

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD EN LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA BASADO EN PANELES FOTOVOLTAICOS PARA REDUCIR EL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA FACULTAD DE INGENIERÍA U.C.V.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Sánchez R., Bernie J.
para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD EN LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA BASADO EN PANELES FOTOVOLTAICOS PARA REDUCIR EL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA FACULTAD DE INGENIERÍA U.C.V.

Tutor Académico: Ing. Nerio Ojeda

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Sánchez R., Bernie J.
para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2012

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

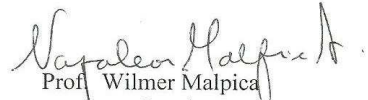
Caracas, 18 de julio de 2012

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Bernie J. Sánchez R., titulado:

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD EN LA IMPLEMENTACIÓN DE UN
SISTEMA BASADO EN PANELES FOTOVOLTAICOS PARA REDUCIR EL
CONSUMO DE ENERGÍA ELECTRICA EN LA FACULTAD DE
INGENIERÍA U.C.V.”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.


Prof. Alexander Cepeda
Jurado


Prof. Wilmer Malpica
Jurado


Prof. Nerio Ojeda
Prof. Guía

DEDICATORIA

A DIOS todopoderoso, aunque parezca que DIOS es algo que no vemos y que es algo intangible pues su divina presencia siempre esta ahí bien sea guiandonos para tomar las mejores decisiones, dandonos fortaleza en los momentos difíciles, sabiduría para resolver los problemas, humildad para rectificar cuando nos equivocamos, sin DIOS nada de esto sería posible.

A mi padre José Antonio que se que me observa desde el cielo, sus enseñanzas han permitido que hoy yo este compartiendo con ustedes estas líneas de dedicatoria en este trabajo especial de grado.

A mi madre Alba Judith por todas las comprensiones y apoyo moral que me ha dado a lo largo de mi vida, por todas sus enseñanzas, por todos sus sacrificios, para ella mi especial dedicatoria.

A mis hermanos Oliver y Vanessa, por todos los buenos momentos vividos, muy orgulloso me siento. Para ustedes también hago una especial dedicatoria.

A mis abuelitos Maria Toria, Wenceslao, Ismael y Resurrección mi especial dedicatoria se que desde el cielo ustedes me guian y me cuidan.

Dedico también este trabajo especial de grado a todos aquellos amigos, profesores que me han apoyado academicamente y/o moralmente.

RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS

A DIOS todopoderoso por iluminarme, protegerme por darme la sabiduría, paciencia y fortaleza a lo largo de mi vida. Gracias DIOS sin ti esto no sería posible.

A mi padre por todas sus enseñanzas, a mi madre por todo su apoyo moral, sacrificios y todas sus enseñanzas, a mi hermano Oliver por su orientaciones, consejos y momentos vividos, a mi hermana Vanessa por los buenos momentos que hemos compartido.

A mi tutor académico el Profesor Nerio Ojeda, por dedicar parte de su tiempo en darme sugerencias y criterios a tener en consideración en el presente trabajo especial de grado y por todas las correcciones realizadas hasta el momento.

A todos mis profesores del ciclo básico y de la escuela de Ingeniería Eléctrica, de todos he aprendido algo y agradezco a ustedes su paciencia para formarnos como futuros Ingenieros.

A mi compañero Ingeniero Gabriel Bermudez, por dedicar una tarde de su tiempo en orientarme sobre los diversos conceptos y criterios a tener presente en el diseño de sistemas fotovoltaicos.

A mi compañero y amigo Daniel Manfre, orientarme en la edición de imágenes. Mi especial reconocimiento y agradecimiento por demostrar su compañerismo y solidaridad no solamente a mi persona sino a todos aquellos que en algún momento hemos solicitado de su ayuda.

Sánchez R., Bernie J.

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD EN LA IMPLEMENTACIÓN DE
UN SISTEMA BASADO EN PANELES FOTOVOLTAICOS PARA
REDUCIR EL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA
FACULTAD DE INGENIERÍA U.C.V.**

**Tutor Académico: Prof. Ing. Nerio Ojeda. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de
Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción:
Potencia. Institución: U.C.V. 2012. 118h. + anexos.**

Palabras claves: Sistemas fotovoltaicos, celda solar, paneles solares, controladores
de carga solar, inversores/cargadores, banco de baterías, ahorro energético

Resumen. Se plantea el estudio de factibilidad en la implementación de sistemas fotovoltaicos para reducir el consumo de energía eléctrica en la Facultad de Ingeniería U.C.V. considerándose a lo largo del presente trabajo especial de grado la conveniencia de que la luminaria interna sean de tubos fluorescentes de 40 W o la eventual sustitución a tubos led de 18 W. Para llevar a cabo el estudio previamente mencionado se destaca el dimensionamiento de sistemas FV conectados a la red de energía eléctrica estableciendo en cada uno de los edificios cuadros comparativos entre la cantidad de elementos necesarios para satisfacer la demanda de energía eléctrica en cada uno de los dos escenarios previamente planteados, permitiendo de esta manera analizar la opción que presente más ventajas relacionadas con la contribución de ahorro energético y la disminución de los costos de la inversión inicial.

ÍNDICE GENERAL

CONSTANCIA DE APROBACIÓN	iii
DEDICATORIA	iv
RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS	v
RESUMEN	vi
ÍNDICE GENERAL	vii
ÍNDICE DE TABLAS	xiii
ÍNDICE DE FIGURAS	xviii
ÍNDICE DE GRÁFICAS	xx
SIGLAS	xxi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
1.1 Planteamiento del problema	3
1.2 Justificación	4
1.3 Objetivo General	5
1.4 Objetivos Específicos	5
1.5 Metodología	6
1.5.1 Estudio y evaluación del sistema eléctrico pertenecientes a los edificios de la Facultad de Ingeniería U.C.V.	6
1.5.2 Diseñar el sistema de generación de energía eléctrica usando paneles solares y convertidores DC/AC	7
1.5.3 Fase de desarrollo	8
1.5.4 Fase de culminación	8
CAPÍTULO II	9
2.MARCO TEÓRICO	9
2.1 Energía solar fotovoltaica	9
2.1.1 Generalidades	9
2.2 Tipos de sistemas fotovoltaicos.	10
2.2.1 Sistemas fotovoltaicos aislados	10
2.2.2 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red	12
2.2.2.1 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red con respaldo de un banco de baterías	12
2.2.2.2 Componentes de un sistema fotovoltaico conectado a la red	13

2.2.3 Sistemas híbridos.	13
2.3 Elementos de los sistemas fotovoltaicos.	14
2.3.1 Celda solar.	14
2.3.1.1 Definicion de celda solar.	14
2.3.4 Parámetros característicos de la celda Solar	15
2.3.4.1 Corriente de corto circuito (ISC)	15
2.3.4.2 Tensión de circuito abierto (VOC).	15
2.3.4.3 Potencia máxima	15
2.3.4.4 Eficiencia de una celda solar.	16
2.3.5 Factores que afectan el rendimiento de la celda solar.	16
2.3.5.1 Intensidad de la radiación.	17
2.3.5.2 Temperatura de las celdas solares	17
2.4 Módulos fotovoltaico	18
2.4.1 Definición.	18
2.4.2 Tecnologías usadas en la fabricación de paneles solares	18
2.4.2.1 Módulos fotovoltaico de silicio monocristalino y policristalino.	18
2.4.2.2 Módulos fotovoltaicos de silicio amorfo.	19
2.4.2.3 Módulos fotovoltaicos de disilenuro de cobre indio.	20
2.4.2.4 Módulos fotovoltaicos “ HIT”	20
2.4.2.5 Módulos fotovoltaicos de telenuro de cadmio	20
2.5 Arreglo fotovoltaico.	21
2.6 Reguladores.	22
2.6.1 Definición.	22
2.6.2 Tipos de reguladores.	23
2.6.2.1 Regulador shunt.	23
2.6.2.2 Regulador serie.	23
2.6.2.3 Regulador controlado por modulación de ancho de pulso	24
2.6.2.4 Regulador MPPT.	25
2.7 Baterías utilizadas en sistemas fotovoltaicos.	25
2.7.1 Definición.	25
2.7.2 Características eléctricas de las baterías.	25
2.7.2.1 Capacidad nominal.	26
2.7.2.2 Profundidad de descarga (DOD).	26
2.7.2.3 Capacidad de energía almacenada.	26
2.7.2.4 Autodescarga.	27
2.7.2.5 Ciclo de vida.	27

2.7.3 Baterías de plomo ácido.....	27
2.7.3.1 Baterías de plomo ácido con ventilación.	28
2.7.3.2 Baterías de plomo ácido de válvula regulada.....	28
2.8 Inversores.	28
2.8.1 Definición.....	28
2.8.2 Tipos de inversores.	29
2.8.2.1 Inversores centralizados.	29
2.8.2.2 Inversores string.	30
2.8.2.3 Inversores modular.....	31
2.9 Protecciones.	32
2.9.1 Protecciones en corriente continua.....	32
2.9.1.1 Fusibles de corriente continua.....	33
2.9.1.2 Descargadores de sobretensiones.....	33
2.9.1.3 Interruptores seccionadores de corriente continua.....	34
2.9.2 Protecciones en corriente alterna.	35
2.9.2.1 Interruptor termomagnético.	35
2.9.2.2 Interruptor diferencial.	36
CAPITULO III.....	37
3. RECURSO SOLAR.	37
3.1Conceptos básicos.	37
3.1.1 Radiación solar.....	37
3.1.2 Irradiancia.	38
3.1.3 Irradiación.	38
3.1.4 Rendimiento energético.	38
CAPITULO IV.....	39
4. METODOLOGÍA.....	39
4.1 Introducción.	39
4.2 Descripción de la instalación.	39
4.3 Análisis de las diversas topologías a considerar en el diseño del sistema fotovoltaico.	40
4.4 Estudio de cargas.....	41
4.5 Cálculo de la energía eléctrica diaria de diseño dada en Ah/día.....	43
4.6 Dimensionamiento del banco de baterías.....	44
4.6.1 Cálculo de la capacidad requerida por el banco de baterías sin ajustar ...	44
4.6.2 Cálculo de la capacidad requerida del banco de baterías, ajustada por el criterio de máximas descargas permitidas.....	45

4.6.2.1 Cálculo de la capacidad del banco de batería,ajustada por el criterio de máxima profundidad de descarga.....	45
4.6.2.3 Cálculo de la capacidad del banco de baterías, ajustada por el criterio de máxima profundidad de descarga al final de la vida útil de la batería.	46
4.6.3 Cálculo de la capacidad requerida del banco de baterías en el diseño del sistema fotovoltaico.	47
4.6.4 Cálculo de la máxima intensidad del banco de baterías.....	48
4.6.5 Cálculo del rango de tensiones de operación del banco de baterías (V_{min} , $V_{máx}$).....	49
4.6.6 Cálculo del número de baterías o celdas a conectar en serie en el diseño del banco de baterías.	50
4.6.7 Cálculo del número de ramas a conectar en paralelo en el banco de baterías.	52
4.6.8 Cálculo del número total que baterías que conforman el banco de baterías.	53
4.7 Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico.....	54
4.7.1Cálculo del número de módulos FV a conectar en serie.....	54
4.7.2Cálculo del número de módulos FV a conectar en paralelo.....	54
4.7.3 Cálculo del número total de módulos FV.	55
4.7.4 Cálculo de las tensiones y corrientes del arreglo FV.	56
4.8 Dimensionamiento del controlador de carga.....	57
4.8.1 Cálculo del número de controladores de carga a conectar en paralelo. ...	57
4.9 Dimensionamiento del inversor	58
4.9.1 Cálculo del número de inversores a conectar en paralelo.	58
4.10 Cálculo del calibre de los conductores.....	59
4.10.1 Cálculo del calibre de los conductores por el criterio de capacidad de corriente.....	59
4.10.2 Cálculo del calibre de los conductores por el criterio de máxima caída de tensión permitida.....	60
4.10.3 Cálculo del calibre de los conductores por el criterio de capacidad de cortocircuito.	62
4.11 Cálculo de protecciones eléctricas.	62
4.11.1 Cálculo de fusibles e interruptores termomagnéticos.	62
4.11.2 Cálculo de protecciones por sobrecorrientes de diversos equipos de la instalación fotovoltaica.	65
4.12 Obras civiles.....	68
4.12.1 Estructura de soporte del arreglo FV.	68
4.13 Estudio económico	70

4.14 Dimensionamiento sistema de puesta a tierra.	72
4.14.1 Medición de la resistividad del suelo	72
4.14.1.1 Configuración Wenner.	72
4.14.1.2 Análisis de dos capas.	74
4.14.2 Medición de la resistencia de puesta a tierra.....	75
4.14.2.1 Método de caída de potencial.....	75
4.14.3 Tipos de puesta a tierra	76
4.14.3.1 Cálculo de la resistencia de dos barras enterradas	77
4.14.3.2 Cálculo de la resistencia de electrodos horizontales.....	77
4.14.4 Dimensionamiento de los conductores necesarios en el sistema de puesta a tierra.....	78
CAPÍTULO V	79
5. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FV	79
5.1 Estimación del nivel de radiación solar.	79
5.2 Estimación del consumo de energía actual del edificio del ciclo básico de la Facultad de Ingeniería U.C.V.....	82
5.3 Estudio de la factibilidad de implementación de un sistema fotovoltaico conectado a la red con respaldo de un banco de batería para satisfacer el consumo de energía correspondiente a la luminaria interna.....	83
5.4 Estudio de la factibilidad de implementación de un sistema fotovoltaico conectado a la red.....	85
5.4.1 Elección del inversor de conexión a red.	86
5.4.1.1 Número de inversores de conexión a red en paralelo.	88
5.4.1.2 Características eléctricas del grupo de inversores de conexión a red.	89
5.4.2 Dimensionamiento del arreglo FV del sistema conectado a la red.	92
5.4.2.1 Estimación del número total de módulos del arreglo FV del sistema conectado a la red.....	92
5.4.2.2 Características eléctricas del arreglo FV del sistema conectado a la red.....	95
5.4.2.3 Comparación entre diversas propuestas de diseño del arreglo FV para el sistema conectado a la red.....	97
5.5 Ubicación del arreglo FV y grupo de inversores.	98
5.5.1 Ubicación arreglo FV.....	98
5.5.2 Ubicación del grupo de inversores de conexión a red.....	100
5.6 Dimensionamiento de los conductores y protecciones	101
5.6.1 Dimensionamiento para cada uno de los tramos de la instalación.....	103
5.6.2 Dimensionamiento de las protecciones del sistema FV conectada....	105

5.7 Dimensionamiento del tablero de distribución y de las cajas envolventes correspondiente al sistema FV conectado a Red.....	108
5.8 Estimación de materiales y equipos.	109
5.9 Estudio económico del sistema FV conectado conectado a la red.....	111
5.10 Dimensionamiento del sistema FV conectado a la red con respaldo de banco de batería para satisfacer la demanda de energía eléctrica de la luminaria externa.	112
5.11 Dimensionamiento de equipos y materiales del sistema FV conectado a la red con respaldo de un banco de baterías para satisfacer los requerimientos de demanda de energía eléctrica de la luminaria externa.	113
5.12 Sistema de puesta a tierra.	114
CONCLUSIONES	116
RECOMENDACIONES	118
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	119
BIBLIOGRAFÍA	126
GLOSARIO	129
ANEXOS	131

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Cuadro comparativo de características técnicas de diversas tecnologías de módulos fotovoltaicos.	21
Tabla 2 Tabla modelo para calcular la energía eléctrica AC diaria de diseño	42
Tabla 3 Promedio mensual radiación normal directa($kWhm^2 * día$) [38].....	80
Tabla 4 Máxima radiación incidente para diversos ángulos ($kWhm^2 * día$) [38]	81
Tabla 5 Características técnicas de diversos inversores de conexión a red.	86
Tabla 6 Cuadro comparativo dimensionamiento inversores de conexión a red en cada uno de los pisos edificio ciclo básico Facultad Ingeniería U.C.V.	89
Tabla 7 Características eléctricas del grupo de inversores de conexión a red conectados en paralelo	91
Tabla 8 Número de módulos necesarios para el dimensionamiento del arreglo FV para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a red.	95
Tabla 9 Características eléctricas arreglo fotovoltaico sistema FV conectado a red.	96
Tabla 10 Cuadro comparativo del dimensionamiento del arreglo fotovoltaico del sistema fotovoltaico conectado a red.	97
Tabla 11 Solución de la disposición física del arreglo fotovoltaico para cada una de las propuestas estudiadas.....	100
Tabla 12 Calibre de los conductores apropiados a utilizar en el diseño del sistema FV conectado a red en cada uno de los pisos del edificio ciclo básico Facultad Ingeniería U.C.V.	104
Tabla 13 Características eléctricas protecciones eléctricas de corriente continua	106
Tabla 14 Características eléctricas protecciones eléctricas de corriente alterna.	108
Tabla 15 Número de elementos necesarios para el dimensionamiento de los 3 sistemas fotovoltaicos de conexión a red	110

Tabla 16 Estudio económico sistema fotovoltaico conectado a red para satisfacer la demanda de energía eléctrica de la luminaria interna	112
Tabla 17 Estimación potencia total (carga conectada) luminarias fluorescentes edificio ciclo básico facultad ingeniería piso 2.	133
Tabla 18 Estimación potencia total(carga conectada) luminarias fluorescentes edificio ciclo básico facultad ingeniería piso 1	134
Tabla 19 Estimación potencia total (carga conectada) luminarias fluorescentes edificio ciclo básico facultad ingeniería planta baja.	135
Tabla 20 Energía eléctrica diaria CC necesarias para el dimensionamiento del banco de baterías de cada uno de los pisos de la facultad ingeniería U.C.V.	139
Tabla 21 Cuadro comparativo entre diversos inversores/cargadores [39]-[40]..	140
Tabla 22 Cuadro comparativo entre diversos controladores de carga existentes [41], [42], [43].....	141
Tabla 23 Características técnicas de diversos módulos fotovoltaicos. [44].....	143
Tabla 24 Módulos necesarios para el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico, caso de estudio: luminaria fluorescente.	146
Tabla 25 Estimación potencia total luminaria interna (carga conectada). ciclo básico Facultad Ingeniería piso 2, considerando tubos led de 18 W	147
Tabla 26 Estimación potencia total luminaria interna (carga conectada).ciclo básico Facultad Ingeniería piso1, considerando tubos led 18 W.	147
Tabla 27 Estimación potencia total (carga conectada), edificio ciclo básico Facultad Ingeniería planta baja, luminaria LED 18W.	148
Tabla 28 Energía eléctrica diaria necesaria para el dimensionamiento del arreglo FV de cada uno de los pisos de la Facultad Ingeniería U.C.V.....	149
Tabla 29 Módulos necesarios para el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico. caso de estudio: Luminaria LED.....	150
Tabla 30 Cuadro comparativo dimensionamiento del arreglo fotovoltaico.....	151
Tabla 31 Características baterías plomo ácido de placa tubular de diversos fabricantes [45].....	152
Tabla 32 Energía eléctrica diaria CC necesarias para el dimensionamiento del banco de baterías de cada uno de los pisos de la Facultad Ingeniería U.C.V.	154

Tabla 33 Número de baterías necesarias en cada uno de los pisos del edificio ciclo básico Facultad Ingeniería U.C.V, tensión nominal banco baterías 48 V.....	162
Tabla 34 Cuadro comparativo del dimensionamiento del banco de baterías.....	164
Tabla 35 Potencia requerida en el dimensionamiento de los inversores de cada uno de los pisos del edificio ciclo básico Facultad Ingeniería U.C.V.	165
Tabla 36 Cuadro comparativo del dimensionamiento de el inversor / cargador de cada uno de los pisos del edificio del ciclo básico de la Facultad Ingeniería U.C.V.	167
Tabla 37 Características eléctricas arreglo fotovoltaico.	168
Tabla 38 Características eléctricas banco de baterías.	168
Tabla 39 Características eléctricas inversores/ cargadores conectados en paralelo	170
Tabla 40 Características eléctricas tableros de distribución secundarios AC	194
Tabla 41 Características eléctricas tablero principal.....	197
Tabla 42 Características cajas envolventes para resguardar equipos de protección.	199
Tabla 43 Cálculo de los flujos netos por cada año. luminaria fluorescente	204
Tabla 44 Cálculo de los flujos netos por cada año.luminaria LED.....	205
Tabla 45 Estimación de la inversión inicial para cada una de las propuestas.....	206
Tabla 46 Energía eléctrica diaria de AC correspondiente a la luminaria externa	209
Tabla 47 Características de baterías monobloques	212
Tabla 48 Equipos necesarios para el dimensionamiento del sistema FV requerido para satisfacer la demanda de energía de la luminaria externa.	225
Tabla 49 Equipos y materiales sistema FV luminaria externa.....	227
Tabla 50 Energía eléctrica diaria CC necesaria en el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico de cada uno de los pisos de la escuela Ingeniería Eléctrica.....	232
Tabla 51 Energía eléctrica diaria CC necesaria en el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico de cada uno de los pisos de la escuela de Ingeniería Química, Petróleo, Geología, Minas y Geofísica.	232

Tabla 52 Energía eléctrica diaria CC necesaria en el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico de cada uno de los pisos del edificio de Física aplicada.....	233
Tabla 53 Energía eléctrica diaria CC necesaria en el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico de cada uno de los pisos del edificio del instituto de mecánica de fluidos.....	233
Tabla 54 Energía eléctrica diaria CC necesaria en el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico de cada uno de los pisos del edificio instituto de materiales y modelos estructurales.....	234
Tabla 55 Solución de la disposición física del arreglo fotovoltaico para el caso del edificio de la escuela de Ingeniería Eléctrica. Vnom arreglo FV: 462 Vcc.....	234
Tabla 56 Solución de la disposición física del arreglo fotovoltaico para el caso del edificio de la escuela de Ingeniería Química, Petróleo, Geología, Minas y Geofísica. Vnom arreglo FV: 462 Vcc.	235
Tabla 57 Solución de la disposición física del arreglo fotovoltaico para el caso del edificio del departamento de Física aplicada. Vnom arreglo FV: 462 Vcc.	236
Tabla 58 Solución de la disposición física del arreglo fotovoltaico para el caso del edificio del instituto de mecánica de fluidos. Vnom arreglo FV: 462 Vcc.....	236
Tabla 59 Solución de la disposición física del arreglo FV para el caso del edificio del instituto de materiales y modelos estructurales. Vnom arreglo FV: 580 Vcc.	237
Tabla 60 Número de inversores de conexión a red del sistema FV del edificio de la escuela de Ingeniería Eléctrica.....	238
Tabla 61 Número de inversores de conexión a red del sistema FV del edificio Ingeniería Química, Petróleo, Geología, Minas y Geofísica.	238
Tabla 62 Número de inversores de conexión a red del sistema FV del edificio del departamento de Física aplicada	239
Tabla 63 Número de inversores de conexión a red del sistema FV del edificio de instituto de mecánica de fluidos.....	239
Tabla 64 Número de inversores de conexión a red del sistema FV del edificio Instituto de materiales y modelos estructurales.	239
Tabla 65 Medición resistividad del suelo. terreno "balancin" correspondiente al SPAT del edificio de la escuela de Ingeniería Química, Petróleo, Geología, Minas y Geofísica. Método de los cuatro electrodos. Configuración Wenner.	242

Tabla 66 Medición de la resistividad del suelo. terreno " Jardin de Física" correspondiente al SPAT del edificio del departamento de Física aplicada. Método cuatro electrodos. Configuración Wenner.	243
Tabla 67 Medición resistividad del suelo correspondiente al SPAT del edificio del instituto de mecánica de fluidos.Método de los cuatro electrodos.Configuración Wenner.	244
Tabla 68 Medición resistencia electrodo de puesta a tierra,edificio escuela Ingeniería Eléctrica.Método caída de potencial.	255

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Curva característica I Vs V de una celda solar típica [13]	16
Figura 2 Instalación fotovoltaica con inversor central [20]	29
Figura 3 Instalación fotovoltaica con inversor string [20]	30
Figura 4 Instalación fotovoltaica con inversor módulo[20]	31
Figura 5 Edificios Facultad Ingeniería UCV [29]	40
Figura 6 Diagrama de conexión banco de baterías.	53
Figura 7 Vista lateral de la estructura de soporte del arreglo fotovoltaico.	69
Figura 8 Configuración Wenner utilizada para medir la resistividad del suelo[32] 73	
Figura 9 Modelo del suelo de dos capas,configuración Wenner.[34].....	75
Figura 10 Medición resistencia de puesta a tierra,método de caída de potencial.[37]	76
Figura 11 Diagrama de bloques de un sistema fotovoltaico conectado a red.	85
Figura 12 Disposicion física de cada una de las filas del arreglo fotovoltaico	99
Figura 13 Diagrama unifilar conductores y protecciones asociadas para el sistema fotovoltaico con conexión a red.	103
Figura 14 Diagrama de bloques de un sistema fotovoltaico conectado la red con respaldo de un banco de baterías.....	138
Figura 15 Imagen de referencia de los tableros NAB del fabricante Master Circuito, C.A. para ser usados en el dimensionamiento del tablero principal y secundario de el sistema fotovoltaico. [47].....	197
Figura16 Imagen de referencia de las características constructivas de las cajas envolventes del fabricante Master Circuit, C.A. a ser utilizadas en el dimensionamiento del sistema FV [48]	199
Figura 17 Diagrama de conexiones de sistema FV conectado a red con respaldo de banco de baterías para satisfacer la demanda de energía eléctrica de la luminaria externa.	224

Figura18 Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico conectado a red con respaldo de un banco de baterías para satisfacer la demanda de energía de la luminaria externa.	226
--	-----

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1 Curva de resistividad del suelo correspondiente al SPAT del edificio de la escuela Ingeniería Química, Petróleo, Geología y Minas.....	245
Gráfica 2 Curva de resistividad del suelo correspondiente al SPAT del edificio del departamento de Física aplicada.....	246
Gráfica 3. Curva de resistividad del suelo correspondiente al SPAT del edificio del instituto de mecánica de fluidos.....	247
Gráfica 4. Curva característica resistencia electrodo puesta a tierra ubicado en el jardín anexo al edificio de la Escuela de Ingeniería Eléctrica.....	256

SIGLAS

C.E.N: Código Eléctrico Nacional.

CORPOELEC: Corporación Eléctrica Nacional.

FV: Fotovoltaico.

Hz: Hertz.

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers.

IDAE: Instituto de diversificación y ahorro de energía.

ISC: Corriente de cortocircuito.

ITC: Instrucciones Técnicas Complementarias.

kW: kilo Vatio.

kWh: kiloVatio Hora.

kWpico: kiloVatio Pico.

kV: kilo Voltio.

NASA: The National Aeronautics and Space Administration.

SPAT: Sistema de puesta a tierra.

Voc: Tensión en Circuito Abierto.

U.C.V: Universidad Central de Venezuela.

INTRODUCCIÓN

En los últimos 30 años, la humanidad ha conseguido de manera acelerada y sostenida un notable crecimiento tecnológico trayendo como consecuencia un aumento en la demanda de energía eléctrica. Según estudios realizados a nivel mundial, las proyecciones es que la demanda de energía eléctrica seguirá incrementándose cada vez más lo cual hace necesario fomentar la investigación y el desarrollo de tecnologías alternativas.

Entre las diferentes tecnologías alternativas capaces de contribuir a la demanda de generación de energía eléctrica cada vez es más común el estudio de proyectos basados en la utilización de paneles solares(Sistemas Fotovoltaicos).

Una de las principales razones de fomentar proyectos basados en energías fotovoltaicas es que poseen como principal característica que no generan gases contaminantes o residuos fósiles lo cual ayuda a la protección del medio ambiente. Otra ventaja de dichos sistemas es que al ser una forma alternativa de generación de energía eléctrica contribuye junto con las formas de generación de energía tradicionales a satisfacer el aumento de la demanda energética de la población

Ante las ventajas expuestas anteriormente, se hace necesario planificar soluciones que contribuyan al ahorro energético, razón por la cual el Departamento de Potencia de la Escuela de Ingeniería Eléctrica U.C.V. ha tenido la inquietud de dirigir algunos proyectos basados en energías fotovoltaicas y para ello en el presente trabajo especial de grado se desarrollarán cinco capítulos, los cuales serán organizados de la siguiente manera:

- **Capítulo I:** En este capítulo se presenta el planteamiento del problema así como la justificación del mismo, señalando los objetivos generales y

específicos a alcanzar en el desarrollo del presente estudio y la respectiva metodología para alcanzar dichos objetivos.

- **Capítulo II:** En este capítulo se presenta el marco teórico que fundamenta las ideas y criterios expuestos a lo largo del trabajo especial de grado.
- **Capítulo III:** En este capítulo se presenta los conceptos empleados en la energía solar.
- **Capítulo IV:** En este capítulo se presenta la metodología de cálculo necesaria para el dimensionamiento de los sistemas fotovoltaico que forman parte del objeto de estudio.
- **Capítulo V:** En este capítulo se presenta el dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos correspondiente a cada uno de los edificios, estableciendo para ello los criterios y equipos seleccionados así como las respectivas tablas comparativas en el dimensionamiento de los diferentes escenarios.

CAPÍTULO I.

1.1 Planteamiento del problema

La tendencia del aumento del consumo energético mundial es cada vez mayor, siendo una de sus principales causas el desarrollo tecnológico sostenido y acelerado que ha tenido la humanidad no solamente en el ambito industrial sino en el ambito doméstico lo cual hace necesario el incremento de sistemas de generación de energía eléctrica capaces de satisfacer el aumento del consumo de energía eléctrica de la población.

En base a lo anteriormente planteado, es conocido que hasta el momento la demanda de energía eléctrica de nuestro país se satisface principalmente gracias a la energía hidroeléctrica proveniente de la Central Hidroeléctrica Simón Bolívar. Sin embargo, cada vez más será necesario el desarrollo de proyectos basados en energías alternativas que contribuyan a la conservación del medio ambiente y además contribuyan al ahorro energético.

Venezuela es un país privilegiado desde el punto de vista de generación de energía eléctrica ,debido a su gran potencial tanto en las energías no renovables como en las energías renovables.El aprovechamiento de las energías renovables en nuestro país ha concentrado sus esfuerzos en la utilización de la energía hidroeléctrica,sin embargo recientemente se estimulan proyectos en diferentes instituciones o empresas existentes en el país basados en energías alternativas como la energía eólica y la energía fotovoltaica.

No obstante, surge el dilema en la utilización de energías fotovoltaicas en nuestro país debido a que si bien es cierto que la principal ventaja que presenta el uso de este tipo de energía contribuye a la conservación del medio ambiente , su

poca masificación hace que por el momento sus costos no resulten competitivos frente a los sistemas de generación de energía eléctrica tradicionales.

1.2 Justificación

En la actualidad cada vez es más frecuente el estudio de sistemas de generación basados en energías renovables, siendo el objeto de estudio en este proyecto los sistemas fotovoltaicos.

Entre las grandes ventajas que presentan los sistemas fotovoltaicos podemos mencionar que la implementación de este tipo de sistemas ayudan a reducir la contaminación ambiental y contribuyen a la reducción de la demanda exigida al sistema de energía principal (suministrada por CORPOELEC). Es por ello que la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la UCV ha ido fomentando proyectos de investigación que involucren el conocimiento de los sistemas fotovoltaicos, a fin de aportar soluciones alternativas para la generación de energía eléctrica que contribuyan a la conservación del medio ambiente y a satisfacer el aumento de la demanda energía eléctrica de la población siendo nuestro objeto de estudio la factibilidad de implementar un sistema de generación de energía eléctrica basado en paneles fotovoltaicos que permitan alimentar cargas de iluminación interna y externa de algunos edificios de la Facultad de Ingeniería UCV; tomando de esta manera como punto de partida el estudio en las instalaciones de los edificios pertenecientes a la Facultad de Ingeniería U.C.V. (Edificios de Aulas Ciclo Básico,Edificio Ingeniería de Petróleo, Minas y Geofísica,Edificio Ingeniería Eléctrica, Edificio de Física Aplicada, Instituto de Mecánica de Fluidos e Instituto de Materiales y Modelos Estructurales) cuyos resultados pudieran servir en un futuro cercano como referencia para la factibilidad de posteriores implementaciones en la Facultad de Ingeniería U.C.V. y/o en otros lugares del interior del país donde se requieran sistemas generación de energía eléctrica basados en este tipo de energías alternativas

1.3 Objetivo General

Estudiar la factibilidad en la implementación de un sistema basado en paneles fotovoltaicos para reducir el consumo de energía eléctrica en la Facultad de Ingeniería U.C.V.

1.4 Objetivos Específicos

- Realizar estudio del esquema eléctrico actual de las luminarias internas y externas correspondientes a las instalaciones de los siguientes Edificios pertenecientes a la Facultad Ingeniería U.C.V.
: Edificios de Aulas Ciclo Básico, Edificio Ingeniería de Petróleo, Minas y Geofísica, Edificio Ingeniería Eléctrica, Edificio de Física Aplicada, Instituto de Mecánica de Fluidos e Instituto de Materiales y Modelos Estructurales.
- Evaluar la demanda eléctrica actual de las instalaciones correspondientes a las luminarias internas y externas de los edificios previamente nombrados pertenecientes a la Facultad de Ingeniería U.C.V.
- Estudiar la factibilidad en la implementación de un sistema de generación de energía eléctrica basado en paneles fotovoltaicos.
- Obtener la curva horaria de incidencia de radiación solar de la Ciudad Universitaria, estableciendo para ello el contacto con los organismos competentes.
- Especificar el tipo de convertidor DC/ AC necesario para acoplar el sistema fotovoltaico a la red local, así como el banco de baterías a utilizar para satisfacer los requerimientos del sistema fotovoltaico.

- Especificar las instalaciones de puesta a tierra necesarias para satisfacer las condiciones de seguridad del sistema fotovoltaico.
- Elaborar la ingeniería de detalle de los equipos a instalar correspondientes al sistema fotovoltaico.
- Elaborar un estimado de Costos de la propuesta del proyecto, realizando para ello al menos 2 recomendaciones puedan comparar los costos asociados a la elección de diferentes fabricantes.

1.5 Metodología

Para la realización de este proyecto se identifican cinco fases, definidas como se muestra a continuación:

1.5.1 Estudio y evaluación del sistema eléctrico pertenecientes a los edificios de la Facultad de Ingeniería U.C.V.

- Recopilación de información de las instalaciones eléctricas de los edificios.
- Evaluar la demanda eléctrica de las instalaciones correspondientes a la luminaria interna y externa de los edificios.
- Inspección a las instalaciones eléctricas y civiles de los diferentes edificios a fin de determinar la mejor ubicación de los equipos (paneles fotovoltaicos, Inversor, Banco de Baterías)
-

1.5.2 Diseñar el sistema de generación de energía eléctrica usando paneles solares y convertidores DC/AC.

- Contactar a los organismos competentes a fin de obtener la curva horaria de incidencia de radiación solar de la Ciudad Universitaria.
- Investigación documental y bibliográfica acerca de las diferentes tecnologías existentes de paneles FV, banco de baterías ,convertidores DC/AC, sistemas de puesta a tierra en sistemas fotovoltaicos.
- Elaborar los cálculos necesarios para satisfacer la demanda de energía eléctrica requerida a fin de especificar las características técnicas de los equipos a instalar (Paneles fotovoltaicos, Convertidores DC/ AC, Banco de Baterías).
- Elaborar las propuestas necesarias para la mejor ubicación de los equipos considerando las obras civiles existentes.
- Contactar a diferentes fabricantes y distribuidores de equipos fotovoltaicos existentes en Venezuela a fin obtener información de equipos existentes en el mercado, especificaciones técnicas y costos asociados.
- Elaborar un estudio económico en donde se estime los costos asociados a la propuesta del proyecto, dando por lo menos 2 recomendaciones en donde se puedan comparar costos asociados y requerimientos tecnológicos asociados a la utilización de diferentes fabricantes en la elección de paneles fotovoltaicos, banco de baterías, convertidores DC/AC.

1.5.3 Fase de desarrollo.

- Recopilación de información y especificaciones técnicas de los equipos elegidos
- Diseño de la ingeniería de detalle de la ubicación de los equipos a instalar.
- Elaborar los planos de las instalaciones civiles y eléctricas necesarios para satisfacer los requerimientos del proyecto.

1.5.4 Fase de culminación.

- Listado de materiales y equipos seleccionados .
- Elaborar recomendaciones finales tanto de índole económico como técnico.

CAPÍTULO II

2.MARCO TEÓRICO

2.1 Energía solar fotovoltaica

2.1.1 Generalidades

“La energía solar FV es una tecnología basada en el aprovechamiento de la energía solar, su funcionamiento es la conversión de la luz solar en energía eléctrica”. [1]

La conversión de la energía de la luz solar en energía eléctrica es un fenómeno físico llamado efecto fotovoltaico, el cual es posible a través de un dispositivo electrónico conocido como celda solar. [2]

La energía solar fotovoltaica presenta características peculiares, entre las que se destacan su elevada calidad energética y su poco impacto ecológico además de permitir una gran cantidad de aplicaciones pudiendose suministrar energía en lugares aislados de la red (viviendas aisladas, faros, postes, bombeos, repetidores de telecomunicaciones, etc) o mediante sistemas fotovoltaicos conectadas a la red eléctrica, que pueden ser de pequeño tamaño (instalación en vivienda individual) o en centrales de gran tamaño (granjas solares).

2.2 Tipos de sistemas fotovoltaicos.

Los sistemas FV se dividen principalmente en tres grandes grupos: sistemas fotovoltaicos aislados, sistemas FV conectados a la red, sistemas híbridos.

2.2.1 Sistemas fotovoltaicos aislados.

Los sistemas fotovoltaicos aislados de la red o autónomos consisten en sistemas de energía solar que poseen como una de sus principales características el uso de baterías, puesto que resulta necesario poseer un sistema de acumulación de energía capaz de proporcionar la energía requerida para satisfacer la demanda de los usuarios en las horas del día en las que la intensidad lumínica no sea suficiente para satisfacer la demanda requerida. [3]

Este tipo de sistema suelen estar constituidos por los siguientes elementos: panel solar, regulador, banco de baterías, inversor. La utilización del inversor no es necesaria cuando la carga a alimentar sea de corriente continua. Una de las principales limitaciones que presenta el dimensionamiento de este tipo de sistemas es lo difícil que puede resultar evaluar el consumo energético exacto de cada una de las cargas. Uno de los métodos es averiguar la potencia de cada una de las cargas que compondrán el sistema fotovoltaico aislado y multiplicarlo por las horas de funcionamiento al día (suponiendo que el consumo de energía es constante a lo largo del día para cada una de las cargas), aunque este método da lugar a cierto grado de incertidumbre debido a que pudiera resultar difícil determinar el número de horas que funcionará cada carga la cual pudiera variar dependiendo de la época del año. [4]

El precio del kWh de los sistemas fotovoltaicos aislados resulta algo más elevado que el obtenido de la red eléctrica convencional, razón por la cual es necesario tener la conciencia de que a pesar de utilizar una fuente de energía

renovable es de vital importancia considerar una optimización del consumo energético de las cargas utilizando por ejemplo en el diseños de este tipo de sistemas tubos fluorescentes y evitando en la medida de lo posible luminarias incandescentes. [4]

Al poseer un sistema fotovoltaico aislado se debe tener la conciencia que el consumo energético que realicen será el que su reserva energética les permita, lo cual hace necesario un adecuado dimensionamiento del regulador y del banco de baterías. [4]

2.2.1.1 Componentes de un sistema fotovoltaico aislado

Los principales componentes que conforman un sistema FV aislado son: arreglo FV,Regulador de Carga,Banco de Baterías e Inversor.

El regulador tiene como función principal en este tipo de sistemas la de garantizar los niveles adecuados de tensión y corriente para cargar el banco de baterías. Una de las características de regulador de carga es la de proteger a la batería por sobrecargas evitando que la batería continúe el proceso de carga una vez finalizado el proceso de carga,además de proteger a la batería por descarga permitiendo que una vez la batería este completamente descargada no continuar dicho proceso. [5]

El Banco de baterías tienen como función principal garantizar la suficiente autonomía de alimentación de la carga eléctrica.Las baterías que se usan en los sistemas fotovoltaicos son de tipo estacionario, siendo deseable que las mismas cumplan con un bajo valor de autodescarga, una larga vida útil, un número elevado de ciclos de carga y descarga. [6]

La instalación de un inversor en un sistema fotovoltaico aislado es de uso opcional y solo es requerido cuando la alimentación de la carga conectada al

sistema sea de corriente alterna, es por ello que podemos definir a un inversor como un equipo electrónico cuya principal característica es la transformar la corriente continua proveniente del módulo FV en corriente alterna. [6]

2.2.2 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red tienen como principal característica que en horas de muy poca irradiación solar o cuando el módulo fotovoltaico no produce la energía necesaria para satisfacer el consumo de energía de los usuarios la red proporciona la energía eléctrica a la carga, en caso contrario cuando el sistema fotovoltaico produce más energía de la que se requiere entonces en ese caso el excedente de energía se vierte a la red. [7]

2.2.2.1 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red con respaldo de un banco de baterías.

En ocasiones la red de energía eléctrica sufre problemas de calidad de suministro, como consecuencia de la capacidad limitada que pudiera presentar las líneas de transmisión en relación de la demanda necesaria a satisfacer el consumo requerido por la carga. Una alternativa para solucionar este tipo de inconveniente es una topología conformada de un arreglo FV, un inversor y una batería recargable. Este tipo de sistema tiene como objetivo principal inyectar energía en los puntos problemáticos de la red eléctrica. La energía eléctrica es suministrada por los módulos FV en el día y por la baterías durante la noche cuando el consumo de energía es alto. La batería puede ser recargada desde el arreglo fotovoltaico durante el día o desde la red de energía eléctrica cuando la demanda sea pequeña, de esta manera la carga a la red se reduce en las horas de mayor consumo de energía haciendo el sistema fotovoltaico más confiable. [8]

2.2.2.2 Componentes de un sistema fotovoltaico conectado a la red

Los principales componentes que conforman un sistema FV conectado a la red son: arreglo FV, inversor para la conexión a red, protecciones del sistema.

En los sistemas FV conectados a la red la función del inversor no es exclusivamente transformar la corriente continua generada por los módulos FV en corriente alterna, si no que además hace trabajar al módulo fotovoltaico en el punto de máxima potencia logrando de esta manera un funcionamiento adecuado del sistema fotovoltaico conectado a la red. Además los inversores utilizados en los sistemas fotovoltaicos acoplados a la red supervisan la red de las posibles averías presentes en el sistema. [9]

2.2.3 Sistemas híbridos.

Los sistemas híbridos generalmente están compuestos por un sistema de respaldo de energía(un generador convencional o la misma red eléctrica) acoplado de manera eficiente con una fuente de energía renovable(generalmente un sistema fotovoltaico) de manera de garantizar el suministro de la demanda de energía requerida. [10]

Este tipo de sistemas generalmente se diseñan de manera que durante las horas de mayor incidencia solar los módulos fotovoltaicos sean los encargados de suministrar la demanda de energía requerida por los usuarios del sistema, permitiendo que durante este proceso cargue el sistema de baterías. Además, los sistemas híbridos se diseñan de manera que cuando la demanda de energía requerida no pueda ser suministrada por el arreglo fotovoltaico y el banco de baterías entonces el sistema secundario de energía o de respaldo(generalmente un generador convencional, un sistema de energía renovable o la misma red eléctrica)

entra en funcionamiento a fin de garantizar el suministro de energía demandada por el sistema.

Los sistemas híbridos pueden ser tan grandes como lo requiera una determinada aplicación, pudiéndose acoplar al sistema fotovoltaico varios sistemas secundarios o de respaldo. Los sistemas de respaldo que generalmente se utilizan en este tipo de sistemas son la red de energía eléctrica, los generadores eólicos, pequeñas centrales minihidráulicas, entre otras fuentes capaces de producir energía eléctrica.

Dichos sistemas son necesarios cuando se requiera una disponibilidad constante y permanente de energía eléctrica, o bien cuando se requiere de elevadas cantidades de energía eléctrica. [10]

Una de las ventajas de los sistemas híbridos es que al acoplar un sistema auxiliar que sirva de respaldo al sistema solar fotovoltaico hará que el sistema sea más eficiente pudiéndose reducir los costos de la inversión inicial debido a la optimización en el dimensionamiento en la capacidad de las baterías y de la cantidad de paneles fotovoltaicos requeridos. [11]

2.3 Elementos de los sistemas fotovoltaicos.

2.3.1 Celda solar.

2.3.1.1 Definición de celda solar.

Una celda solar es un dispositivo electrónico (semiconductor) capaz de transformar el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol (radiación solar) en una corriente eléctrica proporcional a la intensidad de la radiación [12]

2.3.4 Parámetros característicos de la celda Solar

La curva características I-V de la celda solar, en dicha curva se observan las características eléctricas de la celda solar. A continuación se presentan los parámetros de interés presentados en la curva característica de la celda solar.

2.3.4.1 Corriente de corto circuito (ISC)

“Definida como el máximo valor de corriente que circula por una celda fotovoltaica y se da cuando los terminales de la celda solar está en cortocircuito. Su valor típico es de decenas de miliamperios por cada centímetro cuadrado de la celda solar”. [13]

2.3.4.2 Tensión de circuito abierto (VOC)

“Es la tensión para la cual los procesos de recombinación igualan a los de generación y por lo tanto, la corriente que se extrae de la celda solar es nula. Constituye la máxima tensión que puede extraerse de una celda solar. En celdas solares de silicio de tipo medio se sitúa en torno a 0,6 V mientras que en las de GaAs, en torno a 1V”. [13]

2.3.4.3 Potencia máxima

“Es el producto del valor de tensión máxima (V_M) e intensidad máxima (I_M) para los que la potencia entregada a una carga es máxima. La potencia

máxima que puede alcanzar la celda solar en condiciones estándar se le denomina potencia pico, y su unidad de medida es el Watio pico (Wp)". [13]

2.3.4.4 Eficiencia de una celda solar

“La eficiencia de una celda solar se define como el cociente entre la potencia máxima entregada a la carga (PM) y la potencia eléctrica que incide sobre la superficie de la celda solar (PL); siendo PL definida como el producto de la irradiancia incidente multiplicada por el área de la celda solar” [14]

Considerando todos los parámetros eléctricos que caracterizan la celda solar, se muestra en la figura 1 la curva de la intensidad de corriente en función de la tensión de la celda solar (curva I vs V) de una celda solar típica:

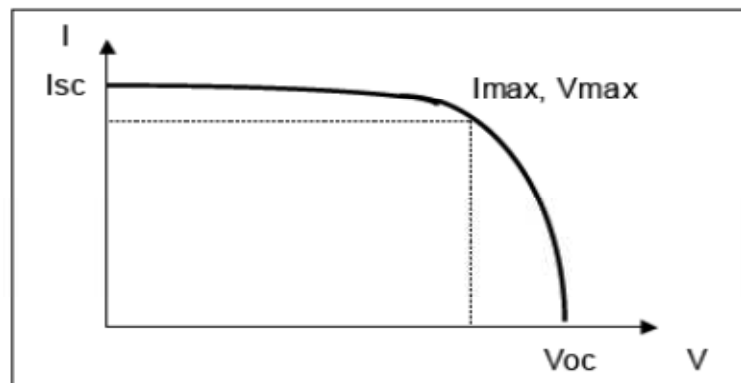


Figura 1 Curva característica I Vs V de una celda solar típica [13]

2.3.5 Factores que afectan el rendimiento de la celda solar.

Los factores que afectan el rendimiento de una celda solar son varios, entre los que se destacan las pérdidas por recombinación propias de la estructura cristalina del semiconductor, pérdidas por reflexión parcial, pérdidas asociadas a la

intensidad de la radiación y a la temperatura. [15]- [16],sin embargo se explicará a continuación con mayor detalle como influye la intensidad de la radiación y la temperatura en el rendimiento de la celda solar.

2.3.5.1 Intensidad de la radiación

“La intensidad aumenta con la radiación solar,permaneciendo el voltaje relativamente constante. Es importante conocer este efecto ya que los valores de la radiación cambian a lo largo del día, en función del ángulo del sol con el horizonte, por lo que es importante la adecuada colocación de los paneles solares. Un medio día a pleno sol equivale a una radiación de 1000W/m^2 . Mientras que la radiación de un día nublado 100 W/m^2 .”[15]

2.3.5.2 Temperatura de las celdas solares

“ La exposición al sol de las celda solares provoca su calentamiento, lo que lleva aparejados cambios en la producción de electricidad. Una radiación de 1000W/m^2 es capaz de calentar una celda solar unos 30° por encima de la temperatura del aire circundante, a medida que aumenta la temperatura, la tensión generada es menor, por lo que es recomendable montar paneles de tal manera que estén bien aireados, y en el caso de que sea usual alcanzar altas temperaturas, plantearse la posibilidad de instalar paneles con un mayor número de celdas” [15]

2.4 Módulos fotovoltaico

2.4.1 Definición

Según la norma IEEE std 1562-2007 en su anexo A apartado A.1 define un módulo fotovoltaico consiste en un conjunto de celdas interconectadas entre si en serie y/o paralelo a fin de obtener el voltaje y la corriente deseadas.

Generalmente los valores comerciales de tensiones de la mayoría de paneles solares existentes en el mercado es un rango de tensiones comprendidas entre 12 V a 48V (mientras que las potencias comercialmente conocidas para los módulos fotovoltaicos es de aproximante un rango de valores comprendidos entre 50 Wpico a 230 Wpico. [17]

2.4.2 Tecnologías usadas en la fabricación de paneles solares

Existen diversos tipos de tecnologías utilizadas en la fabricación de paneles solares. Según la norma IEEE std 1562-2007 en su anexo A los tipos de paneles generalmente utilizados son:

2.4.2.1 Módulos fotovoltaico de silicio monocristalino y policristalino.

Este tipo de paneles fotovoltaico son los más usados y constituyen aproximadamente el 80 % de los paneles fotovoltaicos existentes en el mercado. Los paneles de silicio monocristalino son ligeramente más eficientes que los paneles de silicio policristalino, sin embargo la eficiencia del panel solar empleada en una u otra tecnología son muy similares entre si.

La eficiencia de este tipo de paneles solares según datos aportados por los fabricantes es de aproximadamente del 10 al 15 % .

Una eficiencia alta es importante en aplicaciones donde la disponibilidad del área es limitada, por ejemplo en la azotea de una casa o edificio, sin embargo todos los tipos de paneles solares funcionarán en la medida que no existan obstáculos que interfieran la incidencia del sol. Una pequeña sombra provocada por un obstáculo como por ejemplo la rama de un árbol ocasiona una disminución del voltaje de salida del módulo aunque los módulos de silicio cristalino (silicio monocristalino o silicio policristalino) son menos afectados por el efecto de sombras ocasionadas por obstáculos que interfieren la incidencia del sol. La potencia de este tipo de paneles solares es de aproximadamente 300 W.

2.4.2.2 Módulos fotovoltaicos de silicio amorfo.

Este tipo de tecnologías se caracteriza por ser de película delgada. En sus inicios, los fabricantes de paneles fotovoltaicos se basaron en tecnologías de película delgada a fin de disminuir los costos de producción del módulo. La eficiencia de este tipo de tecnología es baja de aproximadamente del 5 al 7 % lo cual es una desventaja debido a que al usar este tipo de tecnología se debe incrementar el tamaño del módulo fotovoltaico si se desea conseguir eficiencias similares a las conseguidas por paneles de silicio monocristalino.

Como se explicó anteriormente todos los tipos de paneles solares funcionan de manera óptima cuando el cielo está despejado y en temperaturas que no sean demasiado elevadas, sin embargo los módulos de silicio amorfo presentan una ventaja sobre los módulos de silicio cristalino debido a que en temperaturas elevadas la tensión de salida en paneles solares de silicio amorfo no disminuye tanto como ocurre en los módulos de silicio cristalino. La potencia de este tipo de paneles solares es de aproximadamente 128 W.

2.4.2.3 Módulos fotovoltaicos de diseleniuro de cobre indio.

Según la norma IEEE std 1562-2007 este tipo de tecnología es relativamente nueva existente en el mercado de paneles solares representando un poco más del 0,5 % de las ventas mundiales. Una de las ventajas de este tipo de tecnología es que representa la eficiencia más alta de todos los módulos de película delgada disponibles en el comercio obteniéndose eficiencias del orden de 9,5 % aproximadamente. Los módulos fotovoltaico de diseleniuro de cobre e indio disponibles alcanzan hasta 80 W.

2.4.2.4 Módulos fotovoltaicos “ HIT”

Según norma IEEE std 1562-2007 este tipo de paneles presenta la eficiencia más alta alcanzándose en la práctica eficiencias del orden de hasta el 16 % lo cual permite realizar instalaciones de mayor capacidad aunque su desventaja es el incremento en los costos. La característica básica de este tipo de tecnología es que se compone de una capa de silicio monocristalino rodeado de capas de silicio amorfo ultra-delgado. Los paneles HIT disponibles alcanzan potencias de hasta 190 W.

2.4.2.5 Módulos fotovoltaicos de telururo de cadmio

La norma IEEE std 1562-2007 hace referencia a que esta tecnología es relativamente nueva y no es muy difundida debido a que las ventas a nivel mundial de este tipo de paneles alcanza el 0,5 % . La eficiencia de este tipo de módulos fotovoltaicos alcanza un 6,5 % aproximadamente, lo cual es una

eficiencia mucho menor a las tecnologías anteriormente explicadas referida en la mencionada norma. Los módulos fotovoltaico alcanzan hasta 65 W.

A continuación se presenta en la tabla 1 un cuadro resumen donde se muestra las diferentes eficiencias y las potencias máximas alcanzadas en cada una de las tecnologías previamente señaladas.

Tabla 1 Cuadro comparativo de características técnicas de diversas tecnologías de módulos fotovoltaicos.

Módulos Fotovoltaico Tecnología empleada	Eficiencia aproximada	Potencia Pico Máxima aproximada.
Silicio Monocristalino y Policristalino	10 al 15 %	300 W
Silicio Amorfo	5 al 7 %	128 W
Diselienuro de Cobre-Indio	9,5 %	80 W
Heterojunción con capa fina Intrínseca (HIT)	16 %	190 W
Teluro de Cadmio	6,5 %	65

2.5 Arreglo fotovoltaico.

El arreglo fotovoltaico está conformado por varios módulos fotovoltaicos conectados eléctricamente entre si. La conexión de los módulos puede realizarse en serie, paralelo o en combinaciones de ambas dependiendo de las características eléctricas deseadas a la salida del arreglo fotovoltaico.

Los módulos se conectan en serie para obtener la tensión nominal del sistema a diseñar y formar de esta manera una rama. Varias ramas se conectan en

paralelo para obtener la potencia deseada y constituir de esta manera el arreglo fotovoltaico.

La cantidad de energía producida por un arreglo fotovoltaico varía en función de ciertos parámetros, entre los que se destacan la radiación y la latitud de la instalación a diseñar siendo el ángulo de inclinación de los módulos que componen el arreglo fotovoltaico un valor a ser tomado en cuenta para el mayor aprovechamiento de la radiación solar.

Dependiendo de cada aplicación, el arreglo FV se dimensionará tomando en cuenta ciertos aspectos de diseño tales como: carga eléctrica conectada, potencia pico del sistema, características arquitectónicas del edificio, latitud y radiación solar media del lugar.

2.6 Reguladores.

2.6.1 Definición.

Según la norma IEEE std 1562-2007 en el anexo C, un regulador de carga es un dispositivo electrónico cuyo objetivo principal es proteger la batería contra descargas o sobrecargas. Entre las características más importantes señaladas en la norma mencionada destacan: la protección contra sobrecorriente, compensación de temperatura en los casos que la temperatura de la batería se desvie considerablemente de los 25 ° C, la desconexión cuando ha finalizado el proceso de descarga, evitando de esta manera una sobredescarga a la batería.

2.6.2 Tipos de reguladores.

2.6.2.1 Regulador shunt.

Este tipo de reguladores es utilizado en instalaciones cuya potencia sea baja debido a que la norma IEEE 1562-2007 en su anexo C.2 hace referencia a que para sistemas de gran potencia se necesitarían dispositivos térmicos de grandes dimensiones debido a que circularían corrientes muy altas por los transistores que son conectados en paralelo al arreglo fotovoltaico, trayendo como consecuencia un sobrecalentamiento en dichos transistores y mayores costos asociados al sistema.

Otro aspecto señalado en la norma IEEE mencionada es que debido a que el sistema al que se le suministra energía toma corriente de el banco de baterías entonces la tensión en los bornes disminuirá hasta que el regulador shunt se desconecte y de esta manera se pueda a reanudar el proceso de carga de la batería.

Para finalizar, la norma hace referencia a que este tipo de reguladores deben disipar toda la corriente suministrada por el arreglo solar únicamente cuando el banco de baterías ha finalizado el proceso de carga.

2.6.2.2 Regulador serie.

Una de las principales características de este tipo de regulador planteada en la norma IEEE 1562-2007 en su anexo C.3 es que el arreglo fotovoltaico se desconecta del banco de baterías cuando las mismas se han cargado completamente.

Una de las ventajas de los reguladores serie que utilizan rele (los reles pueden ser electromecánicos o también existen los de estado sólido) es que no se disipa energía ni en el estado de plena carga o en el estado de carga debido a que cuando el contacto esta cerrado (estado de carga) no hay caída de tensión en el interruptor y cuando el contacto esta abierto (estado de plena carga) no circula corriente por el interruptor; razón por la cual este tipo de sistema es usado preferiblemente para sistemas de gran potencia aunque también pueden ser usados para sistemas de baja potencia.

2.6.2.3 Regulador controlado por modulación de ancho de pulso

La norma IEEE std 1562-2007 en su anexo C.4 describe a este tipo de regulador como una versión mejorada del regulador serie. El regulador PWM presenta una configuración similar al regulador serie, solo que el cambio de estado del interruptor no se realiza con un relé sino con un interruptor de estado sólido provocando que el flujo de la corriente que circula del arreglo fotovoltaico a la batería puede ser cambiado a altas velocidades (las frecuencias de los fabricantes varían de 1 Hz a Kiloherztz), logrando que el regulador PWM controle que tiempo permanecerá abierto o cerrado el interruptor de estado sólido controlando de esta manera más óptima el proceso de carga de la batería, evitando de esta manera variar el voltaje para controlar la carga de la batería.

2.6.2.4 Regulador MPPT

En el anexo C.5 de la norma IEEE std 1562-2007 describe a este tipo de regulador como el que presenta bastante ventajas sobre los reguladores estudiados anteriormente. Los reguladores MPPT además de realizar la modulación por ancho de pulso monitorean constantemente la radiación solar recibida permitiendo que el sistema trabaje siempre en el punto de máxima potencia provocando un mayor rendimiento en la instalación fotovoltaica.

