

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICO PARA EL AREA ADMINISTRATIVA, COMEDOR, ESTACIONAMIENTO Y VIAS DE ACCESO DE UNA INDUSTRIA NACIONAL

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Edward O., Alarcón M.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2011

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 06 de junio de 2011

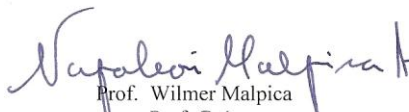
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Edward O. Alarcón M., titulado:

**“DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTÁICO PARA EL
ÁREA ADMINISTRATIVA, COMEDOR, ESTACIONAMIENTO Y VÍAS DE
ACCESO DE UNA INDUSTRIA NACIONAL”**

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


Prof. Sharif El Masri
Jurado


Prof. Nerio Ojeda
Jurado


Prof. Wilmer Malpica
Prof. Guía

DEDICATORIA

A Dios y a toda mi familia.

AGRADECIMIENTOS

A mis padres, familiares y amigos, quienes me brindaron su apoyo incondicional en todo momento.

A los ingenieros Alfonso Matteo, Celso Simon y Wilmer Malpica.

A todos mis compañeros de estudio, gracias:

Alarcón M., Edward O.

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICO
PARA EL AREA ADMINISTRATIVA, COMEDOR,
ESTACIONAMIENTO Y VIAS DE ACCESO DE UNA INDUSTRIA
NACIONAL**

Prof. Guia: Ing. Wilmer Malpica. Tutor Industrial: Ing. Alfonso Matteo. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: Ingenia M.F. 2011. 116h + Anexos.

Palabras Clave: Energía Solar. Generación. Sistemas Fotovoltaicos. Sistema de Respaldo. Industrial Nacional. Área Administrativa.

Resumen: Este trabajo contempla el diseño técnico y el estudio económico de un sistema de generación por energía solar para una industria nacional. La finalidad es la de mejorar el servicio eléctrico de sus instalaciones, en respuesta a la creciente deficiencia del sistema eléctrico nacional. Para el diseño y selección de los materiales asociados al sistema de generación se consideraron los criterios, normas, códigos y especificaciones aplicables tanto a nivel nacional como internacional vigentes, con la finalidad de cumplir con los requerimientos más importantes como la seguridad y la confiabilidad. A partir de los diseños planteados se pudo llegar a un estimado económico bastante aproximado que hace factible la aplicación de estos sistemas dentro de algunas situaciones que posiblemente se presenten en un futuro cercano, como, la disminución de precios de todos los equipos y la contaminación ambiental.

ÍNDICE GENERAL

CONSTANCIA DE APROBACION.....	¡Error! Marcador no definido.
DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTOS	iv
RESUMEN.....	v
ÍNDICE GENERAL	vi
LISTA DE TABLAS	vii
LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS	xiii
INTRODUCCIÓN	14
CAPÍTULO I	16
1. TEMA DE LA INVESTIGACIÓN.....	16
1.1 Planteamiento del problema	16
1.2 Objetivo general	17
1.3 Objetivos específicos.....	17
CAPÍTULO II	18
2. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA.....	18
2.1 Ingenia M.F., C.A.....	18
2.2 Misión, visión y valores de Ingenia M.F., C.A.	18
2.2.1 Misión.....	18
2.2.2 Visión	19
2.2.3 Valores	19
CAPÍTULO III.....	20
3. MARCO TEÓRICO	20
3.1 Descripción de la edificación	20
3.2 Sistemas de Generación Eléctrica por Energía Solar: definición y parám.....	21
3.3 Paneles Fotovoltaicos	21
3.3.1 Tipos de paneles	22

3.4 Baterías.....	24
3.4.1 Tipos de baterías.....	24
3.5 Regulador de carga.....	25
3.5.1 Tipos de reguladores	26
3.6 Inversor.....	28
3.6.1 Tipos de inversores.....	28
3.7 Protecciones.....	28
3.7.1 Tipos de Protecciones.....	29
CAPÍTULO IV	31
4. METODOLOGIA	31
4.1 Introducción.....	31
4.2 Estudio de Cargas	31
4.3 Dimensionamiento del generador fotovoltaico aislado	32
4.3.1 Cálculo de la energía máxima diaria	32
4.3.2 Elección del Inversor.....	34
4.3.3 Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico	35
4.3.4 Cálculo del banco de baterías	37
4.3.5 Calculo del regulador de carga.....	39
4.4 Dimensionamiento del generador fotovoltaico conectado a la red con sistema de respaldo.....	41
4.4.1 Elección del inversor	45
4.4.2 Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico	45
4.4.3 Sistema de respaldo	48
4.5 Inclinación y Orientación de los paneles fotovoltaicos.....	49
4.5.1 Orientación (ángulo Azimut)	49
4.5.1 Inclinación	50
4.6 Selección del calibre de los conductores, canalizaciones y protecciones	51
4.6.1 Calculo de las corrientes.....	51
4.6.2 Selección del conductor.....	52
4.6.3 Protección por sobrecorriente.....	55

4.6.4	Canalizaciones.....	55
4.7	Iluminación.....	56
4.7.1	Luminarias utilizadas	56
4.7.2	Niveles de iluminación.....	57
4.7.3	Software utilizado para los cálculos.....	58
CAPÍTULO V		59
5. RESULTADOS		59
5.1	Introducción.....	59
5.2	Estudio de carga	59
5.3	Dimensionamiento del generador fotovoltaico aislado	61
5.3.1	Calculo de la energía máxima diaria	61
5.3.2	Elección del Inversor.....	65
5.3.3	Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico	65
5.3.4	Cálculo del banco de baterías.....	67
5.3.5	Calculo del regulador de carga.....	69
5.3.5	Transferencia automática	71
5.4	Dimensionamiento del generador fotovoltaico conectado a la red con sistema de respaldo.....	72
5.4.1	Elección del inversor	72
5.4.2	Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico	73
5.4.3	Sistema de respaldo	76
5.5	Dimensionamiento de la estructura de soporte.....	76
5.6	Selección del calibre de los conductores, protecciones y canalizaciones	78
5.6.1	Generador fotovoltaico aislado	79
5.6.2	Generador fotovoltaico conectado a la red con sistema de respaldo.....	87
5.7	Iluminación.....	93
5.7.1	Estacionamiento	94
5.7.1	Vía de acceso al estacionamiento.....	96
5.7.2	Vía de acceso Principal de la planta.....	98

CAPÍTULO VI	100
6. ANALISIS ECONOMICO	100
6.1 Introducción.....	100
6.2 Estudio económico	101
6.2.1 Generador fotovoltaico aislado	103
6.2.2 Generador fotovoltaico conectado a la red con sistema de respaldo....	104
6.2.3 Generador fotovoltaico conectado a la red sin sistema de respaldo.....	105
6.3 Análisis de resultados	106
CAPÍTULO VII.....	109
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	109
7.1 Conclusiones	109
7.2 Recomendaciones	110
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	111
BIBLIOGRAFÍA.....	112
GLOSARIO	114
ANEXO	118

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Coordenadas geográficas de la Industria Nacional	21
Tabla 2. Valores de iluminancia recomendados según la norma COVENIN	57
Tabla 3. Tipos de luminarias instaladas	60
Tabla 4. Cargas instaladas	61
Tabla 5. Energía que se consume	62
Tabla 6. Paneles a utilizar	65
Tabla 7. Paneles necesarios en la instalación	66
Tabla 8. Baterías a utilizar	68
Tabla 9. Baterías necesarias para 30min de alimentación	69
Tabla 10. Corriente del campo fotovoltaico y corriente de reguladores	70
Tabla 11. Reguladores de carga a utilizar	70
Tabla 12. Reguladores necesarios en la instalación	71
Tabla 13. Transferencia automática	72
Tabla 14. Inversores a utilizar	73
Tabla 15. Rango de paneles en serie	74
Tabla 16. Paneles en Paralelo	75
Tabla 17. Corrientes de cortocircuito de los campos FV	75
Tabla 18. Código de colores para AC	78
Tabla 19. Código de colores para DC	79
Tabla 20. Tableros del Sistema fotovoltaico aislado (SFA)	80
Tabla 21. Tablero T-RC1	82
Tabla 22. Tablero T-IB	84
Tabla 23. Circuitos de luminarias para T-PSFA	85
Tabla 24. Tablero T-PSFA	87
Tabla 25. Tableros del Sistema fotovoltaico (SFR)	87
Tabla 26. Tablero T-AF	89
Tabla 27. Circuitos de luminarias para T-PSFR	91
Tabla 28. Tablero T-PSFR	93

Tabla 29. Estudio económico del generador fotovoltaico aislado	104
Tabla 30. Estudio económico del generador fotovoltaico conectado a la red con sistema de respaldo	105
Tabla 31. Estudio económico del generador fotovoltaico conectado a la red con sistema de respaldo	106

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Zona administrativa de la Industria Nacional	20
Figura 2. Regulador serie	27
Figura 3. Regulador paralelo.....	27
Figura 4. Generador fotovoltaico aislado.....	32
Figura 5. Funcionamiento diurno con suministro de la red eléctrica nacional	42
Figura 6. Funcionamiento diurno sin suministro de la red eléctrica nacional y las baterías totalmente cargadas.....	43
Figura 7. Funcionamiento diurno sin suministro de la red eléctrica nacional y las baterías parcialmente cargadas cargadas	44
Figura 8. Funcionamiento diurno sin suministro de la red eléctrica	44
Figura 9. El ángulo Azimut	50
Figura 10. Inclinación	50
Figura 11. Separación entre filas de paneles	77
Figura 12. Resumen y curvas isolux del estacionamiento	94
Figura 13. Rendering Procesado en colores falsos del estacionamiento.....	95
Figura 14. Rendering Procesado en 3D del estacionamiento.....	95
Figura 15. Resumen y curvas isolux del acceso al estacionamiento	96
Figura 16. Rendering Procesado de colores falsos del acceso al estacionamiento	97
Figura 17. Rendering Procesado en 3D del acceso al estacionamiento	97
Figura 18. Resumen y curvas isolux del acceso Principal de la planta.....	98
Figura 19. Rendering Procesado de colores falsos del acceso Principal de la planta	99
Figura 20. Rendering Procesado en 3D del acceso Principal de la planta	99

LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

%ΔV	: Porcentaje de caída de tensión.
AC	: Corriente altera.
A:L	: margen de seguridad para del arreglo solar.
CC	: Corriente continúa.
CO₂	: Dióxido de carbono.
Cu	: Cobre.
EOD	: Final de la descarga.
EOL	: Capacidad al final de la vida.
IEC	: International Electrotechincal Commission.
kA	: Kiloamperio.
kVA	: Kilovoltio-amperio.
kW	: Kilovatio.
m	: Metro.
kcmil	: Mil circular mil.
MDDOD	: Profundidad máxima de descarga diaria.
MDOD	: Profundidad máxima de descarga.
pu	: Por unidad.
REN	: Red Eléctrica Nacional.
SGExES	: Sistema de generación eléctrica por energía solar.
UCV	: Universidad Central de Venezuela.
Wh/día	: Watt-hora por día.

INTRODUCCIÓN

Las fuentes de energía que explotan recursos renovables, como el sol y el viento pueden cumplir con la demanda de energía a nivel mundial y un ejemplo de ello es que la irradiación solar durante una hora sobre la superficie terrestre deja tanta energía como la que consume la humanidad en un año. Por ello contamos, entre tantas otras, con la energía solar fotovoltaica, la cual presenta un inmenso potencial ya que la energía solar que podemos captar se limita a toda la superficie terrestre, un mantenimiento mínimo y una gran versatilidad.

Una instalación SGExES (sistema de generación por energía solar) puede ubicarse casi en cualquier lugar y para casi cualquier tipo de consumidor. Se trata de una tecnología fácilmente instalable y cuya distribución puede ser directamente en los puntos de consumo de nuestros pueblos y ciudades. De esta forma, cualquier edificio o casa puede convertirse en una pequeña central generadora de electricidad.

Las fallas del sector energético en Venezuela ha obligado a mirar hacia la gran cantidad de ventajas del uso de SGExES, es por ello se cree que en un futuro cercano, en Venezuela se podrán visualizar edificios, casas, centros comerciales y clínicas por nombrar algunos; que podrán autoabastecerse con energía solar fotovoltaica diseñada desde el inicio su construcción.

En este proyecto se pretende elaborar una propuesta técnico-económica para la implementación de un sistema de generación fotovoltaico para una industria. También se incluirán toda la iluminación del área del estacionamiento y vías de acceso a la planta. En primera instancia se realizará un estudio de carga para lograr conocer la demanda que deberá ser cubierta por dicho sistema, para luego seguir con los cálculos necesarios que nos ayudarán a la elección de todos los componentes que

formarán el sistema, cumpliendo con el código eléctrico nacional (SECCION 690, Sistema Fotovoltaico Solar).

CAPÍTULO I

1. TEMA DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Planteamiento del problema

Sólo las fuentes de energía que explotan recursos renovables, como el viento, el agua, la biomasa, la geotérmica o el sol son inagotables a escala humana. Además, pueden cubrir toda la demanda de energía mundial: la irradiación solar, en una hora, deja en la superficie terrestre tanta energía como la humanidad consume en un año. Por otro lado, las energías renovables no contribuyen a incrementar el CO₂ y otros gases causantes del efecto invernadero y el calentamiento global, por lo que su aprovechamiento es sostenible y básico para conseguir la seguridad de abastecimiento.

De acuerdo a lo planteado por el gobierno bolivariano de Venezuela, toda industria nacional debe disminuir su consumo eléctrico en un 20% debido a problemas con la generación eléctrica en el territorio nacional; por lo cual toda empresa buscará la manera de generar ese 20% faltante y que mejor que hacerlo con una energía renovable y limpia.

La implementación de un sistema fotovoltaico en un área administrativa de una industria nacional tendrá como justificación la disminución de la carga en la red eléctrica nacional, lo cual será de gran ayuda, seguido por una mejora económica a los propietarios de dichos sistemas, una mejor condición ambiental para el país y una mejor calidad del servicio eléctrico.

1.2 Objetivo general

Elaborar una propuesta técnico-económica para un sistema de generación eléctrica por energía solar (SGExES) para que satisfaga la demanda de un área administrativa y el área de comedor, las cuales juntas abarcan un espacio mayor a 1200m², las vías de acceso a la planta y el estacionamiento de una planta industrial, cumpliendo con todas las normas nacionales.

1.3 Objetivos específicos

- a) Estudiar del concepto del sistema fotovoltaico solar.
- b) Revisar de la SECCION 690 referente a sistema fotovoltaico solar del Código Eléctrico nacional.
- c) Estudiar de lo que ofrece el mercado referente a sistemas de generación eléctrica por energía solar (SGExES).
- d) Revisar de los planos eléctricos de las instalaciones, seguido por un estudio de cargas de las mismas mediante una visita técnica.
- e) Elaborar de la propuesta técnico-económica: dentro de la propuesta tenemos los siguientes puntos.
 - a. Planos del Montaje.
 - b. Hojas de especificación de cada equipo.
 - c. Arreglo solar.

CAPÍTULO II

2. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

2.1 Ingenia M.F., C.A.

Ingenia M.F., C.A. es una empresa joven especializada en desarrollar sistemas de control y automatización industrial con tecnología de punta. En ingenia M.F. se integran equipos Siemens, se abarca cualquier solución industrial y se incorpora el valor agregado en el desarrollo de soluciones integrales. (1)
04168116605

Ingenia M.F. es miembro de CSIA (Control System Integrator Association) y se desarrollan la automatización de procesos industriales para su optimización, utilizando herramientas como Simatic S5 y S7, Manejo de Software como PROMIS-E, FIX, iFIX, PROLEIT, STEP7, STEP5, UNITY PRO, WONDEREWARE, AUTOCAD, entre otros. (1)

Ingenia M.F. presenta ahora la oportunidad de desarrollo de este proyecto a futuro como herramienta para la independencia energética industrial.

2.2 Misión, visión y valores de Ingenia M.F., C.A.

2.2.1 Misión

Ofrecer a las empresas soluciones integrales y confiables en el área de ingeniería de instrumentación, automatización e integración de sistemas mediante el uso de tecnología de avanzada. (2)

2.2.2 Visión

Ser una empresa reconocida por su calidad e innovación de productos y servicios de ingeniería, de instrumentación, automatización e integración de sistemas, generando valor y excelencia en talento humano y tecnología. (2)

2.2.3 Valores

En Ingenia MFC, C.A. contamos con: (2)

- **Confianza:** Medimos nuestro éxito en la satisfacción y confianza de nuestros clientes.
- **Innovación:** Aprovechamos la creatividad y las herramientas tecnológicas para ofrecer soluciones dinámicas y eficientes.
- **Organización:** Sólo la constancia, disciplina y cuidadosamente metodología de trabajo conlleva alcanzar la excelencia y calidad.
- **Solidaridad:** Para alcanzar el éxito se necesita compartir, enseñar y aprender todos.
- **Respeto Mutuo:** Para desarrollar verdaderas cadenas de valor entre nuestro trabajo y nuestras aptitudes.

CAPÍTULO III

3. MARCO TEÓRICO

3.1 Descripción de la edificación

La industria nacional en cuestión está ubicada en la Av. Hans Neumann de la Urb. Industrial El Bosque, Valencia, Edo Carabobo. En la figura 1 se encuentran el detalle de la zona administrativa de la industria nacional.

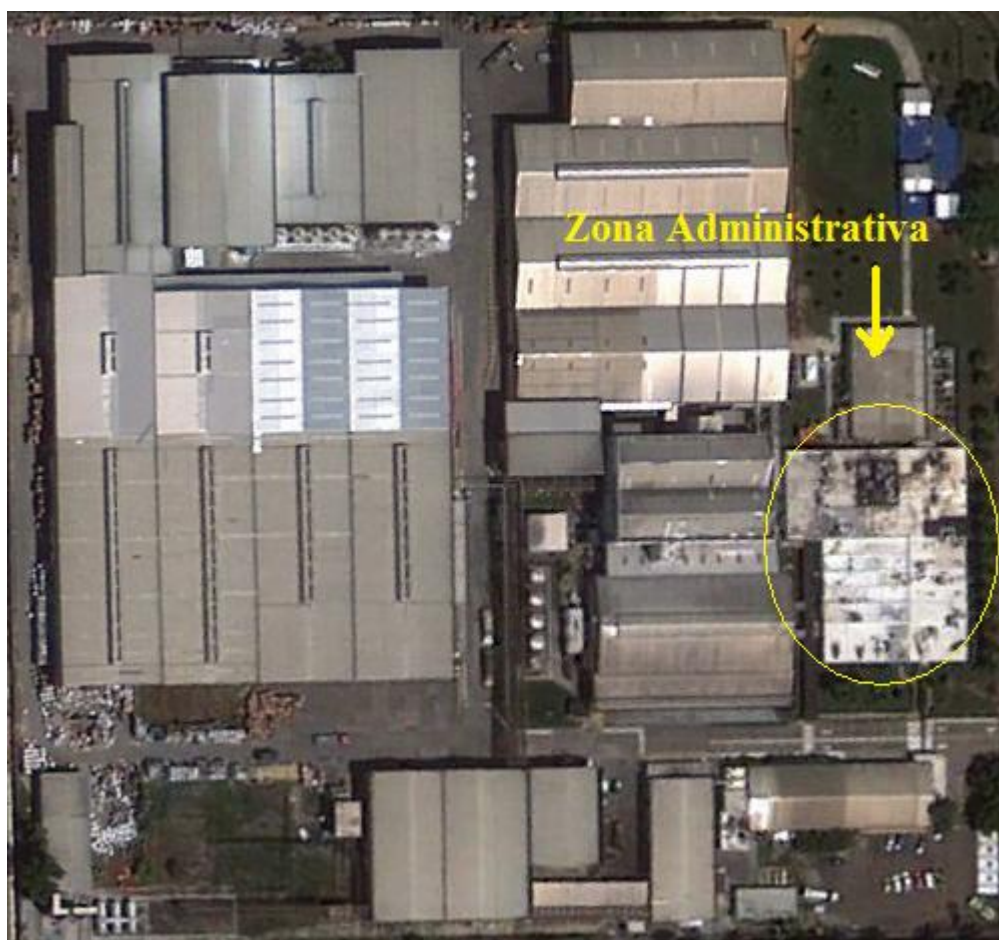


Figura 1. Zona administrativa de la Industria Nacional

Las coordenadas específicas están en la siguiente tabla:

Tabla 1. Coordenadas geográficas de la Industria Nacional

Coordenadas Geográficas
LAT: 10°09'34.56''N
LONG: 67°57'20.03''O

Los datos meteorológicos y de radiación solar se obtuvieron del aeropuerto Arturo Michelena y de la NASA. Estos valores estarán anexados.

3.2 Sistemas de Generación Eléctrica por Energía Solar: definición y parámetros.

Una instalación o central fotovoltaica es aquella que, con la utilización de paneles fotovoltaicos, se convierte la energía del sol en energía eléctrica para su posterior utilización o venta a la red eléctrica. (3)

Para la descripción de una instalación o central fotovoltaica basta con mencionar y detallar los elementos que la conforman. Los componentes principales por los cuales está formada serán detallados a continuación.

3.3 Paneles Fotovoltaicos

Denominado panel solar o módulo fotovoltaico, su principal función es la de proporcionar energía a la instalación a partir de la irradiación solar, aprovechando el efecto fotoeléctrico.(4)

Un módulo fotovoltaico está formado por la interconexión de varias células solares en serie y/o paralelo, para adaptar el panel a los niveles de tensión y corriente, puesto que cada célula puede suministrar del orden de 0,5 Volt.

Muchos tipos de módulos fotovoltaicos están disponibles en el mercado. Los módulos fotovoltaicos más comunes son los monocristalinos y los policristalinos; seguidos por los de silicio amorfo, de película delgada (son de sulfuro de cadmio y presentan un bajo rendimiento) y de Arsenuro de Galio (eficiente a altas temperaturas pero muy costoso debido a lo difícil que es conseguir el material). Los más utilizados son los módulos monocristalinos debido a su alto rendimiento y también debido a su disponibilidad en el mercado, nosotros consideraremos para la elección del panel a utilizar los de silicio monocristalino y los de silicio policristalinos debido a que son los mejores en cuanto valor vs rendimiento.(4)

Los módulos fotovoltaicos deben ser elaborados de acuerdo a la norma internacional IEC-61215.

3.3.1 Tipos de paneles

Las células solares, o células fotovoltaica, más utilizadas son las formadas por una unión *P-N* y construidas con silicio monocristalino.

Las células se fabrican de diferentes formas, obteniendo los siguientes tipos de paneles fotovoltaicos:(4)

- Monocristalino: presenta una estructura cristalina completamente ordenada. Se obtiene de silicio puro fundido dopado con boro. Se reconoce por su monocromía azulada oscura y metálica.

- Policristalino: presenta una estructura ordenada por regiones separadas. Las zonas irregulares se traducen en una disminución del rendimiento. Se obtiene de la misma forma que el monocristalino pero con menos fases de cristalización (combinación de átomos). Se reconoce porque en su superficie se distinguen distintos tonos de azules y grises metálicos.
- Amorfo: presenta un alto grado de desorden y un gran número de defectos estructurales en su combinación química. Su proceso de fabricación es menos costoso que los anteriores (se deposita en forma de lámina delgada sobre vidrio o plástico). Tiene un color homogéneo.
- De película delgada: son las desarrolladas con sulfuro de cadmio (CdS) y sulfuro cruposo (Cu_2S). Su proceso de fabricación es sencillo pero su tecnología está poco desarrollada y ofrece un bajo rendimiento.
- De arseniuro de Galio (GaAs): se obtiene un elevado rendimiento con espesores muy pequeños y mantiene sus características ante elevadas temperaturas. Por el contrario, presenta un elevado costo de producción debido a que el material utilizado es poco abundante.

La utilización de células de tipo amorfo permite adaptarse a cualquier superficie, son de varios colores y translúcidas. Esta última característica favorece la integración en ventanas. En su contra, la potencia que se obtiene es inferior a las células que utilizan silicio monocristalino o policristalino.(3)

Las más utilizadas en instalaciones aisladas son las de silicio monocristalino por ofrecer un mejor rendimiento.

3.4 Baterías

Las más utilizadas en sistemas fotovoltaicos son las baterías denominadas estacionarias, que se utilizan también como sistemas de alimentación ininterrumpida. La principal característica es que son capaces de permanecer largos periodos de tiempo totalmente cargados y, además, son capaces de resistir descargas profundas de forma esporádicas.

3.4.1 Tipos de baterías

Las baterías más adecuadas para sistemas fotovoltaicos son las de plomo ácido (baterías estacionarias), las cuales se pueden simplificar en los tres tipos siguientes: (4)

- Estacionarias monobloc: como su propio nombre lo indica, está formado en un sólo bloque; es decir, no es necesario asociarlas para obtener los 12 volt y son de menor capacidad que las translúcidas o herméticas de un vaso o célula. Se utilizan en pequeñas instalaciones de poca potencia. Suelen tener un tamaño mayor que las utilizadas en vehículos, pero eso dependerá de la capacidad de la batería.
- Estacionarias translúcidas o transparentes: son baterías que se encuentran separadas en células pero el material que lo cubre permite ver el interior de la batería (transparente) o no (translúcida). Como son baterías de un vaso o célula su tensión es del orden de 2,2 volt, razón por la cual es necesario conectarlas en serie para obtener tensiones mayores. Este tipo de baterías son de mayor tamaño que las monobloc y de mayor peso y suelen ser distribuidas sin el electrolítico (ácido) para facilitar su instalación y deben ser rellenadas después de su colocación.

- Estacionarias herméticas: son las denominadas también sin mantenimiento; no se tiene acceso a su interior aunque sus características son las mismas, en relación con los materiales activos y las reacciones de carga y descarga. Este tipo de baterías pueden ser selladas gelificadas, presentan como características que el electrolítico es más denso, por lo que no se derraman y pueden montarse en cualquier posición. Para conseguir esta densidad debe añadirse dióxido de silicio. Este tipo de baterías no requieren mantenimiento de recarga de líquido de su interior, pero no tienen un buen comportamiento ante descargas profundas.

Otro tipo de batería que se utiliza en algunas instalaciones fotovoltaicas son la de níquel cadmio. El uso de estas baterías se centra en instalaciones que requieran un alto nivel de fiabilidad o que trabajen a temperaturas muy extremas. Reciben esta denominación debido al material de cátodo, que es níquel hidratado y del ánodo, que es cadmio. Pero son muchos más costosas que las de plomo ácido y sus componentes son altamente tóxicos para el medioambiente.

3.5 Regulador de carga

El regulador es el encargado de controlar los procesos de carga y descarga de la batería. Las principales tareas son las siguientes:(4)

- Evita sobrecargas en la batería: que una vez cargada la batería no continúe cargando. Así se evita la generación de gases y la disminución del líquido en el interior de la batería; en consecuencia aumenta la vida útil de la misma.
- Impide la sobredescarga de la batería en los periodos de luz solar insuficiente: cuando una vez la batería esté descargada no continúe suministrando corriente a la instalación; en consecuencia aumenta la vida útil de la misma.

- Asegura el funcionamiento del sistema en el punto de máxima eficacia.

Típicamente el costo del regulador de carga representa un porcentaje bajo en la inversión inicial. Sin embargo, su impacto sobre el costo a largo plazo de un SGExES es mucho más grande que ese pequeño porcentaje, porque las baterías pueden ser el componente mayor del costo total a lo largo de la vida útil del sistema, y la vida de las baterías esta directamente ligada a la calidad del regulador de carga. Por esta razón, deben usarse reguladores de carga de buena calidad, los cuales deberían estar diseñados para una vida útil de por lo menos 10 años.

3.5.1 Tipos de reguladores

Existen dos tipos de reguladores: paralelo o *shunt* y serie. En instalaciones de baja potencia se utilizan los reguladores paralelo o *shunt*, y para potencias mayores los reguladores serie. Esto es así porque para tensiones mayores se necesitan unos disipadores de potencia para los dispositivos de control de potencia de mayor tamaño, ya que deben soportar mayores niveles de intensidad. (4)

- Regulador serie: el funcionamiento de este regulador es el de cortar el suministro de energía del generador antes de que alcance la tensión máxima de la batería; es decir, cortar antes de que llegue al nivel de sobrecarga. En la figura 1 se puede ver el circuito básico de control serie con interruptores, los cuales se encargarán de que se esté cargando la batería o no (interruptor sobrecarga) y otro de que la batería entregue energía o no (interruptor sobredescarga). (4)

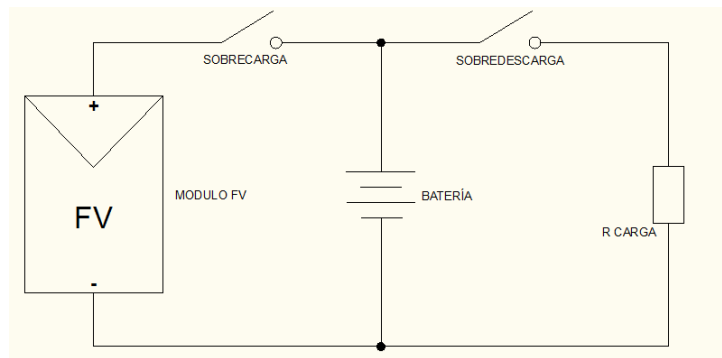


Figura 2. Regulador serie

- Regulador Paralelo: el funcionamiento de este regulador es disipar potencia, con el fin de eliminar el exceso de energía generada. Consiste en un transistor situado en paralelo con el generador fotovoltaico. Se debe disponer de un circuito de control, el cual se encargara de la conducción del transistor en función de la tensión de la batería (figura 2); es decir, cuando la tensión sea superior a un umbral (V_{sc}) que conduzca y que cuando sea inferior que no conduzca.(4)

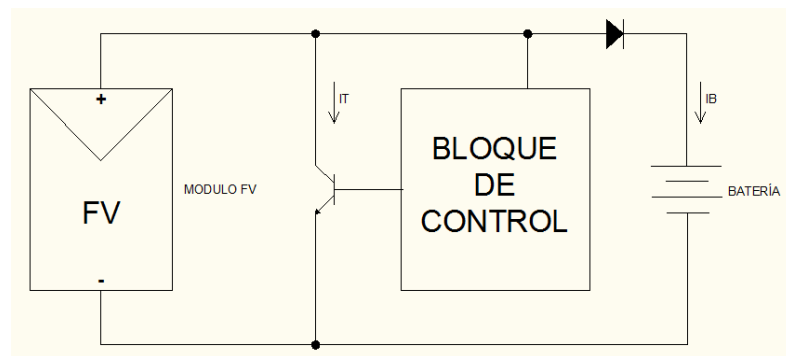


Figura 3. Regulador paralelo

3.6 Inversor

Su función es alterar la tensión y características de la intensidad que reciben, convirtiéndola en la adecuada para los usos que necesiten (suministro). Su función es la de transformar, *CC/AC*.

El más utilizado en una instalación fotovoltaica aislada es del tipo *CC/AC*, que convierte la tensión del banco de batería a consumo de 120/208 volt de corriente alterna.

