerida en el sitio para cubrir la demanda máxima.

Necesario conocer los datos de las cargas alimentadas para analizar su comportamiento las 24 hrs.

Desarrollar un programa computacional de **transitorios lentos** para el anexo B de este trabajo como herramienta de análisis del comportamiento de la fluctuación de voltaje e irradiancia que afecta el comportamiento de la corriente y de la potencia, que ayude a partir de los datos de irradiancia en días claves (nublados ó lluviosos) en el análisis del comportamiento de la persistencia para cualquier sitio.

En base a los datos del recurso renovable del sitio establecer la tecnología actualizada, adecuada al nodo del área donde se piensa conectar al SEP que nos permita tener la contribución menor de armónicos. Esto se logra con un filtro a la salida del inversor con la capacitancia de un valor pequeño.

REFERENCIAS

[1] A methodology to design electric distribution infrastructures for rural areas.

Damien Thirault, Yvon Bésanger, Nouredine Hadjsaid, Frédéric Dumas, Guy Huard.
Power systems and Communications Infrastructures for the future. Beijing, September 2002.

[2] Renewables 2005 global status report. Paper prepared for the Worldwatch Institute Lead.

Author: Eric Martinot.

REN21 renewable Energy Policy Network for the 21st Century.

[3] Notas sobre curso de Energía solar.

Juan Jorge Hermosillo Villalobos, David Gudiño Ayala, Miryam Mendoza Ramírez.
Departamento de Procesos Tecnológicos e Industriales División de Ingeniería, Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Occidente. Feb. 1995.

[4] Energía Fotovoltaica en la Educación a Distancia. Guía Técnica 2001.

Abraham Ellis, Alma Delia Cota, Robert Foster, Charles Hanley, Michael Ross, Chris Rovero, Lilia Ojinaga.

[5] Sistema Fotovoltaico de Concentración 2x con Seguimiento en dos ejes.

M. García, L. Marroyo, Depto. de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Universidad Pública de Navarra. M. Arrarás, J.A. Donamaría, M.A. Pérez y F. Esparza., Acciona Energía. 2006. Pags. 50-52.

[6] Photovoltaic System Research & Development Gallium Arsenide Solar Cells.

11/10/2005 Sandia's Photovoltaic System Program.

[7] Photovoltaic System Research & Development Beyond Single-Crystal Silicon- A Wide Range of Materials.

11/10/2005 Sandia's Photovoltaic System Program.

[8] Photovoltaic Solar Cell: An Overview of State-of-the-Art Cell Development and Environmental issues.

R.W. Miles^{*}, K.M. Hynes, I Forbes.
Northumbria Photovoltaics Applications Centre, University of Northumbria, School of Engineering,
Ellison Place, Newcastle upon Tyne, Newcastle NE1 8ST, UK. ELSEVIER 2005.

[9] Harmonic Interaction Between a Large Number of Distributed Power Inverters and the Distribution Network.

Johan H. R. Enslin, Peter J. M. Heskes.
IEEE Transactions on Power Electronics. Vol. 19 No. 6 November 2004.

[10] Distributed Generation: Understanding the Economics.

Arthur D. Little, Inc. 1999.

[11] Reducing Facility Operating Costs Through On-Site Generation of Electricity.

Gestur Petursson and Dr. Wayne C. Turner Alcan and Oklahoma State University. Energy Engineering Vol. 98, No. 5, 2001.

[12] Distributed Generation Cost Impacts on T & D Systems.

Glenn McGrath Resource Dynamics Corporation Vienna, Virginia 22182
William Steeley EPRI Palo Alto, CA 94304.

[13] Comparative Analysis of Conventional and Renewable Energy Sources for a Typical Indian Village.

Nawaz^{*}, Department of Mechanical Engineering, Faculty of Engineering and Technology, Jamia Millia Islamia, New Delhi, India.
G.N. Tiwari, Centre of Energy Studies, Indian Institute of Technology Delhi, Hauz Khas, New Delhi, India.
International Journal of Ambient Energy, Volume 28, Number 1, January 2007.

[14] Distributed Generation and Renewable Energy Systems.

R. Ramakumar, Fellow, IEEE PSO/Albrecht Naeter Professor and Director, Engineering Laboratory, P. Chiradeja, Graduate Student Oklahoma State University IECEC 2002 Paper No. 20027.

[15] Reactive Power from Distributed Energy.

John Kueck, Brendan Kirby, Tom Rizy, Fangxing Li and Ndeye Fall. December 2006, Vol, 19 Issue 10, Elsevier Inc.

[16] Planning for Distributed Generation.

Roger C. Dugan Fellow IEEE, Thomas E. McDermott Senior Member IEEE and Greg J. Ball Member IEEE,. IEEE Industry Applications Magazine March/April 2001.

[17] Distributed Generation in Developing Countries.

Edward M. Petrie and H. Lee Willis (ABB) and Masaki Takahashi (World Bank), Cogeneration and on-site, 2001.

[18] Generación Distribuida Energía de Calidad.

Afinidad Eléctrica 2007, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE).

[19] Calidad de la Energía en las Instalaciones Eléctricas.

Jaume Rubio y Ana Álvarez Schneider Electric España, S.A. Especial Energía / Dic. 2006.

[20] Expansión de la Red Generación Distribuida y Compañía Eléctrica Virtual.

Terry Jones, ABB Power T&D Ltd., Edward Petrie, ABB Power T&D Company Inc., ABB Revista 3 / 2000.

[21] Una revisión a la planeación de las redes de distribución.

Gilberto Enríquez Harper.
RVP-AI/2005 – DIS – 08 IEEE Sección México, M – 1911.

[22] Análisis Comparativo de los Métodos de Asignación de Pérdidas Eléctricas en Redes de Distribución con Generación Distribuida.

P.M. De Oliveira-De Jesús, Miembro, IEEE, and M.T. Ponce de Leao, Miembro, IEEE.
IEEE Latin America Transaction, Vol. 3, No. 3, July 2005.

[23] El concepto de redes de distribución de energía eléctrica con alta disponibilidad.

Gilberto Enríquez Harper.
RVP - AI/2005 – DIS – 07 IEEE Sección México, M – 1908.

[24] A Survey of Solutions and Options for the Integration of Distributed Generation into Electricity Supply Systems.

Michael Ten Donkelaar, Energy Research Centre of the Netherlands (ECN) Published in Energy & Environment, Volume 15, No. 2 2004. Pp 323-332.

[25] Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market.

Walid El-Khattam, Student Member, IEE, Kankar Bhattacharya, Senior Member, IEE, Yasser Hegazy, Member, IEE, and M.M. A. Salama, Fellow, IEEE. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No.3, August 2004.

[26] An Approach to Quantify the Technical Benefits of Distributed Generation.

Pathomthat Chiradejam, Member, IEEE, and R. Ramakumar, Life Fellow IEEE.
IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol, 19 NO. 4 December 2004.

[27] Predicción Estocástica de Huecos de Tensión en redes de distribución.

J.A. Martínez Velasco y J. Martín Arnedo. Depto. de Ingeniería Eléctrica. Universidad Politécnica de Cataluña. Marzo / abril 2006.

[28] Voltage Sag Studies in Distribution Networks – Part I: System Modeling.

Juan A. Martinez, Member, IEEE, and Jacinto Martin-Arnedo IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, No. 3, July 2006.

[29] Voltage sag Studies in Distribution Networks – Part II: Voltage Sag Assessment.

Juan A. Martinez, Member, IEEE, and Jacinto Martin – Arnedo. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, No. 3 July 2006.

[30] Distribution System Grounding Fundamentals.

Edward S. Thomas, PE – Senior Member, Richard A. Barber – Member Utility Electrical Consultants, PC, Raleigh, NC 27601. John B. Dagenhart, P E, PLS – Senior Member, Allen L. Clapp, PE, PLS – Senior Member. Clapp Research Associatesm Raleigh, NC 27612. IEEE Industry applications magazine Sept.- Oct. 2005 Pp 67-76.

[31] Detrimental Effects of Capacitors in Distribution Networks in the Presence of Harmonic Pollution.

Nicola Locci, Carlo Muscas, Member, IEEE, and Sara Sulis, Student Member, IEEE. IEEE Transactions Power Delivery, VOL. 22, No. 1 January 2007.

[32] Planning Approaches for the Strategic Placement of Passive Harmonic Filters in Radial Distribution Networks.

Mau Teng Au, Member, IEEE, and Jovica V. Milanovic, Senior Member, IEEE IEEE Transactions on Power Delevery, Vol. 22, No. 1 January 2007.

[33] Valuation of Harmonic injection costs.

P.J. Talacek, N.R. Watson*
Department of Electical and Computer Engineering, University of Canterbury, Private Bag 4800, Christchurch, New Zealand Received 1 May 2001; Revised 5 April 2004; Accepted 28 May 2004.
Electrical Power and Energy Systems 26 (2004) 741-749. ELSEVIER

[34] Impacts Over the Distribution Grid From the Adoption of Distributed Harmonic Filters on Low Voltage Customers.

Maria Emília de Lima Tostes, Ubiratan H. Becerra, Rogério D. S. Silva, Jorge A. L. Valente, Carmina Célia Moura de Moura, y Tadeu M. M. Branco.
IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 20, No. 1, January 2005.

[35] Análisis de sistemas de potencia.

W. D. Stevenson, edición 99, editorial McGRAW HILL.

[36] Overhead Conductor Manual. Southwire Company. Primera edición, 1994.

Ridley Thrash, Gerald Hudson, Dave Cooper, Gene Sanders.

[37] El ABC de las instalaciones eléctricas industriales.

Gilberto Enríquez Harper.
Editorial Limusa pre-edición 1985.

[38] Curso de transformadores y Motores trifásicos de Inducción.

Gilberto Enríquez Harper.
Editorial Limusa, segunda edición 1977.

[39] Series Compensation of Power systems.

P. M. Anderson, R. G. Farmer, 1996.

[40] IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems.

IEEE Std 519-1992.

[41] Voltage Fluctuations on Distribution Level Introduced by Photovoltaic Systems.