2.7 Baterías utilizadas en sistemas fotovoltaicos.

2.7.1 Definición.

Son las encargadas de almacenar la energía eléctrica que se produce en horas de mayor incidencia solar para su posterior utilización. Las baterías usadas en sistemas fotovoltaico son las baterías de ciclo de descarga profundo las cuales estan diseñadas para soportar descargas muy lentas sin que se ocasione daño alguno (norma IEEE 1013-2000).

2.7.2 Características eléctricas de las baterías.

Las baterías empleadas en cualquier sistema de acumulación poseen características importantes que las definen las cuales son de vital importancia en el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos.

2.7.2.1 Capacidad nominal.

Según la norma IEEE 1013-2000 es un parámetro dado en amperios-hora (Ah) el cual se deriva de un regimen de descarga especificado por el fabricante, siendo el valor de Ah el valor de amperios que puede suministrar la batería en un determinado tiempo de descarga que resulta cuando una batería en estado de plena carga es descargada a corriente constante hasta alcanzar un voltaje de corte especificado por el fabricante de la celda solar correspondiente al módulo FV conectado a el banco de baterías.

2.7.2.2 Profundidad de descarga (DOD)

Según la norma IEEE 1013-2000 es un parámetro que expresa la cantidad de amperios-hora(Ah), extraídos de una batería completamente cargada y cuyo resultado es suministrado como un porcentaje de la capacidad nominal de la batería.

2.7.2.3 Capacidad de energía almacenada.

La norma IEEE 1013-2000 define a este parámetro como la energía, por lo general expresada en vatios- hora (Wh), que una batería completamente cargada puede entregar en ciertas condiciones especificadas.

2.7.2.4 Autodescarga

Este parámetro se define en la norma IEEE 1013-2000 como el proceso en el cual se reduce la capacidad de la batería a consecuencia de reacciones químicas producidas en el interior de la misma.

2.7.2.5 Ciclo de vida.

Se define como el número de ciclos de carga y descarga que puede soportar la batería antes finalizar la vida útil de la misma.

2.7.3 Baterías de plomo ácido.

En los sistemas fotovoltaicos existen varios tipos de baterías, entre las que se destacan por su uso comercial las baterías de plomo-ácido, Níquel Cadmio, Níquel-Hidruro Metálico, entre otras. Sin embargo, las baterías de plomo-ácido son ampliamente utilizadas en los sistemas fotovoltaico y según la norma IEEE 1013-2000 se pueden clasificar en dos tipos:

2.7.3.1 Baterías de plomo ácido con ventilación.

Se caracterizan por presentar placas sumergidas en un electrolito líquido. El volumen de electrolito es suficiente para permitir una pérdida razonable de agua a causa de la evaporación y la electrólisis asociadas a la sobrecarga de la batería.

Este tipo de baterías presentan aberturas en su cubierta, permitiendo de esta manera el libre intercambio de los gases producidos con la atmósfera y la pérdida de agua en este tipo de baterías puede ser reducida con la ayuda de recombinadores catalíticos.

2.7.3.2 Baterías de plomo ácido de válvula regulada.

La norma IEEE 1013-2000 hace referencia a que este tipo de baterías se caracterizan por placas en contacto con una cantidad limitada de electrolito. La pérdida de agua se reduce al mínimo durante la sobrecarga debido a la recombinación de oxígeno. Estas baterías reciben el nombre de VRLA (valve regulated lead ácido) o baterías de plomo ácido con válvula de regulación la cual permite el exceso de presión(principalmente hidrógeno) como consecuencia de una sobrecarga producida en la batería.

2.8 Inversores.

2.8.1 Definición.

En los sistemas fotovoltaicos conectados a la red el inversor cumple dos funciones principales, “ser el elemento encargado de controlar el punto de

operación del arreglo FV y adecuar la potencia entregada por el arreglo en continua a las características de tensión alterna suministrada de la red eléctrica”. [18]

2.8.2 Tipos de inversores.

2.8.2.1 Inversores centralizados.

Inicialmente los sistemas fotovoltaicos conectados a la red estaban conformados por un solo inversor centralizado conectado a su vez a un solo Arreglo FV, el cual esta conformado por módulos fotovoltaicos conectados en serie formando de esta manera una rama del arreglo fotovoltaico hasta obtener el voltaje de entrada del inversor y a su vez estas ramas eran conectadas entre si en paralelo hasta alcanzar la potencia nominal requerida por el inversor. [19]. Esta configuración se señala en la figura 2

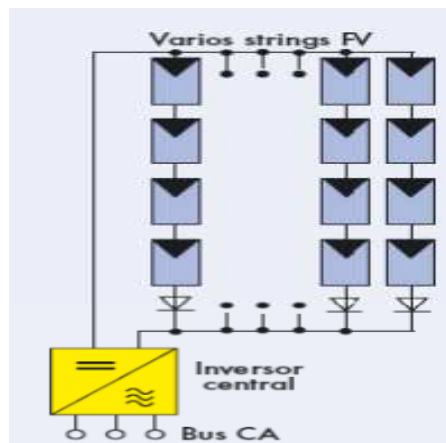


Figura 2 Instalación fotovoltaica con inversor central [20]

La configuración señalada provoca en el sistema fotovoltaico pérdidas considerables, por un lado debido a que cuando una rama es sombreada parcialmente se producen desacoplamiento importantes entre las diferentes ramas que conforman el arreglo FV lo cual dificulta el seguimiento del punto de máxima potencia. [19]

La desventaja principal de este tipo de inversores desde el punto de vista tecnológico es que la conmutación de los primeros inversores centralizados se realizaba con la ayuda de tiristores, los transformadores al ser de baja frecuencia ocasionaba la necesidad de instalar inversores de grandes dimensiones y poco eficientes. [19]

2.8.2.2 Inversores string.

Después de los inversores centrales surgieron los inversores string, como se puede observar en la figura 3 cada string está compuesto por módulos FV conectados en serie conectados a la entrada de cada inversor. [19]

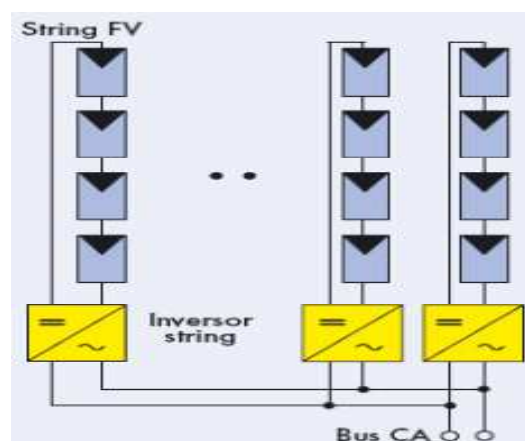


Figura 3 Instalación fotovoltaica con inversor string [20]

La configuración mostrada en la figura 3 presenta unas pérdidas mucho menores a las presentadas en los inversores centralizados debido a que con los inversores string se logra alcanzar altos voltajes y corrientes bajas, sin embargo como desventaja principal en que este tipo de inversores están limitados a potencia inferiores a 3 kWpico.[19]

Desde el punto de vista tecnológico surgió el uso del transistor IGBTs como el dispositivo encargado de realizar la conmutación de los inversores y los transformadores utilizados pasaron a ser de alta frecuencia, mejorando así el rendimiento de la instalación fotovoltaica. [21]

2.8.2.3 Inversores modular.

Este tipo de inversores eliminan el cableado de continua y van conectados directamente a la línea AC como se muestra en la figura 4

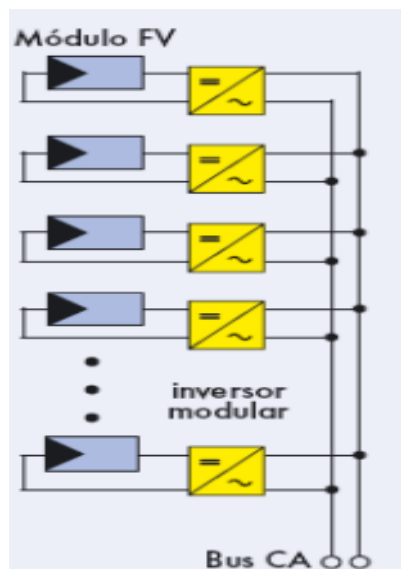


Figura 4 Instalación fotovoltaica con inversor módulo[20]

No obstante deben incorporarse en un solo módulo convertidores DC-DC con regulador MPPT, circuitos de filtrado, protecciones de AC, transformadores

de aislamiento provocando que sea mucho más difícil el control de interferencias electromagnéticas y presentándose problemas de armónicos en la red por razón por la cual los inversores modulares han presentado serios problemas relacionados con la confiabilidad, costo y eficiencia [21]

2.9 Protecciones.

A fin de proporcionar la seguridad necesaria tanto a las personas encargadas del mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos así como a los equipos que conforman dichos sistemas, es necesario proporcionar en el diseño de la aplicación deseada elementos de protección que garanticen el correcto funcionamiento de la instalación fotovoltaica.

Los sistemas fotovoltaicos poseen diferentes circuitos que conforman la instalación operando algunos de ellos en corriente continua y otros en corriente alterna, siendo necesario considerar las protecciones del sistema en corriente continua y en corriente alterna.

2.9.1 Protecciones en corriente continua.

En las redes eléctricas en general las protecciones de corriente continua presentan un poco más de inconvenientes con respecto a las protecciones de corriente alterna.

En corriente alterna por cada semiperiodo se produce un paso natural por cero de la corriente lo cual corresponde a la extinción del arco eléctrico que se forma cuando el circuito se abre por la maniobra de un interruptor u otro elemento de protección, por el contrario en corriente continua no ocurre un paso natural por

cero siendo necesario para extinguir el arco eléctrico la disminución gradual de la corriente hasta anularse, evitando bruscas anulaciones de la corriente que darían lugar a elevadas sobretensiones.

A continuación se explicaran los elementos utilizados en las protecciones en corriente continua.

2.9.1.1 Fusibles de corriente continua.

Protegen el sistema FV contra sobreintensidades, generalmente estan dispuestos en cada uno de los ramales que componen el arreglo FV provocando una apertura del circuito en caso de producirse una corriente superior a la máxima corriente admitida por los equipos o los conductores de la instalación fotovoltaica. [22]

2.9.1.2 Descargadores de sobretensiones.

Son usados en sistemas donde la instalación fotovoltaica ocupa grandes extensiones de terreno, debido a que están especialmente expuestas a descargas atmosféricas y en consecuencia a sobretensiones transitorias.

Las consecuencias principales de las sobretensiones transitorias es la reducción del rendimiento y la vida útil de la instalación, por lo tanto es deseable considerar cuando sea necesario las protecciones contra sobretensiones. [23]

Las protecciones contra sobretensiones de tipo atmosférico pueden ser de dos clases:

2.9.1.2.1 Clase I

El objetivo principal de los protectores contra sobretensiones de clase I es la de proteger a la instalación fotovoltaica contra impactos directos de rayos. [23]

2.9.1.2.2 Clase II

Los protectores contra sobretensiones de clase II son necesarios para garantizar la protección de la instalación fotovoltaica contra sobretensiones transitorias originadas por descargas atmosféricas indirectas.

El criterio para elegir un descargador de sobretensiones que cumpla los requerimientos de la instalación se fundamenta en tomar en cuenta la máxima tensión de funcionamiento que pueda producirse en el generador fotovoltaico, a fin de elegir un descargador que soporte dicha tensión. [23]

2.9.1.3 Interruptores seccionadores de corriente continua.

La función principal de los interruptores-seccionadores de CC es la de aislar el arreglo FV del resto de los componentes de la instalación, permitiendo realizar labores de mantenimiento o reparación según sea el caso en los módulos solares que conforman el arreglo fotovoltaico[24]

Uno de los criterios a considerar tanto en la elección de los interruptores-seccionadores de CC así como en los interruptores AC es la de conocer corriente que debe ser capaz de interrumpir en el momento de producirse la apertura del interruptor así como la tensión de servicio de la línea. [24]

Los parámetros previamente definidos en el caso de la corriente vienen definidos por el producto entre la corriente de cortocircuito de cada uno de los módulos y el número de ramales conectados al interruptor-seccionador mientras que la tensión de servicio del interruptor se define vendrá dada por la máxima tensión del arreglo FV la cual se da en cada uno de los módulos FV en condiciones de circuito abierto. [24]

2.9.2 Protecciones en corriente alterna.

A continuación se explicaran los elementos empleados en las protecciones de corriente alterna.

2.9.2.1 Interruptor termomagnético.

Es un dispositivo que se encarga de interrumpir la corriente del circuito cuando se sobrepasan ciertos valores previamente definidos, siendo la protección térmica la encargada de reaccionar ante sobreintensidades ligeramente superiores a la nominal causadas por una sobrecarga del sistema mientras que la protección magnética actúa ante sobreintensidades de alto valor las cuales se presentan en el caso de la ocurrencia de un cortocircuito [25]

2.9.2.2 Interruptor diferencial.

Son usados para proteger a las personas contra descargas eléctricas ocasionadas por contacto directo o indirecto. Además proporcionan la protección a los equipos ya que detectan las fugas de corriente a tierra que pueden producirse en la instalación. [26]

CAPITULO III

3. RECURSO SOLAR.

3.1 Conceptos básicos.

3.1.1 Radiación solar.

La radiación solar es la energía electromagnética emanada del sol que llega a la tierra puede ser directa o dispersa. La radiación directa incide sobre una determinada superficie con un determinado y único ángulo mientras que la radiación dispersa incide sobre la superficie con varios ángulos lo cual es una consideración de suma importancia técnica para los módulos fotovoltaicos los cuales pueden funcionar incluso en días nublados debido a que cuando la radiación directa no incide en un determinado módulo FV a causa de la presencia de un objeto, la sombra proyectada no provoca que el mismo se encuentre completamente a oscuras debido a la contribución de la radiación dispersa. [27]

Además de las radiaciones directa y dispersa una superficie inclinada puede recibir la radiación reflejada por espejos de agua o por el terreno o por otras superficies horizontales, a este fenómeno se le conoce como albedo. [27]

La radiación solar global será la suma de la radiación directa, dispersa y el albedo. [27]

3.1.2 Irradiancia.

“ Irradiancia se define como la densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en $\frac{kW}{m^2}$ ” [27]

Su valor medido sobre la superficie terrestre es de aproximadamente $1000 \frac{W}{m^2}$ en condiciones óptimas de sol a mediodía en un día despejado de verano.[27]

3.1.3 Irradiación.

“ La irradiación se trata de la energía en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo se mide en $\frac{kWh}{m^2}$ ” [28]

3.1.4 Rendimiento energético.

El rendimiento energético es también conocido en las normas internacionales como performance ratio y se define como la energía producida por la instalación fotovoltaica considerando las pérdidas propias del sistema a causa del rendimiento tanto de los inversores como de los módulos fotovoltaicos, las sombras presentes en la superficie, el aumento o disminución de la temperatura en las celdas que conforman los paneles solares, etc. [28]

CAPITULO IV

4. METODOLOGÍA

4.1 Introducción.

Cuando se diseña un sistema fotovoltaico es necesario tener en cuenta ciertos criterios técnicos los cuales se especificarán más adelante.

Uno de los aspectos más importantes en el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico es elegir la configuración más idónea que se adapte a los requerimientos técnicos de la instalación. Entre las configuraciones más utilizadas en sistemas fotovoltaicos destacan: Sistemas Aislados, Sistemas FV conectados a red, sistemas fotovoltaicos conectados a red de energía eléctrica con respaldo de banco de baterías.

4.2 Descripción de la instalación.

El estudio del presente trabajo especial de grado se realizará en las instalaciones correspondientes a los siguientes edificios pertenecientes a la Facultad de Ingeniería de la U.C.V.:

- Edificio de aulas ciclo básico,
- Edificio Ingeniería Química, Petróleo, Geología, Minas y Geofísica,
- Edificio Ingeniería Eléctrica.
- Edificio de Física aplicada.
- Instituto de Mecánica de fluidos.
- Instituto de materiales y modelos estructurales.

A continuación se presenta en la figura 5, un bosquejo correspondiente a la ubicación y medidas aproximadas de la vista superior de las instalaciones de los edificios previamente mencionados, siendo necesario para ello tomar como guía el plano de la red de distribución eléctrica 4.8 kV C.U.C. de la U.C.V., del cual se registraron las medidas aproximadas del largo y ancho de cada edificio así como la ubicación aproximada de los mismos.

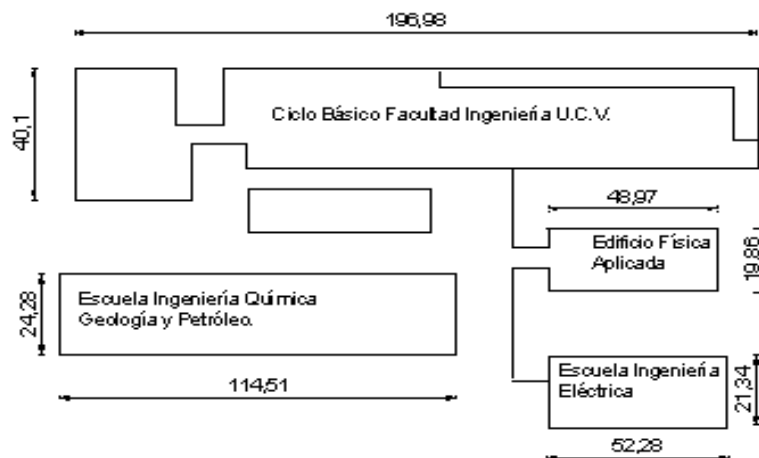


Figura 5 Edificios Facultad Ingeniería UCV [29]

4.3 Análisis de las diversas topologías a considerar en el diseño del sistema fotovoltaico.

El objetivo principal del trabajo especial de grado aquí planteado, es realizar un estudio de factibilidad en la implementación de un sistema fotovoltaico

para reducir el consumo de energía eléctrica en la Facultad de Ingeniería U.C.V. por lo que fue necesario inspeccionar las instalaciones de los edificios de la facultad previamente asignados

Atendiendo a las ventajas y desventajas que presentan cada una de las configuraciones explicadas anteriormente en la sección 2.2 del presente trabajo especial de grado (correspondiente a la descripción de los diferentes tipos de sistemas fotovoltaico) y luego de investigar sobre los diversos equipos existentes en el mercado, se considerará en el estudio el caso cuando la luminaria interna es del tipo tubos fluorescentes 40 W y cuando la luminaria es reemplazada por tubos led de 18 W siendo una de las configuraciones que se considerarán en el diseño la de un sistema fotovoltaico conectado a la red, a su vez se analizará la factibilidad tanto técnica como económica de implementar un sistema FV conectado a la red con respaldo de un banco de batería de manera de incrementar la confiabilidad del sistema.

4.4 Estudio de cargas.

A fin de realizar el estudio de cargas, se inspeccionó las instalaciones correspondientes a cada uno de los edificios asignados a fin de realizar la estimación del número de lamparas que conforman la luminaria tanto interna como externa para posteriormente poder realizar la estimación de la carga instalada así como la demanda eléctrica diaria de cada uno de los edificios previamente asignados.

La carga instalada se define como la suma de todas las potencias nominales (W) de los artefactos eléctricos conectados en la instalación.

La energía eléctrica diaria corresponde al consumo que la carga instalada le exige al sistema eléctrico y se define como el producto entre la potencia (W) y el tiempo estimado de uso (h).

La energía eléctrica diaria de diseño dada en Wh/día, es la variable de interés para comenzar a diseñar el sistema fotovoltaico debido a que nos permite dimensionar el arreglo serie-paralelo de módulos FV, el banco de baterías, los tableros y las protecciones generales de los equipos.

A continuación se muestra una tabla modelo para organizar la información de la energía eléctrica diaria AC de cada uno de los pisos de los edificios de la Facultad de Ingeniería asignados.

Tabla 2 Tabla modelo para calcular la energía eléctrica AC diaria de diseño

Nº	Circuito	Cantidad	Potencia (W)	Tiempo estimado de uso (h/día)	Energía eléctrica diaria AC Wh/día

El tiempo estimado de uso para dimensionar la energía eléctrica diaria de corriente alterna de cada uno de los edificios previamente asignados es de 6 horas, cabe destacar que dicha elección se explica en el anexo N° 1.

4.5 Cálculo de la energía eléctrica diaria de diseño dada en Ah/día.

Uno de los aspectos más importantes al iniciar el diseño de la instalación fotovoltaica es considerar si el tipo de carga conectada es de corriente directa o de corriente alterna.

A continuación se presenta en la ecuación (1), el cálculo de la energía eléctrica equivalente de corriente continua para el dimensionamiento del arreglo FV, para ello es necesario considerar la energía eléctrica diaria AC y la eficiencia del inversor.

$$\text{Energía eléctrica CC Arreglo FV} = \frac{100 * \text{Energía eléctrica AC}}{\eta_{\text{inversor}}} \quad (1)$$

Donde:

Energía eléctrica CC_Arreglo FV: Energía diaria corriente continua (Wh/día)

Energía eléctrica CA: Energía eléctrica de corriente alterna (Wh/día)

η_{inversor} : eficiencia del inversor (%)

Es importante resaltar que para el cálculo de la capacidad requerida por el banco de baterías sin ajustar es necesario calcular la energía eléctrica CC utilizando para ello la ecuación (2).

$$\text{Energía eléctrica CC_Baterías} = \frac{10000 * \text{Energía eléctrica AC}}{\eta_{\text{inversor}} * \eta_{\text{baterías}}} \quad (2)$$

Donde:

Energía eléctrica CC_Baterías: Energía diaria corriente continua (Wh/día)

Energía eléctrica CA: Energía eléctrica de corriente alterna (Wh/día)

η_{inversor} : eficiencia del inversor (%)

$\eta_{\text{baterías}}$: eficiencia de las baterías (%)

Una vez obtenida la energía eléctrica de corriente continua en Wh/día para calcular la Energía eléctrica diaria de diseño en Ah/ día se utilizará la ecuación (3), la cual es valida para el dimensionamiento del arreglo FV y del banco de baterías según sea el caso.

$$\text{Energía eléctrica de diseño} = \frac{\text{Energía eléctrica CC}}{\text{tensión nominal del sistema}} \quad (3)$$

Donde:

Energía eléctrica de diseño: Energía eléctrica diaria de diseño (Ah/ día)

Energía eléctrica CC: Energía eléctrica diaria de corriente continua (Wh/día)

Tensión nominal del Tensión nominal del sistema: Tensión banco baterías o del arreglo fotovoltaico según sea el caso (Vcc)

4.6 Dimensionamiento del banco de baterías.

4.6.1 Cálculo de la capacidad requerida por el banco de baterías sin ajustar

El cálculo de la capacidad requerida por el banco de baterías sin ajustar se realizará de acuerdo a criterios sugeridos por el estandar IEEE 1013-2000, siendo necesaria la siguiente ecuación:

$$C_{req}(\text{sin ajustar}) = \text{Energía eléctrica de diseño} * \text{Días auton.} \quad (4)$$

Donde:

C_{req} (sin ajustar): Capacidad requerida del banco de baterías sin ajustar (Ah)

Energía eléctrica de diseño: Energía eléctrica diaria de diseño (Ah/día)

Días auton. Dias de autonomía del banco de batería (días).

4.6.2 Cálculo de la capacidad requerida del banco de baterías, ajustada por el criterio de máximas descargas permitidas.

A continuación se explicará la metodología de cálculo de la capacidad requerida del banco de baterías ajustada por descargas máximas permitidas basado según los criterios de la norma IEEE 1013-2000.

La norma IEEE 1013-2000 hace referencia a que la capacidad requerida del banco de baterías debe ser ajustado bajo los criterios de máxima profundidad de descarga (MDOD), máxima profundidad de descarga diaria (MDDOD) y máxima profundidad de descarga al final de la vida útil de la batería (EOL).

La capacidad requerida por el banco de baterías debe ser ajustada bajo los criterios anteriores para garantizar un mayor número de ciclos de cargas y de descargas antes de finalizar la vida útil de la batería.

4.6.2.1 Cálculo de la capacidad del banco de batería, ajustada por el criterio de máxima profundidad de descarga.

La norma IEEE 1013-2000 especifica que la capacidad de la batería ajustada por el criterio de máxima profundidad de descarga se obtiene dividiendo la capacidad de la batería sin ajustar entre el porcentaje correspondiente a la máxima profundidad de descarga

$$C_{adj}(MDOD) = \frac{100 * C_{req}(\sin \text{ajustar})}{\% MDOD} \quad (5)$$

Donde

$C_{adj}(MDOD)$: Capacidad de la batería ajustada por el criterio de máxima profundidad de descarga (Ah)

Creq(sin ajustar):Capacidad requerida del banco de baterías sin ajustar (Ah)
% MDOD: Máxima profundidad de descarga (%)

4.6.2.2 Cálculo de la capacidad del banco de batería, ajustada por el criterio de máxima profundidad de descarga diaria .

La norma IEEE 1013-2000 hace referencia a que capacidad de la batería ajustada por el criterio de máxima profundidad de descarga diaria se obtiene dividiendo la energía eléctrica de diseño entre la máxima profundidad de descarga diaria (en por ciento)

$$Cadj(MDDOD) = \frac{100 * \text{Energía eléctrica de diseño}}{\%MDDOD} \quad (6)$$

Donde

Cadj(MDDOD): Capacidad de la batería ajustada por el criterio de máxima profundidad de descarga diaria (Ah)

Energía eléctrica de diseño: Energía eléctrica diaria de diseño (Ah/día)

%MDDOD: máxima profundidad de descarga diaria (%)

4.6.2.3 Cálculo de la capacidad del banco de baterías, ajustada por el criterio de máxima profundidad de descarga al final de la vida útil de la batería.

La capacidad de la batería ajustada por el criterio de máxima profundidad de descarga al final de la vida útil de la batería, según lo especificado en la norma IEEE 1013-2000 se obtiene dividiendo la capacidad de la batería sin ajustar entre la capacidad de la batería al final de la vida útil de la misma expresada como un porcentaje de la capacidad nominal (en por ciento).

$$C_{adj}(EOL) = \frac{100 * C_{req}(\sin a justar)}{\% EOL} \quad (7)$$

Donde

$C_{adj}(EOL)$: Capacidad de la batería ajustada por el criterio de máxima profundidad de descarga al final de la vida útil (Ah)

$C_{req}(\sin a justar)$: Capacidad requerida del banco de batería sin ajustar (Ah)

% EOL: Capacidad de la batería al final de la útil de la misma, expresada como un porcentaje de la capacidad nominal (%)

4.6.3 Cálculo de la capacidad requerida del banco de baterías en el diseño del sistema fotovoltaico.

La norma IEEE 1013-2000 especifica que para calcular la capacidad requerida por el banco de baterías en el diseño del sistema FV es necesario considerar el mayor valor que resulte del ajuste realizado bajo los criterios de máxima profundidad de descarga (MDOD), máxima profundidad de descarga diaria (MDDOD) y máxima profundidad de descarga al final de la vida útil de la batería (EOL). Generalmente la capacidad de la batería está estandarizada a una temperatura de 25 °C por lo que será necesario realizar ajustes de la capacidad de la batería por variaciones de temperatura.

Además de los ajustes de la capacidad de la batería mencionados anteriormente, la norma IEEE 1013-2000 sugiere considerar un factor de diseño entre 1,1 a 1,25 de manera de considerar las incertidumbres en la determinación de la carga así como los posibles aumentos no contemplados de carga a conectarse al sistema en el futuro.

$$C_{req} = K_d * K_T * \text{Max valor}(MDOD, MDDOD, EOL) \quad (8)$$

Donde

Creq: Capacidad requerida por el banco de baterías (Ah).

Kd: factor de sobredimensionamiento.

KT: factor ajuste de la capacidad por temperatura.

4.6.4 Cálculo de la máxima intensidad del banco de baterías.

Uno de los parámetros a considerar en el diseño del banco de baterías de la instalación FV es la capacidad nominal de cada una de las baterías que lo conforman.

Los fabricantes de baterías suministran tablas, en las cuales se pueden observar los diferentes valores de la capacidad nominal en función del régimen de descarga el cual es un parámetro que se define como el tiempo que tardará el banco de baterías en descargarse en función de la energía estimada.

Dichos parámetros permiten calcular la máxima intensidad de corriente del régimen de descarga se calcula con la ayuda de la siguiente ecuación:

$$I_{m\acute{a}x_bater\acute{a}} = \frac{C_{req}}{R\acute{e}gimen\ descarg a} \quad (9)$$

Donde

I_{máx_batería}: Máxima intensidad del banco de baterías. (A)

Régimen descarga: Régimen de descarga del banco de baterías (h)

Creq: Capacidad requerida por el banco de baterías (Ah).

4.6.5 Cálculo del rango de tensiones de operación del banco de baterías (V_{min} , $V_{máx}$).

El banco de baterías funcionará de manera óptima dentro de un rango de tensiones, siendo las tensiones de operación máxima y mínima los valores que determinan lo que se conoce como ventana de voltaje.

La ventana de voltaje es un parámetro que permite evitar un diseño incorrecto del banco de baterías, provocando de esta manera que el mismo funcione de forma inadecuada o se deteriore antes de finalizada su vida útil, es decir se evita que el banco de baterías funcione con tensiones de operación que sean superiores a la tensión máxima o inferiores a la tensión mínima.

La tensión mínima de trabajo del banco de baterías se definirá como el máximo valor que resulte entre la tensión mínima de la carga alimentada por el sistema y el voltaje de corte suministrado por el fabricante.

$$V_{min} = \text{Valor máximo} (V_{mincarga}, V_{corte}) \quad (10)$$

Donde

V_{min} : Tensión mínima de trabajo del banco de baterías (V)

$V_{mincarga}$: Tensión mínima de la carga alimentada por el sistema (V)

V_{corte} : Voltaje de corte del banco de baterías (V)

La tensión máxima de trabajo del banco de baterías se definirá como el mínimo valor que resulte entre la tensión máxima de la carga alimentada por el sistema y la tensión máxima de operación de las baterías suministrado por el fabricante.

La ecuación (11) presentada a continuación sirve para obtener el extremo superior de la ventana de voltaje

$$V_{max} = \text{Valor mínimo} (V_{maxcarga}, V_{maxbaterías}) \quad (11)$$

Donde

V_{max} : Tensión máxima de trabajo del banco de baterías (V)

$V_{maxcarga}$: Tensión máxima de la carga alimentada por el sistema (V)

$V_{máxbaterías}$: Tensión máxima del banco de baterías dado por el fabricante (V)

4.6.6 Cálculo del número de baterías o celdas a conectar en serie en el diseño del banco de baterías.

El número de las celdas o baterías conectadas en serie, según sea el caso, es función tanto de la ventana de voltaje como de la tensión de carga de la celda o batería seleccionada.

Para realizar un cálculo óptimo de las celdas o baterías a conectar en serie es necesario realizar cálculos iterativos que permitan garantizar que la batería trabaje en todo momento por encima del voltaje de corte suministrado por el fabricante.

La siguiente ecuación dada por la norma IEEE 1013-2000 permite calcular el número de celdas o baterías conectadas en serie en el banco de baterías, teniendo en cuenta que se redondeara por defecto:

$$Num_baterías_serie = \frac{V_{max}}{V_{carga\ baterías}} \quad (12)$$

Donde

Num_baterías_serie: Número de celdas o baterías en serie a conectar en el banco baterías.

V_{máx}: Tensión máxima de trabajo del banco de baterías (V)

V_{carga celda}: Voltaje de carga de la celda o batería seleccionada (V)

Uno de los aspectos importantes en el diseño del banco de baterías es garantizar que la misma no trabaje por debajo del voltaje de corte suministrado por el fabricante, siendo necesario calcular el voltaje de corte en función del número de celdas o baterías conectadas en serie según sea el caso, y ejecutar un proceso iterativo el cual se muestra a continuación:

$$Voltaje_corte_calculado = \frac{V_{min}}{Num_baterías_serie} \quad (13)$$

Donde

Voltaje_corte_calculado: Voltaje de corte calculado (V)

Num_celda_serie: Número de celdas o baterías en serie a conectar en el banco de baterías.

V_{min}: Tensión mínima de trabajo del banco de baterías (V)

Se verifica $Voltaje_corte_calculado > V_{corte(fabricante)}$ a fin de garantizar que el banco de baterías siempre trabajará por encima del voltaje de corte suministrado por el fabricante y se continuará con el cálculo del número de celdas o baterías, según sea el caso, conectadas en paralelo siempre y cuando se cumpla la proposición anterior, en caso contrario es necesario seguir los siguientes pasos iterativos.

- 1) Disminuir el número de celdas o baterías conectadas en serie, calculadas previamente.
- 2) Calcular el voltaje necesario para cargar las celdas o baterías a través de la siguiente ecuación:

$$V_{carga_baterías} = \frac{V_{max}}{Num_baterías_serie} \quad (14)$$

Donde:

$V_{carga_baterías}$: tensión necesaria para cargar las celdas o baterías

V_{max} : Tensión máxima de trabajo(V).

$Num_baterías_serie$: Número de celdas o baterías en serie a conectar en el banco de baterías.

Se debe verificar que el V_{carga_celda} calculado anteriormente este dentro del rango de tensiones de voltaje de carga de la celda recomendadas por el fabricante, siendo necesario elegir un tipo de celda diferente en caso de que no se cumpla dicha condición.

4.6.7 Cálculo del número de ramas a conectar en paralelo en el banco de baterías.

La norma IEEE 1013-2000 establece que para determinar el número de ramas en paralelo se realizará utilizando la ecuación (15), la cual se muestra a continuación:

$$Num_ramas_paralelo = \frac{C_{req}}{C_{nom}} \quad (15)$$

Donde:

$Num_ramas_paralelo$: Número de ramas en paralelo a conectar en el banco de baterías.

C_{req} : Capacidad requerida por el banco de baterías (Ah)

C_{nom} : Capacidad nominal de la batería seleccionada (Ah)

4.6.8 Cálculo del número total de baterías que conforman el banco de baterías.

El número total de baterías que conforman el banco de baterías se calcula a través de la siguiente ecuación:

$$\text{Numero_baterías} = \text{Num_baterias_serie} \times \text{Numero_ramas_paralelo} \quad (16)$$

Donde:

Numero_baterías: Número de baterías totales que conforman el banco de baterías.

Num_baterías_serie: Número de baterías en serie que conforman una rama .

Num_ramas_paralelo: Número de ramas en paralelo a conectar en el banco de baterías.

A continuación se muestra un diagrama donde se muestra la disposición del número de baterías totales que conforman el banco de baterías.

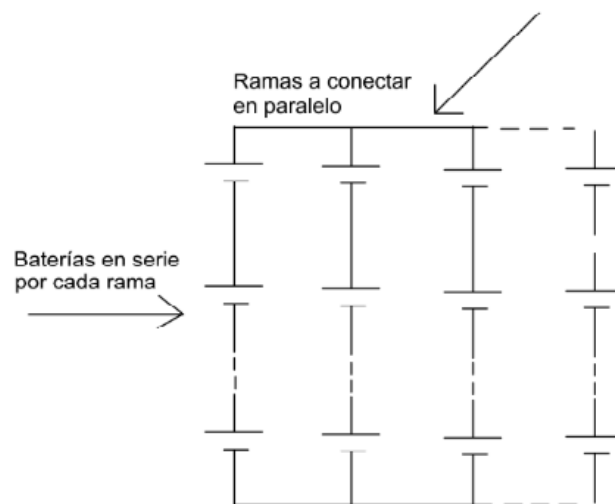


Figura 6 Diagrama de conexión banco de baterías.

4.7 Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico.

El dimensionamiento del arreglo serie-paralelo de módulos fotovoltaicos se realizará tomando los criterios especificados en la norma IEEE std 1562-2007.

4.7.1Cálculo del número de módulos FV a conectar en serie.

El número de módulos fotovoltaicos a conectar en serie para diseñar el arreglo serie-paralelo de módulos fotovoltaicos que cumpla los requerimientos de la instalación viene dado por los criterios expuestos en la norma IEEE 1562-2007, para ello será necesario utilizar la ecuación (17), teniendo en consideración que se redondeará por exceso.

$$NS = \frac{V_{sys}}{V_{oc}} \quad (17)$$

Donde:

NS: Número de módulos fotovoltaicos a conectar en serie.

Vsys: tensión nominal de el banco de baterías (V).

Voc:Tensión a circuito abierto del módulo fotovoltaico(V).

4.7.2Cálculo del número de módulos FV a conectar en paralelo.

El número de módulos fotovoltaicos a conectar en paralelo,se calculan con la siguiente ecuación dada por la norma IEEE 1562-2007, teniendo en consideración que se redondeará por exceso.

$$NP = \frac{\text{Energía eléctrica de diseño} * R}{(1 - SL) * Imp * HPS_critico} \quad (18)$$

Donde:

NP: Número de módulos fotovoltaicos a conectar en paralelo.

Energía eléctrica de diseño: Energía eléctrica diaria de diseño. (Ah/día)

R: Rendimiento global de la instalación fotovoltaica.

SL: pérdidas asociadas al sistema fotovoltaico.

Imp: corriente del módulo a la máxima potencia (A)

HSP_crítico: Horas solares pico en el mes donde la radiación solar fue más desfavorable (horas / día)

4.7.3 Cálculo del número total de módulos FV.

El número total de módulos fotovoltaicos necesarios para el diseño del arreglo fotovoltaico se calculará con la ayuda de la siguiente ecuación:

$$N_módulos = NS * NP \quad (19)$$

Donde:

N_módulos: Número total de módulos

NS: Número de módulos fotovoltaicos a conectar en serie.

NP: Número de ramas a conectar en paralelo en el arreglo fotovoltaico.

4.7.4 Cálculo de las tensiones y corrientes del arreglo FV.

A continuación se presenta la metodología de cálculo correspondiente a la tensión y corriente del arreglo fotovoltaico los cuales se calcularán con la ayuda de las siguientes ecuaciones:

$$InomGFV = NP * InomMFV \quad (20)$$

Donde:

InomGFV: Corriente nominal del arreglo fotovoltaico (A)

NP: Número de ramas a conectar en paralelo en el arreglo fotovoltaico.

InomMFV: Corriente nominal del módulo fotovoltaico (A)

$$VnomGFV = NS * VnomMFV \quad (21)$$

Donde:

VnomGFV : Voltaje nominal del arreglo fotovoltaico (V)

NS: Número de módulos fotovoltaicos a conectar en serie

VnomMFV: Voltaje en el punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico (V)

$$IscGFV = NP * IscMFV \quad (22)$$

Donde:

IscGFV: Corriente de cortocircuito del arreglo fotovoltaico (A)

NP: Número de ramas a conectar en paralelo en el arreglo fotovoltaico.

IscMFV: Corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico (A)

$$VocGFV = NS * VocMFV \quad (23)$$

Donde:

VocGFV : Voltaje circuito abierto del arreglo fotovoltaico (V)

NS: Número de módulos fotovoltaicos a conectar en serie

VocMFV: Voltaje circuito abierto del módulo fotovoltaico (V)

4.8 Dimensionamiento del controlador de carga.

4.8.1 Cálculo del número de controladores de carga a conectar en paralelo.

Cuando el consumo de energía del sistema a diseñar sea de proporciones relativamente considerables, la capacidad nominal del controlador de carga será necesario conectar varios controladores de carga en paralelo.

Para calcular el número de controladores de carga a conectar en paralelo se determinará a través de la siguiente ecuación:

$$\text{Número Controladores Carga} = \frac{1,25 * I_{scGFV}}{I_{nom \text{ controlador}}} \quad (24)$$

Donde:

I_{scGFV}: Corriente de cortocircuito del arreglo fotovoltaico (A)

I_{nom controlador}: Corriente nominal del controlador (A)

Cabe destacar que el sobredimensionamiento dado en la ecuación (24) garantiza que el sistema funcione en condiciones óptimas al incrementarse la corriente de cortocircuito del arreglo fotovoltaico debido a un aumento de temperatura, siendo el criterio para elegir un sobredimensionamiento del 25 % lo dispuesto en la sección 210.19 y 215.2(A) del C.E.N. en donde se especifica que

la corriente que circulará por el conductor para el caso de circuitos ramales y alimentadores respectivamente, será de por lo menos el 125 % de la carga continua.

4.9 Dimensionamiento del inversor

El parámetro más importante para el dimensionamiento del inversor es la potencia en AC de la carga conectada a la instalación fotovoltaica, para ello se utilizará la ecuación (25) presentada a continuación:

$$P_{inversor} = \frac{\text{Potencia total carga conectada}}{\eta_{inversor}} \quad (25)$$

Donde:

$P_{inversor}$: Potencia del inversor (W)

Potencia Total carga Conectada: Potencia total de la carga (W)

$\eta_{inversor}$: Eficiencia del inversor (%)

4.9.1 Cálculo del número de inversores a conectar en paralelo.

Cuando la carga conectada al sistema sea de dimensiones relativamente considerables y la capacidad del inversor elegido no sea suficiente para manejar de manera optima la potencia de la carga, es necesario conectar varios inversores en paralelo

.

$$\text{Número Total Inversores} = \frac{P_{inversor}}{\text{Potencia máxima AC del Inversor}} \quad (26)$$

Donde:

P_{inversor} : Potencia requerida por el inversor (W)

Potencia máxima AC del Inversor: Potencia AC dada por el Fabricante (W)

4.10 Cálculo del calibre de los conductores.

Los criterios por capacidad de corriente, por caída de tensión y por capacidad por cortocircuito serán en los que se basará el cálculo del calibre de los conductores siendo la opción a elegir la que proporcione un mayor calibre del conductor.

4.10.1 Cálculo del calibre de los conductores por el criterio de capacidad de corriente.

Los niveles de tensión de los sistemas FV a diseñar para satisfacer el consumo de energía eléctrica correspondiente a la luminaria interna de los edificios de la Facultad de Ingeniería previamente asignados se especificarán siguiendo los criterios correspondientes para tensiones normalizadas en baja tensión, en donde para edificaciones pequeñas de carácter público se recomienda instalaciones trifásicas de 4 hilos de niveles de tensión de 120 /208 V.

Para calcular el calibre de los conductores por el criterio de capacidad de corriente será necesario tener presente los tramos de la instalación en donde la corriente sea continua y en donde la corriente sea alterna.

Para los tramos de la instalación donde la corriente sea alterna se calculará la corriente que circula en cada una de las 3 fases y en el neutro, utilizando para

ello la ecuación (27) que expresa la corriente que circula por cada una de las fases en un sistema trifásico:

$$I = \frac{\text{Potencia total carga conectada}}{\sqrt{3} * V_{\text{línea}} * \cos\theta} \quad (27)$$

Donde:

I: Corriente cada una de la fases (A)

Potencia Total carga Conectada: 30600(W) (Potencia total carga conectada)

VLinea: Tensión de línea (V).

θ :Ángulo de carga

Los tramos de la instalación donde la corriente sea continua se calculará según sea el caso analizado la corriente de entrada de los inversores / cargadores, la corriente del banco de baterías o del arreglo FV, elementos cuya tensión de operación es de corriente continua.

A fin de elegir el calibre de los conductores por capacidad de corriente, una vez calculada las intensidades de cada uno de los tramos de la instalación, se utilizará la tabla 310.16 del C.E.N.correspondiente a las ampacidades máximas admisibles de los conductores aislados para tensiones de 0 a 2000 V, previo de considerar las secciones 210.19 y 215.2 (A) (1) del C.E.N. las cuales especifican para el caso de circuitos ramales y circuitos alimentadores respectivamente, que el conductor tendrá una capacidad de corriente no menor del 125 % de la carga continua.

4.10.2 Cálculo del calibre de los conductores por el criterio de máxima caída de tensión permitida.

El C.E.N.en la nota N° 2 de la sección 215.2 especifica que para instalaciones de baja tensión para el caso de alimentadores la variación de tensión

máxima no debe superar el 3 %. mientras que en la nota N° 4 de la sección 210.19 se especifica que para el caso de circuitos ramales la variación de tensión máxima tampoco debe superar el 3 %.

Para calcular el calibre de los conductores en los tramos de corriente alterna por el criterio de caída de tensión del conductor es necesario calcular la caída de tensión con la ayuda de la ecuación (28), la cual representa el máximo porcentaje de caída de tensión por cada una de las fases

$$\Delta V \% = \frac{100 \cdot \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot Z_{Eficaz}}{V_{Linea}} (28)$$

Donde:

$\Delta V\%$: máximo porcentaje de caída de tensión (%)

I: Corriente que circula por el conductor. (A)

L: Longitud del conductor. (m)

V_{Linea} : tensión de línea (V).

Z_{eficaz} : impedancia eficaz del conductor @ FP= 0,85

La ecuación (29) mostrada a continuación permite calcular la máxima caída de tensión cuando en el tramo de la instalación la corriente es continua.

$$\Delta V \% = \frac{100 \cdot I \cdot L \cdot 2 \cdot r}{V} (29)$$

Donde:

$\Delta V\%$: máximo porcentaje de caída de tensión por fase. (%)

I: Corriente que circula por el conductor. (A)

L: Longitud del conductor. (m)

r: resistencia por unidad de longitud del conductor

V: tensión corriente continua (V).

4.10.3 Cálculo del calibre de los conductores por el criterio de capacidad de cortocircuito.

Una vez calculado el conductor por el criterio de capacidad de corriente y por el criterio de caída de tensión, es necesario verificar si el conductor elegido cumple con las capacidades de cortocircuito dados por la ecuación (30) presentada a continuación:

$$S > \frac{I_{cc} \sqrt{t_{cc}}}{149} \quad (30)$$

Donde:

S: sección del conductor (mm²)

I_{cc}: corriente de cortocircuito (A).

t: tiempo de duración del cortocircuito (s) 0,1 s < t < 5s

Según la norma UNE 20-460- 90 en su parte 4-43 titulada instalaciones eléctricas en edificios, especifica que la ecuación (30) es válida para tiempos mayores a 0,1 s y menores a 5 s , a su vez dicha ecuación considera el hecho de que el conductor se comporta de manera adiabática durante el cortocircuito.

4.11 Cálculo de protecciones eléctricas.

4.11.1 Cálculo de fusibles e interruptores termomagnéticos.

En la instalación fotovoltaica a diseñar se disponen de tramos en donde la corriente es continua y otros en donde la corriente es alterna por lo que deben realizarse los cálculos de las protecciones diferenciando entre si la naturaleza de la corriente eléctrica que circula por cada uno de los tramos de la instalación.

A fin de establecer los criterios que permitan establecer las protecciones de la instalación se enunciará la siguiente consideración citada a continuación:

“ Aunque los fusibles y los interruptores para corriente continua son diferentes a los de corriente alterna, su cálculo es similar; según la norma ITC-BT-22 del reglamento electrotécnico de baja tensión, un dispositivo que protege contra sobrecargas a un conductor debe cumplir las siguientes condiciones” [30]

$$IB \leq IN \leq IZ \quad (31)$$

$$I2 \leq 1,45 \cdot IZ \quad (32)$$

Donde:

IB: Corriente de utilización del dispositivo a proteger (A)

IN: Corriente nominal del dispositivo de protección (A)

IZ: Corriente máxima admisible por el dispositivo a proteger(A)

I2: Corriente convencional de funcionamiento del dispositivo de protección (A)

La corriente convencional de funcionamiento del dispositivo de protección se definirá como corriente de fusión para el caso de los fusibles y de disparo para el caso de interruptores termomagnético. [30]

Cuando se realiza el cálculo de protecciones para el caso de interruptor termomagnético se cumple siempre la segunda condición debido a que para ese caso $I2 = 1,45 \cdot In$ por lo tanto para este caso solo será necesario verificar la primera condición mientras que cuando se realiza el cálculo de fusibles tipo gG(los cuales son fusibles que son utilizados para la protección contra cortocircuitos y sobrecargas en donde no se presentan variaciones importantes de intensidad de corriente, siendo recomendados para uso general) será necesario verificar ambas condiciones de la norma previamente mencionada debido a que para fusibles tipo gG se cumple $I2 = 1,6 \cdot In$. [30]

Cabe destacar que cada uno de los conductores de la instalación FV estarán protegidos por sobrecorriente (sobrecargas y cortocircuitos) tal y como se señala en la sección 240. 4 del C.E.N.

Para dimensionar de manera correcta las protecciones, es necesario que las mismas sean capaces de interrumpir el mayor cortocircuito que pueda presentarse en la instalación, es decir un cortocircuito trifásico franco en el punto de falla de la instalación. En el código eléctrico nacional se especifica en la sección 110.9 que “ los equipos destinados a interrumpir corrientes de falla, tendrán una capacidad de interrupción suficiente para la tensión nominal del circuito y la corriente posible en los terminales de entrada del equipo” , siendo necesario para calcular la capacidad de interrupción la corriente de cortocircuito trifásico y la impedancia de cortocircuito las cuales vienen dadas por las siguientes ecuaciones:

$$I_{cc} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}} \quad (33)$$

Donde:

I_{cc} : corriente de cortocircuito trifásica (A)

U_n : tensión nominal en el punto donde se produce el cortocircuito (V).

Z_{cc} : impedancia de cortocircuito aguas arriba del punto de falla (Ω)

Cabe destacar que para calcular la capacidad de interrupción se considera un cortocircuito trifásico y se supone que ocurre justo después de la protección que se está dimensionando, es decir se supone que el cortocircuito ocurre justo al inicio de la línea a fin de garantizar que se diseña la protección tomando la consideración de realizar el ajuste con la máxima capacidad de interrupción por lo tanto la impedancia de considerar será la que está aguas arriba del equipo de protección a dimensionar siendo necesario para realizar el cálculo de dicha impedancia la siguiente ecuación:

$$Z_{cc} = \sqrt{R_{cc}^2 + X_{cc}^2} \quad (34)$$

Donde:

Z_{cc} : Impedancia de cortocircuito aguas arriba del punto de falla (Ω).

R_{cc} : Resistencia de cortocircuito aguas arriba del punto de falla (Ω).

X_{cc} : Reactancia de cortocircuito aguas arriba del punto de falla (Ω).

La norma UNE 20-460- 90 especifica que para el cálculo de la capacidad de cortocircuito de los elementos de protección tales como fusibles e interruptores termomagnéticos es necesario evaluar la ecuación (35).

$$(I^2 * t)_{Fusible} \leq (I^2 * 5)_{cable} \quad (35)$$

Donde:

$(I^2)_{Fusible}$: Corriente máxima del fusible obtenida de la curva de fusión (A)

$(t)_{Fusible}$: Tiempo máximo de debe actuar el fusible ante un cortocircuito (s)

$(I^2)_{cable}$: Corriente máxima a circular por los conductores de la instalación (A).

4.11.2 Cálculo de protecciones por sobrecorrientes de diversos equipos de la instalación fotovoltaica.

La sección 690.8 (A) (1) del C.E.N especifica que “la corriente máxima de la fuente fotovoltaica será la suma de los corrientes de cortocircuito de los módulos en paralelo, multiplicada por 125 por ciento”, por lo tanto la corriente requerida para dimensionar los conductores a la salida del arreglo fotovoltaico vendra dada por la siguiente ecuación:

$$Amp\ requerida\ conductores\ arreglo\ FV = 1,25 * I_{sc\ AFV} \quad (36)$$

Donde

:

Isc AFV : corriente de cortocircuito del arreglo fotovoltaico (A)

A su vez debe dimensionarse la protecciones por sobrecorriente siguiendo lo especificado en las ecuaciones (31) y (32) debe verificarse lo especificado en la sección 690.8 (B) (1) del C.E.N. en donde se hace referencia que“ la corriente de los circuitos y dispositivos de sobrecorriente serán dimensionados para conducir una corriente no inferior al 125 % de la máxima corriente calculada según lo indicado en la sección 690.8 (A)”, es decir debe verificarse:

$$Amp\ requerida\ sobrecorriente \leq Amp\ requerida\ conductor\ (37)$$

Donde:

Amp requerida sobrecorriente: Ampacidad requerida de las protecciones por sobrecorriente (A)

Amp requerida conductor: Ampacidad requerida por los conductores de cada uno de los tramos de la instalación (A)

La sección 690.8 (3) del C.E.N. especifica que la corriente máxima de salida de inversor será la corriente de salida del inversor en régimen continuo mientras que en la sección 690.8 (4) se considera que la corriente de entrada del inversor será la correspondiente a cuando el mismo produzca su potencia nominal a la menor tensión de entrada, por lo tanto la corriente necesaria para dimensionar los conductores a la entrada del inversor será 1,25 la corriente de entrada del inversor, la cual vendra dada por la siguiente ecuación:

$$Corriente\ de\ entrada\ inversor = \frac{P\ inversor}{Vmin} (38)$$

Donde:

P inversor: Potencia nominal del inversor (W)

Vmin: tensión mínima de entrada del inversor (V).

La tensión mínima de entrada del inversor vendrá dada por la tensión mínima proveniente del arreglo FV, dicha condición se presenta cuando el módulo FV trabaja a la máxima temperatura de operación de la celda solar.

A continuación se muestra la ecuación (39), la cual permite calcular la mínima tensión que tendrá el arreglo FV.

La norma IEEE 1562-2007 plantea en el anexo A.8 los efectos de la temperatura en los módulos FV. Dicha norma plantea la siguiente ecuación:

$$V_{minMFV} = V_{nomMFV} + TC_v * (T_{nueva} - 25^{\circ}C) \quad (39)$$

Donde:

V_{minMFV} : Tensión mínima del módulo FV a temperatura máxima (V)

V_{nomMFV} : Tensión nominal del módulo FV a la temperatura ambiente. (V)

TC_v : Coeficiente de temperatura de voltaje (V / °C)

T_{nueva} : Temperatura de trabajo del módulo FV.

A su vez para dimensionar las protecciones por sobrecorriente asociadas a la entrada del inversor debe realizarse según lo especificado en las ecuaciones (31) y (32), a su vez debe verificarse el dimensionamiento de las mismas según lo especificado en la ecuación (37) correspondiente a la sección 690.8 (B) (1) del C.E.N.

4.12 Obras civiles.

4.12.1 Estructura de soporte del arreglo FV.

Una vez diseñado el arreglo fotovoltaico, es de importancia considerar la disposición de la estructura de soporte del mismo a fin de analizar si existe espacio disponible en el techo del edificio para la ubicación de otros elementos tales como inversores de conexión a red, cajas envolvente donde están contenidas las protecciones asociadas, tableros de distribución, etc o por el contrario dichos elementos deben ser ubicados en otro espacio de la edificación.

Un aspecto importante a considerar en el diseño de la estructura de soporte es la distancia mínima de separación entre cada una de las filas de módulos FV que componen el arreglo a fin de garantizar que no se produzcan sombras de unos módulos FV sobre otros, para dicho cálculo será necesario utilizar la ecuación (40) presentada a continuación, la cual se basa según el pliego de condiciones técnicas del instituto para la diversificación y ahorro de energía (IDAE) ubicado en Madrid, España [31]

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \quad (40)$$

Donde:

$\alpha = 61^\circ - \text{Latitud}$

d: distancia mínima de separación (m) .

h: altura de elevación de los módulos fotovoltaicos, según el ángulo de inclinación de los mismos (m).

Latitud: latitud del lugar donde se diseñará la instalación fotovoltaica (°)

A continuación se presentará en la figura 7 un esquema donde se observa las distancias necesarias para realizar los cálculos de las distancias d y h las cuales permitirán calcular la distancia Y (distancia mínima de separación entre las filas

de la estructura de soporte) la cual garantiza que no se produzcan sombras de unos módulos sobre otros.

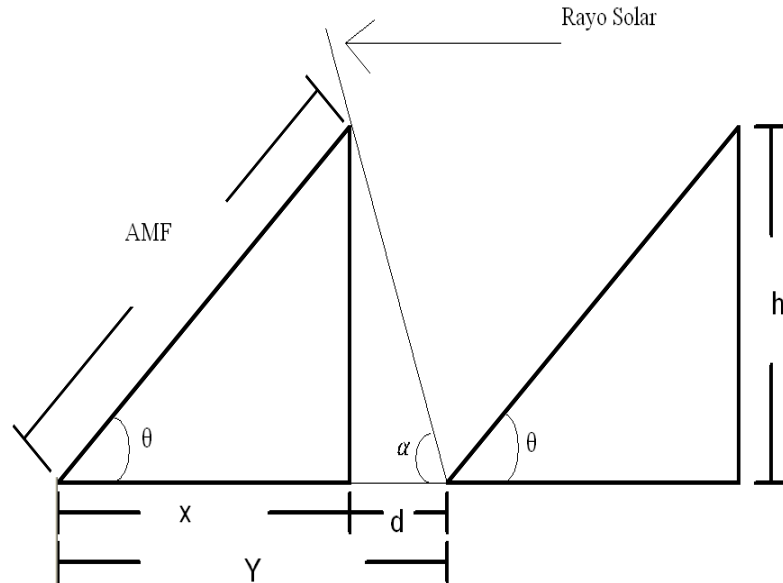


Figura 7 Vista lateral de la estructura de soporte del arreglo fotovoltaico.

En la figura 7 se observa que a través de las relaciones trigonométricas básicas se calcula la sombra proyectada sobre la horizontal de cada los módulos FV así como la altura de los mismos respecto al suelo y la distancia mínima de separación que debe existir entre cada una de las filas de la estructura del arreglo FV a fin de que no se produzcan sombras de unos módulos sobre otros.

Las ecuaciones para realizar dichos cálculos se presentan a continuación:

$$x = AMF * \cos \theta \quad (41)$$

Donde:

AMF: Ancho del módulo de fotovoltaico

x: sombra proyectada por el módulo fotovoltaico sobre el suelo (m)

θ: ángulo de inclinación respecto al suelo del arreglo fotovoltaico (m)

$$h = AMF * \text{sen } \theta \quad (42)$$

Donde:

h: altura respecto al suelo de la estructura del arreglo fotovoltaico (m)

θ : ángulo de inclinación respecto al suelo del arreglo fotovoltaico (m)

$$Y = x + d \quad (43)$$

Donde:

Y: distancia mínima de separación entre las filas de la estructura de soporte del arreglo fotovoltaico que garantiza que no se produzcan sombras de un módulo sobre otro (m)

x: sombra proyectada por el módulo fotovoltaico sobre el suelo(m)

d: distancia mínima de separación (m)

4.13 Estudio económico

Uno de los objetivos principales del presente trabajo especial de grado es estudiar la factibilidad económica de implementar sistemas FV destinados a satisfacer la demanda de energía eléctrica correspondiente a la luminaria interna y externa de algunos edificios de la Facultad de Ingeniería U.C.V. a fin de contribuir con el ahorro energético.

Existen muchos métodos para evaluar la factibilidad económica de un proyecto, sin embargo para realizar dicho estudio se empleará el método del valor presente neto.