3.6.1 Tipos de inversores

Los inversores se pueden encontrar del tipo de onda modificada o los del tipo de onda pura:(4)

- Inversores de onda sinusoidal modificada (*modify sine wave –MSW-*): estos inversores pueden alimentar a la mayoría de electrodomésticos. Sin embargo, esta forma de onda puede presentar algunos problemas de rendimiento con cargas inductivas (por ejemplo los motores). A pesar de estas limitaciones, son muy utilizadas debido a su reducido precio.
- Inversores de onda sinusoidal pura (*pure sine wave –PSW-*): estos inversores son los más sofisticados del mercado actual. Diseñada para reproducir la energía suministrada por las compañías eléctricas y son más costosos que los inversores de onda modificada.

3.7 Protecciones

Los dos principales elementos de protección son el termomagnético y el fusible, que sirven como disparo de protección ante cortocircuitos y sobretensiones.

Para la protección contra sobretensiones o sobrecarga, los dispositivos como el regulador o el inversor disponen de sistemas de control internos que se encarga de realizar esta tarea. Aunque resultaría pertinente por parte del técnico consultar la documentación de los equipos para asegurarse de dicha protección.

3.7.1 Tipos de Protecciones

3.7.1.1 Fusible

Son dispositivos que se convierten en un circuito abierto cuando se sobrepasa cierto nivel de corriente. Están constituidos por material aislante (porcelana, plástico o cristal) con tapas de material conductor insertadas en el cuerpo aislante. Entre dichas tapas y en el interior del material aislante va instalado el elemento fusible, que suele ser un conductor que por efecto térmico debido al paso de la corriente se funde, convirtiéndose en un circuito abierto.(4)

Normalmente, en la parte del material aislante se indican las distintas características del fusible: la intensidad nominal, el voltaje y el tipo de fusible.

Los fusibles utilizados en la parte de corriente continua son los denominados fusibles de fusión lenta, tipo *gL-gG*. Su función será la de proteger el cableado, el regulador, el inversor, etcétera.

3.7.1.2 Termomagnético

Un interruptor termomagnético es un dispositivo de protección ante cortocircuitos y sobrecargas. También se denomina disyuntor.

Su función está basado en los efectos que se producen por la circulación de corriente eléctrica: térmico y magnético.

- El circuito magnético está formado por un electroimán y su función es la de la protección ante posibles cortocircuitos, cortando el paso de la corriente cuando se alcanza un valor ya definido.(4)
- El circuito térmico está formado por una lámina bimetálica y su función es la de la protección ante posibles sobrecargas. Dicha lámina se deforma al pasar cierta corriente durante un tiempo según el diseño del mismo. Por ello, cuando se alcanza cierta temperatura (efecto Joule por el paso de la corriente) corta el paso de la corriente.(4)

Las características que definen el termomagnético son la tensión nominal, la intensidad (normalmente la nominal del equipo receptor), el poder de corte (se da en kA para una tensión determinada), el número de polos (número de conexiones) y la curva. También se puede incluir el tipo de activación: térmica, termomagnético, temporizada o por protección diferencial.

Debido a lo costoso que son los termomagnético para corriente continua, estos se utilizarán para la parte alterna y para la parte continua se utilizaran los fusibles.

CAPÍTULO IV

4. METODOLOGÍA

4.1 Introducción

En este capítulo se presenta una metodología con la cual se realizó el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica aislada y una instalación fotovoltaica conectada a la red con sistema de respaldo. Se denomina dimensionamiento porque, en función de una instalación a la que se tiene que suministrar energía, se calcula el número de módulos fotovoltaicos, la capacidad del banco de baterías, las protecciones, el inversor, regulador de carga, entre otros.

4.2 Estudio de Cargas

En esta sección es muy importante el significado de carga conectada y esta se entiende como la sumatoria de la potencia en Watt de todos los equipos eléctricos que se conectan a la red de las oficinas en cuestión, estos valores se expresaron en kVA.

Mediante el estudio de cargas, se obtuvo la demanda requerida para conseguir el arreglo solar, las características del tablero principal de la planta de generación y las protecciones generales. Más adelante se indicará como se determinó el calibre de los conductores y las protecciones de los circuitos ramales requeridos. Para los fines de obtener la demanda del diseño y la carga total de iluminación, se realizó una visita a las instalaciones de la planta para realizar un listado de luminarias que estarán conectadas al sistema.

4.3 Dimensionamiento del generador fotovoltaico aislado

El dimensionamiento está basado en la combinación de la carga y las pérdidas en nuestro sistema. Para la salida de servicio de la red eléctrica nacional, el arreglo solar está diseñado para suministrar la potencia necesaria en horas nocturnas o en horas diurnas con poca radiación solar por un periodo de treinta (30) minutos.

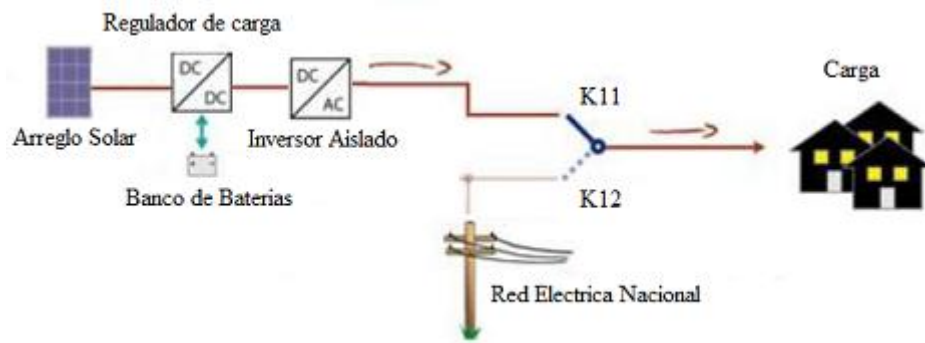


Figura 4. Generador fotovoltaico aislado

4.3.1 Cálculo de la energía máxima diaria

Un primer paso es conocer el consumo necesario. Para ello, se calculó la potencia total de la instalación teniendo en cuenta la potencia de cada equipo que se conecta a la instalación y las horas en las que estará en funcionamiento durante el día. A dicho término se le conoce como energía máxima instalada a lo largo de un día o energía instalada, se simboliza por E_{inst} y las unidades son Wh/día. Para el cálculo es necesario saber: (4)

- La potencia de cada equipo conectado, la cual se obtuvo en el listado de cargas hecho en apartados anteriores.
- Las horas que se prevé que estén en marcha los equipos; se utilizó la hora como unidad de cálculo.

Para el cálculo de la energía instalada se utilizó la siguiente ecuación:

$$E_{inst} = \sum(cantidad.de.equipos * horas.uso * P_t) \quad (1)$$

Donde:

E_{inst} : Energía máxima instalada (Wh/día)

P_t : Potencia de cada equipo (W)

Mediante la tensión que se tomó en la instalación, se obtuvo la energía consumida en Ah al día con la siguiente ecuación:

$$E_{inst_max} = \frac{E_{inst}}{V_{sist}} \quad (2)$$

Donde:

E_{inst_max} : Energía instalada (Ah/día)

E_{inst} : Energía instalada (Wh/día)

V_{sist} : Tensión nominal del sistema (VDC)

El valor calculado del consumo hay que aplicarle un margen de seguridad o factor de seguridad y dentro de este margen se encuentran las pérdidas del arreglo, dicho valor puede ser entre el 10% y 20%. Este valor se conoce como A:L y lo tomaremos en el cálculo del arreglo solar.(5)

Ahora que se conoce la energía máxima diaria que va a consumir nuestra instalación, se calculó nuevamente tomando en cuenta las pérdidas del sistema. Para ello, se calculó la eficiencia total del sistema (η_{sist}), tal y como se muestra en la siguiente ecuación:(4)

$$\eta_{sist} = [1 - (P_B + P_C + P_R + P_X)] * \left[1 - \frac{P_A * D_{aut}}{P_d}\right] \quad (3)$$

Donde:

η_{sist} : Eficiencia total del sistema (pu)

P_B : Pérdidas debido al rendimiento de la batería (pu)

P_C : Pérdidas debido al rendimiento del inversor (pu)

P_R : Pérdidas debido al rendimiento del regulador de carga (pu)

P_X : Otras pérdidas como caídas de tensión (pu)

P_A : Pérdidas debido a la autodescarga de la batería (pu/día)

D_{aut} : Días de autonomía (día)

P_d : Profundidad de descarga de la batería (pu)

Una vez calculadas las pérdidas, se calculó la energía máxima diaria instalada para efectos del sistema fotovoltaico con la siguiente ecuación:(4)

$$E_{\text{max}} = \frac{E_{\text{inst_max}}}{\eta_{\text{sist}}} \quad (4)$$

Donde:

E_{max} : Energía máxima diaria instalada (Ah/día)

$E_{\text{inst_max}}$: Energía instalada (Ah/día)

η_{sist} : Eficiencia total del sistema (pu)

4.3.2 Elección del Inversor

Para la potencia del inversor, se eligió el inversor cuya potencia nominal o de salida sea un 10% encima de todo el consumo de la instalación. También se tuvo en cuenta el valor de la tensión en corriente continua. Para el caso del inversor de conexión a red no se tomó este 10%.

Para el consumo de la instalación se calculó la suma algebraica de las potencias de todos los equipos conectados a la salida (S_{equipos}), para así conocer la

potencia del inversor ($S_{inversor}$), luego se tuvo en cuenta la tensión del banco de baterías que determinó la tensión de entrada. La tensión de línea de salida del inversor será de 208V @ 60Hz. A continuación se presentara la ecuación con la cual se obtuvo la potencia del inversor:(4)

$$S_{inversor} = \sum (cantidad.de.equipos * S_{equipos}) \quad (5)$$

Donde:

$S_{inversor}$: Potencia aparente de salida del inversor (kVA)

$S_{equipos}$: Potencia de cada uno de los equipos (kVA)

4.3.3 Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico

→ **Paso 1:** Cálculo del número de paneles conectados en serie.

Para el cálculo del número de paneles en serie utilizamos la siguiente ecuación:(5)

$$N_s = \frac{V_{sist}}{V_{panel}} \quad (6)$$

Donde:

N_s : Números de paneles solares conectados en serie

V_{sist} : Tensión nominal del sistema (V)

V_{panel} : Tensión nominal del panel (V)

→ **Paso 2:** Cálculo del número de ramales conectados en paralelo.

Se debe tener en cuenta un margen de seguridad A:L, el cual se recomienda tomar entre 1,1 y 1,2 para cargas no criticas y para cargas criticas donde la irradiación

solar es muy baja se tomó valores entre 1,3 y 1,4. En nuestro caso tenemos que no estamos en una situación crítica y por lo tanto se tomó un valor de 1,1 que sería un +10% de lo calculado. Esta decisión en particular esta a criterio del diseñador.(5)

Ahora el cálculo se hizo con la siguiente ecuación:

$$N_p = \frac{E_{max} \cdot A:L}{I_{mp} \cdot HPS} \quad (7)$$

Donde:

N_p : Número de ramas conectadas en paralelo

E_{max} : Energía máxima diaria instalada (Ah/día)

$A:L$: Margen de seguridad (pu)

I_{mp} : Corriente del panel a máxima potencia (A)

HPS : Horas de pico solar (horas/día).

→ **Paso 3:** Cálculo del número total de paneles.

Para obtener el número total de paneles se multiplicó la cantidad de paneles en paralelo por la cantidad de paneles en serie.(6)

$$N_{total} = N_s \cdot N_p \quad (8)$$

Donde:

N_{total} : Número total de paneles

N_s : Número de paneles conectados en serie

N_p : Número de ramas conectadas en paralelo

4.3.4 Cálculo del banco de baterías

La función de las baterías en este sistemas fotovoltaico es la de suplir la potencia necesaria cuando los paneles fotovoltaicos están recibiendo un nivel bajo de radiación solar. El número de días de reserva en el banco de baterías se basa en algunas consideraciones tales como la cantidad de tiempo que el sistema fotovoltaico proveerá energía a la carga, el tipo de carga (critica o no critica) y la variación de la radiación solar.(6)

→ **Paso 1:** Cálculo de la capacidad.

El cálculo de la capacidad se hizo multiplicando E_{max} por el número de días de reserva en el banco de baterías.(7)

$$C_{sist} = E_{max} \cdot D_{aut} \quad (9)$$

Donde:

C_{sist} : Capacidad del sistema (Ah)

E_{max} : Energía máxima diaria instalada (Ah/día)

D_{aut} : Días de autonomía requeridos (días)

→ **Paso 2:** Ajuste de la capacidad.

La capacidad se ajustó para alargar la vida de la batería, en estos ajustes se contempló la profundidad máxima de descarga (MDOD), la profundidad máxima de descarga diaria (MDDOD) y la capacidad al final de la vida (EOL). Los ajustes se hicieron de la siguiente manera:(7)

- 1) La capacidad del sistema (C_{sist}) se divide entre MDOD.
- 2) La energía máxima diaria instalada (E_{max}) se divide entre MDDOD.

- 3) La capacidad del sistema (C_{sist}) se divide entre EOL (expresado en porcentaje).

Entre los ajustes anteriores, se eligió el de mayor valor.

→ **Paso 3:** Cálculo del número de baterías en serie.(7)

El numero de baterías conectadas en serie se determinó por una ventana de tensión que lo impuso el sistema, pero el aspecto más importante en este cálculo fue la tensión para una recarga óptima y segura de la batería, a continuación presentaremos la ecuación usada para esto.

$$N_{b-s} = \frac{V_{max.inv}}{V_{recarga}} \quad (10)$$

Donde:

N_{b-s} : Número máximo de baterías en serie

$V_{max.inv}$: Tensión máxima de entrada (V)

$V_{recarga}$: Tensión recomendado para la recarga de la celda (V)

Ahora para asegurarse que la tensión en el fin de la descarga no exceda el valor recomendado para el tipo de batería se verificó con la siguiente ecuación.

$$V_{EOD} = \frac{V_{min.inv}}{N_{b-s.max}} \quad (11)$$

Donde:

V_{EOD} : Tensión al final de la descarga (EOD: end-of-discharge) (V)

$V_{max.inv}$: Tensión máximo de entrada (V)

$N_{b-s.max}$: Número máximo de baterías en serie

Si el valor dio menor al requerido por el fabricante se modificó el diseño, es decir, se colocaron menos baterías de mayor capacidad.

→ **Paso 4:** Cálculo del número de baterías en paralelo.

Para cualquier sistema es preferible colocar sólo una rama de baterías conectadas en serie, pero si la capacidad instalada supera los valores comerciales de las baterías se podrán poner dos o más ramas de baterías hasta suplir la demanda. A continuación colocaremos una ecuación que represente este requerimiento.(7)

$$N_{b-p} \geq \frac{C_{sist}}{C_{bateria}} \quad (12)$$

Donde:

N_{b-p} : Numero de baterías en paralelo

C_{sist} : Capacidad del sistema (Ah)

$C_{bateria}$: Capacidad de la batería seleccionada (Ah)

→ **Paso 5:** Cálculo del número total de baterías.

Para el cálculo final del numero de baterías sólo se multiplicó N_{b-s} (número de baterías en serie) por N_{b-p} (número de baterías en paralelo).(7)

4.3.5 Cálculo del regulador de carga

Para conseguir un regulador de carga apropiado para la instalación, sólo se tenía que conocer la corriente de cortocircuito del arreglo fotovoltaico ($I_{campo_fotovoltaico}$), esta se consiguió multiplicando la corriente de cortocircuito (I_{SC}) por el número de ramas que forman el arreglo fotovoltaico.(4)

$$I_{campo_fotovoltaico} = I_{SC} \cdot N_p \quad (13)$$

Donde:

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

N_p : Número de ramas conectadas en paralelo

I_{mp} : Corriente del panel en cortocircuito (A)

Un margen de seguridad se debió aplicar para evitar que el regulador trabaje al límite de su corriente, este margen de seguridad será del 10%, con lo que nos queda:(4)

$$I_{regulador} = 1,1 \cdot I_{campo_fotovoltaico} \quad (14)$$

Donde:

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

$I_{regulador}$: Corriente de entrada a los reguladores (A)

El número de reguladores que se deberán utilizar dependerá de la corriente del regulador ($I_{regulador}$) calculada y se regirá por la siguiente ecuación:(4)

$$N_{R-p} = \frac{I_{regulador}}{I_{R-comercial}} \quad (15)$$

Donde:

N_{R-p} : Número de reguladores en paralelo

$I_{regulador}$: Corriente de entrada a los reguladores (A)

$I_{R-comercial}$: Corriente máxima que soporta cada regulador comercial (A)

Por último se consiguió el número de ramas por reguladores con la siguiente ecuación:(4)

$$Ramas\ por\ regulador = \frac{N_p}{N_{R-p}} \quad (16)$$

Donde:

N_p : Número de ramas conectadas en paralelo

N_{R-p} : Numero de reguladores en paralelo

4.4 Dimensionamiento del generador fotovoltaico conectado a la red con sistema de respaldo

Un sistema de generación fotovoltaica con conexión a red consiste en un generador fotovoltaico sincronizado constantemente a la red eléctrica nacional. El generador fotovoltaico puede funcionar recibiendo ayuda de la red para suplir potencia a la instalación en momentos de baja radiación solar o inyectando potencia a la red para alimentar cargas cercanas dentro de la misma industria.

Los inversores de conexión a la red eléctrica nacional (REN) deben estar certificados por UL1741 para evitar daños a personas o equipos, esta certificación estipula que los inversores deben salir totalmente de funcionamiento en momentos en que la red sale de servicio, lo que los convierte en una fuente de corriente.

El sistema de respaldo (banco de baterías e inversor bidireccional) entra en funcionamiento mediante un mecanismo de transferencia cuando la REN sale de servicio. El mecanismo de transferencia fue redimensionado y será implementado por Ingenia M.F. C.A para adaptarse a los requerimientos de este sistema. El mecanismo de transferencia está diseñado por una compañía suiza y los detalles del mismo se encuentran anexados a este informe.

Antes de explicar el dimensionamiento de los equipos necesarios describiremos esquemáticamente el funcionamiento de este sistema en diversas modalidades de operación.

→ **Caso 1:** Funcionamiento diurno con suministro de la REN.

El funcionamiento normal de operación será durante el día en condiciones de la REN estable. El sistema fotovoltaico (SFV) generará la energía necesaria para satisfacer la demanda de la instalación e inyectar la energía sobrante al resto de la planta, en caso contrario, la carga será alimentada por el SFV y la REN en paralelo.

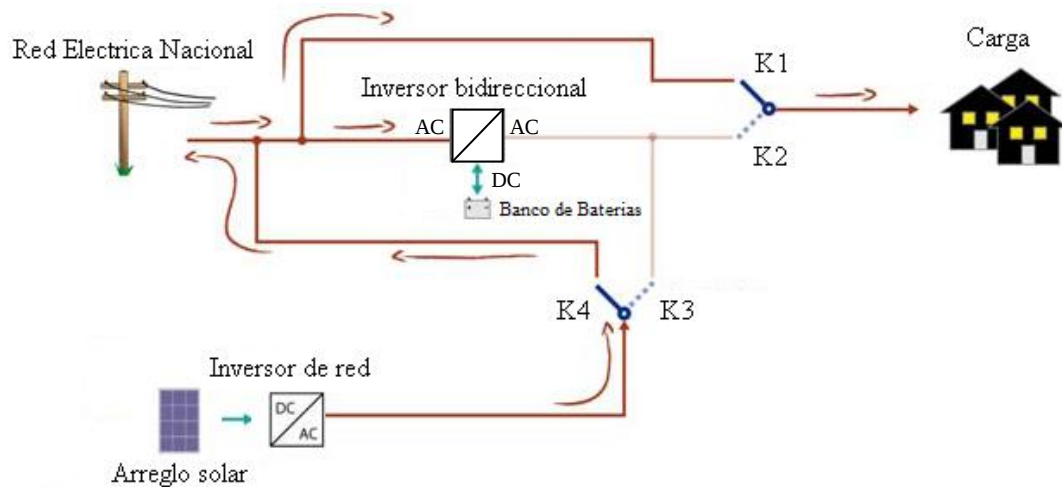


Figura 5. Funcionamiento diurno con suministro de la red eléctrica nacional

→ **Caso 2:** Funcionamiento diurno sin suministro de la REN.

Dentro de este caso se encontraran tres (3) escenarios distintos, estos escenarios están desarrollados a continuación:

Escenario 1: Baterías totalmente cargadas con la REN fuera de servicio.

Este escenario establece que en el momento en que la REN sale de servicio, el inversor de red saldrá de servicio y el inversor bidireccional entrara en funcionamiento aislado durante un tiempo establecido en la programación.

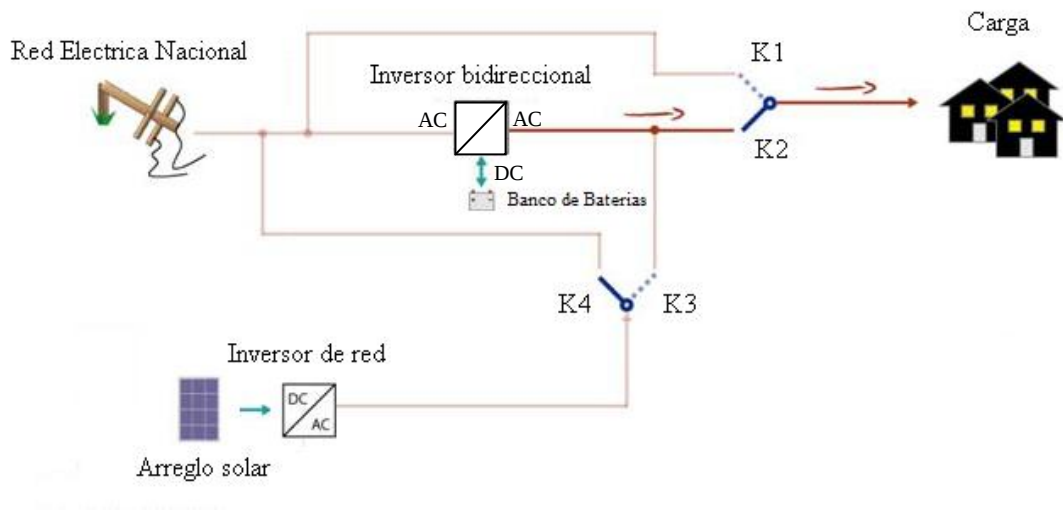


Figura 6. Funcionamiento diurno sin suministro de la red eléctrica nacional y las baterías totalmente cargadas

Escenario 2: Baterías parcialmente cargadas con la REN fuera de servicio.

Partiendo del escenario anterior, se establece que cuando las baterías han sido descargadas por un tiempo programado (tiempo en el cual el inversor bidireccional trabaja de forma aislada), entrara en servicio el inversor de red para trabajar en paralelo al inversor bidireccional o alimentar la carga mientras carga las baterías, todo dependerá de la radiación solar y de la demanda.

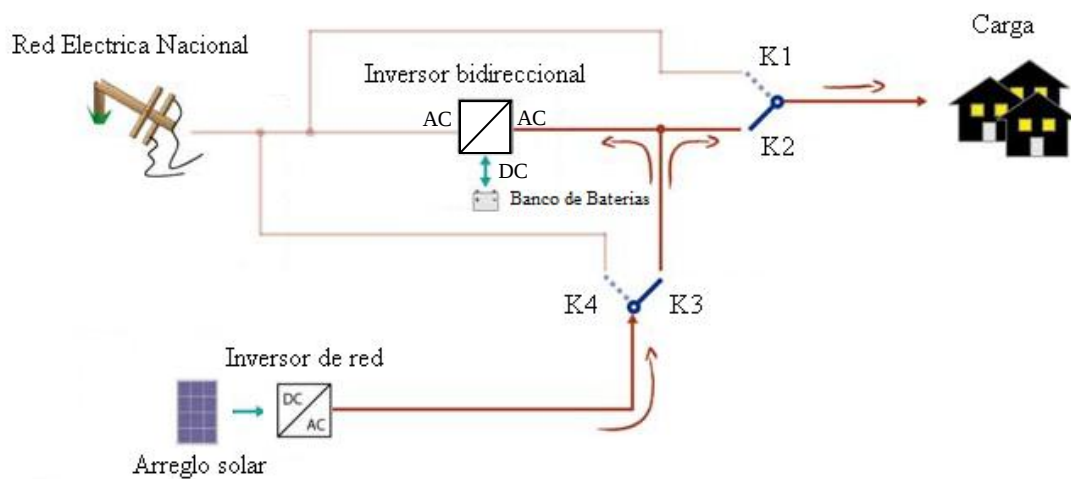


Figura 7. Funcionamiento diurno sin suministro de la red eléctrica nacional y las baterías parcialmente cargadas

Escenario 3: Baterías totalmente descargadas con la REN fuera de servicio.

En este escenario se establece que cuando las baterías estén totalmente descargadas los sistemas se desconectan de la carga y toda la potencia del inversor de red pasa a cargar las baterías. Antes de que el sistema pueda volver a conectarse a la carga, las baterías deben haber recuperado un 25% de su capacidad.

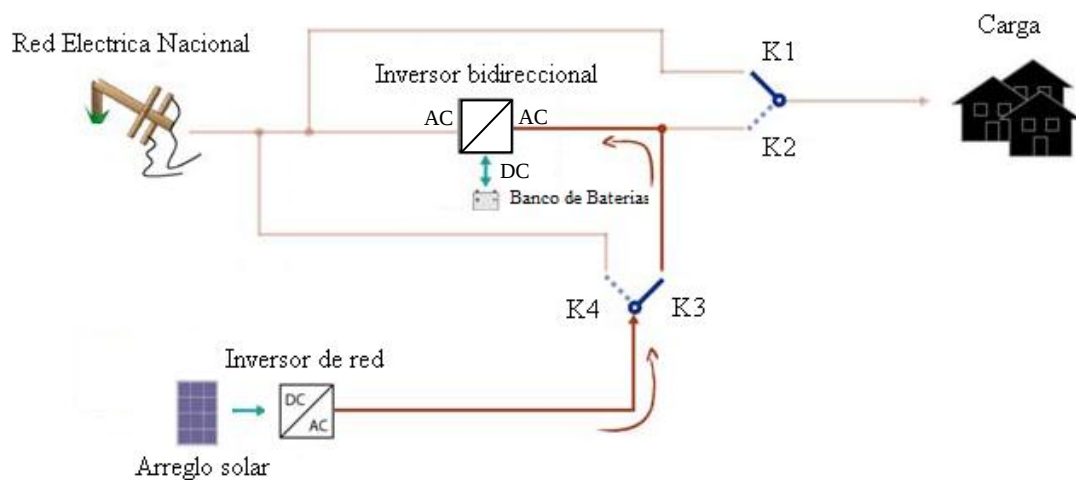


Figura 8. Funcionamiento diurno sin suministro de la red eléctrica

Ahora debido a que la prioridad en el suministro es durante el día, la única manera que las instalaciones se queden sin alimentación es cuando haya muy poca radiación solar y no haya suministro por parte de la REN durante un periodo mayor a treinta (30) minutos, tiempo que tarda el banco de baterías diseñado en descargarse.

4.4.1 Elección del inversor

Para el cálculo del inversor se utilizó la misma ecuación (5) que en los sistemas fotovoltaicos aislados con la diferencia que ahora el inversor elegido en el mercado será para conexión a la red (*apartado 4.3.2*).

4.4.2 Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico

Debido a que no existen normas establecidas para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos con conexión a red, se llevo a cabo un procedimiento facilitado por la Universidad Pontifica Comillas de Madrid-España que llevo a un óptimo diseño de nuestro arreglo fotovoltaico.

→ **Paso 1:** Cálculo del número mínimo y máximo de paneles conectados en serie.

Con mucha importancia para el arreglo solar se debe tomar en cuenta los efectos de la temperatura en los paneles fotovoltaicos. Un panel fotovoltaico opera a 25°C como condición estándar pero en la realidad las temperaturas pueden variar entre -40°C y 80°C dependiendo de la ubicación geográfica de la instalación. Considerar la temperatura en el funcionamiento del panel es útil para no sobrepasar las tensiones máximas y mínimas que resisten los inversores, la nueva temperatura viene dada por la siguiente expresión:

$$V' = V + (TC_v * (T_{nueva} - 25^{\circ}\text{C})) \quad (17)$$

Donde:

V'_{mp} : Nueva tensión a máxima potencia (V)

V_{mp} : Tensión a máxima potencia @ 25°C (V)

TC_v : coeficiente de temperatura (dado por el fabricante)

T_{nueva} : Temperatura en la que operara el panel (°C)

Para establecer el peor caso de la temperatura de la instalación se contacto al Aeropuerto Internacional “Arturo Michelena” de Valencia.

La tensión máxima del arreglo solar en circuito abierto no debe exceder bajo ninguna circunstancia la máxima tensión de entrada del inversor para evitar daños en el mismo. Para el cálculo del número máximo de paneles en serie usamos la siguiente ecuación:

$$N_{s.max} = \frac{V_{max.inv}}{V_{oc}} \quad (18)$$

Donde:

$N_{s.max}$: Número máximo de paneles conectados en serie

$V_{max.inv}$: Tensión máxima de entrada del inversor (V)

V_{OC} : Tensión del panel en circuito abierto (V)

Ahora, se debe establecer un número mínimo de paneles en serie para cumplir con la tensión mínima de entrada requerida por el inversor. Para este cálculo se utilizó la siguiente expresión:

$$N_{s.min} = \frac{V_{min.inv}}{V_{mp}} \quad (19)$$

Donde:

$N_{s.min}$: Número mínimo de paneles conectados en serie

$V_{\min.\text{inv}}$: Tensión mínima de entrada del inversor (V)

V_{mp} : Tensión a potencia máxima (V)

→ **Paso 2:** Cálculo del número de ramales conectados en paralelo.

Para realizar el cálculo de los ramales en paralelo se uso la siguiente expresión:

$$N_{\text{ramales}} = \frac{P_{\text{max.inv}}}{P_{\text{p,ramal}}} \quad (20)$$

Donde:

N_{ramales} : Número ramales conectados en paralelo

$P_{\text{max.inv}}$: Potencia máxima del generador (W)

$P_{\text{p,ramal}}$: Potencia pico de un ramal (W)

Adicionalmente, otra comprobación que se hizo fue la de calcular la corriente de cortocircuito por ramal por el número de ramas en paralelo, esta corriente resultante ha de ser siempre inferior a la máxima admisible de entrada al inversor y se calcula con la siguiente expresión:

$$N_{\text{ramales}} \cdot I_{\text{sc.ramal}} \leq I_{\text{max.inv}} \quad (21)$$

Antes de realizar la comprobación de que la ecuación (21) se cumpla, se debe tener en cuenta que la corriente de cortocircuito se verá modificada por la temperatura y es por esto que se hizo una corrección para el caso de mayor temperatura (la temperatura es directamente proporcional a la corriente del panel) y se uso la siguiente expresión:

$$I'_{\text{sc}} = I_{\text{sc}} + (TC_I * (T_{\text{nueva}} - 25^{\circ}\text{C})) \quad (22)$$

Donde:

I'_{sc} : Nueva corriente de cortocircuito (A)

I_{sc} : Corriente de cortocircuito @ 25°C (A)

TC_I : Coeficiente de temperatura (dado por el fabricante) (A/°C)

T_{nueva} : Temperatura en la que operara el panel (°C)

4.4.3 Sistema de respaldo

La finalidad de este sistema de respaldo es la de funcionar de forma un poco similar a un UPS en momentos en que la red eléctrica nacional salga de servicio, este respaldo actuara hasta que el generador fotovoltaico transfiera su entrega de potencia de la red nacional a las cargas, esto permanecerá así hasta que se restaure el servicio.