Achim Woyte, Vu Van Thong Student Member IEEE, Ronnie Belmans Senior Member IEEE and Johan Nijs Senior Member IEEE.
IEEE Transaction on Energy Conversion vol. 21, No. 1 March 2006.

[42] Técnicas Computacionales en Ingeniería de Alta Tensión.

Gilberto Enríquez Harper.
Editorial Limusa, Pre-edición 1987.

[43] Estadística para Administración y Economía.

William . J. Stevenson, Rochester Institute of Technology, Oxford University Press.
Acabados Editoriales incorporados, S.A. de C.V. 2003.

[44] Probability of islanding in utility networks due to grid connected photovoltaic power Systems.

Bas Verhoeven, KEMA Nederland B. V. Report IEA PVPS T5-07: September 2002.

[45] Guía de Protección de Sobre-voltajes para Sistemas de Generación de Potencia Fotovoltaica FV.

Norma IEC 61173. Primera edición 1992-08.

[46] Power Quality Behavior of Different Photovoltaic Inverter Topologies.

P.J.M. Heskes, J.H.R. Enslin
PCIM – 2003, 24th International Conference, May 20 – 23, 2003.

[47] Photovoltaic Generation on Distribution Feeders.

Edward C .Kern Jr Ph. D. Ascension Technology, Inc. Lincoln Center MA 01773, Edward M. Gulachenski P. E. New England Power Service Company Westborough MA 01582.
Presented at the 1989 Power Distribution Conference The University of Texas at Austin Monday, October 23, 1989.

[48] Interconnection Testing of Distributed Resources.

Benjamin Kroposki, Senior Member, IEEE, Thomas Basso, Member, IEEE, and Richard DeBlasio, Senior Member, IEEE. 2004 IEEE.

[49] Conexión a la Red de Distribución de Baja Tensión de Paneles Fotovoltaicos.

Jornadas Matelec 96-Cired Sesión / Subapartado: 4.3.4. Autor Julio Montaner Morant
Compañía Sevillana de Electricidad. Mayo / junio 2006.

[50] Intertie Requirements For DGs Connected to Radial Distribution Feeders.

Gerard L. Gustafson, Basler Electric Company.
Presented before the 31st Annual Western Protective Relay Conference Spokane, Washington
October 19-21, 2004.

[51] Multifunction Digital Relay Commissioning and Maintenance Testing.

An IEEE / IAS Working Group Report. By Charles Mozina, Chair & Michael Young, Vice Chair.
IEEE Industry Applications Magazine Sept. / Oct. 2005.

[52] Effects of Distributed Generation on Utility Protection Schemes.

Gerald Dalke, Basler Electric Company.

[53] Distributed Generation Interconnections: Protection, Monitoring, And Control Opportunities.

Donald L. Hornak, Basler Electric Company. N.H. "Joe" Chau, Florida Power and Light
Company.

[54] Coordinating Over-current Protection and Voltage Sag in Distributed generation Systems.

J.C. Gómez, M.M. Morcos. IEEE Power Engineering review, February 2002.

[55] Protective Relays Application Guide.

Published by GEC Measurements 1987. St Leonards Works, Stafford England.

[56] SIPROTEC Numerical Protection Relays.

Protection Systems, Catalog SIP 2006.

ANEXO

Valores de inductancias y capacitancias del sistema central de CFE.

A

A. 1. Valores de Inductancias y Capacitancias de los tramos de L. T.

Posición	Descripción	Inductancia trifásica	Capacitancia trifásica
		L (m H)	C _n (F)
01	Tramo de L.T. Tiquicheo - Tingambato	150.76	4.054 x 10 ⁻⁷
02	Tramo de L.T. Tiquicheo - Huetamo	168.71	4.54 x 10 ⁻⁷
03	Tramo de L.T. Huetamo - Tingambato	287.74	6.98 x 10 ⁻⁷
04	Tramo de L.T. Huetamo – Altamirano	183.85	4.63 x 10 ⁻⁷
05	Tramo de L.T. Altamirano – Altamirano II	19.80	0.44 x 10 ⁻⁷
06	Tramo de L.T. Altamirano II - Tlapehuala	64.82	1.37 x 10 ⁻⁷
07	Tramo de L.T. Tlapehuala - Arcelia	115.07	2.42 x 10 ⁻⁷
08	Tramo de L.T. Arcelia - Amatepec	204.10	4.42 x 10 ⁻⁷
09	Tramo de L.T. Arcelia - Teloloapan	238.03	4.98 x 10 ⁻⁷
10	Tramo de L.T. Huetamo - Zirandaro	68.08	1.31 x 10 ⁻⁷

A, 2. Valores de la Inductancia de los transformadores.

Posición	Descripción	Inductancia L (m H)
01	Transformador 1 de Tiquicheo	518.0
02	Transformador 2 de Huetamo distribución	518.0
03	Transformador 3 de Huetamo-Zirandaro	518.0
04	Transformador 4 de Huetamo distribución	186.4
05	Transformador 5 de Altamirano distribución	518.0
06	Transformador 6 de Altamirano distribución	518.0
07	Transformador 7 de Altamirano II distribución	518.0
08	Transformador 8 de Tlapehuala distribución	518.0
09	Transformador 9 de Arcelia subtransmisión	518.0
10	Transformador 10 de Arcelia distribución 1	518.0
11	Transformador 11 de Arcelia distribución 2	186.4
12	Transformador 12 de Teloloapan distribución	186.4
13	Transformador 13 de Teloloapan distribución	186.4
14	Transformador 0 del GFV	5.052

A. 3. Valores de la capacitancia de los bancos de compensación conectados en los buses.

Posición	Descripción	Capacitancia C (micro Farad)
01	Banco de compensación conectado en bus de Arcelia de 115 k V	45,129.0
02	Banco de compensación conectado en bus de Tlapehuala de 13.8 k V	20,060.0
03	Banco de compensación conectado en bus de Altamirano II de 13.8 k V	45,130.0

A. 4. Valores de la Inductancia en L. D. utilizadas en campo travesía.

Posición	Descripción	Inductancia trifásica L (m H)
01	Tramo de L.D. a Tiquicheo alimentador 4010 estructura 21 utilizada para nivel de tensión de 13.8 k V	24.124
02	Tramo de L.D. a El limón alimentador 4020 Estructura 21 utilizada para nivel de tensión de 13.8 k V	40.29
03	Tramo de L.D. a Paso de Nuñez alimentador 4030 Estructura 21 utilizada para nivel de tensión de 13.8 k V	60.435

A. 5. Valores de la Inductancia en L. D. utilizadas dentro de los pueblos.

Posición	Descripción	Inductancia trifásica L (m H)
01	Tramo de L.D. dentro de Tiquicheo del alimentador 4010 estructura 14 nivel de tensión 13.8 k V	3.35
02	Tramo de L.D. dentro de el Limón del alimentador 4020 estructura 14 nivel de tensión 13.8 k V	3.35
03	Tramo de L.D. dentro de Paso de Nuñez del alimentador 4030 estructura 14 nivel de tensión de 13.8 k V	3.35

A. 6. Valores de la Inductancia de los transformadores trifásicos de distribución.

Posición	Descripción	Inductancia L (m H)
01	Transformador de distribución trifásico No. 1 de Tiquicheo (4010) de 45 k VA	821.74
02	Transformador de distribución trifásico No. 2 de Tiquicheo (4010) de 30 k VA	1232.60
03	Transformador de distribución trifásico No. 3 de Tiquicheo (4010) de 15 k VA Nota: Estos valores se repiten para los transformadores De distribución trifásicos de los pueblos El Limón, (4020) y Paso de Nuñez (4030)	2,464.90

A. 7. Valores de la Inductancia de los transformadores monofásicos de distribución

Posición	Descripción	Inductancia L (m H)
01	Transformador de distribución monofásico No. 1 de Tiquicheo (4010) de 37.5 k VA	739.80
02	Transformador de distribución monofásico No. 2 de Tiquicheo (4010) de 25 k VA	1,109.20
03	Transformador de distribución monofásico No. 3 de Tiquicheo (4010) de 10 k VA Nota: Estos valores se repiten para los transformadores De distribución monofásicos de los pueblos El Limón, (4020) y Paso de Nuñez (4030) solo se repite el primer valor	2,773.10

A.8. Valores equivalentes de la red de transmisión y de la red de distribución (área central, zona Altamirano).

Posición	Descripción	Inductancia trifásica Equivalente L_{eq} (m H)	Capacitancia trifásica Equivalente C_n (F)
01	Red de transmisión	481.37	113.84×10^{-6}
02	Alimentador 4010 Tiquicheo	812.44	$3,240 \times 10^{-6}$
03	Alimentador 4020 El limón	814.16	$1,500 \times 10^{-6}$
04	Alimentador 4030 Paso de Nuñez	2,628.98	900×10^{-6}
05	Inversor	24.0	6×10^{-6}

ANEXO

Elementos de probabilidad y estadística en el análisis de los estudios de transitorios lentos.

B

Introducción.- La probabilidad y estadística es una de las ramas de las matemáticas que constituyen por si sola una especialidad y que tiene aplicaciones múltiples a los problemas de ingeniería en sus distintas disciplinas. El análisis de los estudios de transitorios lentos requiere tanto de su aspecto analítico como experimental del manejo ESTADISTICO de la información de la medición de la IRRADIANCIA, así como de estudios PROBABILISTICOS.

El Concepto de Estadística.- Es el manejo de datos ó información de eventos ocurridos ó mediciones realizadas, y constituye una historia matemática de eventos ocurridos ó mediciones realizadas, por ejemplo aspectos de la energía solar como la (fluctuación) variación de la irradiancia solar. El registro de esta información estadística permite realizar estudios, por ejemplo análisis probabilístico, curvas de distribución de frecuencia acumulativa, etc. La información estadística se puede manejar en forma numérica, se hace a base de tablas que registran un evento y el número de veces que ese evento ocurre, otra forma de manejar la información estadística es por medio de gráficas de las que se tienen dos tipos:

- ✓ Diagramas de barras
- ✓ Histograma

El Histograma.- Es una variante gráfica del diagrama de barras que además de ser objetivo en su representación permite inferir ciertas características fundamentales para el análisis probabilístico. La construcción de un histograma obedece a ciertas reglas que se pueden resumir como sigue:

1.- Se deben localizar ó diseñar los intervalos de clase para un experimento es decir definir entre que valores se va a manejar un evento, por ejemplo para el caso de la irradiancia solar, el intervalo de clase es el valor entre una medición y otra.