El valor presente neto es un método para evaluar la rentabilidad de un proyecto, si el valor presente neto de un determinado proyecto es un valor grande significa que la inversión será rentable y por lo tanto el proyecto es recomendable,

en caso contrario si el valor presente neto es un valor negativo significa que el proyecto no es rentable económicamente debido a que al final del horizonte económico trazado, la inversión inicial no puede ser recuperada y por lo tanto no es recomendable ejecutar el proyecto.

Teniendo en cuenta que el objeto de estudio de este proyecto es contribuir al ahorro de energía eléctrica, el cálculo del valor presente neto puede ayudar a analizar los escenarios en donde el proyecto sea sostenible logrando recuperar la inversión inicial o poder contemplar escenarios donde a pesar de que el proyecto no sea factible desde el punto de vista económico sin embargo la ejecución del proyecto pudiera resultar beneficiosa debido a que dicha iniciativa contribuye al ahorro energético.

Para calcular el valor presente neto debemos utilizar la siguiente ecuación:

$$VP = -I + \frac{FN1}{(1+i)^1} + \frac{FN2}{(1+i)^2} + \frac{FN3}{(1+i)^3} + \frac{FN4}{(1+i)^4} + \dots \frac{FNn}{(1+i)^n} \quad (44)$$

Donde:

VP: Valor presente neto del proyecto (Bs)

I: Inversión inicial (Bs)

FNn: Flujo neto en el año n (Bs)

i: tasa de interes efectiva

n: horizonte económico del proyecto (años).

4.14 Dimensionamiento sistema de puesta a tierra.

4.14.1 Medición de la resistividad del suelo

La norma IEEE std 81-1983 en la sección 7.2.4 especifica que el método de los cuatro electrodos es el método más preciso para medir la resistividad promedio del suelo en grandes volúmenes de terreno.

A su vez la norma IEEE std 81-1983 en la sección previamente señalada especifica que este método tiene como principal característica que cada uno de los cuatro electrodos estarán enterrados en la tierra a una profundidad “ b” y los mismos estarán dispuestos en una línea recta y separados entre si una determinada distancia, cabe destacar que la norma indica que la corriente se inyecta a través de los electrodos externos mientras que en los electrodos internos se mide la diferencia de potencial.

Es importante señalar que la norma IEEE std 81-1983 especifica que existen diversas variantes del método de los cuatro puntos, siendo la configuración Wenner la que se tomará como referencia en el desarrollo del presente trabajo especial de grado.

4.14.1.1 Configuración Wenner.

La norma IEEE std 81-1983 especifica que en esta configuración, los electrodos estan igualmente espaciados, siendo “a” la distancia de separación entre dos electrodos adyacentes.

A continuación se muestra la figura 8 la configuración Wenner utilizada para medir la resistividad del suelo, en donde se muestra que los 4 electrodos están separados a una misma distancia

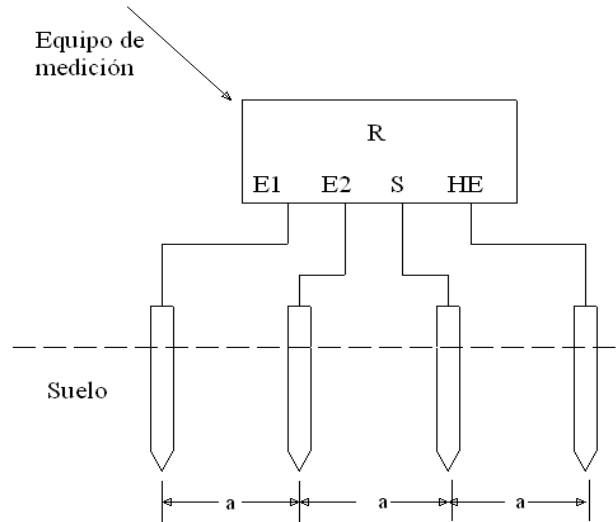


Figura 8 Configuración Wenner utilizada para medir la resistividad del suelo[32]

La norma IEEE std 81-1993, especifica la siguiente ecuación para realizar la medición práctica de la resistividad del suelo en función de la distancia “a” de separación entre los electrodos y la profundidad “b” a la cual son enterrados los mismos:

$$\rho = \frac{4\pi a R}{\left(1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{2a}{\sqrt{4a^2 + 4b^2}}\right)} \quad (45)$$

Donde:

ρ : Resistividad promedio ($\Omega \cdot m$)

a: Distancia de separación entre los electrodos (m)

b: Profundidad a la cual son enterrados los electrodos (m)

R: Resistencia medida por el instrumento utilizado (Ω)

Sin embargo, la norma IEEE std 81-1993 considera que en la práctica la profundidad “b” a los cual son enterrados los electrodos no debe exceder 0,1 veces la distancia de separación “a”,por lo tanto dicha norma considera la profundidad “ b” como despreciable resultando de esta manera la ecuación (46) la cual será utilizada en el transcurso del trabajo especial de grado para la medición de la resistividad del suelo utilizando la configuración Wenner.

$$\rho = 2\pi aR \text{ (46)}$$

Donde:

ρ : Resistividad promedio (Ω .m)

a: Distancia de separación entre los electrodos (m)

R: Resistencia medida por el instrumento utilizado (Ω)

4.14.1.2 Análisis de dos capas.

“ Si el terreno no es homogéneo, el valor medio es un valor ficticio que no corresponde por lo general a ninguna de las resistividades presentes en el terreno, sino a cierta combinación de ellas, ya que depende de la separación entre los electrodos” [33]

“ La mayoría de las fórmulas para el cálculo de la resistividad se han desarrollado tomando en cuenta como premisa fundamental que el terreno sea homogéneo”[33],“ por lo tanto, se considera importante introducir las fórmulas para el cálculo del potencial en la superficie para terrenos no homogéneos, formados por dos capas de resistividad ρ_1 y ρ_2 ” [33]

La norma IEEE std 81-1983 presenta en el anexo A de la mencionada norma la figura que se muestra a continuación, en donde se considera que el suelo está conformado por dos capas paralelas de resistividades ρ_1 y ρ_2 separadas una distancia h.

Cabe destacar que el cálculo de la distancia de separación entre las capas (distancia h), se realizará de acuerdo a lo especificado en el método gráfico de Sunde descrito en la sección 13.4.2.2 de la norma IEEE std 80-2000.

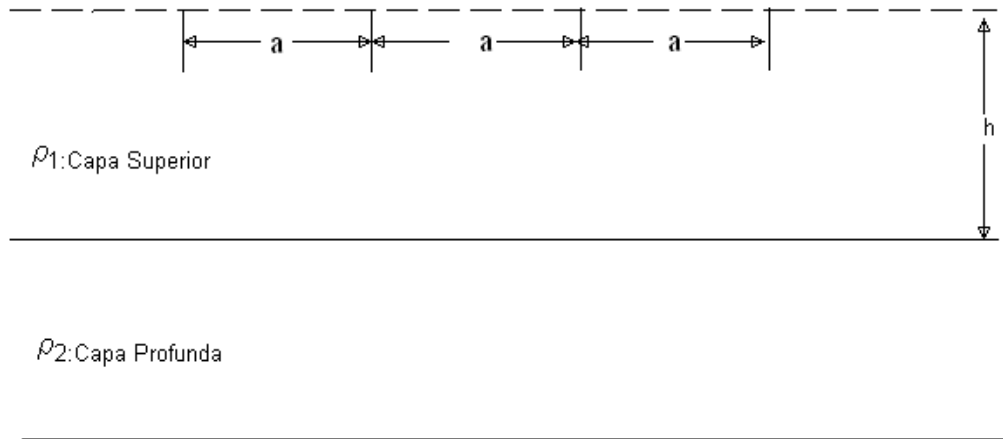


Figura 9 Modelo del suelo de dos capas, configuración Wenner.[34]

4.14.2 Medición de la resistencia de puesta a tierra

4.14.2.1 Método de caída de potencial.

La norma IEEE std 81-1983 en la sección 8.2.1.5 especifica que el método de la caída de potencial consiste en la disposición física de tres electrodos, “donde el primer electrodo consiste en el mismo sistema de puesta a tierra a medir, el segundo, o electrodo intermedio, funciona como electrodo de potencial y el tercero hace la función de un electrodo de corriente” [35]

“Para iniciar medición se inyecta una corriente conocida entre el electrodo de la malla y el tercer electrodo o electrodo de corriente y se mide la diferencia de potencial entre el electrodo de la malla y el segundo electrodo, denominado electrodo de potencial ”[36]

“ El electrodo de potencial se aleja de la puesta a tierra bajo ensayo hasta llegar lo más cercano posible al electrodo de corriente” [36]

“ La relación entre la diferencia de potencial (V) y la corriente (I) nos arroja como resultado el valor de la resistencia (R) de puesta a tierra en Ω ”[36]

A continuación se presenta la figura 10, a la descripción del método de caída de potencial presentado en la norma IEEE std 81-1983.

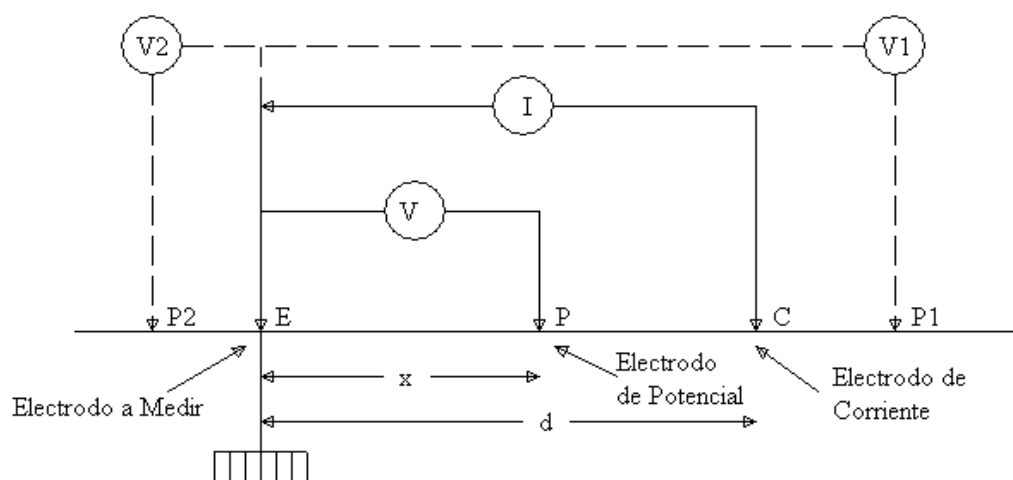


Figura 10 Medición resistencia de puesta a tierra,método de caída de potencial.[37]

Cabe destacar que para garantizar resultados satisfactorios de la medición de la resistencia de puesta a tierra del electrodo a medir es necesario ubicarse en la zona plana de la curva resistencia en función de la posición x.

4.14.3 Tipos de puesta a tierra

El C.E.N especifica en la sección 250.56 que la resistencia de puesta a tierra será menor o igual a 25 ohms mientras que la norma IEEE std 142-1991 especifica el cálculo de la resistencia de diversas configuraciones utilizadas en los sistemas de puesta a tierra, no obstante en el presente trabajo se especificará solamente lo referente tanto a las configuraciones especificadas a continuación:

4.14.3.1 Cálculo de la resistencia de dos barras enterradas

El C.E.N especifica en la sección 250.56 que la distancia de separación cuando se utilicen varios electrodos será no menor de 1,8 m entre sí.

A continuación se presenta la expresión analítica especificada en la norma IEEE Std 142-1991, que permite calcular la resistencia de dos barras enterradas cuando la distancia de separación entre las barras es mayor a la longitud de las mismas.

$$R = \left[\frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \left(\frac{4L}{a} \right) - 1 \right) + \frac{\rho}{4\pi s} \left(1 - \frac{L^2}{3s^2} + \frac{2L^4}{5s^4} \right) \right] \quad (47)$$

Donde:

R: Resistencia de las dos barras (Ω)

ρ : Resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$)

L: Longitud de la barra (m)

a: Radio de la barra (m)

s: Separación de las barras(m)

4.14.3.2 Cálculo de la resistencia de electrodos horizontales.

Otra alternativa a utilizar en los sistemas de puesta a tierra es la de utilizar conductores enterrados o electrodos horizontales, siendo la ecuación (48) la expresión especificada por la norma IEEE std 142-1991 para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra se utilizan electrodos horizontales

$$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left[\left(\ln \left(\frac{4L}{a} \right) + \ln \left(\frac{4L}{s} \right) - 2 \right) + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \right] \quad (48)$$

Donde:

R: Resistencia del electrodo dispuesto en forma horizontal (Ω)

ρ : Resistividad del terreno ($\Omega.m$)

2L: Longitud del conductor horizontal (m)

a: Radio del conductor (m)

s/2: Profundidad(m)

4.14.4 Dimensionamiento de los conductores necesarios en el sistema de puesta a tierra.

En la sección 690.43 del C.E.N. se especifica que debe colocarse a tierra todas aquellas partes metálicas accesibles que normalmente no conducen corriente tales como estructuras metálicas del arreglo FV, la carcasa de equipos como el inversor, las cajas de conexión de los conductores, etc siendo necesario considerar lo expuesto en la tabla 250.122 del C.E.N. para realizar el dimensionamiento del conductor de tierra de la situación anteriormente planteada, es decir el conductor de puesta a tierra según lo expuesto en la sección 690.43 del C.E.N. depende de la corriente del dispositivo destinado a la protección contra sobrecorrientes.

El anexo K.3 de la norma IEEE std 1374 -1998 establece que cada uno de los módulos del arreglo FV debe conectarse a tierra a través de un conductor cuyo calibre no debe ser menor a 10 AWG, estos conductores deben conectarse a un único punto de la estructura del arreglo FV, a su vez dicho punto debe conectarse con el electrodo de tierra a través de un conductor cuyo calibre no debe ser menor a 6 AWG, sin embargo debe verificarse lo dispuesto en la tabla 250.122 del C.E.N

CAPÍTULO V

5. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FV.

5.1 Estimación del nivel de radiación solar.

Uno de los parámetros más importantes para el diseño de sistemas fotovoltaicos es conocer una estimación del nivel de radiación solar diaria, para ello se consultó la página de la NASA www.eosweb.larc.nasa.gov. [38]

Entre las razones que destacan para consultar la página anteriormente mencionada destaca el hecho de que los parámetros suministrados corresponde a el promedio de radiación de los últimos 22 años lo cual permite que el estudio se realice con una cantidad considerable de datos, además de lo anterior en las tablas correspondientes se muestra la radiación directa y difusa para distintos ángulos de inclinación permitiendo tener los criterios necesarios para calcular el ángulo óptimo que deben tener los paneles solares que conforman el arreglo FV.

Un concepto de suma importancia es el de horas solares pico (HSP), dicho parámetro permite dimensionar la cantidad de módulos a conectar en paralelo en el dimensionamiento del arreglo FV.

El número de horas solares pico, se refiere al número de horas diarias de luz solar equivalentes referidas a una irradiancia constante de $1 \frac{kWh}{m^2}$, a la cual se mide la potencia de los módulos FV.

La irradiación H ($\frac{kWh}{m^2 * día}$) se define como el producto entre la irradiancia de referencia I y las horas solares pico, como la irradiancia de referencia I es igual a $1 \frac{kWh}{m^2}$ se tiene que los valores numéricos de la irradiación H ($\frac{kWh}{m^2 * día}$) y las horas solares pico son iguales.

A continuación se presenta los valores de la irradiación H ($\frac{kWh}{m^2 * día}$) para la ubicación geográfica de los sistemas fotovoltaicos a diseñar y cuyos datos fueron consultados de la página de la NASA www.eosweb.larc.nasa.gov. [38]

Los datos geográficos correspondientes a la Ciudad Universitaria de Caracas, suministrados por el departamento de Hidrometrología de la U.C.V. son:

Latitud: 10° 29 ' 41 '' N

Longitud: 66° 53' 12 '' W

Conocidos los datos geográficos de la Ciudad Universitaria de Caracas, se muestra a continuación los datos correspondientes a el promedio mensual de radiación normal directa para una superficie plana durante los últimos 22 años.

Tabla 3 Promedio mensual radiación normal directa($\frac{kWh}{m^2 * día}$) [38]

Latitud 10,483	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Longitud 66,883												
Promedio mensual últimos 22 años	6,38	6,17	6,17	5,12	4,75	4,87	5,34	5,33	5,32	5,19	5,37	5,77

Tabla 4 Máxima radiación incidente para diversos ángulos ($\frac{kWh}{m^2 \cdot día}$) [38]

Latitud 10,483 Longitud 66,883	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Radiación Difusa	1,15	1,42	1,72	2,03	1,88	2,02	1,94	1,95	1,91	1,68	1,49	1,21
Radiación Directa	7,40	7,06	6,61	5,83	6,19	5,44	5,94	6,00	5,94	6,08	6,16	6,81
Inclinación 0°	6,14	6,43	6,61	6,36	6,48	5,82	6,15	6,38	6,24	6,03	5,59	5,72
Inclinación 10°	6,74	6,82	6,74	6,26	6,58	5,95	6,27	6,40	6,27	6,29	6,03	6,32
Inclinación 25°	7,32	7,08	6,64	5,85	6,44	5,90	6,19	6,16	6,05	6,40	6,42	6,93
Inclinación 90°	5,09	4,01	2,72	1,67	2,57	2,70	2,67	2,13	2,14	3,33	4,22	5,04
Radiación Óptima	7,49	7,09	6,75	6,36	6,58	5,97	6,28	6,41	6,28	6,41	6,49	7,14
Ángulo Óptimo	38,0	28,0	13,0	0,00	12,0	15,0	14,0	6,00	7,00	22,0	34,0	40,0

De la tabla 3 se observa HSP_crítico corresponde para el mes de mayo y representa el mínimo de las horas solares pico para el mes más desfavorable considerando que la inclinación de los paneles fotovoltaico es nula, sin embargo la tabla 4 nos permite observar que las HSP_crítico cuando los paneles fotovoltaicos están inclinados un cierto ángulo con respecto a la horizontal corresponde al mes de junio, por lo tanto las horas solares pico a utilizar considerando el caso más desfavorable y el ángulo de inclinación óptimo vendrán dados por los valores que se señalan a continuación:

$$HSP_critico = 5,44$$

$$\beta_{optimo} = 15^\circ$$

5.2 Estimación del consumo de energía actual del edificio del ciclo básico de la Facultad de Ingeniería U.C.V.

El edificio del ciclo básico de la Facultad de Ingeniería U.C.V. dispone de una planta baja y dos niveles en donde cada uno de los dos niveles dispone de varias aulas de clase, oficinas, sanitarios y un auditorio pequeño.

El consumo diario de energía estimada para cada edificio es el parámetro más importante a considerar en el dimensionamiento del arreglo FV, permitiendo de esta manera estimar la cantidad de módulos fotovoltaicos a conectar en serie y en paralelo que conforman el mismo.

La elección de los módulos fotovoltaicos se realizará teniendo presente la potencia pico, la corriente en el punto de máxima potencia así como las dimensiones del largo y ancho de cada uno de los paneles que conforman el arreglo FV de manera de garantizar las características eléctricas del sistema y que el área del edificio destinada para la instalación de los mismos sea la adecuada.

A fin de realizar la estimación de la energía eléctrica del edificio del ciclo básico de la Facultad de Ingeniería U.C.V se realizó una inspección a cada uno de los pisos que conforman el edificio y se halló un estimado del consumo de energía eléctrica total en AC para cada uno de los pisos.

La estimación de la energía eléctrica del edificio así como las tablas de resultados correspondientes a dicha estimación se presentan de manera detallada en el anexo N° 1, destacando que cuando la luminaria considerada es del tipo Fluorescente la potencia total de la luminaria del edificio del ciclo básico resultó 89240 W y la energía eléctrica diaria total AC correspondiente un tiempo de uso

de 6 horas del edificio del ciclo básico de la Facultad de Ingeniería U.C.V. requerida para el dimensionamiento del arreglo FV es de 535440 Wh/día mientras que cuando la luminaria interna considerada es del tipo fluorescente la potencia total de la luminaria resultó 40158 W y la energía eléctrica diaria total AC del edificio resultó 240948 Wh/día.

5.3 Estudio de la factibilidad de implementación de un sistema fotovoltaico conectado a la red con respaldo de un banco de batería para satisfacer el consumo de energía correspondiente a la luminaria interna.

A fin de estimar la factibilidad de implementar un sistema fotovoltaico conectado a la red con respaldo de baterías se realizó de manera detallada los cálculos y las tablas que permiten realizar el análisis de factibilidad de dicha propuesta el cual se encuentra en el anexo N°2,

Un aspecto importante a considerar a la hora del estudio de factibilidad de implementación de dicho sistema es que debido a que en la tabla 39 se observó que corriente DC a la entrada del grupo de inversores/cargadores conectados en paralelo es directamente proporcional a la potencia conectada en cada uno de los pisos e inversamente proporcional de la tensión de entrada del banco de baterías resultando que dicha corriente resulte de una magnitud considerable a consecuencia de que la potencia total de las luminarias en cada uno de los pisos del edificio es aproximadamente 30 kW para el caso de luminaria fluorescente y 13kW para el caso que dicha luminaria sea sustituida por luminaria LED, por lo tanto si bien es cierto que las corrientes en los demás tramos de la instalación no son tan elevadas no es recomendable para el estudio planteado en el presente trabajo especial de grado la implementación de la configuración de un sistema FV conectado a la red con respaldo de un banco de baterías debido a que la corriente de entrada DC del grupo de inversores que componen el edificio es del orden de los 900 A para el caso de luminaria interna fluorescente y del orden de los 400 A cuando la luminaria considerada es del tipo LED resultando de esta manera que el

calibre de los conductores y las protecciones eléctricas asociadas sean de una robustez considerable, ocasionando que el espacio físico no sea aprovechado al máximo.

En la tabla 37, se observó que la corriente DC de entrada del arreglo FV es de 561 A para el caso cuando la luminaria es fluorescente y 252 A cuando la luminaria considerada es del tipo LED, lo cual trae como consecuencia que el calibre de los conductores así como las protecciones asociadas sean de una gran robustez trayendo como consecuencia que dicho sistema para este caso no sea factible su implementación debido a que el aprovechamiento del espacio físico no es óptimo.

Atendiendo a lo explicado anteriormente, es necesario considerar para el diseño del sistema fotovoltaico otra configuración en donde los costos asociados resulten menores y a su vez las corrientes que circulen en los distintos tramos de la instalación permitan un diseño óptimo de los conductores necesarios así como de las protecciones eléctricas asociadas, cabe destacar que en el diseño del arreglo fotovoltaico conectado a la red con respaldo del banco de baterías, la tensión máxima del arreglo fotovoltaico asignada fue de 120 Vcc considerandose una tensión adecuada para el diseño del mismo debido a que a mayor tensión del arreglo FV se reduce considerablemente el número de ramas en paralelo del mismo garantizando que la corriente nominal del arreglo FV sea lo menor posible.

Dicha tensión no es posible de aumentar si se considera la configuración de un sistema FV conectado a la red con respaldo de un banco de baterías debido a que los controladores de carga existentes en el mercado permiten hasta 140 Vcc como tensión adecuada para el diseño del arreglo fotovoltaico, por lo tanto a fin de aumentar la tensión del arreglo fotovoltaico es necesario la utilización de inversores de conexión a red, cuyas características técnicas se especifican en el estudio de la configuración de un sistema fotovoltaico conectado a la red el cual se especifica en las siguientes secciones.

5.4 Estudio de la factibilidad de implementación de un sistema fotovoltaico conectado a la red.

A continuación se estudiará la factibilidad de implementación de un sistema fotovoltaico conectado a la red debido a que en este tipo de sistema el uso de inversores de conexión a red permite dimensionar arreglos fotovoltaicos cuya tensión nominal de corriente continua puede llegar, dependiendo del fabricante elegido, hasta aproximadamente 800 Vcc lo cual resulta una ventaja para el diseño de la instalación fotovoltaica, pudiendo de esta manera conectar varios módulos en serie que permita diseñar arreglos FV cuya tensión nominal sea relativamente elevada disminuyendo de esta manera el número de ramas a conectar en paralelo y la corriente nominal a la salida del arreglo, contribuye a un diseño óptimo de los conductores en los diversos tramos de la instalación.

En la figura 11 se muestra un diagrama de bloques de un sistema fotovoltaico conectado a red.

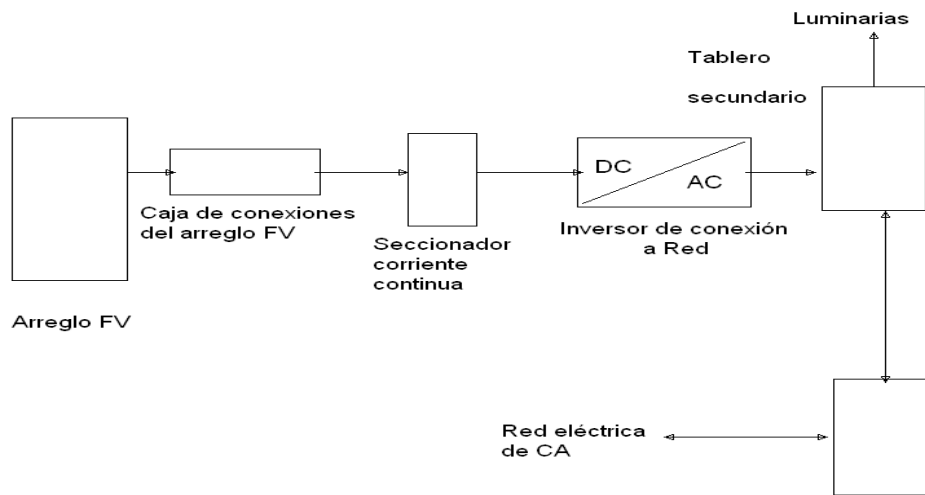


Figura 11 Diagrama de bloques de un sistema fotovoltaico conectado a red.

5.4.1 Elección del inversor de conexión a red.

A continuación se muestra en la tabla 5 los diversos fabricantes de inversores de conexión a red que mejor se adaptan a los requerimientos técnicos de la instalación fotovoltaica en donde uno de los criterios a tener en cuenta para su elección es que los inversores de conexión a red presentados en dicha tabla son compatibles con los requerimientos de la red de energía disponible en nuestro país en donde la tensión línea a línea es de 208 Vac, la frecuencia es de 60 Hz .

Tabla 5 Características técnicas de diversos inversores de conexión a red.

	SMC 6000 A [44]	Xantrex GT 5.0 [46]	Xantrex GT 30 [46]
Potencia máxima CA (W)	6000	4500	30000
Rango tensión FV, MPPT (Vcc)	246 - 600	240- 550	180 - 430
Corriente máxima de CC de entrada (A)	26	20	160
Nº máximo de inversores a conectar en paralelo	4	No especificado	4
Tensión nominal de CA @ 60 Hz (Vca)	VL-L 208 VL-N 120	VL-L 208 VL-N 120	VL-L 208 VL-N 120
Eficiencia (%)	96,1	95,5	97,4
Dimensiones(m x m x m)	Altura: 0,613 Ancho: 0,468 Fondo: 0,242	Altura: 0,866 Ancho: 0,518 Fondo: 0,262	Altura: 1,220 Ancho: 0,550 Fondo: 0,330
Peso (kg)	62	27,2	75

Otro aspecto importante a considerar en la elección de los inversores de conexión a red es que los fabricantes de los mismos garantizan que los mismos no introducen contaminación armónica a la red eléctrica debido a que el fabricante de

los inversores Xantrex GT 30 y GT 5.0 especifica que la distorsión armónica total en corriente alterna será menor al 3 % mientras que el fabricante del inversor SMC 6000 A garantiza que la distorsión armónica menor al 4 % lo cual cumple con lo especificado en las normas DIN EN 61000-3-11:2001-04 en donde se debe garantizar que la distorsión armónica en corriente alterna no debe ser mayor al 5 % .

La tabla 5 permite elegir el inversor de conexión a red que mejor se adapte a los requerimientos técnicos de la instalación fotovoltaica de cada uno de los pisos del edificio del ciclo básico de la Facultad de Ingeniería U.C.V. dados en la tabla 35 en el anexo N° 2, en donde se especifica la potencia requerida por el inversor. , tomando en consideración tanto el escenario cuando la luminaria es del tipo fluorescente así como cuando la luminaria es del tipo LED.

El inversor de conexión a red que mejor se adapta a los requerimientos técnicos de la instalación es el modelo Xantrex GT 30 cuando la luminaria interna considerada es del tipo fluorescente debido a que la potencia máxima CA de dicho equipo es de 30000 W y la potencia requerida para el dimensionamiento del inversor en cada uno de los pisos es de 40263,15W, por lo tanto al observar el rango de tensiones del inversor de conexión a red previamente elegido se recomienda que la tensión a circuito abierto máxima del arreglo FV sea de 420 Vcc garantizando de esta manera el óptimo funcionamiento del sistema FV.

El inversor de conexión a red modelo SMC 6000 A del fabricante SMA se recomienda para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico de conexión a red cuando la luminaria de considerada sea del tipo LED de 18 W debido a que la potencia máxima de dicho inversor es de 6000 W y la potencia requerida por el dimensionamiento del inversor en cada uno de los pisos es de 18118,42 W según lo especificado en la tabla 35 ubicada en el anexo N° 2 .

La tensión máxima recomendada para el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico cuando la luminaria considerada es del tipo LED es de 580 Vcc. a fin de garantizar el dimensionamiento óptimo del sistema

5.4.1.1 Número de inversores de conexión a red en paralelo.

A continuación se calculará el número de inversores de conexión a red a conectar en paralelo necesarios para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico en cada uno de los pisos, para ello se utilizaron los datos de la tabla 35 en donde se especifica la potencia necesaria del inversor a conexión a Red para un adecuado diseño del sistema, dichos datos se sustituirán en la ecuación (26) a fin de realizar el cociente entre la potencia necesaria del inversor (dato obtenido de la tabla 35,anexo N° 2) y la potencia máxima del inversor elegido (dato suministrado por el fabricante, el cual se muestra en la tabla 5) para que de esta manera obtener el número de inversores a conectar en paralelo cuyos resultados se muestran en la tabla 6

Cabe destacar que el precio unitario del inversor de conexión a Red modelo Xantrex GT30 a utilizar en el diseño del sistema fotovoltaico cuando la luminaria es fluorescente es de 80000 Bs mientras que el precio unitario del inversor modelo SMC 6000 A del fabricante SMA elegido el dimensionamiento del sistema fotovoltaico cuando la luminaria interna es del tipo LED es de 16000BS.

Los resultados correspondientes al número de inversores de conexión a Red se muestran en la tabla 6

Tabla 6 Cuadro comparativo dimensionamiento inversores de conexión a red en cada uno de los pisos edificio ciclo básico Facultad Ingeniería U.C.V.

	Luminaria Fluorescente	Luminaria LED
Nº Inversores de conexión a red a conectar en paralelo, en cada uno de los pisos.	2 inversores trifásicos en paralelo en cada uno de los pisos, es decir en el edificio se requieren 6 inversores de conexión a Red	3 inversores trifásicos en paralelo en cada uno de los pisos, es decir en el edificio se requieren 9 inversores de conexión a Red.
Peso de la totalidad de Inversores (kg)	450	558
Costo de la totalidad de inversores (Bs)	480000	144000

5.4.1.2 Características eléctricas del grupo de inversores de conexión a red.

En la tabla 7 se presentan las características eléctricas del grupo de inversores de conexión a red conectados en paralelo, para ello se utilizó la tabla 35 a fin de obtener la potencia trifásica a ser sustituida en la ecuación (27) la cual permite calcular la corriente AC a la salida del inversor previamente mencionado y a su vez se calculó la corriente DC a la entrada del inversor con la ayuda de la ecuación (38), sin embargo previamente debe calcularse la tensión mínima a la entrada del inversor la cual se obtiene con la ayuda de la ecuación (39).

A continuación se presentan los cálculos referentes a la corriente de entrada DC máxima al grupo de inversores de conexión a red conectados en paralelo en el piso 2 cuando la luminaria es del tipo fluorescente así como el cálculo de la correspondiente corriente AC de salida.

$$I = \frac{30600}{\sqrt{3} \cdot 208 \cdot 0,95} \quad (27)$$

$$I = 89,40 \text{ A}$$

Donde:

$I = 89,40 \text{ A}$ (Corriente de salida AC del grupo de inversores de conexión a

Red , caso de estudio piso 2, luminaria fluorescente)

Potencia total carga conectada= 30600 W (Dato obtenido tabla 35)

Tensión de línea= 208 Vac

$\cos\theta = 0,95$ (Factor de potencia)

A continuación se muestra la memoria de cálculo correspondiente a la corriente de entrada máxima al grupo de inversores conectados en paralelo correspondiente al dimensionamiento sistema FV del piso 2 cuando la luminaria interna es del tipo fluorescente.

$$\text{Corriente de entrada inversor} = \frac{40263,15}{284,4} \quad (37)$$

$$\text{Corriente de entrada inversor} = 141,57 \text{ A}$$

Donde:

Corriente entrada inversor: 141,57 A (corriente máxima de entrada DC grupo

Inversores de conexión a red)

$P_{\text{inversor}} = 40263 \text{ W}$ (Potencia requerida por el inversor, dato obtenido
tabla 35)

$V_{\text{min}} = 284,4 \text{ V}$ (Tensión mínima de entrada al inversor

valor calculado en la sección 5.4.2.1 con la ecuación (39))

Tabla 7 Características eléctricas del grupo de inversores de conexión a red conectados en paralelo

	Luminaria Fluorescente	Luminaria LED
Tensión DC entrada (V)	336 Vcc	462Vcc
Tensión AC Salida (V)	VL-N 120	VL-N 120
Corriente entrada DC (A) Grupo de inversores de conexión a red conectados en paralelo. Piso 2.	141,57	46,33
Corriente de salida AC (A) Piso 2	89,40	40,23
Corriente entrada DC (A) Grupo de inversores de conexión a red conectados en paralelo. Piso 1.	129,91	42,51
Corriente de salida AC (A) Piso 1	82,04	36,92
Corriente entrada DC (A) Grupo de inversores de conexión a red conectados en paralelo. Planta Baja.	141,38	46,27
Corriente de salida AC (A) Planta Baja	89,29	40,18

5.4.2 Dimensionamiento del arreglo FV del sistema conectado a la red.

5.4.2.1 Estimación del número total de módulos del arreglo FV del sistema conectado a la red.

En la sección 5.4.1 se eligió el inversor de conexión a red los cuales se ajustan a los requerimientos potencia presentados en la tabla 35 correspondiente al anexo N°2, se definió la tensión nominal del arreglo FV tanto para el diseño cuando la luminaria considerada es del tipo fluorescente así como para el caso cuando la luminaria interna es sustituida por luminaria LED.

Para el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico es necesario seguir la secuencia de cálculo presentada a continuación, en donde se hizo uso de las ecuaciones (3), (17), (18) y (19) se consideró el caso para el piso 2 del edificio correspondiente al ciclo básico de la Facultad de Ingeniería U.C.V. para el caso cuando la luminaria interna es del tipo fluorescente, los demás resultados se muestran en la tabla 8.

El módulo fotovoltaico elegido para el dimensionamiento del arreglo FV es el modelo HIT 215 NHE del fabricante Sanyo cuyas características eléctricas se muestran en la tabla 23 del anexo N° 2

A fin de estimar el número total de módulos fotovoltaico a conectar en serie por cada una de las ramas se realizará usando la ecuación (17)

$$NS = \frac{420 V}{51,6V} \quad (17)$$

$$NS = 8,13 \text{ módulos.}$$

Donde

$V_{sys} = 420 \text{ V}$ (Tensión máxima elegida para el diseño del arreglo FV)

$V_{oc} = 51,6 \text{ V}$ (Tensión circuito abierto del módulo HIT 215 NHE , Sanyo)

Redondeando el número de módulos fotovoltaicos en serie sera igual:

$$NS= 8 \text{ módulos fotovoltaicos.}$$

La tensión en el punto de máxima potencia del módulo HIT 215 NHE del fabricante Sanyo es de 42 V por lo tanto como se tienen 8 módulos FV en serie por cada una de las ramas se tendrá que la tensión del arreglo FV en el punto de máxima potencia es de 336 V.

$$\text{Energía eléctrica de diseño} = \frac{191250}{336} (3)$$

Donde:

Energía eléctrica de diseño: 569,19 (Ah/ día) (obtenida con la ecuación (3))

Energía eléctrica CC: 191250 (Wh/día) (calculada con la ecuación (1))

Tensión nominal del sistema: 336 Vcc

Para estimar el número de ramas en paralelo a conectar en el arreglo fotovoltaico se sustituirá en la ecuación (18) los siguientes valores:

$$NP = \frac{569,19 \cdot 1,1}{(1-0,1) \cdot 5,13 \cdot 5,44} (18)$$

$$NP= 25 \text{ ramas en paralelo}$$

Donde:

R: 1,1 (criterio dado norma IEEE 1562-2007 para cargas no criticas).

Energía eléctrica de diseño: 569,19 Ah / día (Energía calculada con la Ecuación (3))

Imp: 5,13 A (corriente en el punto de máxima potencia del módulo elegido)

HSP_critico: 5,44 h/día (horas solares pico en el mes más desfavorable)

SL: 0,1 (estimación recomendada por la norma IEEE 1562-2007)

El número de módulos fotovoltaicos totales se calculará utilizando la ecuación (19):

$$N_{\text{módulos}} = NS * NP \quad (19)$$

N_módulos: 200 módulos.

Cuando la temperatura de la celda solar aumenta, la tensión del módulo FV disminuye, por tanto a continuación se calculará la tensión mínima del arreglo FV para ello se hará uso de la ecuación (39).

La norma IEEE 1562-2007 “Guide for Array and Battery Sizing in Stand-Alone Photovoltaic Systems”, plantea en el anexo A.8 los efectos de la temperatura en los módulos fotovoltaicos. Dicha norma plantea la siguiente ecuación:

$$V_{\text{minMFV}} = 42 + (-0,129) * (75^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) \quad (39)$$

Donde:

V_{minMFV} : 35,55 (V) (Tensión mínima del módulo FV a temperatura máxima)

V_{nomMFV} : 42 (V) (Tensión nominal del módulo FV a la temperatura ambiente).

T_{cv} : -0,129 (V/°C) (Coeficiente de temperatura de voltaje)

T_{nueva} : 75 ° C (Temperatura de trabajo del módulo FV).

Debido a que el arreglo FV esta conformado por 8 módulos FV conectados en serie por cada una de las ramas del arreglo, la tensión mínima del mismo será 284,4 Vcc.

A continuación se presenta en la tabla 8 el número de módulos fotovoltaicos necesarios para el dimensionamiento del arreglo FV del sistema conectado a la red de energía eléctrica.

Tabla 8 Número de módulos necesarios para el dimensionamiento del arreglo FV para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a red.

	Luminaria Fluorescente	Luminaria LED
Tensión nominal arreglo FV	336 Vcc	462 Vcc
Nº módulos Totales Piso 2	200	99
Nº módulos Serie/Rama Piso 2	8	11
Nº Ramas Paralelo Piso 2	25	9
Nº módulos Totales Piso 1	184	88
Nº módulos Serie/Rama Piso 1	8	11
Nº Ramas Paralelo Piso 1	23	8
Nº módulos Totales PB	200	99
Nº módulos Serie/Rama PB	8	11
Nº Ramas Paralelo PB	25	9

5.4.2.2 Características eléctricas del arreglo FV del sistema conectado a la red.

A continuación se calculará la corriente de cortocircuito a la salida del arreglo fotovoltaico a fin de analizar la factibilidad de implementación de dicho sistema dependiendo la magnitud de dicha corriente, para ello es necesario utilizar la ecuación (22) en donde se realizará el cálculo correspondiente al piso 2 cuando la luminaria es del tipo fluorescente de 40 W.

$$I_{scGFV} = 25 * 5,61 \text{ (22)}$$

$$I_{scGFV} = 140,25 \text{ A (22)}$$

Donde:

$I_{scGFV} = 140,25 \text{ A}$ (corriente cortocircuito del arreglo fotovoltaico)

$N_P = 25$ (ramas en paralelo del arreglo fotovoltaico)

$I_{scMFV} = 5,61$ (Corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico elegido,
Módulo HIT 215 NHE del fabricante Sanyo)

Cabe destacar que el valor de la corriente de cortocircuito obtenido en la ecuación (22) permite un dimensionamiento óptimo del arreglo fotovoltaico debido a que dicha corriente permite que el calibre de los conductores así como las protecciones asociadas sean de una magnitud mucho menor a los requerimientos obtenidos en el dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a red con respaldo de un banco de baterías.

A continuación se presenta en la tabla 9 los resultados correspondientes a las características eléctricas del dimensionamiento del arreglo fotovoltaico de cada uno de los pisos correspondientes al diseño del sistema fotovoltaico conectado a la red de energía eléctrica.

Tabla 9 Características eléctricas arreglo fotovoltaico sistema FV conectado a red.

	Luminaria Fluorescente	Luminaria LED
Tensión nominal (V)	336 Vcc	462 Vcc
Intensidad cortocircuito (A) Arreglo FV piso 2	140,25	50,49
Intensidad cortocircuito (A) Arreglo FV piso 1	129,03	44,88
Intensidad cortocircuito (A) Arreglo FV Planta baja	140,25	50,49

5.4.2.3 Comparación entre diversas propuestas de diseño del arreglo FV para el sistema conectado a la red

En el diseño del sistema fotovoltaico conectado a la red se realizó el dimensionamiento del mismo teniendo presente que el criterio fundamental para esta topología fue definir una tensión nominal del arreglo FV lo suficientemente grande a fin de garantizar que la corriente de nominal a la salida del arreglo fotovoltaico resultará un valor que permita el diseño óptimo del calibre de los conductores de la instalación así como las protecciones eléctricas asociadas, cabe destacar que las características obtenidas del dimensionamiento del arreglo FV se presentó en las tablas 8 y 9.

A continuación se presenta en la tabla 10 un cuadro comparativo donde se resume los resultados obtenidos de las tablas 8 y 9, permitiendo de esta manera analizar el peso aproximado que tiene que soportar la estructura del edificio así como los costos asociados al implementar cada una de las alternativas propuestas.

Tabla 10 Cuadro comparativo del dimensionamiento del arreglo fotovoltaico del sistema fotovoltaico conectado a red.

	Luminaria Fluorescentes	Luminaria LED
Módulo FV totales	584	286
Peso total del arreglo FV (kg)	8760	4290
Costo aproximado del arreglo fotovoltaico sin considerar la estructura de soporte (Bs)	3212000	1573000

El peso de cada uno de los módulos fotovoltaico modelo HIT 215 NHE del fabricante Sanyo considerados en el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico es

de 15 kg y el costo aproximado por unidad es de 5500 Bs, características señaladas en el anexo N° 2 específicamente en la tabla 23.

5.5 Ubicación del arreglo FV y grupo de inversores.

5.5.1 Ubicación arreglo FV.

El arreglo fotovoltaico del sistema FV conectado a la red eléctrica se ubicará en el techo correspondiente al edificio del ciclo básico de la Facultad de Ingeniería U.C.V., sin embargo es necesario calcular la disposición que debe tener la estructura de soporte, a fin de lograr la mejor distribución de la totalidad de módulos fotovoltaicos previamente dimensionado y cuyos resultados se muestran en las tablas 8 y 10.

Cada uno de los módulos que conforman el arreglo fotovoltaico será colocado en la estructura de soporte de forma horizontal a fin de garantizar que la sombra proyectada por cada uno de los módulos fotovoltaicos respecto al suelo y el efecto del viento sobre cada uno de los paneles solares sea menor.

Las dimensiones del módulo fotovoltaico modelo Hit 215 NHE del fabricante Sanyo es 1570 mm de largo, 798 mm de ancho y 35 mm de espesor, por lo tanto al disponer los módulos de manera horizontal se tiene que la longitud de la hipotenusa del triángulo mostrado en la figura 7 es de 798 mm.

A continuación se muestra en la figura 12 la disposición física de cada una de las filas que conforman el arreglo fotovoltaico, cabe destacar que cada fila estará conformada por el número de módulos necesarios a conectar en serie para conformar una rama del arreglo FV, por lo tanto el número de filas del mismo será igual al número de ramas en paralelo que conforman el arreglo.

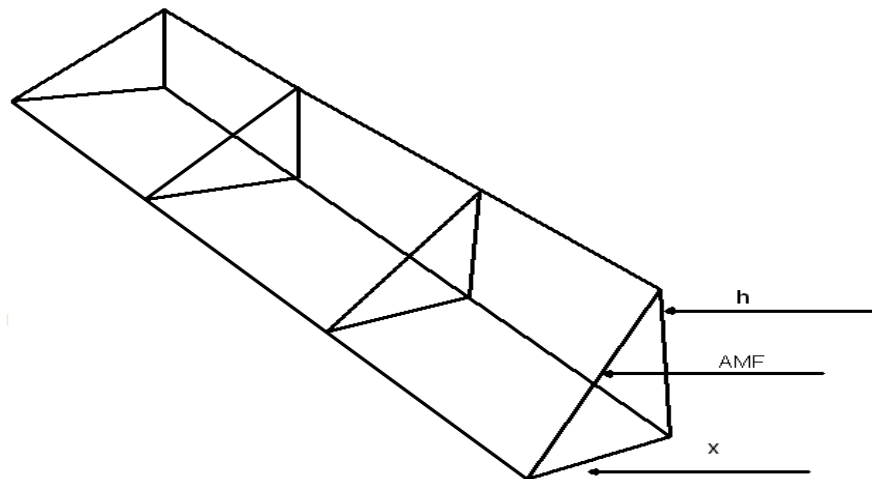


Figura 12 Disposición física de cada una de las filas del arreglo fotovoltaico

Aplicando las funciones trigonométricas seno y coseno del ángulo de inclinación de cada uno de los módulos fotovoltaicos respecto a la horizontal se puede calcular la altura respecto al suelo (distancia h) a la que debe ubicarse cada uno de los módulos fotovoltaicos y la sombra que proyecta cada módulo FV respecto suelo (distancia x observada en la figura 7) ,el ángulo óptimo de inclinación de los módulos fotovoltaicos fue determinado en secciones anteriores y su valor resultó de 15° .

A continuación se realizará la memoria de cálculo de las distancias de interés presentadas en la figura 7, para el cálculo de la altura a la que deben ubicarse los módulos fotovoltaicos respecto al suelo se utilizará la ecuación (42) mientras que para el cálculo de la sombra proyectada por cada módulo fotovoltaico sobre el suelo es necesario el uso de la ecuación (41) tal y como se muestra en la secuencia de cálculos presentada en la memoria descriptiva señalada en el anexo N° 3.

A continuación se presenta en la tabla 11 la solución de la disposición física del arreglo fotovoltaico a ubicarse en el techo del edificio del ciclo básico de la Facultad de Ingeniería U.C.V, para ello cada fila estará conformada por el número de módulos fotovoltaico a conectar en serie para conformar una rama del arreglo fotovoltaico.

Tabla 11 Solución de la disposición física del arreglo fotovoltaico para cada una de las propuestas estudiadas.

	Luminaria Fluorescente	Luminaria LED
Dimensiones del techo del edificio donde se colocarán los módulos del arreglo fotovoltaico (m x m)	Largo:153,18 Ancho:30,96	Largo:153,98 Ancho:30,96
Número de módulos FV totales	584	286
Número de módulos FV por fila	8	11
Distancia de separación entre cada una de filas de módulos fotovoltaico dispuestas a lo ancho del techo del edificio (m)	0,941 (sombra proyectada por cada módulo FV sobre el suelo)	0,941 (sombra proyectada por cada módulo FV sobre el suelo)
Costo aprox totalidadde la estructura	160000 Bs	73150 Bs

5.5.2 Ubicación del grupo de inversores de conexión a red

La disposición física del arreglo fotovoltaico en cada una de las propuestas previamente planteadas y cuyos resultados se evidencian en la tabla 11 permiten analizar que el espacio destinado para ubicar el arreglo fotovoltaico es suficiente, cabe destacar que los inversores de conexión a red a utilizar en el presente estudio ambos son para ser usados en la intemperie tal y como lo señalan los fabricantes de los mismos.

Una de las características que destacan en la elección del inversor modelo SMC 6000 A del fabricante SMA a ser utilizado en el diseño del sistema fotovoltaico conectado a la red cuando la luminaria considerada es del tipo LED es que el fabricante menciona que el mismo puede ser usado en la intemperie

gracias a su clase de protección IP 54, a su carcasa de acero inoxidable y a su pequeño tamaño, de esta manera el propio fabricante señala que se garantiza que no sea necesario una sala de mando para el inversor lo cual reduce notablemente las pérdidas del cableado ya que las distancias entre el grupo de inversores de conexión a red y el arreglo fotovoltaico serán relativamente pequeño al ubicarse ambos en el techo del edificio. De igual manera el inversor de conexión a red Xantrex GT 30 utilizado para el dimensionamiento del sistema cuando la luminaria interna es del tipo fluorescente según las características técnicas suministradas por el fabricante puede ser usado en la intemperie debido a que el gabinete en el cual está contenido el inversor de conexión a red es de aluminio con tratamiento de pintura en polvo y su clase de protección es la NEMA 3R lo cual permite que los inversores a utilizar en el dimensionamiento del sistema sean usados en la intemperie y por lo tanto se ubicaran en el techo del edificio junto con el arreglo fotovoltaico.

La distribución de la ubicación del arreglo fotovoltaico, las cajas de conexión y la del grupo de inversores de conexión a red se muestran en el anexo 31 planos 1.1 y 1.2 correspondiente a los planos correspondientes a la ubicación de los equipos del sistema FV para satisfacer los requerimientos de luminaria interna y externa.

5.6 Dimensionamiento de los conductores y protecciones

A continuación se dimensionará los conductores de cada uno de los tramos de la instalación así como las protecciones eléctricas asociadas, sin embargo deben definirse las protecciones necesarias en cada uno de los tramos de la instalación a fin de poder conocer de manera exacta los conductores necesarios en cada uno de los tramos de la instalación, para ello se tomarán los criterios dados en el código eléctrico nacional.

En la sección 240.15 (A) del código eléctrico nacional referente a los dispositivos de protección por sobrecorriente se especifica que ”a cada conductor activo se le conectará en serie un fusible o una unidad de disparo de un interruptor automatico ”, por lo tanto considerando el criterio especificado anteriormente será necesario que a cada una de las ramas del arreglo fotovoltaico este asociado en serie un fusible a fin de garantizar la protección tanto del módulo fotovoltaico como del conductor que permite conectar los módulos en serie de cada una de las ramas a su vez considerando lo especificado en la sección 690.17 del C.E.N. en donde se hace referencia “que los medios de desconexión de los conductores activos consistirán en switches accionados manualmente o en interruptores automáticos” por lo tanto se dispondrá en cada uno de los tramos de la instalación fotovoltaica interruptores termomagnéticos a fin de garantizar la protección de los conductores de la instalación ante cortocircuitos o sobrecargas, por último en la sección 690.5 del C.E.N. se establece que “ los sistemas fotovoltaicos montados en el tejado de un edificio tendrán protección de falla a tierra para evitar riesgos de incendio” , la disposición de las protecciones asociadas a dichos tramos de la instalación así como los conductores necesarios para realizar la interconexión de los diferentes elementos que conforman la instalación se presentan en la figura 10, en donde dicho diagrama unifilar permite establecer los conductores necesarios en la instalación fotovoltaica a diseñar.

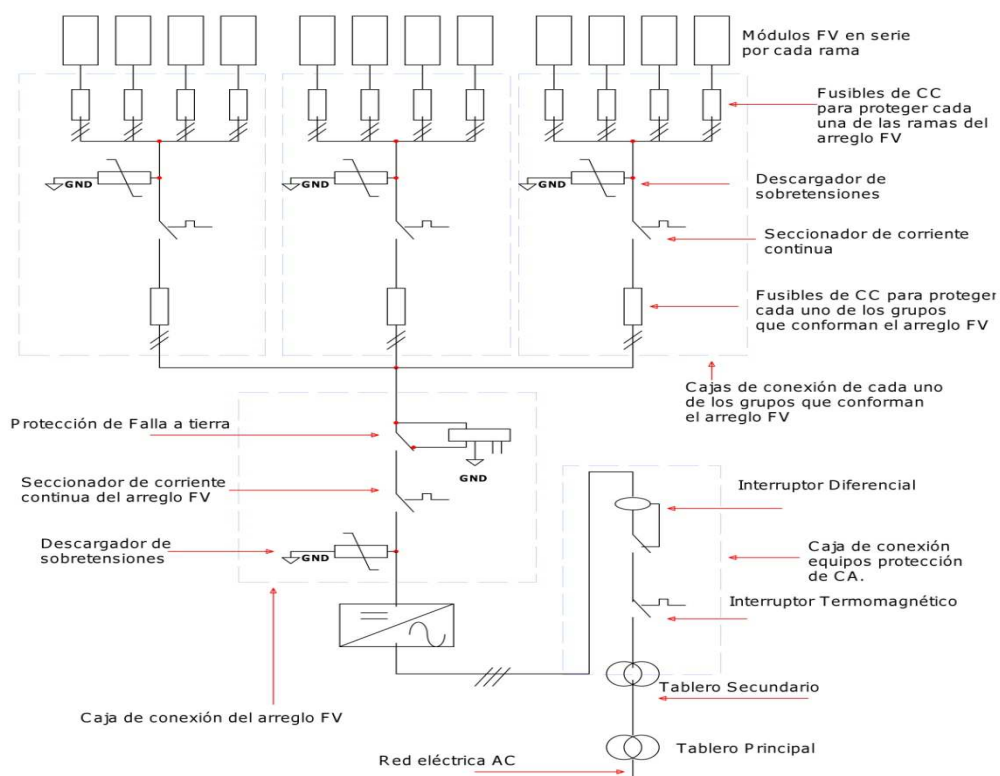


Figura 13 Diagrama unifilar conductores y protecciones asociadas para el sistema fotovoltaico con conexión a red.

5.6.1 Dimensionamiento para cada uno de los tramos de la instalación.

A continuación se presenta el dimensionamiento de los conductores para el sistema fotovoltaico conectado a la red, siendo necesario calcular el calibre de los mismos por los criterios de capacidad de corriente, máxima caída de tensión permitida y por capacidad de cortocircuito. Los cálculos detallados se presentan en el anexo N° 4.

En la tabla 9 se presentó las características eléctricas correspondientes al dimensionamiento del arreglo FV para cada uno de los pisos que conforman el

edificio en donde se observó que las características eléctricas del arreglo FV de cada uno de los pisos no varían grandemente por lo cual se realizarán los cálculos considerando los datos correspondientes al piso 2 del edificio por presentar la mayor corriente de cortocircuito del arreglo, de esta manera se está garantizando la mayor seguridad de la instalación y no se está sobredimensionando la misma debido a que las corrientes de cortocircuito a la salida de los arreglos FV de cada uno de los pisos son similares.

A continuación se especifica en la tabla 12 los resultados obtenidos en la memoria de cálculo presentada en el anexo N° 4 en donde se presentan los conductores en cada uno de los tramos de la instalación tanto para la propuesta cuando la luminaria interna es del tipo fluorescente así como para la propuesta cuando la luminaria es del tipo LED.

Tabla 12 Calibre de los conductores apropiados a utilizar en el diseño del sistema FV conectado a red en cada uno de los pisos del edificio ciclo básico Facultad Ingeniería U.C.V.

	Luminaria Fluorescente	Luminaria LED
Calibre conductor cada una de las ramas del arreglo fotovoltaico	2 x 14 AWG Cu-THHN Tubería PVC 1/2 ”	2 x14 AWG Cu-THHN Tubería PVC 1/2 ”
Calibre conductor tramo comprendido entre cada uno de los grupos que conforman el arreglo FV y su respectiva caja de conexión.	2 x 8 AWG Cu-THHN Tubería PVC 1/2 ”	2 x 12 AWG Cu-THHN Tubería PVC 1/2 ”
Calibre conductor tramo salida arreglo FV y entrada a su respectiva caja de conexión.	2 x 4/0 AWG Cu-THHN Tubería PVC 2 ”	2 x 2 AWG Cu-THHN Tubería PVC 1 1/4 ”
Calibre conductor tramo salida caja de conexión arreglo FV- entrada DC del grupo de inversores de conexión a Red	2 x 4/0 AWG Cu-THHN Tubería PVC 2”	2 x 2AWG Cu-THHN Tubería PVC 1 1/4 ”

Calibre conductor tramo salida AC del grupo de inversores de conexión a Red-entrada caja de conexión de equipos de protección AC.	3 x 1/0 AWG Cu-THHN Tubería PVC 2 ”	3 x 6 AWG Cu-THHN Tubería PVC 1 ”
Calibre conductor salida caja conexión equipos de protección AC- Tablero secundario.	3 x 1/0 AWG Cu-THHN Tubería PVC 2 ”	3 x 6 AWG Cu-THHN Tubería PVC 1 ”

5.6.2 Dimensionamiento de las protecciones del sistema FV conectada.

A continuación se dimensionaran las protecciones mostradas en el diagrama unifilar de la figura 10, cuyos resultados se muestran en la tabla 13.

En el anexo 5 se muestra la memoria de cálculo para estimar el poder de corte de cada uno de los elementos de protección, para ello fue necesario remitirnos a las curvas de fusión de los fusibles y verificar que el producto de la corriente al cuadrado por el tiempo para el caso del fusible era menor al producto de la máxima corriente que circulaba por el conductor multiplicado por el tiempo máximo que puede permanecer el cortocircuito (se estima que el tiempo máximo que el conductor se debe exponer a un cortocircuito es de 5 segundos), siendo estos cálculos de simple referencia debido a que cambiando el tiempo en el que el fusible pueda despejar la falla pues se puede hallar el poder de corte para cada uno de los dispositivos de protección, siendo necesario revisar los ajustes necesarios

Tabla 13 Características eléctricas protecciones eléctricas de corriente continua

	Luminaria Fluorescente	Luminaria LED
Fusibles de CC a proteger cada rama del arreglo FV (Fusibles cilindricos dispuestos en bases cilindricas de 10 x 38)	Vnom: 1000 VDC I corte: 1 kA Inom: 20 A Nº Fusibles: 150 Costo Total: 6000 Bs Fabricante: Telergon	Vnom: 1000 VDC I corte: 1kA Inom: 20 A Nº Fusibles: 54 Costo Total: 2160Bs Fabricante:Telergon
Descargador de sobretensiones a proteger cada uno de los grupos que conforman el arreglo FV y a la entrada grupo inversores DC	Vnom: 1000 VDC I corte: 1 kA Idescarga max: 40 kA Nº Descargadores: 18 Costo Total: 3780 Bs Fabricante Socomec	Vnom: 1000 VDC I corte: 1 kA Inom: 40 kA NºDescargadores: 12 Costo Total: 2520 Bs Fabricante Socomec
Seccionador de CC a proteger cada uno de los grupos que conforman el arreglo FV	Vnom: 1000 VDC I corte: 1 kA Inom: 50 A Nº Seccionadores: 15 Costo Total: 3600 Bs Fabricante: Telergon	Vnom: 800 VDC I corte: 1 kA Inom: 30 A Nº Seccionadores: 9 Costo Total: 1980 Bs Fabricante: Telergon
Fusibles de CC a proteger cada uno de los grupos que conforman el arreglo FV (Fusibles NH , base incluida)	Vnom: 750 VDC I corte: 1kA Inom: 50 A Nº Fusibles: 30 Costo Total: Bs 2100 Fabricante: Telergon	Vnom: 750VDC I corte:1 k A I nom: 30 A Nº Fusibles: 18 Costo Total: Bs 1260 Fabricante: Telergon

Seccionador de CC a proteger el arreglo FV	Vnom: 1000 VDC I corte: 1kA Inom: 250 A N° Seccionadores:3 Costo Total: 3150 Fabricante: Telergon	Vnom: 1000VDC I corte: 1kA Inom: 100 A N° Seccionadores: 3 Costo Total: 1470 Fabricante: Telergon
Costo Total Protecciones CC	18630 Bs	9390 Bs

Para el dimensionamiento de las protecciones eléctricas y cuyos resultados se presentaron en la tabla 13, fue necesario utilizar las ecuaciones (31) y (32) dadas en la ITC-BT-22 del reglamento electrotécnico de baja tensión, a su vez debe verificarse que se cumpla lo dispuesto en la sección 690.8 (B) (1) del C.E.N.