Los equipos que forman el sistema de respaldo son el banco de baterías, el cargador bidireccional de baterías y el mecanismo de transferencia. Anexada a este informe encontraremos detalles del mecanismo de transferencia.

4.4.3.1 Cálculo del banco de baterías

El banco de baterías calculado en el apartado 4.3.3 para un tiempo de treinta (30) minutos es el que se va a utilizar en este sistema de respaldo debido a que la carga sigue siendo la misma.

4.4.3.2 Elección del inversor bidireccional

El inversor bidireccional funciona de la misma forma que un inversor normal (usado en sistemas fotovoltaico aislado) pero entregará potencia en ambos sentidos.

Para el cálculo del inversor bidireccional se utilizará la misma ecuación utilizada para los inversores en los sistemas fotovoltaicos aislados (*apartado 4.3.2*).

4.4.3.3 Mecanismo de transferencia

El mecanismo de transferencia de la red al respaldo funciona como un interruptor automático de transferencia (ATS). La información detalla de los componentes y comportamiento se encuentran anexadas a este informe.

4.5 Inclinación y Orientación de los paneles fotovoltaicos

La inclinación y orientación juegan un papel importante en la potencia generada por los paneles fotovoltaicos, estos parámetros dependen de la ubicación geográfica de la instalación.

Los efectos que pueden producir las sombras en los paneles fotovoltaicos son muy desfavorables para el desempeño de la instalación ya que logran disminuir de forma significativa la potencia generada, también se tiene que mencionar que aunque las variaciones debido a una mala orientación no son muy significativas, se tiene que tomar en cuenta para que el desempeño de la instalación sea lo más óptimo posible.

4.5.1 Orientación (ángulo Azimut)

En cuanto a la orientación del arreglo, como regla general se debe saber que los paneles fotovoltaicos deben orientarse hacia el sur, ya que nos encontramos en el hemisferio norte (si nos encontráramos en el hemisferio sur habría que orientarlos hacia el norte), esto depende del ángulo de inclinación de la tierra. También se debe decir que las sombras que afectan al rendimiento del generador se podrán llevar a cero con una óptima orientación.

Se puede decir que la orientación es mucho menos crítica para latitudes más bajas como la de nuestro caso. Nuestra latitud es $10^{\circ}09'541''$ N, por lo que nuestra orientación será completamente hacia el sur (Azimut: $\alpha = 0^{\circ}$).

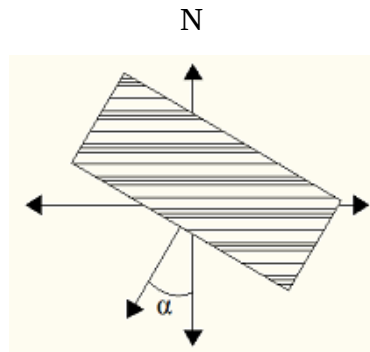


Figura 9. El ángulo Azimut

4.5.1 Inclinación

La irradiación solar que incide sobre el arreglo puede variar en función del ángulo que forme con la horizontal (inclinación). Así pues en función de la inclinación, la captación de energía será máxima cuando la posición de los paneles solares sea perpendicular con la irradiación solar.

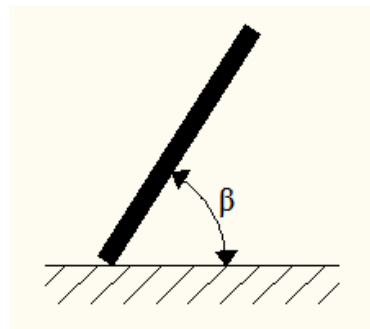


Figura 10. Inclinación

El ángulo de inclinación debe optimizar la captación de energía solar. Generalmente puede suponerse que la demanda de los usuarios es constante, lo que lleva a la siguiente ecuación:(8)

$$\textbf{Inclinacion } (^{\circ}) = \phi + 5^{\circ} \rightarrow \text{ Para latitudes menores a } 15^{\circ} \quad (23)$$

Donde:

ϕ : Latitud de la instalación ($^{\circ}$)

Esta ecuación se limita a un ángulo mínimo de inclinación de 10° , el cual es suficiente para permitir el drenaje del agua de lluvia. Es útil señalar que pequeñas desviaciones acimutales ($\pm 30^{\circ}$) y/o de inclinación ($\pm 10^{\circ}$) tienen una influencia relativamente pequeña sobre la captación de radiación y, en consecuencia, sobre la producción del panel fotovoltaico. (8)

4.6 Selección del calibre de los conductores, canalizaciones y protecciones

A continuación se presentó un método para la elección del cableado que cumpla con todos los requerimientos del código eléctrico nacional (CEN).

4.6.1 Cálculo de las corrientes

Para el cálculo de las corrientes que deben soportar los conductores de la instalación fotovoltaica tanto en la parte AC como en la parte DC se debe tomar en cuenta la peor condición.

Se establecerán a continuación una serie de requerimientos necesarios para calcular estas corrientes:

- La corriente entre los paneles fotovoltaicos y la salida de los mismos se tomarán como un 125% de la suma de las corrientes de cortocircuito (I_{sc}) de todas las ramas del arreglo fotovoltaico.

- La corriente de salida del inversor será la suministrada por el fabricante como la corriente máxima de salida, o viene dada por:

$$I = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} \cdot V_{LL}} \quad (24)$$

Donde:

$S_{3\phi}$: Potencia (VA)

V_{LL} : Tensión de línea (V)

- La corriente de entrada del inversor proveniente de las baterías o del arreglo solar se basa en la potencia de salida del mismo a la tensión más baja de entrada, tomando en cuenta la eficiencia.

$$I_{entrada} = \frac{P_{salida}}{V_{min} \cdot \eta} \quad (25)$$

Donde:

$I_{entrada}$: Corriente de entrada del inversor (A)

P_{salida} : Potencia de salida del inversor (W)

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

η : Eficiencia del inversor

4.6.2 Selección del conductor

Un conductor debe seleccionarse para que soporte una ampacidad no menor al 125% de las corrientes calculadas en el apartado 4.6.1., también debe tomarse en cuenta la caída de tensión y las corrientes de cortocircuito del conductor.

La selección debe tener en cuenta el factor de corrección por temperatura y el factor de corrección de más de tres conductores por canalización establecidos en las tablas 310.15(B)(2)(a) y 310.16 del CEN; también se debe realizar la coordinación de modo que no se supere el régimen de temperatura mínimo de cualquier terminación, conductor o dispositivo conectado tal como lo especifica el 110.14 de CEN. A continuación mostraremos como se deben realizar los cálculos de caída de tensión y corrientes de cortocircuito para la elección de conductores:

4.6.2.1 Caídas de tensión

→ *En corriente alterna*

Considerando los circuitos en instalaciones eléctricas de baja tensión como líneas de transmisión cortas podemos despreciar la capacitancia de los mismos. Por lo que la caída de tensión en cada circuito se puede calcular sabiendo la corriente que circula por el mismo, así como la resistencia y la inductancia característica de los conductores que lo alimentan. Para efectos de este proyecto el calibre de los conductores será seleccionado de tal manera que la caída de tensión máxima desde el punto del inversor o punto de suministro hasta el tablero principal, no será mayor a 1% de la tensión nominal.

La caída de tensión máxima de los circuitos se puede obtener mediante la siguiente expresión (para un sistema trifásico): (9)

$$\Delta V\% = kVA \cdot L \cdot \frac{(r \cdot \cos\theta + x \cdot \sin\theta)}{10kV_{LL}^2} \quad (26)$$

Donde:

kVA : Potencia (kVA)

L : Longitud de los conductores (m)

- V_{LL} : Tensión de línea (V)
 r : Resistencia por unidad de longitud (Ω/m)
 x : Inductancia por unidad de longitud (Ω/m)
 θ : Angulo de carga ($^\circ$)

→ ***En corriente directa***

La caída de tensión es algo crítico en los sistemas fotovoltaicos que operan en bajos voltajes, producen una lenta carga del banco de baterías y pueden llegar a sacar un sistema de funcionamiento, así como en el caso de los sistemas con conexión a la red se llega a una pérdida monetaria y también pueden llegar a sacar de funcionamiento el sistema. A continuación plantearemos una ecuación para el cálculo de las caídas de tensiones en corriente directa:

$$V_d = \frac{2 \cdot R \cdot L \cdot I}{1000} \quad (27)$$

Donde:

- V_d : Caída de tensión (V)
 R : Resistencia del conductor (Ω/km)
 L : Distancia recorrida por el conductor en una sola vía (m)
 I : Corriente que pasa por el conductor (A)

4.6.2.2 Corriente de cortocircuito soportada por los cables

Dependiendo del tipo de aislamiento, los cables eléctricos soportan un valor máximo de corriente de cortocircuito durante un tiempo de despeje determinado. Este valor máximo se puede calcular mediante la siguiente expresión: (9)

$$I_{ccMAX} = A \cdot \sqrt{\frac{0,0297 \cdot \log \left[\frac{T_2 + 234}{T_1 + 234} \right]}{t}} \quad (28)$$

Donde:

I_{ccMAX} : Corriente máxima de cortocircuito soportada por el conductor (A)

A : Área del conductor (kcmil)

t : Tiempo de despeje (s)

T_1 : Temperatura de operación del cable (°C)

T_2 : Temperatura máxima de cortocircuito del cable (°C)

El tiempo de despeje depende de la protección eléctrica asociada al circuito donde ocurra la falla.

4.6.3 Protección por sobrecorriente

El dispositivo de protección se seleccionó para un 125% de la corriente máxima tal como lo indica 240.4(B) del CEN, en esta selección se debe verificar que la corriente de normal funcionamiento del dispositivo de sobrecorriente no sea mayor a la ampacidad del conductor seleccionado en el aparato anterior.

4.6.4 Canalizaciones

Las canalizaciones son las encargadas de alojar a los conductores. En el caso de esta instalación las canalizaciones se realizaran a la intemperie, y es por esto que deben ser de tipo conduit galvanizado para proporcionar mayor resistencia mecánica, durabilidad y evitar que los conductores entren en contacto con el agua.

El diámetro de las tuberías se seleccionó dependiendo del calibre y número de conductores que se canalizaran a través de las mismas, tomando como referencia la tabla 12(9).

4.7 Iluminación

La iluminación en este proyecto se limita al área de estacionamiento y vías de acceso que están relacionadas con el cliente.

Para definir el número de luminarias que se deben instalar en ambas áreas, se toma como premisa el nivel de iluminación requerido para estacionamientos en exteriores, tomando en cuenta sus dimensiones y los coeficientes de reflexión de sus superficies.

4.7.1 Luminarias utilizadas

Las luminarias utilizadas serán alimentadas por energía solar, cada una de ellas tendrán un panel fotovoltaico y un pequeño banco de baterías que les permitirán hasta 10 horas de autonomía.

- Farola solar con proyector de tecnología microled plus: lleva incorporado un proyector solar industrial modelo P600/160I de 160W con 16000 Lm. Está destinada a la iluminación de exteriores, totalmente autónoma, de fácil instalación, en el diseño del báculo lleva incorporado baterías así como el regulador de carga. La eficiencia de estas luminarias es del 92%. La hoja de datos estará anexada a este informe.

4.7.2 Niveles de iluminación

Los requisitos que deben cumplir las instalaciones de alumbrado público son la de proporcionar condiciones visuales adecuadas para el tráfico seguro y continuo, dependiendo de la intensidad, velocidad, composición del tráfico y la complejidad del sistema de caminos. Por consiguiente, las recomendaciones para el alumbrado público deben estipular los distintos requisitos para los diferentes tipos de camino.

La normativa aplicada en Venezuela es COVENIN de alumbrado público sobre el diseño 3290-1997 y a continuación presentaremos la tabla propuesta por la norma para las áreas públicas para estacionamiento de vehículos:

Tabla 2. Valores de iluminancia recomendados según la norma COVENIN

Calidad de iluminación	Tipo de área		E_m (Lux)	U1
D1	Estacionamiento	Exterior	15	0,2
		Interior	Entradas	0,2
			Circulación	0,15
			Puestos	0,15
D2	Estación de servicio y miradores	Accesos y salidas	40	0,20
		Vías	60	0,15
		Isla de bomba	350	0,20
		Zona de servicio	75	0,20
		Fachadas de edificios si no son de vidrio	320	-
D3	Plazas de peaje	Cabinas	350	0,20
		Zona de pago	250	0,20
		Zona de acceso	30	0,15
D4	Alcabalas	Zona de control	150	0,20
		Zona de acceso	25	0,15

Los valores de la tabla anterior corresponden a la iluminación media en servicio, recomendada de acuerdo a los requisitos visuales de la tarea, la

experimentación práctica y la utilización eficaz de la energía, estar por debajo de estos valores podría provocar accidentes y estar por encima de estos valores sería probablemente un derroche de energía.

4.7.3 Software utilizado para los cálculos

El software utilizado para la realizar los cálculos de este diseño fue DIALux, el cual desde hace muchos años se ha convertido el software líder para la planificación de iluminación tanto para exterior como para interior a nivel internacional.

Este software requiere de la siguiente información para calcular el número de luminarias necesarias para obtener los niveles de iluminación deseados:

- Dimensionamiento del área a iluminar.
- Selección de luminarias.
- Colocación de las luminarias.
- Porcentaje de reflexión de las superficies.

CAPÍTULO V

5. RESULTADOS

5.1 Introducción

En el desarrollo del proyecto se siguieron todos los pasos establecidos en la metodología con los respectivos resultados.

En cada uno de los cálculos se tomaron diferentes escenarios para ir recolectando información que ayude a conseguir la mejor elección económica para el cliente.

5.2 Estudio de carga

Para este estudio de carga se visitaron las instalaciones y se tomaron los datos de las cargas que están conectadas al sistema, a continuación se darán los consumos de las luminarias, tanto del área de las oficinas y comedor como del área de vigilancia.

→ *Luminarias*

Las luminarias que se encuentran instaladas en este momento en la instalación tienen una eficiencia muy baja debido al difusor, a la iluminancia, y debido a los tubos fluorescentes, los cuales son de 40W.

Los tipos de luminarias instaladas se presentarán a continuación en una tabla junto con sus consumos:

Tabla 3. Tipos de luminarias instaladas

Tipo de luminaria	Watt (W)
Luminaria 1,2x0,6 de 3 lámparas fluorescentes, empotrada en cielo raso y difusor	120
Luminaria 1,2x0,6 de 4 lámparas fluorescentes, empotrada en cielo raso y difusor	160
Luminaria 1,2x0,6 de 4 lámparas fluorescentes, suspendida a un (01) metro del techo y difusor	160
Luminaria 1,2x0,3 de 2 lámparas fluorescentes, dispuesta superficialmente y difusor	80
Luminaria 0,6x0,6 de 3 lámparas fluorescentes, empotrada en cielo raso y difusor	60
Luminaria circular de una (01) lámpara fluorescente, empotrada en cielo raso y difusor	26
Luminaria circular de una (01) lámpara fluorescente, empotrada en cielo raso y difusor	42

El valor total del consumo de las luminarias es:

$$P = 48,12kW \quad @Fp = 0,97$$

El detalle de la cantidad de luminarias presente en la instalación, esta anexada a este informe.

5.3 Dimensionamiento del generador fotovoltaico aislado

Este sistema se diseñó para alimentar sólo las luminarias de la instalación debido a que no es rentable económicamente la alimentación de aires acondicionados que no sean de bajo consumo o especiales para sistemas fotovoltaicos.

5.3.1 Cálculo de la energía máxima diaria

Para el cálculo de la energía máxima tenemos que la potencia total va ser:

Tabla 4. Cargas instaladas

Grupo de cargas	Carga Conectada (kVA)
Luminarias en oficina y comedor	48,69
Luminarias en vigilancia	0,92
Total	49,61

El dimensionamiento del arreglo solar se hizo para un tiempo de ocho (8) horas y el dimensionamiento del banco de baterías para un tiempo de treinta (30) minutos.

A continuación se presentará una tabla con los valores totales de la instalación en kWh/día y la tabla detallada esta anexada a este informe.

Tabla 5. Energía que se consume

Grupo de cargas	Energía (kWh/día) (8h)	Energía (kWh/día) (30min)
Luminarias en Oficina y Comedor	389,59	24,35
Luminarias en Vigilancia	7,34	0,460
Total	396,93	24,8

Seguido de esto, se calculó la energía en kAh. E_{int} es 396,93kWh/día en CC para 8 horas y E_{int} es 24,8kWh/día en CC para 30 minutos; la tensión nominal del sistema es $V_{sist}=72V$ para el arreglo de paneles fotovoltaicos y $V_{sist}=48V$ para en banco de baterías.

Para 8 horas:

$$E_{inst_max1} = \frac{396,93kWh/dia}{72V} = 5,52kAh/dia$$

Para 30 minutos:

$$E_{inst_max2} = \frac{24,8kWh/dia}{48V} = 0,53kAh/dia$$

Tomando en cuenta las pérdidas del sistema, se requiere de unos valores que serán consultados a los fabricantes. La elección de los equipos se baso en un estudio del mercado nacional e internacional para elegir la mejor opción, esta elección se baso o en la parte económica o en requerimientos del diseño. Ver anexo.

→ **Baterías**

En el caso de las baterías, se utilizará el modelo que se encuentran con facilidad en el país, la batería es de marca DUNCAN; tienen una eficiencia de 96% y es por ello que las pérdidas serían de un 4%. Presentan una autodescarga del 0,5%/día a 25°C y la profundidad de descarga de estas baterías es de 80%. Datos del fabricante.

→ **Inversores**

Para nuestro diseño de un sistema aislado de la red se tomó un inversor marca Studer, modelo Xtender XTH 8000-48. El inversor presenta una eficiencia de 97% por lo que las pérdidas por inversor serían del 3%. Dato del fabricante.

→ **Regulador de carga**

El regulador de carga que se utilizara es de marca ApolloSolar, modelo T80HV, tiene una eficiencia del 97% por lo que las pérdidas que tomaremos serán de 3%. Dato del fabricante.

→ **Caídas de tensión**

La acometida principal será calculada para garantizar una caída de tensión inferior o igual al 2,5% (8), entre la fuente de generación (módulos fotovoltaicos) y el inversor. Dato del fabricante.

→ **Días de autonomía**

Los días de autonomía dependen del tipo de sistema, este sistema en particular mantiene un respaldo de la red eléctrica nacional y la carga sólo requiere

ser alimentada de día, por ello sólo se colocará un día de autonomía para momentos con poca radiación solar.

La eficiencia total del sistema sería:

$$\eta_{sist} = [1 - (0,04 + 0,03 + 0,03 + 0,028)] * \left[1 - \frac{0,005*1}{0,8}\right]$$

Lo cual nos da:

$$\eta_{sist} = 0,8844 \quad -- \quad 88,44\%$$

Se calculó la energía total que se consume en las instalaciones durante el día, y para ello lo hicimos para ambas energías con los siguientes datos:

$$E_{inst_max} = 5,52kAh/día \quad -- \quad \text{Para 8 horas.}$$

$$E_{inst_max} = 0,53kAh/día \quad -- \quad \text{Para 30 minutos.}$$

$$\eta_{sist} = 0,8844$$

Ahora:

$$E_{max1} = \frac{5,52kAh/día}{0,8844} = 6,23kAh/día$$

$$E_{max2} = \frac{0,53kAh/día}{0,8844} = 0,59kAh/día$$

5.3.2 Elección del Inversor

La potencia conseguida en el apartado 5.2 es la potencia a la cual el inversor debe adecuarse, esta potencia es:

$$S_{total} = 49,61kVA$$

Siendo una potencia alta para este tipo de inversores (aislados de la red) se consiguió que la mejor solución es un sistema integrado de varios inversores conectados en paralelo de marca Studer y el modelo es Xtender XTH 8000-48. La especificación de este equipo estará anexada a este informe.

5.3.3 Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico

El arreglo solar se calculó para un sistema aislado totalmente de la red, este sistema se hizo para alimentar sólo las luminarias tal y como se había planteado desde el principio.

Para el dimensionamiento del arreglo se uso un panel disponible en el mercado internacional. Estos cálculos se realizaron para una orientación y un ángulo de inclinación óptimos.

El panel a utilizar es de marcas Conergy, modelo PowerPlus 220P.

Tabla 6. Paneles a utilizar

MODELO	PowePlus 220P
Watt (W)	220

MODELO	PowePlus 220P
Vmp (VDC)	29,01
Imp (A)	7,65
Voc (VDC)	36,23
Isc (A)	8,15
LxAxA (mm)	1651x986x46
Peso (kg)	22

La cantidad de paneles fue calculada a continuación basándose en la metodología planteada en el capítulo anterior.

1. Voltaje nominal del sistema: 72 VDC.
2. Días de autonomía: 1 día.
3. Energía total diaria consumida por la instalación para un periodo de ocho (8) horas: 6,23kAh/día.
4. Horas de pico solar (HPS): 6,08 horas.
5. Margen de error (A:L): 1,1 → 10%
6. Se usaron las ecuaciones (6), (7) y (8) para obtener los resultados de la siguiente tabla 6.

Tabla 7. Paneles necesarios en la instalación

MODELO	Paneles en Serie	Paneles en Paralelo	Número total de paneles
PowerPlus 220M	3	140	420

5.3.4 Cálculo del banco de baterías

El cálculo del banco de baterías se hizo para un suministro de energía de treinta (30) minutos y su finalidad es la de respaldar al arreglo fotovoltaico durante los momentos de baja radiación solar. Este respaldo sólo se utilizará de día ya que en las horas de nula actividad solar las cargas se alimentarán de la red eléctrica nacional.

La energía que consume la instalación ya fue calculada en el apartado 5.3.1 y dio un valor de $E_{\max}=0,59\text{kAh/día}$.

Capacidad necesaria viene dada por:

$$C_{sist} = 0,59\text{kAh/día} * 1\text{día} = 0,59\text{kAh}$$

Al aplicar los ajustes obtuvimos:

1. Ajuste de capacidad por máxima profundidad de descarga (MDOD=80%):

$$C_{MDOD} = \frac{0,59\text{kAh}}{0,8} = 0,74\text{kAh}$$

2. Ajuste de capacidad por máxima profundidad de descarga diaria (MDDOD=50%)

$$C_{MDDOD} = \frac{0,59\text{kAh/día}}{0,5} = 1,2\text{kAh}$$

3. Ajuste por porcentaje de la capacidad de la batería al final de la vida (EOL=80%)

$$C_{EOL} = \frac{0,59kAh}{0,8} = 0,74kAh$$

Luego de esto se toma el valor más alto entre los ajustes, el cual para este caso es:

$$C_{MDDOD} = 1,2KAh$$

El dimensionamiento del banco de baterías se realizó con la batería preseleccionada del mercado nacional.

La batería a utilizar es de marca DUNCAN, modelo STX-1210.

Tabla 8. Baterías a utilizar

MODELO	STX 1980
Tensión Nominal (VDC)	2
C ₁₀ (Ah)	1.980,00
Tensión de Corte (V)	1,75
LxAxA (mm)	740x212x447
Peso (kg)	136

Los cálculos se harán basándose en la metodología planteada en el capítulo anterior.

1. Voltaje nominal del sistema: 48 VDC.
2. Días de autonomía: 1 día.

3. Energía total diaria consumida por la instalación (C_{30min}) para un periodo de treinta (30) minutos: 1,2kAh/día.
4. Voltaje de recarga: 2,25V para temp entre 15 °C y 35 °C.
5. Voltaje máximo del regulador: 54V ($V_{max.inv}$).
6. Voltaje mínimo del regulador: 42V ($V_{min.inv}$).
7. Se usaron las ecuaciones (10), (11) y (12) para obtener los resultados de la siguiente tabla 8.

Tabla 9. Baterías necesarias para 30min de alimentación

MODELO	Baterías en Serie	Baterías en Paralelo	Número total de baterías
STX 1210	24	1	24

5.3.5 Calculo del regulador de carga

Como se había comentado anteriormente, el regulador de carga protege a las baterías de sobrecarga y de sobredescarga.

La cantidad de reguladores dependerá de la corriente que entrega el arreglo solar y esto se hizo siguiendo el procedimiento planteado en el apartado 4.3.4, los datos necesarios estarán enumerados a continuación:

1. Numero de ramas en paralelo: 140 Paneles.
2. Corriente de cortocircuito del panel: 8,15A. Agregar un posible uso del 125%Isc según el CEN.
3. Margen de Seguridad: 1,1 → 10%

4. Se usaron las ecuaciones (13), (14), (15) y (16) para obtener los resultados de la siguiente tabla 9 y tabla 11.

La siguiente tabla presenta el resultado de la corriente que deberán soportar los reguladores.

Tabla 10. Corriente del campo fotovoltaico y corriente de reguladores

Tipo de Panel	$I_{\text{campo_fotovoltaico}}$ (A)	$I_{\text{regulador}}$ (A)
PowerPlus 220M	1.211,8	1.332,98

La elección de los reguladores se baso en la corriente de regulador ($I_{\text{regulador}}$). El regulador que se utilizará es de marca ApolloSolar, modelo T80HV.

Tabla 11. Reguladores de carga a utilizar

MODELO	T80HV
Tensión Máxima del arreglo FV (VDC)	140
Tensión del banco de baterías (VDC)	48
Corriente máxima de entrada del regulador de carga (A)	70
LxAxA (mm)	387x216x111
Peso (kg)	7,3

Partiendo de la corriente máxima permitida por el regulador los resultados obtenidos se presentan en una tabla a continuación.

Tabla 12. Reguladores necesarios en la instalación

MODELO	T80HV
Reguladores en paralelo	20
Ramas por reguladores	7

5.3.5 Transferencia automática

El equipo de transferencia será adecuado para uso previsto, diseñado e instalado de modo que impida la interconexión accidental de las fuentes de suministro normal (sistema de generación fotovoltaica) y la red nacional.

La transferencia automática en nuestro caso será diariamente antes de las 8am y después de las 5pm que equivale a periodo nocturno y en consecuencia a la inactividad del sistema fotovoltaico.

La transferencia automática debe garantizar que en caso de falla en el suministro eléctrico, la segunda fuente de energía entre en funcionamiento y lo debe hacer siguiendo los siguientes parámetros:

Tabla 13. Transferencia automática

Parámetros	Ajuste
Sub-Tensión para conmutación	$\leq 90\%$ de la Nominal
Sobre-Tensión para conmutación	$\geq 110\%$ de la Nominal
Tiempo para conmutación por variaciones de tensión	0.5 s
Sub-Frecuencia para conmutación	$\leq 90\%$ de la Nominal
Sobre-Frecuencia para conmutación	$\geq 110\%$ de la Nominal
Tiempo para conmutación por variaciones de frecuencia	3 s

5.4 Dimensionamiento del generador fotovoltaico conectado a la red con sistema de respaldo

Para el dimensionamiento de este generador fotovoltaico se siguieron una serie de pasos establecidos en el apartado 4.4.

5.4.1 Elección del inversor

En la elección se siguió el mismo método establecido en el apartado 4.3.2, para obtener los siguientes valores de potencia:

$$S_{total} = 49,61kVA$$

Se realizó la búsqueda en el mercado del inversor de conexión a red que abasteciera la potencia demandada y obtuvimos una marca, Satcon, modelo PowerGate Plus 50.

Tabla 14. Inversores a utilizar

MODELO	PowerGate Plus 50
Máximo voltaje de entrada (VDC)	600
Rango de voltaje de entrada (VDC)	305-600
Voltaje nominal de salida (VAC) @60Hz	208 (L-L)
Máxima Corriente de entrada (A)	172
LxAxA (mm)	1879x1143x660
Peso (kg)	785,6

5.4.2 Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico

El dimensionamiento del arreglo fotovoltaico se basa en los valores de entrada del inversor con conexión a red debido a que si se supera el límite superior, el inversor puede sufrir daños y si se está por debajo del límite inferior, el inversor se desconecta del sistema.

Utilizando los mismos modelos de paneles que se utilizaron en el apartado 5.3.3 y la metodología planteada en el apartado 4.4.2, se realizó el dimensionamiento del arreglo. Los datos necesarios estarán enumerados a continuación.

1. Potencia máxima del inversor: 52kW.
2. Rango del voltaje de entrada del inversor: 305V-600V.

3. Potencia del panel FV: 220W.
4. Voltaje a máxima potencia del modulo: 29,01VDC.
5. Voltaje a circuito abierto del panel FV: 36,23VDC.
6. Corriente de cortocircuito del panel FV: 8,15A.
7. Coeficiente de temperatura absoluto: -0,122V/°C, 4.1mA/°C.
8. Máxima temperatura registrada en la zona: 33°C.
9. Mínima temperatura registrada en la zona: 22°C.
10. Se usaron las ecuaciones (17), (18), (19), (20), (21) y (22) para obtener los resultados de la siguiente tabla 15, tabla 16 y tabla 17.

La tensión a circuito abierto se modificó a la temperatura mínima de la instalación y la tensión a máxima potencia se modificó a temperatura máxima de la instalación.

$$V'_{oc} = 36,23V + (-0,122V/^{\circ}C * (22^{\circ}C - 25^{\circ}C) = 36,6V$$

$$V'_{mp} = 28,75V + (-0,122V/^{\circ}C * (33^{\circ}C - 25^{\circ}C) = 27,77V$$

Con estos valores se calculó el número máximo y mínimo de paneles en serie que deben existir en la instalación para asegurar el funcionamiento del inversor. El resultado de estos cálculos se presenta a continuación en una tabla.

Tabla 15. Rango de paneles en serie

MODELO	PowerGate Plus 50kW
CONERGY	de 10 a 16

Se presentara a continuación una tabla con los resultados y tomaremos el más conveniente.

Tabla 16. Paneles en Paralelo

Panel	Paneles en serie	Potencia del Inversor (kW)	Paneles en paralelo	Número total de paneles
CONERGY	11	52	21	231
	12		19	228
	13		18	234
	14		16	224
	15		15	225
	16		14	224

Presentando todas las posibles combinaciones para la conexión de los paneles FV, debemos verificar con cada uno de ellas que la corriente de cortocircuito del campo FV no exceda la corriente máxima de entrada al inversor.

$$I'_{sc} = 8,15A + (4,1mA/^{\circ}C * (33^{\circ}C - 25^{\circ}C)) = 8,18A$$

Las corrientes de cortocircuito del campo FV y se expresan a continuación:

Tabla 17. Corrientes de cortocircuito de los campos FV

Panel	Paneles en paralelo	Corriente de cortocircuito (A)
CONERGY para ambos inversores	21	174,93
	19	158,27
	18	149,94
	16	133,28
	15	124,95
	14	116,62

Con este resultado se puede ver que existe una configuración que no puede usarse debido a que supera la corriente de entrada del inversor, esta es la configuración de once (11) paneles en serie y veintiún (21) paneles en paralelo.

5.4.3 Sistema de respaldo

El sistema de respaldo está conformado de un banco de baterías, un inversor bidireccional y el mecanismo de transferencia. El banco de baterías será el mismo banco de baterías dimensionado en el apartado 5.3.4 y el mecanismo de transferencia está basado en un diseño suizo pero adaptado a los requerimientos de potencia de esta instalación.