1.00 – 100.00
101.00 – 300.00
301.00 – 500.00

2.- Se determina la clase de marca que es el punto medio de un intervalo de clase.

Clase	Clase de marca
1.00 – 100.00	49.5

3.- Se miden la frecuencia de ocurrencia de cada intervalo de clase.

4.- Se construye la gráfica con el eje de las abscisas representando al evento (por medio de su intervalo de clase) y las ordenadas con la frecuencia de ocurrencia.

Si los intervalos de clase son iguales, entonces los rectángulos son:

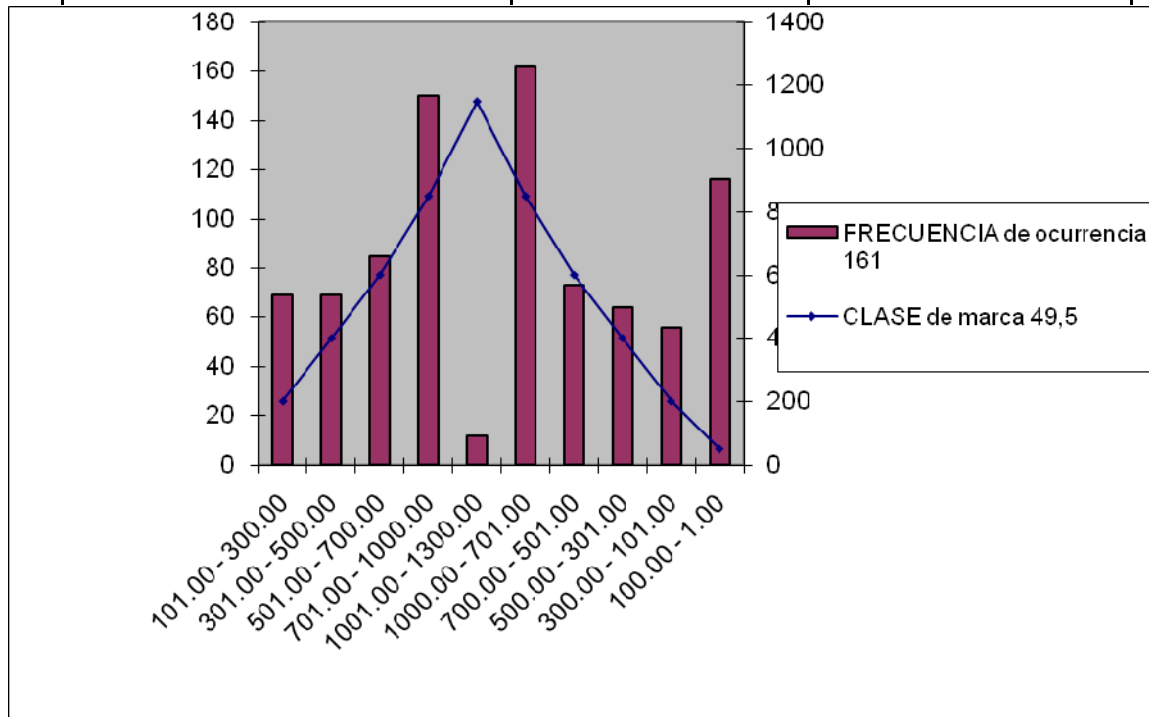
Proporcionales a las frecuencias.

Cada rectángulo tiene como centro la clase de marca.

A partir de la integración del histograma se establece el concepto de la llamada “curva de distribución de frecuencia acumulativa” que en su forma más elemental se obtiene uniendo los puntos medios (superiores) de cada rectángulo del histograma.

Tabla B.1. Histograma de la Irradiancia promedio de verano del 2004.

EVENTO (Irradiancia promedio en W / m ²)	FRECUENCIA de ocurrencia	CLASE de marca
1.00 - 100.00	161	49,5
101.00 - 300.00	69	200.5
301.00 - 500.00	69	400.5
501.00 - 700.00	85	600.5
701.00 - 1000.00	150	850.5
1001.00 - 1300.00	12	1150.5
1000.00 - 701.00	162	850.5
700.00 - 501.00	73	600.5
500.00 - 301.00	64	400.5
300.00 - 101.00	56	200.5
100.00 - 1.00	116	49.5



Grafica B.1. Curva de distribución de frecuencia acumulativa.

EL MODO.- Es el valor del evento que ocurre con mayor frecuencia, es decir establecido un intervalo de clase, el modo se obtiene revisando la columna correspondiente a la frecuencia de ocurrencia.

Con estos conceptos elementales sobre estadística se puede pasar a la parte de métodos aritméticos, mismos que constituyen la base para el análisis probabilístico.

Los conceptos elementales de los métodos aritméticos son las llamadas “medidas de localización” como son:

VARIANZA.- La otra forma de expresar la desviación absoluta media (DAM) es por medio del concepto de varianza que no toma a los valores absolutos de las diferencias de cada valor con respecto a la media.

$$S = \frac{(X_1 - X)^2 + (X_2 - X)^2 + \dots + (X_n - X)^2}{n - 1} = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - X)^2}{n - 1}$$

También se puede expresar la varianza como:

$$S = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - X)^2}{n}$$

DESVIACIÓN ESTÁNDAR.- Una medida más común para expresar una desviación de tendencia central, es la llamada desviación estándar que representa un concepto aplicado frecuentemente a distribuciones probabilísticas.

La desviación estándar se representa por la letra σ

$$\sigma = \sqrt{\text{varianza}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i - X)^2}{n - 1}}$$

COEFICIENTE DE VARIACIÓN.- En algunas ocasiones en lugar de emplear el concepto de desviación estándar se usa otro denominado coeficiente de desviación que es una indicación de la variación de la desviación estándar con respecto al valor medio.

$$\text{Coeficiente de variación} = \frac{\sigma}{\bar{X}}$$

EJEMPLO:

En nuestro caso determinar el rango, la varianza, la desviación estándar y el coeficiente de variación del Histograma de la Irradiancia promedio de verano del 2004.

Solución:

No. de Mediciones	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Valores medidos	1	100	300	500	700	1000	1300	1000	700	500	300	100	1

Rango. Es la diferencia del valor mayor y el menor de las mediciones.

$$\text{Rango} = 1,300 - 1 = 1,299$$

Varianza:

$$\bar{X} = \frac{1+100+300+500+700+1000+1300+1000+700+500+300+100+1}{13} = \frac{6502}{13} = 500.15$$

$$S = \frac{(1-500.15)^2 + (100-500.15)^2 + (300-500.15)^2 + (500-500.15)^2 + (700-500.15)^2 + (1000-500.15)^2 + (1300-500.15)^2 + (1000-500.15)^2 + (700-500.15)^2 + (500-500.15)^2 + (300-500.15)^2 + (100-500.15)^2 + (1-500.15)^2}{13-1}$$

$$= \frac{(300-500.15)^2 + (100-500.15)^2 + (1-500.15)^2}{11}$$

$$\begin{aligned}
S &= \frac{(249150.72)+(160120.02)+(40060.02)+(0.0225)+(40060.02)+(249850.02)+}{12} \\
&= \frac{(639760.02)+(249850.02)+(39940.02)+(0.0225)+(40060)+(160120.02)+(249150.72)}{12}
\end{aligned}$$

$$S = 61,593.40 + 114,906.74 = \mathbf{176,500.14}$$

Desviación Estándar

$$\sigma = \sqrt{176,500.14} = \mathbf{420.12}$$

$$\text{Coeficiente de Variación} = \frac{\sigma}{X} = \frac{420.12}{500.15} = \mathbf{0.84}$$

Concepto Básico de Probabilidad.- El término probabilidad se refiere formalmente a eventos físicamente realizables ó medibles de la naturaleza y se expresa en su forma más elemental como un cociente de dos cantidades. Se toma como muestra un lote de 1227 mediciones de la Irradiancia en la época de verano entre los cuales se encontró 26 días nublados y lluviosos en está época, entonces la probabilidad de encontrar días nublados es:

$$P = \frac{\text{Número de días nublados}}{\text{Número total de días de la muestra}}$$

$$P = \frac{26}{1227} = 0.0212$$

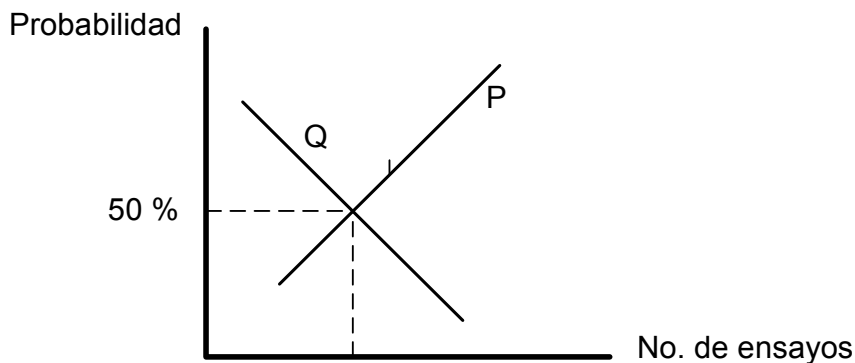
Este concepto elemental de probabilidad es aplicable directamente a las mediciones y estudios de la Irradiancia solar. Por ejemplo una forma simple y aproximada de determinar la variación (fluctuación) de la Irradiancia en un sitio con características apropiadas de una zona despejada y con poca probabilidad de nublados y lluvias durante la producción de energía eléctrica a través de la Irradiancia del sitio es dividir para un determinado número de días

nublados ó con lluvia que producen variación de la Irradiancia entre el total de los mismos. La probabilidad se puede manejar para una medición dada como una relación de DESPEJADO y

NUBLADO; por ejemplo, si se trata de determinar la variación de la Irradiancia solar de un sitio probado en una época del año dada entonces si esta despejado se puede considerar como un éxito del ensayo y si no ocurre esto como un día nublado, en este caso los eventos DESPEJADO y NUBLADO son EXCLUSIVOS y entonces las probabilidades de uno y otro sumadas son la unidad, es decir si se designa por **P** la probabilidad de despejado y por **Q** la probabilidad de nublado, entonces:

$$P + Q = 1.0$$

Este tipo de probabilidad se conoce también como EXCLUSIVA ya que una probabilidad excluye la otra y es común que se exprese gráficamente como:



Grafica No. 3.2. Probabilidad exclusiva

Cantidades Aleatorias.- Un concepto importante en la teoría de probabilidades es el número aleatorio ó cantidad al azar y que representa para una medición ó serie de mediciones la posibilidad de que la medición pueda adoptar distintos valores, a esta posibilidad al azar se le conoce como el evento ó medición y al valor que adopta esta medición que puede tomar, que no depende de una regla matemática en particular, se le conoce como el número ALEATORIO. Por lo general los números aleatorios se establecen dentro de un número determinado entre 0 y N.