La memoria del cálculo se presenta en el anexo N° 5 corresponde al caso cuando la luminaria considerada es fluorescente.

Cabe destacar que los resultados presentados en la tabla 13, corresponden a el número total de elementos necesarios para el dimensionamiento de los 3 sistemas fotovoltaicos que conforman el edificio del ciclo básico de la Facultad de Ingeniería U.C.V., es decir que en el caso cuando la luminaria interna sea del tipo fluorescente las protecciones eléctricas de CC de los sistemas FV de cada uno de los pisos del edificio tendrán un costo de 6210 Bs resultando de esta manera 18630 Bs el costo total de las protecciones de CC del edificio.

A continuación se presenta en la tabla 14 las características eléctricas de las protecciones de corriente alterna, para ello se utilizó la misma secuencia de cálculos correspondientes al dimensionamiento de las protecciones de corriente continua, las cuales fueron presentadas en el anexo 5.

Tabla 14 Características eléctricas protecciones eléctricas de corriente alterna.

	Luminaria Fluorescente	Luminaria LED
Interruptor-Termomagnético CA	Vnom: 230 VAC I corte: 1kA Inom: 125 A Termomagnéticos : 3 Costo total: 966 Bs Fabricante: Bticino	Vnom: 230VAC I corte: 1 kA Inom: 50 A Termomagnéticos : 3 Costo total: 525 Bs Fabricante: Bticino
Interruptor diferencial	Vnom: 230 VAC Sensibilidad: 30 mA Inom: 125 A Nº I. Diferenciales: 3 Costo Total: 840 Bs Fabricante: Eaton	Vnom: 230 VAC Sensibilidad: 30 mA Inom: 63 A Nº I. Diferenciales: 3 Costo Total: 630 Bs Fabricante: Eaton
Costo Total Protecciones CA	1806 Bs	1155 Bs

5.7 Dimensionamiento del tablero de distribución y de las cajas envolventes correspondiente al sistema FV conectado a Red.

A continuación se procederá a el dimensionamiento de los tableros de distribución de cada uno de los pisos del edificio del ciclo básico de la Facultad de Ingeniería U.C.V, la potencia en cada uno de los pisos son similares entre si para cada una de las dos propuestas por lo que se dimensionará el tablero considerando el condición más critica, siendo la potencia a considerar en cada uno de los pisos

de 30600 W para el caso cuando la luminaria interna es del tipo fluorescente y de 13770 W cuando la luminaria interna considerada es del tipo LED, los cálculos detallados se presentan en el anexo N° 6 y los resultados correspondientes al dimensionamiento de los mismos se muestran en la tabla 40 (tableros de distribución secundarios AC) y en la tabla 41 (tablero principal)

5.8 Estimación de materiales y equipos.

En la tabla 15 se presenta el detalle correspondiente a el número de elementos necesarios en el dimensionamiento del sistema FV de conexión a Red tanto para la propuesta cuando se considera la luminaria fluorescente así como para el caso de la propuesta cuando la luminaria considerada es del tipo LED, cabe destacar que en el transcurso del estudio realizado para cada una de las propuestas se ha considerado el dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado para cada uno de los pisos que conforman el edificio del ciclo básico de la Facultad de Ingeniería U.C.V, por lo tanto los resultados señalados en la tabla 15 corresponden al número de elementos necesarios para el dimensionamiento de los 3 sistemas FV de conexión a Red que conforman el edificio es decir si se desea conocer el número de elementos por cada uno de los pisos es necesario dividir entre tres los resultados obtenidos en la tabla 15

Otro aspecto importante a considerar es que en la tabla 15 no se consideran las características técnicas de los equipos ni la de los materiales debido a que los costos asociados y las características técnicas de los mismos se han especificado a lo largo del presente trabajo especial de grado en cada una de las tablas dispuestas para tal fin por lo cual la tabla 15 tiene como principal objetivo la de estimar el número de equipos requeridos para satisfacer el diseño del sistema fotovoltaico de conexión a red y los costos correspondientes a materiales y equipos a fin de posteriormente estimar la inversión inicial necesaria para realizar el estudio económico, sin embargo es importante resaltar que dicha tabla se hace una nota de referencia hacia la tabla donde se muestran las características técnicas de dichos materiales o equipos.

Tabla 15 Número de elementos necesarios para el dimensionamiento de los 3 sistemas fotovoltaicos de conexión a red

	Luminaria Fluorescente	Luminaria LED
Módulos Fotovoltaico Costo Unitario: 5500 Bs	Nº Módulos:584 CostoTotal: 3212000Bs	NºMódulos: 286 CostoTotal: 1573000Bs
Estructura Arreglo FV	160000 Bs Ver tabla 11	73150 Bs Ver tabla 11
Inversor Conexión a Red	Nº Inversores :6 CostoTotal: 480000Bs Ver tabla 5 y 6	Nº Inversores: 9 CostoTotal:144000Bs Ver tabla 5 y 6
Cajas envolventes para Equipos protección DC y AC	21 cajas envolventes Costo Unitario: 2472Bs Costo Total: 51912 Bs Ver tabla 42	15 Cajas envolventes Costo Unitario:2472Bs Costo Total: 37080 Bs Ver tabla 42
Tablero Principal AC	1 Tablero Principal Costo Total: 1200 Bs Ver tabla 41	1 Tablero Principal Costo Total: 1000 Bs Ver tabla 41
Tablero Secundario AC	3 Tableros Distribución Costo Unitario: 808 Bs Costo Total: 2424 Bs Ver tabla 40	3Tableros Distribución Costo Unitario: 648 Bs Costo Total: 1944 Bs Ver tabla 40
Conductores Eléctricos Ver tabla 12	14 AWG Cu- THHN 8 AWG Cu- THHN 4/0 AWG Cu-THHN 1/0 AWG Cu-THHN Costo Total: 6000 Bs	14 AWG Cu-THHN 12 AWG Cu-THHN 2 AWG Cu-THHN 6 AWG Cu-THHN Costo Total: 6000 Bs
Tubería conduit PVC Ver Tablas 12, 40, 41	Tubería conduit PVC 1/2" , 1 ¼ " , 2" , 3 " Costo Total: 6000 Bs aprox	Tubería conduit PVC 1/2 " , 1 " , 2 " Costo Total: 6000 Bs aprox

Equipos de protección DC Ver Tabla 13	150 Fusibles In=20A, 30 Fusibles In=50A 15 Seccionadores In=50A 18 Descargadores ST 3 Seccionadores ,250 A Costo Total= 18630 Bs	54Fusibles In= 20 A 18Fusibles In= 30 A 9 Seccionadores In=32 A 12 Descargadores ST 3 Seccionadores ,100 A Costo Total= 9390 Bs
Equipos de protección AC Ver Tabla 14	3 Termomagnéticos In=125 A 3 I. diferencial In= 125A Costo Total= 1806 Bs	3 Termomagnéticos In= 50 A 3 I. Diferencial In= 63 A Costo Total: 1155 Bs
Luminaria LED	0	765Tubos luminaria LED Costo Unitario: 560 Bs Costo Total: 428400
Costo Total equipos y materiales.	Bs 3939972	Bs 2281119

5.9 Estudio económico del sistema FV conectado conectado a la red

A continuación se presentará en la tabla 16 los resultados relevantes del estudio económico para cada una de las propuestas siendo necesario para ello necesario sustituir en la ecuación (43) los flujos netos y la inversión inicial de cada una de las propuestas estudiadas cuyos resultados se presentaron en las tablas 43,44y45 respectivamente,dichas tablas y los cálculos detallados de dicho estudio se presentaron en el anexo N° 7.

Tabla 16 Estudio económico sistema fotovoltaico conectado a red para satisfacer la demanda de energía eléctrica de la luminaria interna

	Luminaria Fluorescente	Luminaria LED
Inversión Inicial	3987201 Bs	2328348 Bs
Horizonte económico	25 años	25 años
Tasa de interés	5 % anual	5 % anual
Valor Presente Neto.	Bs -3830557	Bs -2299668

La tabla anterior demuestra que desde el punto vista económico el proyecto no resulta atractivo para su implementación debido a que en un horizonte económico de 25 años el valor presente neto para ambas propuestas es negativo lo cual indica que en el tiempo estimado la inversión inicial no puede ser recuperada siendo sus principales causas la elevada inversión a realizarse principalmente por lo altos costos de los módulos fotovoltaicos y los bajos costos de la energía eléctrica en Venezuela, sin embargo de las dos opciones previamente estudiadas es recomendable la propuesta de sustituir las luminarias internas fluorescentes por luminarias LED debido a que la inversión inicial es mucho menor con respecto a la propuesta de luminaria fluorescente y además la contribución en el ahorro energético es mucho más significativo en la propuesta donde la luminaria considerada es del tipo LED.

5.10 Dimensionamiento del sistema FV conectado a la red con respaldo de banco de batería para satisfacer la demanda de energía eléctrica de la luminaria externa.

La configuración que se adapta a los requerimientos de este tipo de carga es la correspondiente a un sistema fotovoltaico conectado a la red con respaldo del banco de baterías, esto se debe porque el mismo debe satisfacer el requerimiento de la demanda de energía eléctrica correspondiente a la luminaria externa en el periodo nocturno comprendido entre las 6 pm y las 6 am por lo tanto la energía proveniente de la radiación solar será captada por los módulos fotovoltaicos

durante el día y dicha energía será almacenada en el banco de baterías, la cual será suministrada por el banco de baterías durante el periodo nocturno a fin de satisfacer la demanda correspondiente a la luminaria externa.

Cabe destacar que esta configuración es apropiada debido a que en el momento que el arreglo fotovoltaico salga de servicio a consecuencia de alguna falla o a labores de mantenimiento en los módulos fotovoltaicos, la red eléctrica satisfará la demanda de energía correspondiente a la luminaria externa lo cual hace que el sistema sea confiable debido a que se garantiza el suministro de energía aún y cuando se presentase una falla en el sistema fotovoltaico.

A continuación se dimensionará el sistema fotovoltaico para satisfacer la demanda de energía eléctrica correspondiente a la luminaria externa, para ello se estimará la demanda diaria AC para diseñar tanto el arreglo fotovoltaico así como el banco de baterías y en donde se considerará en el estudio la sustitución de los reflectores fluorescentes por reflectores LED de manera de garantizar una mayor contribución del ahorro energético ya que cada reflector LED consume solamente 100 W.

Los cálculos detallados de los equipos que conforman el sistema FV capaz de satisfacer la demanda de energía eléctrica correspondiente a la luminaria externa, se muestra en los anexos 8,9 y 10.

5.11 Dimensionamiento de equipos y materiales del sistema FV conectado a la red con respaldo de un banco de baterías para satisfacer los requerimientos de demanda de energía eléctrica de la luminaria externa.

En el anexo 11 se realiza el dimensionamiento del arreglo FV y los inversores de conexión a red necesarios para satisfacer la demanda de energía eléctrica de algunos edificios de la Facultad de Ingeniería U.C.V., para ello fue

necesario estimar la demanda de energía eléctrica correspondiente a la luminaria interna.

Cabe destacar que debido a lo largo del presente trabajo especial de grado se realizó un estudio de factibilidad de implementar un sistema fotovoltaico para contribuir con el ahorro de energía eléctrica en el edificio del ciclo básico de la Facultad de Ingeniería de la U.C.V. se concluyó que al sustituir la luminaria fluorescente por luminaria LED de 18 W el diseño del sistema FV era óptimo desde el punto de vista económico y del aprovechamiento del espacio físico, razón por la cual la estimación del número de módulos FV y de inversores de conexión a Red de diversos edificios de la Facultad de Ingeniería de la U.C.V. se realizó tomando en consideración la sustitución de la luminaria fluorescente existente por luminaria LED de 18 W.

5.12 Sistema de puesta a tierra.

En el anexo 12 se presenta los aspectos técnicos correspondiente al sistema de puesta a tierra del SFV estudiado en el presente trabajo especial de grado, siendo necesario para ello medir la resistividad del terreno utilizando el método de Wenner según lo estipulado en la norma IEEE std 81-1983.

Además de lo anterior fue necesario obtener la curva de resistividad en función de la separación de los electrodos, de esta manera se obtuvo el modelo del dos capas del suelo no homogéneo siendo necesario el método gráfico de Sunde cuyo método se explica en la sección 13.4.2.2 de la norma IEEE std 80-2000

Por último el modelo de dos capas permitió calcular la distancia “h” de separación entre la capa superior ρ_1 y la capa infinita ρ_2 lo cual permite elegir la disposición de los electrodos del SPAT.

En el anexo 12 del presenta la memoria de cálculo correspondiente al SPAT dandose los siguientes resultados.

- SPAT Edificio Física Aplicada:

Conductor horizontal Cu 4 AWG de 10 m de longitud enterrado en una zanja a una profundidad de 0,75 m.

Resistencia de Puesta a Tierra: 6,29 Ω .

- SPAT Edificio Instituto de Mecánica de Fluidos:

- 2 barras tipo Copperweld de 2,40 m de longitud y 5/8 pulg de diametro, enterradas una profundidad de 2 m y separadas una distancia de 10 m entre si

Resistencia de Puesta a Tierra: 15,63 Ω

CONCLUSIONES

Es importante resaltar que a lo largo del presente trabajo especial de grado se realizó el estudio de factibilidad de implementación de sistemas fotovoltaicos en diversos edificios de la Facultad de Ingeniería de manera de contribuir con el ahorro energético, para ello se tomo como base de estudio el análisis del dimensionamiento del sistema fotovoltaico capaz de satisfacer el consumo de energía eléctrica de la luminaria interna y externa del edificio del ciclo básico de la Facultad de Ingeniería U.C.V. tanto para el caso cuando la luminaria interna es del tipo fluorescente así como cuando la luminaria interna es eventualmente sustituida por luminaria LED.

Cabe destacar que debido a que los costos asociados a los módulos FV son elevados (aproximadamente 5500 Bs/unidad) se puede concluir del presente estudio que los sistemas fotovoltaicos planteados en el presente trabajo especial de grado no son factibles de implementar desde el punto de vista económico, sin embargo la propuesta donde se considera la sustitución total de la luminaria interna fluorescente por luminaria LED contribuye a que el diseño de este sistema FV permita una gran contribución al ahorro energético y a su vez la inversión inicial de este sistema es mucho menor en comparación la propuesta donde la luminaria interna es del tipo fluorescente, evidenciándose que para el caso de estudio de luminaria interna del tipo fluorescente la inversión inicial resultó de 3.987.201 Bs mientras que cuando la luminaria interna es eventualmente sustituida por luminaria LED disminuye a 2.328.348 Bs.

Es importante resaltar que la propuesta de considerar sustituir la luminaria interna actualmente existente a luminaria LED permite un mejor aprovechamiento del espacio físico y una mayor contribución al ahorro de energía debido a que cada uno de los tubos LED propuestos consumen tan solo 18 W, lográndose de esta manera reducir la potencia total de la luminaria interna de la instalación así

como el consumo de energía eléctrica diaria AC lo cual reduce notablemente la inversión inicial tal y como se habia explicado en el párrafo anterior a pesar de que el costo unitario de cada uno de los tubos LED es de aproximadamente 560 Bs , de esta manera la sustitución de la luminaria fluorescente por luminaria LED presenta como principales ventajas a que contribuye de manera significativa al ahorro energético (disminución de la potencia total de la luminaria interna y del consumo de energía eléctrica diaria AC), disminución significativa de la inversión inicial debido a que la cantidad de módulos FV se reduce considerablemente tal y como se evidenció en las diversas tablas realizadas durante el estudio realizado en el presente trabajo especial de grado.

RECOMENDACIONES

Entre las recomendaciones a realizar a fin de lograr un mayor aprovechamiento de las ideas expuestas anteriormente destaca la de sustituir la luminaria existente de tubos fluorescentes de 40 W por luminaria led de 18 W debido a que a pesar de que cada uno de los tubos LED presenta un costo elevado, la reducción del consumo energético de la instalación no solamente contribuye significativamente al ahorro energético sino que se reduce considerablemente la cantidad de materiales y equipos necesarios en el dimensionamiento del sistema FV lo cual es una gran ventaja ya que se reducen los costos asociados a la inversión inicial y además se logra un diseño más óptimo debido al mejor aprovechamiento del espacio físico.

Otra recomendación es la de diseñar un sistema fotovoltaico por cada uno de los pisos de los edificios objetos de estudio, de esta manera el elevado número de ramas en paralelo que conforma el arreglo FV se distribuye de una manera más óptima debido a que el mismo se divide en arreglos FV más pequeños permitiendo de esta manera que la corriente que circula a la entrada de cada uno de los inversores que conforman el arreglo FV sea mucho menor lo cual representa una ventaja en el dimensionamiento de los conductores y las protecciones asociadas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- [1] Sanz L., Esther . Estudio Técnico económico de una instalación solar fotovoltaica conectada a red de 5 KW . (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2009, p.12
- [2] Blanco S., Israel. Instalación Solar Fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial. (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2010, p.4
- [3] Sanz L., Esther . Estudio Técnico económico de una instalación solar fotovoltaica conectada a red de 5 KW . (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2009, p.13
- [4] Sanz M., Roberto . Diseño de una central fotovoltaica de 100 Kwp de potencia nominal. (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2010, p.6
- [5] Sanz L., Esther . Estudio Técnico económico de una instalación solar fotovoltaica conectada a red de 5 KW . (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2009, p.13
- [6] Sanz L., Esther . Estudio Técnico económico de una instalación solar fotovoltaica conectada a red de 5 KW . (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2009, p.14
- [7] Sanz L., Esther . Estudio Técnico económico de una instalación solar fotovoltaica conectada a red de 5 KW . (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2009, p.15
- [8] Pereda S.,Isidro.Celdas fotovoltaicas en generación distribuida. (Tesis) – Santiago de Chile:Chile : Pontificia Universidad Católica de Chile,2005, p.116

- [9] Sanz L., Esther . Estudio Técnico económico de una instalación solar fotovoltaica conectada a red de 5 KW . (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2009, p.19
- [10] García I., Mario. Circuito de control de alimentación para una vivienda híbrida con microprocesador. (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2009, p.5
- [11] García I., Mario. Circuito de control de alimentación para una vivienda híbrida con microprocesador. (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2009, p.6
- [12] Palomar L., Adriana. Análisis y estudio del rendimiento de inversores integrados en los sistemas fotovoltaicos de conexión a red, (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2009, p.21
- [13] Jiménez R., Sergio . Generación solar fotovoltaica. Integración en los sistemas eléctricos (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2009, p.7-10
- [14] Jiménez R., Sergio . Generación solar fotovoltaica. Integración en los sistemas eléctricos (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2009, p.8
- [15] Palomar L., Adriana. Análisis y estudio del rendimiento de inversores integrados en los sistemas fotovoltaicos de conexión a red, (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2009, p.38-39
- [16] Jiménez R., Sergio . Generación solar fotovoltaica. Integración en los sistemas eléctricos (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2009, p.9

- [17] Jiménez R., Sergio . Generación solar fotovoltaica. Integración en los sistemas eléctricos (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2009, p.10-12
- [18] Orduz M., Ricardo . Contribución a los sistemas de control de Potencia micro-distribuida en edificios fotovoltaicos. (Tesis Doctoral). – Madrid:España : Universidad Politécnica de Madrid,2009, p.27
- [19] Orduz M., Ricardo . Contribución a los sistemas de control de Potencia micro-distribuida en edificios fotovoltaicos. (Tesis Doctoral). – Madrid:España : Universidad Politécnica de Madrid,2009, p.28
- [20] Sanz L., Esther . Estudio técnico económico de una instalación solar fotovoltaica conectada a red de 5 KW . (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2009, p.21
- [21] Orduz M., Ricardo . Contribución a los sistemas de control de potencia micro-distribuida en edificios fotovoltaicos. (Tesis Doctoral). – Madrid:España : Universidad Politécnica de Madrid,2009, p.29
- [22] Blanco S., Israel. Instalación Solar Fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial. (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2010, p.49
- [23] Blanco S., Israel. Instalación Solar Fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial. (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2010, p.50
- [24] Blanco S., Israel. Instalación Solar Fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial. (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2010, p.51

[25]Díaz A.,Cristina. Estandarización De Los Sistemas De Protección En Instalaciones Fotovoltaicas Aisladas.(Tesis).–Madrid:España: Universidad Pontificia Comillas, 2006, p.34

[26] Blanco S., Israel. Instalación Solar Fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial. (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2010, p.60

[27] Sanz L., Esther . Estudio técnico económico de una instalación solar fotovoltaica conectada a red de 5 KW . (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2009, p.44

[28] Sanz L., Esther . Estudio técnico económico de una instalación solar fotovoltaica conectada a red de 5 KW . (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2009, p.45

[29] Parisi, Angelo. Red distribución eléctrica 4.8 kV C.U.C de la U.C.V. (plano). – Caracas: Venezuela: Universidad Central de Venezuela, 2005, Escala 1:1000

[30] Blanco S., Israel. Instalación Solar Fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial. (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2010, p.48

[31] Blanco S., Israel. Instalación Solar Fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial. (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2010, p.25

[32]Ojeda.,Nerio.Diseño Sistemas de Puesta a Tierra.-(Curso). Caracas:Venezuela : Universidad Central de Venezuela,2012, p.72

[33]Ojeda.,Nerio.Diseño Sistemas de Puesta a Tierra.-(Curso). Caracas:Venezuela : Universidad Central de Venezuela,2012, p.97

[34]IEEE std 81:1983.Guide for Measuring Earth Resistivity,Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground System American National Standard ,1983 New York,USA,pag 40

[35]Ojeda.,Nerio.Diseño Sistemas de Puesta a Tierra.-(Curso). Caracas:Venezuela :Universidad Central de Venezuela,2012, p.87

[36]Ojeda.,Nerio.Diseño Sistemas de Puesta a Tierra.-(Curso). Caracas:Venezuela :Universidad Central de Venezuela,2012, p.88

[37]IEEE std 81:1983.Guide for Measuring Earth Resistivity,Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground System American National Standard ,1983 New York,USA,pag 45

[38] NASA. [en línea] [Citado 5 de Noviembre 2011]

[http:// www.eosweb.larc.nasa.gov](http://www.eosweb.larc.nasa.gov)

[39] Victronenergy [en línea] [Citado 13 de Diciembre 2011]

<http://www.victronenergy.com.es/upload/documents/Datasheet%20-%20Quattro%203%20-%205%20kVA%20120V%20-%20rev%2004%20-%20ES.pdf>

[41] Xantrex [en línea] [Citado 3 de Noviembre 2011]

<http://www.connexio220.com/manuales/maximizadores/xantrex/xantrex-xw-mppt-ficha-es.pdf>

[42]Atersa [en línea] [Citado 24 de Noviembre 2011]

<http://www.atersa.com/img/2011121103736.pdf>

[43]Outbackpower. Flex max 60 [en línea] [Citado 26 de Octubre2011]

http://www.outbackpower.com/pdf/manuals/flexmax_spanish.pdf

- [44] Techno Sun. [en línea] [Citado 11 de Septiembre 2011]
<http://www.technosun.com/es/descargas/catalogo-productos-energia-solar.php>
- [45] Hispania Solar. [en línea] [Citado 30 de Octubre 2011]
<http://www.hispaniasolar.es/pdf/Catalogos%202010/Hispania-BATERIAS.pdf>
- [46] Schneider electric. [en línea] [Citado 29 de Agosto 2011]
<http://www.schneider-electric.com.mx/documents/solutions/xantrex.pdf>
- [47] Tableros eléctricos Master circuito, C.A. [en línea] [Citado 05 de Febrero 2012]
<http://www.mastercircuito.com/4tablerosNLAB.pdf>
- [48] Tableros eléctricos Master circuito, C.A. [en línea] [Citado 05 de Febrero 2012]
<http://www.mastercircuito.com/11cajasgabinetes.pdf>
- [49] Bureau-Baterías y equipos AC/DC [en línea] [Citado 30 de Octubre 2011]
http://www.bureaubaterias.com/archivos_web/Bureau-Baterias-Catalogo-2011.pdf
- [50] Acumuladores Duncan. [en línea] [Citado 30 de Octubre 2011]
http://www.duncan.com.ve/pro_seguridad_solar.html
- [51] Telergon. Gorlan Team. [en línea] [Citado 15 de Marzo 2012]
<http://www.telergon.es/html/cast/productos/pdf/CATALOGO%20FV%20%20ESP.pdf>
- [52] Bticino. Interruptores Termomagnéticos. [en línea] [Citado 15 de Marzo 2012]
http://www.bticino.co.cr/bticino/box_CR/contents/techlibrary/es_CR/files/C_22_techlibrary_329_document_EN.pdf
- [53] EATON. Powering Business. [en línea] [Citado 05 de Diciembre 2011]
<http://www.moeller.es/documentacion/catalogos.html>

[54] SOCOMEC. Innovative power solutions. [en línea][Citado 20 Enero 2012]
http://www.socomec.es/webdav/site/Socomec/shared/SCP/pdf_catalogue/photovolta/dcg-101025.pdf

[55] Zoner Led. Tecnología solar Led. [en línea][Citado 27 Marzo 2012]
<http://www.zonerled.com/>

[56]Fondonorma 200:2009.Código Eléctrico Nacional: Codelectra,2009
Caracas,Venezuela: p.649

BIBLIOGRAFÍA.

Alarcón M., Edward. Diseño de un sistema de generación fotovoltaico para el área administrativa, comedor, estacionamiento y vías de acceso de una industria nacional. (Tesis).- Caracas: Venezuela: Universidad Central de Venezuela, 2011.

ANSI/ IEEE std 1013-2000, IEEE Recommended Practice for Sizing Lead-Acid Batteries for Photovoltaic (PV) Systems, New York, USA, 2000.

ANSI/ IEEE std 1374-1998,IEEE Guide for Terrestrial Photovoltaic Power System Safety, New York, USA, 1998.

ANSI/ IEEE std 1562-2007,IEEE Guide for Array and Batterie Sizing in Stand-Alone Photovoltaic (PV) Systems, New York, USA,2007.

ANSI/IEEE std 81-1983,IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity,Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground System, New York,USA, 1983

ANSI/IEEE std 80-2000,IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding, New York,USA, 2000

Badilla M., David. Diseño y construcción de un sistema de control sencillo para el manejo independiente de energía eléctrica. (Tesis).- San Pedro: Costa Rica: Universidad de Costa Rica, 2007.

Baño T., Pablo. Instalación fotovoltaica de potencia de 100 kW sobre tejado de nave industrial en los alcázares. (Tesis).- Madrid: España: Universidad Pontificia de Comillas, 2008.

Bermudez B., Gabriel. Especificación de un sistema de generación de energía eléctrica usando paneles fotovoltaicos. (Tesis).-Caracas:Venezuela:Universidad Central de Venezuela,2008

Blanco S., Israel. Instalación Solar Fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial. (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2010

Colegio de Ingenieros de Venezuela (CIV). [en línea]
<<http://www.civ.net.ve/>> [Consulta :2012]

Díaz A.,Cristina. Estandarización De Los Sistemas De Protección En Instalaciones Fotovoltaicas Aisladas. (Tesis).–Madrid:España: Universidad Pontificia Comillas, 2006

Fondonorma 200:2009. Código Eléctrico Nacional, Venezuela: Codelectra,2009.

García I., Mario. Circuito de control de alimentación para una vivienda híbrida con microprocesador. (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2009

Instituto para la diversificación y ahorro de la energía (IDEA). [en línea]
< <http://www.idae.es/>> [Consulta :2012]

ITC-BT-22, Reglamento electrotécnico de baja tensión. Protección contra sobrecargas, Madrid, España, 2002.

Jiménez R., Sergio . Generación solar fotovoltaica. Integración en los sistemas eléctricos (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2009

Ojeda.,Nerio.Diseño Sistemas de Puesta a Tierra.-(Curso). Caracas:Venezuela :Universidad Central de Venezuela,2012

Ordúz M., Ricardo . Contribución a los sistemas de control de Potencia micro-distribuida en edificios fotovoltaicos. (Tesis Doctoral). – Madrid:España : Universidad Politécnica de Madrid,2009

Palomar L., Adriana. Análisis y estudio del rendimiento de inversores integrados en los sistemas fotovoltaicos de conexión a red, (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2009

Pereda S.,Isidro.Celdas fotovoltaicas en generación distribuida. (Tesis) – Santiago de Chile:Chile : Pontificia Universidad Católica de Chile,2005,

Sánchez Miño, Santiago. Energías Renovables. Conceptos y Aplicaciones, Ecuador: WWF –Fundación Natura,2003

Sanz L., Esther . Estudio Técnico económico de una instalación solar fotovoltaica conectada a red de 5 KW . (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2009

Sanz M., Roberto . Diseño de una central fotovoltaica de 100 Kwp de potencia nominal. (Tesis). – Madrid:España : Universidad Carlos III de Madrid,2010

The National Aeronautics and Space Administration (NASA). [en línea]. < [http:// www.eosweb.larc.nasa.gov](http://www.eosweb.larc.nasa.gov) > [Consulta :2011]

UNE 20-460-90. Instalaciones eléctricas en edificios, Madrid, España, 1990.

GLOSARIO

A continuación se definirán algunos conceptos de importancia en el desarrollo del presente trabajo especial de grado, para ello se hace referencia a las definiciones aportadas por el código eléctrico nacional en su sección 690.2

Arreglo: “ es un conjunto de módulos integrados en forma mecánica o paneles con una estructura de soporte y su fundación, seguidor de orientación y otros componentes, según se requiera, para constituir una unidad de cc productora de energía”. [56]

Celda Solar: “ Unidad fotovoltaica básica que genera electricidad cuando está expuesta a la luz ”. [56]

Circuito Fotovoltaico de Salida: “ Los conductores entre los circuitos de la fuente fotovoltaica y el inversor o el equipo de utilización de cc ”. [56]

Controlador de Carga: “ Es el equipo que controla la tensión o la corriente, o ambos y es utilizado para cargar la batería ” [56]

Inversor: “ Es un equipo destinado a variar los niveles de tensión y forma de onda, o ambos, de la energía eléctrica. En forma común, un inversor (conocido también como unidad acondicionadora de potencia o sistema de conversión de energía es un dispositivo que cambia la alimentación cc en salida ca. Los inversores se pueden también funcionar como cargadores de batería pues usan corriente alterna de otra fuente y la convierten en corriente continua para cargar la batería”. [56]

Módulo: “ Una unidad completa, protegida del medio ambiente que consiste de células solares, componentes ópticos y otros, excepto los de orientación, diseñados para generar corriente continua cuando recibe la luz del sol”. [56]

Panel: “ conjunto de módulos unidos mecánicamente, cableado y diseñado para ser instalado en el campo”. [56]

Sistema Autónomo: “ Sistema fotovoltaico solar que suministra potencia de modo independiente de otros sistemas eléctricos”. [56]

Sistema Fovovoltaico Solar: “ Conjunto de componentes y subsistemas que, combinados, convierten la energía solar en energía eléctrica capaz de accionar una carga de utilización”. [56]

Sistema Híbrido: “ Es un sistema formado por múltiples fuentes de potencia. Estos sistemas de potencia pueden incluir fotovoltaicos, eólicos, pequeños generadores hidráulicos, moto generadores, y otros, pero no incluyen los sistemas de producción y redes de distribución eléctrica. Los sistemas de almacenamiento de energía tales como baterías no constituye una fuente de potencia a efectos de esta definición” [56]

Sistema Interactivo: “ Sistema solar fotovoltaico que funciona en paralelo y puede entregar potencia a una red de generación y distribución eléctrica. A efectos de esta definición, un subsistema de almacenamiento de energía de un sistema fotovoltaico, como una batería, no se considera como fuente de generación eléctrica ” [56]

Tensión del Sistema Fovovoltaico: “ Es la tensión de corriente continua (CC) de cualquier fuente fotovoltaica o de un circuito fotovoltaico de salida ”. [56]

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD EN LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA BASADO EN PANELES FOTOVOLTAICOS PARA REDUCIR EL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA FACULTAD DE INGENIERÍA U.C.V. (ANEXOS)

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Sánchez R., Bernie J.
para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2012

[ANEXO 1]

ESTIMACION DE LA DEMANDA ACTUAL EDIFICIO CICLO BÁSICO DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA U.C.V

El edificio del ciclo básico de la Facultad de Ingeniería U.C.V dispone de una planta baja y dos niveles en donde cada uno de los dos niveles dispone de varias aulas de clase, oficinas, sanitarios y un auditorio pequeño.

El consumo diario de energía estimada para cada edificio es el parámetro más importante a considerar en el correcto dimensionamiento del arreglo FV, permitiendo de esta manera estimar la cantidad de módulos FV a conectar en serie y en paralelo que conforman el mismo.

La elección de los módulos FV se realizará teniendo presente la potencia pico, la corriente en el punto de máxima potencia así como las dimensiones del largo y ancho de cada uno de los paneles que conforman el arreglo FV de manera de garantizar las características eléctricas del sistema fotovoltaico y que el área del edificio destinada para la instalación de los mismos sea la adecuada.

A fin de realizar la estimación de la energía eléctrica del edificio del ciclo básico de la facultad de Ingeniería U.C.V. se realizó una inspección a cada uno de los pisos que conforman el mismo y se halló un estimado de el consumo de energía eléctrica total en AC para cada uno de los pisos teniendo presente que para estimar la energía eléctrica es necesario considerar las horas aprovechadas por los módulos FV, en donde se considerará 6 horas como el tiempo para realizar los cálculos de la demanda.

El criterio para elegir el tiempo a considerar en las estimaciones del consumo de energía eléctrica AC se realizó a partir de las horas solares pico mostradas en la tabla 4 y cuyo valor en el mes más desfavorable fue de 5,44 horas.

Tabla 17 Estimación potencia total (carga conectada) luminarias fluorescentes edificio ciclo básico facultad ingeniería piso 2.

Nº	Circuito	Cantidad	Potencia de cada Luminaria (W)	Potencia Total Luminarias (W)
Aulas	LUMINARIAS FLUORESCENTES	595	40	23800
Pasillos	LUMINARIAS FLUORESCENTES	80	40	3200
Sanitarios	LUMINARIAS FLUORESCENTES	24	40	960
Auditorio	LUMINARIAS FLUORESCENTES	66	40	2640

Potencia total luminarias piso 2 (W)= 30600

Tiempo estimado de uso (h) = 6

Energía eléctrica diaria total AC piso 2 (Wh/día) = 183600

A fin de dimensionar el arreglo FV de la instalación es necesario calcular el consumo de energía eléctrica diaria de corriente continua, siendo necesario la utilización de la ecuación (1) obteniéndose el siguiente resultado:

Energía eléctrica diaria de CC_piso2_ciclo básico(Wh/día)= 191250

Tabla 18 Estimación potencia total(carga conectada) luminarias fluorescentes edificio ciclo básico facultad ingeniería piso 1

Nº	Circuito	Cantidad	Potencia de cada Luminaria (W)	Potencia Total Luminarias (W)
Aulas	LUMINARIA FLUORESCENTES	630	40	25200
Pasillos	LUMINARIA FLUORESCENTES	36	40	1440
Sanitarios	LUMINARIA FLUORESCENTES	24	40	960
Sala computación DIOC	LUMINARIA FLUORESCENTES	12	40	480

Potencia total luminarias piso 1 (W)= 28080

Tiempo estimado de uso (h) = 6

Energía eléctrica diaria total AC piso 1 (Wh/día) = 168480

A fin de dimensionar el arreglo FV de la instalación es necesario calcular la energía eléctrica diaria de corriente continua con el ayuda de la ecuación (1) obteniendose el siguiente resultado:

Energía eléctrica diaria de CC piso1_ciclo básico(Wh/dia)= 175500

Tabla 19 Estimación potencia total (carga conectada) luminarias fluorescentes edificio ciclo básico facultad ingeniería planta baja.

Nº	Circuito	Cantidad	Potencia de cada Luminaria (W)	Potencia Total Luminarias (W)
Oficinas	LUMINARIA FLUORESCENTES	400	40	16000
Pasillos	LUMINARIA FLUORESCENTES	26	40	1040
Sala de Lectura Principal	LUMINARIA FLUORESCENTES	144	40	5760
Sala de Lectura Secundaria	LUMINARIA FLUORESCENTES	128	40	5120
Auditorio	LUMINARIA FLUORESCENTES	66	40	2640

Potencia total luminarias planta baja (W)= 30560

Tiempo estimado de uso (h) = 6

Energía eléctrica diaria total AC planta baja (Wh/día) = 183360

A fin de dimensionar el arreglo FV de la instalación es necesario calcular la energía eléctrica diaria de corriente continua con la ayuda de la ecuación (1) obteniéndose el siguiente resultado:

Energía eléctrica diaria de CC planta_baja(Wh/dia)= 191000

**ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTACIÓN
DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED
CON RESPALDO DE UN BANCO DE BATERÍA PARA
SATISFACER LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CORRESPONDIENTE A LA LUMINARIA INTERNA.**

[ANEXO 2]

ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTAR UN SISTEMA FV CONECTADO A LA RED CON RESPALDO DE UN BANCO DE BATERÍAS.

En el anexo N° 1 se observa de manera detallada la estimación de la demanda eléctrica diaria AC y CC de de cada uno de los pisos del edificio.

Cabe destacar que si produce una falla de la red durante el día tanto el sistema fotovoltaico como el banco de baterías serán los que suministrarán la demanda de energía eléctrica hasta que se reestablezca la operatividad de la misma y en caso de que la falla de la red se produzca en la noche o en horas de poca radiación solar será entonces el banco de baterías el encargado de satisfacer la demanda de energía eléctrica durante la contingencia.

Las instalaciones correspondientes a la luminaria interna de cada uno de los pisos que conforman el edificio del ciclo básico de la Facultad de Ingeniería U.C.V. están divididas en varios espacios tales como salones de aulas, auditorios, sanitarios, salas de lectura y oficinas destinadas a la jefatura de varios departamentos, por lo tanto para evaluar la necesidad del dimensionamiento de un banco de baterías debe analizarse el periodo de tiempo en el cual será alimentado la mayoría de las cargas, siendo recomendable considerar el dimensionamiento del banco de baterías cuando las cargas a alimentarse sean utilizadas durante gran parte del periodo nocturno.

Atendiendo a las consideraciones anteriores para el diseño del sistema fotovoltaico capaz de satisfacer la demanda de energía eléctrica correspondiente a la luminaria interna, es necesario establecer un equilibrio entre la confiabilidad del sistema y los costos asociados del mismo, razón por la cual se considerará para el estudio de factibilidad el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red con

respaldo de un banco de baterías debido a que la luminaria interna de los pasillos, sanitarios y algunos salones de clase funcionan durante horas de la noche en el horario comprendido de 5pm a 9pm, por lo tanto se considerará un tiempo de 4 horas para dimensionar la capacidad requerida por el banco de baterías.

A continuación se muestra en la figura 14 un diagrama de bloques de un sistema fotovoltaico conectado a red con respaldo de un banco de baterías.

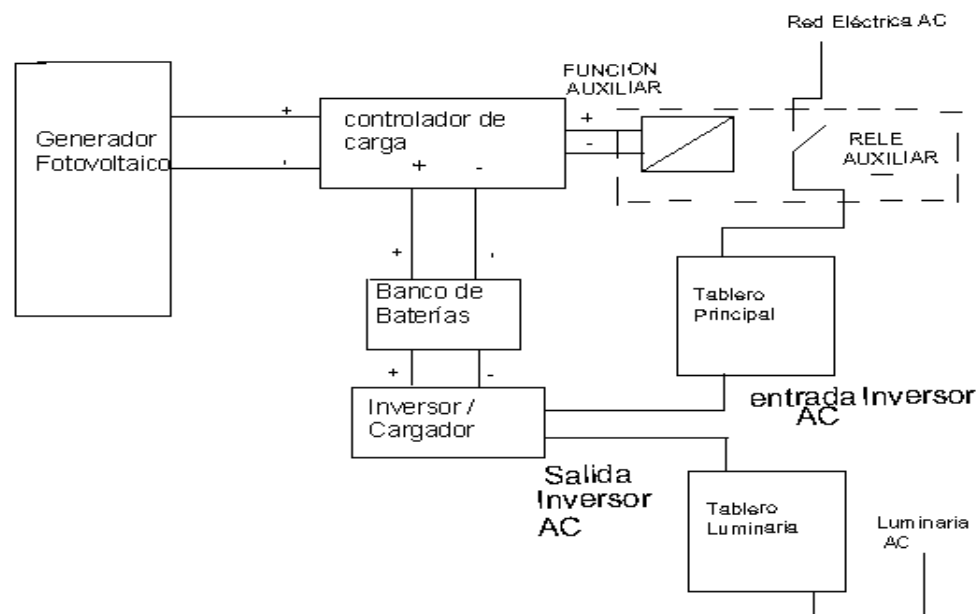


Figura 14 Diagrama de bloques de un sistema fotovoltaico conectado a la red con respaldo de un banco de baterías.

A continuación se presenta en la tabla 20 la energía eléctrica diaria de CC necesaria para el dimensionamiento del banco de baterías en cada uno de los pisos de la instalación en donde para establecer el número de horas de uso estimado se consideró que se presentaría la situación más crítica posible la cual se presentará en el momento de ocurrir una falla en la red de energía eléctrica en el horario nocturno, la demanda de energía eléctrica se satisfecerá a través del banco de baterías y por lo tanto para esta condición crítica se considera un tiempo de uso estimado de 4 horas para que el mismo tenga la capacidad necesaria para satisfacer la demanda requerida de presentarse dicha situación.

Cabe destacar que la energía eléctrica diaria de CC necesaria para el dimensionamiento del banco de baterías se calculó con la ecuación (2) a partir de la energía eléctrica diaria AC.

Tabla 20 Energía eléctrica diaria CC necesarias para el dimensionamiento del banco de baterías de cada uno de los pisos de la facultad ingeniería U.C.V.

	Potencia total (W)	Tiempo estimado de uso (h)	Energía eléctrica diaria AC (Wh /día)	Energía eléctrica diaria CC (Wh / día)
Luminaria interna fluorescente 40 W Piso 2	30600	4	122400	143157,89
Luminaria interna fluorescente 40 W Piso 1	28080	4	112320	131368,42
Luminaria interna fluorescente 40 W Planta Baja	30560	4	122240	142970,76
Sub Total:	89240		356960	

ELECCIÓN DEL INVERSOR/CARGADOR, MÓDULOS FV Y CONTROLADORES DE CARGA.

La elección del inversor/cargador y del controlador de carga representa uno de los aspectos de mayor importancia al iniciar el diseño del sistema fotovoltaico propuesto en la figura 14 debido a que el inversor/cargador permite establecer la tensión del banco de baterías y la tensión AC por cada una de las fases del tablero destinado a la luminaria del edificio mientras que la elección del controlador de carga permite establecer la tensión del arreglo fotovoltaico y la tensión del banco de baterías.

A continuación se presenta en la tabla 21 un cuadro comparativo entre los diversos inversores cargadores que se adaptan a los requerimientos del sistema.

Tabla 21 Cuadro comparativo entre diversos inversores/cargadores [39]-[40]

	Quatro 48/ 5000/70-100	XW 6048-120/240-60
Tensión entrada (VCA)	VL-L: 240 VAC VL-N:120 VAC	VL-L: 240 VAC VL-N: 120 VAC
Frecuencia (Hz)	60	60
Potencia salida (W)	4500	6000
Rango de voltaje de Entrada de CC (VCC)	38-66	44-64
Eficiencia (%)	95	95
Número máximo de Unidades a conectar en Paralelo	30 (10 unidades en paralelo por fase)	6 (2 unidades en paralelo por cada fase)
Dimensiones cubierta inversor (m x m x m)	0,444 x 0,328 x 0,240	0,711 x 0,565 x 0,267
Peso del inversor, y su Respectiva cubierta (kg)	30	76,7

Entre los criterios a considerar en la elección del inversor/cargador destaca que los valores de frecuencia y tensión de entrada de corriente alterna deben de adaptarse a los requerimientos de la red de energía eléctrica disponible, siendo la frecuencia de 60 Hz y la tensión línea a neutro de 120 VAC valores que garantizan los fabricantes de los inversores/ cargadores de los modelos Quatro 48/5000/70-100 y XW 6048-120/ 240-60 los cuales permiten que los mismos cumplan con los requerimientos de la red de energía eléctrica disponible en cada uno de los edificios de la Facultad de Ingeniería.

En la tabla 22 se muestra un cuadro comparativo entre los diversos controladores que mejor se adaptan a los requerimientos de diseño del sistema fotovoltaico.

Tabla 22 Cuadro comparativo entre diversos controladores de carga existentes [41], [42], [43]

	Tensión máxima Arreglo paneles (Vcc)	Intensidad entrada (A)	Tensión nominal Batería (Vcc)	Intensidad salida (A)	Potencia máxima de salida (W)	Dimensiones (mm)	Peso (kg)
XW-MPPT 60-150 Xantrex	140	60	12,24,48	60	3500	Embalaje: 483x229x350 Controlador: 368x146x138	12,8
MPPT 80-C Atersa	112	70	12,24,48	80	5200	414x225x147	7,1
Flexmax 60 Outback power	145	60	12,24,48	60	3200	Embalaje: 533x267x248 Controlador: 343x146x102	11,59
Flexmax 80 Outback power	145	80	12,24,48	80	5000	Embalaje: 533x267x248 Controlador: 343x146x102	12,47

La potencia total de las luminaria fluorescente de 40 W correspondientes a los 3 pisos del edificio del ciclo básico de la Facultad de Ingeniería de la U.C.V.

resultó 89240 W, razón por la cual es recomendable la elección del controlador de carga Flexmax 80 del fabricante Outback power debido a que dicho controlador ofrece un mayor valor de potencia y corriente de salida con respecto a los demás fabricantes presentados en la tabla 22 garantizando de esta manera que el número de controladores de carga de la instalación fotovoltaica sea menor.

Además del aspecto anterior, otra ventaja que presenta la elección del controlador de carga Flexmax 80 del fabricante Outback power es que permite definir la tensión del banco de baterías siendo 48 V la tensión recomendada para el diseño del mismo, garantizando de esta manera la optimización del número de ramas en paralelo necesarias para satisfacer la capacidad requerida por el banco de baterías.

En la tabla 21 se presentaron las características eléctricas y mecánicas de varios inversores/cargadores cuyos valores de tensión de entrada de CA y frecuencia se adaptan a los requerimientos de las redes de energía eléctrica disponibles en el país. Dichos inversores /cargadores pueden ser configurados para operar en modo monofásico o trifásico, sin embargo los fabricantes de los mismos establecen la posibilidad de conectar varias unidades en paralelo permitiendo de esta manera diseñar sistemas fotovoltaicos capaces de manejar grandes potencias trifásicas.

El inversor/cargador recomendado es el Quattro 48/5000/70-100 del fabricante Victron- Energy debido a que la tensión de 48 V del banco de baterías definida previamente se ajusta a los valores de los intervalos de tensión de entrada de corriente continua permitidos por el fabricante del mismo.

La tensión del arreglo FV puede definirse observando las características del controlador de carga previamente elegido, sin embargo dicha tensión se definirá en párrafos posteriores luego de analizar las características eléctricas y mecánicas presentadas por los diversos fabricantes de módulos FV disponibles.

A continuación se presenta en la tabla 23 un cuadro comparativo entre los diversos módulos fotovoltaicos que mejor se adaptan a los requerimientos técnicos del edificio del ciclo básico de la Facultad de Ingeniería U.C.V. a fin de dimensionar de manera óptima el arreglo FV de la instalación.

Tabla 23 Características técnicas de diversos módulos fotovoltaicos. [44]

	Potencia máxima (W)	Intensidad Nominal (A)	Tensión nomimal (Vcc)	Intensidad corto circuito (A)	Tensión circuito abierto (Vcc)	Dimensiones (mm)	Peso (kg)
Kyocera KC200-GHT2	200	7,61	26,3	8,21	32,9	1425x990x36	18,5
Sanyo HIT 200 BE	200	3,59	55,8	3,83	68,7	1319x894x35	14
Sanyo HIT 215 NHE	215	5,13	42	5,61	51,6	1570x798x35	15
MSK TFC 210	210	7,87	26,7	8,64	33,3	1480x985x46	21

El módulo fotovoltaico que mejor se adapta a los requerimientos técnicos de la instalación fotovoltaica es el modelo HIT 215 NHE del fabricante Sanyo debido a que la potencia pico de 215 W es la mayor de todos los fabricantes presentados en la tabla 8 garantizando de esta manera que el número de módulos del arreglo fotovoltaico sea lo menor posible.

DIMENSIONAMIENTO ARREGLO FOTOVOLTAICO. CASO DE ESTUDIO: SISTEMA FV CONECTADO A LA RED CON RESPALDO BANCO DE BATERÍAS. LUMINARIA FLUORESCENTE.

A continuación se muestra en la tabla 24, el número de paneles solares necesarios para el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico de cada uno de los pisos cuya luminaria interna considerada son tubos fluorescentes de 40 W.

Cabe destacar que el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico se realizó con la ayuda de las ecuaciones (17), (18) y (19) , en donde la tensión máxima considerada para el diseño del mismo fue de 120 Vcc y el módulo fotovoltaico elegido para satisfacer los requerimientos del arreglo es el modelo Sanyo HIT 215 NHE .

Se presentará a continuación la memoria de cálculo correspondiente al piso 2 del edificio del ciclo básico de la Facultad de Ingeniería U.C.V.

A fin de estimar el número total de módulos fotovoltaicos a conectar en serie por cada una de las ramas se utilizará la ecuación (17)

$$NS = \frac{120 V}{51,6V} \quad (17)$$

$$NS = 2,32 \text{ módulos.}$$

Donde

$V_{sys} = 120 \text{ V}$ (Tensión máxima elegida para el diseño del arreglo FV)

$V_{oc} = 51,6 \text{ V}$ (Tensión circuito abierto del módulo FV HIT 215 NHE , Sanyo)

Redondeando el número de módulos fotovoltaicos en serie sera igual:

$$NS = 2 \text{ módulos fotovoltaicos.}$$

$$Energía eléctrica de diseño = \frac{Energía eléctrica CC}{tensión nominal del sistema} (3)$$

Donde:

Energía eléctrica de diseño: 2276,78(Ah/ día)

Energía eléctrica CC: 191250 (Wh/día) (se estimó con la ecuación (1))

Tensión nominal del Tensión nominal del sistema: 84 Vcc

Para estimar el número de ramas en paralelo a conectar en el arreglo fotovoltaico se sustituirá en la ecuación (18) los siguientes valores:

$$NP = \frac{2276,78*1,1}{(1-0,1)*5,13*5,44} (18)$$

NP= 100 ramas en paralelo

Donde:

R: 1,1 (criterio dado norma IEEE 1562-2007 para cargas no críticas).

Energía eléctrica de diseño: 2276,78 Ah / día (se estimó con la Ecuación (3))

Imp: 5,13 A (corriente en el punto de máxima potencia del módulo elegido)

HSP_crítico: 5,44 h/día (horas solares pico en el mes más desfavorable)

SL: 0,1 (estimación recomendada por la norma IEEE 1562-2007)

El número de módulos fotovoltaicos totales se calculará utilizando la ecuación (19):

$$N_{módulos} = NS * NP (19)$$

N_módulos: 200 módulos.

Tabla 24 Módulos necesarios para el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico, caso de estudio: luminaria fluorescente.

	Luminaria Fluorescente
Nº módulos Totales Piso 2	200
Nº módulos Serie/Rama Piso 2	2
Nº Ramas Paralelo Piso 2	100
Nº módulos Totales Piso 1	184
Nº módulos Serie/Rama Piso 1	2
Nº Ramas Paralelo Piso 1	92
Nº módulos Totales PB	200
Nº módulos Serie/Rama PB	2
Nº Ramas Paralelo PB	100

DIMENSIONAMIENTO ARREGLO FOTOVOLTAICO.

CASO DE ESTUDIO: SISTEMA FV CONECTADO A LA RED, CON RESPALDO BANCO DE BATERÍAS. LUMINARIA LED 18 W.

A fin de estimar el número de módulos necesarios cuando la luminaria interna es sustituida por tubos led de 18 W, se cálculo nuevamente la energía eléctrica total obteniéndose los resultados presentados en las tablas 25, 26 y 27

Tabla 25 Estimación potencia total luminaria interna (carga conectada). ciclo básico Facultad Ingeniería piso 2, considerando tubos led de 18 W

Nº	Circuito	Cantidad	Potencia de cada Luminaria (W)	Potencia Total Luminarias (W)
Aulas	LUMINARIA LED	595	18	10710
Pasillos	LUMINARIA LED	80	18	1440
Sanitarios	LUMINARIAS LED	24	18	432
Auditorio	LUMINARIAS LED	66	18	1188

Potencia total luminarias piso 2 (W)= 1377

Tabla 26 Estimación potencia total luminaria interna (carga conectada).ciclo básico Facultad Ingeniería piso1, considerando tubos led 18 W.

Nº	Circuito	Cantidad	Potencia de cada Luminaria (W)	Potencia Total Luminarias (W)
Aulas	LUMINARIA LED	630	18	11340
Pasillos	LUMINARIA LED	36	18	648
Sanitarios	LUMINARIA LED	24	18	432
Sala computación DIOC	LUMINARIA LED	12	18	216

Potencia total luminarias piso 1 (W)= 12636

Tabla 27 Estimación potencia total (carga conectada), edificio ciclo básico
Facultad Ingeniería planta baja, luminaria LED 18W.

Nº	Circuito	Cantidad	Potencia de cada Luminaria (W)	Potencia Total Luminarias (W)
Oficinas	LUMINARIA LED	400	18	7200
Pasillos	LUMINARIA LED	26	18	468
Sala de Lectura Principal	LUMINARIA LED	144	18	2592
Sala de Lectura Secundaria	LUMINARIA LED	128	18	2304
Auditorio	LUMINARIA LED	66	18	1188

Potencia total luminarias planta baja (W)= 13752

A continuación se presenta en la tabla 28 la estimación de la energía eléctrica requerida para el dimensionamiento del arreglo FV considerando un tiempo de 6 horas para el cálculo de la energía eléctrica diaria de corriente continua.

Tabla 28 Energía eléctrica diaria necesaria para el dimensionamiento del arreglo FV de cada uno de los pisos de la Facultad Ingeniería U.C.V.

	Potencia total (W)	Tiempo estimado de uso (h)	Energía eléctrica diaria AC (Wh /día)	Energía eléctrica diaria CC (Wh / día)
Luminaria interna LED 18 W Piso 2	13770	6	82620	86062,5
Luminaria interna LED 18 W Piso 1	12636	6	75816	78975
Luminaria interna LED 18 W Planta Baja	13752	6	82512	85950

Una vez estimada la energía eléctrica diaria de cada uno de los pisos del edificio del ciclo básico de la Facultad de Ingeniería considerando luminaria LED, se calculó el número de módulos fotovoltaicos necesarios cuando se considera esta alternativa, los resultados se presentan en la tabla 29.

Tabla 29 Módulos necesarios para el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico.
caso de estudio: Luminaria LED

	Luminaria LED
Nº módulos Totales Piso 2	90
Nº módulos Serie/Rama Piso 2	2
Nº Ramas Paralelo Piso 2	45
Nº módulos Totales Piso 1	84
Nº módulos Serie/Rama Piso 1	2
Nº Ramas Paralelo Piso 1	42
Nº módulos Totales PB	90
Nº módulos Serie/Rama PB	2
Nº Ramas Paralelo PB	45

TABLA COMPARATIVA DIMENSIONAMIENTO ARREGLO FOTOVOLTAICO DIVERSAS PROPUESTAS PRESENTADAS PREVIAMENTE.

En el diseño de un sistema fotovoltaico, el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico es quizás el aspecto más importante a considerar, siendo uno de los objetivos del presente trabajo especial de grado el considerar la alternativa de diseño que satisfaga la demanda de energía de la instalación pero a su vez se optimice el número de elementos necesarios para cumplir dichos requerimientos ayudando de esta manera a un mejor aprovechamiento del espacio físico y de los recursos económicos disponibles.

El peso de cada uno de los módulos fotovoltaico modelo HIT 215 NHE del fabricante Sanyo considerados en el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico es de 15 Kg y el costo aproximado por unidad es de 5500 Bs.

A continuación se muestra en la tabla 30 un cuadro comparativo donde se presentan el número de módulos fotovoltaicos totales necesarios en todo el edificio, el peso total del arreglo fotovoltaico así como el área aproximada de dicho arreglo para cada una de las propuestas previamente mencionadas a fin de poder analizar cual de las propuestas recomendadas resulta factible de considerar para su posterior dimensionamiento e implementación.

Tabla 30 Cuadro comparativo dimensionamiento del arreglo fotovoltaico

	Luminaria Fluorescentes	Luminaria LED
Módulos FV totales	584	264
Peso total del arreglo fotovoltaico sin considerar la estructura de soporte(kg)	8760	3960
Área aproximada arreglo fotovoltaico sin considerar la estructura de soporte (m ²)	731,67	330,75
Costo aproximado del arreglo fotovoltaico sin considerar la estructura de soporte (Bs)	3212000	1452000

La tabla 30 permite analizar la factibilidad de cada una de las propuestas no solamente desde el punto de vista de espacio físico disponible y de peso a soportar por la estructura del edificio sino que también permite evaluar la factibilidad de cada una de las propuestas desde el punto de vista económico.