El mecanismo de transferencia será implementado por la empresa Ingenia M.F. C.A. para la ejecución de este proyecto. Los datos específicos de los equipos necesarios y el funcionamiento detallado se encuentran anexados a este informe.

5.5 Dimensionamiento de la estructura de soporte

La ubicación de las estructuras de soporte será en la cubierta de la instalación (oficina y comedor).

Las estructuras de soporte serán hechas por ingenia M.F. C.A. Las estructuras serán hechas de aluminio, los paneles solares estarán fijados mediante elementos (tornillos, tuercas y arandelas) de aluminio y la estructura de soporte será estática. El plano de la estructura se encuentra anexado a este informe.

Un factor a tomar en cuenta son las pérdidas por sombras para obtener la distribución de los paneles ya sea en la cubierta o en el jardín, estas pérdidas se basaran en la altura del sol en grados (H), el cual se estableció para el peor de los caso

con una azimut de $\alpha=-90$ o $\alpha=90$. La siguiente ecuación representara la distancia (d) entre filas de paneles fotovoltaicos: (8)

$$d = \frac{h}{\tan(H)} \quad (29)$$

Donde:

d : Distancia entre paneles (m).

h : la altura del panel frontal (m).

H : Altura del sol ($^{\circ}$). Se obtiene del *Horizon Line Drawing (PVSYST)*.

Las separaciones de las estructuras para lograr que las perdidas por sombras sean mínimas se obtiene con los siguientes datos:

1. Inclinação (β): 15° . Se eligió con lo planteado en el capítulo 3.
2. Altura solar (H): 20° Para un azimut de $\alpha=-90$ o $\alpha=90$.
3. Altura de los paneles dada por el fabricante (a): $1,651\text{m}$.

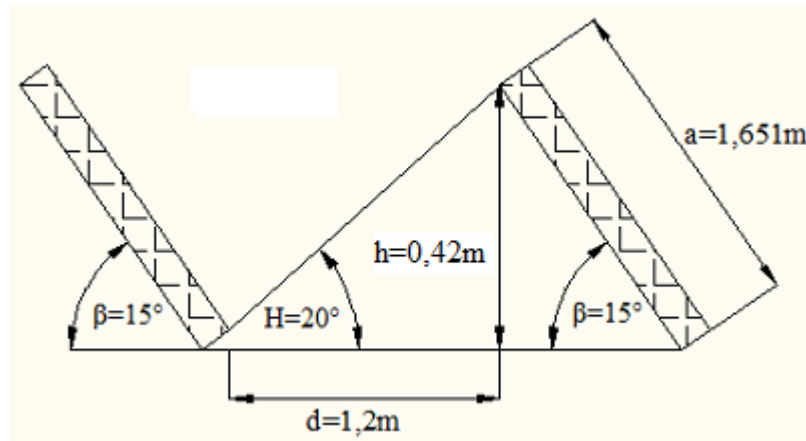


Figura 11. Separación entre filas de paneles

La efectividad de este arreglo se logra ver en la simulación de PVSyst para el sistema fotovoltaico de conexión a red con sistema de respaldo anexada a este informe.

En la cubierta de las oficinas encontramos algunas de las unidades de aire acondicionado los cuales se pueden ver en el plano de la estructura anexado a este informe, estas unidades tienen unas alturas de 1,17m; 1,07m y 0,9m. Para estas unidades presentamos unas separaciones de las líneas de paneles solares de 3,2m; 2,9m y 2,47m respectivamente. La altura solar sigue siendo de 20°.

5.6 Selección del calibre de los conductores, protecciones y canalizaciones

→ *Conductores*

Todos los conductores que se utilizarán son del tipo THHN 90°C en cable de cobre, aislado con PVC y con recubrimiento de Nylon, con aislamiento para 600V, sobre el cual deberán estar debidamente marcados a todo lo largo de su longitud, el calibre del conductor y el voltaje de su aislamiento.

Para los conductores asociados a los diferentes circuitos se tomará como criterio de diseño los siguientes códigos de colores para los sistemas en DC y AC:

Tabla 18. Código de colores para AC

Conductor	Color
Tierra	Verde
Neutro	Blanco
Fase A	Negro
Fase B	Rojo

Conductor	Color
Fase C	Azul

Tabla 19. Código de colores para DC

Conductor	Color
Tierra	Verde
Negativo	Negro
Positivo	Rojo

Para el caso de cables que sólo estén disponibles en color negro, se identificarán con cinta adhesiva de los colores antes indicados en sus extremos.

→ **Protecciones**

Las protecciones utilizadas serán fusibles para la parte DC del tipo gl-gG para instalaciones industriales, serán de fusión lenta-rápida, siendo lentas para pequeñas sobreintensidades y rápida para alta sobreintensidades.

Para la parte AC se usaran interruptores automáticos de caja moldeada que cumplen con todos los requerimientos actuales de los sistemas de distribución eléctrica.

5.6.1 Generador fotovoltaico aislado

La especificación del calibre de los conductores, las protecciones y las canalizaciones estarán especificadas por tablero.

Los tableros junto con su identificación y su ubicación se presentaran a continuación:

Tabla 20. Tableros del Sistema fotovoltaico aislado (SFA)

Tablero	Identificación	Ubicación	Circuito de entrada	Circuito de salida
Tablero del regulador de carga	T-RC	Área del arreglo fotovoltaico	Arreglo fotovoltaico	Tablero del inversor y baterías
Tablero del inversor y baterías	T-IB	Junto al cuarto de baterías	Tablero del regulador de carga	Tablero principal del SFA
Tablero principal del SFA	T-PSFA	Cuarto principal del sistema fotovoltaico	Inversor y la red eléctrica nacional	La carga a alimentar

5.6.1.1 Tablero del regulador de carga T-RC

El tablero es de chapa de acero, armario y puerta texturizada en RAL 7035 (una sola puerta), la placa de montaje es galvanizada, la unidad de envase es una caja cerrada en todo el contorno, una entrada de cables en el suelo del armario y un tejadillo que ofrece protección para uso en exteriores. Cumple con NEMA 4.

Este tablero alberga la protección del arreglo fotovoltaico, al regulador de carga y las protecciones del regulador de carga. Estará ubicado junto a cada grupo de siete (7) ramales en la cubierta de las oficinas.

El arreglo fotovoltaico en el caso del generador aislado presenta un total de veinte (20) reguladores, es por ello que se dispondrán de 20 tableros T-RC, desde T-RC1 hasta T-RC20.

A continuación presentaremos el dimensionamiento de los circuitos de entrada y salida para el tablero T-RC1. Este dimensionamiento se repetirá para los otros diecinueve (19) tableros T-RC.

- Para los conductores desde los paneles solares a las borneras del tablero T-RC1 se tiene que con una corriente de 12,7A ($1,56I_{sc}$) se obtiene en la tabla 310.16 del CEN un conductor AWG #6 tipo THHN 90 °C para las ramas más alejadas y un conductor AWG #8 tipo THHN 90 °C para las ramas más cercanas a los tableros T-RC. Canalizado en 1m de tubería flexible liqui-tight de 3'' para el tramo cubierto y 1m de tubería de 3'' para el tramo descubierto (Tabla N° 12 (9)). Cada conductor positivo es protegido por un fusible de 20A de tipo gl-gG con un portafusible tipo HEB (por rama).

La Tierra de los marcos de los paneles solares es un (1) conductor AWG #12 por rama obtenido de la tabla 250.122 del CEN.

- La salida de la bornera que se encuentra en el tablero T-RC irá al regulador de carga dentro del mismo tablero, este tramo tiene la corriente de siete (7) ramas en paralelo:

$$I_{reg.input} = 1,25 * 7 * 8,15A = 71,31A$$

Ahora la protección requiere asegurarse de trabajar al 80% y es por ello que la corriente a considerar es:

$$I_{reg.input.max} = 1,25 * 71,31A = 89,14A$$

Para lo cual elegimos un fusible cilíndrico con una intensidad asignada máxima de 100A para el conductor positivo, tipo gl-gG, con un portafusibles tipo PM-2 de un sólo polo.

De la tabla 310.16 se obtuvo que se necesita un conductores AWG #2 tipo THHN 90°C, que para una temperatura ambiente de 50°C tiene una ampacidad de 106,6A. El conductor de tierra es AWG #8 según la tabla 250.122 del CEN.

- Para la corriente máxima de salida del regulador (circuito entre T-RC1 y el tablero T-IB) tomamos como dato del fabricante 80A, es por ello que cumpliendo con el criterio del 80% establecido obtenemos de la tabla 310.16 que se necesita un (1) conductor AWG #1/0 tipo THHN 90°C, que para una temperatura de 50°C tiene una ampacidad de 139,4A. El conductor de tierra es AWG #8 según la tabla 250.122 del CEN.

Los conductores de los veinte (20) tableros irán canalizados en una bandeja de 250x100(mm) galvanizada porta-cable con tapa para bandeja galvanizada para cubrirla de los rayos solares.

El fusible cilíndrico asociado a la protección en la salida del regulador de carga es de 100A, tipo gl-gG, con una portafusible tipo PM-2 de un sólo polo.

Tabla 21. Tablero T-RC1

Circuitos	Conductores	Protección Asociada	Canalización
De entrada	14xAWG #8 o 6 THHN + 7 x AWG #12 THHN (T)	7 x 20A	1 x Tubería Flexible 3'' 1 x Tubería Metálica 3''
De salida	2xAWG #1/0 THHN + 1x AWG #8 (T)	1 x 100A	Bandeja galvanizada 250x100(mm)

5.6.1.2 Tablero de inversor y baterías T-IB

El tablero es de chapa de acero y puerta texturizada en RAL 7035 estructurado (una sola puerta), la placa de montaje es galvanizada, la unidad de envase es una caja cerrada en todo el contorno y una entrada de cables en el suelo del armario. Cumple con NEMA 4.

Este tablero albergara la protección del inversor y la protección del banco de baterías.

- Para el dimensionamiento de la entrada del inversor tenemos que tomar en cuenta la eficiencia, el voltaje más bajo del banco de baterías y la potencia de salida del inversor; manteniendo los criterios establecidos por el CEN.

Tomando todas estas consideraciones tenemos:

$$I_{max.inversor} = \frac{63kW}{42V * 0,97} = 1.546,39A$$

Se protege el conductor con cuatro fusibles cilíndricos de 400A, tipo gl-gG, con un portafusible tipo ST de un sólo polo por cada fusible.

Si nos dirigimos a la tabla 310.16 del CEN, obtenemos que se necesitan 4 x kcmil #500 tipo THHN 90°C, los cuales para una temperatura de 30°C tienen una ampacidad de 1720A. Canalizados en una (1) bandeja 400x100(mm) galvanizada porta-cable.

- El banco de baterías debe soportar la misma corriente que circula por el inversor, es por ello que presentan los mismos conductores, protecciones y canalizaciones.

Tabla 22. Tablero T-IB

Circuitos	Conductores	Protección Asociada	Canalización
De entrada	40xAWG #1/0 THHN + 20x AWG #8 (T)	20 x 100A	Bandeja galvanizada 250x100(mm)
De salida	8xkcmil #500 THHN + 1xAWG #4/0 (T)	4 x 400A	Bandeja galvanizada 400x100(mm)
De salida	8xkcmil #500 THHN + 1xAWG #4/0 (T)	4 x 400A	Bandeja galvanizada 400x100(mm)

5.6.1.3 Tablero Principal del sistema fotovoltaico T-PSFA

El tablero es de chapa de acero y puerta texturizada en RAL 7035 estructurado (una sola puerta), la placa de montaje es galvanizada, la unidad de envase es una caja cerrada en todo el contorno y una entrada de cables en el suelo del armario. Cumple con NEMA 4.

Al tablero principal está compuesto por dos módulos, el primero sería el modulo de transferencia (ATS, ver capítulo 4) y el segundo seria el modulo de distribución en un sistema trifásico, 60Hz, 120/208V (3F+N+T).

Para las entradas del modulo del ATS tenemos las llegadas del inversor y del transformador local de 13,8kV/208V, luego la salida del ATS va al modulo de distribución.

- Entre el inversor y el ATS tenemos que la corriente máxima de salida del inversor se calcula de la siguiente manera:

$$I_{inversor} = \frac{63kVA}{\sqrt{3} * 208V} = 174,87A$$

Se protege el conductor con un interruptor automático de 250A, modelo VL250, tipo MT, marca Siemens, con disparador por sobrecarga regulable y disparador de cortocircuito regulable.

Con la corriente de salida del inversor, nos dirigimos a la tabla 310.16 del CEN y obtenemos que se necesita un conductores AWG #4/0 por fase tipo THHN 90°C, un conductor AWG #4/0 para el neutro; canalizados en 1 tuberías metálicas de 3" (Tabla N° 12(9)). El conductor de tierra es AWG #6 según la tabla 250.122 del CEN.

- La salida del ATS tiene la misma corriente de salida del inversor, es por eso que tomaremos un conductor AWG #4/0 por fase tipo THHN 90°C y un conductor AWG #4/0 para el neutro. El conductor de tierra será AWG #6 según la tabla 250.122 del CEN.
- El segundo modulo está compuesto por la carga. Aquí se presentan dos (2) circuitos de luminarias que se dividen en:

Tabla 23. Circuitos de luminarias para T-PSFA

Circuitos	Potencia (kVA)
1	27.289,12
2	22.327,43

Con estas potencias, las corrientes máximas de salida del segundo módulos son:

$$I_1 = \frac{27,289kVA}{\sqrt{3} * 208V} = 75,75A$$

$$I_2 = \frac{22,327kVA}{\sqrt{3} * 208V} = 61,97A$$

El primer circuito tiene una protección de 100A, modelo VL160, tipo MT, marca Siemens, con disparador por sobrecarga regulable y disparador de cortocircuito regulable.

El segundo circuito tiene una protección de 80A, modelo VL160, tipo MT, marca Siemens, con disparador por sobrecarga regulable y disparador de cortocircuito regulable.

Teniendo esta como las corrientes de salida de los circuitos, nos dirigimos a la tabla 310.16 del CEN obtenemos que tanto para el circuito uno (1) como para el circuito dos (2) se necesita un conductor AWG #2 por fase tipo THHN 90°C, un conductor AWG #2 para el neutro; canalizados en 1 tubería metálica de 2" (Tabla N° 12(9)). El conductor de tierra es AWG #6 según la tabla 250.122 del CEN. El conductor del electrodo de tierra para ambos circuitos es AWG #2 según la tabla 250.66 del CEN.

Tabla 24. Tablero T-PSFA

Circuitos	Conductores	Protección Asociada	Canalización
De entrada	3xAWG #4/0 THHN + 1xAWG #4/0(N) + 1xAWG #6 (T)	3 x 200A	1 x Tubería Metálica 3''
De salida	3xAWG #2 THHN + 1xAWG #2(N)	3 x 100A	1 x Tubería Metálica 2''
	3xAWG #2 THHN + 1xAWG #2(N)	3 x 80A	1 x Tubería Metálica 2''

5.6.2 Generador fotovoltaico conectado a la red con sistema de respaldo

La especificación del calibre de los conductores, las protecciones y las canalizaciones estarán especificadas por tablero.

Los tableros junto con su identificación y su ubicación se presentaran a continuación:

Tabla 25. Tableros del Sistema fotovoltaico (SFR)

Tablero	Identificación	Ubicación	Circuito de entrada	Circuito de salida
Tablero del arreglo fotovoltaico	T-AF	Área del arreglo fotovoltaico	Arreglo fotovoltaico	Inversor
Tablero principal del SFV	T-PSFR	Cuarto principal del sistema fotovoltaico	Inversor, Inversor bidireccional y la REN	Cargas

5.6.2.1 Tablero del arreglo fotovoltaico T-AF

El tablero es de chapa de acero de medidas 600x600x210mm y puerta texturizada en RAL 7035 estructurado (una sola puerta), la placa de montaje es galvanizada, la unidad de envase es una caja cerrada en todo el contorno y una entrada de cables en el suelo del armario. Cumple con NEMA 4.

- Lo primero es llevar los cables desde los paneles hasta las borneras del tablero T-AF. Para esto se tiene una corriente de 12,9A ($1.56I_{sc}$), para la cual se obtuvo en la tabla 310.16 un conductor AWG #12 tipo THHN 90°C, que para una temperatura de 45°C y 12 conductores en una tubería tiene una ampacidad de 13,1A. Canalizando todo el campo fotovoltaico en 3 tubería metálica de 1 1/2" (Tabla N° 12 (9)). El conductor positivo es protegido por un fusible de 20A de tipo gl-gG con un portafusible tipo HFA (por rama). El conductor de tierra será AWG #12 según la tabla 250.122 del CEN.
- Para el tramo entre la bornera y el inversor se debe conocer que por cada rama la corriente de cortocircuito es de 8,18A, por lo que la corriente máxima del arreglo sería:

$$I_{arreglo} = 1,25 * 15 * 8,18A = 153,375A$$

La protección requiere asegurarse de trabajar al 80% y es por ello que la corriente a considerar sería:

$$I_{max.arreglo} = 1,25 * 152,8A = 191,01A$$

Para lo cual se tomó un fusible cilíndrico con una intensidad asignada máxima de 200A, tipo gl-gG para una tensión hasta 600V, con un portafusibles tipo PM-2 de un sólo polo.

De la tabla 310.16 obtenemos que se necesitan dos conductores AWG #4/0 tipo THHN 90°C, que para una temperatura ambiente de 45°C tiene una ampacidad de 226,2A. Canalizados en una bandeja de 250x100(mm) galvanizada porta-cable con tapa para bandeja galvanizada para cubrirla de los rayos del sol. El conductor de tierra será AWG #6 según la tabla 250.122 del CEN.

Tabla 26. Tablero T-AF

Circuitos	Conductores	Protección Asociada	Canalización
De entrada	30xAWG #12 THHN + 15xAWG #12 (T)	15 x 20A	3 x Tubería Metálica 1 ½ ''
De salida	2xAWG #4/0 THHN + 1xAWG #6(T)	1 x 200A	Bandeja galvanizada 250x100(mm)

5.6.2.1 Tablero principal del sistema fotovoltaico T-PSFR

El tablero es de chapa de acero y puerta texturizada en RAL 7035 estructurado (una sola puerta), la placa de montaje es galvanizada, la unidad de envase es una caja cerrada en todo el contorno y una entrada de cables en el suelo del armario. Cumple con NEMA 4.

El tablero está compuesto por el mecanismo de transferencia y a la distribución de las cargas a alimentar, las entradas son del inversor de conexión a red, de la red eléctrica nacional y del inversor bidireccional.

- Para la salida del inversor al tablero T-PSFR la corriente máxima sería:

$$I_{inversor} = \frac{50kVA}{\sqrt{3} * 208V} = 138,78A$$

Se protegerá con un interruptor automático de 200A, modelo VL250, tipo MT, marca Siemens, con disparador por sobrecarga regulable y disparador de cortocircuito regulable.

Con la corriente de salida del inversor, nos dirigimos a la tabla 310.16 del CEN y obtenemos que se necesita un conductor AWG #4/0 por fase tipo THHN 90°C, un conductor AWG #4/0 para el neutro; canalizados en 1 tuberías metálicas de 3" (Tabla N° 12(9)). El conductor de tierra será AWG #6 según la tabla 250.122 del CEN.

- El sistema de respaldo está compuesto por el inversor bidireccional y el banco de baterías. La corriente máxima de entrada del inversor bidireccional y la salida del banco de baterías es la misma y viene dada por:

$$I_{max.baterias} = \frac{63kW}{42V * 0,97} = 1.546,39A$$

Se protegerá con cuatro fusibles cilíndricos de 400A, tipo gl-gG, con un portafusible tipo ST de un sólo polo.

Con la corriente de entrada del inversor bidireccional, nos dirigimos a la tabla 310.16 del CEN y obtenemos que se necesitan 4 x kcmil #500 tipo THHN 90°C, los cuales para una temperatura de 30°C tienen una ampacidad de 1720A. Canalizados en dos (2) bandeja 400x100(mm) galvanizada portable. El conductor de tierra será AWG #4/0 según la tabla 250.122 del CEN.

- La salida del inversor bidireccional va al mecanismo de transferencia y su corriente máxima es:

$$I_{inv.bidireccional} = \frac{63kVA}{\sqrt{3} * 208V} = 174,87A$$

Se protegerá con un interruptor automático de 250A, modelo VL250, tipo MT, marca Siemens, con disparador por sobrecarga regulable y disparador de cortocircuito regulable.

Teniendo esta como la corriente de salida del inversor bidireccional, nos dirigimos a la tabla 310.16 del CEN y obtenemos que se necesitan un conductor AWG #4/0 por fase tipo THHN 90°C, un conductor AWG #4/0 para el neutro; canalizados en 1 tuberías metálicas de 3" (Tabla N° 12(9)). El conductor de tierra será AWG #6 según la tabla 250.122 del CEN.

- La salida del mecanismo de transferencia va a la barra de distribución de cargas a alimentar y tiene la misma corriente de salida del inversor, es por eso que tomaremos un conductor AWG #4/0 por fase tipo THHN 90°C, un conductor AWG #4/0 para el neutro. El conductor de tierra será AWG #6 según la tabla 250.122 del CEN.
- El circuito de distribución de cargas se representa a continuación en dos (2) circuitos de luminarias que se dividen en:

Tabla 27. Circuitos de luminarias para T-PSFR

Circuitos	Potencia (kVA)
1	27.289,12

Circuitos	Potencia (kVA)
2	22.327,43

Con estas potencias, las corrientes máximas de salida del segundo módulos serian:

$$I_1 = \frac{27,289kVA}{\sqrt{3} * 208V} = 75,75A$$

$$I_2 = \frac{22,327kVA}{\sqrt{3} * 208V} = 61,97A$$

El primer circuito tendrá una protección de 100A, modelo VL160, tipo MT, marca Siemens, con disparador por sobrecarga regulable y disparador de cortocircuito regulable.

El segundo circuito tendrá una protección de 80A, modelo VL160, tipo MT, marca Siemens, con disparador por sobrecarga regulable y disparador de cortocircuito regulable.

Con las corrientes de salida de los circuitos, nos dirigimos a la tabla 310.16 del CEN obtenemos que tanto para el circuito uno (1) como para el circuito dos (2) se necesita un conductor AWG #2 por fase tipo THHN 90°C, un conductor AWG #2 para el neutro; canalizados en 2 tubería metálica de 2" (Tabla N° 12(9)). El conductor de tierra es AWG #6 según la tabla 250.122 del CEN. El conductor del electrodo de tierra para ambos circuitos es AWG #2 según la tabla 250.66 del CEN.

Tabla 28. Tablero T-PSFR

Circuitos	Conductores	Protección Asociada	Canalización
De entrada	3xAWG #4/0 THHN + 1 AWG #4/0 + 1xAWG #6 (T)	3 x 200A	1 x Tubería Metálica 3''
	3xAWG #4/0 THHN + 1 AWG #4/0 + 1xAWG #6 (T)	3 x 200A	1 x Tubería Metálica 3''
De salida	3xAWG #2 THHN + 1xAWG #2(N)	3 x 100A	1 x Tubería Metálica 2''
	3xAWG #2 THHN + 1xAWG #2(N)	3 x 80A	1 x Tubería Metálica 2''

5.7 Iluminación

Las luminarias serán del tipo señalado en el capítulo 4.

En total se instalarán:

- 12 luminarias FSP-1515, proyector solar P600/60.

La simulación se realizó con unas luminarias con curvas de distribución luminosa muy parecidas y con un nivel cercano de valor total de flujo luminoso. Anexado a este informe se encuentra la luminaria solar que se va a instalar y la luminaria con la cual se realizó la simulación.

A continuación se presentan los resultados e imágenes de los cálculos de iluminación hechos con el software DiaLux 4.9, para estimar el número de luminarias por zona que permitieron cumplir con los niveles de iluminancia según COVENIN.

5.7.1 Estacionamiento

En la zona del estacionamiento se necesitaran 6 luminarias para que los valores de luminancia y uniformidad cumplan lo establecido con la norma COVENIN.

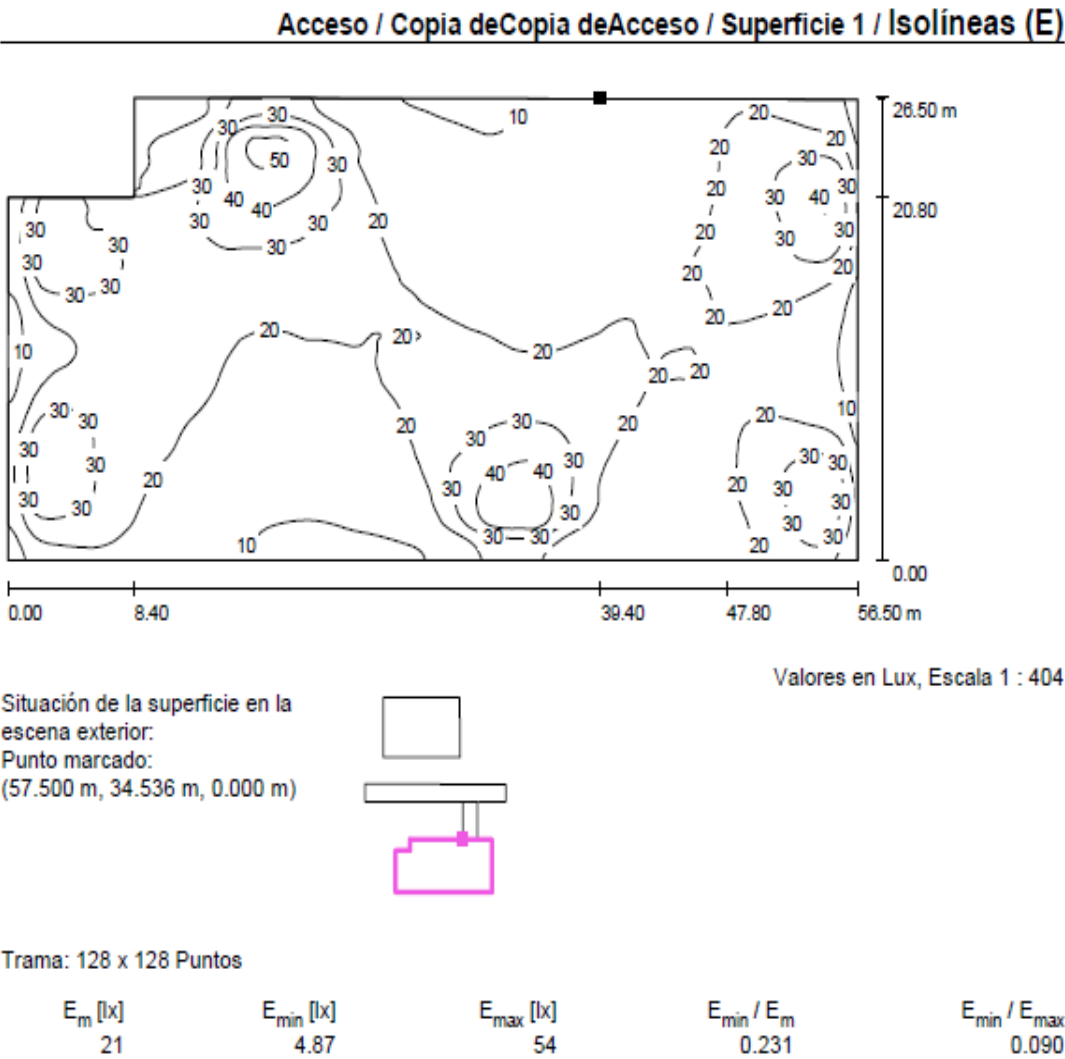


Figura 12. Resumen y curvas isolux del estacionamiento

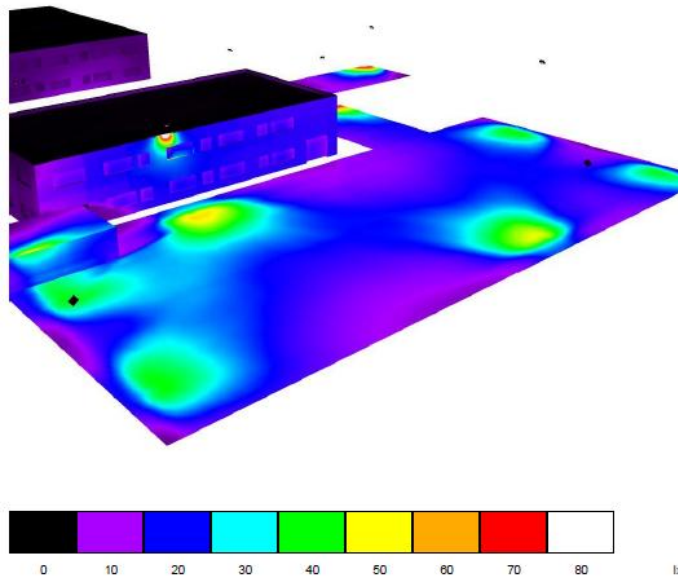


Figura 13. Rendering Procesado en colores falsos del estacionamiento

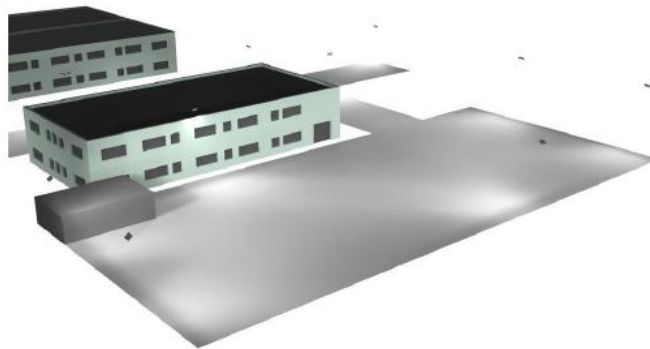


Figura 14. Rendering Procesado en 3D del estacionamiento

5.7.1 Vía de acceso al estacionamiento

En la zona del estacionamiento se necesitara 1 luminarias para que los valores de luminancia y uniformidad cumplan lo establecido con la norma COVENIN.