Al concepto de PRODUCCIÓN de números aleatorios ó cantidades que aparecen al azar dentro de un rango definido se le conoce como el generador de números aleatorios. En el caso de los sistemas de Generación Fotovoltaica, se comportan como algunas variables aleatorias desde el punto de vista de la Irradiancia solar aplicadas por horarios de salida y crepúsculo del sol las siguientes:

Irradiancia promedio.- Es decir las horas en que hay sol e inciden sobre las instalaciones en la forma de Intensidad del sol que no es más que una cierta magnitud y cuyo valor se presenta en una forma aleatoria.

Se ha determinado que el rango principal de variación de esta Irradiancia se encuentra entre 1 W / m^2 y $1,300 \text{ W / m}^2$, teniendo una probabilidad de ocurrencia mayor, los de mayor valor en verano.

El ángulo de incidencia de la Irradiancia promedio.- La Intensidad solar que se manifiesta en forma de rayos solares, cuando inciden en línea directa a tierra, tienen un cierto ángulo de incidencia, con respecto al plano de la tierra ó latitud, dependiendo de este ángulo de incidencia es el valor de la Irradiancia, proporcionada por los rayos solares, para analizar esto se considera que este ángulo de incidencia se comporta en forma aleatoria.

Existen otras cantidades aleatorias, pero en general para propósitos de aplicación se manejan en términos de distribución probabilística, es decir, su comportamiento estadístico registrado a lo largo de períodos de tiempos determinados (del orden de años para la magnitud de la Irradiancia solar).

Este tipo de distribuciones para su estudio, se pueden clasificar como:

- Distribuciones discretas.
- Distribuciones continuas.

Distribuciones de Probabilidades Discretas.- Supóngase que X es una variable discreta al azar que puede tomar valores X_1, X_2, \dots, X_n con probabilidades P_1, P_2, \dots, P_n tal que la suma de ellas $P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_n = 1$ y $P_i \geq 0$ para toda i . En este caso se dice que X es una variable de probabilidad discreta. En física, la mayor parte de las distribuciones probabilísticas caen dentro de dos tipos de distribuciones conocidas como: distribución binomial y distribución de poisson, eventualmente para problemas de pronósticos se usa la distribución estándar.

Distribución Binomial.- Supóngase que en una serie de n mediciones independientes, de estos M eventos, se puede tener una probabilidad de día despejado p y una probabilidad de día nublado q tal que: $q = 1 - p$. El número de días despejados que se observa cae dentro de

0 y N. Para una distribución Binomial la probabilidad de tener **K** días despejados de **n** mediciones posibles se determina de acuerdo con la expresión siguiente:

$$\text{Probabilidad de tener K días despejados} = p(K) = {}^n C_k p^k (1 - P)^{n-k} = {}^n C_k p^k q^{n-k},$$

$q = 0, 1, 2, \dots, n$

Esta fórmula define la llamada probabilidad discreta binomial que se obtiene cuando la expresión:

$$1 - (p + (1 - p)^n) = \sum_{k=0}^n {}^n C_k p^k (1 - p)^{n-k}$$

Se expande por medio del teorema binomial, para ilustrar esto consideramos el siguiente **ejemplo:**

Se analiza el Histograma de la Irradiancia promedio de verano del 2004, que comprende 92 días y se desea encontrar la probabilidad para una distribución Binomial de que aparezca en forma aleatoria el día despejado.

X = número de mediciones que puede aparecer despejado.

SOLUCION.- Los rangos de valores que puede tomar $X = 0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, \dots, 92$. Como cada día tiene 2 posibilidades (Despejado ó Nublado) la probabilidad de que este despejado por cada día es $\frac{1}{2} = P$, para los 92 días medidos la posibilidad de que este despejado es $92/2$. De acuerdo con la expresión para la probabilidad de una distribución binomial.

$$P(k) = {}^n C_k p^k (1 - p)^{n-k}$$

Los parámetros para aplicar esta formula son:

$$n = 92 \text{ días.}$$

$$p = \frac{1}{2}$$

$$k = 0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, \dots, 92.$$

$$P(0) = {}^{92}C_0 \left(\frac{1}{2}\right)^0 (1 - \frac{1}{2})^{92-0} = 1 \times 1 \times 2.02 \times 10^{-28} = 2.02 \times 10^{-28}$$

$$P(1) = {}^{92}C_1 \left(\frac{1}{2}\right)^1 (1 - \frac{1}{2})^{92-1} = 1 \times 0.5 \times 4.04 \times 10^{-28} = 2.02 \times 10^{-28}$$

$$P(2) = {}^{92}C_2 \left(\frac{1}{2}\right)^2 (1 - \frac{1}{2})^{92-2} = 1 \times 0.25 \times 8.08 \times 10^{-28} = 2.02 \times 10^{-28}$$

$$P(3) = {}^{92}C_3 \left(\frac{1}{2}\right)^3 (1 - \frac{1}{2})^{92-3} = 1 \times 0.125 \times 1.62 \times 10^{-27} = 2.025 \times 10^{-28}$$

$$P(4) = {}^{92}C_4 \left(\frac{1}{2}\right)^4 (1 - \frac{1}{2})^{92-4} = 1 \times 0.0625 \times 3.23 \times 10^{-27} = 2.02 \times 10^{-28}$$

$$P(5) = {}^{92}C_5 \left(\frac{1}{2}\right)^5 (1 - \frac{1}{2})^{92-5} = 1 \times 0.03125 \times 6.46 \times 10^{-27} = 2.02 \times 10^{-28}$$

$$P(92) = {}^{92}C_{92} \left(\frac{1}{2}\right)^{92} (1 - \frac{1}{2})^{92-92} = 1 \times 2.02 \times 10^{-28} \times 1 = 2.02 \times 10^{-28}$$

Se observa que la suma de $P_1, P_2, P_3, P_4, P_5, \dots, P_{92} = 1$ y P_0 . Cumple con la condición de que X es una variable de probabilidad Discreta.

El Concepto de media y Valor Esperado de una Distribución Binomial.- Este valor de la media de una distribución de variables al azar es un valor teórico que difícilmente se puede alcanzar con exactitud, ya que las variables son aleatorias, para cierto tipo de cálculos probabilísticos en donde se usa la distribución binomial es mejor emplear el concepto de valor esperado de una variable aleatoria X y que se denota por $E(X)$.

$$E(X) = \sum_{i=1}^n X_i P_i$$

Sustituyendo valores:

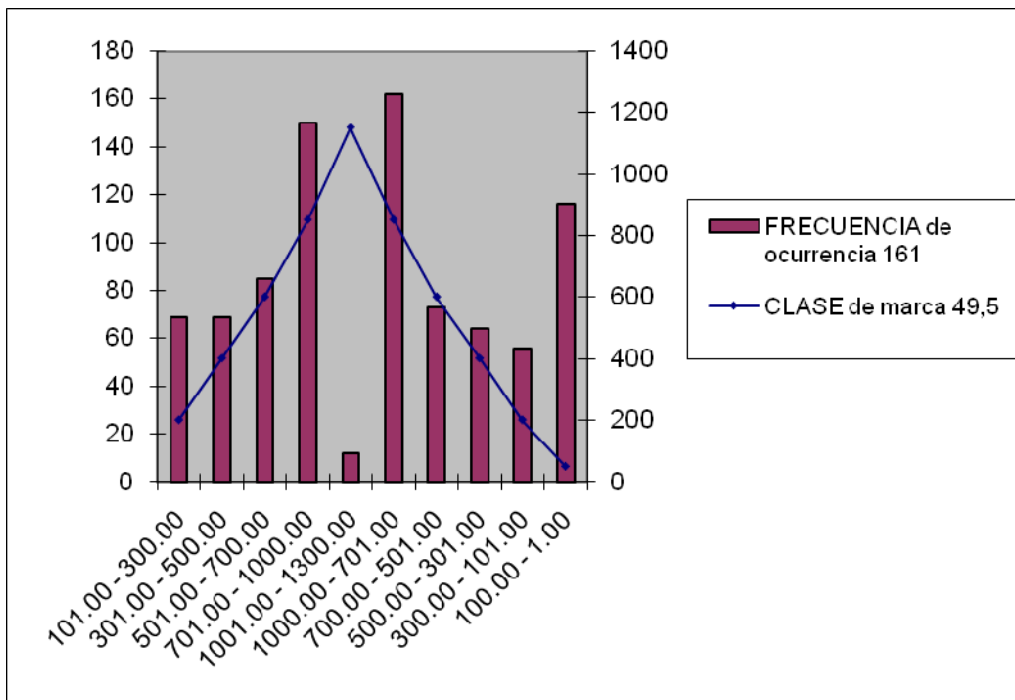
$$X_i = 6502$$

$$P_i = 2.02 \times 10^{-28}$$

$$E(X) = 6502 \times 2.02 \times 10^{-28} = 13134.04 \times 10^{-28} = \mathbf{0.1313404 \times 10^{-23}}$$

El valor esperado es un concepto que se usa con mayor propiedad que los valores medios en las distribuciones PROBABILÍSTICAS, es decir el valor medio como concepto se aplica al manejo estadístico de información pero cuando se trata de distribuciones probabilísticas se usa el concepto de VALOR ESPERADO.