DIMENSIONAMIENTO DEL BANCO DE BATERÍAS.

La energía eléctrica de corriente continua es uno de los parámetros que permite iniciar el dimensionamiento del banco de baterías resultando importante considerar que la capacidad de la batería a elegir para realizar el dimensionamiento óptimo del sistema de acumulación debe ser lo más elevada posible.

Considerando lo explicado anteriormente, cabe destacar que las baterías monobloques no son recomendables para el dimensionamiento del sistema FV a diseñar debido a que las capacidades disponibles por los fabricantes de las mismas alcanzan valores de hasta aproximadamente 350 Ah lo cual ocasionaría que el número de baterías necesarias para el dimensionamiento del sistema de acumulación sería demasiado grande, resultando de esta manera un sistema que no sería factible para su implementación.

Atendiendo a las consideraciones realizadas anteriormente, las baterías recomendadas en el dimensionamiento del sistema de acumulación serán de plomo ácido de placa tubular, vasos de tensión nominal de 2 V las cuales ofrecen una capacidad mayor tal y como se observa en la características presentadas en la tabla 31

Tabla 31 Características baterías plomo ácido de placa tubular de diversos fabricantes [45]

	OpzS solar 4600	Enersol T 1250
Tensión Nominal	2 V / vaso	2 V / vaso
Capacidad C120 (1,85 V/celda)	4600 Ah	1250 Ah
Dimensiones L/A/A	815/580/215 mm	556x198,5x191 mm
Peso	217 kg	52 kg

A fin de dimensionar el banco de baterías se aplicará la metodología explicada en la sección 4.6 siguiendo la secuencia de cálculos comprendidas desde la ecuación (3) hasta la ecuación (16).

En el dimensionamiento del banco de baterías capaz de satisfacer los requerimientos tanto de la propuesta donde la luminaria utilizada es del tipo fluorescentes así como la propuesta donde se plantea la sustitución de la luminaria fluorescente por luminaria LED se considerará la utilización de baterías de plomo ácido de placas tubulares modelo OpzS solar 4600 cuya tensión nominal es 2 V/ vaso, capacidad nominal de 4600 Ah y cuyo peso por cada unidad es de 217 kg tal y como se muestra en la tabla 31.

El criterio que se estableció para la elección de este tipo de batería fue que la misma presentaba una capacidad nominal a un régimen de descarga de 120 horas de 4600 Ah, el cual resultó ser el mayor valor de capacidad nominal disponible en los fabricantes consultados garantizando de esta manera la menor cantidad de baterías en el dimensionamiento del banco de baterías.

Un parámetro de vital importancia en el dimensionamiento del banco de baterías son los días de autonomía de dicho banco, el cual se define como el número de días que puede el sistema fotovoltaico satisfacer la demanda de energía requerida, en ausencia de la energía solar.

El criterio para elegir el número de días de autonomía depende del recurso solar disponible, si se trata de una carga crítica o no y del costo de la inversión inicial del sistema fotovoltaico. El costo del dimensionamiento del banco de baterías es directamente proporcional a los días de autonomía mientras que la confiabilidad del sistema es directamente proporcional a los días de autonomía, razón por la cual se utilizó como criterio el utilizar 1 día de autonomía para garantizar el óptimo funcionamiento del sistema en la época de lluvia, donde los días suelen ser nublados.

A continuación se presenta en la tabla 32 la estimación de la energía eléctrica diaria de CC necesaria para el dimensionamiento del número de baterías cuando la luminaria considerada es del tipo LED, mientras que en la tabla 33 se presenta el número de baterías necesarias en cada uno de los pisos para satisfacer la energía eléctrica tanto para la propuesta donde la luminaria utilizada es fluorescente así como para el caso de estudio donde la luminaria considerada es del tipo LED.

Tabla 32 Energía eléctrica diaria CC necesarias para el dimensionamiento del banco de baterías de cada uno de los pisos de la Facultad Ingeniería U.C.V.

	Potencia total (W)	Tiempo estimado de uso (h)	Energía eléctrica diaria AC (Wh /día)	Energía eléctrica diaria CC (Wh / día)
Luminaria interna LED 18 W Piso 2	13770	4	55080	64421,05
Luminaria interna LED 18 W Piso 1	12636	4	50544	59115,78
Luminaria interna LED 18 W Planta Baja	13752	4	55008	64336,84

Cabe destacar que la energía eléctrica diaria CC necesaria para el dimensionamiento del banco de batería se calculó con la ecuación (2) a partir de la demanda eléctrica diaria AC, la cual se estimó considerando un tiempo de uso de 4 horas para el caso de la totalidad de la luminaria interna del edificio debido a que el banco de baterías se dimensionará para que el mismo sea capaz de satisfacer el consumo de energía eléctrica requerida en el horario comprendido de las 5 pm a las 9 pm en caso de presentarse una falla en la red de energía eléctrica en horas de la noche.

A continuación se presenta la memoria de cálculo correspondiente al dimensionamiento del banco de baterías que satisfecerá el consumo de energía del piso 2 del edificio del ciclo básico de la Facultad de Ingeniería U.C.V. cuando la luminaria considerada son tubos LED de 18 W.

Los resultados correspondientes a los demás pisos del edificio se muestran en la tabla 33.

Paso 1:

Se calculará la energía eléctrica de diseño en (Ah /día), para ello se sustituirá en la ecuación (3) la energía eléctrica CC diaria (obtenida a partir de la ecuación (2) y mostrada en la tabla 32) y la tensión nominal del banco de batería.

$$\text{Energía eléctrica diseño} = \frac{64421,05}{48} (3)$$

$$\text{Energía eléctrica diseño} = 1342,10 \text{ Ah/día}$$

Donde:

Energía eléctrica diaria de CC: 64421,05 Wh/día

Tensión nominal banco de baterías: 48 V (Tensión nominal del banco de baterías)

Paso 2:

Se calculará la capacidad requerida de la batería donde por el momento no se ajustará ni por el criterio de máximas descargas permitidas ni por grandes variaciones de temperatura, para ello se sustituirá en la ecuación (4) la demanda eléctrica de diseño y los días de autonomía.

$$C_{req}(\text{sin ajustar}) = 1342,10 * 1 \quad (4)$$

$$C_{req}(\text{ sin ajustar}) = 1342,10 \text{ Ah}$$

Donde:

Energía eléctrica diseño: 1342,10 Ah/día (obtenida con la ecuación (3))

Días de autonomía : 1 día

Paso 3:

Se ajustará la capacidad requerida por el criterio de máxima profundidad de descarga, máxima profundidad de descarga diaria y máxima profundidad de descarga al final de la vida útil, para ello se utilizarán las ecuaciones (5), (6) y (7) respectivamente.

A continuación se presenta el cálculo para ajustar el banco de baterías por el criterio de máxima profundidad de descarga

$$C_{adj} (MDOD) = \frac{100 \cdot 1342,10}{80} (5)$$

$$C_{adj} (MDOD) = 1677,63 \text{ Ah}$$

Donde:

Creq(sin ajustar): 1342,10 Ah

% MDOD:80 %

A continuación se presenta el cálculo para ajustar el banco de baterías por el criterio de máxima profundidad de descarga diaria

$$C_{adj} (MDDOD) = \frac{100 \cdot 1342,10}{40} (6)$$

$$C_{adj} (MDDOD) = 3355,26 \text{ Ah}$$

Donde:

Energía eléctrica diseño:1342,10 Ah/día

% MDDOD:40%

A continuación se presenta el cálculo para ajustar el banco de baterías por el criterio de máxima profundidad de descarga al final de la vida útil.

$$C_{adj} (EOL) = \frac{100 * 1342,10}{80} (7)$$

$$C_{adj} (EOL) = 1677,63 \text{Ah}$$

Donde:

C_{req} (sin ajustar): 1342,10Ah

% EOL: 80 %

Paso 4:

Se determinará la capacidad requerida por el banco de baterías, para ello se considerara el mayor valor obtenido al ajustar la capacidad del banco de baterías por el criterio de máxima profundidad de descarga permitida, máxima profundidad de descarga y máxima profundidad de descarga al final de la vida útil y se sustituirá dicho valor en la ecuación (8).

Para el dimensionamiento del banco de baterías se tomará como criterio un factor de diseño del 20 % a fin de garantizar un funcionamiento óptimo de las mismas y no se ajustará por variaciones de temperatura debido a que en la ciudad de Caracas la temperatura es relativamente constante durante todo el año, dicho criterio se basa en las recomendaciones dadas en la norma IEEE 1013-2000, por lo tanto en la ecuación (8) se considerará $K_T = 1$ y $K_D = 1,2$.

$$C_{req} = 1,2 * 3355,26 (8)$$

$$C_{req} = 4026,31 \text{ Ah}$$

Donde:

C_{adj} (MDDOD) : 3555,26 Ah

K_D : 1,2

K_T :1

Paso 5:

Se calculará la corriente máxima que circula por el banco de batería , para ello se sustituirá en la ecuación (9) la capacidad requerida por el banco de baterías y el regimen de descarga de la batería.

$$I_{max\ bateria} = \frac{4026,31}{120} (9)$$

$$I_{max\ bateria} = 33,55\ A$$

Donde:

Creq: 4026,31 Ah

Regimen descarga: 120 h (Dato obtenido de las características eléctricas mostradas en la tabla 31 de la batería de plomo ácido de placas tubulares modelo OpzS solar 4600)

Paso 6:

Se calculará el voltaje minimo y máximo de funcionamiento del banco de baterías , para ello se sustituirá el voltaje minimo de carga y el voltaje de corte en la ecuación (10) mientras que en la ecuación (11) se sustituirá el voltaje máximo de carga y el voltaje máximo de la batería.

Cabe destacar que el voltaje de corte se calcula con la información suministrada por el fabricante, en el caso de la batería modelo OpzS solar 4600 @ C120 dicho valor es de 1,85 V/Vaso por lo tanto para un sistema de 48 V el número de baterías necesarias es de 24 y el voltaje de corte para el banco de baterías diseñado es de 44,4 V.

El voltaje minimo de carga asi como el voltaje máximo de carga son datos suministrados por el fabricante del inversor/cargador, el cual se especifica en las hojas de datos como rango de tensión de entrada de CC. El rango de tensión de entrada de CC para el inversor / cargador modelo Quatro 48/5000/70-100 es de

38 Vcc a 66 Vcc, lo cual cumple con los valores de tensión de trabajo del banco de baterías.

$$V_{min} = \text{Valor máximo} (V_{mincarga}, V_{corte}) \quad (10)$$

$$V_{min} = 44,4 \text{ V}$$

Donde:

$V_{mincarga}$: 38V (dato suministrado por el fabricante Inversor/Cargador del
Fabricante Quatro 48/5000/70-100)

V_{corte} : 44,4 V (dato suministrado por el fabricante de batería
Modelo OpzS solar 4600 @C120)

Para calcular el voltaje máximo del banco de baterías, es necesario conocer el voltaje máximo de la carga alimentada por el sistema ($V_{maxcarga}$) y el voltaje máximo de la batería suministrado por el fabricante ($V_{maxbaterías}$) para así poder comparar ambos valores tal y como lo señala la ecuación (11).

Uno de los inconvenientes encontrados en el dimensionamiento del banco de baterías fue las pocas características técnicas suministradas por el fabricante de la batería modelo OpzS solar 4600 @ C120 por lo que fue necesario consultar la norma IEEE 1013-2000 en donde recomienda que el voltaje de carga máximo por cada celda que conforma la batería es de 2,45 V resultando de esta manera que para un banco de baterías de 48 V nominales le corresponderá un voltaje de carga máximo al banco de batería de 58,8V. Considerando los criterios anteriormente planteados se calculará el voltaje máximo del banco de baterías, para ello se evaluará la ecuación (11) dada a continuación:

$$V_{max} = \text{Valor mínimo} (V_{maxcarga}, V_{maxbaterías}) \quad (11)$$

$$V_{max} = 58,8 \text{ V}$$

Donde:

V_{máxcarga}: 66 V (dato suministrado por el fabricante Inversor/Cargador
Quatro 48/5000/70-100)

V_{máxbaterías}:58,8V (dato suministrado por el fabricante de batería opzs solar)

Paso 7

Se calculará el número de baterías en serie requeridas para dimensionar el banco de baterías, para ello se sustituirá en la ecuación (12) el voltaje máximo de funcionamiento del banco de baterías (V_{máx}) y el voltaje de carga suministrado por el fabricante de la batería seleccionada.

$$Num\ baterías\ serie = \frac{58,8}{2,45} (12)$$

$$Num\ baterías\ serie = 24$$

Según el criterio de la norma IEEE 1013-2000 la expresión anterior se redondea por defecto, por lo tanto el número de vasos a conectar en serie por cada rama es igual a 24.

Donde:

V_{max}: 58,8 V

V_{carga/vaso}:2,45 V

Paso 8

Se calculará el voltaje de corte con la ayuda de la ecuación (13) y se comparará con el voltaje de corte suministrado por el fabricante

$$V_{cortecalculado} = \frac{44,4}{24} (13)$$

$$V_{cortecalculado} = 1,85\ V$$

Donde:

$$V_{\min} = 44,4 \text{ V}$$

$$\text{Num baterías serie} = 24$$

Paso 9

Se verifica $V_{\text{corte-Calculado}} \geq V_{\text{corte-recomendado}}$. Si la desigualdad anterior se cumple se procede a calcular el número de ramas a conectarse en paralelo.

En el caso de que el voltaje de corte calculado con la ayuda de la ecuación (13) sea menor al voltaje de corte recomendado por el fabricante es necesario disminuir el número de baterías en serie de cada rama del banco de baterías y dimensionar nuevamente el banco de baterías ajustando para ello la capacidad requerida por el banco de baterías a dimensionar o considerar la elección de un nuevo controlador de carga cuyas características técnicas se adapten a los requerimientos del sistema.

El voltaje de corte calculado es de 1,85 V mientras que el voltaje de corte recomendado por el fabricante también es de 1,85 V por cada vaso, lo cual garantiza que la batería en condiciones normales de funcionamiento opere siempre por encima del voltaje de corte lo cual garantiza que la vida útil de la batería se prolongue lo máximo posible.

Paso 10

Se calcula el número de ramas a conectar en paralelo, para ello se sustituirá en la ecuación (15) la capacidad requerida y la capacidad nominal.

$$\text{Número ramas paralelo} = \frac{4026,31}{4600} (15)$$

$$\text{Número ramas paralelo} = 0,85$$

Donde:

Creq: 4026 Ah

Cnom: 4600 Ah

Según la norma IEEE 1013-2000 el resultado anterior debe redondearse por exceso por lo tanto

Número ramas paralelo= 1 rama

Paso 11

Se calculará el número de baterías totales que conforman el banco de baterías, para ello se utilizará la ecuación (16)

$$Número_total_baterías = 1 * 24 \text{ (16)}$$

$$Número_total_baterías = 24 \text{ baterías}$$

Donde

Num_baterías_serie: 24 baterías / rama

Num_ramas_paralelo: 1 ramas.

Tabla 33 Número de baterías necesarias en cada uno de los pisos del edificio ciclo básico Facultad Ingeniería U.C.V, tensión nominal banco baterías 48 V

	Luminaria Fluorescente	Luminaria LED
Nº Baterías Totales Piso 2	48	24
Nº Baterías Serie / Rama Piso 2	24	24
Nº Ramas en Paralelo Piso 2	2	1
Nº Baterías Totales Piso 1	48	24
Nº Baterías Serie / Rama Piso 1	24	24
Nº Ramas en Paralelo Piso 1	2	1

Nº Baterías Totales PB	48	24
Nº Baterías Serie / Rama PB	24	24
Nº Ramas en Paralelo PB	2	1

TABLA COMPARATIVA DIMENSIONAMIENTO DEL BANCO DE BATERÍAS DE LAS DIVERSAS PROPUESTAS PRESENTADAS PREVIAMENTE

Las baterías modelo opzs solar 4600 a utilizar en el dimensionamiento del banco de baterías de cada una de las propuestas previamente consideradas presentan como principal característica que al ser de plomo ácido de placas tubulares presentan capacidades nominales muy superiores a las baterías de plomo ácido monobloque garantizando de esta manera un menor número de baterías necesarias en el banco de baterías.

Un aspecto importante a la hora del dimensionamiento del banco de baterías fue definir la tensión nominal de baterías, considerando en el diseño una tensión nominal de 48 V a fin de incrementar el número de baterías a conectar en serie en cada una de las ramas, de esta manera se obtiene un menor número de ramas en paralelo lo cual garantiza una disminución en la corrientes que circularán en cada una de las ramas del banco de baterías permitiendo una optimización en el dimensionamiento de los conductores y de las protecciones eléctricas asociadas.

A continuación se presenta en la tabla 34 un cuadro donde se puede comparar para cada una de las propuestas estudiadas la cantidad de baterías necesarias en el dimensionamiento del banco de baterías.

Tabla 34 Cuadro comparativo del dimensionamiento del banco de baterías

	Luminaria Fluorescente	Luminaria LED
Número de Baterías totales	144	72
Peso Banco de Baterías (kg)	31248	15624
Volumen Banco de baterías (m ³)	17,07	9,75
Corriente máxima a circular por el Banco de batería (A)	Piso 2: 74,56 Piso 1: 68,42 PB: 74,46	Piso 2: 33,55 Piso 1: 30,78 PB: 33,50
Corriente máxima a circular por cada una de las ramas Banco de Baterías (A)	Piso 2: 37,28 Piso 1: 34,21 PB: 37,23	Piso 2: 33,55 Piso 1: 30,78 PB: 33,50
Costo aproximado Banco de baterías (Bs)	1368000	684000

El banco de baterías debe ser instalado según lo dispuesto en la sección 480.9 (A) del código eléctrico nacional “en un lugar donde haya suficiente difusión y ventilación de los gases de las baterías para evitar la acumulación de una mezcla explosiva” teniendo presente que las dimensiones de cualquiera de los aulas de clase del edificio del ciclo básico son 9,5x 8,7x 3,3 m se tiene que el volumen de cada una de las aulas de clase es de 272,74 m³ lo cual representa un

sitio adecuado para colocar el banco de baterías debido a que el mayor volumen estimado del banco de baterías en cada una de las 2 propuestas resultó $17,07 \text{ m}^3$ siendo este valor mucho menor al volumen de cualquiera de las aulas de clases; garantizando de esta manera espacio suficiente para disponer el banco de baterías con las respectivas distancias de separación entre las baterías del mismo.

DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR.

A fin de dimensionar el inversor, es necesario conocer la potencia total conectada de cada uno de los pisos del edificio en estudio para cada una de las propuestas a considerar a fin de sustituir en la ecuación (25) dicho parámetro junto con la eficiencia del inversor/ cargador modelo Quattro 48/5000/70-100 del fabricante Victron-Energy.

A continuación se muestra en la tabla 35 la potencia total conectada, la eficiencia y la potencia del inversor necesario en cada uno de los sistemas fotovoltaicos correspondientes al edificio del ciclo básico de la Facultad de Ingeniería U.C.V.

Tabla 35 Potencia requerida en el dimensionamiento de los inversores de cada uno de los pisos del edificio ciclo básico Facultad Ingeniería U.C.V.

	Luminaria Fluorescente	Luminaria LED
Potencia Total Conectada Piso 2 (W)	30600	13770
Eficiencia Inversor (%)	0,95	0,95
Potencia Requerida Inversor (W)	40263	18118
Potencia Total Conectada Piso 1 (W)	28080	12636
Eficiencia Inversor (%)	0,95	0,95

Potencia Requerida Inversor (W)	36947	16626
Potencia Total Conectada Planta Baja (W)	30560	13752
Eficiencia Inversor	0,95	0,95
Potencia Inversor PB (W)	40210	18094

Entre los criterios a considerar en la elección del inversor/cargador modelo Quattron 48/5000/70-100 destaca evaluar la potencia de salida del mismo y la potencia total instalada en cada uno de los pisos de los edificios previamente asignados, de esta manera se puede establecer el número de unidades a conectar en paralelo que permitan satisfacer el consumo de energía eléctrica requerida.

Debido a que la potencia total conectada en cada uno de los pisos es superior a la potencia suministrada por cada unidad del inversor/ cargador previamente elegido, es necesario calcular el número de inversores a conectar en paralelo con la ayuda de la ecuación (26) realizando el cociente entre la potencia requerida por el inversor en cada uno de los pisos y la potencia máxima de cada inversor; siendo 4500 W el valor correspondiente a la máxima potencia de salida en regimen continuo del inversor/cargador modelo Quattro 48 / 5000/ 70-100 del fabricante Victron- Energy.

A continuación se muestra en la tabla 36 el número de unidades de inversor/ cargador requeridos en el dimensionamiento del sistema fotovoltaico de cada uno de los pisos.

Tabla 36 Cuadro comparativo del dimensionamiento de el inversor / cargador de cada uno de los pisos del edificio del ciclo básico de la Facultad Ingeniería U.C.V.

	Luminaria Fluorescente	Luminaria LED
Nº Inversores/Cargadores paralelo Piso 2, piso 1 y planta baja.	9 en cada uno de los pisos (3 inversores en paralelo por cada fase)	6 en cada uno de los pisos (2 nversores en paralelo por fase)
Dimensiones de cada uno de los inversores (m x m x m)	0,444 x 0,328 x 0,240	0,444 x0,328x0,240
Peso de la totalidad de Inversores (kg)	810	540
Costo de la totalidad de inversores (Bs)	391500	261000

Cabe destacar que los resultados correspondientes al peso y al costo de la totalidad de los inversores/ cargadores modelo Quattro 48/ 5000/ 70 del fabricante Victron- Energy se basan en que el costo unitario de dicho inversor / cargador es de 14500 Bs y el peso de cada una de las unidades del mismo es de 30 kg.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL ARREGLO FV, BANCO DE BATERÍAS, INVERSOR-CARGADOR.

A continuación se presenta en la tabla 37 las características eléctricas del arreglo fotovoltaico de cada uno de los pisos del edificio del ciclo básico de la Facultad de Ingeniería U.C.V., siendo necesario para ello las ecuaciones (21), (22)

Tabla 37 Características eléctricas arreglo fotovoltaico.

	Luminaria Fluorescente	Luminaria LED
Tensión nominal (V)	84	84
Intensidad cortocircuito (A) Arreglo FV piso 2	561	252,45
Intensidad cortocircuito (A) Arreglo FV piso 1	516,12	235,62
Intensidad cortocircuito (A) Arreglo FV Planta baja	561	252,45

A continuación se presenta en la tabla 38 las características eléctricas del banco de baterías, para ello se utilizó la ecuación (9) tal y como se mostró en la memoria de cálculo presentada anteriormente.

Tabla 38 Características eléctricas banco de baterías.

	Luminaria Fluorescente	Luminaria LED
Tensión Nominal del Banco de Baterías (V) en cualquiera de los 3 pisos del edificio	48	48
Intensidad máxima Banco de Baterías (A) Piso 2	74,56	33,55
Intensidad máxima Banco de Baterías (A) Piso 1	68,42	30,78
Intensidad máxima Banco de Baterías (A) Planta Baja	74,46	33,51

A continuación se presenta en la tabla 39 las características eléctricas del grupo de inversores/cargadores modelo Quattro 48 / 5000 / 70-100 del fabricante Victron- Energy conectados en paralelo en el diseño del sistema fotovoltaico propuesto en el presente trabajo especial de grado, para ello se muestra la

siguiente memoria de cálculo correspondiente sistema FV del piso 2 del edificio del ciclo básico de la Facultad de Ingeniería U.C.V. :

Para el cálculo de la corriente de salida AC del inversor se utilizará la ecuación (27):

$$I = \frac{\text{Potencia total carga conectada}}{\sqrt{3} * V_{\text{Linea}} * \cos\theta} \quad (27)$$

Donde:

I: 94,37 (A) (Corriente AC de salida en cada una de las fases)

Potencia Total carga Conectada: 30600 (W)

VLinea: 208 (V). (Tensión de línea)

Cosθ:0,9 (Factor de potencia)

Para el cálculo de la corriente máxima de entrada DC es necesario utilizar la ecuación (38), a continuación se realizará la secuencia de cálculo del sistema FV correspondiente al piso 2 del edificio del ciclo básico de la Facultad de Ingeniería U.C.V.

$$\text{Corriente de entrada inversor} = \frac{40263,15}{44,4} \quad (38)$$

Donde:

Corriente de entrada inversor (DC) = 906,82 (A)

P inversor: 40263,15 (W) (Potencia requerida por el inversor del sistema FV
Correspondiente al piso 2)

Vmin: 44,4 (V) (Tensión mínima de entrada del inversor)

Tabla 39 Características eléctricas inversores/ cargadores conectados en paralelo

	Luminaria Fluorescente	Luminaria LED
Tensión DC entrada (V)	48	48
Tensión AC Salida L-N (V)	120	120
Corriente entrada DC (A) Grupo de inversore/cargadores Conectados en paralelo. Piso 2.	906,82	408,07
Corriente de salida AC (A) Piso 2	94,37	42,46
Corriente entrada DC (A) Grupo de inversores/ cargadores Conectados en paralelo .Piso 1	832,14	374,46
Corriente de salida AC (A) Piso 1	86,60	38,97
Corriente entrada DC (A) Grupo de inversores / cargadores Conectados en paralelo. PB	905,64	407,53
Corriente de salida AC (A) Planta Baja	94,25	42,41

Cabe destacar que las características eléctricas determinadas en las tablas anteriores son con el objetivo de poder dimensionar el calibre de los conductores necesarios en la instalación fotovoltaico así como las protecciones eléctricas necesarias para garantizar la seguridad de los usuarios de la instalacion y de los equipos que conforman el sistema, a su vez los resultados anteriores indican que es poco recomendable realizar el diseño del sistema fotovoltaico conectado a la red con respaldo de un banco de baterías debido a que como se evidencia en el estudio realizado anteriormente la inversión inicial a realizarse por concepto de las baterías, controlador de carga, inversor /cargador y los equipos necesarios para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico resultará elevada debido al elevado

número de baterías y módulos fotovoltaicos necesarios para satisfacer los requerimientos de diseño previamente establecidos.

**MEMORIA DESCRIPTIVA CORRESPONDIENTE AL
CÁLCULO DE LA DISTRIBUCIÓN DE LOS MÓDULOS QUE
COMPONEN EL ARREGLO FV.**

[ANEXO 3]

- Cálculo altura respecto al suelo de cada módulo fotovoltaico
-

$$h = 798 * \operatorname{sen} 15^{\circ} \quad (42)$$

$$h = 206,53 \text{ mm}$$

Donde:

$h = 206,53 \text{ mm}$ (altura de los módulos fotovoltaicos respecto al suelo)

Ancho del módulo fotovoltaico= 798 mm

$\Theta = 15^{\circ}$ (ángulo óptimo de inclinación de los módulos fotovoltaicos
Respecto a la horizontal).

- Cálculo de la sombra proyectada por cada módulo fotovoltaico sobre el suelo

$$x = 798 * \operatorname{Cos} 15^{\circ} \quad (41)$$

$$x = 770,80 \text{ mm}$$

Donde:

$x = 770,80 \text{ mm}$ (sombra proyectada sobre el suelo por cada módulo)

Ancho del módulo fotovoltaico= 798 mm

$\Theta = 15^{\circ}$ (ángulo óptimo de inclinación de los módulos fotovoltaicos
Respecto a la horizontal).

Al sustituir la altura de cada módulo fotovoltaico respecto a la horizontal y la altitud del lugar en la ecuación (40), se obtiene la mínima distancia d que según el pliego de condiciones técnicas del instituto para la diversificación y ahorro de energía (IDAE) ubicado en Madrid, España garantiza que no se formen sombras de unos módulos sobre otros.

$$d = \frac{h}{\tan(61^{\circ} - \text{latitud})} \quad (40)$$

$$d = \frac{206,53}{\tan(61^\circ - 10,48^\circ)} (40)$$

$$d = 170,15 \text{ mm}$$

Donde:

d= 170,15 mm (distancia de separación d que permitirá calcular la mínima distancia de separación entre las filas del arreglo FV a fin de evitar que se formen sombras de un módulo sobre otro)
h= 206,53 mm (altura respecto al suelo a los que deben ubicarse los módulos FV)
latitud= 10,49° (latitud de la Ciudad Universitaria de Caracas, dato suministrado por el departamento de Hidrometrología U.C.V.)

Al observar la figura 7 se realizará la suma entre la distancia x y la distancia d a fin de calcular la distancia mínima de separación entre cada una de las filas de módulos fotovoltaicos, para ello se utilizó la ecuación (43) tal y como se muestra a continuación:

$$Y = (770,80 + 170,15) \text{ mm } (43)$$

$$Y = 940,95 \text{ mm}$$

Donde:

Y= 940,95 mm (distancia mínima de separación entre cada una de las filas del Arreglo FV)
x= 770,80 mm (sombra proyectada sobre el suelo por cada módulo)
d= 170,15 mm (distancia de separación d que permitirá calcular la mínima distancia de separación entre las filas del arreglo FV a fin de evitar que se formen sombras de un módulo sobre otro)

Por último es necesario considerar las dimensiones del techo del edificio destinado para tal fin, de manera de distribuir el número de filas a colocar a lo

largo y a lo ancho del techo del edificio, siendo 196 m de largo y 40,1 m de ancho las dimensiones del mismo.

Al observar la figura 5 se puede evidenciar que debido a las disposiciones de la distribución encontrada en el techo del edificio es necesario definir el espacio óptimo para la ubicación de la estructura del arreglo fotovoltaico en donde se estableció que se disponen de 153,18 m de largo y 30,96 m de ancho para la ubicación de la misma, criterio que fue tomado luego de medir sobre el plano de la red de 48 Kv suministrado por Copred U.C.V de donde solamente se consultó las medidas aproximadas de cada uno de los edificios considerados en el estudio del presente trabajo especial de grado.

**MEMORIA DESCRIPTIVA DEL CÁLCULO DE
CONDUCTORES PARA CADA UNO DE LOS TRAMOS DE LA
INSTALACIÓN**

[ANEXO 4]

A continuación se presenta una memoria de cálculo correspondiente a la elección de los conductores de cada uno de los tramos de la instalación

- Conductores de cada una de las ramas del arreglo FV.

La corriente de cortocircuito en cada una de las ramas del arreglo es de 5,61 A, dato suministrado por el fabricante del módulo FV previamente elegido, por lo tanto dimensionando dichos conductores por capacidad de corriente se obtiene:

$$\text{Ampacidad requerida cada rama arreglo FV} = 1,25 * 5,61 \text{ (36)}$$

$$\text{Ampacidad requerida cada rama arreglo FV} = 7,01 \text{ A}$$

Luego observar la tabla 310.16 del C.E.N. se verifica que el conductor adecuado para la soportar la corriente anteriormente calculada, dispuesto para su uso a una temperatura de 30 °C (Regimen de temperatura del conductor : 90 °C) es el 14 AWG Cu-THHN, dicho conductor no se verificará por el criterio de máxima caída de tensión permitida debido a que las distancias para conectar cada uno de los módulos que conforman una rama del arreglo FV es mínima.

A continuación se verificará si la sección del conductor previamente calculada cumple con los requerimientos de capacidad de cortocircuito, para ello se utilizará la ecuación (30), en donde se sustituirá en la máxima corriente de cortocircuito que circula por cada rama (7,01 A) siendo importante resaltar que el rango de validez de dicha ecuación es para tiempos comprendidos entre 0,1 s y 5s y aunque es evidente que la falla deberá despejarse en el menor tiempo posible los cálculos se realizarán en este caso considerando una condición extrema como lo es de despeje de falla lenta.

Realizando el cálculo para la peor condición posible (despeje lento de la falla), se sustituirá en la ecuación (30) un tiempo igual a 5 segundos obteniendose

$$S > \frac{7,01\sqrt{5}}{149} \quad (30)$$

$$S > 0,11 \text{ mm}^2$$

Lo cual verifica que el conductor 14 AWG Cu-THHN cumple con el criterio de capacidad de cortocircuito debido a que la sección transversal del mismo es de 2,08 mm² (dato obtenido de la tabla N° 8 C.E.N.) , por lo tanto el conductor recomendado para conectar cada uno de los módulos en serie que conforman cada una de las ramas del arreglo FV es el 14 AWG Cu-THHN.

- Conductores tramo comprendido entre cada uno de los grupos que conforman el arreglo FV y su respectiva caja de conexión.

Debido a que el arreglo FV posee muchas ramas en paralelo, se dispuso la cantidad de ramas totales en varios grupos (los cuales estan conformados por varias ramas) a fin de que si se requiriere realizar labores de mantenimiento en alguno de los módulos fotovoltaicos no sea necesario sacar fuera de servicio todo el arreglo FV sino solamente el grupo donde se presentó la falla, cabe destacar que las cajas de conexión de cada uno de los grupos estan dispuestas en la azotea del edificio de forma de garantizar que las perdidas asociadas al cableado sean lo menor posible.

La corriente de cortocircuito que circula en cada uno de los grupos que conforman el arreglo FV viene dado por el producto entre la corriente de cortocircuito que circula por cada rama y la totalidad de ramas que conforman el grupo, en el caso para el arreglo FV para la propuesta cuando la luminaria utilizada es del tipo fluorescente se dispuso de 5 grupos conformados por 5 ramas (conformando las 25 ramas en paralelo correspondientes al dimensionamiento del arreglo FV para dicha propuesta) mientras que para el caso cuando la luminaria

utilizada es del tipo LED las 9 ramas del arreglo se organizaron en 3 grupos conformado por 3 ramas, a continuación se presenta la memoria de cálculo correspondiente a el caso cuando la luminaria es fluorescente.

$$\text{Ampacidad requerida cada grupo} = 1,25 * 5,61 * 5 \text{ (36)}$$

$$\text{Ampacidad requerida cada grupo arreglo FV} = 35,06 \text{ A}$$

Luego observar la tabla 310.16 del C.E.N. se verifica que el conductor adecuado para la soportar la corriente anteriormente calculada, dispuesto para su uso a una temperatura de 30 °C (Regimen de temperatura del conductor : 90 °C) es el 8 AWG Cu-THHN

A continuación se verificará si dicho conductor cumple con los criterios de máxima caída de tensión permitida , para ello se utilizará la ecuación (29) debido a que la tensión a la salida de cada uno de los grupos que conforman el arreglo fotovoltaico es de corriente continua.

$$\Delta V \% = \frac{100 * 55 * 0,002 * 2 * 2,56}{336} \text{ (29)}$$

$$\Delta V \% = 0,16 \%$$

Donde:

I= 55 A (Corriente máxima que circula por el conductor

8AWG Cu-THHN,Dato obtenido de la tabla 310.16 del C.E.N.)

L= 0,002 Km (distancia de separación entre cada uno de los grupos que conforman el arreglo FV y su respectiva caja envolvente)

r= 2,56 $\frac{\Omega}{Km}$ (Resistencia por unidad de longitud del conductor 10 AWG

Cu- THHN, dato obtenido de la tabla N ° 9 del C.E.N.)

V= 336 Vcc (Tensión del tramo donde se realiza la verificación)

Por lo tanto se verifica que el conductor 8 AWG Cu- THHN a conectar en el tramo correspondiente a cada grupo que conforma el arreglo FV y su respectiva caja envolvente cumple con el criterio de máxima caída de tensión.

Por último se verificará si el calibre calculado anteriormente cumple con los requerimientos de capacidad de cortocircuito, en donde se utilizará la ecuación(30).

$$S > \frac{35,06 \cdot \sqrt{5}}{149} \quad (30)$$

$$S > 0,52 \text{ mm}^2$$

Lo cual verifica que el conductor 8AWG Cu-THHN cumple con el criterio de capacidad de cortocircuito debido a que la sección transversal del mismo es de 8,37 mm² (dato obtenido en la tabla N° 8 del C.E.N),por lo tanto el conductor recomendado para conectar cada uno de los grupos que conforman el arreglo FV con su respectiva caja de conexión es el 8 AWG Cu-THHN.

- Conductores tramo arreglo fotovoltaico- entrada caja envolvente.

Según lo especificado en la sección 690.8 (A) (1) del C.E.N se dimensionará por el criterio de capacidad de corriente el conductor requerido para este tramo de la instalación, para ello se sustituirá en la ecuación (36) la corriente de cortocircuito del arreglo FV la cual para el caso del sistema que hace uso de luminaria fluorescente es de 140,25 A.

$$\text{Ampacidad requerida cada rama arreglo FV} = 1,25 * 140,25 \quad (36)$$

$$\text{Ampacidad requerida cada rama arreglo FV} = 175,31A$$

Luego observar la tabla 310.16 del C.E.N. se verifica que el conductor adecuado para la soportar la corriente anteriormente calculada, dispuesto para su

uso a una temperatura de 30 °C (Regimen de temperatura del conductor : 90 °C) es el 4/ 0 AWG Cu-THHN.

A continuación se verificará si dicho conductor cumple con los criterios de máxima caída de tensión permitida , para ello se utilizará la ecuación (29) debido a que la tensión a la salida del arreglo fotovoltaico es de corriente continua.

$$\Delta V \% = \frac{100*260*0,002*2*0,203}{336}(29)$$
$$\Delta V \% = 0,07 \%$$

Donde:

I= 260 A (corriente máxima que circula por el conductor 4/ 0 AWG Cu-THHN, Dato obtenido de la tabla 310.16 del C.E.N.)

L= 0,002 Km (distancia de separación entre el arreglo FV y su respectiva caja de conexión)

$r= 0,203 \frac{\Omega}{Km}$ (Resistencia por unidad de longitud del conductor 4/0 AWG Cu- THHN, dato obtenido de la tabla N ° 9 del C.E.N.)

V= 336 Vcc (Tensión del tramo donde se realiza la verificación)

Al observar el resultado anteriormente obtenido se verifica que el conductor 4/0 AWG a conectar en el tramo arreglo fotovoltaico y su respectiva caja envolvente cumple con el criterio de máxima caída de tensión permitida.

Por último se verificará si el calibre calculado anteriormente cumple con los requerimientos de capacidad de cortocircuito, en donde se utilizará la ecuación (30) y se sustituirá la corriente de cortocircuito que circula en este tramo de la instalación fotovoltaica siendo en este caso 175,31 A la corriente de cortocircuito del arreglo fotovoltaico.

$$S > \frac{175,31 \cdot \sqrt{5}}{336} \quad (30)$$

$$S > 1,16 \text{ mm}^2$$

Lo cual verifica que el conductor 4/0 AWG Cu-THHN cumple con el criterio de capacidad de cortocircuito debido a que la sección transversal del mismo es de 107,2 mm² (dato obtenido en la tabla N° 8 del C.E.N) , por lo tanto el conductor recomendado para conectar tramo arreglo fotovoltaico- entrada caja de conexión del arreglo es el 4/ 0 AWG Cu-THHN.

- Conductores tramo salida AC inversor – Caja de conexión equipos protección AC.

Según la sección 690.8 (B) (1) del C.E.N. se establece que el calibre de los conductores se dimensionará para conducir una corriente al 125 % de la corriente previamente calculada, la corriente de CA que circula a la salida del inversor se muestra en la tabla 5.29 y cuyo resultado fue de 89,4 por lo tanto considerando la sección del C.E.N. mencionada anteriormente se sustituirá dicho valor en la ecuación (36)

$$\text{Ampacidad requerida conductor salida AC Inversor} = 1,25 * 89,4$$

$$\text{Ampacidad requerida conductor salida AC Inversor} = 111,75 \text{ A}$$

Siguiendo el mismo procedimiento realizado para el dimensionamiento de los conductores en los otros tramos de la instalación, al observar la tabla 310.16 del código eléctrico nacional se obtiene que el conductor a elegir por el criterio de capacidad de corriente es el 2 AWG – Cu THHN.

A continuación se verificará si el conductor previamente dimensionado cumple con el criterio de máxima caída de tensión permitida, en donde se destaca que la distancia a sustituir en la ecuación (28) corresponderá al tramo más largo de separación en este tramo de la instalación siendo 40 m el valor a considerar debido a que el tablero principal de la instalación se encuentra en la PB del edificio.

$$\Delta V \% = \frac{100 \cdot \sqrt{3} \cdot 130 \cdot 0,04 \cdot 0,62}{208} (28)$$

$$\Delta V \% = 2,68 \%$$

Donde:

I= 130 A (Máxima corriente que circula por el conductor AWG 2 Cu-THHN.

Dato obtenido de la tabla 310.16 del C.E.N.)

L= 0,04 Km (Distancia de separación entre la salida de la caja de conexión de
Los equipos de protección AC y el tablero principal)

Zeficaz= $0,62 \frac{\Omega}{Km}$ (Impedancia eficaz por unidad de longitud del conductor
AWG 2 Cu-THHN, dato obtenido de la tabla N° 8 C.E.N.)

Vlinea: 208 V (Tensión de línea donde se realiza la verificación)

Observando el resultado obtenido anteriormente se verifica que el conductor seleccionado en este tramo de la instalación cumple con el criterio de máxima caída de tensión permitida siendo la longitud considerada de 40 m.

A continuación se verificará si el conductor seleccionado cumple con el criterio de máxima capacidad de cortocircuito, para ello será necesario utilizar las ecuaciones (33) y (34) para el cálculo del máximo cortocircuito trifásico que puede ocurrir en dicho tramo para posteriormente sustituir la máxima corriente de cortocircuito en la ecuación (30) y verificar si la sección del conductor elegido previamente satisface el criterio estudiado.

La impedancia de cortocircuito a considerar será la correspondiente a la que hay aguas arriba del punto de falla, por lo tanto considerando el valor de las resistencia por unidad de longitud en cada uno de los tramos de la instalación y la correspondiente longitud en los mismos se tiene un valor aproximado de la impedancia de cortocircuito.

$$Z_{cc} = \sqrt{(0,203 * 0,002)^2 + (2,56 * 0,002)^2} (34)$$

$$Z_{cc} = 0,00513 \, \Omega$$

Al sustituir el resultado anterior en la ecuación (33) se obtiene una estimación del máximo cortocircuito trifásico obtenido en dicho tramo de la instalación

$$I_{cc} = \frac{208}{\sqrt{3} \cdot 0,00513} \quad (33)$$

$$I_{cc} = 23,38 \, Ka$$

Donde:

$I_{cc} = 23,38 \, Ka$ (corriente de cortocircuito trifásico)

$U_n = 208 \, V$ (Tensión de línea)

$Z_{cc} = 0,00513 \, \Omega$ (Impedancia de cortocircuito aguas arriba del punto de falla)

Al sustituir la corriente de cortocircuito obtenida anteriormente en la ecuación (30) se verificará si el conductor seleccionado cumple con el criterio de capacidad de cortocircuito.

$$S > \frac{23,38 \, Ka \cdot \sqrt{0,1}}{149} \quad (30)$$

$$S > 49,62 \, mm^2$$

Al observar el resultado anterior se concluye que el conductor 2 AWG-Cu THHN no es capaz de soportar un cortocircuito trifásico de 23,38 Ka para un tiempo de despeje de la falla de 0,1 s debido a que según lo especificado en la tabla N° 8 del C.E.N. la sección transversal del mismo es de 33,6 mm², por lo tanto al observar dicha tabla se concluye que el conductor recomendado que cumpla con los resultados dados en la ecuación (30) es el 1/0 AWG- CU THHN.

**MEMORIA DESCRIPTIVA DEL DIMENSIONAMIENTO
PROTECCIONES ELÉCTRICAS DEL SISTEMA FV
CONECTADO A LA RED.**

[ANEXO 5]

- Dimensionamiento fusibles de CC en serie con cada una de las ramas del arreglo FV:

$$5,61 A \leq IN \leq 25 A \quad (31)$$

Donde:

IB: 5,61 A (corriente nominal de cada rama)

IZ: 25,00 A (corriente máxima que circula por el conductor 14 AWG

Cu-THHN que conecta cada rama del arreglo fotovoltaico
con su respectivo fusible conectado en serie)

Se debe elegir un fusible que cumpla con la ecuación anterior, para ello se hace referencia a la sección 240.6 (A) del C.E.N. en donde se especifican los regímenes de corriente normalizado para fusibles e interruptores automáticos observándose que de los valores especificados en dicha sección del C.E.N. es recomendable elegir un fusible cuya corriente nominal sea de 20 A, sin embargo debe comprobarse que se cumpla la ecuación (32) a fin de verificar si la elección de dicho fusible es la adecuada.

Se verificará que se cumpla la ecuación (32) para el fusible especificado en el parrafo anterior, dicha ecuación contempla que la corriente de fusión del fusible debe ser 1,45 veces menor a la máxima corriente admisible del dispositivo a proteger, definiendo la corriente de fusión de el fusible como 1,6 veces la corriente nominal del mismo e IZ como la máxima corriente del dispositivo a proteger.

$$1,6 * 20 \leq 1,45 * 25 \quad (32)$$

$$32 A \leq 36,25 A \quad (32)$$

Donde:

I_2 : 32 A (corriente de fusión del fusible, definida como 1,6 veces la corriente nominal del mismo)

1,45 I_Z : 36,25 A (I_Z se define como la máxima corriente admisible del dispositivo a proteger).

Se observa que se cumple la ecuación (32) , por lo tanto la elección de un fusible de corriente nominal de 20 A de corriente continua para proteger cada una de las ramas del arreglo FV es adecuada debido a que además de verificar las ecuaciones (31) y (32) se comprueba en la ecuación (37) ya que la corriente requerida por el conductor 14 AWG Cu-THHN (25 A) es superior a la corriente requerida por el fusible (20 A).

Luego especificaremos el poder de corte, para ello se debe verificar el cumplimiento de la ecuación (35) dada a continuación:

$$(I^2 * t)_{Fusible} \leq (I^2 * 5)_{cable} \quad (35)$$

Donde la constante 5 dada en la ecuación (35) corresponde al tiempo máximo al que puede ser sometido el conductor ante un cortocircuito, es decir dicha ecuación considera como 5 segundos el tiempo máximo que puede someterse el conductor a un cortocircuito.

En el caso del fusible de corriente nominal $I_N=20$ A , esta conectado un cable calibre 14, el cual soporta una corriente máxima de 25 A, por lo tanto se debe hallar el poder de corte tal que se cumpla:

$$(I^2 * t)_{Fusible} \leq ((25)^2 * 5) \quad (35)$$

$$(I^2 * t)_{Fusible} \leq 3125 \quad (35)$$

Se debe elegir un tiempo lo suficientemente rapido para el fusible despeje la falla de manera adecuada antes de que se cumpla el tiempo máximo de 5 segundos a la que puede ser sometido un conductor ante un cortocircuito.

De la curva de Fusión dada en el anexo 25 se obtuvo el siguiente resultado: Para $t = 0,02$ segundos al $I_n = 20A$ se tiene que la corriente I es de aproximadamente $400A$ al sustituir los valores y hacer la verificación se observa que es correcto, no obstante en el dimensionamiento de los equipos de protecciones se tomo como solución que el poder de corte de los equipos es de $1 kA$ lo cual trae como consecuencia que el tiempo de disparo de los fusibles debe ser lo más rapido posible a fin de que se cumpla la desigualdad previamente señalada

- Dimensionamiento del seccionador de CC que protege a cada uno de los grupos de arreglo FV.

Para el dimensionamiento del mismo debe verificarse solamente la ecuación (31).

$$35,06 A \leq I_N \leq 55 A \quad (31)$$

Donde:

IB: $35,06 A$ (Corriente nominal a la salida de cada uno de los grupos que conforman el arreglo FV)

IZ: $55,00 A$ (Corriente máxima que circula por el conductor $8 AWG$ Cu-THHN que conecta la salida de cada uno de los grupos que conforman el arreglo fotovoltaico con su respectivo seccionador de CC)

A continuación se elegirá un seccionador que cumpla la ecuación (31) y que su corriente este normalizada según lo dispuesto en la sección 240.6 del C.E.N., atendiendo a ambas consideraciones se elegirá un seccionador cuya

corriente nominal sea igual a 50 A, en donde se verifica lo dispuesto en la ecuación (37) debido a que la ampacidad de 50 A requerida por el dispositivo de protección por sobrecorriente es menor a la ampacidad de 55 A requerida por el conductor 8 AWG.

- Dimensionamiento de los descargadores de sobretensiones de CC dispuestos en varios de los tramos del diagrama unifilar presentados en la figura 10

Para el dimensionamiento de los descargadores de sobretensiones de CC se dispondrá lo expuesto en la sección 280.4 (A) del C.E.N en donde se especifica que la tensión del descargador de sobretensiones debe ser mayor o igual que la máxima tensión que se pueda presentar en el punto donde se dispondrá el mismo.

En el caso de el diagrama unifilar dispuesto en la figura 13 debe considerarse que la máxima tensión del arreglo fotovoltaico se produce en vacío, por lo tanto conociendo que la tensión en circuito abierto del módulo fotovoltaico modelo HIT 215 NHE del fabricante Sanyo es de 51,6 V y el número de módulos dispuestos en serie que conforman cada una de las ramas del arreglo FV se tiene que la tensión en circuito abierto del arreglo fotovoltaico para la propuesta cuando la luminaria utilizada es del tipo fluorescente es de 412,8 V mientras cuando la luminaria utilizada es del tipo LED, la tensión en circuito abierto del arreglo es de 567,6 V.

Considerando ambas situaciones y los valores disponibles por los fabricantes, la tensión de cada uno de los descargadores de sobretensiones a utilizar en el dimensionamiento del sistema FV es de 1000 V_{CC}.

Para el dimensionamiento de los demás elementos de protección señalados en el diagrama unifilar de la figura 13 se debe seguir la misma secuencia de cálculo presentada anteriormente (incluso para las protecciones de corriente alterna), por lo tanto a continuación se presentará en la tabla 13 y en la tabla 14 los resultados

del dimensionamiento de las protecciones previamente dimensionadas tanto para la propuesta cuando la luminaria utilizada es del tipo fluorescente así como en el caso cuando la luminaria es del tipo LED destacandose que en cada una de las tablas se muestra la totalidad de elementos necesarios para el dimensionamiento de la instalación de todo el edificio, por lo tanto si se desea conocer el número de elementos que se requieren para el dimensionamiento del sistema FV de cada uno de los pisos simplemente es necesario dividir los resultados de las tabla 13 y 14 entre 3.

**MEMORIA DESCRIPTIVA DEL DIMENSIONAMIENTO
TABLEROS PRINCIPALES, DE DISTRIBUCIÓN Y CAJAS
ENVOLVENTES**

[ANEXO 6]

Los tableros de distribución de cada uno de los pisos serán trifásicos de 5 hilos de tensión 208 / 120 V 60 Hz ,por lo tanto se procederá a dimensionar la acometida de dicho tablero y para ello se determinará la corriente en cada una de sus fases con la ayuda de la ecuación (27) en donde se sustituyó los 30600 W de potencia trifásica y los 208 V de tensión de línea tal y como se muestra a continuación:

$$I = \frac{30600}{\sqrt{3} * 208 * 0,95} \quad (27)$$

$$I = 89,40 \text{ A}$$

El calibre del conductor dimensionado por el criterio de capacidad de corriente, máxima caída de tensión permitida y por capacidad de cortocircuito es el 1/0 AWG-Cu THHN cuya memoria de cálculo fue presentada anteriormente en donde la distancia de separación entre el tablero de distribución y el tablero principal (conexión de red eléctrica) es de 40 m .

Para el caso cuando la propuesta considerada es luminaria del tipo LED se sustituyó los 13770 W correspondientes a la potencia trifásica y los 208 V de tensión de línea en la ecuación (27), resultando que la corriente por fase para esta situación fue de 40,23 A y el calibre del conductor dimensionado por los criterios de capacidad de corriente, máxima caída de tensión permitida y por capacidad de cortocircuito resultó el 6 AWG- Cu THHN; siendo por lo tanto el calibre previamente mencionado el correspondiente a la acometida del tablero de distribución para el caso de la propuesta donde la luminaria utilizada sea del tipo LED.

Para dimensionar la protección principal, es necesario verificar el cumplimiento de la ecuación (31) por lo tanto para el caso cuando la luminaria es

del tipo fluorescente se presenta a continuación la memoria de cálculo correspondiente:

$$1,25 * 89,40 A \leq IN \leq 170 A (31)$$

$$111,75 A \leq IN \leq 170 A (31)$$

Donde:

IB: 111,75 A (Máxima Corriente a circular por cada una de las fases)

IZ: 170 A (Máxima corriente que circula por el conductor 1/0 AWG Cu-THHN utilizados para la acometida de cada una de las Fases del tablero de distribución a diseñar)

Observando la ecuación (31) se obtiene que la solución para la protección principal del tablero de distribución a diseñar cuando la luminaria es del tipo fluorescente es 3 X 150 A, mientras que siguiendo la misma secuencia de cálculo para el caso cuando la luminaria es del tipo LED la protección principal del tablero de distribución será 3 x 75 A.

Para el dimensionamiento de los circuitos ramales, es necesario conocer la corriente que circula por los mismos, para ello se dividió la potencia total entre la tensión línea a neutro (120 Vac) obteniéndose 255 A para el caso cuando la luminaria es del tipo fluorescente y 114,75 A cuando la luminaria considerada es del tipo LED.

A partir de los resultados anteriores pueden calcularse el número de circuitos requeridos para el tablero de distribución en cada una de las propuestas estudiadas en el presente trabajo especial de grado, siendo necesario 15 circuitos de 17 A cada uno para el caso cuando la luminaria es del tipo fluorescente mientras que para el caso cuando la luminaria es del tipo LED será necesario 7 circuitos de 16,39 A cada uno.

A continuación se presenta en la tabla 40 las características de cada uno de los tableros de distribución previamente dimensionados, utilizando para ello los cálculos realizados anteriormente y sus respectivos valores comerciales.

Tabla 40 Características eléctricas tableros de distribución secundarios AC

	Luminaria Fluorescente	Luminaria LED
Tipo de tablero	Tablero NAB	Tablero NAB
Tensión Nominal	240 -120 VAC @ 60 Hz	240 -120 VAC @ 60 Hz
Número de Fases	5 Hilos: 3 Fases 1 Neutro 1 Tierra.	5 Hilos: 3 Fases 1 Neutro 1 Tierra
Conductores empleados En la acometida del tablero	Fases: 3 x 1/0 AWG Cu-THHN Neutro: 1 x 1/0 AWG Cu-THHN Tubería EMT 2 ”	Fases: 3x 6 AWG Cu-THHN Neutro: 1x 6 AWG Cu-THHN Tubería EMT 1 ”
Tipo de Montaje	Interperie.	Interperie
Número de circuitos	15 circuitos de 20 A c/u 3 circuitos de reserva	7 circuitos de 20 A c/u 3 circuitos de reserva
Interruptor Principal	3 x 150 A	3x 75 A
Barras principales	600 A (máximo)	600 A (máximo)
Capacidad de corte	65 kA (máximo)	65 kA (máximo)
Fabricante	Master circuito	Master circuito
Costo aproximado	808 Bs	648 Bs

En secciones anteriores se ha estudiado que el edificio correspondiente a la Facultad de Ingeniería U.C.V. está compuesto por 3 pisos a saber: Planta Baja, Piso 1 y Piso 2 en donde la potencia total por cada uno de los pisos es de 30600 W cuando la luminaria considerada es del tipo fluorescente mientras que la potencia total por cada uno de los pisos es de 13770 W cuando la luminaria considerada es

del tipo LED, dichos valores permitieron dimensionar el tablero secundario para cada uno de los pisos cuyas características se muestran en la tabla 40 sin embargo es necesario realizar el dimensionamiento del tablero principal el cual será capaz de soportar la carga correspondiente a los 3 tableros secundarios de distribución de cada uno de los pisos que conforman el edificio.

La secuencia de cálculo correspondiente al caso cuando la luminaria considerada es del tipo fluorescente se presenta a continuación en donde será necesario conocer la potencia total del edificio a fin de calcular la corriente en cada una de las fases a través de la ecuación (27) para ello se sustituyó en dicha ecuación la potencia total del edificio (89240 W), la tensión de línea (208 Vac) y el factor de potencia (0,95).

$$I = \frac{89240}{\sqrt{3} * 208 * 0,95} \quad (27)$$

$$I = 260A$$

A fin de dimensionar la protección principal debe calcularse el conductor a utilizar en cada una de las fases del tablero, para ello es necesario considerar el criterio de capacidad de corriente, máxima caída de tensión permitida y por capacidad de cortocircuito resultando que para el tablero principal el conductor a utilizar en cada una de las fases será el 350 kcmil Cu- THHN cuando la luminaria considerada sea del tipo fluorescente mientras que cuando la luminaria considerada es del tipo LED el conductor a utilizar en cada una de las fases será el 1 AWG Cu-THHN.

El dimensionamiento del conductor a utilizar en cada una de las fases permite dimensionar la protección principal de dicho tablero siendo necesario para ello verificar lo dispuesto en la ecuación (31)

$$1,25 * 260 A \leq IN \leq 350 A \quad (31)$$

$$325 A \leq IN \leq 350 A \quad (31)$$

Donde:

IB: 325 A (Máxima Corriente a circular por cada una de las fases)

IZ: 350 A (Máxima corriente que circula por el conductor 350 Kcmil
Cu-THHN utilizados para la acometida de cada una de las
Fases del tablero principal a diseñar)

Observando los resultados obtenidos en la secuencia de cálculo anterior y según lo dispuesto en la sección 240.6 del C.E.N. la solución para la protección principal correspondiente al tablero principal es 3 x 350 A cuando la luminaria considerada es del tipo fluorescente mientras que la protección principal del tablero cuando la luminaria utilizada es del tipo fluorescente es de 3 x 150 A.

Por último es necesario dimensionar los 3 circuitos que conforman el tablero principal, en donde cada uno de ellos se conectan al tablero secundario y la memoria de cálculo debe cumplir con la secuencia dada en la ecuación (31), por lo tanto no es necesario repetir dicho cálculo y los resultados del mismo se muestran en la tabla 41 mientras que en la figura 15 se muestra a manera de referencia las características constructivas de el tipo de tablero a utilizar tanto para el tablero principal como al tablero secundario del fabricante Master Circuito, C.A. [47]



Figura 15 Imagen de referencia de los tableros NAB del fabricante Master Circuito, C.A. para ser usados en el dimensionamiento del tablero principal y secundario de el sistema fotovoltaico. [47]

A continuación se presenta el dimensionamiento del tablero principal para cada una de las propuestas en la tabla 41.