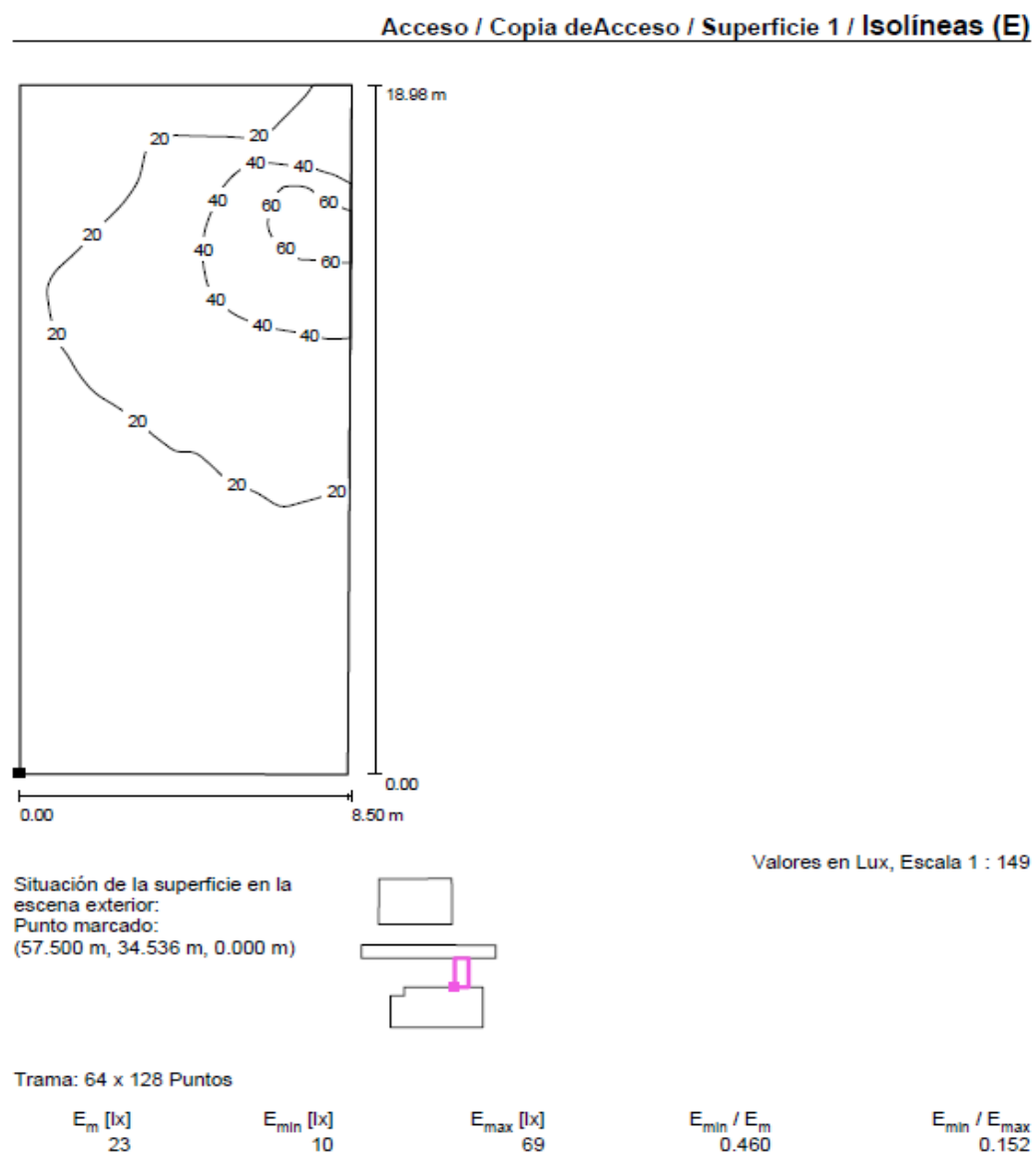


Figura 15. Resumen y curvas isolux del acceso al estacionamiento

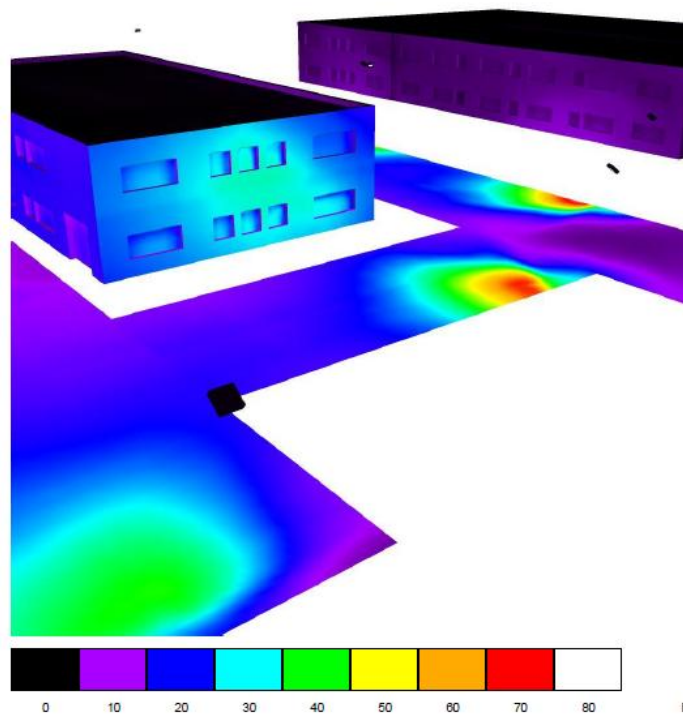


Figura 16. Rendering Procesado de colores falsos del acceso al estacionamiento

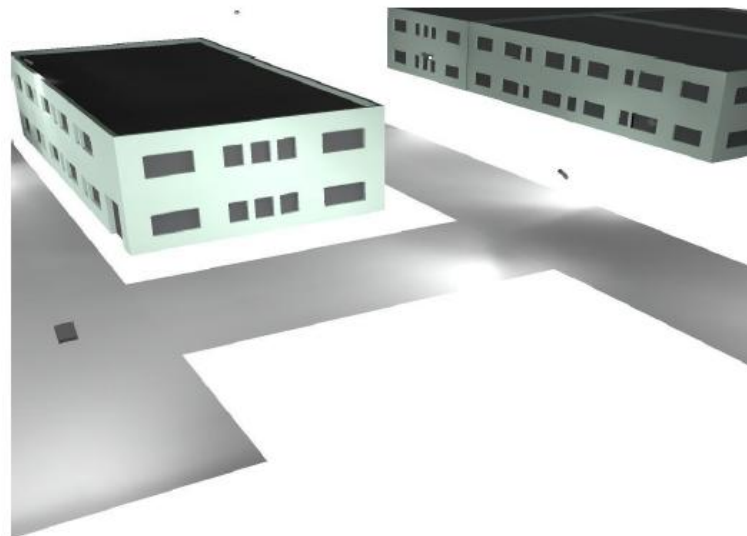


Figura 17. Rendering Procesado en 3D del acceso al estacionamiento

5.7.2 Vía de acceso Principal de la planta

En la zona del estacionamiento se necesitara 1 luminarias para que los valores de luminancia y uniformidad cumplan lo establecido con la norma COVENIN.

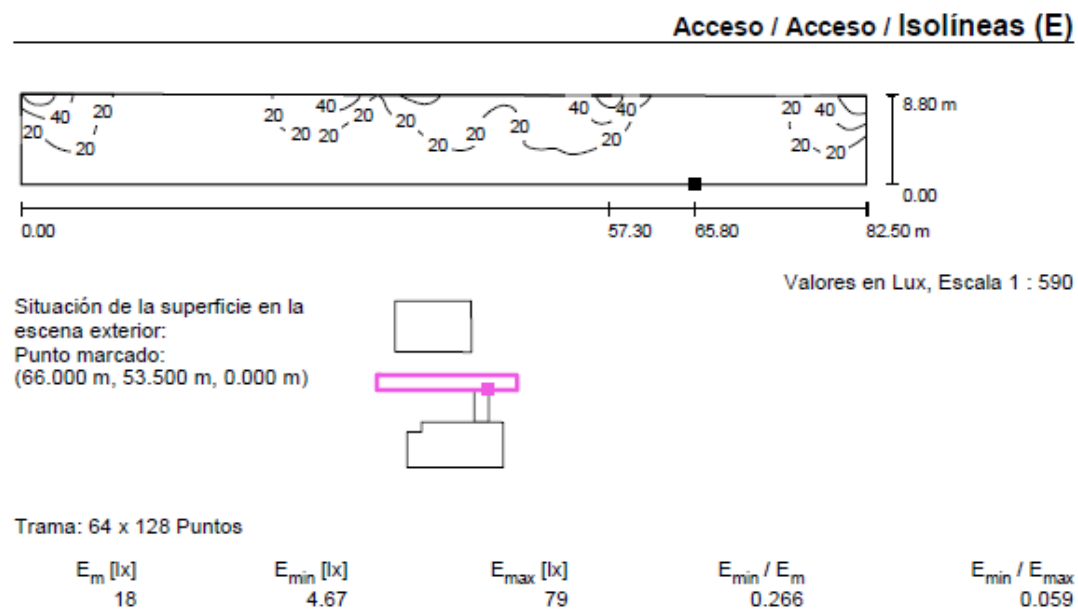


Figura 18. Resumen y curvas isolux del acceso Principal de la planta

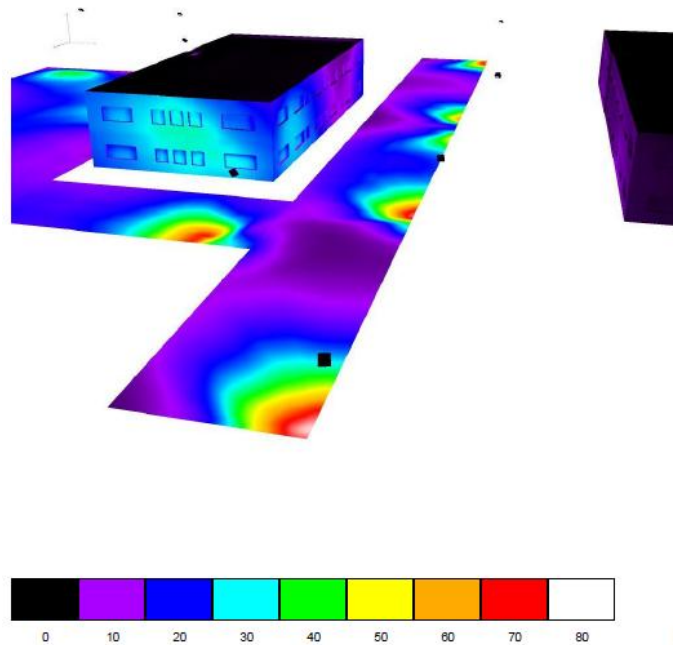


Figura 19. Rendering Procesado de colores falsos del acceso Principal de la planta

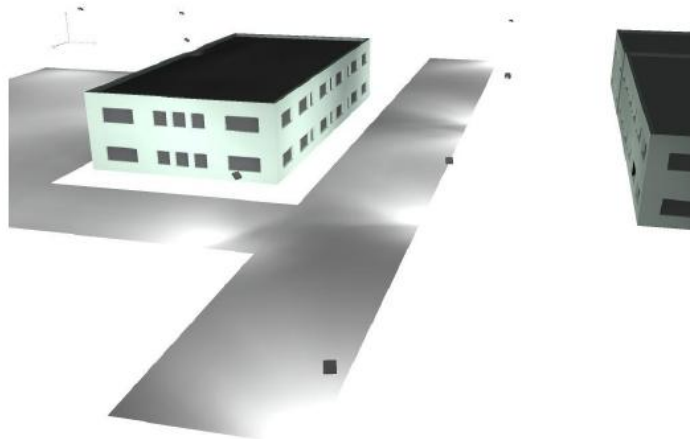


Figura 20. Rendering Procesado en 3D del acceso Principal de la planta

CAPÍTULO VI

6. ANALISIS ECONOMICO

6.1 Introducción

El correcto análisis de viabilidad económica de un proyecto es fundamental para determinar la conveniencia de efectuar una inversión y también para predecir el posible comportamiento del mismo, pudiendo así evitar pérdidas económicas importantes.

La mayor preocupación en el diseño de un sistema de generación de energía eléctrica utilizando energías renovables es la selección precisa de los componentes del sistema que pueda satisfacer económicamente la demanda de la instalación. Los componentes de estos sistemas deben estar sujetos a:

- Minimizar el costo de la producción de energía eléctrica.
- Reducir lo más posible la compra de energía eléctrica a la red.
- Asegurarse que la carga servida sea suficientemente fiable.

En los siguientes pasos estudiaremos el valor presente neto de las instalaciones de este informe, además, presentaremos un caso adicional que sería el estudio económico de un sistema de generación fotovoltaica con conexión a red sin respaldo.

6.2 Estudio económico

El estudio económico de este informe se basa en establecer los costos iniciales, gastos de mantenimiento y reemplazo; que serán llevadas al valor presente neto de la energía generada por sistemas fotovoltaicas para luego compararlas con los costos de otros tipos de generación y concluir con la mejor elección para la empresa interesada.(10)

Lo que se debe hacer en este método es establecer el costo aproximado inicial de la instalación por medio de los análisis de precios unitarios de la instalación (análisis que se encuentran anexados a este informe), este valor nos llevara al cálculo del valor presente neto de la energía suministrada por el sistema fotovoltaico.

Luego de decir esto, establecimos a continuación las ecuaciones necesarias que sirvieron para: el sistema fotovoltaico aislado, el sistema de conexión a red con respaldo y el sistema de conexión a red sin respaldo.

El costo total del ciclo de vida (LCC) de un sistema fotovoltaico depende del valor inicial de la obra (C_0), el valor presente neto del costo de operación y mantenimiento (OM_{pv}) y el valor presente neto del costo del remplazo de todas las baterías (R_{pv}) durante el periodo de vida del sistema de generación fotovoltaica. LCC viene dado por la siguiente expresión:

$$LCC = C_0 + OM_{pv} + R_{pv} \quad (30)$$

Ahora, si el costo del primer año de operación y mantenimiento es OM_0 , el valor presente neto de todo el costo de operación y mantenimiento en un entorno económicamente dinámico seria:

$$OM_{pv} = OM_0 \cdot \left(\frac{1+e_0}{d-e_0}\right) \cdot \left[1 - \left(\frac{1+e_0}{1+d}\right)^N\right] \text{ si y solo si } d \neq e_0 \quad (31)$$

Donde:

OM_0 : Costo del primer año de operación y mantenimiento (Bs)

e_0 : Inflación (pu)

d : Interés promedio (pu)

N : Periodo de vida del sistema (años)

El valor presente neto del costo del remplazo de todas las baterías (R_{pv}) es principalmente una función del número de veces que se deberán remplazar las baterías durante el periodo de vida del sistema (brp) y viene dado por la siguiente ecuación:

$$R_{pv} = C_b \cdot \sum_{j=1}^{brp} \left(\frac{1+e_0}{1+d}\right)^{N \cdot j / (brp+1)} \quad (32)$$

Donde:

C_b : El costo de la batería (Bs)

Brp : Remplazos de las baterías durante el periodo de vida del sistema

e_0 : Inflación (pu)

d : Interés promedio (pu)

N : Periodo de vida del sistema (años)

La vida real de la batería (N_R) depende de la profundidad de descarga diaria (DOD_d) y de las características particulares como: promedio del ciclo de vida de la batería (N_A), máxima profundidad de descarga (DOD_0) a la cual estará sometida la batería y el coeficiente de la batería (B_c) que depende de que si la batería es de placa plana o tubular. La vida real de la batería viene dada por la siguiente ecuación:

$$N_R = 0,5 \cdot N_A \cdot e^{[-B_r \cdot 100 \cdot (DOD_d - DOD_0)]} \quad (33)$$

Teniendo estos valores los que nos falta conseguir seria el número de veces que se deberán remplazar las baterías durante el periodo de vida del sistema, el cual viene dado por:

$$brp = INT\left(\frac{N}{N_R/365}\right) \quad (34)$$

Ahora a continuación pasaremos al estudio económico de cada uno de los modelos estudiados en este proyecto.

6.2.1 Generador fotovoltaico aislado

Se realizó un análisis de precio unitario el cual se encuentra anexado a este informe.

A continuación se presentaran los datos necesarios para el estudio de este sistema de generación en particular:

1. Valor inicial de la obra (C_0): Bs 3.188.487,00
2. Costo del primer año de operación y mantenimiento (OM_0): Bs 53.566,00
3. Inflación (e_0): 24,2% cifra del banco central de Venezuela
4. Interés promedio (d): 17,85% cifra del banco central de Venezuela
5. Periodo de vida del sistema (N): 25 años
6. Costo de las baterías (C_b): Bs 91.200,00
7. Baterías durante el periodo de vida del sistema (brp): 2 veces

Tabla 29. Estudio económico del generador fotovoltaico aislado

Estudio	Resultado
Valor presente neto de operación y mantenimiento (OM_{pv})	Bs. 2.843.085,36
Valor presente neto del remplazo de las baterías (R_{pv})	Bs. 359.936,9
Costo del kVA instalado	Bs. 62.136,42
Costo total del ciclo de vida (LCC)	Bs. 6.321.834,26

6.2.2 Generador fotovoltaico conectado a la red con sistema de respaldo

Se realizó un análisis de precio unitario el cual se encuentra anexado a este informe. A continuación se presentaran los datos necesarios para el estudio de este sistema de generación en particular:

1. Valor inicial de la obra (C_0): Bs 2.105.202,00
2. Costo del primer año de operación y mantenimiento (OM_0): Bs 53.566,00
3. Inflación (e_0): 24,2% cifra del banco central de Venezuela
4. Interés promedio (d): 17,85% cifra del banco central de Venezuela
5. Periodo de vida del sistema (N): 25 años
6. Costo de la batería (C_b): Bs 91.200,00
7. Baterías durante el periodo de vida del sistema (brp): 2 veces

Tabla 30. Estudio económico del generador fotovoltaico conectado a la red con sistema de respaldo

Estudio	Resultado
Valor presente neto de operación y mantenimiento (OM_{pv})	Bs. 2.843.085,36
Valor presente neto del remplazo de las baterías (R_{pv})	Bs. 359.936,9
Costo del kVA instalado	Bs. 40.470,72
Costo total del ciclo de vida (LCC)	Bs. 5.250.309,26

6.2.3 Generador fotovoltaico conectado a la red sin sistema de respaldo

Se realizó un análisis de precio unitario el cual se encuentra anexado a este informe. Para este caso no existe la presencia de baterías en el sistema y por lo tanto todos los costos relacionados con las mismas son cero y no se pondrán en el análisis.

A continuación se presentaran los datos necesarios para el estudio de este sistema de generación en particular:

1. Valor inicial de la obra (C_0): Bs 1.675.712,00
2. Costo del primer año de operación y mantenimiento (OM_0): Bs 34.447,00
3. Inflación (e_0): 24,2% cifra del banco central de Venezuela
4. Interés promedio (d): 17,85% cifra del banco central de Venezuela
5. Periodo de vida del sistema (N): 25 años

Tabla 31. Estudio económico del generador fotovoltaico conectado a la red con sistema de respaldo

Estudio	Resultado
Valor presente neto de operación y mantenimiento (OM _{pv})	Bs. 1.894.399,48
Costo del kVA instalado	Bs. 33.514,24
Costo total del ciclo de vida (LCC)	Bs. 3.591.248,48

6.3 Análisis de resultados

En los cálculos realizados en el apartado anterior podemos ver el valor presente neto de los sistemas fotovoltaicos diseñados en este informe, los cuales podremos comparar con otros tipos de generación eléctrica a disposición, como la que aporta la red eléctrica nacional y la implementación de una planta de generación en el sitio.

Según la Gaceta oficial 37.415 del miércoles 03 de Abril de 2002, el valor del kWh está en 0,03714 Bs/kWh que al ser comparado con los valores anteriormente calculados la diferencia es notable, pero a este valor debemos sumarle las pérdidas en Bolívars por hora-hombre y las pérdidas de productividad que pueden dejar en mal estado la reputación y la puntualidad con los clientes de la industria. Con todos estos inconvenientes, las pérdidas serían aproximadamente de Bs. 2.499,99 por hora sin luz, sin contar en este informe las pérdidas por falta de producción que podrían ser enormes. Al cuantificar estas pérdidas, es muy probable que las industrias del país empiecen a realizar importantes inversiones en la generación de su propia energía.

En cuanto al generador eléctrico, se converso con varias empresas Venezolanas para obtener precios iniciales del costo, mantenimiento y reemplazo de equipo, para lograr llegar a un valor presente neto para la alimentación de las instalaciones durante 25 años. El valor presente neto obtenido es Bs. 5.922.740,65. Al ser comparado este valor con los costos de los sistemas fotovoltaicos, se llega a la escogencia de la opción diseñada en este informe debido a que es mas económico, requiere menos mantenimiento, tiene menos desgaste del personal y elimina la gran contaminación de los generadores.

A continuación plantearemos un ejemplo de los valores presentes netos con veinte (20) horas sin electricidad en la red eléctrica nacional, con los sistemas diseñados en este informe y el generador eléctrico de 69kVA, marca Leroy Somer.

1. Vida de duración del sistema: 25 años
2. Valor presente neto del sistema fotovoltaico aislado: Bs. 6.321.834,26
3. Valor presente neto del sistema fotovoltaico de conexión a red con sistema de respaldo: Bs. 5.250.309,26
4. Valor presente neto del generador: Bs. 5.922.740,65
5. Valor presente neto del gasto con la red eléctrica nacional: Bs. 2.748.574,04

Con estos datos se aprecian las diferencias entre los valores según el tipo de generación. Claro está, este valor del costo de la red eléctrica nacional es con el supuesto de 20 horas sin servicio, sin estas veinte horas, el valor baja drásticamente lo cual haría un sistema extremadamente barato y casi imposible de igualarlo.

Ahora un factor importante a tomar en cuenta en sistemas fotovoltaicos es el tiempo en que se recuperaría la inversión. En este cálculo de la rentabilidad en cuanto a recuperación del capital invertido, utilizaremos la siguiente ecuación:

$$N = \frac{\log \left[1 - \frac{V_p}{A_0 \cdot \left(\frac{1+e_0}{d-e_0} \right)} \right]}{\log \left[\frac{1+e_0}{1+d} \right]} \quad (35)$$

Donde:

N : Periodo de recuperación de capital (años)

e_0 : Inflación. 24,2%. Datos obtenidos del BCV.

d : Interés promedio. 17,85%. Datos obtenidos del BCV.

V_p : Valor presente de la instalación. Ej: Bs. 6.321.834,26 para el sistema aislado.

A_0 : Anualidad de lo que se deja de pagar en consumo eléctrico (incluyendo las perdidas por horas sin trabajar). Bs. 53.790,58

Con la ecuación anterior obtenemos que el tiempo de la recuperación de capital para el sistema fotovoltaico aislado serie de 38 años (ejemplo para 20 horas sin luz al año).

La recuperación de capital para el sistema fotovoltaico de conexión a red con sistema de respaldo seria de 35 años (ejemplo para 20 horas sin luz al año).

Para los dos sistemas diseñados en este informe, el tiempo de recuperación de capital es mayor a la vida útil del sistema, por lo que en teoría no es factible implementarlos, pero debemos enfocar parte de nuestro interés en la parte ambiental y ser un poco futurista en cuanto a la importancia que tendrán estos sistemas en el futuro. Otros puntos a tomar en cuenta son la seguridad, la confiabilidad y el poco mantenimiento que implican este tipo de sistemas.

CAPÍTULO VII

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Conclusiones

Durante el desarrollo de este proyecto se cumplieron todos los objetivos planteados al principio del mismo, estos objetivos contemplaban el diseño de un sistema fotovoltaico que sería comparado económicamente con otros sistemas de generación, estos tipos de generación serían: un generador independiente y la red eléctrica nacional, tomando en consideración para esta última las múltiples fallas en el servicio eléctrico.

Los sistemas fotovoltaicos diseñados en este proyecto tienen un margen de error pequeño, esto se puede apreciar en la simulación hecha en PVSYST para el sistema fotovoltaico de conexión a red con sistema de respaldo donde los resultados son muy parecidos a los obtenidos.

La conclusión económica global es que con la necesidad de 38 y 35 años para la recuperación de capital y una vida útil de 25 años, el sistema no es factible económicamente pero debemos enfocar parte de nuestro interés en la parte ambiental y ser un poco futurista en cuanto a la importancia que tendrán estos sistemas en el futuro. Otros puntos a tomar en cuenta son la seguridad, la confiabilidad y el poco mantenimiento que implican este tipo de sistemas.

7.2 Recomendaciones

A continuación se indicarán las recomendaciones generales que deben ser consideradas para la realización del diseño del sistema de generación fotovoltaica:

- Se recomienda realizar mantenimiento preventivo y periódico del arreglo solar para garantizar el buen funcionamiento del mismo.
- Se recomienda hacer el estudio de carga de la estructura antes de hacer la instalación de los paneles fotovoltaicos.
- Se recomienda verificar todos los circuitos para que no existan conexiones a otros equipos que no estén contemplados en el diseño.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Así es Ingenia M.F.: Historia. (En línea) (Citado el: 26 de Julio de 2010.) <http://www.ingenia.com.ve/paginas/nosotros.html>.
- [2] Así es Ingenia M.F.: Misión, Visión, Valores. (En línea) (Citado el: 26 de Julio de 2010.) http://www.ingenia.com.ve/paginas/mision_vision.html.
- [3] Requena M., Rafael D. *Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 10MW sobre tejado*. Caracas : Universidad Simón Bolívar, 2009. Tesis.
- [4] Pareja Aparicio, Miguel. *Energía Solar Fotovoltaica, Cálculo de una instalación aislada*. Barcelona: España : Ed. Marcombo, 2010.
- [5] IEEE, Standards Coordinating Committee. *IEEE Std 1562, Stand-Alone Photovoltaic (PV) Systems*. New York : Ed. IEEE, 2007.
- [6] Boxwell, Michael. *Solar Electricity Handbook*. UK : Greenstream Publishing, 2010.
- [7] IEEE, Standards Coordinating Committee. *IEEE Std 1013, Recommended Practice for Sizing Lead-Acid Batteries for PV Systems*. New York : Ed. IEEE.
- [8] Comisión, Unión Europea. *Universal Technical Standard for Solar Systems*. Madrid : Instituto de Energía Solar ETSI Telecomunicación, 2003.
- [9] Penissi, Oswaldo. *Canalizaciones Eléctricas Residenciales* . Caracas: Venezuela : Ed. Melvin C.A., 2006.
- [10] Kolhe, Mohan. *Techno-Economic Optimum Sizing Of Solar Photovoltaic System*. NY : IEEE Transactions On Energy Conversion, 2009. Vol. 24, NO. 2.
- [11] CODELECTRA. *Alambres y Cables Aislados para Distribucion de Energía Eléctrica hasta 2000V y Cables de Control*. Venezuela : COVENIN, 2002.
- [12] COOPERBussmann. *Electrical Plan Review*. U.S.A : Cooper Bussmann, Inc., 2004.

BIBLIOGRAFÍA

Libros

Pareja Aparicio, Miguel. *ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA, Cálculo de una instalación aislada*. Barcelona: España : Editorial Marcombo, 2010.

Boxwell, Michael. *SOLAR ELECTRICITY HANDBOOK*. UK : Greenstream Publishing, 2010.

Penissi, Oswaldo. *CANALIZACIONES ELECTRICAS RESIDENCIALES*. Caracas: Venezuela : Editorial Melvin C.A., 2006.

COOPERBussmann. *ELECTRICAL PLAN REVIEW*. U.S.A : Cooper Bussmann, Inc., 2004.

Tesis

Requena M., Rafael D. *Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 10MW sobre tejado*. Caracas : Universidad Simón Bolívar, 2009. Tesis.

Kolhe, Mohan. *Techno-Economic Optimum Sizing Of Solar Photovoltaic System*. NY : IEEE Transactions On Energy Conversion, 2009. Vol. 24, NO. 2.

Normas

- IEEE, Standards Coordinating Committee. *IEEE Std 1562, Stand-Alone Photovoltaic (PV) Systems*. New York : Ed. IEEE, 2007.
- IEEE, Standards Coordinating Committee. *IEEE Std 1013, Recommended Practice for Sizing Lead-Acid Batteries for PV Systems*. New York : Ed. IEEE.
- Comisión, Unión Europea. *Universal Technical Standard for Solar Systems*. Madrid : Instituto de Energía Solar ETSI Telecomunicación, 2003.
- CODELECTRA. *Alambres y Cables Aislados para Distribucion de Energía Eléctrica hasta 2000V y Cables de Control*. Venezuela : COVENIN, 2002.
- Código Eléctrico Nacional (Norma COVENIN 200-2004).
- Norma COVENIN 3290-1997, Alumbrado público.

GLOSARIO

- **Definiciones generales**

Acometida: Conductores y equipos para entregar energía eléctrica desde un sistema de suministro eléctrico al sistema de cableado del predio servido.

Ampacidad (Capacidad de corriente en condiciones de uso): La corriente, en amperios, que un conductores puede transportar en forma continua, en las condiciones en que se le usa, sin exceder su temperatura de régimen.

Arreglo solar: Es un conjunto de módulos integrados en forma mecánica o paneles con una estructura soporte y su fundación, seguidor de orientación, y otros componentes, según se requiera, para constituir una unidad de CC productora de energía.

Automático: De actuación propia, que funciona por su propio mecanismo cuando se acciona mediante un medio impersonal, como por ejemplo una variación de corriente, presión, temperatura o configuración mecánica.

Canalización: Canal cerrado de material metálico o no metálico diseñado especialmente para sostener conductores, cables o barras con funciones adicionales permitidas en el código eléctrico nacional. Las canalizaciones incluyen, aunque no se limitan a: tubo metálico rígido, tubo no metálico rígido, tubo metálico intermedio, tubo flexible hermético a los líquidos, tubería metálica flexible, tubo de metal flexible, tubería no metálica eléctrica, tubería metálica eléctrica (EMT), canalización debajo del piso, canalizaciones en pisos celulares de concreto, canalizaciones en pisos celulares de metal, canalizaciones superficiales, canales porta cables y canales de barras colectoras.

Celda Solar: Unidad fotovoltaica básica que genera electricidad cuando está expuesta a la luz.

Circuito de Entrada al Inversor: Los conductores que van desde el inversor a la batería en los sistemas autónomos o conductores que van del inversor a los circuitos de salida fotovoltaicos en la red de generación y distribución eléctrica.

Circuito de Salida del Inversor: Son los conductores que van desde el inversor hasta el centro de carga en los sistemas autónomos o conductores que van desde el inversor hasta el equipo de la acometida u otra fuente de generación de potencia eléctrica, como una fuente de suministro para una red de generación y distribución eléctrica.

Circuito Ramal: Los conductores del circuito entre el último dispositivo de sobrecorriente que protege el circuito y la(s) salida(s).

Conductor aislado: Conductor envuelto dentro de un material de composición y espesor aceptados por el código eléctrico nacional como aislante eléctrico.

Conductor de puesta a tierra: Un conductor que se usa para conectar un equipo o el circuito puesto a tierra de un sistema de cableado a uno o varios electrodos de puesta a tierra.

Controlador de Carga (Regulador de carga): Es el equipo que controla la tensión o la corriente, o ambos y es utilizado para cargar la batería.

Generación eléctrica y Red de distribución: Un sistema de generación, distribución y utilización, tal como un sistema de suministro eléctrico con sus cargas conectadas, externas y no controladas por el sistema de potencia fotovoltaico.

Interruptor automático: Dispositivo diseñado para abrir y cerrar un circuito de manera no automática y abrir el circuito automáticamente cuando se produzca una sobrecorriente predeterminada sin daños para el mismo cuando se aplique adecuadamente dentro de su régimen.

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 (PCU) o sistema de conversión de energía (PCS)) 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.

Módulo: Una unidad completa, protegida del medio ambiente que consiste de células solares, componentes ópticos y otros, excepto los de orientación, diseñado para generar corriente continúa cuando recibe la luz del sol.

Panel: Conjunto de módulos unidos mecánicamente, cableado y diseñado para ser instalado en el campo.

Panel de distribución: Un panel o grupo de paneles diseñados para ensamblarse en forma de un sólo panel, incluyendo barras y dispositivos automáticos de sobrecorriente, y equipado con o sin suiches para el control de alumbrado, calefacción o circuitos de potencia, diseñado para ser instalado en un gabinete, colocado en o contra la pared o tabique y accesible sólo por el frente.