Distribuciones Continuas.- Las funciones de distribución continua tienen un mayor rango de aplicaciones que las funciones discretas de hecho la mayor parte de las aplicaciones prácticas de la probabilidad caen al caso de las distribuciones continuas denominadas de Gauss. En forma semejante a las distribuciones estadísticas, si se unen los puntos medios de los rectángulos de un histograma, se puede entender el concepto de función continua.



Grafica B.2. Histograma de la Irradiancia promedio de verano del 2004 concepto de función continua.

Media y Variancia para una Distribución Continua.- En forma similar a las distribuciones discretas se puede establecer el concepto de media y variancia para las distribuciones continuas, es decir la media de una distribución continua para una variable aleatoria X , está representada por su valor esperado $E(X)$ que se calcula como:

$$E(X) = \int_{-\infty}^{\infty} Xf(X)dx$$

Esta expresión permite calcular el valor esperado de una función $f(x)$ para una gran cantidad de mediciones al azar, se recordará que en las distribuciones discretas el valor esperado se calculaba como una suma, la diferencia en las funciones continuas es que la suma se reemplaza por una integral (debido a que representa la continuidad de la función).

La varianza de la función de distribución continua se calcula como:

$$\text{Variancia (X)} = \text{Var (X)} = E(X - u)^2$$

Donde:

$$u = E(X) = \int_{-\infty}^{\infty} (x - u)2F(x)dx$$

La Distribución Normal.- Como ya se mencionó anteriormente, la distribución normal representa la mas importante de las distribuciones continuas dado su amplio rango de aplicaciones prácticas, en particular para la gran mayoría de los problemas a resolver en el campo de la Irradiancia solar las distribuciones son continuas y corresponden a distribuciones normales ó de Gauss. Esta distribución es un modelo matemático que describe en forma matemática tal modelo de distribución, de manera tal que se acostumbra usar una expresión simplificada, que se indica a continuación:

$$\frac{1}{2\sqrt{2\pi}} \int e^{-z^2/2} dz = 1$$

Z se conoce como la variable normalizada y se calcula como:

$$Z = \frac{(X - \mu)}{\sigma}$$

La mayoría de las tablas de probabilidad expresan la probabilidad de una función en términos de la variable normalizada Z.

Se ha visto que la variable normalizada

$$Z = \frac{(X - \mu)}{\sigma}$$

Donde:

μ valor medio teórico

σ desviación estándar

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (V_i - \mu)^2}{n - 1}}$$

La función de distribución de probabilidad se calcula como:

$$\begin{aligned} F(Z) &= \text{probabilidad } (Z \leq z) \\ &= \text{probabilidad } \left(\frac{X - \mu}{\sigma} \leq Z_0 \right) \end{aligned}$$

Los valores de $F(Z)$ se obtienen de tablas de probabilidad y en el caso de que $Z = Z_0$ sea negativa, es decir

$$\begin{aligned} \text{Probabilidad } (Z \leq -Z_0) &= \text{probabilidad } (Z \geq Z_0) \\ &= 1 - \text{probabilidad } (Z \leq Z_0) \end{aligned}$$

es decir que

$$F(-Z_0) = 1 - F(Z_0)$$

Los problemas de probabilidad se manejan de manera tal que para el caso de la distribución normal ó de Gauss, se calculan los valores de la variable normalizada (Z) y para estos valores se obtienen de tablas los valores de $F(Z)$.

Fluctuaciones de Potencia son descritas por tres parámetros:

- 1.- Magnitud.
- 2.- Duración de una transición entre nublado y despejado.

3.- Velocidad de transición.

Basadas sobre estas definiciones, LA DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIA ACUMULATIVA de estos parámetros pueden ser determinados desde los datos medidos.

Probabilidad Acumulativa.- En este caso particular de la IRRADIANCIA SOLAR en lugar de usar la llamada curva de distribución normal ó de Gauss se usa la CURVA de DISTRIBUCIÓN ACUMULATIVA que representa otra forma de dar los datos probabilísticos de la distribución normal.

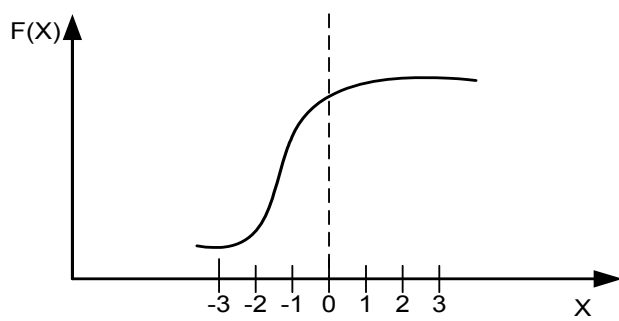
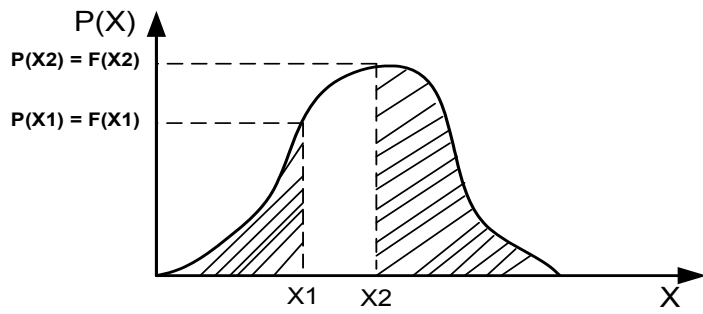
La expresión general para la curva de distribución normal de Gauss es:

$$F(X_0) = \int_{-\infty}^{\infty} F(X)dx$$

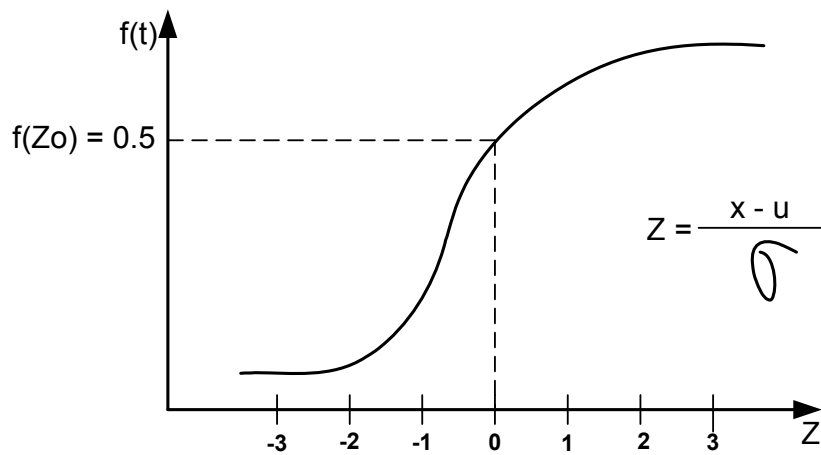
$$F(X) = \phi (X_1 \leq X \leq X_2) = \int_{-X_1}^{X_2} F(X)dx$$

Para la probabilidad acumulativa:

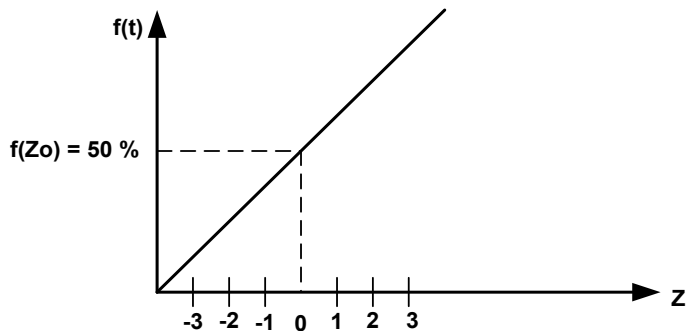
$$P(X_1 \leq X \leq X_2) = F(X_2) - F(X_1)$$



Se puede emplear la variable normalizada de manera que la curva de probabilidades acumulativa tiene la forma:



Es común que las curvas de probabilidad acumulativa se presenten en papel probabilístico, entonces el eje de las abscisas representa los valores de la variable normalizada Z , y $P(Z)$ expresada en cocientes en estas condiciones la curva probabilística se convierte en una recta.