Tabla 41 Características eléctricas tablero principal

	Luminaria Fluorescente	Luminaria LED
Tipo de tablero	Tablero NAB	Tablero NAB
Tensión Nominal	240 -120 VAC @ 60 Hz	240 -120 VAC @ 60 Hz
Número de Fases	5 Hilos: 3 Fases 1 Neutro 1 Tierra.	5 Hilos: 3 Fases 1 Neutro 1 Tierra
Conductores empleados En la acometida del tablero	Fases: 3x 350 kcmil Cu-THHN Neutro: 1x 350kcmil Cu-THHN Tubería EMT 3 ”	Fases: 3x 1 AWG Cu-THHN Neutro: 1x 1 AWG Cu-THHN Tubería EMT 2 ”
Tipo de Montaje	Superficial a la intemperie	Superficial a la intemperie
Interruptor Principal	3x 350 A	3 x 150 A
Barras principales	600 A	600 A

Capacidad de corte	65 kA (máximo)	65 kA (máximo)
Fabricante	Master circuito C.A.	Master circuito C.A.
Costo aproximado	1200 Bs	1000 Bs

En la figura 13 se observó que debido a que el arreglo FV está compuesto por muchas ramas, se consideró necesario que el arreglo FV estuviera conformado por varios grupos.

Cabe destacar que cada uno de los grupos está compuesto por varias ramas del arreglo FV, por ejemplo en el caso del arreglo FV correspondiente al piso 2 cuando la luminaria es del tipo fluorescente el número total de ramas del arreglo FV es de 25 ramas, las cuales dieron lugar a 5 grupos conformados por 5 ramas siendo necesario disponer de 5 cajas envolventes para resguardar los de fusibles de corriente continua y los descargadores de sobretensiones correspondientes las protecciones de cada uno de los grupos que conforman el arreglo FV.

A continuación se presenta en la tabla 42 las principales características de las cajas envolventes utilizadas en el diagrama unifilar de la figura 13 tanto para la propuesta donde la luminaria considerada es del tipo fluorescente así como la propuesta donde la luminaria sea del tipo LED .

En dicha tabla se especificará los equipos de protecciones que resguardan cada una de las cajas envolventes correspondiente a un solo piso por lo tanto es importante resaltar que si se desea realizar la estimación de la totalidad de cajas envolventes necesarias para satisfacer los requerimientos de todo el edificio es necesario multiplicar por tres la estimación contemplada en la tabla 42

A continuación se presenta a manera de referencia en la figura 16 las características constructivas de las cajas envolventes a utilizar en el diseño del sistema destacando entre sus principales características que pueden ser usadas en la interperie debido a la protección NEMA 3R garantizada por el fabricante,

además de ello la caja envolvente dispone de tornillos para la puesta a tierra de los equipos

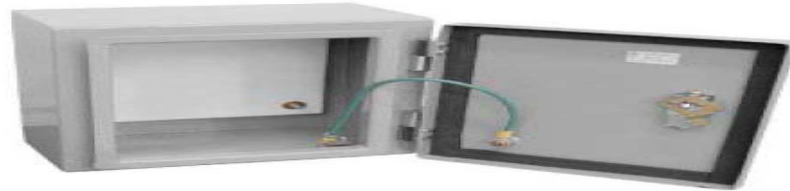


Figura16 Imagen de referencia de las características constructivas de las cajas envolventes del fabricante Master Circuit, C.A. a ser utilizadas en el dimensionamiento del sistema FV [48]

Tabla 42 Características cajas envolventes para resguardar equipos de protección.

	Luminaria Fluorescente	Luminaria LED
Caja envolvente Protecciones DC de cada uno de los grupos que conforman el arreglo FV.	*5 cajas, donde cada una contiene: 10 fusibles, $I_n=20\text{ A}$ 1 descargador ST 2 fusible $I_n= 50\text{ A}$ 1 seccionador $I_n= 50\text{ A}$ Dimensiones:	*3 cajas, donde cada una de las cajas contiene: 6 fusibles, $I_n= 20\text{ A}$ 1 descargador ST 2 fusible $I_n= 30\text{ A}$ 1 seccionador $I_n= 32\text{ A}$ Dimensiones:
Caja envolvente Protecciones DC dispuestas a la entrada DC del grupo de inversores de conexión a Red	1 seccionador $I_n=250\text{ A}$ 1 descargador ST Dimensiones:	1 seccionador $I_n= 100\text{ A}$ 1 descargador ST Dimensiones:
Caja envolvente Protecciones AC dispuestas a la salida AC del grupo de inversores de conexión a Red	*1 I. Termomagnético $I_n= 125\text{ A}$ *1 I. diferencial $I_n= 125\text{ A}$	*1 I termomagnético $I_n= 50\text{ A}$ *1 I diferencial $I_n= 63\text{ A}$

	Dimensiones:	Dimensiones:
--	--------------	--------------

.

Cabe destacar que la tabla 42 solo contempla el número de equipos contenidos en cada una de las cajas envolventes destinadas a resguardar del polvo y de la interperie a los equipos de protección, considerando que las características técnicas de dichos equipos no se presentan de manera detallada en la tabla 42 debido a que los detalles se especifican en la tabla 13 y 14.

Otro aspecto importante a considerar es que cada caja envolvente debe estar provista de rieles para la colocación de los seccionadores, interruptores automáticos, descargadores de sobretensiones , interruptores diferenciales , según sea el caso y los fusibles deben disponerse en bases portafusibles.

**MEMORÍA DESCRIPTIVA DEL ESTUDIO ECONÓMICO
DEL SISTEMA FV DE CONEXIÓN A RED.**

[ANEXO 7]

Uno de los objetivos principales en el presente estudio es evaluar la factibilidad de implementación de las propuestas realizadas tanto del punto de vista técnico como del punto de vista económico.

En la presente sección se analizará que tan costosa pudiera resultar la implementación de la energía fotovoltaica, siendo necesario para ello considerar lo dispuesto en el método de valor presente neto explicado previamente en la sección 4.13 y en donde se evaluará la ecuación (44).

En las secciones anteriores se estudió la factibilidad de implementación desde el punto de vista técnico de un sistema fotovoltaico conectado a la red con respaldo de un banco de baterías y la de un sistema fotovoltaico conectado a red para satisfacer los requerimientos de demanda de energía correspondiente a la luminaria interna del edificio del ciclo básico de la Facultad de Ingeniería U.C.V.

La propuesta de un sistema fotovoltaico conectado a la red es factible de implementar desde el punto de vista técnico debido a que como la carga correspondiente a cada uno de los pisos es de 30 kW para el caso de luminaria fluorescente y 18 kW para el caso de luminaria LED los inversores de conexión a red permiten diseñar arreglos fotovoltaicos cuya tensión nominal sea bastante elevada, permitiendo de esta manera un diseño óptimo del sistema debido a una reducción significativa de los elementos necesarios en esta configuración en comparación del sistema fotovoltaico conectado a red con respaldo del banco de baterías el cual no es factible de implementar desde el punto de vista técnico para satisfacer la demanda energética requerida tal y como se demostró en los estudios realizados anteriormente.

Atendiendo a las consideraciones explicadas anteriormente se realizará el estudio económico de la propuesta del diseño de un sistema fotovoltaico

conectado a la red siendo necesario estimar el horizonte económico y los flujos netos en cada uno de dichos años para evaluar satisfactoriamente la ecuación (44).

El horizonte económico del proyecto se estimó en 25 años, criterio que se basó en la vida útil de los equipos y en el tiempo adecuado para estudiar si la inversión realizada compensa los costos actuales de la energía eléctrica.

Para calcular el costo de la energía es necesario considerar el consumo de energía diaria AC para cada una de las propuestas presentadas a lo largo de este trabajo especial de grado, para así poder estimar la energía eléctrica anual AC y el costo asociado de la misma considerando un costo aproximado de 0,05 Bs/ Kwh .

Cabe destacar que en el presente estudio realizará el análisis de factibilidad en la peor condición posible por lo tanto se considerará un aumento del costo de la energía del 5 % anual y a su vez se contemplará en los cálculos que el consumo de energía eléctrica anual AC será durante los 365 días garantizando de esta manera la realización del estudio económico en la condición más adversa posible (gran consumo de energía durante todo el año).

En el cálculo del flujo neto presentado en las tablas 43 y 44 se considerará que el mantenimiento realizado a la instalación fotovoltaica será casi nulo en los primeros años de operatividad de la instalación mientras que en los años posteriores el mantenimiento a realizarse a los equipos se irá incrementando trayendo como consecuencia que los costos anuales asociados al mantenimiento de la instalación fotovoltaica se verán incrementados debido a eventuales cambios de equipos por concepto de fallas menores que se puedan presentar.

A continuación se presenta en la tabla 43 el flujo neto de cada uno de los 25 años tomados como horizonte económico para realizar el estudio de la propuesta correspondiente a considerar la luminaria fluorescente actualmente existente mientras que en la tabla 44 se muestra el flujo neto en cada uno de los años del horizonte económico cuando la luminaria considerada es del tipo LED.

Cabe destacar que en el anexo 1 se estimó la energía eléctrica diaria AC en cada uno de los pisos, por lo tanto al sumar dichos consumos de energía eléctrica se estima que el consumo de energía eléctrica diaria AC de la luminaria interna del edificio es de 535440 Wh/día siendo necesario dicho valor para estimar el costo anual de energía correspondiente al consumo de la luminaria interna del tipo fluorescente

Tabla 43 Cálculo de los flujos netos por cada año. luminaria fluorescente

Año	Costo Energía Luminaria Fluorescente (Bs/ año)	Costo Mantenimiento (Bs / año)	Flujo Neto (Bs /año)
1	9771,78	-	9771,78
2	10260,36	-	10260,36
3	10773,38	-	10773,38
4	11312,05	4200,00	7112,05
5	11877,65	4410,00	7467,65
6	12471,54	4630,50	7841,04
7	13095,11	4862,02	8233,09
8	13749,87	5105,12	8644,75
9	14437,36	5360,38	9076,98
10	15159,23	5628,40	9530,83
11	15917,19	5909,82	10007,37
12	16713,05	6205,31	10507,74
13	17548,71	6515,57	11033,14
14	18426,14	6841,35	11584,79
15	19347,45	7183,42	12164,03
16	20314,82	7542,59	12772,23
17	21330,57	7919,72	13410,85
18	22397,09	8315,71	14081,38

19	23516,95	8731,49	14785,46
20	24692,80	9168,07	15524,73
21	25927,44	9626,47	16300,97
22	27223,81	10107,80	17116,01
23	28585,00	10613,19	17971,81
24	30014,25	11143,85	18870,40
25	31514,96	11701,04	19813,92

Cabe destacar que en el anexo 1 se estimó el consumo de energía eléctrica diaria AC en cada uno de los pisos, por lo tanto al sumar dichos consumos se tiene que la energía eléctrica diaria AC de la luminaria interna del edificio es de 240948 Wh/día siendo necesario dicho valor para estimar el costo de la energía anual correspondiente al consumo de la luminaria interna del tipo LED

Tabla 44 Cálculo de los flujos netos por cada año.luminaria LED

Año	Costo Energía Luminaria LED (Bs/año)	Costo Mantenimiento (Bs / año)	Flujo Neto (Bs /año)
1	4397,30	-	4397,30
2	4617,16	-	4617,16
3	4848,02	-	4848,02
4	5090,42	4200,00	890,42
5	5344,94	4410,00	934,94
6	5612,19	4630,50	981,69
7	5892,80	4862,02	1030,78
8	6187,44	5105,12	1082,32
9	6496,81	5360,38	1136,43
10	6821,65	5628,40	1193,25
11	7162,73	5909,82	1252,91
12	7520,87	6205,31	1315,56
13	7896,92	6515,57	1381,35

14	8291,76	6841,35	1450,41
15	8706,35	7183,42	1522,93
16	9141,67	7542,59	1599,08
17	9598,75	7919,72	1679,03
18	10078,69	8315,71	1762,98
19	10582,62	8731,49	1851,13
20	11111,76	9168,07	1943,69
21	11667,34	9626,47	2040,87
22	12250,71	10107,80	2142,91
23	12863,25	10613,19	2250,06
24	13506,41	11143,85	2362,56
25	14181,73	11701,04	2480,69

A continuación se presenta en la tabla 45 el estimado de la inversión inicial a realizar en cada una de las dos propuestas, previamente estudiadas, para dicho cálculo es necesario considerar los costos asociadas a la operación y puesta en marcha considerando un tiempo estimado de 30 días para la culminación de la instalación de los equipos y materiales

Tabla 45 Estimación de la inversión inicial para cada una de las propuestas

	Luminaria Fluorescente	Luminaria LED
Costo Materiales y equipos	3939972 Bs	2281119 Bs
Ingeniero Supervisor (Basado en el tabulador de CIV para un Ingeniero P7)	12909 Bs	12909 Bs
Ingeniero Residente (Basado en el tabulador de CIV para un Ingeniero P3)	8520 Bs	8520 Bs
3 electricistas	15000 Bs, es decir 5000 Bs	15000 Bs, es decir 5000 Bs

	por cada electricista	por cada electricista
1 soldador	4800 Bs	4800 Bs
Transporte de equipos y materiales	3500 Bs	3500 Bs
Gastos no considerados en el presupuesto de costo de Materiales y equipos.	2500 Bs	2500 Bs
Inversión Inicial estimada	3987201 Bs	2328348 Bs

Una vez estimada la inversión inicial a realizar, se procederá a sustituir en la ecuación (44) los flujos netos presentados en las tablas 43 y 44 para cada una de las propuestas consideradas.

Es importante resaltar que la ecuación (44) permite estimar el valor presente neto dada una tasa de interés, sin embargo debido a que el proposito del proyecto es de carácter social se considerará en dicha ecuación una tasa de interés del 5 % lo cual significa que en este caso el ente que realice la inversión inicial estima que al final del horizonte económico la inversión obtenga una rentabilidad del 5 % lo cual indica el carácter social del proyecto en estudio y en donde el objetivo del estudio económico es estimar lo costosa que puede resultar la implementación de la tecnología fotovoltaica.

**MEMORIA DESCRIPTIVA CORRESPONDIENTE AL
DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FV NECESARIO
PARA SATISFACER LA DEMANDA DE ENERGÍA DE LA
LUMINARIA EXTERNA.**

[ANEXO 8]

A continuación se dimensionará el sistema fotovoltaico para satisfacer el consumo de energía eléctrica correspondiente a la luminaria externa, para ello se muestra en la tabla 46 la energía eléctrica diaria AC para diseñar tanto el arreglo fotovoltaico así como el banco de baterías y en donde se considerará en el estudio la sustitución de los reflectores fluorescentes por reflectores LED de manera de garantizar una mayor contribución del ahorro energético ya que cada reflector LED consume solamente 100 W.

Tabla 46 Energía eléctrica diaria de AC correspondiente a la luminaria externa

	Sistema FV Autónomo Luminaria externa
Tipo de Circuito	Reflectores LED
Cantidad Reflectores	8
Potencia de cada reflector (W)	100
Potencia total luminaria externa (W)	800
Energía eléctrica diaria AC(Wh/día) Dimensionamiento Arreglo FV.	4800
Energía eléctrica diaria AC(Wh/día) Dimensionamiento Banco de Baterías.	9600

A fin de iniciar el dimensionamiento del arreglo FV y del banco de baterías, es necesario calcular la energía diaria de corriente continua, para ello se utilizaron las ecuaciones (1) y (2) respectivamente, dando como resultado 5000 Wh/día para el dimensionamiento del arreglo FV y $11228,07 \frac{Wh}{día}$ para el dimensionamiento del banco de baterías.

El controlador de carga a elegir para el dimensionamiento del sistema FV conectado a la Red con respaldo de un banco de baterías que satisficará el consumo de energía eléctrica correspondiente a la luminaria externa es el Flexmax 60 del fabricante outbackpower (sus características eléctricas se muestran en la tabla 22), los criterios para la elección de dicho controlador de carga es que el mismo permite definir la tensión del arreglo fotovoltaico hasta un máximo de 145 Vcc (garantizando que el número de ramas en paralelo del arreglo sea lo menor posible), la tensión de la batería se puede definir hasta un máximo de 48 V permitiendo un dimensionamiento óptimo del número de baterías y de los conductores asociados a el banco de baterías) y además la potencia de salida del mismo es de 3200 W siendo esta última característica una gran ventaja debido a que al comparar dicho valor con los 800 W correspondientes a la potencia total de la luminaria externa se concluye que solo es necesario un solo controlador de carga Flexmax 60 para el dimensionamiento del sistema FV.

A fin de elegir el inversor/cargador necesario para el dimensionamiento del sistema es necesario observar la tabla 21 donde el inversor/ cargador modelo XW 6048-120/240-60 del fabricante Xantrex es el recomendado a utilizar en el diseño del sistema fotovoltaico que satisficará la demanda de energía eléctrica de la luminaria externa debido a que la frecuencia a la cual funciona dicho inversor es de 60 Hz, a su vez la potencia total en el diseño de este sistema es de 800 W y al sustituir dicho valor junto con la eficiencia del inversor en la ecuación (25) resulta que la potencia requerida por el inversor /cargador es de 1052 W mientras que la potencia de salida del inversor/cargador elegido es de 6000 W con lo cual solamente es necesario un inversor/ cargador de dicho modelo.

A continuación se calculará la corriente DC del inversor/cargador para ello se utilizará la ecuación (38) y la corriente de salida AC del mismo con la ecuación (27)

$$\text{Corriente de entrada DC inversor} = \frac{1052}{44} \text{ (38)}$$

$$\text{Corriente de entrada DC inversor} = 23,90 \text{ A}$$

Donde:

P_{inversor} : 1052 W (Potencia requerida por el inversor / cargador)

V_{min} : 44 V (Tensión mínima del inversor/ cargador, dato suministrado por el fabricante Xantrex 6048-120/ 240-60)

Para el cálculo de la corriente de salida AC del inversor se sustituirá la potencia requerida por el inversor y la tensión línea a línea en la ecuación (27)

$$I = \frac{1052}{\sqrt{3} \cdot 208 \cdot 0,95} \quad (27)$$
$$I = 3,07 \text{ A}$$

Donde:

I : 3,07 A (Corriente de salida AC del inversor/cargador para satisfacer la energía eléctrica correspondiente a los reflectores LED utilizados para luminaria externa del edificio)

P_{inversor} : 1052 W (Potencia requerida por el inversor/ cargador)

V_{LL} : 208 Vac (Tensión línea a línea)

A continuación se dimensionará el banco de baterías necesario para satisfacer el consumo de energía eléctrica de la luminaria externa, previamente se muestra en la tabla 47 las características de varias baterías de plomo acido monobloques para aplicaciones fotovoltaicas, en donde se comparará con las características de las baterías de placas tubulares presentadas en la tabla 31 a fin de observar cual es el tipo de baterías recomendada para el dimensionamiento de dicho sistema.

Tabla 47 Características de baterías monobloques

Fabricante	Pro master [43]	Deka [43]	Lifeline [43]	Duncan [44]
Tensión (V)	12	12	12	12
Capacidad nominal (Ah)	285 @ C100	248 @ C100	255 @ C 20	200 @ C20
Dimensiones (m x m x m)	Largo: 0,394 Ancho:0,178 Alto: 0,362	Largo: 0,527 Ancho:0,216 Alto: 0,254	Largo: 0,527 Ancho: 0,277 Alto: 0,218	Largo: 0,500 Ancho: 0,275 Alto: 0,240
Peso (Kg)	57,6	58,5	73,6	62,8

Observando en la tabla 47 las características generales de las baterías monobloques y en la tabla 31 las características de las baterías de placas tubulares a fin de elegir el tipo de baterías que mejor se adaptan a los requerimientos del sistema a diseñar se recomienda la utilización para el la batería de plomo ácido del fabricante pro master cuya capacidad a un regimen de descarga de 100 h es de 285 Ah, esto es debido a que presenta la mayor capacidad a un regimen de descarga de 100 horas lo cual garantiza que el número de ramas de baterías a conectar en paralelo sea lo menor posible, siendo necesario para realizar dicha elección verificar los resultados obtenidos en la memoria de cálculo detallada del dimensionamiento del banco de baterías la cual se presenta en el anexo N° 10.

**MEMORIA DESCRIPTIVA CORRESPONDIENTE AL
CÁLCULO DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO Y DEL BANCO
DE BATERÍAS DEL SISTEMA NECESARIO PARA
SATISFACER LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE
LA LUMINARIA EXTERNA.**

[ANEXO 9]

Cálculo del número total de módulos necesarios para el dimensionamiento del Arreglo FV necesario para satisfacer el consumo de energía eléctrica de la luminaria externa.

A fin de estimar el número total de módulos fotovoltaico a conectar en serie por cada una de las ramas se realizará usando la ecuación (17)

$$NS = \frac{126 V}{51,6 V} \quad (17)$$

$$NS = 2,44 \text{ módulos.}$$

Donde

$V_{sys} = 126 V$ (Tensión máxima elegida para el diseño del arreglo FV)

$V_{oc} = 51,6 V$ (Tensión circuito abierto del módulo FV HIT 215 NHE , Sanyo)

Redondeando el número de módulos fotovoltaicos en serie sera igual:

$$NS = 2 \text{ módulos fotovoltaicos.}$$

Debido que la tensión nominal del módulo FV HIT 215 NHE del fabricante Sanyo es de 42 V por tanto la tensión nominal del arreglo FV es 84 Vcc.

$$\text{Energía eléctrica de diseño} = \frac{\text{Energía eléctrica CC}}{\text{tensión nominal del sistema}} \quad (3)$$

Donde:

Energía eléctrica de diseño: 59,52 (Ah/ día)

Energía eléctrica CC: 5000 (Wh/día)

Tensión nominal del Tensión nominal del sistema: 84Vcc

Para estimar el número de ramas en paralelo a conectar en el arreglo fotovoltaico se sustituirá en la ecuación (18) los siguientes valores:

$$NP = \frac{59,52 * 1,1}{(1 - 0,1) * 5,13 * 5,44} \quad (18)$$

NP= 2,60 ramas en paralelo

Donde:

R: 1,1 (criterio dado norma IEEE 1562-2007 para cargas no criticas).

Energía electrica de diseño: 59,52 Ah / día (Energía calculada con la
Ecuación (3))

Imp: 5,13 A (corriente en el punto de máxima potencia del módulo elegido)

HSP_critico: 5,44 h/día (horas solares pico en el mes más desfavorable)

SL: 0,1 (estimación recomendada por la norma IEEE 1562-2007)

El número de ramas en paralelo a conectar en el arreglo FV para el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico de conexión a Red con respaldo de un banco de baterías para satisfacer el consumo de energía correspondiente a luminaria externa es de 3 ramas en donde se destaca que en el presente estudio se considerará reflectores LED .

El número de módulos fotovoltaicos totales se calculará utilizando la ecuación (19):

$$N_{\text{módulos}} = NS * NP \quad (19)$$

N_módulos: 6 módulos.

[ANEXO 10]

Dimensionamiento del banco de baterías del sistema fotovoltaico necesario para satisfacer el consumo de energía eléctrica de la luminaria externa.

A continuación se presentará el dimensionamiento correspondiente al banco de baterías necesario para satisfacer los requerimientos de energía eléctrica de la luminaria externa del edificio del ciclo básico de la Facultad de Ingeniería U.C.V.

Paso 1:

Se calculará la energía eléctrica de diseño en (Ah /día), para ello se sustituirá la energía eléctrica CC diaria y la tensión nominal del banco de batería en la ecuación(3)

$$\text{Energía eléctrica diseño} = \frac{11228,07}{48} (3)$$

$$\text{Energía eléctrica diseño} = 233,91 \text{ Ah/día}$$

Donde:

Energía eléctrica diaria de CC: 11228,07 Wh/día (dato determinado con la ecuación (2))

Tensión nominal banco de baterías: 48 V (tensión nominal del banco de baterías)

Paso 2:

Se calculará la capacidad requerida de la batería donde por el momento no se ajustará ni por el criterio de máximas descargas permitidas ni por grandes variaciones de temperatura, para ello se sustituirá en la ecuación (4) la energía eléctrica de diseño y los días de autonomía.

$$C_{req}(\text{si se ajusta}) = 233,91 * 1 (4)$$

$$C_{req}(\text{ sin ajustar})= 233,91 \text{ Ah}$$

Donde:

Energía eléctrica diseño: 233,91 Ah/día

Días de autonomía : 1 día

Paso 3:

Se ajustará la capacidad requerida por el criterio de máxima profundidad de descarga, máxima profundidad de descarga diaria y máxima profundidad de descarga al final de la vida útil, para ello se utilizarán las ecuaciones (5), (6) y (7) respectivamente.

A continuación se presenta el cálculo para ajustar el banco de baterías por el criterio de máxima profundidad de descarga

$$C_{adj} (MDOD) = \frac{100*233,91}{80} (5)$$

$$C_{adj} (MDOD)= 292,39 \text{ Ah}$$

Donde:

$C_{req}(\text{ sin ajustar})$: 292,39 Ah

% MDOD:80 %

A continuación se presenta el cálculo para ajustar el banco de baterías por el criterio de máxima profundidad de descarga diaria

$$C_{adj} (MDDOD) = \frac{100*233,91}{40} (6)$$

$$C_{adj}(MDDOD) = 584,79 \text{ Ah}$$

Donde:

Energía eléctrica diseño: 233,91 Ah/día

% MDDOD:40%

A continuación se presenta el cálculo para ajustar el banco de baterías por el criterio de máxima profundidad de descarga al final de la vida útil.

$$C_{adj}(EOL) = \frac{100 \cdot 233,91}{80} (7)$$

$$C_{adj}(EOL) = 292,39 \text{ Ah}$$

Donde:

C_{req} (sin ajustar): 233,91Ah

% EOL: 80 %

Paso 4:

Se determinará la capacidad requerida por el banco de baterías, para ello se considerara el mayor valor obtenido al ajustar la capacidad del banco de baterías por el criterio de máxima profundidad de descarga permitida, máxima profundidad de descarga y máxima profundidad de descarga al final de la vida útil y se sustituirá dicho valor en la ecuación (8) .

Se tomará como criterio un factor de diseño del 20 % del banco de baterías a fin de garantizar un funcionamiento óptimo de las mismas y no se ajustará por variaciones de temperatura debido a que en la ciudad de Caracas la temperatura es relativamente constante durante todo el año, dicho criterio se basa en la recomendaciones dada en la norma IEEE 1013-2000 por lo tanto en la ecuación (8) se considerará $K_T = 1$ y $K_D = 1,2$.

$$C_{req} = 1,2 \cdot 584,79 (8)$$

$$C_{req} = 701,75 \text{ Ah}$$

Donde:

C_{adj} (MDDOD) : 584,79 Ah

K_D : 1,2

K_T :1

Paso 5:

Se calculará la corriente máxima que circula por el banco de batería , para ello se sustituirá en la ecuación (9) la capacidad requerida por el banco de baterías y el regimen de descarga de la batería.

$$I_{max\ bateria} = \frac{701,75}{100} (9)$$

$$I_{max\ bateria} = 7,01\ A$$

Donde:

Creq: 701,75 Ah

Regimen descarga: 100 h

Paso 6:

Se calculará el voltaje minimo y máximo de funcionamiento del banco de baterías , para ello se sustituirá el voltaje minimo de carga y el voltaje de corte en la ecuación (10) mientras que en la ecuación (11) se sustituirá el voltaje máximo de carga y el voltaje máximo de la batería.

Cabe destacar que el voltaje de corte se calcula con la información suministrada por el fabricante, en el caso de la batería Pro master 285 @ C 100 dicho valor es de 10,8 V / batería por lo tanto para un sistema de 48 V el número de baterías necesarias es de 4 y el voltaje de corte para el banco de baterías diseñado es de 43,2 V

El voltaje minimo de carga asi como el voltaje máximo de carga son datos suministrados por el fabricante del inversor/cargador, el cual se especifica en las hojas de datos como rango de tensión de entrada de CC. El rango de tensión de entrada de CC para el inversor / cargador modelo XW 6048-120/240-60 es de 44 Vcc a 66 Vcc, lo cual cumple con los valores de tensión de trabajo del banco de baterías.

$$V_{min} = \text{Valor máximo} (V_{mincarga}, V_{corte}) \quad (10)$$

$$V_{min} = 44 \text{ V}$$

Donde:

$V_{mincarga}$: 44 V (dato suministrado por el fabricante Inversor/Cargador del
Fabricante Xantrex modelo XW 6048- 120 / 240 – 60)

V_{corte} : 43,2 V (dato suministrado por el fabricante de batería pro master 285 @
C100 , en donde el voltaje de corte de cada batería es de 10,8 V)

Para calcular el voltaje máximo del banco de baterías, es necesario conocer el voltaje máximo de la carga alimentada por el sistema ($V_{maxcarga}$) y el voltaje máximo de la batería suministrado por el fabricante ($V_{maxbaterías}$) para así poder comparar ambos valores tal y como lo señala la ecuación (11).

La batería a utilizar será del fabricante Pro master y la capacidad de la misma es de 285 Ah @ C100 , siendo uno de los inconvenientes las pocas características técnicas suministradas por el fabricante por lo que fue necesario consultar la norma IEEE 1013-2000 en donde recomiendan que el voltaje de carga máximo por cada celda que conforma la batería es de 2,45 V resultando de esta manera que para un banco de baterías de 48 V nominales le corresponderá un voltaje máximo de batería de 58,8 V. Considerando los criterios anteriormente planteados se calculará el voltaje máximo del banco de baterías, para ello se evaluará la ecuación (11) dada a continuación:

$$V_{max} = \text{Valor mínimo} (V_{maxcarga}, V_{maxbaterías}) \quad (11)$$

$$V_{max} = 58,8 \text{ V}$$

Donde:

$V_{máxcarga}$: 64 V (dato suministrado por el fabricante Inversor/Cargador
Xantrex XW 6048-120/ 240 – 60)

$V_{máxbaterías}$: 58,8V (dato suministrado, fabricante de batería opzs solar 4600)

Paso 7

Se calculará el número de baterías en serie requeridas para dimensionar el banco de baterías, para ello se sustituirá en la ecuación (12) el voltaje máximo de funcionamiento del banco de baterías ($V_{\text{máx}}$) y el voltaje de carga suministrado por el fabricante de la batería seleccionada.

$$\text{Num baterías serie} = \frac{58,8}{14,4} (12)$$
$$\text{Num baterías serie} = 4,08$$

Según el criterio de la norma IEEE 1013-2000 la expresión anterior se redondea por defecto, por lo tanto el número de baterías a conectar en serie por cada rama es igual a 4.

Donde:

$V_{\text{max}} : 58,8 \text{ V}$

$V_{\text{carga/ batería}} : 14,4 \text{ V}$

Paso 8

Se calculará el voltaje de corte con la ayuda de la ecuación (13) y se comparará con el voltaje de corte suministrado por el fabricante

$$V_{\text{cortecalculado}} = \frac{44}{4} (13)$$
$$V_{\text{cortecalculado}} = 11 \text{ V}$$

Donde:

$V_{\text{min}} = 44 \text{ V}$

Num baterías serie= 4

Paso 9

Se verifica $V_{\text{corte calculado}} > V_{\text{corte recomendado}}$, de cumplirse la desigualdad anterior se procede a calcular el número de ramas a conectarse en paralelo.

En el caso de que el voltaje de corte calculado con la ayuda de la ecuación (13) sea menor al voltaje de corte recomendado por el fabricante es necesario disminuir el número de baterías en serie de cada rama del banco de baterías y dimensionar nuevamente el banco de baterías ajustando para ello la capacidad requerida por el banco de baterías a dimensionar o considerar la elección de un nuevo controlador de carga cuyas características técnicas se adapten a los requerimientos del sistema.

El voltaje de corte calculado es de 11 V mientras que el voltaje de corte recomendado por el fabricante es de 10,8 V lo cual garantiza que la batería en condiciones normales de funcionamiento opere siempre por encima del voltaje de corte lo cual garantiza que la vida útil de la batería se prolongue lo máximo posible.

Paso 10

Se calcula el número de ramas a conectar en paralelo, para ello se sustituirá en la ecuación (15) la capacidad requerida y la capacidad nominal.

$$\text{Número ramas paralelo} = \frac{701,75}{285} (15)$$

$$\text{Número ramas paralelo} = 2,46$$

Donde:

C_{req} : 701,75 Ah

C_{nom} : 285 Ah

Según la norma IEEE 1013-2000 el resultado anterior debe redondearse por exceso por lo tanto

Número ramas paralelo= 3 ramas

Paso 11

Se calculará el número de baterías totales que conforman el banco de baterías, para ello se utilizará la ecuación (16)

$$Número_total_baterías = 3 * 4 (16)$$

$$Número_total_baterías = 12 \text{ baterías}$$

Donde

Num_baterías_serie: 4 baterías / rama

Num_ramas_paralelo: 3 ramas.

A continuación se presenta en la figura 17 el diagrama de conexiones del sistema fotovoltaico conectado a la Red con respaldo de un banco de baterías, en donde se muestra la conexión de los equipos que conforman el sistema pero no se muestran el calibre de los conductores a utilizar ni las protecciones eléctricas asociadas a cada uno de los tramos de la instalación.

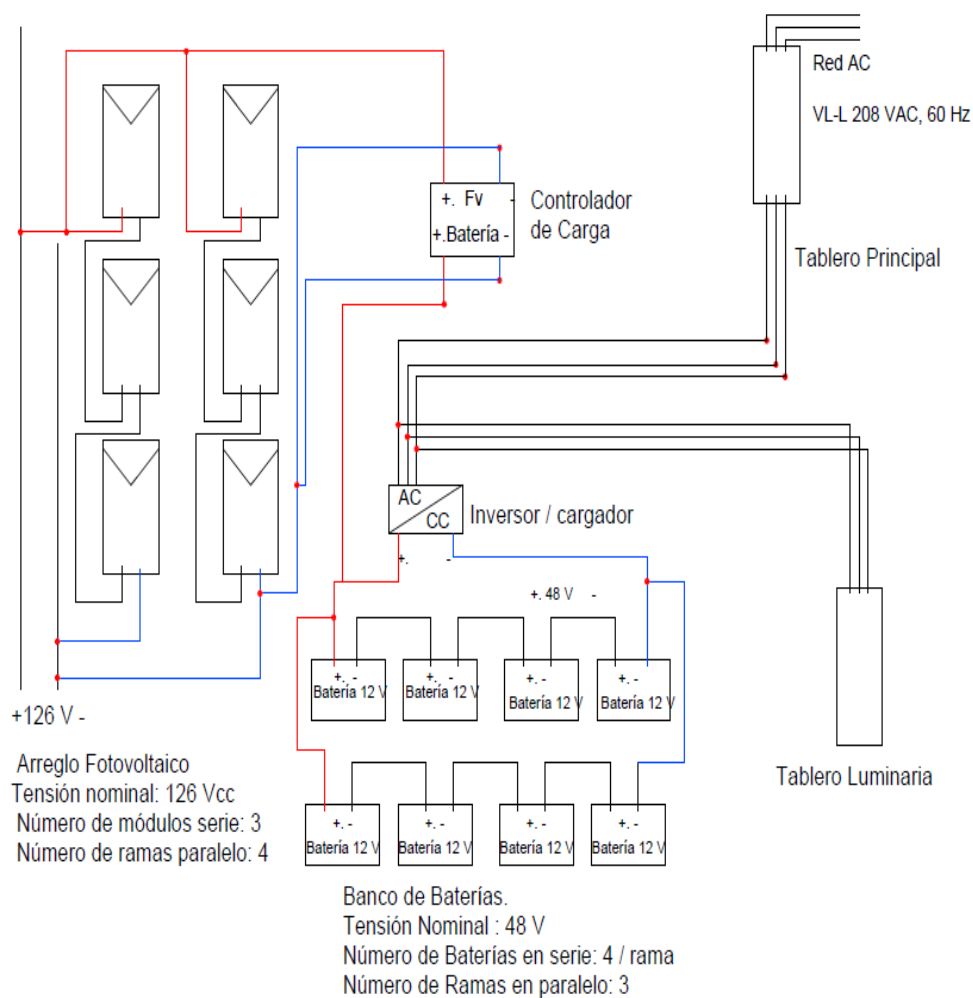


Figura 17 Diagrama de conexiones de sistema FV conectado a red con respaldo de banco de baterías para satisfacer la demanda de energía eléctrica de la luminaria externa.

A continuación se presenta en la tabla 48 los equipos necesarios para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico necesario para satisfacer la demanda de la luminaria externa, en dicha tabla no se incluye el calibre de los conductores ni las protecciones eléctricas necesarias en cada uno de los tramos de la instalación.

Tabla 48 Equipos necesarios para el dimensionamiento del sistema FV requerido para satisfacer la demanda de energía de la luminaria externa.

	Reflectores LED. Luminaria externa
Arreglo Fotovoltaico.	Fabricante: Sanyo . Modelo HIT 215 NHE. Número de Módulos FV totales: 6 Número módulos en serie / rama: 2 Número de ramas en paralelo: 3 Tensión nominal del arreglo FV: 84 Vcc
Controlador de Carga	Fabricante: Outback Power. Modelo: Flex max 60 Tensión entrada máx (arreglo FV): 126 Vcc Tensión de Salida: (Banco de Baterías): 48 Vcc
Inversor / Cargador	Fabricante:Xantrex Modelo:6048-120/ 240-60 Tensión entrada CC: 48 Vcc Tensión Salida AC: VL-L 240 Vac, @ 60 Hz. Intensidad DC entrada: 23,90 A (Luminaria externa son 8 reflectores LED) Intensidad AC salida: 3,07 A (misma consideración anterior).
Banco de Baterías.	Fabricante: Pro Master. Tensión Nominal batería: 12 V. Tensión Nominal Banco de Baterías: 48 V Capacidad nominal batería: 285 Ah @ 100 h. Número de Baterías: 12 Número Baterías en serie/ rama: 4 Número de ramas en paralelo: 3 I max= 7,07 A

Una vez dimensionado los principales equipos del sistema fotovoltaico se procederá a mostrar en la figura 18 el diagrama unifilar donde se observan las protecciones eléctricas en cada uno de los tramos de la instalación, para ello fue necesario considerar los mismos criterios establecidos en el diseño del sistema FV

requerido para satisfacer el consumo de energía eléctrica de la luminaria interna por lo tanto en la tabla 49 se muestran los resultados correspondientes al número de equipos y materiales necesarios para el diseño del sistema FV requerido para satisfacer el consumo de energía de la luminaria externa.

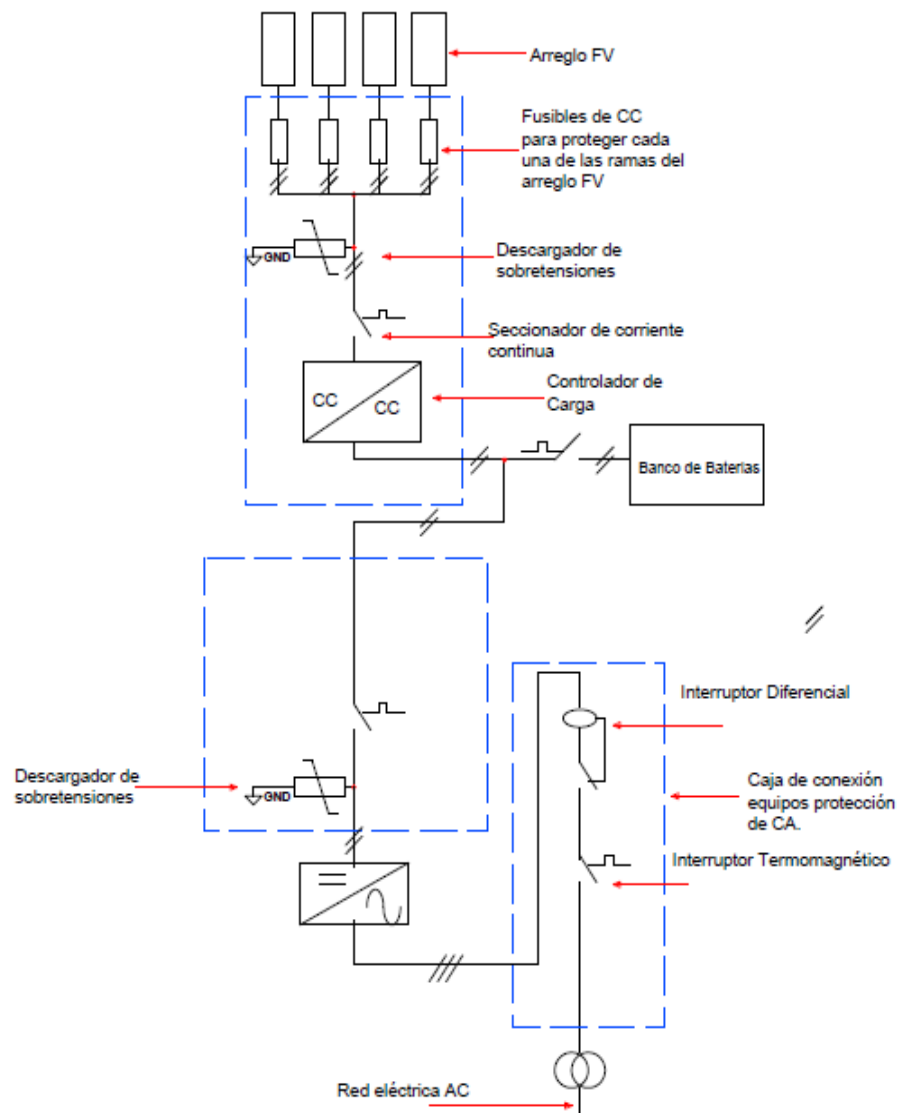


Figura18 Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico conectado a red con respaldo de un banco de baterías para satisfacer la demanda de energía de la luminaria externa.

A continuación se muestra en la tabla 49 los resultados correspondientes a los equipos y materiales necesarios para el dimensionamiento del sistema FV requerido para satisfacer el consumo de energía eléctrica del sistema externo.

Tabla 49 Equipos y materiales sistema FV luminaria externa

	Sistema FV Luminaria externa.
6 módulos FV Modelo HIT NHE Fabricante Sanyo.	Costo Unitario: 5500 Bs. Costo Total: 33000 Bs
1 Controlador de Carga Flex Max 60	Costo Total: 420 Bs
1 Inversor/ Cargador Xantrex XW-6048-120/ 240-60	Costo total: 21000 Bs
12 baterías Capacidad 285 Ah @100h Fabricante Pro master.	Costo Total: 96000 Bs
8 Reflectores LED @ 100 W cada uno.	Costo Total: 5600 Bs
4 fusibles de CC. Fabricante: Telergon V nom 750 VDC, Icorte: 20 kA I nom = 30 A	Costo Total: 280 Bs
2 descargadores sobretensiones. Fabricante: Socomec. Vnom: 1000 VDC I corte: 25 kA Inom: 40 kA	Costo Total: 420 Bs
3 seccionadores.Fabricante Telergon. Vnom: 800 VDC I corte: 1 kA I nom : 30 A	Costo Total: 660 Bs
1 Interruptor termomagnético I nom=25 A. Vnom: 230 Vac. I corte:10 kA Fabricante Bticino.	Costo Total: 150 Bs

1 Interruptor diferencial Vnom: 230 VAC .Inom: 25 A Sensibilidad: 30 mA Fabricante: Eaton	Costo Total: 210 Bs
Conductores En cada una de las ramas arreglo FV	2 x14 AWG Cu-THHN Tubería PVC 1/2 "
Tramo Arreglo FV- Controlador Carga	2 x12 AWG Cu-THHN Tubería PVC 1/2 "
Tramo Controlador Carga- B. Baterías	2 x12 AWG Cu-THHN Tubería PVC 1/2 "
Tramo B. Baterías- Entrada Inversor	2 x10 AWG Cu-THHN Tubería PVC 1/2 "
Tramo Salida Inversor- Tablero luminaria	2 x14 AWG Cu-THHN Tubería PVC 1/2 "

Cabe destacar que el banco de baterías debe ser instalado según lo dispuesto en la sección 480.9 (A) del código eléctrico nacional “en un lugar donde haya suficiente difusión y ventilación de los gases de las baterías para evitar la acumulación de una mezcla explosiva” teniendo presente que las dimensiones de cualquiera de los aulas de clase del edificio del ciclo básico son 9,5x 8,7x 3,3 m se tiene que el volumen de cada una de las aulas de clase es de 272,74 m³ mientras que el volumen aproximado de las 12 baterías es de aproximadamente 0,30 m³ (sin considerar el espacio de separación entre las mismas) por lo tanto ubicar las baterías en uno de los salones de la Facultad que no esten operativos pudiera ser una opción a considerar siempre y cuando exista

disponibilidad tanto de un aula que no este operativa, a su vez a fin de aprovechar el espacio al máximo en dicha aula se ubicará el controlador de carga, el inversor/cargador y la caja envolvente donde se ubicarán los equipos de protecciones. La distribución de los equipos se muestra en la sección de planos ubicando en la sección de anexos.

**DIMENSIONAMIENTO DE EQUIPOS NECESARIOS PARA
SATISFACER LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CORRESPONDIENTE A LA LUMINARIA INTERNA DE
DIVERSOS EDIFICIOS DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
U.C.V.**

[ANEXO 11]

DIMENSIONAMIENTO DEL ARREGLO FV DE LOS DIVERSOS EDIFICIOS DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA U.C.V.

A continuación se presenta el dimensionamiento del número de módulos FV e inversores de conexión a Red necesarios para satisfacer el consumo de energía eléctrica correspondiente a la luminaria interna de diversos edificios de la Facultad de Ingeniería de la U.C.V., para ello será necesario estimar la energía eléctrica AC y DC tal y como se realizó para el caso del dimensionamiento correspondiente al edificio del ciclo básico de la Facultad de Ingeniería U.C.V.

Debido a que en el estudio de factibilidad económica realizado en el presente trabajo especial de grado se concluyó que el sustituir la luminaria interna fluorescente por la luminaria LED representaba ventajas tales como una mayor contribución al ahorro energético así como una disminución significativa de la inversión inicial se considerará en el dimensionamiento del número de módulos FV e inversores de conexión a Red de los diversos edificios de Facultad de Ingeniería U.C.V. solamente el estudio para el caso cuando la luminaria interna es del tipo LED de 18 W.

A continuación se especifican para cada uno de los edificios el consumo de energía eléctrica necesaria para satisfacer los requerimientos correspondiente a la luminaria interna, para ello fue necesario realizar una inspección a cada uno de los edificios y estimar la cantidad de luminaria presente en cada edificio de manera de poder determinar la potencia total en cada uno de los pisos así como la energía eléctrica requerida durante el tiempo de uso, en donde debe tenerse en cuenta que la energía eléctrica diaria de CC se calculó con la ayuda de la ecuación (1) .

Tabla 50 Energía eléctrica diaria CC necesaria en el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico de cada uno de los pisos de la escuela Ingeniería Eléctrica.

	Potencia total (W)	Tiempo estimado de uso (h)	Energía eléctrica diaria AC (Wh /día)	Energía eléctrica diaria CC (Wh / día)
Luminaria interna LED 18 W Piso 3	9649 W	6	57894	60306,25
Luminaria interna LED 18 W Piso 2	6660 W	6	39960	41625
Luminaria interna LED 18 W Piso 1	4140	6	24840	25875

Tabla 51 Energía eléctrica diaria CC necesaria en el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico de cada uno de los pisos de la escuela de Ingeniería Química, Petróleo, Geología, Minas y Geofísica.

	Potencia total (W)	Tiempo estimado de uso (h)	Energía eléctrica diaria AC (Wh /día)	Energía eléctrica diaria CC (Wh / día)
Luminaria interna LED 18 W Piso 3	13914 W	6	83484	86962
Luminaria interna LED 18 W Piso 2	21240 W	6	127440	132750
Luminaria interna LED 18 W Piso 1	21240	6	127440	132750

Tabla 52 Energía eléctrica diaria CC necesaria en el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico de cada uno de los pisos del edificio de Física aplicada.

	Potencia total (W)	Tiempo estimado de uso (h)	Energía eléctrica diaria AC (Wh /día)	Energía eléctrica diaria CC (Wh / día)
Luminaria interna LED 18 W Piso 2	4860 W	6	29160	30375
Luminaria interna LED 18 W Piso 1	6300 W	6	37800	39375
Luminaria interna LED 18 W Planta Baja	7560 W	6	45360	47250

Tabla 53 Energía eléctrica diaria CC necesaria en el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico de cada uno de los pisos del edificio del instituto de mecánica de fluidos.

	Potencia total (W)	Tiempo estimado de uso (h)	Energía eléctrica diaria AC (Wh /día)	Energía eléctrica diaria CC (Wh / día)
Luminaria interna LED 18 W Piso 2	1440 W	6	8640	9000
Luminaria interna LED 18 W Piso 1	2070 W	6	12420	12937,5

Tabla 54 Energía eléctrica diaria CC necesaria en el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico de cada uno de los pisos del edificio instituto de materiales y modelos estructurales.

	Potencia total (W)	Tiempo estimado de uso (h)	Energía eléctrica diaria AC (Wh /día)	Energía eléctrica diaria CC (Wh / día)
Luminaria interna LED 18 W Piso 1	1530 W	6	9180	95562,5
Luminaria interna LED 18 W Planta Baja	7740 W	6	46440	48375

A continuación se realizará el dimensionamiento del arreglo FV para cada uno de los pisos de los edificios previamente señalados siguiendo la misma memoria de cálculo realizada en el dimensionamiento del arreglo FV del edificio del ciclo básico de la Facultad de Ingeniería U.C.V. Los módulos FV son modelo HIT 215 NHE.

Tabla 55 Solución de la disposición física del arreglo fotovoltaico para el caso del edificio de la escuela de Ingeniería Eléctrica. Vnom arreglo FV: 462 Vcc

	Luminaria LED
Dimensiones del techo del edificio donde se colocarán los módulos FV (m x m)	Largo:52,28 Ancho:21,34
Número de módulos fotovoltaicos totales	132
Número de módulos fotovoltaicos por cada fila	11

Distancia de separación entre cada una de filas de módulos fotovoltaico dispuestas a lo ancho de la terraza del edificio (m)	0,941 (sombra proyectada por cada módulo FV sobre el suelo)
---	--

Tabla 56 Solución de la disposición física del arreglo fotovoltaico para el caso del edificio de la escuela de Ingeniería Química, Petróleo, Geología, Minas y Geofísica. Vnom arreglo FV: 462 Vcc.

	Luminaria LED
Dimensiones del techo del edificio donde se colocarán los módulos del arreglo fotovoltaico (m x m)	Largo:114,51 Ancho:24,28
Número de módulos fotovoltaicos totales	396
Número de módulos fotovoltaicos por cada fila	11
Distancia de separación entre cada una de filas de módulos fotovoltaico dispuestas a lo ancho de la terraza del edificio (m)	0,941 (sombra proyectada por cada módulo FV sobre el suelo)

Tabla 57 Solución de la disposición física del arreglo fotovoltaico para el caso del edificio del departamento de Física aplicada. Vnom arreglo FV: 462 Vcc.

	Luminaria LED
Dimensiones de la terraza del edificio donde se colocarán los módulos del arreglo fotovoltaico (m x m)	Largo:48,97 Ancho:19,86
Número de módulos fotovoltaicos totales	132
Número de módulos fotovoltaicos por cada fila	11
Distancia de separación entre cada una de filas de módulos fotovoltaico dispuestas a lo ancho de la terraza del edificio (m)	0,941 (sombra proyectada por cada módulo FV sobre el suelo)

Tabla 58 Solución de la disposición física del arreglo fotovoltaico para el caso del edificio del instituto de mecánica de fluidos. Vnom arreglo FV: 462 Vcc.

	Luminaria LED
Dimensiones del techo del edificio donde se colocarán los módulos del arreglo fotovoltaico (m x m)	Largo:67 Ancho:20
Número de módulos fotovoltaicos totales	33
Número de módulos fotovoltaicos por cada fila	11
Distancia de separación entre cada una de filas de módulos fotovoltaico	0,941 (sombra proyectada

dispuestas a lo ancho de la terraza del edificio (m)	por cada módulo FV sobre el suelo)
---	------------------------------------

Tabla 59 Solución de la disposición física del arreglo FV para el caso del edificio del instituto de materiales y modelos estructurales. Vnom arreglo FV: 580 Vcc.

	Luminaria LED
Dimensiones de la terraza del edificio donde se colocarán los módulos del arreglo fotovoltaico (m x m)	Largo:58 Ancho:21
Número de módulos fotovoltaicos totales	66
Número de módulos fotovoltaicos por cada fila	11
Distancia de separación entre cada una de filas de módulos fotovoltaico dispuestas a lo ancho de la terraza del edificio (m)	0,941 (sombra proyectada por cada módulo FV sobre el suelo)

DIMENSIONAMIENTO DE LOS INVERSORES DE CONEXIÓN A RED PARA DIVERSOS EDIFICIOS DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA U.C.V.

A continuación se presenta el número de inversores de conexión a Red a utilizar en el dimensionamiento de los sistemas FV capaces de satisfacer el consumo de energía eléctrica de la luminaria interna de diversos edificios de la Facultad de Ingeniería U.C.V. para ello será necesario conocer la potencia total en cada uno de los pisos que conforman cada uno de los edificios a fin de conocer la potencia requerida por el inversor (la cual se obtiene dividiendo la potencia total de cada uno de los pisos entre la eficiencia del inversor).

El modelo de inversor de conexión a Red es el SMC 6000 A en donde la tensión DC máxima a la entrada del inversor es de 580 Vcc y la potencia del inversor es de 6000 W.

La potencia de cada uno de los pisos de los diversos edificios se muestra en las comprendidas de la tabla 50 a la tabla 54.

A continuación se muestra la cantidad de inversores de conexión a Red por cada uno de los pisos de los diversos edificios de la Facultad de Ingeniería U.C.V

Tabla 60 Número de inversores de conexión a red del sistema FV del edificio de la escuela de Ingeniería Eléctrica.

	Sistema FV Luminaria Interna LED 18 W
Nº inversores de conexión a Red Sistema FV piso 3	2
Nº inversores de conexión a Red Sistema FV piso 2	2
Nº inversores de conexión a Red Sistema FV piso 1	1

Tabla 61 Número de inversores de conexión a red del sistema FV del edificio Ingeniería Química, Petróleo, Geología, Minas y Geofísica.

	Sistema FV Luminaria Interna LED 18 W
Nº inversores de conexión a Red Sistema FV piso 3	3
Nº inversores de conexión a Red Sistema FV piso 2	4
Nº inversores de conexión a Red Sistema FV piso 1	4

Tabla 62 Número de inversores de conexión a red del sistema FV del edificio del departamento de Física aplicada

	Sistema FV Luminaria Interna LED 18 W
Nº inversores de conexión a Red Sistema FV piso 2	1
Nº inversores de conexión a Red Sistema FV piso 1	2
Nº inversores de conexión a Red Sistema FV Planta Baja	2

Tabla 63 Número de inversores de conexión a red del sistema FV del edificio de instituto de mecánica de fluidos.

	Sistema FV Luminaria Interna LED 18 W
Nº inversores de conexión a Red Sistema FV piso 2	1
Nº inversores de conexión a Red Sistema FV piso 1	1

Tabla 64 Número de inversores de conexión a red del sistema FV del edificio Instituto de materiales y modelos estructurales.

	Sistema FV Luminaria Interna LED 18 W
Nº inversores de conexión a Red Sistema FV piso 1	1
Nº inversores de conexión a Red Sistema FV Planta Baja	2

**MEMORIA DESCRIPTIVA CORRESPONDIENTE AL
SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DEL SISTEMA
FOTOVOLTAICO.**

[ANEXO 12]

MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO.

En la sección 4.14.1 del presente trabajo especial de grado, se especifica que el método a considerarse para la medición de la resistividad del suelo será el método de los cuatro electrodos en donde se considerará la configuración Wenner presentado en la sección 4.14.1.1 del presente trabajo especial de grado y cuyos aspectos técnicos corresponde a lo especificado en la norma IEEE std 81-1983.

A continuación se presenta el registro correspondiente a la medición de la resistividad del suelo en distintas áreas de la Facultad de Ingeniería U.C.V.; siendo necesario para el cálculo de la resistividad del suelo (ρ) la ecuación (46) en donde es necesario el conocimiento de la distancia de separación entre los electrodos y la resistencia medida por el instrumento de medición.

MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO CORRESPONDIENTE AL SPAT DEL EDIFICIO DE LA ESCUELA INGENIERÍA QUÍMICA, PETRÓLEO, GEOLOGÍA, MINAS Y GEOFÍSICA.

A continuación se presenta en la tabla 65 las mediciones correspondiente a la resistividad del suelo del terreno ubicado en las inmediaciones del edificio de la escuela de Ingeniería Química, Petróleo, Geología, Minas y Geofísica (terreno donde se ubica el balancin), para ello se utilizó el método de los cuatro electrodos siendo la configuración Wenner especificada en la norma IEEE std 81-1983 la norma empleada para la determinación de la resistividad del suelo.

Dimensiones del terreno: Largo: 26 m. Ancho: 44m

Día de realización de las mediciones: Martes 28 Agosto 2012. Hora 10 am

Condiciones Climaticas: Parcialmente Nublado. Breves periodos de lluvia durante las mediciones.

Tabla 65 Medición resistividad del suelo. terreno "balancin" correspondiente al SPAT del edificio de la escuela de Ingeniería Química, Petróleo, Geología, Minas y Geofísica. Método de los cuatro electrodos. Configuración Wenner.

Distancia de separación de los electrodos. a (m)	Resistencia medida por el instrumento de medición. R (Ω)	Resistividad promedio del terreno ρ (Ω .m)
1	11,5	72,25
1,5	5,00	47,12
2	3,20	40,21
2,5	2,15	33,77
3	1,65	31,10
4	0,95	23,87
5	1,35	42,41
6	2,20	82,93
7	2,10	92,36
8	2,30	115,61

MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO CORRESPONDIENTE AL SPAT DEL EDIFICIO DEL DEPARTAMENTO DE FÍSICA DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA U.C.V.

A continuación se presenta en la tabla 66 la medición de la resistividad del suelo correspondiente a el sistema de puesta a tierra del edificio de física, para ello se utilizó el método de los cuatro electrodos siendo la configuración Wenner

especificada en la norma IEEE std 81-1983 la norma empleada para la determinación de la resistividad del suelo con la ayuda de la ecuación (46).

Dimensiones del terreno: Largo:50,7 m. Ancho: 10,8 m

Día de realización de las mediciones: Martes 28 Agosto 2012. Hora 10 am

Condiciones Climaticas: Parcialmente Nublado. Breves periodos de lluvia durante las mediciones.

Tabla 66 Medición de la resistividad del suelo. terreno " Jardin de Física" correspondiente al SPAT del edificio del departamento de Física aplicada. Método cuatro electrodos. Configuración Wenner.