Profundidad máxima de descarga (MDOD): La máxima energía en Amper-horas (Ah) expresada en porcentaje, que logran ser removido de la capacidad total de las baterías durante toda su vida útil.

Profundidad máxima de descarga diaria (MDDOD): La máxima energía en Amper-horas (Ah) expresada en porcentaje, que logran ser removido de la capacidad total de las baterías diariamente o de forma seguida.

Sistema Autónomo: Sistema fotovoltaico solar que suministra potencia de modo independiente de otros sistemas eléctricos.

Sistema Fotovoltaico Solar: Conjunto de componentes y subsistemas que, combinados, convierten la energía solar en energía eléctrica capaz de accionar una carga de utilización.

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.

Sobrecorriente: Cualquier valor de corriente, en exceso de la corriente nominal del equipo, o sobre la ampacidad de un conductor. La sobrecorriente puede ser originada por una sobrecarga, un cortocircuito o una falla a tierra.

Tensión: Es el mayor valor eficaz de la diferencia de potencial entre dos conductores cualesquiera del circuito al que pertenecen.

Tensión del Sistema Fotovoltaico: Es la tensión de corriente continua (cc.) de cualquier fuente fotovoltaica o de un circuito fotovoltaico de salida. Para instalaciones bipolares o de hilos múltiples, la tensión del sistema fotovoltaico es la tensión más alta entre cualquiera de dos conductores cc.

Tensión nominal: Valor nominal asignado al circuito o sistema para la denominación de su clase de tensión. Ej.: 120/240 V, 480/277 V, 600 V, 48 VDC, 72

VDC, etc. La tensión real de operación del circuito, puede variar del valor nominal dentro de una banda que permite el funcionamiento satisfactorio del equipo.

Tierra: Conexión conductora, intencional o accidental, entre un circuito eléctrico o equipo y la tierra o algún conductor que se usa en su lugar.

- **Definiciones iluminación**

Iluminación: Es la aplicación de luz a los objetos, o a sus alrededores para que puedan ver.

Iluminancia: Es el cociente del flujo luminoso recibido por un elemento de superficie que contiene el punto, entre el área de dicho elemento.

Iluminancia media: Es el cociente de la integral de la iluminancia en todos los puntos de una superficie entre el área de dicha superficie.

ANEXOS

ANEXO N° 1

Memoria Descriptiva

1. Condiciones Generales

1.1. Generalidades

Para el proyecto de generación eléctrica por energía solar en una industria nacional se reseñan los materiales, equipos y mano de obra necesarios para la ejecución de las obras eléctricas, así como también se presentan los planos de disposición de los equipos y tableros, los diagramas unifilares y un estudio económico comparativo. Los planos detallados de las canalizaciones eléctricas y los planos detallados de disposición de equipos en tableros quedan fuera del alcance de este informe y los realizará el personal de ingeniería M.F. C.A.

1.2. Descripción general de los sistemas fotovoltaicos

En este proyecto se presenta dos topologías diferentes:

1.2.1. Sistema fotovoltaico aislado

El sistema fotovoltaico aislado prestará servicio sólo durante el día y pasará la carga a la red eléctrica nacional por medio de un suiche automático de transferencia durante la noche o en momentos del día en que exista poca radiación solar por un tiempo mayor a treinta (30) minutos, tiempo de duración de la reserva (banco de baterías).

1.2.2. Sistema fotovoltaico de conexión a red con sistema de respaldo

La segunda topología es el sistema fotovoltaico de conexión a red con sistema de respaldo, el cual, en condiciones normales de operación, el inversor de conexión a red trabajara en paralelo con la red eléctrica nacional. Este sistema presenta una ventaja, ya que tiene a disposición un sistema de respaldo que mantendrá la carga en casos de falla en el servicio eléctrico. El inversor de conexión a red no puede funcionar sin otra fuente de generación.

1.2.3. Red Eléctrica Nacional (REN)

Consiste en el sistema eléctrico cuya fuente de energía la constituye la red eléctrica de CORPOELEC. Esta red opera a 208/120 V @ 60 Hz.

1.3. Códigos y Normas

Para la realización de este trabajo de grado se consultaron las siguientes referencias:

- IEEE, Standards Coordinating Committee. *IEEE Std 1562, Stand-Alone Photovoltaic (PV) Systems*. New York : Ed. IEEE, 2007.
- IEEE, Standards Coordinating Committee. *IEEE Std 1013, Recommended Practice for Sizing Lead-Acid Batteries for PV Systems*. New York : Ed. IEEE.
- Comisión, Unión Europea. *Universal Technical Standard for Solar Systems*. Madrid : Instituto de Energía Solar ETSI Telecomunicación, 2003.
- CODELECTRA. *Alambres y Cables Aislados para Distribucion de Energía Eléctrica hasta 2000V y Cables de Control*. Venezuela : COVENIN, 2002.
- Código Eléctrico Nacional (Norma COVENIN 200-2004).

- Norma COVENIN 3290-1997, Alumbrado público.

1.4. Criterios de diseño

Los criterios de diseño considerados se presentan a continuación:

1.4.1. Arreglo Fotovoltaico

En el diseño del arreglo solar se tomaron criterios diferentes para los sistemas planteados en este informe, el sistema fotovoltaico aislado fue diseñado bajo los criterios de la Std IEEE 1526-2007 y el sistema fotovoltaico de conexión a red con sistema de respaldo bajo los criterios planteados por la Universidad de Comillas de Madrid-España.

1.4.2. Banco de baterías

El banco de baterías se diseño bajo los criterios y recomendaciones de la Std IEEE 1013-1990.

1.4.3. Cableado y Protecciones

Para las especificaciones referentes al cableado y a las protecciones de las instalaciones eléctricas de esta edificación, se tomo como referencia lo establecido en los capítulos 2,3 y 6 del Código Eléctrico Nacional (CEN).

1.4.4. Caída máxima de tensión

El calibre de los conductores será seleccionado de tal manera que la caída de tensión máxima desde el punto de suministro de energía eléctrica hasta el tablero

principal, no será mayor al 1,5% de la tensión nominal en corriente alterna. Los límites para las caídas de tensiones en corriente continua son establecidas por los quipos a utilizar.

1.4.4. Niveles de iluminancia

Para la realización de este diseño se tomo como referencia la norma COVENIN 3290-1997 de Alumbrado público. En la cual se presentan tablas con una gama de valores recomendados de iluminancia según el área específica del alumbrado.

1.5. Alcance del trabajo

El presente documento comprende el diseño del sistema generación eléctrica por energía solar para el área administrativa de una industria nacional, así como la selección de equipos a instalar con la finalidad de cumplir con los requerimientos de confort y seguridad desde el punto de vista eléctrico. Para el mismo se han efectuado consultas técnicas y bibliográficas.

El alcance se limita a la realizar los cálculos, especificaciones de equipos, diagramas unifilares, plano del cuarto de baterías, plano del soporte de los paneles, planos de ubicación de los equipos y estudio económico del sistema de generación. Los planos de canalizaciones y los planos de disposición de equipos en tableros no son parte de los objetivos de este proyecto.

ANEXO N° 2

Memoria de Cálculos

A continuación se presenta una Memoria de Cálculos que contempla los cálculos que no fueron desarrollados en detalle en el informe del trabajo de grado.

1. Corrientes de cortocircuito soportadas por los cables

Los niveles de cortocircuito máximos soportados por los conductores THHN se obtuvieron tal como se indicó en el apartado 4.6.2.2 con la ecuación veintiocho (28). A continuación presentaremos un ejemplo para el conductor AWG #12 THHN a 90°C en un (1) ciclo, seguido de una tabla con todos los casos posibles. Los datos que se utilizarán para este caso serán(11):

1. Área del conductor AWG #12 THHN 90°C (A): 6,53kcmil
2. Tiempo de despeje (t): 1 ciclo (0,0167seg)
3. Temperatura de operación del cable (T₁): 90 °C
4. Temperatura máxima de cortocircuito del cable (T₂): 250 °C

Con estos datos tenemos:

$$I_{ccMAX} = 6,35 * \sqrt{\frac{0,0297 * \log\left(\frac{250 + 234}{90 + 234}\right)}{0,0167}}$$

$$I_{ccMAX} = 3,64kA$$

Aplicando este procedimiento para todos los casos tenemos la siguiente tabla:

Tabla 1. Corriente máxima de cortocircuito soportada por los cables con aislamiento THHN

Calibre del conductor	Ciclos para el despeje									
	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5
	Máxima corriente soportada por el cable (kA)									
AWG #12	5,15	3,64	2,97	2,57	2,30	2,10	1,95	1,82	1,72	1,63
AWG #10	8,18	5,78	4,72	4,09	3,66	3,34	3,09	2,89	2,73	2,59
AWG #8	13,01	9,20	7,51	6,51	5,82	5,31	4,92	4,60	4,34	4,11
AWG #6	20,68	14,62	11,94	10,34	9,25	8,44	7,82	7,31	6,89	6,54
AWG #4	32,90	23,26	18,99	16,45	14,71	13,43	12,43	11,63	10,97	10,40
AWG #2	52,30	36,98	30,20	26,15	23,39	21,35	19,77	18,49	17,43	16,54
AWG #1/0	83,17	58,81	48,02	41,58	37,19	33,95	31,43	29,40	27,72	26,30
AWG #2/0	104,87	74,15	60,55	52,44	46,90	42,81	39,64	37,08	34,96	33,16
AWG #3/0	132,25	93,52	76,36	66,13	59,15	53,99	49,99	46,76	44,08	41,82
AWG #4/0	166,78	117,93	96,29	83,39	74,58	68,09	63,04	58,96	55,59	52,74
#250 kcmil	197,04	139,33	113,76	98,52	88,12	80,44	74,47	69,66	65,68	62,31
#300 kcmil	275,86	195,06	159,27	137,93	123,37	112,62	104,26	97,53	91,95	87,23
#500 kcmil	394,08	278,66	227,52	197,04	176,24	160,88	148,95	139,33	131,36	124,62

2. Corrientes de cortocircuito

2.1 Generador fotovoltaico aislado

Para este sistema tenemos los siguientes tramos:

- *Del generador fotovoltaico al regulador de carga*

La corriente máxima de cortocircuito en este tramo será:

$$I_{ccMAX} = 1,56 \cdot I_{sc} \cdot (n - 1)$$

$$I_{ccMAX} = 76,56A$$

Donde “n” sería la cantidad de ramas en paralelo. La curva de fusión del fusible de 20A nos arroja que para un valor de 76,56A la fusión sucede en menos de 3seg, para lo cual el conductor resiste sin problema.

- *Del regulador de carga al banco de baterías e inversor*

El aporte de la corriente de cortocircuito viene del banco de baterías, la resistencia interna de las 24 unidades sería $R_i=5,04m\Omega$ y un voltaje de 48V, de lo que obtenemos:

$$I_{ccMAX} = \frac{48V}{5,04m\Omega}$$

$$I_{ccMAX} = 9.523,81A$$

Corriente que es soportada por los conductores y equipos de protección. El inversor no tendrá ningún aporte al cortocircuito debido a que está protegido contra retornos de alimentación.

- *Del inversor al tablero de distribución de cargas*

Para el sistema aislado sólo se presentaran los aportes del sistema fotovoltaico pasando por la transferencia (ATS) hasta el tablero principal de las cargas, el inversor a utilizar (Xtender 8000-48) está protegido electrónicamente contra las sobre cargas, los cortocircuitos (mediante limitadores de corriente) y los sobrecalentamiento. En caso de sobrecarga o cortocircuito en la salida, el inversor se para en menos de 15ms por unos segundos y se reinicia. El inversor se encuentra en esta situación de manera repetitiva en un corto periodo, se parará definitivamente y se reiniciara sólo por el mando manual de un operador. Esto hará que los equipos no se encuentren en presencia de corrientes de cortocircuitos elevadas.

2.2 Generador fotovoltaico conectado a la red con sistema de respaldo

Para este sistema tenemos los siguientes tramos:

- *Del generador fotovoltaico al inversor de conexión a red*

La corriente máxima de cortocircuito en este tramo será:

$$I_{ccMAX} = 1,56 \cdot I_{sc} \cdot (n - 1)$$

$$I_{ccMAX} = 178,65A$$

Donde n seria la cantidad de ramas en paralelo. La curva de fusión del fusible de 20A nos arroja que para un valor de 178,65A la fusión sucede en menos de 0,1seg, para lo cual el conductor resiste sin problema. El inversor no tiene ningún aporte ya que posee protecciones en cuanto a retornos de alimentación junto con limitadores de corriente.

- *Tramo entre el inversor de conexión a la red, la red eléctrica nacional y el inversor bidireccional*

El único aporte a un cortocircuito en el tablero de distribución será por parte de la red nacional y de los motores que se encuentran presentes en el mismo nodo pero fuera del alcance de este sistema de generación. Para el cálculo del cortocircuito en el secundario del transformador tenemos la siguiente ecuación(12):

$$I_{SCT} = \frac{I_n \cdot 100}{\%Z_T} = \frac{2,77kA * 100}{2,2}$$

$$I_{SCT} = 126,043kA$$

Esta corriente se usara para calcular el cortocircuito en el tablero principal de la siguiente forma:

$$I_{SCTP1} = \frac{I_{SC}}{1 + \frac{2 \cdot L \cdot I_{SC}}{C \cdot n \cdot V_{L-L}}}$$

Donde:

C: Contante del conductor. Obtenido de la tabla 1 y 2 de la referencia (12)

n: Numero de conductores por fase.

L: Longitud del conductor. En pies

Teniendo todos los datos obtenemos como resultado:

$$I_{SCTP} = \frac{126,043kA}{1 + \frac{2 * 65,62 * 126,043}{15,082 * 1 * 208}} = 20,1kA$$

El aporte que dan los motores conectados en la instalación será de cinco (5) veces la corriente nominal de los mismos (12). En total nos encontraremos con cinco (5) motores de las siguientes corrientes:

- Dos (2) motores de 25Hp → 74,8A
- Un (1) motor de 20Hp → 59,4A
- Un (1) motor de 75Hp → 211A
- Un (1) motor de 40Hp → 114A

El total de la corriente de cortocircuito en el tablero principal de cargas será:

$$I_{SCTP} = 20,1kA + 5 * 74,8A + 5 * 59,4A + 5 * 211A + 5 * 114A$$

$$I_{SCTP} = 22,39kA$$

Corriente que es soportada por las protecciones y los conductores.

3. Caídas de tensión

3.1 Generador fotovoltaico aislado

3.1.1 Caídas de tensión en corriente directa

Para este sistema tenemos los siguientes tramos:

- *Del generador fotovoltaico al regulador de carga*

Se utilizará un conductor recubierto AWG #6 THHN de 7 hilos en el primer tramo, en el segundo tramo se utilizará un conductor recubierto AWG #2 THHN de 7 hilos. Los datos necesarios son los siguientes:

1. Resistencia del conductor recubierto AWG #6 (R): 1,762ohm/km. se obtuvo de la tabla 8 del CEN (Propiedades de conductores).
2. Resistencia del conductor recubierto AWG #2 (R): 2,705ohm/km. se obtuvo de la tabla 8 del CEN (Propiedades de conductores).
3. Resistencia del conductor recubierto AWG #2 (R): 0,693ohm/km. se obtuvo de la tabla 8 del CEN (Propiedades de conductores).
4. Distancia recorrida por el conductor AWG #6 (L): 40m.
5. Distancia recorrida por el conductor AWG #2 (L): 0,5m.
6. Corriente por el conductor (I): 12,7A.

Con los datos obtenidos del diseño, la caída total de tensión para los paneles más alejados de los tableros T-RC es:

$$V_{d.total} = \frac{2 * 1,762ohm/km * 40m * 12,7A}{1000} + \frac{2 * 0,693ohm/km * 0,5m * 12,7A}{1000}$$

$$V_{d.total} = 1,702V$$

Lo cual equivale al 2,28% del voltaje del sistema. Este valor se tomo en cuenta en el cálculo de los paneles fotovoltaicos.

Con los datos obtenidos del diseño, la caída total de tensión para los paneles más cercanos a los tableros T-RC es:

$$V_{d.total} = \frac{2 * 2,715ohm/km * 20m * 12,7A}{1000} + \frac{2 * 0,693ohm/km * 0,5m * 12,7A}{1000}$$

$$V_{d.total} = 1,408V$$

Lo cual equivale al 1,98% del voltaje del sistema. Este valor se tomo en cuenta en el cálculo de los paneles fotovoltaicos.

Teniendo una diferencia de caída de tensión tan pequeña entre los paneles alejados y los más cercanos a los tableros T-RC, se puede despreciar la diferencia de tensión en sus terminales.

- *Del regulador de carga al T-IB*

Se utilizará un conductor recubierto AWG #1/0 THHN de 19 hilos. Los datos necesarios son los siguientes:

1. Resistencia del conductor recubierto AWG #1/0 (R): 0,415ohm/km. *se obtuvo de la tabla 8 del CEN (Propiedades de conductores).*
2. Distancia recorrida por el conductor (L): 9m.
3. Corriente por el conductor (I): 80A.

Con los datos obtenidos del diseño, la caída total de tensión será:

$$V_{d.total} = \frac{2 * 0,415ohm/km * 9m * 80A}{1000}$$

$$V_{d.total} = 0,598V$$

Lo cual equivale al 1,25% del voltaje del sistema. La caída de tensión máxima admitida por el regulador de carga será de 1,43%.

- *Del T-IB al inversor*

Se utilizaron cuatro (4) conductores recubiertos kcmil #500 THHN de 37 hilos. Los datos necesarios son los siguientes:

1. Resistencia del conductor recubierto kcmil #500 (R): 0,0217ohm/km. *se obtuvo de la tabla 8 del CEN (Propiedades de conductores).*
2. Distancia recorrida por el conductor (L): 1,1m.
3. Corriente por el conductor (I): 1.285,71A.

Con los datos obtenidos del diseño, la caída total de tensión será:

$$V_{d.total} = \frac{2 * 0,0217ohm/km * 1,1m * 1.285,71A}{1000}$$

$$V_{d.total} = 0,061V$$

Lo cual equivale al 0,127% del voltaje del sistema. Este valor será tomado en cuenta para la verificación del voltaje de entrada del inversor.

- *Del T-IB al banco de baterías*

La caída de tensión es exactamente igual que el tramo entre el tablero y el inversor, debido a que los parámetros son los mismos.

3.1.2 Caídas de tensión en corriente alterna

Para este sistema tenemos los siguientes tramos:

- *Del inversor al ATS*

Se utilizará un conductor recubierto AWG #4/0 THHN de 19 hilos. Los datos necesarios son los siguientes:

1. Resistencia del conductor recubierto AWG #4/0 (r): 0,207ohm/km. se obtuvo de la tabla 9 del CEN para una canalización de acero.
2. Reactancia del conductor recubierto AWG #4/0 (x): 0,167ohm/km. se obtuvo de la tabla 9 del CEN para una canalización de acero.
3. Distancia recorrida por el conductor (L): 50,5m.
4. Corriente por el conductor (I): 149,88A.

$$\Delta V\% = 49,61 * 0,0505 * \frac{(0,207 * 0,97 + 0,167 * \sin(\cos^{-1} 0,97))}{10 * 0,208^2}$$

$$\Delta V\% = 1,3\%$$

Esta caída de tensión debe tenerse en cuenta a la hora de calcular la máxima caída de tensión en la instalación, si se supera el 5% establecido en la norma se debe modificar este cableado.

3.2 Generador fotovoltaico conectado a la red con sistema de respaldo

3.2.1 Caídas de tensión en corriente directa

Para este sistema tenemos los siguientes tramos:

- *Del generador fotovoltaico al tablero T-AF*

Se utilizará un conductor recubierto AWG #12 THHN de 7 hilos. Los datos necesarios son los siguientes:

1. Resistencia del conductor recubierto AWG #12 (R): 7,056ohm/km. se obtuvo de la tabla 8 del CEN (Propiedades de conductores).
2. Distancia recorrida por el conductor (L): 35m.
3. Corriente por el conductor (I): 12,7A.

Con los datos obtenidos del diseño, la caída total de tensión será:

$$V_{d.total} = \frac{2 * 7,056ohm/km * 35m * 12,7A}{1000}$$

$$V_{d.total} = 6,273V$$

Lo cual equivale al 1,51% del voltaje del sistema. A este valor debemos sumarle la caída de tensión desde el tablero al inversor y tener cuidado con el voltaje mínimo de entrada al inversor.

- *Del tablero T-AF al inversor con conexión a red*

Se utilizará un conductor recubierto AWG #4/0 THHN de 19 hilos. Los datos necesarios son los siguientes:

1. Resistencia del conductor recubierto AWG #4/0 (R): 0,215ohm/km. *se obtuvo de la tabla 8 del CEN (Propiedades de conductores).*
2. Distancia recorrida por el conductor (L): 10m.
3. Corriente por el conductor (I): 153,375A.

Con los datos obtenidos del diseño, la caída total de tensión será:

$$V_{d.total} = \frac{2 * 0,215ohm/km * 10m * 153,375A}{1000}$$

$$V_{d.total} = 0,66V$$

Lo cual equivale al 0,158% del voltaje del sistema. Sumando este valor con la caída de tensión de los paneles al tablero T-AF y comparándolo con el valor mínimo admitido por el inversor nos damos cuenta que la caída de tensión es despreciable.

- *Del inversor bidireccional al banco de baterías*

Se utilizaron cuatro (4) conductores recubiertos kcmil #500 THHN de 37 hilos. Los datos necesarios son los siguientes:

1. Resistencia del conductor recubierto kcmil #500 (R): 0,0217ohm/km. se obtuvo de la tabla 8 del CEN (Propiedades de conductores).
2. Distancia recorrida por el conductor (L): 1,1m.
3. Corriente por el conductor (I): 1.285,71A.

Con los datos obtenidos del diseño, la caída total de tensión será:

$$V_{d.total} = \frac{2 * 0,0217ohm/km * 1,1m * 1.285,71A}{1000}$$

$$V_{d.total} = 0,061V$$

Lo cual equivale al 0,127% del voltaje del sistema.

3.2.2 Caídas de tensión en corriente alterna

Para este sistema tenemos los siguientes tramos:

- *Del inversor con conexión a red al sistema de respaldo*

Se utilizará un conductor recubierto AWG #4/0 THHN de 19 hilos. Los datos necesarios son los siguientes:

5. Resistencia del conductor recubierto AWG #4/0 (r): 0,207ohm/km. se obtuvo de la tabla 9 del CEN para una canalización de acero.

6. Reactancia del conductor recubierto AWG #4/0 (x): 0,167ohm/km. se obtuvo de la tabla 9 del CEN para una canalización de acero.
7. Distancia recorrida por el conductor (L): 50,5m.
8. Potencia consumida por la instalación (kVA): 49,61kVA.
9. Tensión de línea de la instalación (kV): 0,208kV

$$\Delta V\% = 49,61 * 0,0505 * \frac{(0,207 * 0,97 + 0,167 * \sin(\cos^{-1} 0,97))}{10 * 0,208^2}$$

$$\Delta V\% = 1,3\%$$

Esta caída de tensión debe tenerse en cuenta a la hora de calcular la máxima caída de tensión en la instalación, si se supera el 5% establecido en la norma se debe modificar este cableado.

- *Del inversor bidireccional al sistema de respaldo*

La caída de tensión es exactamente igual que el tramo entre el inversor con conexión a red y el sistema de respaldo, debido a que los parámetros son los mismos.



NASA Surface meteorology and Solar Energy: HOMER Data



Geometry Information

Elevation: 0 meters
averaged from the
USGS GTOPO30
digital elevation model

Northern boundary
11
Center
Latitude 10.5
Longitude 67.5
Southern boundary
10
Western boundary
68
Eastern boundary
69

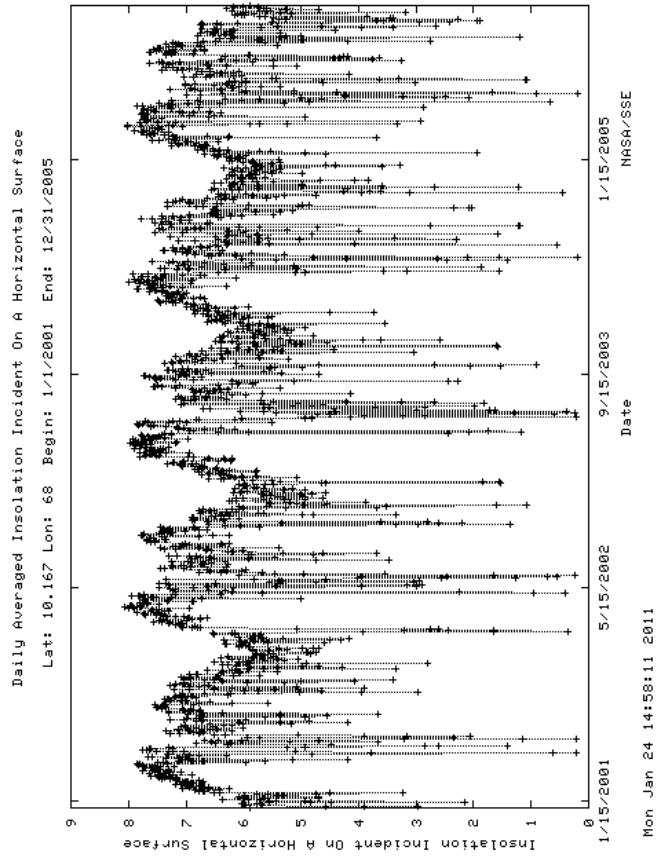
[Show A Location Map](#)

Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m²/day)
Lat 10.167 / Lon 68

5.69
6.53
7.05
7.26
6.34
5.17
5.74
6.12
6.29
5.94
5.54
5.39

Daily Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface
Dates: 1/1/2001 through 12/31/2005

The plain text list contains 1826 values.



Responsible NASA Official: John M. Kueterer
Site Administration/Help: NASA Langley ASDC User
Services (larc@eos.nasa.gov)
[[Privacy Policy and Important Notices](#)]
Document generated on Mon Jan 24 14:58:18 EST 2011

[Back to SSE Data Set Home Page](#)

ANEXO N° 4

Simulación - PVSyst

1. Descripción del software de simulación: PVSyst 5.0

Se trata de un software de uso para el estudio, calibración, análisis de simulación y de los datos de los sistemas fotovoltaicos. A continuación se muestra un esquema en el que figuran los distintos módulos que utilizaremos y son ofrecidos por este sistema.

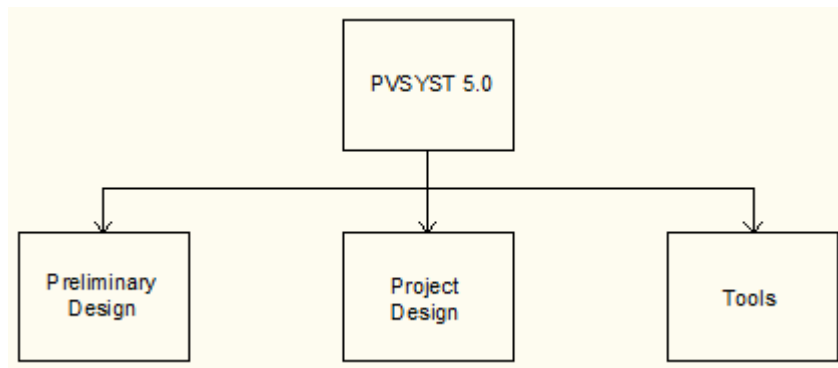


Figura 1. Diagrama de módulos de PVSyst

En los siguientes puntos se realizará una breve descripción de cada uno de los módulos y sus posibilidades de aplicación.

1.1 Preliminary design

Es un instrumento rápido y de fácil uso. Los parámetros iniciales de partida es si se trata de una instalación conectada a red o autónoma.

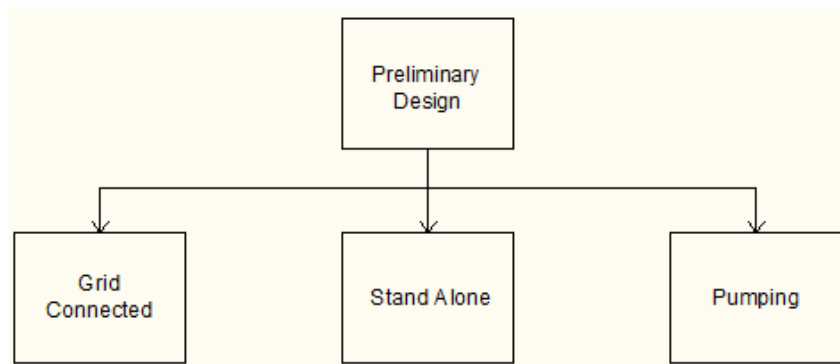


Figura 2. Diagrama de módulos de Preliminary Design: opciones de cálculo

Para sistemas de conexión a red, y especialmente para construir la integración, es una aplicación orientada a la parte arquitectónica. Lo que quiere decir esto es que se requiere como datos de entrada el área disponible, la potencia nominal o la energía a obtener deseada. Los parámetros adicionales son las propiedades generales acerca de la tecnología fotovoltaica.

Este primer modulo realiza las evaluaciones del rendimiento del sistema instantáneamente en valores mensuales, empleando pocas características generales del sistema, sin especificar componentes específicos.

1.2 Project design

Realiza una simulación detallada utilizando valores horarios, que ayuda al usuario a definir el campo fotovoltaico y a la selección correcta de los componentes de la instalación. Se puede generar un informe completo con todos los parámetros y resultados principales.

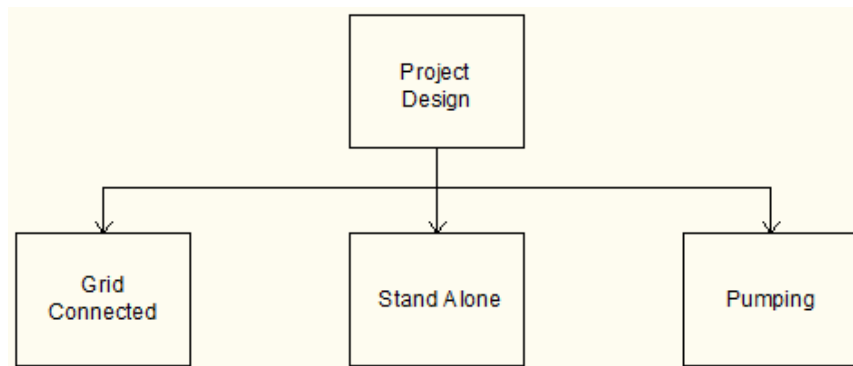


Figura 3. Diagrama de módulos de Project Design: opciones de cálculo

La orientación del plano se puede definir en distintas configuraciones, siendo calculadas la irradiación disponible según la inclinación del módulo, analizando las posibles inclinaciones y la doble-orientación.

Para la conexión a red, el usuario debe introducir la potencia nominal deseada, para escoger el inversor y los tipos de modulo FV que el programa dispone en su base de datos o los almacenados por el programador. El propio software devuelve como salida una propuesta de número de inversores, y una posible disposición del campo fotovoltaico (el número de módulos en serie y en paralelo). Esta elección se realiza teniendo en cuenta las limitaciones del sistema: el número de módulos en serie debe producir una tensión de MPP compatible con la tensión del inversor.