Ejemplo.- En una estación automática de estudio meteorológico se hicieron mediciones de la Irradiancia de Tiquicheo, Michoacán para determinar la Irradiancia promedio de verano habiéndose obtenido los siguientes resultados:

MEDICIONES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
I IRRADIANCIA PROMEDIO EN W / M^2	1	100	300	500	700	1000	1300	1000	700	500	300	100	1

- Calcular la Irradiancia media y la desviación estándar.
- El valor de la variable normalizada Z y la probabilidad $P(Z)$ para cada caso:

SOLUCION.

a) I media

$$I = \frac{\sum_{i=1}^n I_i}{n} = \frac{6502}{13} = \mathbf{500.15}$$

La desviación estándar (σ)

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (I_i - I)^2}{n - 1}} = \sqrt{176,500.14} = \mathbf{420.12}$$

b) La variable normalizada

$$Z = \frac{I - \mu}{\sigma}$$

Dado que $\mu = I$

$$Z = \frac{I - I}{\sigma}$$

I	1	100	300	500	700	1000	1300
Z	$\frac{1 - 500 \cdot 15}{420 \cdot 12}$	$\frac{100 - 500 \cdot 15}{420 \cdot 12}$	$\frac{300 - 500 \cdot 15}{420 \cdot 12}$	$\frac{500 - 500 \cdot 15}{420 \cdot 12}$	$\frac{700 - 500 \cdot 15}{420 \cdot 12}$	$\frac{1000 - 500 \cdot 15}{420 \cdot 12}$	$\frac{1300 - 500 \cdot 15}{420 \cdot 12}$
P(Z)	- 1.19	- 0.95	- 0.476	- 3.57 x 10 ⁻⁴	0.475	1.1	1.90
P(Z)	1-0.3830	1 - 0.3289	1 - 1808	1-0.4998	1-0.1808	1-0.3643	1 - 0.4713
	0.6170	0.6711	0.8192	0.5002 x 10 ⁻⁴	- 0.8192	- 0.6357	- 0.5287
I	1000	700	500	300	100	1	
Z	$\frac{1000 - 500 \cdot 15}{420 \cdot 12}$	$\frac{700 - 500 \cdot 15}{420 \cdot 12}$	$\frac{500 - 500 \cdot 15}{420 \cdot 12}$	$\frac{300 - 500 \cdot 15}{420 \cdot 12}$	$\frac{100 - 500 \cdot 15}{420 \cdot 12}$	$\frac{1 - 500 \cdot 15}{420 \cdot 12}$	
P(Z)	1.19	0.475	-3.57 x 10 ⁻⁴	- 0.476	- 0.95	- 1.19	
P(Z)	1 - 0.3830	1 - 0.1808	1 - 0.4998	1 - 0.1808	1 - 0.3289	1 - 0.3830	
	- 0.6170	- 0.8192	0.5002 x 10 ⁻⁴	0.8192	0.6711	0.70	

Tabla B.2. Resumen de la Irradiancia promedio de verano, valores de la variable normalizada Z y la probabilidad P(Z) en cada caso.

CÁLCULO DE LA PERSISTENCIA DE FLUCTUACION T_j (s)

De la tabla anterior encontramos la variable normalizada Z de la Irradiancia solar promedio de verano del sitio de nuestro caso que estamos analizando. Por lo tanto, se dice que el promedio del índice de despejado instantáneo K_t esta definido como la irradiancia solar normalizada sobre la irradiancia extraterrenal. Esto es una medida para la transparencia de la atmósfera, independiente de cualquier estación inducida astronómicamente ó variación del tiempo del día. Por lo tanto la persistencia de fluctuación se define como:

$$T_j = 2^{j-1} \Delta T$$

Donde:

j = Tiempo escalado que es variable en el tiempo con el cambio de la posición del sol ó horario del día.

ΔT = Incremento de tiempo.

Por lo tanto:

Para: $j = - 1.19$ y $\Delta T = 600$ s.

$$1.- T_{-1.19} = 2^{-1.19-1} * 600 = 2^{-2.19} * 600 = 0.2191 * 600 = \mathbf{131.49 \text{ s.}} = 2.19 \text{ min.}$$

Para: $j = - 0.95$ y $\Delta T = 600$ s.

$$2.- T_{-0.95} = 2^{-0.95-1} * 600 = 2^{-1.95} * 600 = 0.2588 * 600 = \mathbf{155.28 \text{ s.}} = 2.58 \text{ min.}$$

Para: $j = - 0.476$ y $\Delta T = 600$ s.

$$3.- T_{-0.476} = 2^{-0.476-1} * 600 = 2^{-1.476} * 600 = 0.3594 * 600 = \mathbf{215.69 \text{ s.}} = 3.59 \text{ min.}$$

Para: $j = -0.000357$ y $\Delta T = 600$ s.

$$4.- T_{-0.000357} = 2^{-0.000357-1} * 600 = 2^{-1.000357} * 600 = 0.4998 * 600 = \mathbf{299.92 \text{ s.}} = 4.99 \text{ min.}$$

Para: $j = 0.475$ y $\Delta T = 600$ s.

$$5.- T_{0.475} = 2^{0.475-1} * 600 = 2^{-0.525} * 600 = 0.6949 * 600 = \mathbf{416.97 \text{ s.}} = 6.9495 \text{ min.}$$

Para: $j = 1.1$ y $\Delta T = 600$ s.

$$6.- T_{1.1} = 2^{1.1-1} * 600 = 2^{0.1} * 600 = 1.0717 * 600 = \mathbf{643.06 \text{ s.}} = 10.7177 \text{ min.}$$

Para: $j = 1.90$ y $\Delta T = 600$ s.

$$7.- T_{1.90} = 2^{1.90-1} * 600 = 2^{0.90} * 600 = 1.8660 * 600 = \mathbf{1119.6395 \text{ s.}} = 18.66 \text{ min.}$$

Para: $j = 1.19$ y $\Delta T = 600$ s.

$$8.- T_{1.19} = 2^{1.19-1} * 600 = 2^{0.19} * 600 = 1.1407 * 600 = \mathbf{684.46 \text{ s.}} = 11.41 \text{ min.}$$

Para: $j = 0.475$ y $\Delta T = 600$ s.

$$9.- T_{0.475} = 2^{0.475-1} * 600 = 2^{-0.525} * 600 = 0.6949 * 600 = \mathbf{416.97 \text{ s.}} = 6.9495 \text{ min.}$$

Para: $j = - 0.000357$ y $\Delta T = 600$ s.

$$10.- T_{-0.000357} = 2^{-0.000357-1} * 600 = 2^{-1.000357} * 600 = 0.4998 * 600 = \mathbf{299.92 \text{ s.}} = 4.99 \text{ min.}$$

Para: $j = - 0.476$ y $\Delta T = 600$ s.

$$11.- T_{-0.476} = 2^{-0.476-1} * 600 = 2^{-1.476} * 600 = 0.3594 * 600 = \mathbf{215.69 \text{ s.}} = 3.59 \text{ min.}$$

Para: $j = - 0.95$ y $\Delta T = 600$ s.

$$12.- T_{-0.95} = 2^{-0.95-1} * 600 = 2^{-1.95} * 600 = 0.2588 * 600 = \mathbf{155.28 \text{ s.}} = 2.58 \text{ min.}$$

Para: $j = -1.19$ y $\Delta T = 600$ s.

$$13.- T_{-1.19} = 2^{-1.19-1} * 600 = 2^{-2.19} * 600 = 0.2191 * 600 = \mathbf{131.49 \text{ s.}} = 2.19 \text{ min.}$$

CÁLCULO DEL INDICE DE FLUCTUACION DE POTENCIA (cfp)

Cada variable normalizada Z de la irradiancia solar promedio de verano del sitio representa una posible secuencia de fluctuación, como esto es analizado para una posible correspondiente secuencia de irradiancia solar alrededor del instante considerado en tiempo para extrapolar la ocurrencia y magnitud de fluctuaciones de diferente característica persistente, valores promedio son calculados desde todas las realizaciones posibles del proceso estocástico.

El valor promedio de todas las variables normalizadas Z de la irradiancia solar para un número elevado de días muestra sobre cada escala de tiempo j que deberá estar referido al “índice de fluctuación de potencia” (cfp). El índice de fluctuación de potencia representa el valor cuadrado promedio, ó termino medio de potencia en términos matemáticos, sobre todas las fluctuaciones en la perspectiva de la señal sobre la escala de tiempo en particular.

Por lo tanto el Índice de fluctuación de potencia cfp del voltaje del nodo de Tiquicheo (V_{TQ}) como una función de la persistencia T_j de la fluctuación se define como:

$$\text{cfp} = (V_{TQ}) (\text{p.u.}^2)$$

Donde:

V_{TQ} = Voltaje del nodo de Tiquicheo = 13.8 kV. = 1.0 p. u.

p.u.^2 = A la persistencia de la fluctuación calculada para cada variable normalizada Z en por unidad al cuadrado.

K_t = Índice de despejado instantáneo.

Para: $K_t = 0.6170 = 131.49 \text{ s.} = 0.1174 \text{ p. u.}$ y $V_{TQ} = 1.0 \text{ p. u.}$

1.- $\text{cfp}_1 = 1.0 \text{ p. u.} * 0.1174^2 = \mathbf{0.01378 \text{ p. u.}}$

Para: $K_t = 0.6711 = 155.28 \text{ s.} = 0.1386 \text{ p. u.}$ y $V_{TQ} = 1.0 \text{ p. u.}$

2.- $\text{cfp}_2 = 1.0 \text{ p. u.} * 0.1386^2 = \mathbf{0.01921 \text{ p. u.}}$

Para: $K_t = 0.8192 = 215.69 \text{ s.} = 0.1926 \text{ p. u.}$ y $V_{TQ} = 1.0 \text{ p. u.}$

3.- $\text{cfp}_3 = 1.0 \text{ p. u.} * 0.1926^2 = \mathbf{0.03711 \text{ p. u.}}$

Para: $K_t = 0.00005002 = 299.92 \text{ s.} = 0.2678 \text{ p. u.}$ y $V_{TQ} = 1.0 \text{ p. u.}$

4.- $\text{cfp}_4 = 1.0 \text{ p. u.} * 0.2678^2 = \mathbf{0.07171 \text{ p. u.}}$

Para: $K_t = 0.8192 = 416.97 \text{ s.} = 0.3724 \text{ p. u.}$ y $V_{TQ} = 1.0 \text{ p. u.}$

5.- $\text{cfp}_5 = 1.0 \text{ p. u.} * 0.3724^2 = \mathbf{0.1387 \text{ p. u.}}$

Para: $K_t = 0.6357 = 643.06 \text{ s.} = 0.5743 \text{ p. u.}$ y $V_{TQ} = 1.0 \text{ p. u.}$

6.- $\text{cfp}_6 = 1.0 \text{ p. u.} * 0.5743^2 = \mathbf{0.3298 \text{ p. u.}}$

Para: $K_t = 0.5287 = 1119.64 \text{ s.} = 1.0 \text{ p. u.}$ y $V_{TQ} = 1.0 \text{ p. u.}$

7.- $\text{cfp}_7 = 1.0 \text{ p. u.} * 1.0^2 = \mathbf{1.0 \text{ p. u.}}$

Para: $K_t = 0.6170 = 684.46 \text{ s.} = 0.6113 \text{ p. u.}$ y $V_{TQ} = 1.0 \text{ p. u.}$

8.- $\text{cfp}_8 = 1.0 \text{ p. u.} * 0.6113^2 = \mathbf{0.3737 \text{ p. u.}}$