Distancia de separación de los electrodos. a (m)	Resistencia medida por el instrumento de medición. R (Ω)	Resistividad promedio del terreno ρ (Ω .m)
1	6,50	40,84
1,5	2,35	22,14
2	1,25	15,70
2,5	0,90	14,13
3	0,65	12,25
4	0,65	16,33

MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO CORRESPONDIENTE AL SPAT EDIFICIO DEL INSTITUTO DE MECÁNICA DE FLUIDOS

A continuación se presenta en la tabla 67 la medición de la resistividad del suelo correspondiente al SPAT del edificio del instituto de mecánica de fluidos, para ello se utilizó el método de los cuatro electrodos siendo la configuración Wenner especificada en la norma IEEE std 81-1983 la norma empleada para la determinación de la resistividad del suelo con la ayuda de la ecuación (46)

Día de realización de las mediciones: Martes 28 Agosto 2012. Hora 10 am

Condiciones Climaticas: Parcialmente Nublado. Breves periodos de lluvia durante las mediciones.

Tabla 67 Medición resistividad del suelo correspondiente al SPAT del edificio del instituto de mecánica de fluidos.Método de los cuatro electrodos.Configuración Wenner.

Distancia de separación de los electrodos. $a \text{ (m)}$	Resistencia medida por el instrumento de medición. $R \text{ (} \Omega \text{)}$	Resistividad promedio del terreno $\rho \text{ (} \Omega \cdot \text{m)}$
1	12	75,39
1,5	7,5	70,68
2	5	62,83
2,5	3,75	58,90
3	2,6	49,00
4	1,7	42,72
5	1,15	36,12
6	0,9	33,92
7	0,5	21,99

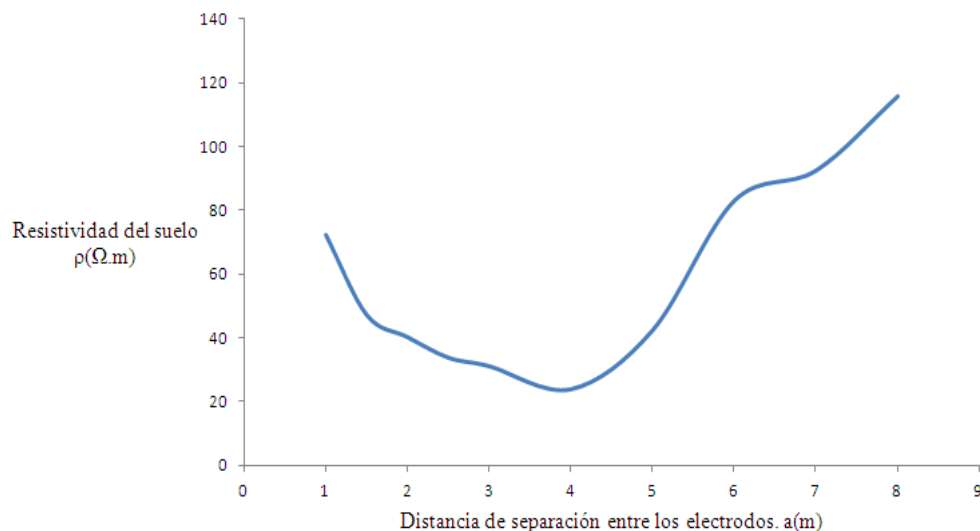
CURVA DE RESISTIVIDAD DEL TERRERO. MÉTODO WENNER.
NORMA IEEE STD 81-1983.

A continuación se presentará las gráficas correspondientes a la curva de resistividad del suelo en función de la distancia de separación “ a”, para ello es necesario graficar la resistividad del suelo en función de la distancia de separación de los electrodos,para ello es necesario realizar diferentes medidas de la resistividad del suelo en función de distintas valores de distancias de separación

entre los electrodos empleando el método de Wenner según lo especificado en la la norma IEEE std 81-1983.

CURVA DE RESISTIVIDAD DEL SUELO CORRESPONDIENTE AL SPAT DEL EDIFICIO INGENIERÍA QUÍMICA,PETRÓLEO,GEOLOGÍA Y MINAS.

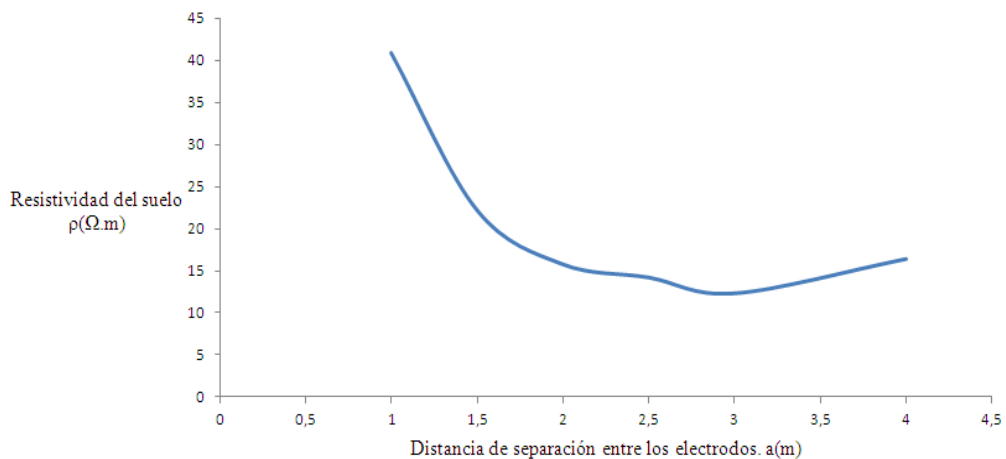
A continuación se presenta en la gráfica 1 la curva de resistividad correspondiente al terreno donde esta ubicado el balancin de la Facultad de Ingeniería. A fin de obtener los valores de resistividad del terreno para diversas distancias de separación entre los electrodos fue necesario aplicar los resultados de la tabla 65, los cuales se obtuvieron luego de aplicar el método de los cuatro electrodos específicamente en la configuración Wenner siguiendo los aspectos técnicos descritos en la norma IEEE std 81-1983.



Gráfica 1 Curva de resistividad del suelo correspondiente al SPAT del edificio de la escuela Ingeniería Química, Petróleo, Geología y Minas.

CURVA DE RESISTIVIDAD DEL SUELO CORRESPONDIENTE AL SPAT EDIFICIO DEL DEPARTAMENTO DE FÍSICA APLICADA.

A continuación se presenta en la gráfica 2 la curva de resistividad correspondiente al terreno donde esta ubicado el jardín anexo al edificio del departamento de Física aplicada. A fin de obtener los valores de resistividad del terreno para diversas distancias de separación entre los electrodos fue necesario aplicar los resultados de la tabla 66, los cuales se obtuvieron luego de aplicar el método Wenner según lo especificado en la norma IEEE std 81-1983.

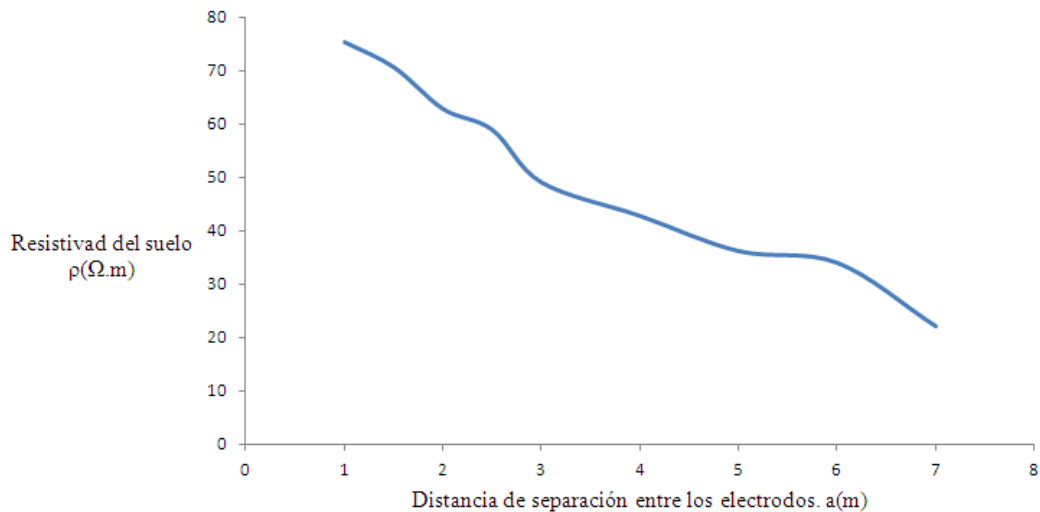


Gráfica 2 Curva de resistividad del suelo correspondiente al SPAT del edificio del departamento de Física aplicada.

CURVA DE RESISTIVIDAD DEL SUELO CORRESPONDIENTE AL SPAT EDIFICIO DEL INSTITUTO DE MECÁNICA DE FLUIDOS.

A continuación se presenta en la gráfica 3 la curva de resistividad correspondiente al terreno ubicado en las cercanías del edificio del Instituto de Mecánica de Fluidos. A fin de obtener los valores de resistividad del terreno para diversas distancias de separación entre los electrodos fue necesario considerar los

resultados obtenidos en la tabla 67 luego de aplicar el método de Wenner según lo especificado en la norma IEEE std 81-1983.



Gráfica 3. Curva de resistividad del suelo correspondiente al SPAT del edificio del instituto de mecánica de fluidos.

Modelado del suelo. Método gráfico de sunde para obtener el modelo de suelo de dos capas.

A continuación se empleará el método gráfico de sunde especificado en la sección 13.4.2.2 de la norma IEEE std 80-2000, de esta forma se hallará el modelo del suelo de dos capas tal y como se especificó en la figura 9 y en la sección 4.14.1.2 del presente trabajo especial de grado.

Método gráfico de Sunde aplicado al suelo del jardín anexo al edificio del departamento de Física aplicada.

1. Observar la curva de resistividad de suelo previamente obtenida previamente (gráfica 2).
2. Estimar los valores de ρ_1 y ρ_2 a partir de la gráfica 2.

En este caso luego de observar los datos de la gráfica 2 obtenidos a partir de la tabla 66 los valores de ρ_1 y ρ_2 serán los siguientes:

$$\rho_1 = 40,84 \, \Omega.m \text{ y } \rho_2 = 16,33 \, \Omega.m$$

3. Obtener la relación $\frac{\rho_2}{\rho_1}$ y seleccionar una de las gráficas de Sunde que coincida con el resultado de dicha relación.

$$\frac{\rho_2}{\rho_1} = \frac{16,33 \Omega.m}{40,84 \Omega.m}$$

$$\frac{\rho_2}{\rho_1} = 0,4$$

4. Seleccionar el valor de K en el eje $\frac{\rho a}{\rho_1}$ correspondiente al cambio de concavidad de la curva seleccionada.

Al observar la curva de Sunde que cumple lo especificado en los pasos 3 y 4 se obtiene el siguiente valor de K.

$$K = 0,51$$

5. Obtener el valor correspondiente de $\frac{a}{h}$ en el eje horizontal.

Al observar la gráfica de Sunde; para K=0,51 se obtiene el correspondiente valor de $\frac{a}{h}$.

$$\frac{a}{h} = 2,1$$

6. Obtener el valor de ρa ; multiplicando entre si el valor de K obtenido en el paso 4) y el valor de ρ_1

$$\rho a = 0,51 * 40,84 \frac{\Omega}{m}$$

$$\rho a = 20,83 \frac{\Omega}{m}$$

7. Determinar el valor de a correspondiente a la resistividad ρa obtenida en el paso 6)

Al observar la gráfica 2 el valor de “a” correspondiente a la resistividad $\rho a = 20,83 \frac{\Omega}{m}$ obtenida en el paso 6) será:

$$a=1,6 \text{ m}$$

- 8) Determinar el valor de h, sustituyendo el valor de “a” obtenido en el paso 7) en la expresión de $\frac{a}{h}$ obtenida en el paso 5).

$$h = \frac{a}{2,1}$$

$$h = \frac{1,6m}{2,1}$$

$$h= 0,76 \text{ m}$$

Método gráfico Sunde aplicado al suelo del terreno ubicado en las cercanías del edificio del Instituto de Mecánica de Fluidos.

1. Observar la curva de resistividad de suelo previamente obtenida previamente (gráfica 3).

2. Estimar los valores de ρ_1 y ρ_2 a partir de la gráfica 3.

En este caso luego de observar los datos correspondientes a la gráfica 3 obtenidos a partir de la tabla 67, los valores de ρ_1 y ρ_2 serán los siguientes:

$$\rho_1 = 75,39 \Omega.m \text{ y } \rho_2 = 21,99 \Omega.m$$

3. Obtener la relación $\frac{\rho_2}{\rho_1}$ y seleccionar una de las gráficas de Sunde que coincida con el resultado de dicha relación.

$$\frac{\rho_2}{\rho_1} = \frac{21,99 \Omega.m}{75,39 \Omega.m}$$

$$\frac{\rho_2}{\rho_1} = 0,29$$

4. Seleccionar el valor de K en el eje $\frac{\rho a}{\rho_1}$ correspondiente al cambio de concavidad de la curva seleccionada.

Al observar la curva de Sunde que cumple lo especificado en los pasos 3 y 4 se obtiene el siguiente valor de K.

$$K = 0,52$$

5. Obtener el valor correspondiente de $\frac{a}{h}$ en el eje horizontal.

Al observar la gráfica de Sunde; para K=0,52 se obtiene el correspondiente valor de $\frac{a}{h}$.

$$\frac{a}{h} = 2,2$$

6. Obtener el valor de ρa ; multiplicando entre si el valor de K obtenido en el paso 4) y el valor de ρ_1

$$\rho a = 0,52 * 75,39 \frac{\Omega}{m}$$

$$\rho a = 39,20 \frac{\Omega}{m}$$

7. Determinar el valor de a correspondiente a la resistividad ρa obtenida en el paso 6)

Al observar la gráfica 3 el valor de “a” correspondiente a la resistividad $\rho a = 39,20 \frac{\Omega}{m}$ obtenida en el paso 6) será:

$$a=4,4 \text{ m}$$

- 8) Determinar el valor de h, sustituyendo el valor de “a” obtenido en el paso 7) en la expresión de $\frac{a}{h}$ obtenida en el paso 5).

$$h = \frac{a}{2,2}$$

$$h = \frac{4,4m}{2,2}$$

$$h= 2 \text{ m}$$

CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DEL SPAT.

CÁLCULO DE LA RESISTENCIA SPAT CORRESPONDIENTE AL EDIFICIO DEL DEPARTAMENTO DE FÍSICA APLICADA.

El método gráfico de Sunde empleado anteriormente permitió calcular el valor de la distancia “h” de separación entre la la capa superior y la capa infinita según lo dispuesto en el modelo del suelo de dos capas siendo resultando un valor de $h=0,76$ m.

Considerando el valor obtenido anteriormente se considerará para el SPAT correspondiente al edificio del departamento de Física aplicada que el electrodo de puesta a tierra estará dispuesto de forma horizontal, siendo necesaria la utilización de la ecuación (48) dada a continuación para calcular la resistencia del SPAT cuando el electrodo es horizontal.

El C.E.N. en la sección 250.53 (G) recomienda que se permitirá instalar el electrodo en una zanja de profundidad mínima de 750 mm mientras que en la sección 250.66 (B) del C.E.N se especifica que el conductor del electrodo que se conecta a un electrodo embutido en concreto no deberá ser mayor de Cu- 4AWG

Conociendo que las dimensiones del terreno son de 50,7 m de largo y 10,8 m de ancho se considerará como 10 m la longitud del conductor horizontal Cu- 4AWG dispuesto a una profundidad de 0,75 m.

Al evaluar la ecuación (48) con los siguientes valores:

$\rho = 40,84 \Omega.m$ (Resistividad en la condición más crítica, tabla 66) ($\Omega.m$)

$L = 5$ m ($2L$ =Longitud del conductor horizontal; siendo dicha longitud 10 m)

$s = 1,5$ m ($s/2$ = profundidad; siendo 0,75 m la profundidad del electrodo)

$a = 0,0026\text{m}$ (Radio del conductor Cu 4 AWG)

se obtiene:

$$R = 6,29\Omega$$

Por lo tanto la disposición horizontal del electrodo de puesta a tierra garantiza en este caso que la Resistencia de $6,29\Omega$ del sistema de puesta a tierra cumple con lo especificado en la sección 250.56 del C.E.N.

CÁLCULO DE LA RESISTENCIA SPAT CORRESPONDIENTE AL EDIFICIO DEL INSTITUTO DE MECÁNICA DE FLUIDOS.

La distancia “h” calculada por el método gráfico de Sunde resultó de 2 m , por lo tanto para el cálculo de la resistencia del SPAT correspondiente al edificio del instituto de mecánica de fluidos se considerará una disposición de dos barras enterradas verticalmente siendo necesario para ello la utilización de la ecuación (47) del presente trabajo especial de grado la cual permite calcular la Resistencia de dos barras cuando la distancia de separación entre las barras es mayor a la longitud de cada una de las barras.

En la sección 250.52 (A)(5) del C.E.N. se especifica que los electrodos tendrán una longitud no menor de 2,44 m de largo y que el diámetro mínimo de los mismos es de 15,87mm(5/8 pulg.).

Considerando las dimensiones del terreno previamente estudiado se realizará los cálculos tomando en cuenta en la evaluación de la ecuación (47) una distancia de separación entre las barras de 10 m.

Al evaluar la ecuación (47) con los siguientes valores se obtiene:

$$\rho = 75,39\Omega\cdot\text{m} \text{ (Resistividad en la condición más crítica, tabla 67)}$$

$$L = 2,44\text{ m} \text{ (Longitud de la barra especificada en 250.52 (A)(5) del C.E.N).}$$

$s = 10 \text{ m}$ (Distancia de separación entre las barras)

$a = 0,0079 \text{ m}$ (Radio de la barra según lo especificado en 250.52 (A)(5) (b) del C.E.N))

se obtiene:

$R = 15,63 \Omega$

Por lo tanto la disposición de 2 barras enterradas separadas una distancia de 10 m garantiza en este caso que la Resistencia de $15,63 \Omega$ del sistema de puesta a tierra cumple con lo especificado en la sección 250.56 del C.E.N.

MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

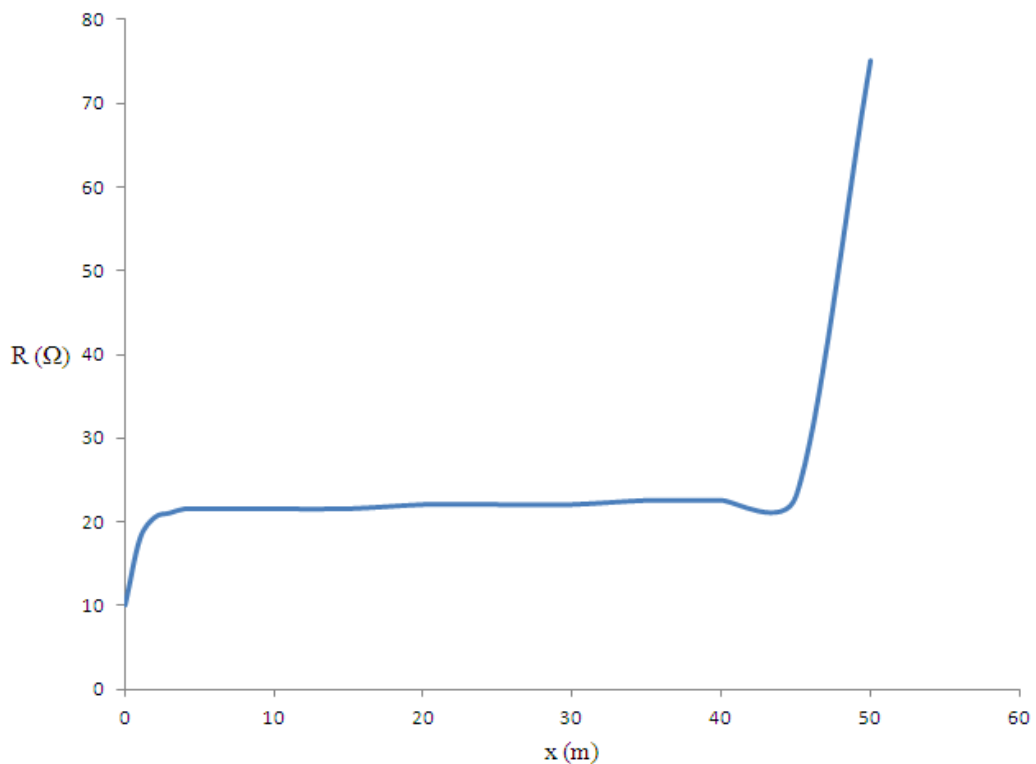
MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DE LA BARRA UBICADA EN EL JARDIN ANEXO AL EDIFICIO DE LA ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA.

A continuación se muestra en la tabla 68 las mediciones realizadas por el método de la caída de potencial según lo estipulado en la sección 8.2.1.5 de la norma IEEE std 81-1983 y lo señalado en la figura 10 del presente trabajo especial de grado para medir la resistencia de puesta a tierra de la barra dispuesta en el jardín anexo al edificio de la escuela de Ingeniería Eléctrica.

Tabla 68 Medición resistencia electrodo de puesta a tierra, edificio escuela Ingeniería Eléctrica. Método caída de potencial.

Distancia x (m)	Resistencia medida instrumento (Ω)
0	10
1	18
2	20,5
3	21
4	21,5
5	21,5
10	21,5
15	21,5
20	22
25	22
30	22
35	22,5
40	22,5
45	23
50	75

A continuación se presenta la gráfica 4 en donde se muestra la curva característica $R(\Omega)$ vs x (m) correspondiente a la Resistencia del Electrodo de puesta a tierra ubicada ubicado en el jardín anexo al edificio de la Escuela de Ingeniería Eléctrica.



Gráfica 4. Curva característica resistencia electrodo puesta a tierra ubicado en el jardín anexo al edificio de la Escuela de Ingeniería Eléctrica.

Al observar la gráfica 4 y los resultados obtenidos en la tabla 68 se puede concluir que la resistencia del electrodo de puesta a tierra en estudio es de 21,5 Ω debido a que la porción plana de la curva converge a dicho valor, por lo tanto la resistencia de puesta a tierra cumple con lo estipulado en la sección 250.56 del C.E.N. en donde la resistencia de puesta a tierra debe ser menor o igual a 25 Ω .

CONDUCTORES NECESARIOS PARA CONECTAR AL SPAT LOS EQUIPOS Y EL SFV

En el dimensionamiento de los conductores necesarios para la puesta tierra de los equipos y del sistema es necesario referirse a la tabla 250.122 del C.E.N en donde se especifica que el calibre del conductor de tierra dependiendo del régimen o ajuste máximo de dispositivos de sobrecorriente.

CONDUCTOR NECESARIO PARA CONECTAR EL SFV A EL SPAT

La sección 690.43 del C.E.N. se especifica que la conexión a tierra del circuito de corriente continua se hará en un punto cualquiera del circuito de salida, sin embargo en esa misma sección el C.E.N. recomienda que dicho punto este lo más cerca de la fuente fotovoltaica, por lo tanto para dimensionar la puesta tierra del sistema es necesario observar el resultado correspondiente al calibre de los conductores obtenido en la tabla 12 siendo el conductor AWG 4 Cu-THHN el calibre del conductor a utilizar para conectar la puesta a tierra del sistema con el electrodo de puesta a tierra si la propuesta considerada es la de luminaria fluorescente mientras que se utilizará el conductor AWG 6 Cu-THHN para la puesta a tierra del sistema si la propuesta considerada es luminaria LED.

CONDUCTOR NECESARIO PARA CONECTAR LOS EQUIPOS AL SPAT

La puesta tierra del inversor se dimensionará de acuerdo a lo establecido en la tabla 250.122 del C.E.N., el dispositivo de protección contra sobrecorrientes se ajustó a 250 A en el lado continuo por lo tanto según la mencionada tabla el calibre del conductor de la puesta a tierra de el inversor en el lado de continua será 4 AWG Cu-THHN cuando la propuesta considerada es la correspondiente a la luminaria fluorescente mientras que el conductor de la puesta tierra del inversor será calibre 8 AWG Cu-THHN para la propuesta de luminaria LED según lo establecido en la tabla previamente mencionada y teniendo presente que la protección por sobrecorriente fue ajustada a 100 A en esta situación.

La puesta a tierra del arreglo fotovoltaico se realizará siguiendo las mismas recomendaciones anteriores por lo tanto el calibre a utilizar en la puesta tierra de dicho arreglo será 4 AWG Cu- THHN para el caso cuando la luminaria interna es del tipo fluorescente y se utilizará calibre 8 AWG Cu- THHN cuando la luminaria es del tipo LED.

**CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS SUMINISTRADA POR LOS
FABRICANTES DE LOS EQUIPOS A EMPLEAR EN EL
DISEÑO DEL SISTEMA FV PARA SATISFACER LA
DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA CORRESPONDIENTE
A LA LUMINARIA INTERNA Y EXTERNA.**

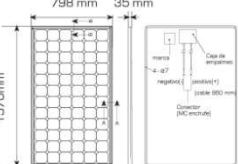
MÓDULO FOTOVOLTAICO MODELO SANYO HIT 215 NHE UTILIZADO EN EL DISEÑO DE LOS SISTEMAS FV PARA SATISFACER LA LUMINARIA INTERNA Y EXTERNA. [44]

	Producto Sanyo HIT Series Módulos monocristalinos	Modelo Sanyo HIT210NHE Sanyo HIT215NHE	Referencia 53701007 53701009	SANYO
---	--	---	---	--------------

► Especificaciones técnicas



210 NHE



798 mm 35 mm 1570mm

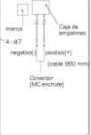
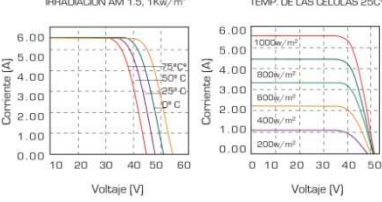


Diagrama de conexión (ver anexo)



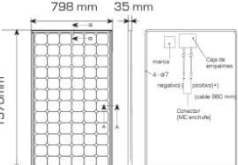
IRRADIACIÓN AM 1.5, 1kW/m² TEMP. DE LAS CÉLULAS 25°C

Especificaciones eléctricas	
Ref.	53701007
Potencia máxima	210 vatios (+10% -5%)
Voltaje a potencia máxima	41.3 Voltios
Corriente a potencia máxima	5.09 Amperios
Voltaje de circuito abierto	50.9 Voltios
Corriente de cortocircuito	5.57 Amperios
Potencia mínima garantizada	199.5 vatios
Voltaje máximo del sistema	760 Voltios
Coefficiente de temperatura	Pmax -0.30 [% / °C] Voc -0.127 [V / °C] Isc 1.67 [mA / °C]

Especificaciones generales	
Longitud	1570 mm
Anchura	798 mm
Profundidad	35 mm
Peso	15 kg
Efficiencia de la célula	18.7%
Efficiencia del módulo	16.8%



215 NHE



798 mm 35 mm 1570mm

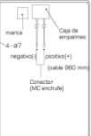
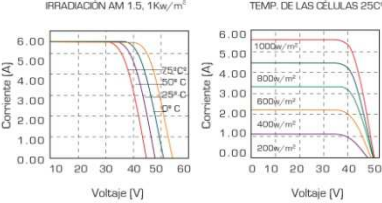


Diagrama de conexión (ver anexo)



IRRADIACIÓN AM 1.5, 1kW/m² TEMP. DE LAS CÉLULAS 25°C

Especificaciones eléctricas	
Ref.	53701009
Potencia máxima	215 vatios (+10% -5%)
Voltaje a potencia máxima	42.0 Voltios
Corriente a potencia máxima	5.13 Amperios
Voltaje de circuito abierto	51.6 Voltios
Corriente de cortocircuito	5.61 Amperios
Potencia mínima garantizada	204.3 vatios
Voltaje máximo del sistema	1000 Voltios
Coefficiente de temperatura	Pmax -0.3 [% / °C] Voc -0.129 [V / °C] Isc 1.68 [mA / °C]

Especificaciones generales	
Longitud	1570 mm
Anchura	798 mm
Profundidad	35 mm
Peso	15 kg
Efficiencia de la célula	19.3%
Efficiencia del módulo	17.2%

CONTROLADOR DE CARGA. MÓDELO FLEX MAX 60. [43]

Reguladores



Outback MX60
REGULADORES ► MAXIMIZADOR FOTOVOLTAICO

Aumente el rendimiento de su instalación fotovoltaica hasta un 25%

Características

El controlador maximizador MX60 permite alcanzar la máxima potencia de un sistema fotovoltaico buscando el punto ideal de carga.

Hasta un máximo de 60 Amp de salida, puede usarse para bancos de baterías desde 12 a 60 VAC y con módulos FV de hasta 140 VDC en circuito abierto.

Permite usar un alto voltaje en el campo FV conectado a bancos de batería de VAC más bajo. Ejemplo: Puede usarse un sistema de carga de módulos FV a 48 Voltios con un banco de batería de 24 VDC. Esto reduce las secciones del cable y por tanto las pérdidas y maximiza la eficiencia de su sistema FV.

El controlador MX60 incorpora un display de 4 líneas de 80 caracteres, con iluminación ajustable que nos permite programar y monitorizar.

Opcionalmente puede también conectarse el MATE, este equipo permite controlar y monitorizar hasta 8 controladores MX60 hasta una distancia máxima de 90 metros. El MATE también incluye un puerto de salida RS232 para conectar a un PC o un datalogger.

Incluye extra un relé auxiliar, puede usarse para controlar un circuito relé o contactor. También puede usarse para descargar una resistencia a una tensión permanente programada por el usuario en paralelo con la batería.

Funcionamiento

El controlador de carga Mx60 posee un display con 4 líneas de 80 caracteres con cuatro botones para acceder a la información y ajustar los parámetros previa inserción de un código de seguridad.

El equipo viene preconfigurado para sistemas de batería a 12V, todos los ajustes posibles son múltiplos de 12V: 24, 36, 48 y 60. Por defecto, la tensión de carga es 14.3 VDC, y la de flotación 13.6 VDC.

La corriente máxima de operación es hasta 60 Amp de salida. Es recomendable instalar hasta un máximo de 48 Amps en el campo de paneles para que actúe con máxima eficacia el MPPT.

Características clave

- Disminuye la importancia de la tensión de los paneles y baterías, ya que permite colocar hasta 125W sin paneles, seleccionando la tensión de la batería.
- Regule de 60 a 70A y de 125 a 145V.
- Disminuye las pérdidas por longitud de cableado gracias a su reducción de longitud necesaria.

Certificados

- Standard for Safety for inverters, controllers, and Converters for use in independent Power Systems (UL 1741 First Edition, Revisions through and including January 17, 2001).

36 **TECHNO SUN**

Nota: Las especificaciones pueden cambiar sin previo aviso.

www.technosun.com

INVERSOR DE CONEXIÓN A RED. MODELO SMC 6000 A UTILIZADO EN EL DISEÑO SISTEMA FV. CASO DE ESTUDIO: LUMINARIA INTERNA LED. [44]



SMA SMC 5000A/6000A/8000TL
INVERSORES ► INVERSORES DE CONEXIÓN A RED

Inversores

Los inversores más eficientes para sus sistemas de conexión a red

El Sunny Mini Central 5000A/6000A/8000TL le ofrece todas las ventajas de un inverter con o sin transformador, unido al equipo de supervisión e instalación de protección (ENS) necesarios para un funcionamiento seguro de la instalación fotovoltaica y prescindiendo así de un dispositivo de desconexión adicional.

Se puede instalar directamente en el generador solar gracias a su clase de protección IP54, a su carcasa de acero inoxidable y a su pequeño tamaño. Por esto, resultan innecesarios tanto una sala de mando como un armario de control, lo que reduce a un mínimo las pérdidas ocasionadas en el cableado.

El coeficiente de rendimiento del 96% (98% en el 8000TL), único en esta clase, para inversores con transformador (8000TL sin transformador) asegura beneficios altísimos y a su vez gastos reducidos en la inversión. Su concepto de refrigeración nuevo y activo garantiza un funcionamiento del equipo seguro, incluso en caso de temperaturas ambientales altas. A su vez, la clase de protección IP65 asegura una protección óptima de la electrónica del equipo.

SMC 5000A/6000A

- El inverter central más pequeño.
- Apto para el montaje exterior.
- El mejor coeficiente de rendimiento de un inverter transformador con max. 96 %.
- Concepto de refrigeración activa y optimizada.
- Para grandes instalaciones fotovoltaicas de dimensionado homogéneo a partir de 20 kWp.
- La mejor relación calidad-precio en su clase.
- Potencia nominal de 6 kW en temperaturas de hasta 45°C.
- Separación galvánica mediante transformador.
- Clase de protección IP65.
- Mayor rendimiento debido a la instalación directa en el generador.
- Sistema OptiCool (R) de ventilación apta para exteriores.
- Sistema SMA Grid Guard 2, conmutador de desconexión automático.

SMC 8000TL

- El mayor rendimiento del mercado, con más del 98%.
- Sin transformador.
- Sistema OptiCool (R) y SMA Grid Guard 2.
- Ideal para instalaciones fotovoltaicas de inyección trifásica.
- Garantía SMA de 5 años.

Sistema OptiCool (R)

El sistema OptiCool (R) le asegura la máxima efectividad del sistema activo de enfriamiento desarrollado por SMA, con una carcasa de aluminio estruido reforzado con diseño de doble cámara para proteger los componentes electrónicos del viento y temporales.

Certificados

SMC 5000A, 6000A, 8000TL

- Emission:
DIN EN 61000-6-3: 2002-08
DIN EN 61000-6-4: 2002-08
DIN EN 55022: 2003-09 Class B
- Utility Interference
DIN EN 61000-3-11: 2001-04
DIN EN 61000-3-12: 2001-06
- Immunity
DIN EN 61000-6-1: 2002-08
DIN EN 61000-6-2: 2002-08
- Safety:
DIN EN 50178: 1998-04
- Semiconductor-Converter:
DIN EN 60146-1-1: 1994-03

Nota: Las especificaciones pueden cambiar sin previo aviso.
www.technosun.com

46 **TECHNO SUN**

[ANEXO16] [46]

INVERSOR DE CONEXIÓN A RED.

MÓDELO XANTREX GT30

UTILIZADO EN EL DISEÑO SISTEMA FV.

LUMINARIA INTERNA FLUORESCENTE.



Xantrex GT30 **Inversor para interconexión a la red**

Características

- Diseño sin transformador con alta eficiencia CEC.
- Para uso exterior, gabinete resistente a la corrosión, incluye kit para montaje en pared de fácil instalación.
- Panel de distribución de CA y CD incluido, reduce los costos de instalación.
- Uno de los de menor peso en su clase, con solo 75 kg.
- Múltiples inversores pueden instalarse en paralelo para grandes instalaciones fotovoltaicas.
- Diseñado para maximizar el retorno de inversión.

INVERSOR DE CONEXIÓN A RED. MODELO XANTREX GT 30. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS.



Xantrex GT30

Especificaciones eléctricas

Potencia nominal CA	28.8 kW
Máxima potencia a la salida CA	30 kW
Corriente de salida máxima continua	80 A rms
Voltaje nominal CA	120/208 Vca, 3 fases, 4 hilos, sistema estrella
Frecuencia CA (nominal)	60 Hz +0.5 Hz/-0.7 Hz
Factor de potencia de línea	> 0.99 arriba del 25% de la potencia nominal
Distorsión de corriente CA	< 3% THD a la potencia nominal
Consumo nocturno	< 20 W
Voltaje mínimo de CD por alimentador	180 Vdc
Potencia máxima fotovoltaica	35 kW
Máxima corriente CD	2 circuitos maestros - 80 A cada uno
Voltaje máximo de circuito abierto	430 Vdc
Rango de operación fotovoltaico	180 a 430 Vdc
Eficiencia máxima	97.4%
Eficiencia CEC	96.0%

Especificaciones generales

Rango de temperatura de operación	-20°C a 50°C (-4 °F a 122 °F)
Tipo de gabinete	NEMA 3R, con especificaciones para uso exterior
Gabinete	Aluminio, con tratamiento de pintura en polvo
Peso	75 kg (165 lb)
Dimensiones del inversor (LxAxP)	1220 x 550 x 330 mm (48 x 22 x 13")
Humedad relativa	0 a 95%, no condensada

Características y opciones

Método de enfriamiento	Depende de la temperatura, enfriamiento por convección forzada
Funciones de protección	Sobre/bajo voltaje CA, sobre/baja frecuencia CA, temperatura, sobrecorriente CA, sobrevoltaje CD, polaridad inversa
Pantalla	Pantalla cristal líquido LCD estándar, 4 líneas de texto
Protección de falla a tierra	Detección de falla a tierra e interrupción en CD
Desconectores	Desconectores de CA y CD integrados en el inversor
Transformador	No se requiere
Instalación / montaje	Montaje en pared (incluye kit de instalación), montaje en pedestal opcional
Interfaces	Estandar Modbus RS485 para monitoreo local y remoto

Aprobaciones

UL1741; FCC Part 15, Class A

[ANEXO 18]

PRECIOS DE DIVERSOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

TECHNO SUN

pag. 2

Módulos fotovoltaicos (consulte los accesorios en la pag. 22)

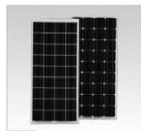
Monocrystalinos



Sanyo
SE10 - E01 Series



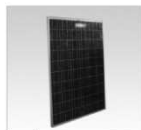
Kyocera
KS/KC/KD Series



Suntech
STP Series



LDK Solar
LDK P-20 Series



REC Solar
PE Series



Kaneka
B-6G Series

Potencia	Marca	Modelo	Tamaño	Referencia	Precio P.V.P
5W	SUNTECH	STP005B-12/DEA	216x306x18mm	619.01.01.STP005	31,76€
185W	SUNTECH	STP185S-24/Ad	1580x808x35mm	619.01.02.STP185	407,29€
185W	SUNTECH	PLUTO185S/Ade	1580x808x35mm	619.01.02.PLUTO185	407,29€
190W	SUNTECH	PLUTO190S/Ada	1580x808x35mm	619.01.02.PLUTO190	418,30€
195W	SUNTECH	STP195S-24/Ad	1580x808x35mm	619.01.01.STP195	459,97€
210W	SANYO	HIP-210NKHE5	1580x798x35mm	53701012	672,10€
214W	SANYO	HIP-214NHKE5	1580x798x35mm	537.01.02.214NKHE5	691,75€
220W	SUNTECH	PLUTO220-Udm	1482x992x35mm	619.01.02.PLUTO220	484,35€
230W	SANYO	HIT-N230SE10	1580x798x35mm	537.02.02.N230SE10	759,55€
235W	SANYO	HIT-N235SE10	1580x798x35mm	537.01.02.N235SE10	677,51€
240W	SANYO	HIT-N240SE10	1580x798x35mm	537.01.02.N240SE10	704,51€
245W	SANYO	HIT-H245E01	1610x861x35mm	537.01.02.H245E01	697,78€
250W	SANYO	HIT-H250E01	1610x861x35mm	537.01.02.H250E01	720,76€

Policristalinos

Potencia	Marca	Modelo	Tamaño	Referencia	Precio P.V.P
5W	KYOCERA	KS5	205x352x22mm	48901010	83,04€
10W	SUNTECH	STP010D-12/KEA	368x310x18mm	619.01.01.STP010	45,30€
16W	KYOCERA	KC16T	280x517x17mm	489.01.01.KC16T02	140,62€
21W	KYOCERA	KC21T02	512x367x17mm	489.01.01.KC21T	188,41€
50W	SUNTECH	STP050D-12/MEA	665x631x30mm	619001005	131,04€
50W	KYOCERA	KD50SE-1P	706x744x45mm	489.01.01.KD50SE	269,08€
60W	SUNTECH	STP60D-12/SEA	665x771x30mm	619.01.01.STP60	150,00€
70W	KYOCERA	KD70SX-1P	778x660x45mm	489.01.01.KD70	357,24€
95W	KYOCERA	KD95SX-1P	1043x660x45mm	489.01.01.KD95SX	473,08€
135W	KYOCERA	KD135SX-1PU	1500x668x46mm	489.01.01.KD135SX	372,69€
140W	KYOCERA	KD140GH-2PU	1500x668x46mm	489.01.01.KD140GH	288,65€
185W	KYOCERA	KD185GH-2PU	1338x990x46mm	489.01.01.KD185GJ	449,31€
210W	KYOCERA	KD210GH-2PU	1500x990x46mm	489.01.01.KD210	465,02€
215W	KYOCERA	KD215GH-2PU	1500x990x46mm	489.01.01.KD215GH	443,29€
220W	SUNTECH	STP220-20/Wd	1665x991x50mm	619.01.01.STP220	484,35€
225W	SUNTECH	STP225-20/Wd	1665x991x50mm	619.01.01.STP225	530,74€
225W	REC	REC225PE	1665x991x38mm	620.01.01.225PE	570,05€
225W	LDK	LDK225P-20	1642x994x40mm	652.01.02.LDK225P	561,24€
230W	LDK	LDK230P-20	1642x994x40mm	652.01.02.LDK230P	526,05€
230W	REC	REC230PE	1665x991x38mm	620.01.01.230PE	389,82€
235W	REC	REC235PE	1665x991x38mm	620.01.01.235PE	410,61€
235W	LDK	LDK235P-20	1642x994x40mm	652.01.01.LDK235P	586,18€
240W	KYOCERA	KD240GH-2PB	1662x990x46mm	489.01.01.KD240GH	494,83€
240W	LDK	LDK240P-20	1642x994x40mm	652.01.01.LDK240P	581,22€
260W	SUNTECH	STP260-24/VD	1956x992x50mm	619.01.01.STP260	613,30€
270W	SUNTECH	STP270-24/VD	1956x992x50mm	619.01.01.STP270	627,45€
280W	SUNTECH	STP280-24/Vd	1956x992x50mm	619.01.01.STP280	660,47€

Capa fina (silicio amorfo)

Potencia	Marca	Modelo	Tamaño	Referencia	Precio P.V.P
145W	KANEKA	N-1J145	1500x1100x50mm	581.01.03.N-1J145	271,47€
150W	KANEKA	N-1J150	1500x1100x50mm	581.01.03.N-1J150	280,83€

Precios sin I.V.A. Portes y seguros no incluidos. Precios y disponibilidad sujetos a cambios sin previo aviso o error tipográfico. Consulte siempre antes de realizar su pedido: Tel. 902 60 20 44 - Fax. 902 60 20 55 - Email. info@technosun.com

[ANEXO 19]

PRECIOS DE DIVERSOS INVERSORES DE CONEXIÓN A RED.

TECHNO SUN

pag. 3

Inversores de conexión a red (consulte los accesorios en la pag. 20)

Los inversores marcados con un asterisco (*) están configurados para su uso en un país concreto, señalado entre paréntesis.



Danfoss
Unilynx Series



Danfoss
Triplelynx Series



Sunways
NT Series



Sunways
NT10000-11000-12000



Sunways
AT Series



Sunways
PT30-33 Series

Potencia	Marca	Modelo	Referencia	Precio P.V.P
1,4KW	SUNWAYS	NT1800(EU)	27603001	1.270,80€
1,65KW	DANFOSS	UNILYNX ULX1800i MV IP21 IP21, MV, DC switch y display	305.02.01.ULX1.821	953,40€
1,65KW	DANFOSS	UNILYNX ULX1800i HV IP21 IP21, HV, DC switch y display	305.02.01.ULX1.8HV	953,40€
1,65KW	DANFOSS	UNILYNX ULX1800o MV IP54 IP54, MV, DC switch y display	305.02.01.ULX1.854	1.075,20€
1,65KW	DANFOSS	UNILYNX ULX1800o HV IP54 IP54, HV, DC switch y display	305.02.01.ULX1.8H5	1.075,20€
1,95KW	SMA	Sunny Boy SB2100TL Conector MC3 + ESS	13203017	1.077,80€
2KW	ELTEK VALERE	THEIA2100DC DC switch	325.02.01.TH2100DC	1.086,01€
2KW	ELTEK VALERE	THEIA 2.0HE-t Con servidor web	325.02.01.2.0HE-T	1.577,09€
2,3KW	SMA	Sunny Boy SB2500 Conector MC3 + ESS	13203005	1.179,98€
2,4KW	ELTEK VALERE	THEIA2800DC Con DC switch	325.02.01.TH2800DC	1.252,47€
2,5KW	SUNWAYS	NT2500(EU)	276.02.01.NT2500	1.114,47€
2,55KW	ELTEK VALERE	THEIA3100DC DC switch	325.02.01.TH3100DC	1.319,06€
2,7KW	SUNWAYS	AT2700(EU)	276.02.01.AT2700	1.243,00€
2,7KW	SUNWAYS	AT2700FR	276.02.01.AT2700FR	1.925,43€
2,75KW	SMA	Sunny Boy SB3000 MC3 + ESS	13203051	1.281,31€
2,75KW	DANFOSS	UNILYNX ULX3000i MV IP21 IP21, MV, DC switch y display	305.02.01.ULX3.0	1.149,58€
2,75KW	DANFOSS	UNILYNX ULX3000i HV IP21 HV,DC switch y display	305.02.01.ULX3HV21	1.149,58€
2,75KW	DANFOSS	UNILYNX ULX3000o MV IP54 IP54,MV,DC switch y display	305.02.01.ULX3MV54	1.340,47€
2,75KW	DANFOSS	UNILYNX ULX3000o HV IP54 IP54,HV,DC switch y display	305.02.01.ULX3HV54	1.340,47€
2,8KW	XANTREX-SCHNEIDER	GT2.8SP	18003101	1.122,00€
2,8KW	KOSTAL	PIKO3.0 IP55, Datalog + Ethernet + RS485	661.02.01.PIKO_3.0	1.089,58€
2,9KW	ELTEK VALERE	THEIA 2.9HE-t Con servidor web	325.02.01.2.9HE-T	1.851,37€
3KW	SUNWAYS	AT3000(EU)	276.02.01.AT3000	1.266,98€
3KW	SMA	Sunny Boy SB3000TL-20FR MC3 + ESS	132.02.01.SB3000FR	1.342,59€
3,3KW	DANFOSS	UNILYNX ULX3600i MV IP21 IP21,MV,DC switch y display	305.02.01.ULX3.621	1.281,00€
3,3KW	DANFOSS	UNILYNX ULX3600i HV IP21 IP21,HV,DC switch y display	305.02.01.ULX3.6HV	1.281,00€
3,3KW	DANFOSS	UNILYNX ULX3600o MV IP54 IP54,MV,DC switch y display	305.02.01.ULX3.654	1.440,60€
3,3KW	DANFOSS	UNILYNX ULX3600o HV IP54 IP54,HV,DC switch y display	305.02.01.ULX3.6H5	1.440,60€
3,3KW	SMA	Sunny Boy SB3300 MC3 + ESS - SB3300	13203011	1.448,80€
3,3KW	XANTREX-SCHNEIDER	GT3.8SP	18003112	1.282,80€
3,3KW	KOSTAL	PIKO3.6 IP55, Datalog + Ethernet + RS485	661.02.01.PIKO_3.6	1.195,03€
3,3KW	SMA	Sunny Boy SB3300PT MC3 + ESS	132.02.01.SB3300PT	1.327,14€
3,3KW	ELTEK VALERE	THEIA3800DC DC switch	325.02.01.TH3800DC	1.436,38€
3,6KW	SUNWAYS	AT3600(ES)	276.02.01.AT3600	1.329,49€
3,6KW	SUNWAYS	AT3600(EU)	276.02.01.AT3600EU	1.342,78€

Precios sin I.V.A. Portes y seguros no incluidos. Precios y disponibilidad sujetos a cambios sin previo aviso o error tipográfico.
Consulte siempre antes de realizar su pedido: Tel. 902 60 20 44 - Fax. 902 60 20 55 - Email. info@technosun.com

Kostal
PIKO SeriesEltek Valere
THEIA S SeriesEltek Valere
THEIA HE-t SeriesSMA
Sunny Boy SeriesSMA
Sunny Mini CentralDanfoss
Triplelynx Pro

3,68KW	SUNWAYS	NT3700	27603002	1.290,18€
3,8KW	SMA	Sunny Boy SB3800 MC3 + ESS	13203026	1.434,43€
3,8KW	KOSTAL	PIKO4.2 IP55, Datalog + Ethernet + RS485	661.02.01.PIKO_4.2	1.331,98€
3,8KW	SMA	Sunny Boy SB3800PT MC3 + ESS	132.02.01.SB3800PT	1.365,60€
4,2KW	SUNWAYS	NT4000(ES)	27603003	1.429,56€
4,2KW	SUNWAYS	NT4200(EU)	276.02.01.NT4200	1.328,35€
4,45KW	ELTEK VALERE	THEIA 4.4HE-t Con servidor web	325.02.01.4.4HE-T	2.258,21€
4,5KW	SUNWAYS	AT4500EU	276.02.01.AT4500	1.465,29€
4,6KW	DANFOSS	UNILYNX ULX5400o MV IP54 IP54, MV, DC switch y display	305.02.01.ULX54MV	1.832,54€
5KW	SUNWAYS	NT5000 (EU)	27603006	1.459,94€
5KW	SUNERGY	SUNERGY 5ELV	641.02.01.5ELV	2.184,12€
5KW	SMA	SMC5000A MC3 + ESS	13203006	2.040,16€
5KW	XANTREX-SCHNEIDER	GT5.0SP	18003114	1.836,00€
5KW	KOSTAL	PIKO5.5 IP55, Datalog + Ethernet + RS485	661.02.01.PIKO_5.5	1.454,40€
5KW	SUNWAYS	AT5000(EU)	276.02.01.AT5000	1.588,24€
7KW	SMA	SMC7000TL Conector MC3 + ESS	13203024	2.188,67€
7,6KW	KOSTAL	PIKO8.3 IP55, Datalog+Ethernet+RS485	661.02.01.PIKO_8.3	2.024,04€
8KW	DANFOSS	TRIPLELYNX TLX+ 8K DC Switch y potencia reactiva	305.02.01.TLX12.5+	3.041,28€
10KW	DANFOSS	TRIPLELYNX TLX10K DC switch	305.02.01.TLX10K	2.515,20€
10KW	DANFOSS	TRIPLELYNX TLX Pro 10K Con monitorización	305.02.01.TLX10PRO	3.736,80€
10KW	SMA	SMC10000TL-10 MC3 + ESS + RS485	132.02.01.SMC10000	2.725,68€
10KW	SMA	STP10000TL-10 Bluetooth	132.02.01.ST10000	2.976,67€
10KW	KOSTAL	PIKO10.0 IP55, Datalog + Ethernet + RS485	661.02.01.PIKO_10	2.393,70€
10KW	SUNWAYS	NT10000(EU)	276.02.01.NT10000	2.731,04€
10KW	DANFOSS	TRIPLELYNX TLX+ 10K DC Switch y potencia reactiva	305.02.01.TLX10+	2.568,96€
10KW	DANFOSS	TRIPLELYNX TLX Pro+ 10K Con monitorización y potencia reactiva	305.02.01.LX10PRO+	2.645,76€
11KW	SMA	SMC11000TL-10 MC3 + ESS + RS485	132.02.01.SMC11000	2.882,02€
11KW	SUNWAYS	NT11000(EU)	276.02.01.NT11000	2.927,12€
12KW	SMA	STP12000TL-10 Bluetooth	132.02.01.ST12000	3.199,92€
12KW	SUNWAYS	NT12000(EU)	276.02.01.NT12000	3.205,36€
12,5KW	DANFOSS	TRIPLELYNX TLX12.5K DC switch	305.02.01.TLX12.5K	3.010,56€
12,5KW	DANFOSS	TRIPLELYNX TLX Pro 12.5K Con monitorización	305.02.01.TLX12.5P	3.179,52€
12,5KW	DANFOSS	TRIPLELYNX TLX Pro+ 12.5K Con monitorización y potencia reactiva	305.02.01.LX12.5P+	3.210,24€
15KW	DANFOSS	TRIPLELYNX TLX15K DC switch	305.02.01.TLX15K	3.279,36€
15KW	DANFOSS	TRIPLELYNX TLX Pro 15K DC switch	305.02.01.TLX15PRO	3.456,00€
15KW	SMA	STP15000TL-10 Bluetooth	132.02.01.ST15000	3.646,42€
15KW	DANFOSS	TRIPLELYNX TLX+ 15K DC Switch y potencia reactiva	305.02.01.TLX15+	3.386,88€
15KW	DANFOSS	TRIPLELYNX TLX Pro+ 15K Con monitorización y potencia reactiva	305.02.01.LX15PRO+	3.648,00€
17KW	SMA	STP17000TL-10 Bluetooth	132.02.01.ST17000	3.795,25€

Precios sin I.V.A. Portes y seguros no incluidos. Precios y disponibilidad sujetos a cambios sin previo aviso o error tipográfico. Consulte siempre antes de realizar su pedido: Tel. 902 60 20 44 - Fax. 902 60 20 55 - Email. info@technosun.com

[ANEXO 20]

PRECIOS DE DIVERSOS INVERSORES DE CONEXIÓN A RED, INVERSORES/CARGADORES

TECHNO SUN

pag. 5



Schneider Electric
Xantrex GT Series

29,9KW	XANTREX-SCHNEIDER	GT30SP	18003121	10.204,80€
30KW	SUNWAYS	PT30K	276.02.01.PT30K	7.888,87€
33,3KW	SUNWAYS	PT33K	276.02.01.PT33K	8.660,96€
50KW	ELTEK VALERE	THEIA 50kW TX	325.02.01.TX50	14.604,86€
100KW	XANTREX-SCHNEIDER	GT100E	18003100	30.600,00€
100KW	ELTEK VALERE	THEIA 100KW TX Central	325.02.01.TX100	25.854,98€
500KW	XANTREX-SCHNEIDER	GT500E	18003120	93.036,00€

Inversores para instalaciones aisladas (consulte los accesorios en la pag. 21)

Inversores de onda sinuoidal pura

Potencia	Marca	Modelo	Referencia	Precio P.V.P
175W	TBS	PS200/48V	11103014	183,07€
210W	TBS	PS200/12V	11103012	144,53€
220W	TBS	PS200/24V	11103013	140,68€
275W	TBS	TBS275/24V	11103006	314,92€
275W	TBS	PS300/12V	11103001	185,00€
300W	MORNINGSTAR	SureSine300	138.02.02.SI-300	270,61€
360W	TBS	PS350/24V	11103002	188,85€
450W	TBS	PS400/48V	11103007	238,15€
600W	TBS	PS550/12V	11103005	306,41€
800W	TBS	PS750/24V	11103004	327,61€
800W	TBS	PS750/48V	11103008	343,02€
850W	TBS	PS1000/12V	11103015	568,50€
1,45KW	TBS	PS1400/24V	11103016	616,67€
1,5KW	TBS	PS1500/48V	11103017	616,67€
1,6KW	TBS	PS1600-12	11103018	799,75€
1,8KW	TBS	PS1800-24	11103019	843,11€



TBS Electronics
Powersine Series



Morningstar
Suresine Series



Schneider Electric
Xantrex XW Híbrido



Outback Power
FX/VFX Series

Inversores/cargadores de onda sinusoidal pura

Potencia	Marca	Modelo	Tamaño	Referencia	Precio P.V.P
1,4KW	OUTBACK	GFX1424E		573.02.04.GFX1424E	1.229,85€
1,4KW	OUTBACK	GFX1448E		573.02.04.GFX1448E	1.229,85€
1,6KW	TBS	PSC1600-12-70		602.02.04.TBS1600	1.908,05€
1,8KW	TBS	PSC1800-24-35		602.02.04.TBS1800	1.981,43€
2KW	OUTBACK	FX2024ET		573.02.04.FX2024E	1.669,40€
2KW	OUTBACK	FX2012ET		573.02.04.FX2012E	1.669,40€
2KW	SMA	Sunny Island Si2012		132.02.04.Si2012	2.569,62€
2KW	OUTBACK	GTFX2012E		573.02.04.GTFX2012	1.669,40€
2KW	OUTBACK	GTFX2024E		573.02.04.GTFX2024	1.669,40€
2,2KW	SMA	Sunny Island Si2224		132.02.04.Si2224	2.569,62€
2,3KW	OUTBACK	FX2348ET		573.02.04.FX2348E	1.517,64€
2,6KW	OUTBACK	VFX2612E		573.02.04.VFX2612E	1.933,13€
2,6KW	OUTBACK	GVFX2612E		573.02.04.GVFX2612	1.933,13€
3KW	OUTBACK	VFX3024E		573.02.04.VFX3024E	1.757,39€
3KW	OUTBACK	VFX3048E		573.02.04.VFX3048E	1.757,39€
3KW	OUTBACK	GVFX3024E		573.02.04.GVFX3024	1.933,13€
3KW	OUTBACK	GVFX3048E		573.02.04.GVFX3048	1.933,13€
3,3KW	SMA	Sunny Island Si3324		132.02.04.Si3324	2.618,45€
3,3KW	SMA	Sunny Island Si3324 Con RS485 y SRC-1		13203025	2.927,47€
4KW	XANTREX-SCHNEIDER	XW4024-230-50/24V		513.02.04.XW4024	2.668,91€
4KW	XANTREX-SCHNEIDER	XW4024E		513.02.04.XW4024PA	Consultar
4,2KW	SMA	Sunny Island Si4248		13203031	3.535,52€
4,5KW	XANTREX-SCHNEIDER	XW 4548-230-50/48V		513.02.04.XW4548	3.006,64€

Precios sin I.V.A. Portes y seguros no incluidos. Precios y disponibilidad sujetos a cambios sin previo aviso o error tipográfico. Consulte siempre antes de realizar su pedido: Tel. 902 60 20 44 - Fax. 902 60 20 55 - Email. info@technosun.com

[ANEXO 21]

PRECIOS DE DIVERSOS CONTROLADORES DE CARGA Y BATERÍAS MONOBLOQUES.