1.3 Tools

Analiza el resultado meteorológico de la base de datos y la administración de componentes. Proporciona una elección amplia de instrumentos solares generales (geometría solar, metrología en paneles inclinados, etc).

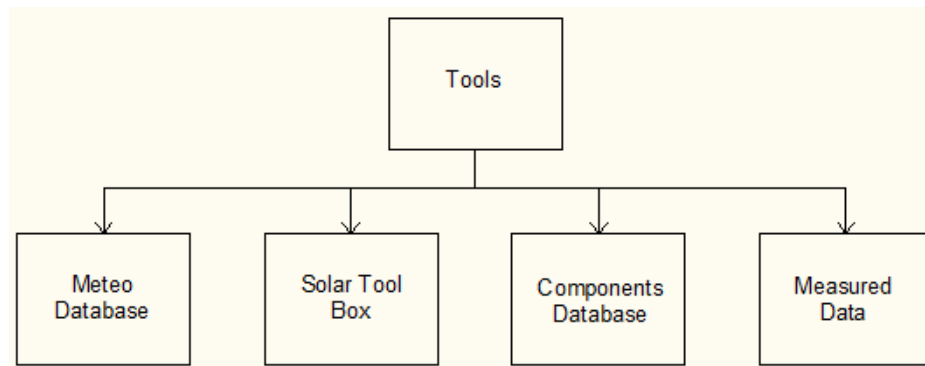


Figura 4. Diagrama de módulos de Tools: herramientas disponibles

2. Simulación del sistema fotovoltaico

La aplicación de este software para la simulación y predicción del comportamiento de un equipo o instalación es una herramienta de elevado interés a la hora de evaluar distintas posibilidades o soluciones técnicas.

Los objetivos buscados con esta simulación serán:

- Tener como referencia para el diseño de instalaciones fotovoltaicas con conexión a red
- Tener una herramienta que nos permita hacer estudios sobre la influencia de las variables y parámetros en el funcionamiento del sistema.

El escenario que se evaluó fue el sistema fotovoltaico con conexión a red.

A continuación se muestran los supuestos adoptados y consecuencia de la simulación con las bases de datos meteorológicas, base de datos de componentes, los resultados y gráficas obtenidos del sistema tras la simulación.

2.1 Sistema fotovoltaico con conexión a red

Esta simulación se hará para el sistema fotovoltaico con conexión a la red sin tomar en cuenta el sistema de respaldo.

	PVSYST V5.06	10/03/11	Página 1/4
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación			
Proyecto : SGExES Industria Nacional			
Lugar geográfico		Valencia	País Venezuela
Ubicación	Latitud	10.1°N	Longitud 87.8°W
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT+4	Altitud 423 m
	Albedo	0.20	
Datos climatológicos : Valencia, Synthetic Hourly data			
Variante de simulación Sin efecto de sombreado			
	Fecha de simulación	10/03/11 10h30	
Parámetros de la simulación			
Orientación Plano Receptor		Inclinación 15°	Acimut 0°
Perfil obstáculos		Sin perfil de obstáculos	
Sombras cercanas		Sombreado lineal	
Características generador FV			
Módulo FV	Si-poly	Modelo	Power Plus 220 P
		Fabricante	Conergy
Número de módulos FV	En serie	13 módulos	En paralelo 18 cadenas
N° total de módulos FV	N° módulos	234	Pnom unitaria 220 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	51 kWp	En cond. funciona. 48 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	341 V	I mpp 135 A
Superficie total	Superficie módulos	381 m²	
Inversor		Modelo	PowerGate Plus PVS-50
		Fabricante	Satcon
Características	Tensión Funciona.	305-600 V	Pnom unitaria 50 kW AC
Factores de pérdida Generador FV			
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
=> Temp. Opera. Nom. Cél. (G=800 W/m², Tamb=20° C, VelViento=1m/s)			TONC 45 °C
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	43 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas 1.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas 2.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parámetro bo 0.05
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)			

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

Figura 5. Resumen de la simulación del sistema fotovoltaico con conexión a red

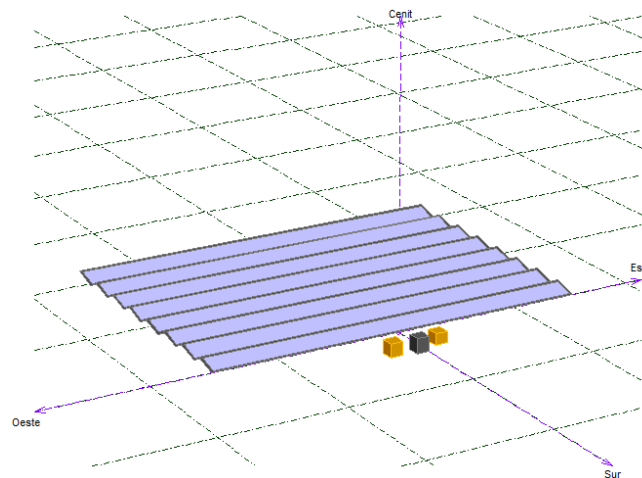


Figura 6. Perspectiva del campo FV y la situación del sombreado cercano

Las cajas en frente del campo fotovoltaico (franja azul) de colores gris y amarillo representan los aires acondicionados y las posibles sombras en los paneles. A continuación se obtendrá el diagrama iso-sombrados para esta ubicación.

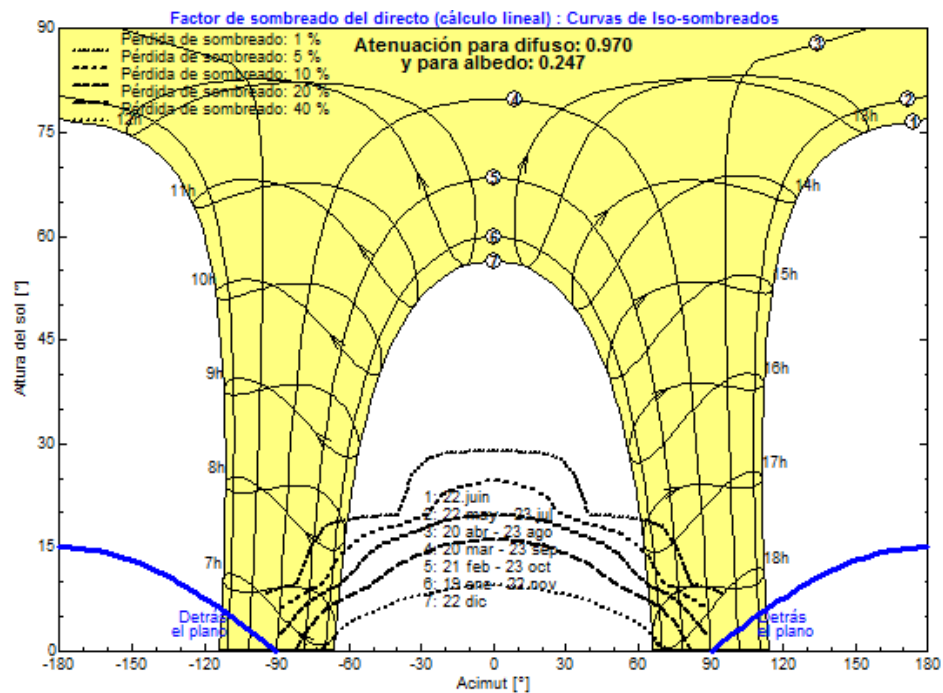


Figura 7. Diagrama de iso-sombrados

Ahora se presentaran la energía producida en un año y el factor de rendimiento del campo fotovoltaico.

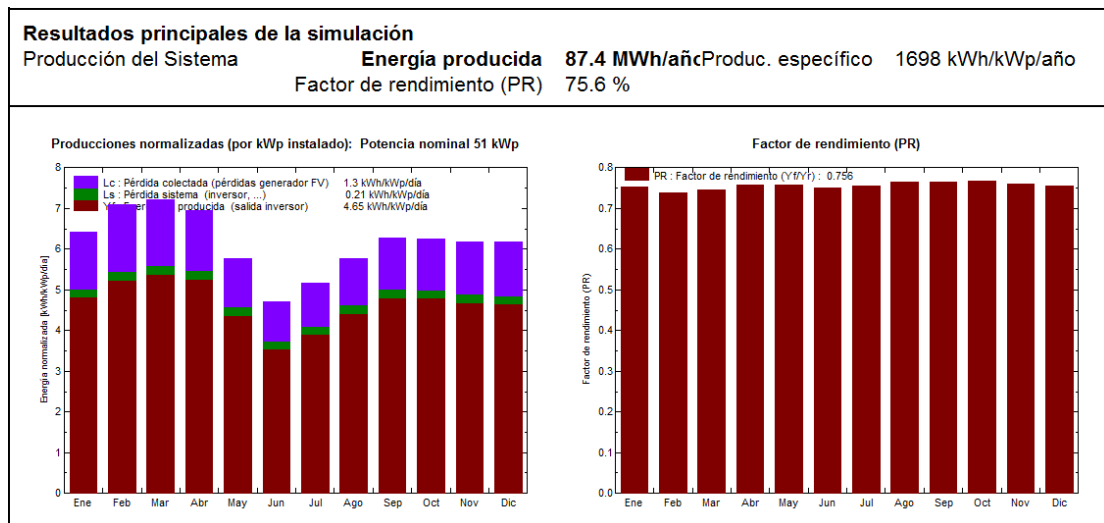


Figura 8. Factor de Rendimiento y producción normalizada

Luego de esto se obtiene un balance general de la producción del sistema.

Nueva variante de simulación
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	176.4	28.10	198.7	191.1	8027	7704	10.60	10.18
Febrero	182.8	29.60	198.7	192.0	7849	7544	10.37	9.97
Marzo	218.5	30.30	223.4	216.0	8927	8576	10.49	10.08
Abril	217.8	27.50	208.2	200.4	8459	8125	10.66	10.24
Mayo	196.5	27.30	179.1	171.4	7310	6986	10.71	10.24
Junio	155.1	26.20	141.3	134.4	5785	5465	10.74	10.15
Julio	177.9	25.90	160.3	153.2	6566	6238	10.75	10.21
Agosto	189.7	25.60	179.0	171.1	7377	7045	10.82	10.33
Septiembre	188.7	25.90	188.2	181.2	7737	7412	10.79	10.34
Octubre	184.1	26.40	194.0	186.9	7990	7654	10.81	10.36
Noviembre	166.2	26.00	185.1	177.7	7548	7237	10.71	10.26
Diciembre	167.1	26.80	191.2	183.4	7760	7440	10.65	10.21
Año	2221.0	27.12	2247.4	2158.8	91337	87424	10.67	10.21

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador
T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energía reinyectada en la red
GlobInc Global incidente en plano receptor EffArrR Eficiencia Esal campo/superficie bruta
GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EffSysR Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Figura 9. Balance general

Se puede apreciar en estos resultados la cantidad de paneles solares presentes en la instalación, los cuales son muy parecidos a los resultados obtenidos pero con una diferencia en la cantidad de paneles en serie y en paralelo debido a la libertad que se permite en este tipo de cálculos.

También se obtuvo la energía producida por el campo fotovoltaico dando como resultado un óptimo arreglo y la posibilidad de inyectar energía a las otras cargas cercanas de la misma industria.

ANEXO N° 5

Planos

Los planos anexados a este informe son los siguientes:

1. Planos de ubicación de equipos.
2. Plano del cuarto de baterías.
3. Plano del Soporte de Paneles fotovoltaicos.
4. Diagramas Unifilares.

ANEXO N° 6

Tabla 310.15 CEN

Tabla 310.15 (B)(2)(a) Factores de Ajuste para Más de Tres Conductores Portadores de Corriente en Una Canalización o Cable.

Número de Conductores Portadores de Corriente	Porcentaje de los Valores en las Tablas 310.16 a 310.19, Ajustadas para la Temperatura Ambiente, si es Necesario.
4 □ 6	80
7 □ 9	70
10 □ 20	50
21 □ 30	45
31 □ 40	40
41 y en adelante	35

ANEXO N° 7

Tabla 310.16 CEN

Tabla 310.16 Ampacidades Admisibles de los Conductores Aislados para Tensiones Nominales de 0 a 2000 Voltios y 60°C a 90°C (140°F a 194°F) con No Más de Tres Conductores Portadores de Corriente en Una Canalización, Cable o Directamente Enterrados, Basadas en Una Temperatura Ambiente de 30°C (86°F).

Calibre de los Conductores	Régimen de Temperatura del Conductor (véase la Tabla 310.13)						Calibre de los Conductores
	60° C (140°F)	75° C (167°F)	90° C (194°F)	60° C (140°F)	75° C (167°F)	90° C (194°F)	
	TIPOS TW*, UF*	TIPOS FEPW*, RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*, ZW*	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP*, FEPB*, MI, RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THW-2*, THWN-2*, USE-2, XHH, XHHW-2, ZW-2	TIPOS TW*, UF*	TIPOS RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*	TIPOS TBS, SA, SIS, THHN*, THHW*, THW-2, THWN-2, RHH*, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
AWG/ kcmil	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG/ kcmil
18			14				
16			18				
14 *	20	20	25				
12 *	25	25	30	20	20	25	12*
10 *	30	35	40	25	30	35	10*
8	40	50	55	30	40	45	8
6	55	65	75	40	50	60	6
4	70	85	95	55	65	75	4
3	85	100	110	65	75	85	3
2	95	115	130	75	90	100	2
1	110	130	150	85	100	115	1
1/0	125	150	170	100	120	135	1/0
2/0	145	175	195	115	135	150	2/0
3/0	165	200	225	130	155	175	3/0
4/0	195	230	260	150	180	205	4/0
250	215	255	290	170	205	230	250
300	240	285	320	190	230	255	300
350	260	310	350	210	250	280	350
400	280	335	380	225	270	305	400
500	320	380	430	260	310	350	500
600	355	420	475	285	340	385	600
700	385	460	520	310	375	420	700
750	400	475	535	320	385	435	750
800	410	490	555	330	395	450	800
900	435	520	585	355	425	480	900
1000	455	545	615	375	445	500	1000
1250	495	590	665	405	485	545	1250
1500	520	625	705	435	520	585	1500
1750	545	650	735	455	545	615	1750
2000	560	665	750	470	560	630	2000

ANEXO N° 8

Tabla N° 12(9)

MÁXIMO NÚMERO DE CONDUCTORES DE IGUAL CALIBRE EN TUBERÍAS, TRABAJOS NUEVOS: TIPOS, FEP, FEPB, RUH, RUW, I, TF, THEN, THW, THWN, TW Y TTU.

Trabajos nuevos o realambrados tipos RF-2, RH-2, R, RH, RW, RHH, RHW, RH-RW.

AWG O MCM	1 / 2"	3 / 4"	1"	1 ½"	2"	3"	4"	5"	6"
14	4	6	10	25	41	90	155	-	-
12	3	5	8	21	34	76	132	208	-
10	1	4	7	17	29	64	110	173	-
8	1	3	4	10	17	38	67	105	152
6	1	1	3	6	10	23	41	64	93
4	1	1	3	5	8	18	31	49	72
2	-	1	1	3	6	14	24	38	55
1/0	-	-	1	2	4	9	16	25	37
2/0	-	-	1	1	3	8	14	22	32
3/0	-	-	1	1	3	7	12	19	27
4/0	-	-	-	1	2	6	10	16	23
250	-	-	-	1	1	5	8	13	19
300	-	-	-	1	1	4	7	11	16
350	-	-	-	1	1	3	6	10	15
400	-	-	-	1	1	3	6	9	13
500	-	-	-	1	1	3	5	8	11
600	-	-	-	-	1	1	4	6	9
700	-	-	-	-	1	1	3	6	8
750	-	-	-	-	1	1	3	5	8

ANEXO N° 9

Tabla 9 CEN

Tabla 9 Resistencia y Reactancia de Corriente Alterna (ca) para Cables de 600 Voltios, 3 Fases, 60 Hz, 75°C (167°F) - Tres Conductores Sencillos en Conducto.

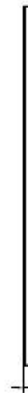
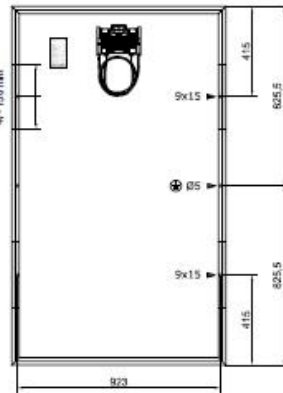
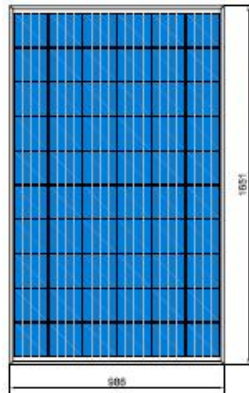
Calibre (AWG ó kcmil)	Ohmios al Neutro por 1000 pies															
	Ohmios al Neutro por 1000 pies								Impedancia Z Eficaz a FP = 0,85 para Conductores Aluminio							
	Resistencia ca de Conductores de Cobre Sin Recubrir				Resistencia de ca de Conductores de Aluminio Sin Recubrir				Ductos de PVC				Ductos de Aluminio			
	Ductos de PVC y Aluminio	Ductos de PVC	Ductos de Aluminio	Ductos de Aluminio	Ductos de PVC	Ductos de PVC	Ductos de Aluminio	Ductos de Aluminio	Ductos de PVC	Ductos de PVC	Ductos de Aluminio	Ductos de Aluminio	Ductos de PVC	Ductos de PVC	Ductos de Aluminio	Ductos de Aluminio
14	0,190 0,058	0,240 0,073	10,2 3,1	10,2 3,1	10,2 3,1	10,2 3,1	10,2 3,1	10,2 3,1	8,9 2,7	8,9 2,7	8,9 2,7	8,9 2,7	8,9 2,7	8,9 2,7	8,9 2,7	8,9 2,7
12	0,177 0,054	0,223 0,068	6,6 2,0	6,6 2,0	6,6 2,0	6,6 2,0	6,6 2,0	6,6 2,0	5,6 1,7	5,6 1,7	5,6 1,7	5,6 1,7	5,6 1,7	5,6 1,7	5,6 1,7	5,6 1,7
10	0,164 0,050	0,207 0,063	3,9 1,2	3,9 1,2	3,9 1,2	3,9 1,2	3,9 1,2	3,9 1,2	3,6 1,1	3,6 1,1	3,6 1,1	3,6 1,1	3,6 1,1	3,6 1,1	3,6 1,1	3,6 1,1
8	0,171 0,052	0,213 0,065	2,56 0,78	2,56 0,78	2,56 0,78	2,56 0,78	2,56 0,78	2,56 0,78	2,26 0,69	2,26 0,69	2,26 0,69	2,26 0,69	2,26 0,69	2,26 0,69	2,26 0,69	2,26 0,69
6	0,167 0,051	0,210 0,064	1,61 0,49	1,61 0,49	1,61 0,49	1,61 0,49	1,61 0,49	1,61 0,49	1,44 0,44	1,44 0,44	1,44 0,44	1,44 0,44	1,44 0,44	1,44 0,44	1,44 0,44	1,44 0,44
4	0,157 0,048	0,197 0,060	1,02 0,31	1,02 0,31	1,02 0,31	1,02 0,31	1,02 0,31	1,02 0,31	0,95 0,29	0,95 0,29	0,95 0,29	0,95 0,29	0,95 0,29	0,95 0,29	0,95 0,29	0,95 0,29
3	0,154 0,047	0,194 0,059	0,82 0,25	0,82 0,25	0,82 0,25	0,82 0,25	0,82 0,25	0,82 0,25	0,75 0,23	0,75 0,23	0,75 0,23	0,75 0,23	0,75 0,23	0,75 0,23	0,75 0,23	0,75 0,23
2	0,148 0,045	0,187 0,057	0,62 0,19	0,62 0,19	0,62 0,19	0,62 0,19	0,62 0,19	0,62 0,19	0,62 0,19	0,62 0,19	0,62 0,19	0,62 0,19	0,62 0,19	0,62 0,19	0,62 0,19	0,62 0,19
1	0,151 0,046	0,187 0,057	0,52 0,15	0,52 0,15	0,52 0,15	0,52 0,15	0,52 0,15	0,52 0,15	0,52 0,15	0,52 0,15	0,52 0,15	0,52 0,15	0,52 0,15	0,52 0,15	0,52 0,15	0,52 0,15
1/0	0,144 0,044	0,180 0,055	0,39 0,12	0,39 0,12	0,39 0,12	0,39 0,12	0,39 0,12	0,39 0,12	0,43 0,13	0,43 0,13	0,43 0,13	0,43 0,13	0,43 0,13	0,43 0,13	0,43 0,13	0,43 0,13
2/0	0,141 0,043	0,177 0,054	0,33 0,10	0,33 0,10	0,33 0,10	0,33 0,10	0,33 0,10	0,33 0,10	0,36 0,11	0,36 0,11	0,36 0,11	0,36 0,11	0,36 0,11	0,36 0,11	0,36 0,11	0,36 0,11

Tabla 9 Continuación 2 Resistencia y Reactancia de Corriente Alterna (ca) para Cables de 600 Voltios, 3 Fases, 60 Hz, 75°C (167°F) - Tres Conductores Sencillos en Conducto.

Calibre (AWG ó kcmil)	Ohmios al Neutro por 1000 pies														
	Resistencia ca de Conductores					Impedancia Z Eficaz a FP = 0,85 de Conductores de Cobre Sin Recubrir					Impedancia (Z) Eficaz a FP = 0,85 para Conductores Aluminio				
	Resistencia ca de Cables de Cobre Sin Recubrir					Resistencia de ca de Conductores de Aluminio Sin Recubrir					Resistencia de ca de Conductores de Aluminio Sin Recubrir				
	Ductos de PVC	Ductos de Aluminio	Ductos de Acero	Ductos de PVC	Ductos de Aluminio	Ductos de PVC	Ductos de Aluminio	Ductos de Acero	Ductos de PVC	Ductos de Aluminio	Ductos de PVC	Ductos de Aluminio	Ductos de Acero	Ductos de PVC	Ductos de Aluminio
Calibre (AWG ó kcmil)	Ductos de PVC	Ductos de Aluminio	Ductos de Acero	Ductos de PVC	Ductos de Aluminio	Ductos de PVC	Ductos de Aluminio	Ductos de Acero	Ductos de PVC	Ductos de Aluminio	Ductos de PVC	Ductos de Aluminio	Ductos de Acero	Ductos de PVC	Ductos de Aluminio
3/0	0,138 0,042	0,171 0,052	0,253 0,077	0,269 0,082	0,259 0,079	0,43 0,13	0,43 0,13	0,43 0,13	0,289 0,088	0,302 0,092	0,43 0,13	0,43 0,13	0,46 0,14	0,43 0,13	0,43 0,14
4/0	0,135 0,041	0,167 0,051	0,203 0,062	0,220 0,067	0,207 0,063	0,33 0,10	0,36 0,11	0,33 0,10	0,243 0,074	0,256 0,078	0,36 0,11	0,36 0,11	0,36 0,11	0,36 0,11	0,36 0,11
250	0,135 0,041	0,171 0,052	0,171 0,052	0,187 0,057	0,177 0,054	0,279 0,085	0,295 0,090	0,282 0,086	0,217 0,066	0,230 0,070	0,308 0,094	0,322 0,098	0,33 0,10	0,308 0,094	0,322 0,098
300	0,135 0,041	0,167 0,051	0,144 0,044	0,161 0,049	0,148 0,045	0,233 0,071	0,249 0,076	0,236 0,072	0,194 0,059	0,207 0,063	0,213 0,065	0,269 0,082	0,289 0,088	0,269 0,082	0,282 0,086
350	0,131 0,040	0,164 0,050	0,125 0,038	0,141 0,043	0,128 0,039	0,200 0,061	0,217 0,066	0,207 0,063	0,174 0,053	0,190 0,058	0,197 0,060	0,240 0,073	0,253 0,080	0,240 0,073	0,253 0,080
400	0,131 0,040	0,161 0,049	0,108 0,033	0,125 0,038	0,115 0,035	0,177 0,054	0,194 0,059	0,180 0,055	0,161 0,049	0,174 0,053	0,184 0,056	0,217 0,066	0,233 0,073	0,217 0,066	0,233 0,073
500	0,128 0,039	0,157 0,048	0,089 0,027	0,105 0,032	0,095 0,029	0,141 0,043	0,157 0,048	0,148 0,045	0,141 0,043	0,157 0,048	0,164 0,050	0,200 0,061	0,210 0,064	0,200 0,061	0,210 0,064
600	0,128 0,039	0,157 0,048	0,075 0,023	0,092 0,028	0,082 0,025	0,118 0,036	0,135 0,041	0,125 0,038	0,131 0,040	0,144 0,044	0,154 0,047	0,180 0,051	0,190 0,058	0,180 0,051	0,190 0,058
750	0,125 0,038	0,157 0,048	0,062 0,019	0,079 0,024	0,069 0,021	0,095 0,029	0,112 0,034	0,102 0,031	0,118 0,036	0,131 0,040	0,141 0,043	0,161 0,049	0,171 0,052	0,161 0,049	0,171 0,052
1000	0,121 0,037	0,151 0,046	0,049 0,015	0,062 0,019	0,059 0,018	0,075 0,023	0,089 0,027	0,082 0,025	0,105 0,032	0,118 0,036	0,131 0,040	0,148 0,045	0,151 0,046	0,131 0,040	0,148 0,045

ANEXO N° 10

Hoja de datos del panel solar



Module dimensions (L x W x H)	1,651 x 986 x 46 mm (65 x 38.8 x 1.8 in)
Cell dimensions	156 x 156 mm (6.14 x 6.14 in)
Number of cells	60
Module weight	22 kg (48.5 lb)
Static wind/snow load	5400Pa / 112.8psf
Glass	4mm/0.16in structured solar glass
Junction box	Huber+Suhrner Solarbox HA3
Cable	2-1000mm/39" Huber+Suhrner RADOX® PV wire (UL), 4mm ²
Connector	Huber+Suhrner RADOX® Twist-Lock (UL)
Certifications	
Operating certifications	cULus, IEC 61215 Ed.2, IEC/EN 61730, IEC 61701
Fire safety classification	Class C
Warranty	
Material and workmanship warranty	10 years
Power warranty 1	92%/12 years
Power warranty 2	80%/25 years

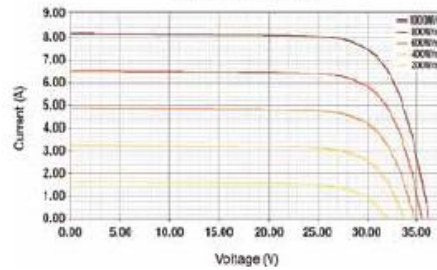


All figures are given in mm

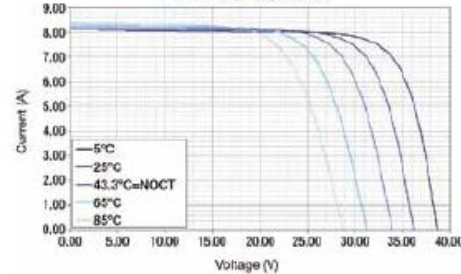
Conergy PowerPlus 220P

Rated power (P_{max}) ¹	220W
Power tolerance	-0/+2.5%
Module efficiency	13.51%
Maximum power voltage (V_{mp})	29.01V
Maximum power current (I_{mp})	7.65A
Open circuit voltage (V_{oc})	36.23V
Short circuit current (I_{sc})	8.15A
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	44.3°C/110.1°F
Temperature coefficient (P_{max})	-0.45%/°C
Temperature coefficient (V_{oc})	-0.34%/°C
Temperature coefficient (I_{sc})	0.05%/°C
Operating temperature range	-40°C - +85°C/ -40°F - +136°F
Maximum system voltage	600V (UL)/1000V (IEC)
Maximum Series Fuse Rating	20A

I-V Curves, Irradiance



I-V Curves, Temperature



2011©Conergy

Subject to technical modifications without notice

L220P-TD-ENG-0211

ANEXO N° 11

Hoja de datos ATS ASCO serie 300

ASCO® SERIES 300 Power Transfer Switches

Maximum Reliability & Excellent Value

With a Series 300 Transfer Switch, you get a product backed by ASCO Power Technologies, the industry leader responsible for virtually every major technological advance in the Transfer Switch industry.

The ASCO Series 300 was designed for one purpose—to automatically transfer critical loads in the event of a power outage. Each and every standard component was designed by ASCO engineers for this purpose.

The rugged construction and proven performance of the ASCO Series 300 assure the user of many years of complete reliability. The Series 300 is even designed to handle the extraordinary demands placed on the switch when starting or restarting stalled motors and switching high inrush loads.

ASCO's Series 300 modular, compact design makes it easy to install, inspect and maintain. All parts are accessible from the front so switch contacts can be easily inspected.

Features

- The Series 300 is listed to UL 1008 standard for Transfer Switch Equipment and CSA standard C22.2 for automatic transfer switches.
- Meets NFPA 110 for Emergency and Standby Power Systems and the National Electrical Code (NEC) Articles 700, 701 and 702.
- 30 through 3000 amps in a compact design.
- Available to 600 VAC, single or three phase.
- True double-throw operation: The single solenoid design is inherently inter-locked and prevents contacts from stopping between sources or from being in contact with both sources at the same time.

UL Listed Withstand & Close-On Ratings

Switch Ratings Amps	Available Symmetrical Amperes RMS		
	When Used With Current Limiting Fuses	Maximum Voltage	When Used With Specific Circuit Breakers
30	100,000	480v/60Hz	10,000
70 - 200	200,000	480v/60Hz	22,000
250	100,000	480v/60Hz	22,000
250, 400	200,000	480v/60Hz	42,000
800	200,000	600v/60Hz	42,000
800	200,000	480v/60Hz	50,000
600	200,000	240v/60Hz	65,000
800, 1000, 1200	200,000	600v/60Hz	85,000
1600, 2000	200,000	600v/60Hz	85,000
2600, 3000	200,000	600v/60Hz	100,000

Notes: 1. Current-limiting fuse should be Class J type through 400 amps; see Class L type above 400-amp fuse rating.
2. Refer to publication 1178 for specific manufacturer's standards.



Fig. 1: ASCO Power Transfer Switch rated 200 amperes shown in Type 3R enclosure

- There's no danger of the Series 300 ATS transferring loads to a dead source because the unique ASCO single-solenoid operator derives power to operate from the source to which the load is being transferred.
- Easy-to-read flush-mounted control and display panel provides LED indicators for switch position and source availability. It also includes test and time-delay bypass switches as standard features.
- Standard engine exerciser for weekly automatic testing of engine generator set with or without load.
- Adjustable time-delay feature prevents switch from being activated due to momentary utility power outages and generator dips.
- Supplied with solid neutral termination.
- Optional switched neutral pole available.
- Accessory kits available.
- Available for immediate delivery.
- Now available for service entrance applications. Contact ASCO for assistance.