Para: $K_t = 0.8192 = 416.97 \text{ s.} = 0.3724 \text{ p. u.}$ y $V_{TQ} = 1.0 \text{ p. u.}$

9.- $\text{cfp}_9 = 1.0 \text{ p. u.} * 0.3724^2 = \mathbf{0.1387 \text{ p. u.}}$

Para: $K_t = 0.00005002 = 299.92 \text{ s.} = 0.2678 \text{ p. u.}$ y $V_{TQ} = 1.0 \text{ p. u.}$

10.- $\text{cfp}_{10} = 1.0 \text{ p. u.} * 0.2678^2 = \mathbf{0.07171 \text{ p. u.}}$

Para: $K_t = 0.8192 = 215.69 \text{ s.} = 0.1926 \text{ p. u.}$ y $V_{TQ} = 1.0 \text{ p. u.}$

11.- $\text{cfp}_{11} = 1.0 \text{ p. u.} * 0.1926^2 = \mathbf{0.0371 \text{ p. u.}}$

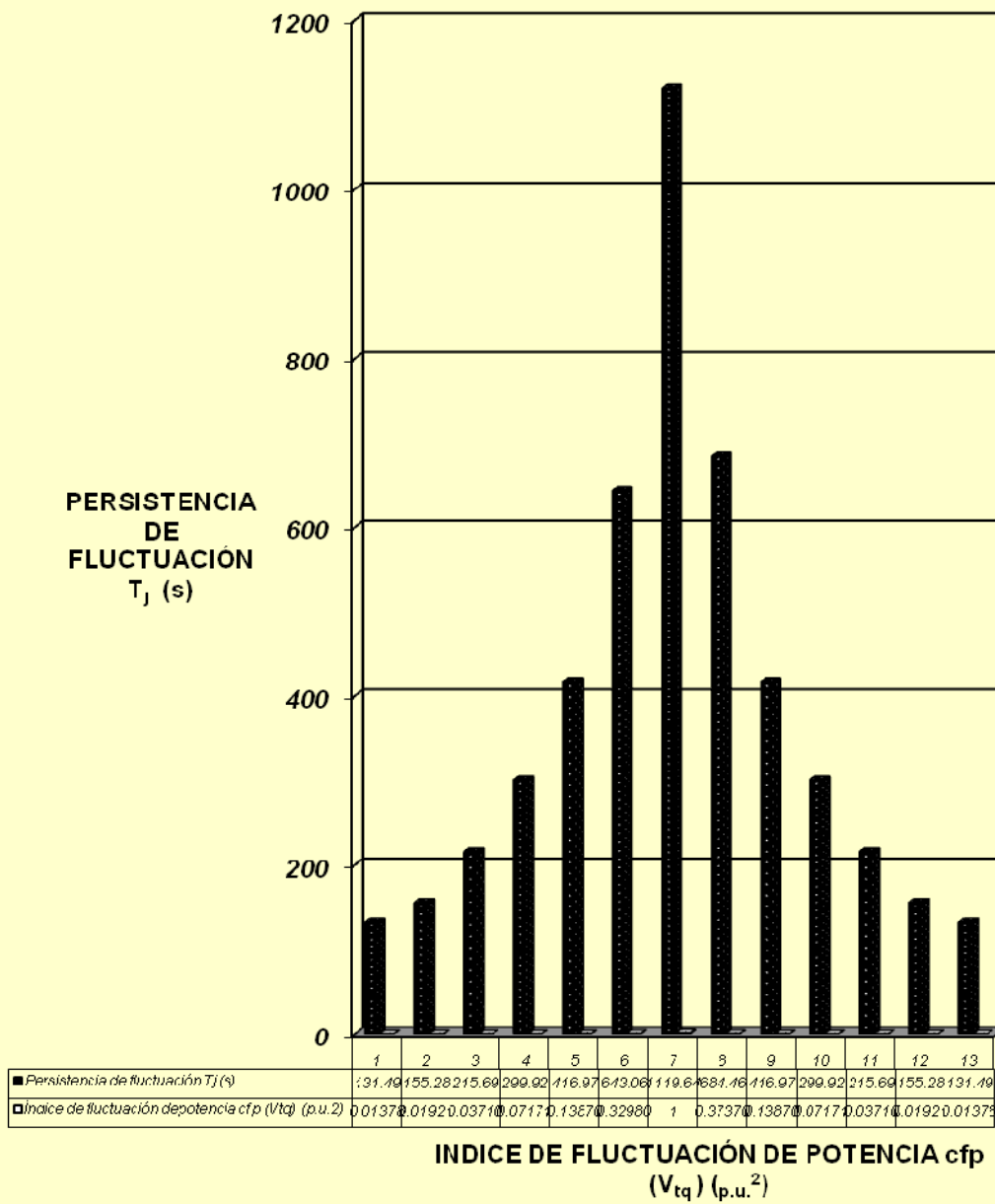
Para: $K_t = 0.6711 = 155.28 \text{ s.} = 0.1386 \text{ p. u.}$ y $V_{TQ} = 1.0 \text{ p. u.}$

12.- $\text{cfp}_{12} = 1.0 \text{ p. u.} * 0.1386^2 = \mathbf{0.01921 \text{ p. u.}}$

Para: $K_t = 0.6170 = 131.49 \text{ s.} = 0.1174 \text{ p. u.}$ y $V_{TQ} = 1.0 \text{ p. u.}$

13.- $\text{cfp}_{13} = 1.0 \text{ p. u.} * 0.1174^2 = \mathbf{0.01378 \text{ p. u.}}$

ÍNDICE DE FLUCTUACIÓN DE POTENCIA cfp



EJEMPLO:

- a) Encontrar el correspondiente índice de fluctuación para el día 28.08.04.
- b) Encontrar a partir del inciso a), la fluctuación de potencia de este día.
- c) Encontrar a partir del inciso b), la fluctuación de voltaje para este día.

SOLUCIÓN:

- a) Índice de fluctuación de potencia del día 28.08.04.

Para: las 8:00 hrs., $T_j = 0.1174$ p. u. y $V_{TQ} = 1.0$ p. u.

1.- $cfp_1 = (1.0) (0.1174^2) = \mathbf{0.01378}$ p. u.

Para: las 9:00 hrs., $T_j = 0.1386$ p. u. y $V_{TQ} = 1.0$ p. u.

2.- $cfp_2 = (1.0) (0.1386^2) = \mathbf{0.01921}$ p. u.

Para: las 10:00 hrs., $T_j = 0.1926$ p. u. y $V_{TQ} = 1.0$ p. u.

3.- $cfp_3 = (1.0) (0.1926^2) = \mathbf{0.0371}$ p. u.

Para: las 11:00 hrs., $T_j = 0.2678$ p. u. y $V_{TQ} = 1.0$ p. u.

4.- $cfp_4 = (1.0) (0.2678^2) = \mathbf{0.07171}$ p. u.

Para: las 12:00 hrs., $T_j = 0.3724$ p. u. y $V_{TQ} = 1.0$ p. u.

5.- $cfp_5 = (1.0) (0.3724^2) = \mathbf{0.1387}$ p. u.

Para: las 13:00 hrs., $T_j = 0.5743$ p. u. y $V_{TQ} = 1.0$ p. u.

6.- $cfp_6 = (1.0) (0.5743^2) = \mathbf{0.3298}$ p. u.

Para: las 14:00 hrs., $T_j = 1.0$ p. u. y $V_{TQ} = 1.0$ p. u.

7.- $cfp_7 = (1.0) (1.0^2) = \mathbf{1.0}$ p. u.

Para: las 15:00 hrs., $T_j = 0.6113$ p. u. y $V_{TQ} = 1.0$ p. u.

8.- $cfp_8 = (1.0) (0.6113^2) = \mathbf{0.3737}$ p. u.

Para: las 16:00 hrs., $T_j = 0.3724$ p. u. y $V_{TQ} = 1.0$ p. u.

9.- $cfp_9 = (1.0) (0.3724^2) = \mathbf{0.1387}$ p. u.

Para: las 17:00 hrs., $T_j = 0.2678$ p. u. y $V_{TQ} = 1.0$ p. u.

10.- $cfp_{10} = (1.0) (0.2678^2) = \mathbf{0.07171}$ p. u.

Para: las 18:00 hrs. $T_j = 0.1926$ p. u. y $V_{TQ} = 1.0$ p. u.

11.- $cfp_{11} = (1.0) (0.1926^2) = \mathbf{0.0371}$ p. u.

Para las 19:00 hrs. $T_j = 0.1386$ p. u. y $V_{TQ} = 1.0$ p. u.

12.- $cfp_{12} = (1.0) (0.1386^2) = \mathbf{0.01921}$ p. u.

Para: las 20:00 hrs. $T_j = 0.1174$ p. u. y $V_{TQ} = 1,0$ p. u.

13.- $cfp_{13} = (1.0) (0.1174^2) = \mathbf{0.01378}$ p. u.

b) Encontrar a partir del inciso a) la fluctuación de potencia de este día.

Para: las 8:00 hrs., $cfp_1 = 0.01378$ p. u. y $P_1 = 7,706.68$ k W - h.

1.- $(0.01378) (7.706.68) = \mathbf{0.1062}$ k W - h.

Para: las 9:00 hrs., $cfp_2 = 0.01378$ p. u. y $P_2 = 45,565.91$ k W - h.

2.- $(0.01378) (45.565.91) = \mathbf{0.6279}$ k W - h.

Para: las 10:00 hrs., $cfp_3 = 0.01921$ p. u. y $P_3 = 122,210.96$ k W - h.

3.- $(0.01921) (122,210.96) = \mathbf{2,347.67}$ k W - h.

Para: las 11:00 hrs., $cfp_4 = 0.0371$ p. u. y $P_4 = 220,754.60$ k W - h.

4.- $(0.0371) (220,754.60) = \mathbf{8,190.00}$ k W - h.

Para: las 12:00 hrs., $cfp_5 = 0.07171$ p. u. y $P_5 = 292,261.91$ k W - h.