TECHNO SUN

pag. 7



Schneider Electric
Xantrex C Series



Morningstar
TriStar & Tristar MPPT



Maximizadores MPPT
Varias marcas



Morningstar
SunLight Series



TAB
TAB Polar

45A	MORNINGSTAR	TS45/12-24-48V	13802078	145,48€
60A	MORNINGSTAR	TS60/12-24-48V	13802077	208,60€
60A	XANTREX-SCHNEIDER	C60/12-24V	18002025	150,77€

Reguladores / maximizadores FV MPPT

Amps.	Marca	Modelo	Referencia	Precio P.V.P
15A	MORNINGSTAR	SunSaver-MPPT-15L 12/24V	138.03.01.MPPT15L	206,15€
40A	SMA	MPPT40 12/24/48V	132.03.01.MPPT40	1.185,70€
45A	MORNINGSTAR	TS-MPPT-45 12/24/48V	138.03.01.MPPT-45	397,89€
60A	OUTBACK	FM-60 12/24/48/60V	573.03.01.FM-60	598,58€
60A	MORNINGSTAR	TS-MPPT-60 12/24/48V	138.03.01.MPPT-60	502,00€
60A	XANTREX-SCHNEIDER	XW-MPPT 12/24/36/48/60V	513.03.01.MPPT60	586,18€
80A	OUTBACK	FM-80 12/24/48/60V	573.03.01.FM-80	678,50€

Reguladores para farolas

Amps.	Marca	Modelo	Referencia	Precio P.V.P
10A	MORNINGSTAR	SL-10L/12V	13802069	84,98€
10A	MORNINGSTAR	SL-10/24V	13802070	90,74€
20A	MORNINGSTAR	SL-20/12V	13802071	109,47€

Reguladores para aerogeneradores

Amps.	Marca	Modelo	Referencia	Precio P.V.P
Consult.	MARLEC	WG-913 controller 12/24V MARLEC -913-914	027.04.03.HRSI913	100,26€

Baterías monoblock (consulte los accesorios en la pag. 22)

Batería monoblock tipo abierto

C100	Marca	Modelo	Referencia	Precio P.V.P
250AH	TAB	TAB Polar	303.06.01.250A	303,98€

Batería monoblock tipo GEL

C100	Marca	Modelo	Referencia	Precio P.V.P
50AH	FAAM	FLG12-33	072.06.03.FLG33	124,52€
50AH	FAAM	FLG12-42	072.06.03.FLG42	186,47€
70AH	FAAM	FLG12-60	072.06.03.FLG60	186,62€
80AH	FAAM	FLG12-70	072.06.03.FLG70	265,60€
115AH	FAAM	FLG12-100	072.06.03.FLG100	398,96€
140AH	FAAM	FLG12-120	072.06.03.FLG120	440,64€
160AH	FAAM	FLG12-134	072.06.03.FLG134	508,84€
175AH	FAAM	FLG12-150	072.06.03.FLG150	548,33€
230AH	FAAM	FLG12-200	072.06.03.FLG200	782,64€

Precios sin I.V.A. Portes y seguros no incluidos. Precios y disponibilidad sujetos a cambios sin previo aviso o error tipográfico.
Consulte siempre antes de realizar su pedido: Tel. 902 60 20 44 - Fax. 902 60 20 55 - Email. info@technosun.com

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS SECCIONADORES DC. FABRICANTE TELERGON.



[ANEXO 23] [51]

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS SECCIONADORES DC. LUMINARIA FLUORESCENTE: SECCIONADOR IN= 250 A. LUMINARIA LED: SECCIONADOR IN= 100 A. FABRICANTE :TELERGON

900 Vdc

INTERRUPTOR
le 500 A - DC22A - 900 Vdc



Código: **SS-0804PR0**
Calibre: 3
Polos: 4
Tensión de aislamiento Ui: 1000 Vdc
Conexión:



Código: **SS-01254PR0**
Calibre: 1
Polos: 4
Tensión de aislamiento Ui: 1000 Vdc
Conexión:

MANDO DIRECTO (EI)
CÓDIGO **DS-EI31**

MANDO PANEL (E)
CÓDIGO **DS-EN31**

JUEGO DE PUESTOS (2 PIEZAS)
CÓDIGO **DS-PI31**
Calibre: 3
Conexión: Interconexión

CUBREBORNES
CÓDIGO **ver pág 29**
Calibre: 3
Conexión: Entrada o salida

MANDO DIRECTO (EI)
CÓDIGO **DS-EI11**

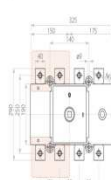
MANDO PANEL (E)
CÓDIGO **DS-EN11**

JUEGO DE PUESTOS (2 PIEZAS)
CÓDIGO **DS-PI11**
Calibre: 1
Conexión: Interconexión

PLACA PROTECCIÓN BORNES
CÓDIGO **DS-CU12**
Calibre: 1
Conexión: Entrada o salida

CUBREBORNES
CÓDIGO **ver pág 29**
Calibre: 1
Conexión: Entrada o salida

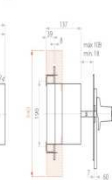
Vista frontal



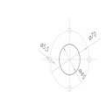
Vista alzada



Vista lateral



Mecanización panel mando



1000 Vdc

INTERRUPTOR
le 100 A - DC21B - 1000 Vdc



Código: **SS-02004PR0**
Calibre: 1
Polos: 4
Tensión de aislamiento Ui: 1000 Vdc
Conexión:



Código: **SS-03154PR0**
Calibre: 1
Polos: 4
Tensión de aislamiento Ui: 1000 Vdc
Conexión:

MANDO DIRECTO (EI)
CÓDIGO **DS-EI11**

MANDO PANEL (E)
CÓDIGO **DS-EN11**

JUEGO DE PUESTOS (2 PIEZAS)
CÓDIGO **DS-PI11**
Calibre: 1
Conexión: Interconexión

PLACA PROTECCIÓN BORNES
CÓDIGO **DS-CU12**
Calibre: 1
Conexión: Entrada o salida

CUBREBORNES
CÓDIGO **ver pág 29**
Calibre: 1
Conexión: Entrada o salida

MANDO DIRECTO (EI)
CÓDIGO **DS-EI11**

MANDO PANEL (E)
CÓDIGO **DS-EN11**

JUEGO DE PUESTOS (2 PIEZAS)
CÓDIGO **DS-PI11**
Calibre: 1
Conexión: Interconexión

PLACA PROTECCIÓN BORNES
CÓDIGO **DS-CU12**
Calibre: 1
Conexión: Entrada o salida

CUBREBORNES
CÓDIGO **ver pág 29**
Calibre: 1
Conexión: Entrada o salida

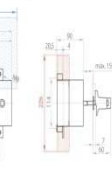
Vista frontal



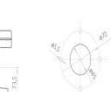
Vista alzada



Vista lateral



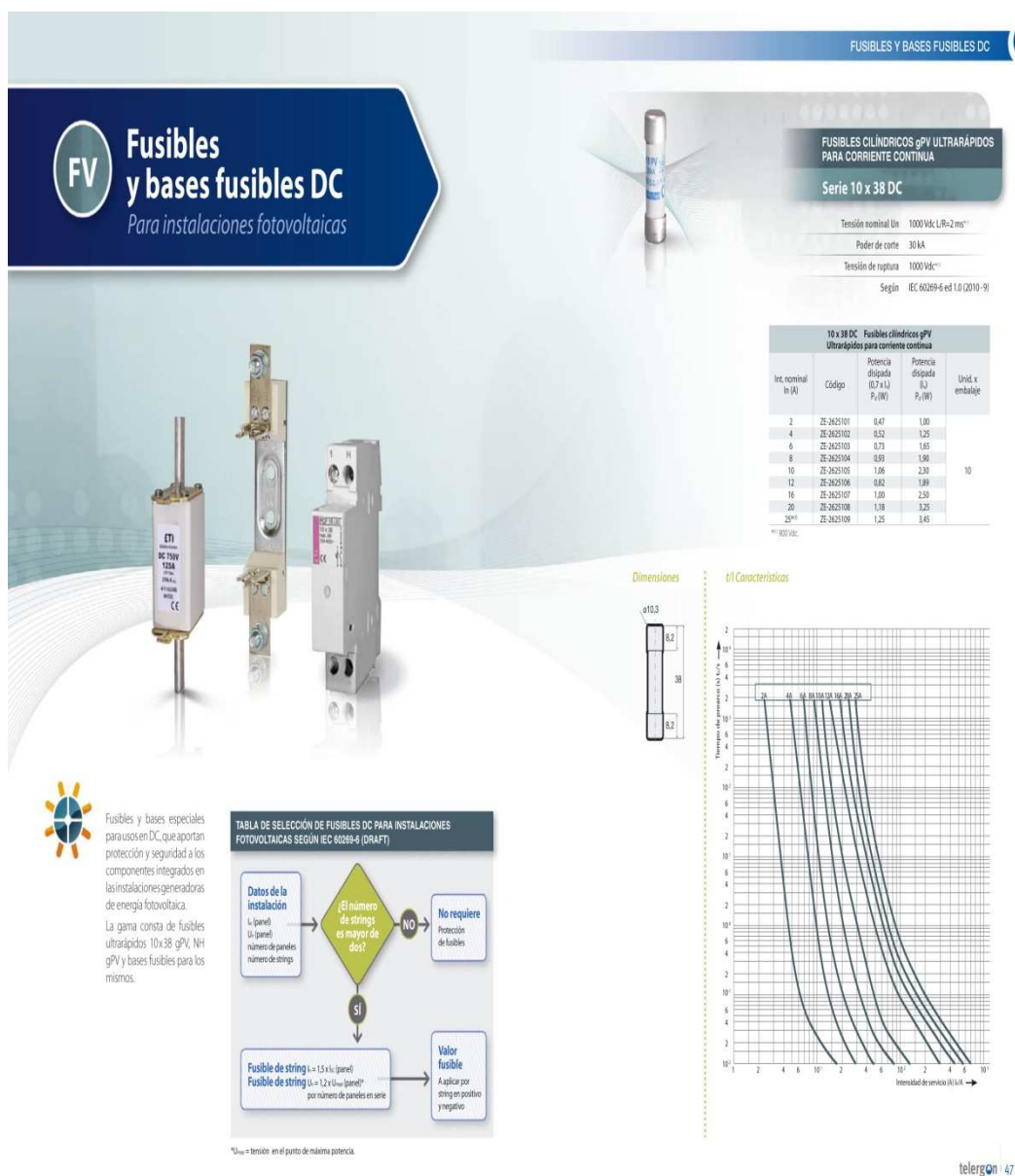
Mecanización panel mando



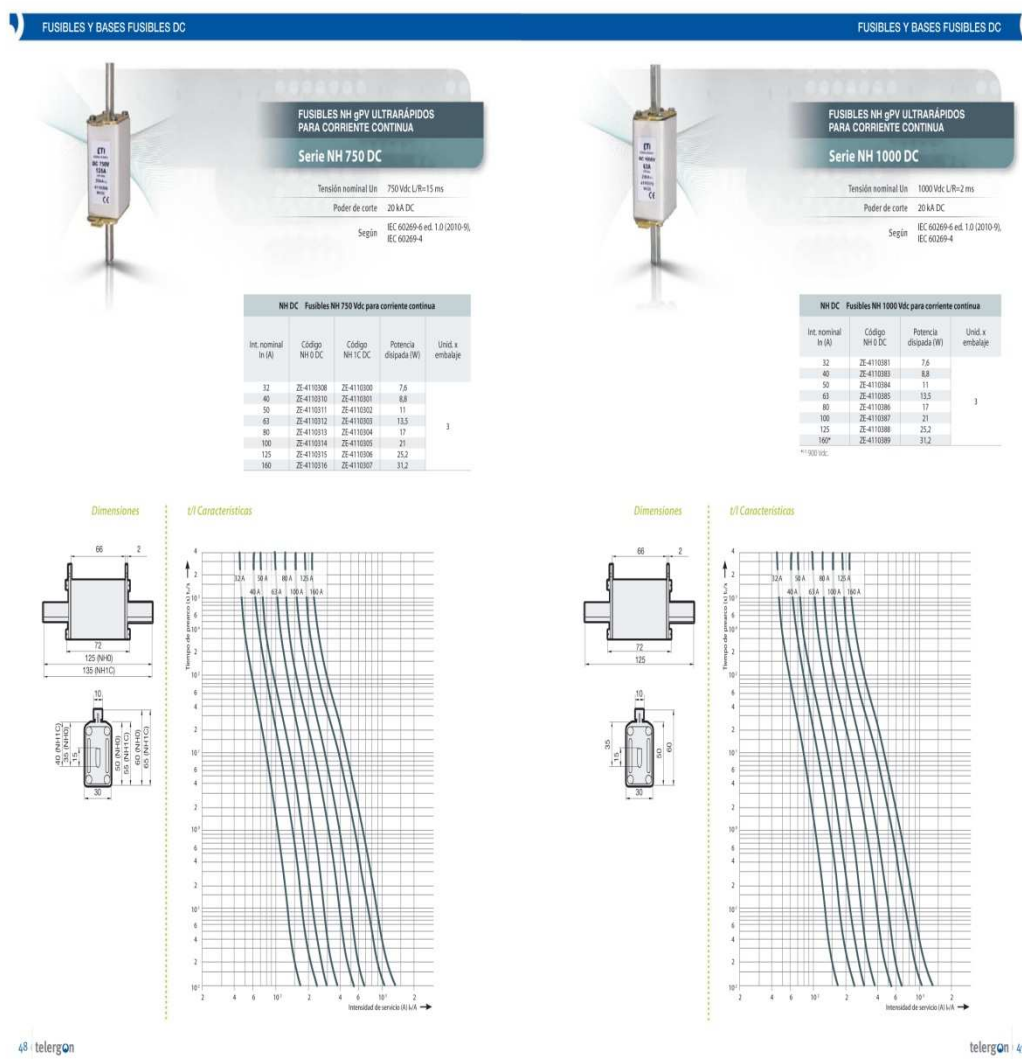
24 | telergon

telergon | 25

FUSIBLES DE CORRIENTE CONTINUA UTILIZADOS EN CADA UNA DE LAS RAMAS DEL ARREGLO FV. IN=20 A. FABRICANTE: TELERGON.



**FUSIBLES DE CORRIENTE CONTINUA UTILIZADOS EN
CADA UNA DE LOS GRUPOS DEL ARREGLO FV.
LUMINARIA FLUORESCENTE IN=50A.
LUMINARIA LED: IN= 32 A.
FABRICANTE: TELERGON.**



INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICOS. MARCA: BTICINO.
TENSIÓN NOMINAL: 230 VAC.
LUMINARIA FLUORESCENTE IN=125 A.
LUMINARIA LED IN= 50 A.



Catálogo - Interruptores Termonagnéticos Btdin 100

Interruptores termomagnéticos Btdin® 100 (10KA)						
Esquema	Versión	Nº mód.	Vn (V)	In(A)	Curva C	Curva D
 F81H...	1P	1	230/ 400	6	F81H/6	F81HD/6
				10	F81H/10	F81HD/10
				16	F81H/16	F81HD/16
				20	F81H/20	F81HD/20
				25	F81H/25	F81HD/25
				32	F81H/32	F81HD/32
				40	F81H/40	F81HD/40
				50	F81H/50	F81HD/50
				63	F81H/63	F81HD/63
 F82H...	2P	2	230/ 400	6	F82H/6	F82HD/6
				10	F82H/10	F82HD/10
				16	F82H/16	F82HD/16
				20	F82H/20	F82HD/20
				25	F82H/25	F82HD/25
				32	F82H/32	F82HD/32
				40	F82H/40	F82HD/40
				50	F82H/50	F82HD/50
				63	F82H/63	F82HD/63
				80	F82H/80*	F82HD/80*
				100	F82H/100*	F82HD/100*
				125	F82H/125*	F82HD/125*
 F83H...	3P	3	230/ 400	6	F83H/6	F83HD/6
				10	F83H/10	F83HD/10
				16	F83H/16	F83HD/16
				20	F83H/20	F83HD/20
				25	F83H/25	F83HD/25
				32	F83H/32	F83HD/32
				40	F83H/40	F83HD/40
				50	F83H/50	F83HD/50
				63	F83H/63	F83HD/63
				80	F83H/80**	F83HD/80**
				100	F83H/100**	F83HD/100**
				125	F83H/125**	F83HD/125**

* 3 módulos din
** 4,5 módulos din

Nota:

- Los interruptores Btdin 100 Utilizan peine estándar y / o peine Tifast para su alimentación excepto los de 80, 100 y 125 A (ver páginas 66 y 70)
- Interruptores curva D bajo pedido

INTERRUPTOR DIFERENCIAL . FABRICANTE :EATON
TENSIÓN NOMINAL: 230 VAC. SENSIBILIDAD: 30 mA.
LUMINARIA FLUORESCENTE (INTERNA): IN= 125 A.
LUMINARIA LED (INTERNA): IN= 63 A.
LUMINARIA LED (EXTERNA): IN= 25 A.

Diferenciales Clase B

Diferenciales modulares de 16 a 125A FI.

Bloque diferencial para interruptor hasta 250A NZM2.

A pesar del aislamiento galvánico entre la zona DC y la zona AC, la norma IEC 60755/2 prevé la instalación obligatoria de un diferencial Clase B, el cual es sensible a corriente continua. Moeller ofrece esta solución en su gama modular Xpole y en sus interruptores de caja moldeada de las gamas NZM y LZM. Tanto los diferenciales de tipo modular como los bloques para interruptores en caja moldeada son adecuados para la detección de corrientes de fuga de alterna con o sin componentes de tipo continuo (AC y A).



Datos para pedido								
Diferenciales Xpole_FI								
Nº de polos	I Δ n	In	Tipo					
			Código numérico					
2 polos	30 mA		16A FI-16/2/003-B 113981	25A FI-25/2/003-B 113982	40A	63A	80A	125A
	30 mA				FI-40/4/003-B 240710	FI-63/4/003-B 240711	FI-80/4/003-B 240712	FI-125/4/003-B 240717
	300 mA				FI-40/4/03-B 279173	FI-63/4/03-B 279174	FI-80/4/03-B 279175	FI-125/4/03-B 240727
	500 mA							FI-125/4/05-B 110062
	300 mA Selectivo				FI-40/4/03-S/B 281022	FI-63/4/03-S/B 281023	FI-80/4/03-S/B 281024	
Bloque diferencial para interruptor NZM2 o LZM2								
Nº de polos 4 polos)	In max 250A	Intervención instantáneo retardado 60 ..450ms	I Δ n 30mA	Referencia NZM2-4-XFIA30 NZM2-4-XFIA			Código 292345 292346	



DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES.

VNOM=1000 VDC. IN: 40 KA.

SURGYS® G50-PV

Protección frente a las sobretensiones




Pararrayos de tipo 2
"paneles fotovoltaicos"

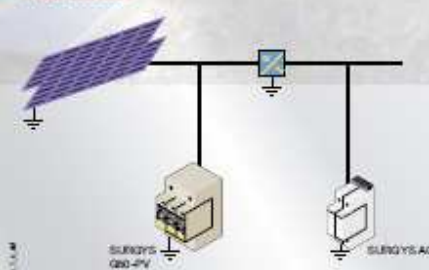
➤ **Función**

El pararrayos SURGYS® G50-PV asegura la protección frente a las sobretensiones transitorias originadas por rayos en las redes de alimentación fotovoltaicas.

➤ **Características generales**

- Pararrayos de tipo 2.
- Disponible con protección entre 500 VDC y 1.000 VDC.
- Corriente de descarga máxima de 40 kA.
- Apoyo monobloque.
- Protección en modo común/modo diferencial.
- Contacto de señalización remota desmontable (según referencia)
- Visor mecánico de señalización de fin de vida.
- Módulo conectable.

➤ **Aplicaciones**



Protección de cabezera de red de alimentación fotovoltaica:

- El SURGYS G50-PV se instala en el nivel de la caja o de la caja del generador PV, y de ese modo proteger los edificios situados corriente inferior frente a los efectos indirectos de los rayos. Para determinadas aplicaciones se puede utilizar un pararrayos de tipo 1; consúltenos si desea más información.
- El SURGYS AC se instala después del ondulador para proteger los equipamientos.

➤ **Conforme a las normas**

- NF EN 61643-11 pruebas de clase 2
- IEC 61643-1 clase 2
- UTE C 15712
- UTE C 61740-61

LUMINARIA INTERNA TUBOS LED 18 W.

Z-TUBE PRO

Z-Tube PRO 120 (Ref. ZTUBE120/18W) **18W**

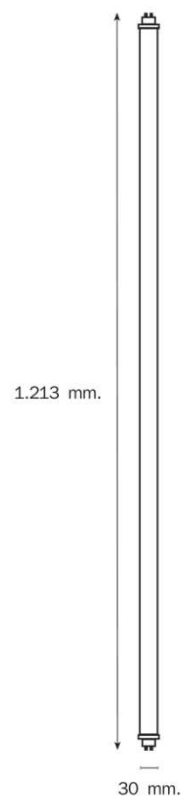
Sustituye al tubo fluorescente convencional T8/120 cm.
de 36W + balastro 24W: total 60 W.



Convencional		Z-TubePRO 120
316 lux	1 m.	452 lux
169 lux	1,5 m.	241 lux
102 lux	2 m.	145 lux
74 lux	2,5 m.	105 lux
57 lux	3 m.	81 lux

70% de ahorro

Potencia:	18W
Casquillo:	G13
Formato:	T8
Nº LEDs:	324
Temperaturas de color :	5.000K
CRI:	>80%
Ahorro:	70%
Eficiencia:	>95%
Voltaje:	85-265V AC
Vida útil:	>50.000h. (6 veces mayor)
Garantía:	5 años
Peso:	546 g.
Ángulo:	120°



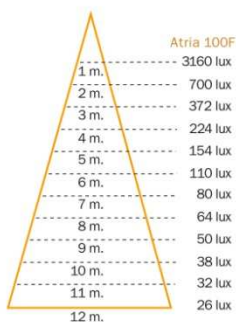
LUMINARIA EXTERNA REFLECTORES LED 100 W.

ATRIA

70% de ahorro

ATRIA 100F (Ref. ATRIA100F/100W) 100W

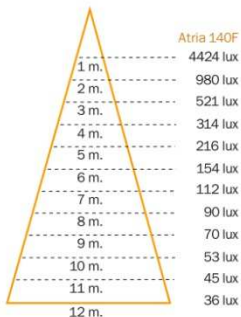
Sustituye a los 350W que consumiría su equivalente convencional



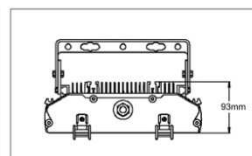
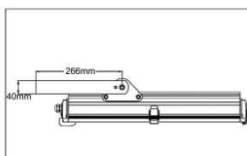
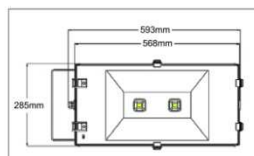
Potencia:	100W
Nº LED:	2
Colores:	Blanco, rojo, verde, ámbar y azul
Temperatura de color :	2.700K-7.000K
CRI:	>80%
Ahorro:	70%
Eficiencia:	>90%
Voltaje:	85-265v AC
Vida útil:	>50.000h. (6 veces mayor)
Garantía:	2 años
Peso:	10,6 kg.
Estanqueidad:	IP65

ATRIA 140F (Ref. ATRIA140F/140W) 140W

Sustituye a los 500W que consumiría su equivalente convencional



Potencia:	140W
Nº LED:	2
Colores:	Blanco, rojo, verde, ámbar y azul
Temperatura de color :	2.700K-7.000K
CRI:	>80%
Ahorro:	70%
Eficiencia:	>90%
Voltaje:	85-265v AC
Vida útil:	>50.000h. (6 veces mayor)
Garantía:	2 años
Peso:	10,6 kg.
Estanqueidad:	IP65



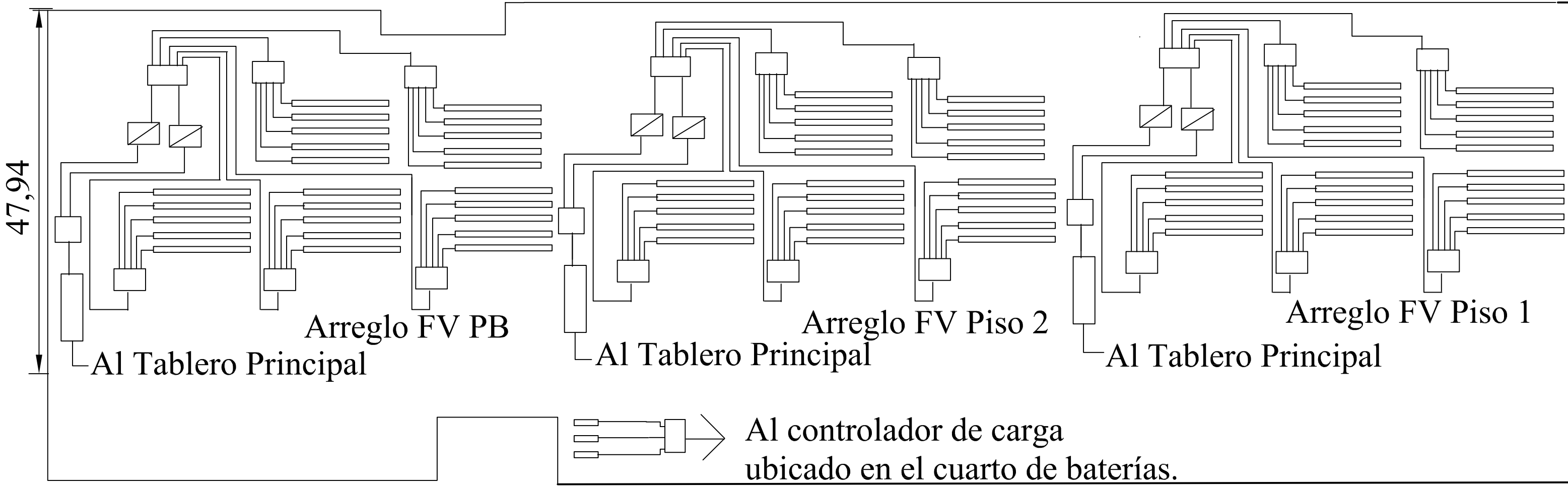
PLANOS

[ANEXO 31]

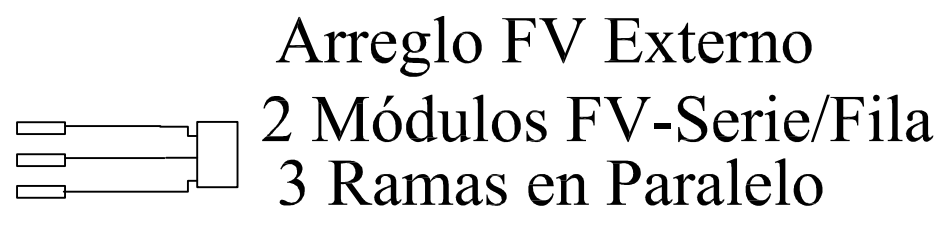
**PLANO N° 1 CASO ESTUDIO: LUMINARIA INTERNA
FLUORESCENTE Y LUMINARIA EXTERNA LED.**

PLANO N° 1.1

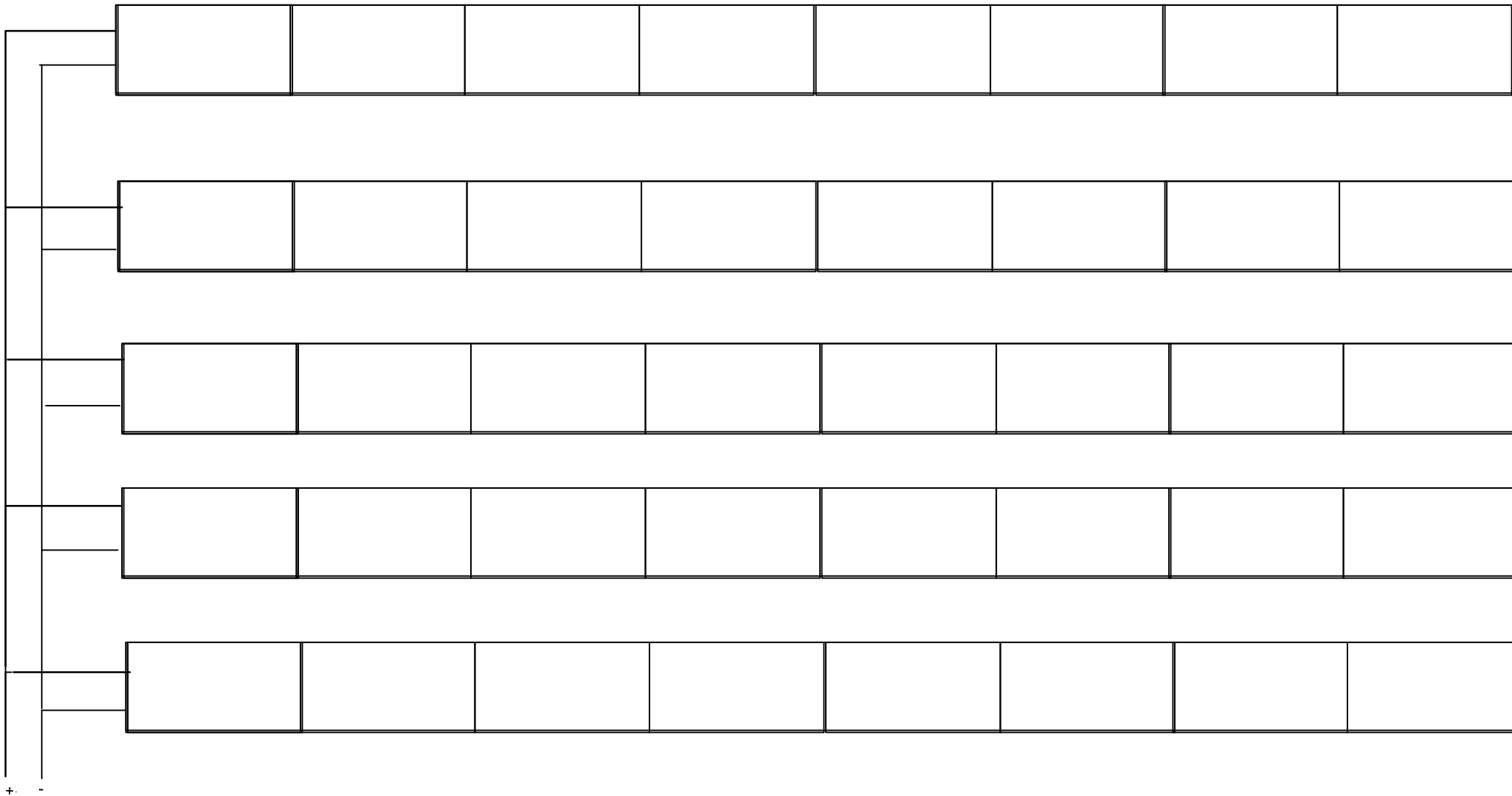
PLANO N° 1.2



	Grupo Arreglo FV 8 Módulos FV-Serie/Fila 5 ramas en paralelo Ver detalles en Plano 1.1
	Caja envolvente Inversores conexión a red Ver detalles en Plano 1.2
	Caja envolvente equipos protección AC Tablero Secundario. Ver detalles en Plano 1.2



Universidad Central De Venezuela	
Facultad de Ingeniería	
Escuela de Ingeniería Eléctrica	
Estudio de Factibilidad en la implementación de un sistema basado en paneles FV para reducir el consumo de energía eléctrica en la Facultad Ingeniería U.C.V.	
2012	Bernie J. Sánchez R.
Ubicación de los equipos del sistema fotovoltaico, edificio del ciclo básico Luminaria interna Fluorescente.	

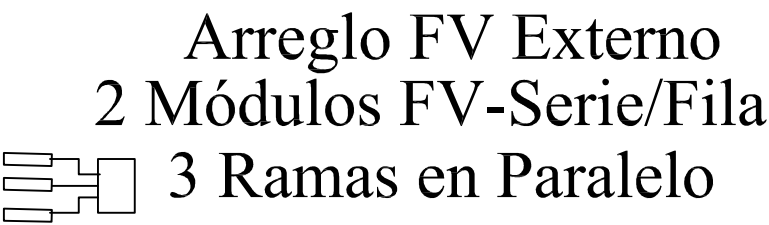
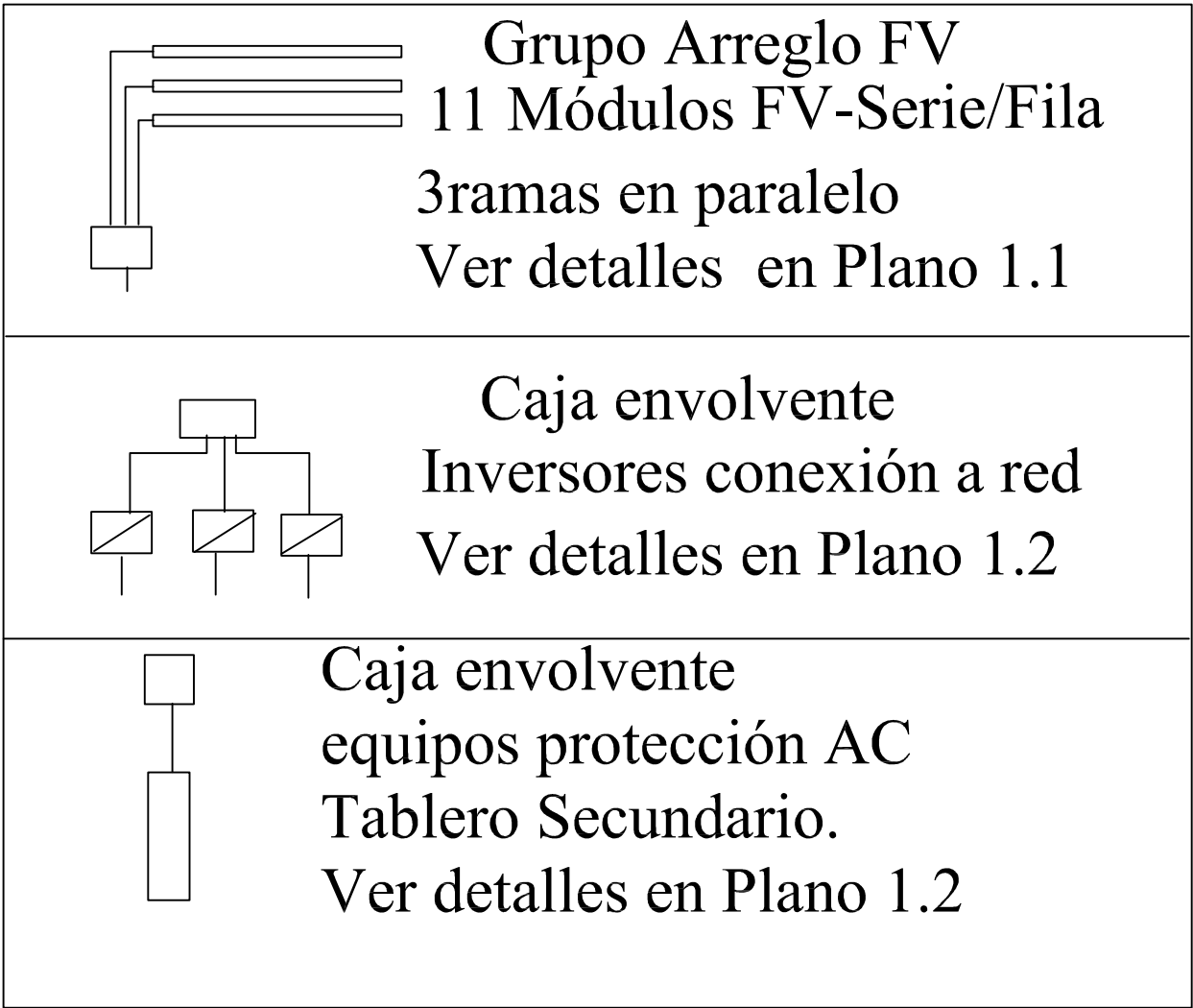
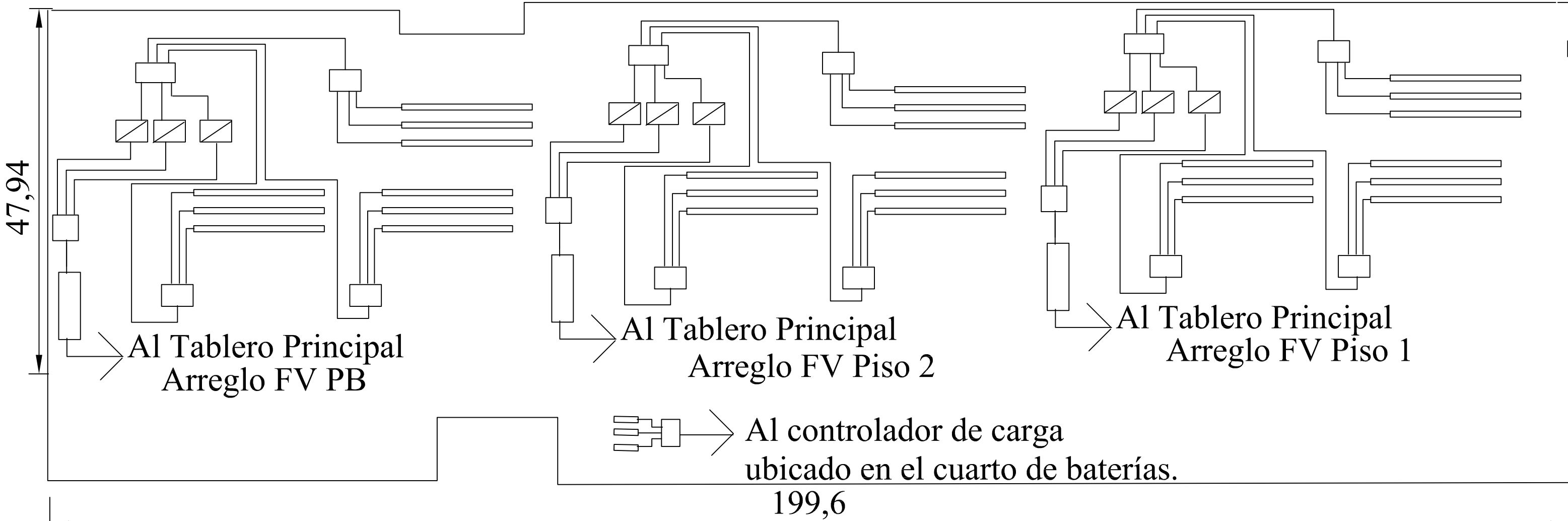


Rama de Sub Arreglo FV.
Cada rama esta formada por 8 Módulos FV conectados en serie
Cada sub grupo esta conformado por 5 ramas conectadas en paralelo
El arreglo FV de cada uno de los pisos esta conformado por 5 sub arreglos.

Universidad Central de Venezuela	
Facultad de Ingeniería	Escuela de Ingeniería Eléctrica
Estudio de Factibilidad en la implementación de un sistema basado en paneles FV para reducir el consumo de energía eléctrica en la Facultad de Ingeniería U.C.V.	
2012	Bernie J. Sánchez R.
Grupo del arreglo FV correspondiente al sistema FV Luminaria interna tipo fluorescente. Plano 1.1	

[ANEXO 32]

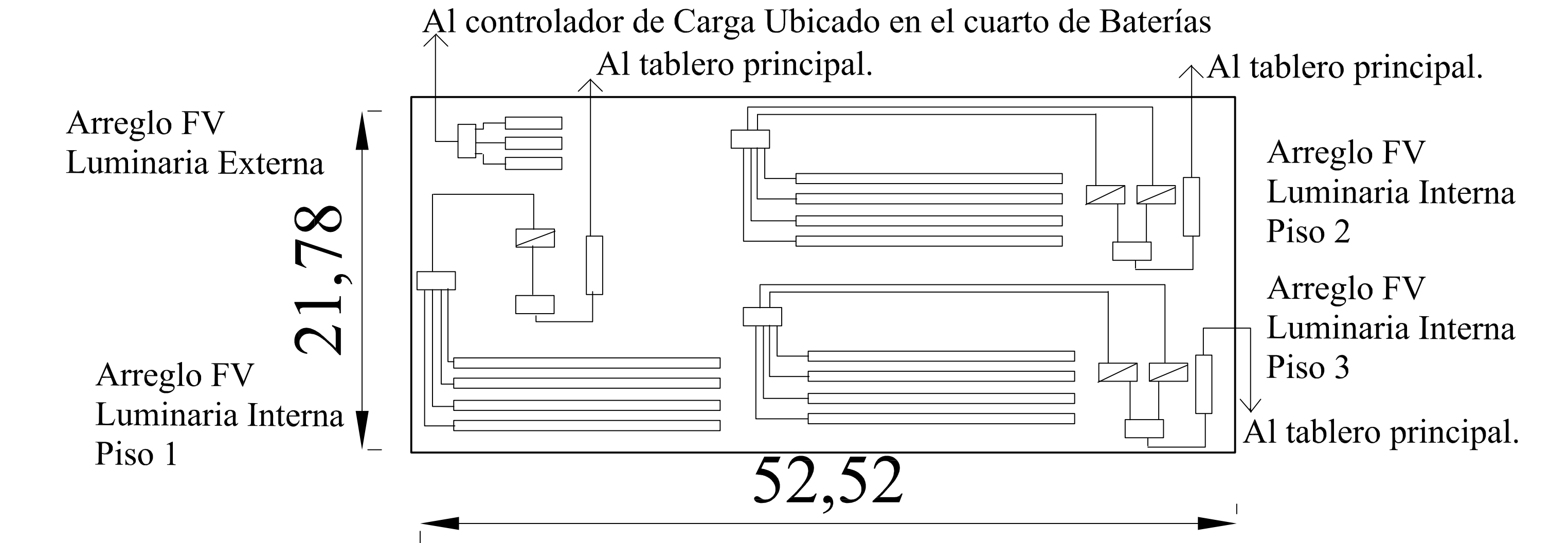
PLANO Nº 2
CASO ESTUDIO: LUMINARIA LED Y LUMINARIA
EXTERNA LED.



Universidad Central De Venezuela	
Facultad de Ingeniería	
Escuela de Ingeniería Eléctrica	
Estudio de Factibilidad en la implementación de un sistema basado en paneles FV para reducir el consumo de energía eléctrica en la Facultad Ingeniería U.C.V.	
2012	Bernie J. Sánchez R.
Ubicación de los equipos del sistema fotovoltaico, edificio del ciclo básico Luminaria interna LED.	

[ANEXO 33]

PLANO N° 3
UBICACIÓN EQUIPOS SISTEMA FV
ESCUELA INGENIERÍA ELÉCTRICA
LUMINARIA INTERNA: TUBOS LED 18 W
LUMINARIA EXTERNA: REFLECTORES LED 100 W.

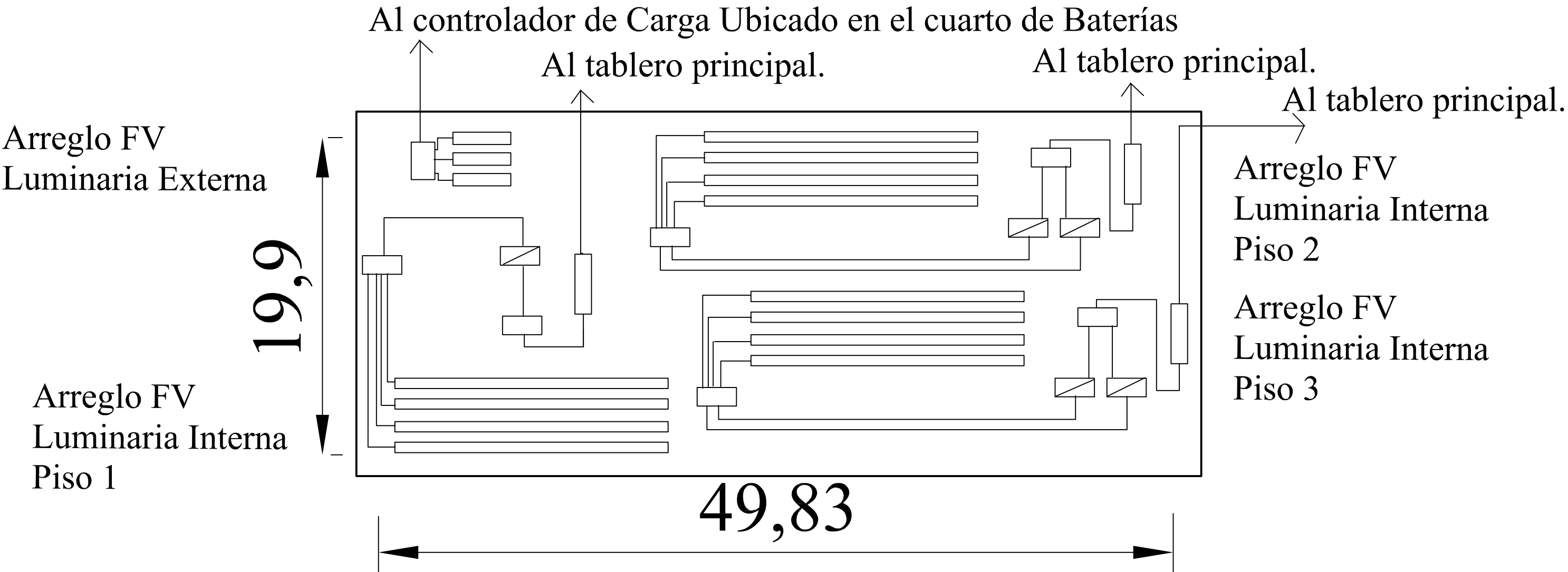


	Grupo de Arreglo FV 11 Módulos FV-Serie/Cada Fila 4 Ramas en paralelo
	Caja envolvente equipos protección AC y CC
	Inversores de Conexión a Red
	Tablero secundario

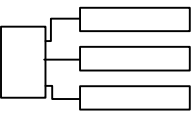
Arreglo FV sistema Luminaria externa 2 Módulos FV-Serie/Fila 3 Ramas en paralelo	
Universidad Central de Venezuela Facultad de Ingeniería Escuela Ingeniería Eléctrica Estudio de Factibilidad en la implementación de un sistema basado en paneles FV para reducir el consumo de energía eléctrica en la Facultad de Ingeniería U.C.V. 2012 Bernie J. Sánchez R. Ubicación de los equipos del Sistema FV del edificio de la Escuela de Ingeniería Eléctrica	

[ANEXO 34]

PLANO N° 4
UBICACIÓN EQUIPOS SISTEMA FV
EDIFICIO FÍSICA APLICADA
LUMINARIA INTERNA: TUBOS LED 18 W
LUMINARIA EXTERNA: REFLECTORES LED 100 W.



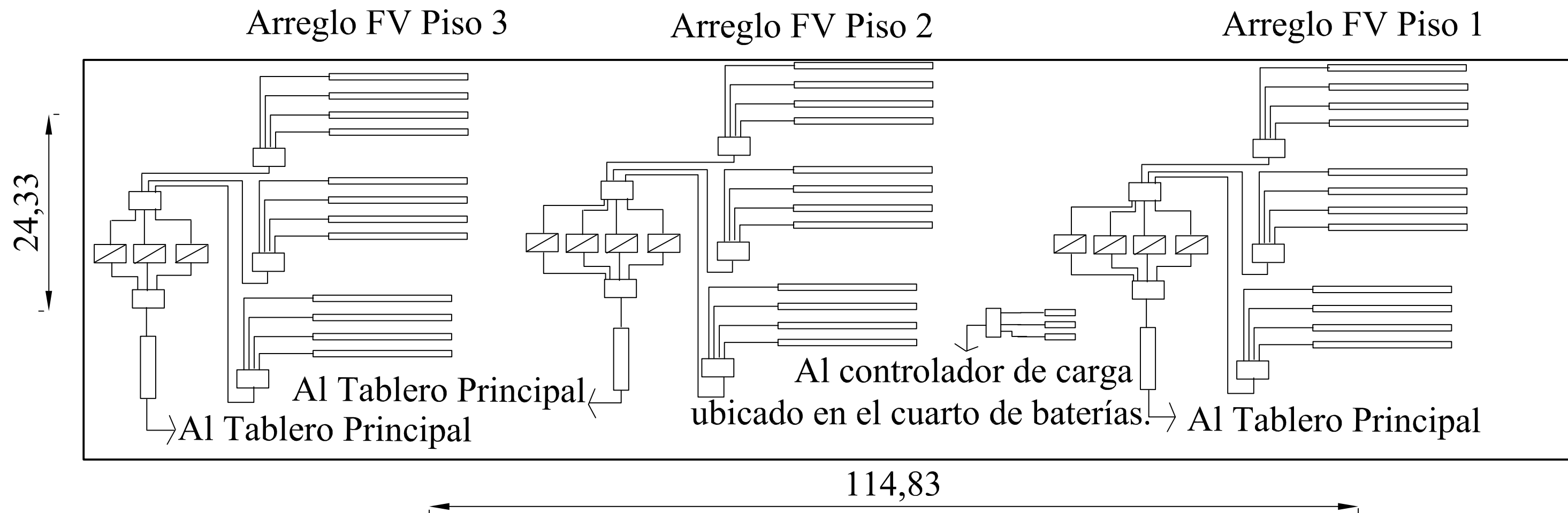
	Grupo de Arreglo FV 11 Módulos FV-Serie/Cada Fila 4 Ramas en paralelo
	Caja envolvente equipos protección AC y CC
	Inversores de Conexión a Red
	Tablero secundario

 Arreglo FV sistema Luminaria externa
2 Módulos FV-Serie/Fila
3 Ramas en paralelo

Universidad Central de Venezuela	
Facultad de Ingeniería	Escuela Ingeniería Eléctrica
Estudio de Factibilidad en la implementación de un sistema basado en paneles FV para reducir el consumo de energía eléctrica en la Facultad de Ingeniería U.C.V.	
2012	Bernie J. Sánchez R.
Ubicación de los equipos del Sistema FV del edificio Física Aplicada	

[ANEXO 35]

PLANO N° 5
UBICACIÓN EQUIPOS SISTEMA FV
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA, GEOLOGÍA,
PETROLERO, MINAS, GEOFÍSICA
LUMINARIA INTERNA: TUBOS LED 18 W
LUMINARIA EXTERNA: REFLECTORES LED 100 W.



	Grupo Arreglo FV 11 Módulos FV-Serie/Fila 4ramas en paralelo
	Caja envolvente Inversores conexión a red
	Caja envolvente equipos protección AC Tablero Secundario.
	Arreglo FV Externo 2 Módulos FV-Serie/Fila 3 Ramas en Paralelo

Universidad Central De Venezuela	
Facultad de Ingeniería	
Escuela de Ingeniería Eléctrica	
Estudio de Factibilidad en la implementación de un sistema basado en paneles FV para reducir el consumo de energía eléctrica en la Facultad Ingeniería U.C.V.	
2012	Bernie J. Sánchez R.
Ubicación de los equipos del sistema FV edificio Ingeniería Petróleo. Luminaria interna LED.	

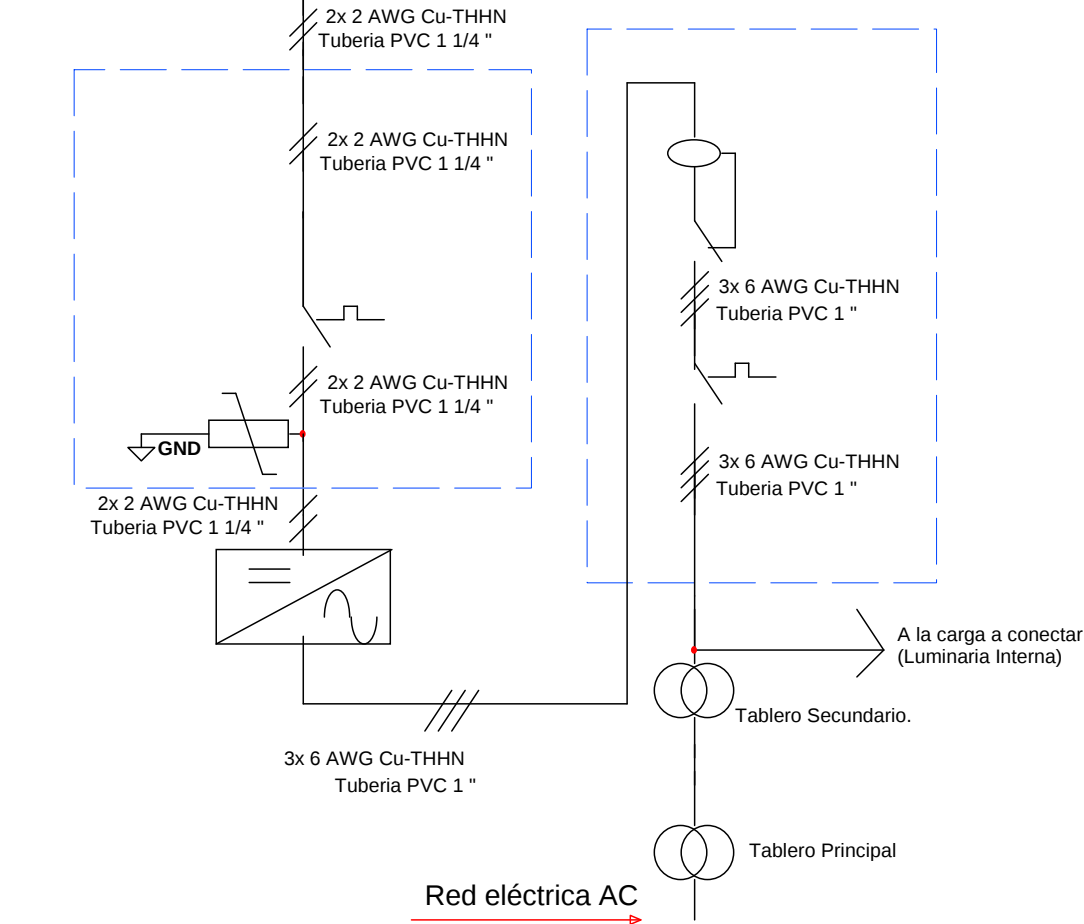
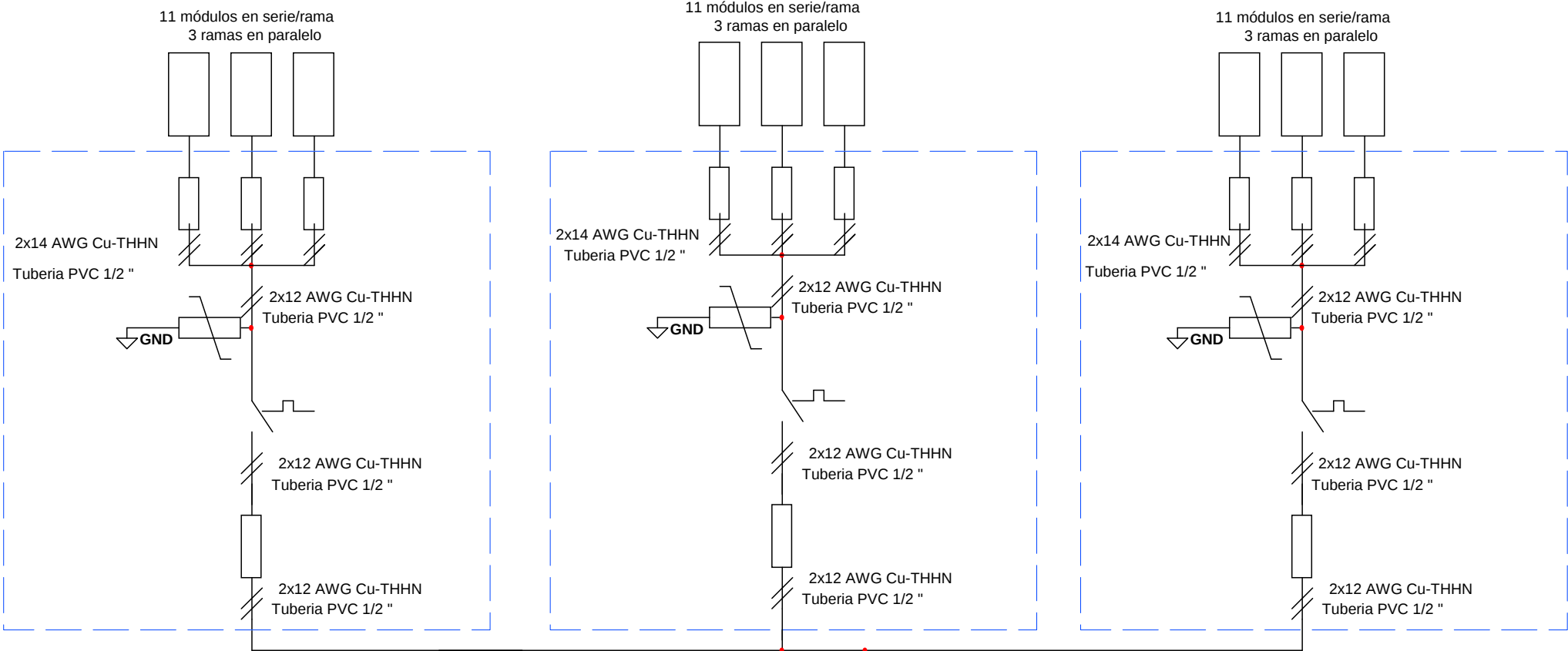
[ANEXO 36]

PLANO N° 6

**DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA FOTOVOLTAICO
SATISFACER EL CONSUMO DE ENERGÍA ELECTRICA DE
LA LUMINARIA INTERNA TIPO FLUORESCENTE**

[ANEXO 37]

PLANO N° 7
DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA FOTOVOLTAICO
SATISFACER EL CONSUMO DE ENERGÍA ELECTRICA DE
LA LUMINARIA INTERNA TIPO LED



Módulo Fotovoltaico
Modelo HIT 215 NHE
Fabricante Sanyo
Inom= 5,13 A . V nom: 42 V

Fusible Corriente Continua
Fabricante Telergon
Vnom: 1000 VDC. Inom: 20 A
Icorte: 1kA.

2x14 AWG Cu-THHN

2x 2 AWG Cu-THHN
Tubería PVC 1 1/4 "

Seccionador Corriente Continua
Fabricante: Telergon
Icorte: 1kA Vnom: 1000 VDC
Inom:100A

2x 2 AWG Cu-THHN
Tubería PVC 1 1/4 "

Descargador de Sobretensiones
Fabricante: Socomec
Vnom: 1000 VDC
Icorte: 1kA
Idescarga max: 40kA

Interruptor Diferencial
Fabricante: Eaton.
Vnom: 230 VAC
Sensibilidad: 30mA
Inom: 63A

Seccionador Corriente Continua
Fabricante: Telergon
Icorte: 1kA Vnom: 800VDC
Inom: 30A

2x12 AWG Cu-THHN
Tubería PVC 1/2 "

Fusible Corriente Continua
Fabricante: Telergon
Vnom: 750VDC
Icorte: 1kA
Inom: 30 A.

2x12 AWG Cu-THHN
Tubería PVC 1/2 "

3x 6 AWG Cu-THHN
Tubería PVC 1 "

Interruptor Termomagnético CA
Fabricante: Bticino.
Vnom: 230 VAC Inom: 50 A
Icorte: 1kA.

3x 6 AWG Cu-THHN
Tubería PVC 1 "

Universidad Central de Venezuela

Facultad de Ingeniería.

Escuela de Ingeniería Eléctrica

Estudio de Factibilidad en la
implementación de un
sistema basado en paneles FV
para reducir el consumo de
energía eléctrica en la
Facultad de Ingeniería U.C.V.

2012

Bernie J Sánchez R.

Diagrama Unifilar del sistema FV
capaz de satisfacer el consumo de
energía eléctrica por piso de la
luminaria interna tipo LED
del edificio de Ciclo Básico de la
Facultad de Ingeniería U.C.V.