5.- $(0.07171) (292,261.91) = \mathbf{20,958.10}$ k W - h.

Para: las 13:00 hrs., $cfp_6 = 0.1387$ p. u. y $P_6 = 467,282.15$ k W - h.

6.- $(0.1387) (467,282.15) = \mathbf{64,812.03}$ k W - h.

Para: las 14:00 hrs., $cfp_7 = 0.3298$ p. u. y $P_7 = 479,915.95$ k W - h.

7.- $(0.3298) (479,915.95) = \mathbf{158,276.28}$ k W - h.

Para: las 15:00 hrs., $cfp_8 = 1.0$ p. u. y $P_8 = 490,865.24$ k W - h.

8.- $(1.0) (490,865.24) = \mathbf{490,865.24}$ k W - H.

Para: las 16:00 hrs., $cfp_9 = 0.3737$ p. u. y $P_9 = 439,993.14$ k W - h.

9.- $(0.3737) (439,993.14) = \mathbf{164,425.44}$ k W - h.

Para: las 17:00 hrs., $cfp_{10} = 0.1387$ p. u. y $P_{10} = 314,328.94$ k W - h.

10.- $(0.1387) (314,328.94) = \mathbf{43,597.42}$ k W - h.

Para: las 18:00 hrs., $cfp_{11} = 0.07171$ p. u. y $P_{11} = 250,907.27$ k W - h.

11.- $(0.07171) (250,907.27) = \mathbf{17,992.56}$ k W - h.

Para: las 19:00 hrs., $cfp_{12} = 0.0371$ p. u. y $P_{12} = 142,761.94$ k W - h.

12.- $(0.0371) (142,761.94) = \mathbf{5,296.47}$ k W - h.

Para: las 20:00 hrs., $cfp_{13} = 0.01921$ p. u. y $P_{13} = 38,608.83$ k W - h.

13.- $(0.01921) (38,608.83) = \mathbf{0.74167}$ k W - h.

c) Encontrar a partir del inciso b), la fluctuación del voltaje para este día.

Recordar que la potencia que utilizamos para encontrar la fluctuación de potencia del día 28.08.04., es la energía disponible a la salida del inversor por lo tanto, el análisis de este inciso es en el nodo de Tiquicheo., lado M. T.

Para: $P_1 = 0.1062 \text{ kW} - \text{h.}$, $V_{TQ} = 13.8 \text{ kV.}$, $F. P. = 0.9$

$$1.- I_1 = \frac{0.1062 \text{ kW} * 1000}{1.73 * 13.8 \text{ kV} * 0.9} = \frac{106.2 \text{ kW}}{21.49 \text{ kV}} = 4.94 \text{ A.}$$

$$V_1 = \frac{106.2 \text{ W}}{4.94 \text{ A} * 1.73 * 0.9} = \frac{106.2 \text{ W}}{7.7007 \text{ A}} = 13.73 \text{ V.}$$

Para: $P_2 = 0.6279 \text{ kW} - \text{h.}$, $V_{TQ} = 13.8 \text{ kV.}$, $F. P. = 0.9$

$$2.- I_2 = \frac{0.6279 \text{ kW} * 1000}{21.49 \text{ kV}} = \frac{627.9 \text{ kW}}{21.49 \text{ kV}} = 29.22 \text{ A.}$$

$$V_2 = \frac{627.9 \text{ W}}{45.55 \text{ A}} = 13.78 \text{ V.}$$

Para: $P_3 = 2,347.67 \text{ kW} - \text{h.}$, $V_{TQ} = 13.8 \text{ kV.}$, $F. P. = 0.9$

$$3.- I_3 = \frac{2347.67 \text{ kW}}{21.49 \text{ kV}} = 109.245 \text{ A.}$$

$$V_3 = \frac{2347.67 \text{ W}}{170.30 \text{ A}} = 13.78 \text{ V.}$$

Para: $P_4 = 8,190.00 \text{ kW} - \text{h.}$, $V_{TQ} = 13.8 \text{ kV.}$, $F. P. = 0.9$

$$4.- I_4 = \frac{8190.00 \text{ kW}}{21.49 \text{ kV}} = 381.11 \text{ A.}$$

$$V_4 = \frac{8190.00 \text{ W}}{594.10 \text{ A}} = 13.78 \text{ V.}$$

Para: $P_5 = 20,958.10 \text{ kW} - \text{h.}$, $V_{TQ} = 13.8 \text{ kV.}$, $F. P. = 0.9$

$$5.- I_5 = \frac{20958.10 \text{ kW}}{21.49 \text{ kV}} = 975.25 \text{ A.}$$

$$V_5 = \frac{20958.10 \text{ W}}{1520.26 \text{ V}} = 13.78 \text{ V.}$$

Para: $P_6 = 64,812.03 \text{ k W - h.}$, $V_{TQ} = 13.8 \text{ kV.}$, $F. P. = 0.9$

$$6.- I_6 = \frac{64812.03 \text{ kW}}{21.49 \text{ kV}} = 3,015.92 \text{ A.}$$

$$V_6 = \frac{64812.03 \text{ W}}{4701.35 \text{ V}} = 13.78 \text{ V.}$$

Para: $P_7 = 158,276.28 \text{ k W - h.}$, $V_{TQ} = 13.8 \text{ kV.}$, $F. P. = 0.9$

$$7.- I_7 = \frac{158276.28 \text{ kW}}{21.49 \text{ kV}} = 7,365.11 \text{ A.}$$

$$V_7 = \frac{158276.28 \text{ W}}{11481.07 \text{ A}} = 13.78 \text{ V.}$$

Para: $P_8 = 490,865.24 \text{ k W - h.}$, $V_{TQ} = 13.8 \text{ kV.}$, $F. P. = 0.9$

$$8.- I_8 = \frac{490865.24 \text{ kW}}{21.49 \text{ kV}} = 22,841.57 \text{ A.}$$

$$V_8 = \frac{490865.24 \text{ W}}{35,606.48 \text{ A}} = 13.78 \text{ V.}$$

Para: $P_9 = 164,425.44 \text{ k W - h.}$, $V_{TQ} = 13.8 \text{ kV.}$, $F. P. = 0.9$

$$9.- I_9 = \frac{164425.44 \text{ kW}}{21.49 \text{ kV}} = 7,651.25 \text{ A.}$$

$$V_9 = \frac{164425.44 \text{ W}}{11927.12 \text{ A}} = 13.78 \text{ V.}$$

Para: $P_{10} = 43,597.42 \text{ k W - h.}$, $V_{TQ} = 13.8 \text{ kV.}$, $F. P. = 0.9$

$$10.- I_{10} = \frac{43597.42 \text{ kW}}{21.49 \text{ kV}} = 2,028.73 \text{ A.}$$

$$V_{10} = \frac{43597.42 \text{ W}}{3162.48 \text{ A}} = 13.78 \text{ V.}$$

Para: $P_{11} = 17,992.56 \text{ k W - h.}$, $V_{TQ} = 13.8 \text{ kV.}$, $F. P. = 0.9$

$$11.- I_{11} = \frac{17992.56 \text{ kW}}{21.49 \text{ kV}} = 837.25 \text{ A.}$$

$$V_{11} = \frac{17992.56 \text{ W}}{1305.14 \text{ A}} = 13.78 \text{ V.}$$

Para: $P_{12} = 5,296.47 \text{ k W - h.}$, $V_{TQ} = 13.8 \text{ kV.}$, $F. P. = 0.9$

$$12.- I_{12} = \frac{5296.47 \text{ kW}}{21.49 \text{ kV}} = 246.46 \text{ A.}$$

$$V_{12} = \frac{5296.47 \text{ W}}{384.19 \text{ A}} = 13.78 \text{ V.}$$

Para: $P_{13} = 0.74167 \text{ k W - h.}$, $V_{TQ} = 13.8 \text{ kV.}$, $F. P. = 0.9$

$$13.- I_{13} = \frac{741.67 \text{ kW}}{21.49 \text{ kV}} = 34.51 \text{ A.}$$

$$V_{13} = \frac{741.67 \text{ W}}{53.80 \text{ A}} = 13.78 \text{ V.}$$

Comentarios:

Este ejemplo nos da una perspectiva del sitio que analizamos ya que a través de la estadística se puede hacer un análisis estocástico y establecer el índice de despejado instantáneo K_t con los datos de la irradiancia solar promedio, ya que la mayor insolación ocurre en verano y la menor insolación es en invierno. Por lo que, estableciendo los intervalos de clase del sitio desarrollamos los cálculos independientes de cualquier estación del año, encontrando; el índice de despejado instantáneo (K_t), la probabilidad que ocurra un día despejado $P(Z)$, la persistencia de fluctuación (T_j) y así establecemos el índice de fluctuación de potencia (cfp).

Por lo que, para nuestro ejemplo se encontró que la fluctuación de potencia (cfp) para el día señalado, en el bus de Tiquicheo la fluctuación de voltaje es el mismo para el horario establecido de luz solar en este sitio y cuyo valor no cambia durante el transcurso del día el cual es de 13.78 V., pero, la corriente tiene la siguiente fluctuación durante el día de un mínimo a un máximo y disminuyendo a un mínimo la cual es de 4.94 A. – 22,841.57 A. – 34.51 A.

También los valores a la salida del inversor que sería el lado de B. T. del transformador, cuya fluctuación de voltaje no cambia durante el transcurso del día el cual es 0.480 V., y la corriente fluctúa durante el día yendo de un mínimo a un máximo y disminuyendo a un mínimo la cual es de 141.94 A. – 656,061.53 A. – 991.27 A.

Por último tenemos los valores a la entrada del inversor que son valores de corriente continua, cuya fluctuación de voltaje no cambia durante el transcurso del día el cual es 480 V., y la corriente fluctúa durante el día yendo de un mínimo a un máximo y disminuyendo a un mínimo la cual es de 23.252.71 A. – 1'481,171.04 A. – 116,499.58 A.

Estos valores son importantes ya que deberán tomarse en cuenta en el análisis para la especificación del equipo primario, cables y para el ajuste de las protecciones eléctricas.