ANEXO N° 12

Hoja de datos del regulador

T80HV TurboCharger™ SPECIFICATIONS

Maximum output current	80 Amps continuous at up to 45°C/113°F ambient temperature
Battery voltages	12, 24, 36, or 48 VDC nominal
Max PV input current	70 Amps
Input voltage range	16 to 160 VDC operating 200VDC Maximum Open Circuit Voltage
Max PV array power	5200W for 48v batteries, 3200W for 24v batteries, 1600W for 12v batteries
Charge regulation modes	Bulk, Absorption, Float, Standby, Auto Equalization, and Manual Equalization
MPPT Features	Apollo Solar patent-pending MPPT algorithm harvests the optimum power under all conditions of clouds or temperature.
Battery temperature compensation...	6.0mV per °C per 2 volt cell
DC to DC conversion capability	Charge 48v batteries from 68 to 160* volt PV arrays Charge 36v batteries from 51 to 160* volt PV arrays Charge 24v batteries from 34 to 160* volt PV arrays Charge 12v batteries from 17 to 80 volt PV arrays – not recommended to charge 12v batteries from over 80 volts of PV for efficiency reasons. *Check max Voc from PV modules at low temperature extremes.
Display	Built-in 4-line 20-character LCD with back light
Status reporting	LCD status screen displays Input voltage and current, Output voltage and current, Charge-mode, and Battery State-Of-Charge (SOC).
Data logging	Logs energy harvested for 90 days. LCD displays Watt-hours, kW-hours, Amp hours, and hours each day that Float mode is active.
Energy Monitor	LCD shows SOC (State-of-Charge) in a fuel gauge style bar graph as well as % Full, Amp-hours, Watt-hrs and present charge or discharge current. A 50mV/500Amp shunt is required to use the Energy Monitor features.
Auxiliary relays	Two independent relays with form A (SPST) contacts for control of external devices. Configurable as NO or NC. Contact rating ½ Amp, 50 VDC.
Operating Temperature	Full power output to +45°C ambient Output current automatically ramped down above 45°C and softly restored as temperature decreases.
Standby Power	Less than 2 Watts
Data Communication Options	Card slot for optional Apollo Network and Wireless link to Remote Display.
Connectors	Power lugs accept 14 to 1/0. No. 2 wire recommended.
Conduit knockouts	One 1" or 1-¼" and one ½" or ¾" on left side. Two ½" or ¾" on back. Two 1" or 1-¼" on bottom. Bottom holes line up with power connectors.
Unit dimensions	38.7cm X 21.6cm X 11.1cm (15.2" X 8.5" X 4.4") Length X Width X Depth
Shipping dimensions	53cm X 31.8cm X 21.6cm (21" X 12 ½" X 8 ½")
Weight	Unit: 7.3 kg/16 lbs Shipping weight: 10 kg/22 lbs
Certification	UL1741, CSA C22.2 No. 107.1
Environmental rating	Indoor Type 1 (Not intended for outdoor mounting)
Included Accessory Kit	Apollo Shunt Board and cable, battery monitor cable, and Battery Temp Sensor
Optional Accessories	True Sine Wave Inverter / Chargers TSW2212, TSW3224, TSW3648 Solar Power Center enclosure with DC and AC breakers & System Monitor

ANEXO N° 13

Hoja de datos inversor de conexión a red



PowerGate Plus 50 kW

PVS-50 (208 V)
PVS-50 (240 V)
PVS-50 (480 V)

Unparalleled Performance

With their advanced system Intelligence, next-generation Edge™ MPPT technology, and industrial-grade engineering, PowerGate® Plus Inverters maximize system uptime and power production, even in cloudy conditions.

Power Efficiency

Power Level	Output Power ¹	Efficiency ²
10%	5 kW	90.5%
20%	10 kW	95.0%
30%	15 kW	95.9%
50%	25 kW	96.3%
75%	37.5 kW	96.4%
100%	50 kW	96.0%

¹ 305V minimum ² 480V model

Edge MPPT

Provides rapid and accurate control that boosts PV plant kilowatt yield

Provides a wide range of operation across all photovoltaic cell technologies

Printed Circuit Board Durability

Wide thermal operating range: -40° C (-40° F) to 85° C (185° F)

Conformal coated to withstand extreme humidity and air-pollution levels

Proven Reliability

Rugged and reliable, PowerGate Plus PV Inverters are engineered from the ground up to meet the demands of large-scale installations.

Low Maintenance

Modular components make service efficient

Safety

UBC Seismic Zone 4 compliant

Built-in DC and AC disconnect switches

Integrated DC two-pole disconnect switch isolates the inverter (with the exception of the GFDI circuit) from the photovoltaic power system to allow inspection and maintenance

Built-in isolation transformer

Protective covers over exposed power connections

PV Inverters | PowerGate Plus 50 kW



PowerGate Plus 50 kW Specifications		UL/CSA
Input Parameters		
Maximum Array Input Voltage	600 VDC	*
Input Voltage Range (MPPT; Full Power)	305–600 VDC	*
Maximum Input Current	172 ADC	*
Output Parameters		
Output Voltage Range (L-L)	183–229 VAC	208 VAC *
	211–264 VAC	240 VAC *
	422–528 VAC	480 VAC *
Nominal Output Voltage	208 VAC	*
	240 VAC	*
	480 VAC	*
Output Frequency Range	59.3–60.5 Hz	*
AC Voltage Range (Standard)	-12%/+10%	*
Nominal Output Frequency	60 Hz	*
Number of Phases	3	*
Maximum Output Current per Phase	139A	208 VAC *
	121A	240 VAC *
	60A	480 VAC *
CEC-Weighted Efficiency	95.5%	*
Maximum Continuous Output Power	50 kW (50 kVA)	*
Tare Losses	75.48 W	208 VAC *
	93.97 W	240 VAC *
	76.48 W	480 VAC *
Power Factor at Full Load	>0.99	*
Harmonic Distortion	<3% THD	*
Temperature		
Operating Ambient Temperature Range (Full Power)	-20° C to +50° C	*
Storage Temperature Range	-30° C to +70° C	*
Cooling	Forced Air	*

* Standard • Optional



PowerGate Plus 50 kW



Output Options

PowerGate Plus 50 kW

UL/CSA	208 VAC Output
	240 VAC Output
	480 VAC Output

Streamlined Design

With all components encased in a single, space-saving enclosure, PowerGate Plus PV Inverters are easy to install, operate, and maintain.

Single Cabinet with Small Footprint

Convenient access to all components

Large in-floor cable glands make access to DC and AC cables easy

Rugged Construction

Engineered for outdoor environments

Output Transformer

Provides galvanic isolation

Matches the output voltage of the PV inverter to the grid

PowerGate Plus 50 kW Specifications		UL/CSA
Noise		
Noise Level	<65 dB(A)	*
Combiner		
Number of Inputs and Fuse Rating	4 (80 ADC)	0
	5 (63 ADC)	0
Inverter Cabinet		
Enclosure Rating	NEMA 3R	*
Enclosure Finish (14-Gauge, Powder-Coated G90 Steel)	RAL-7032	*
Cabinet Dimensions (Height x Width x Depth)		74" x 45" x 26.875"
Cabinet Weight		1,732 lbs.
Transformer		
Integrated Internal Transformer		*
Low Tap Voltage ¹	20%	*
Testing and Certification		
UL1741, CSA 107.1-01, IEEE 1547, IEEE C62.41.2, IEEE C62.45, IEEE C37.90.1, IEEE C37.90.2		*
UBC Zone 4 Seismic Rating		*
Warranty		
Five Years		*
Extended Warranty (up to 10, 15, or 20 years)		0
Extended Service Agreement		0
Intelligent Monitoring		
Satcon PV View® Plus		0
Satcon PV Zone®		0
Third-Party Compatibility		*

- * Standard
- 0 Optional

¹ The 20% boost tap on the isolation transformer increases the AC voltage output range for applications where the solar array DC operating voltage is at or near the lower end of the DC input range. This boost allows for continued inverter operation at lower DC voltage input levels.
Note: Specifications are subject to change.

ANEXO N° 14

Hoja de datos Inversor aislado

Xtender series



Model	XTS 1000-12	XTS 1200-24	XTS 1400-48	XTM 1500-12	XTM 2000-12	XTM 2400-24	XTM 2800-48	XTM 3500-24	XTM 4000-48	XTH 3000-12	XTH 5000-24	XTH 6000-48	XTH 8000-48
Inverter													
Nominal battery voltage	12V	24V	48V	12V		24V	48V	24V	48V	12V	24V	48V	
Input voltage range	9.5 - 17V	19 - 34V	38 - 68V	9.5 - 17V		19 - 34V	38 - 68V	19 - 34V	38 - 68V	9.5 - 17V	19 - 34V	38 - 68V	
Continuous power @ 25°C	650±±500VA	800±±650VA	900±±700VA	1500VA	2000VA	2400VA	2800VA	3500VA	4000VA	2500VA	4500VA	5000VA	7000VA
Power 30 min. @ 25°C	1000±±750VA	1200±±900VA	1400±±1000VA	1500VA	2000VA	2400VA	2800VA	3500VA	4000VA	3000VA	5000VA	6000VA	8000VA
Power 5 sec. @ 25°C	2.3kVA	2.9kVA	2.8kVA	3.4kVA	4.8kVA	9kVA	6.5kVA	9kVA	10.5kVA	7.5kVA	12kVA	15kVA	21kVA
Maximum load	Up to short-circuit												
Maximum asymmetric load	Up to Pcont												
Load detection (stand-by)	2 to 25 W												
cos φ	0.5-1												
Maximum efficiency	93%	93%	93%	93%		94%	95%	94%	95%	93%	94%	95%	
Consumption OFF/Stand-by/ON	1.1W/1.6W/7W	1.2W/1.5W/8W	1.3W/1.6W/8W	1.2W/1.6W/8W	1.2W/1.6W/10W	1.6W/1.8W/9W	1.8W/2.1W/10W	1.6W/1.8W/12W	1.8W/2.1W/14W	1.2W/1.4W/14W	1.6W/1.8W/18W	1.9W/2.2W/22W	1.8W/2.1W/30W
Output voltage	Pure sine wave 230Vac (+/- 2%) / 120Vac ⁽¹⁾												
Output frequency	50Hz / 60Hz ⁽¹⁾ +/- 0.05% (crystal controlled)												
Harmonic distortion	<2%												
Overload and short-circuit protection	Automatic disconnection with 3 time restart attempt												
Overheat protection	Warning before shut-off - with automatic restart												
Battery charger													
Charge Characteristic	6 stepBulk-Absorption-Floating-Equalization-reduced floating-periodic absorption Number of steps, thresholds, and current and times completely adjustable with the RCC-02/03												
Maximum charging current	35A	20A	10A	70A	100A	55A	30A	90A	50A	160A	140A	100A	120A
Temperature compensation	With BTS-01 or BSP 500/1200												
Power Factor Correction (PFC)	EN 61000-3-2												
General data	XTS 1000-12	XTS 1200-24	XTS 1400-48	XTM 1500-12	XTM 2000-12	XTM 2400-24	XTM 2800-48	XTM 3500-24	XTM 4000-48	XTH 3000-12	XTH 5000-24	XTH 6000-48	XTH 8000-48
Input voltage range	150 to 265Vac / 50 to 140Vdc (1)												
Input frequency	45 to 65Hz												
Input current max. (transfer relay) / Output current max.	16A/20A			50A/66A									50A/80A
Transfer time	<15ms												
Multifunction contacts	Module ARM-02 with 2 contacts, in option			2 independent contacts (potential free 3 points, 16Aac/5Adc)									
Weight	8.2 kg	9 kg	9.3 kg	15 kg	16.5 kg	16.2 kg	21.2 kg	22.9 kg	34 kg	40 kg	42 kg	46 kg	
Dimension (hwd) [mm]	110x210x310	110x210x310	110x210x310	133x222x466				133x222x466		230x300x500	230x300x500	230x300x500	
Protection Index	IP54			IP20									
Conformity	Directive EMC 2004/108/EC : EN 61000-6-1, EN 61000-6-3, EN 55014, EN 55022, EN 61000-3-2, 62040-2 Low voltage directive 2006/95/EC : EN 62040-1-1, EN 50091-2, EN 60950-1												
Operating temperature range	-20 à 55°C												
Relative humidity in operation	100%			95% without condensation									
Ventilation	Optional cooling module ECF-01			Forced from 55°C									
Acoustic level	<40dB / <45dB (without/with ventilation)												
Warranty	2 years												

ANEXO N° 15

Hoja de datos de las baterías



BATERIAS ESTACIONARIAS



Las baterías estacionarias de placa positiva tubular fabricadas por **Duncan** han sido diseñadas para proporcionar energía eléctrica de respaldo en aplicaciones tales como:

- Equipos de Telecomunicaciones.
- Sistemas ininterrumpidos de Energía (UPS).
- Sub-Estaciones eléctricas.
- Alumbrado de emergencia.
- Sistemas fotovoltaicos.
- Instalaciones petroquímicas.
- Sistemas de control y seguridad, etc.

Duncan suministra cada banco de baterías con un juego de accesorios que incluye: Tornillos, tuercas y arandelas de acero inoxidable.

- **Manual de instalación y mantenimiento.**
- **Accesorios de instalación y mantenimiento: Un juego de llaves aisladas, termómetro, densímetro, bomba de trasvase y formatos para registro de revisiones periódicas.**
- **Conectores para la configuración requerida. Opcionalmente se pueden proveer los racks para instalación de cada banco, en configuraciones de uno o varios niveles con diseño estándar o antisísmico.**

CARACTERISTICAS FISICAS						
MODELO DE CELDA	DIMENSIONES (mm)			PESO (Kg)		NUMERO DE TERMINALES
	Y	X	Z	EN SECO	EN SERVICIO	
MTX 050	390	233	224	21	36	2
MTX 100	390	233	224	27	39	2
MTX 150	390	233	224	30	46	2
STX 050	426	103	206	6	13	2
STX 100	426	103	206	8	15	2
STX 150	426	103	206	11	16	2
STX 200	426	103	206	13	17	2
STX 250	426	145	206	18	24	2
STX 300	426	145	206	20	26	2
STX 375	551	124	206	23	33	2
STX 440	718	145	206	25	39	2
STX 550	718	145	206	30	44	2
STX 660	718	145	206	35	48	2
STX 770	718	210	191	44	58	2
STX 880	718	210	191	48	65	2
STX 990	718	210	233	53	74	2
STX 1100	718	210	233	57	80	2
STX 1210	740	210	275	60	88	2
STX 1320	740	210	275	66	91	2
STX 1430	740	212	367	80	104	2
STX 1540	740	212	367	87	112	2
STX 1650	740	212	367	93	118	2
STX 1760	740	212	367	99	124	2
STX 1870	740	212	367	102	128	2
STX 1980	740	212	447	108	136	2
STX 2090	740	212	447	114	140	2
STX 2200	740	212	447	120	144	2

IDENTIFICACION DEL MODELO DE CELDA

STX 880

S = Celda Simple de 2 voltios

M = Monobloque de 6 voltios

T = Placa positiva tubular

X = Aleación especial

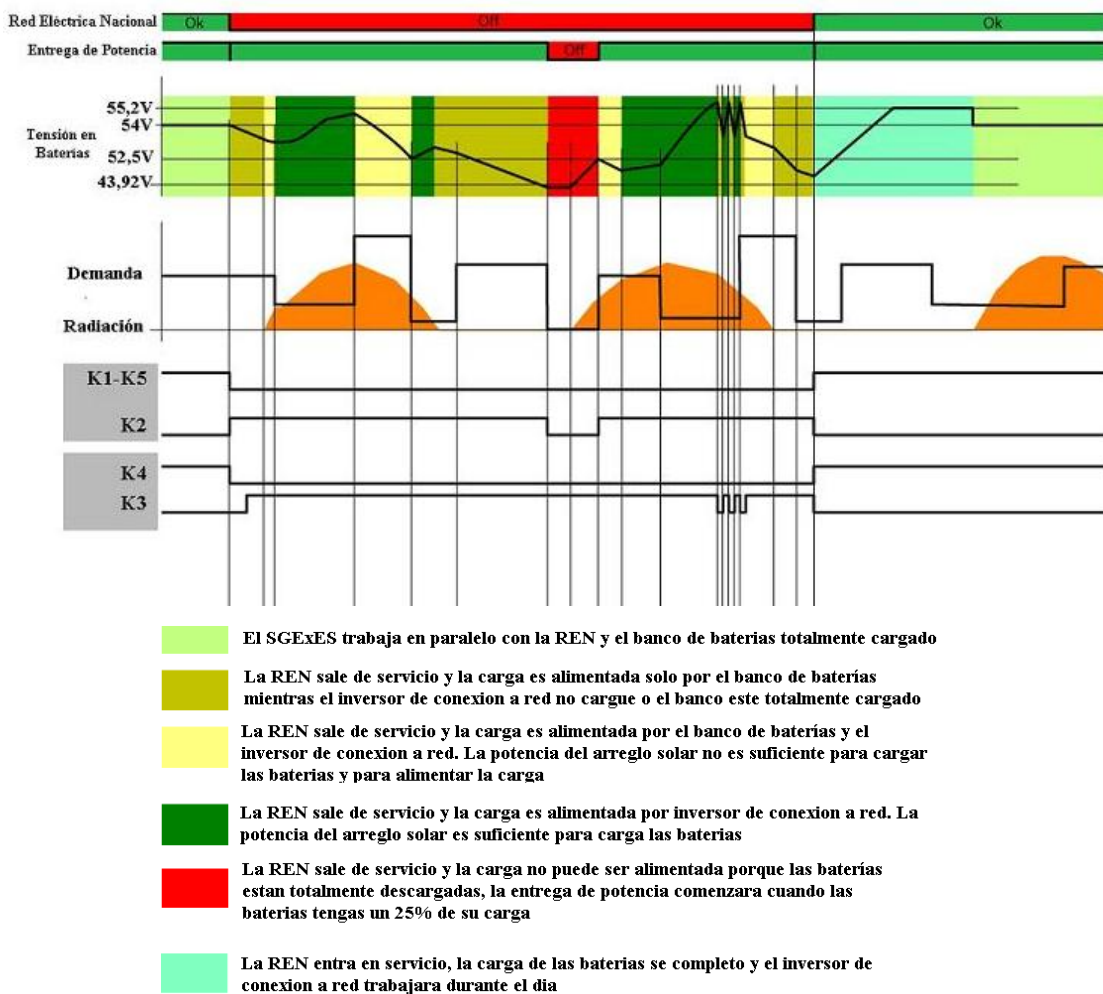
Capacidad (Amperios-horas) en las siguientes condiciones:
 Tiempo de descarga: 10 horas.
 Tensión de corte: 1,83 Vpc.
 Gravedad específica: 1.240
 Temperatura: 25° C



ANEXO N° 16

Mecanismo de respaldo

El mecanismo de respaldo fue diseñado por una empresa suiza y será redimensionado e implementado por ingenia M.F. para ser usado en este sistema. A continuación presentaremos un diagrama de tiempo que explica con claridad el funcionamiento en diferentes situaciones que pueden llegar a presentarse.



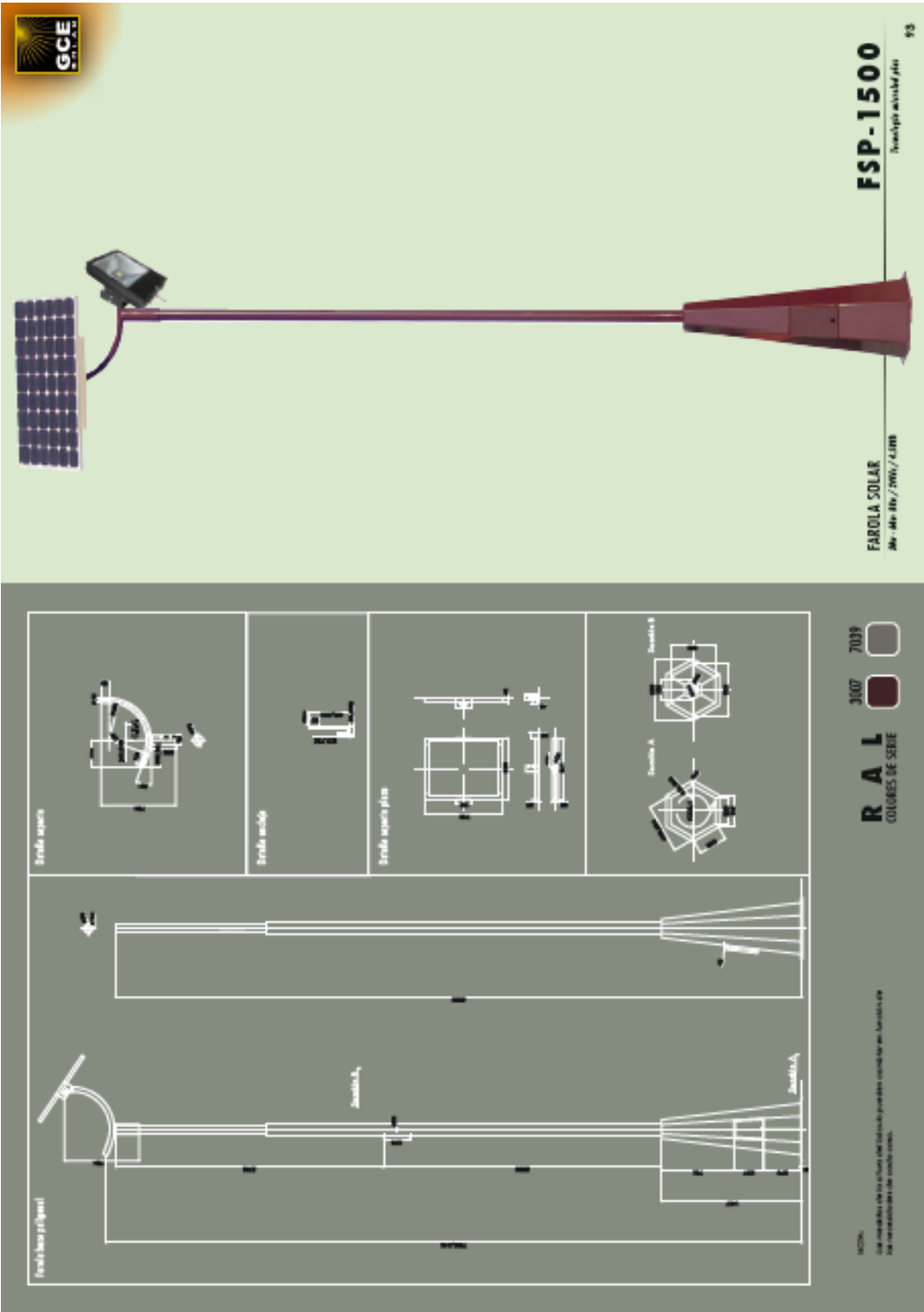
Los planos de control y potencia se presentan a continuación:

ANEXO N° 17

Luminarias

Las luminarias a ser instaladas poseen una altura de 7 m y 160 W, incorporan panel solar, regulador de carga y banco de baterías para una autonomía de 10 horas; requiere de 4 horas de radiación solar y 13 horas de funcionamiento nocturno.

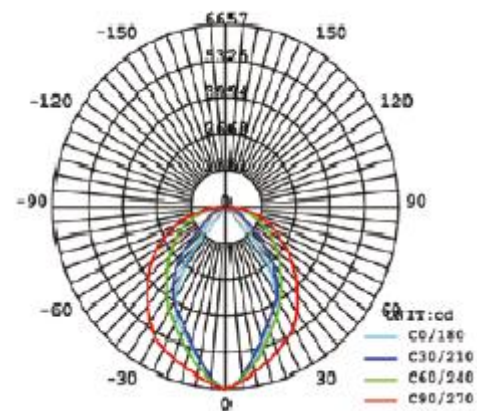
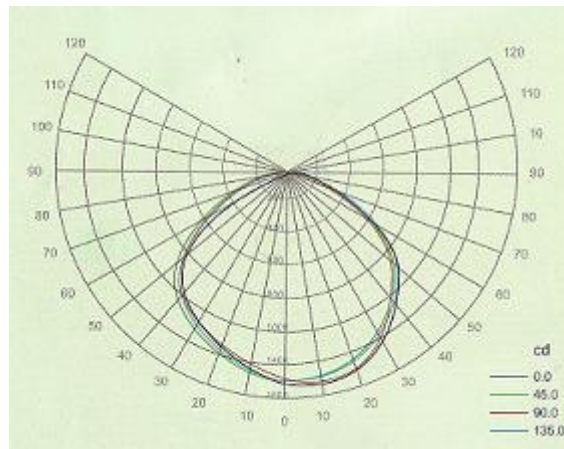
MODELO			FSP-1515
COMPONENTES FAROLA	PANEL FOTOVOLTAICO (WP)		2 x SL-135CE-30M
	BATERÍAS	MODELO	BT-HSE-100-12
		AMPERIOS / HORA	24V - 100A
		UNIDADES	4
	CONTROLADOR		CONTR-24101
	BÁCULO		BAP 1230 DESMONTABLE
	SISTEMA ANTIRROBO		OPCIONAL
CARACTERÍSTICAS DE LA LUMINARIA	MODELO PROYECTOR		P600/80
	DIMENSIONES LUMINARIA (mm)		420 x 330 x 132 mm
	SISTEMA ILUMINACIÓN		MICROLED PLUS 36 VDC
	LÚMENES Lm		16.000 Lm
	COLOR TEMPERATURA K		4.500K
	VIDA ÚTIL		50.000 HORAS
	VATIOS LUMINARIA		160 W
	TENSIÓN ALIMENTACIÓN		24 VDC
	GRADO DE PROTECCIÓN IP		IP65
CARACT. GENERALES	HORAS DE AUTONOMÍA		10 HORAS
	RENDIMIENTO	HORAS DE RADIACIÓN SOLAR	4 HORAS
		HORAS DE FUNCIONAMIENTO	13 HORAS
	PESO APROXIMADO		180 Kg



La luminaria utilizada para la simulación es una luminaria led, modelo PH-S140W de marca PHOTON-L.

Characteristics	Symbol	Min	Typ	Max	Units
Input Voltage	AC	100	220	240	V
Input Current	I	0,500	0,600	1,500	A
Power Consumption	Pd	140	150	155	W
Colour temperature	Daylight white	6000		7000	k
	Warm White	2700		3500	
Luminance	Daylight white	9940	11915		Lm
	Warm White	9800	11700		
Weight			14.26		KG
LEDs (1W)			140		PCS
LED Efficiency			>90		LM/W

A continuación se presentarán las curvas de distribución luminosa de ambas luminarias.



ANEXO N° 17

Elección de los Equipos

En la selección de los equipos se consideraron varios parámetros importantes que influyen en el diseño del sistema Fotovoltaico y son los siguientes:

- 1) Características Técnicas
- 2) Precios puestos en Venezuela
- 3) Disponibilidad de los equipos y servicio técnico
- 4) Tiempo de vida útil y calidad de fabricación

En referencia a los precios se considero los costos de transporte desde fabrica hacia puerto de embarque, traslado marítimo, nacionalización de la carga, pago de aranceles y transporte terrestre en Venezuela (este factor porcentual de 40% que incluye todos los gastos mencionados anteriormente se encuentra en la formula de calculo de abajo como un factor de 1,4 que multiplica el precio en fabrica USA y fue suministrado por una empresa importadora Venezolana llamada CONTROLES Y SISTEMAS EDAL, C.A. RIF.J-30918370-2, con amplia experiencia en estos tramites aduanales) por lo que la formula para el calculo del precio final puesto en Venezuela es:

Precio Final= Precio fabrica en US\$ X 1,4 (factor) X 6,1 Bs.F(cambio implícito del SITME)

SITME: Es el mecanismo que actualmente esta vigente para la obtención de Dólares Legales por parte de las empresas importadoras en Venezuela y que funciona junto con CADIVI para la generación de divisas requeridas en las importaciones Venezolanas.

Si consideramos que en el Análisis de Precios Unitarios se colocaron los precios de cada uno de estos equipos en Bolívares Fuertes y de ahí determinamos el costo total

del sistema Fotovoltaico y que los componentes que verdaderamente influyen en el costo final son los que conforman la parte esencial del sistema, tales como los PANELES SOLARES, INVERSORES DE CONEXIÓN A RED Y BATERIAS DE CICLO PROFUNDO procedimos a consultar entonces precios de diversos fabricantes con similares características técnicas de manera de seleccionar la mejor opción de precio-calidad en nuestro diseño.

El Resto de equipos tales como REGULADORES, INVERSOR BIDIRECCIONAL, etc., que también son muy importantes en el diseño del sistema fotovoltaico, su selección se fundamenta especialmente en la parte técnica de funcionamiento y en la calidad de los equipos.

En la tabla indicada a continuación podremos observar precios de tres fabricantes de Paneles Solares que poseen características similares y que por su calidad y precio seleccionamos la Marca CONERGY

Tabla 17.1. Comparativa de los paneles fotovoltaicos

MARCA	MODELO	PRECIO EN US\$ FABRICA	PRECIO D.D.P. VENEZUELA BS.F.
UP SOLAR AMERICA	UP-M 225P	526,00	4.492,00
SHARP	ND-224 UC-1	582,00	4.970,00
CONERGY	220 P	415,00	3.544,00

De la misma manera se consulto precios de los Inversores de conexión a Red y se selecciono el SATCOM POWER GATE PLUS 50 KVA.

Tabla 17.2. Comparativa de los inversores de conexión a red

MARCA	MODELO	PRECIO EN US\$ FABRICA	PRECIO D.D.P. VENEZUELA BS.F.
SATCON	POWER GATE PLUS 50 KVA	13.057,00	111.511,00
AURORA	50kW inverter PVI-Central- 50	23.765,00	202.953,00

Con respecto a las baterías de Ciclo profundo de consideraron dos precios de fabricantes nacionales ya que la importación de este tipo de baterías esta restringidas debido a que son fabricadas en Venezuela y el Certificado de no producción solicitado por SENCAMER para poder importar estas baterías no es otorgado a los importadores para proteger a los fabricantes nacionales, así que analizamos los dos precios obtenidos y se decidió por la marca DUNCAN debido a su buena calidad, mejor servicio y precio.

Tabla 17.3. Comparativa de baterías de ciclo profundo

MARCA	MODELO	PRECIO EN US\$ FABRICA	PRECIO D.D.P. VENEZUELA BS.F.
DUNCAN	STX 1980	N/A	3.800,00
TITAN	NO	N/A	NO

Los precios fueron suministrados por las siguientes empresas:

- Green Eco Savers
- Solar Panel Store
- The Solar Biz
- Solar City

Toda la información de precios suministrada puede ser verificada en los siguientes links:

- <http://www.greenecosavers.com/servlet/the-4312/Upsolar-UP-dsh-M225P-Solar-Photovoltaic/Detail>
- http://www.solarpanelstore.com/solar-power.large-solar-panels.sharp.224uc1_poly.info.1.html
- <http://eshop.thesolar.biz/retail/Items.aspx?code=CONERGY&key=cat>
- <http://www.solacity.com/PricingUSD.htm>

ANEXO N° 18

Análisis de Precio Unitario

1. Sistema fotovoltaico aislado

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS				
PARTIDA :	01	PPTO.	UNIDAD: S.G., m, Pza	
OBRA: Sistema de Generacion Eletrica mediante Energia Solar (SGExES) del tipo FOTOVOLTAICO AISLADO en la Fabrica de Pinturas Montana CORIMON, Valencia				
UBICACION: Zona Industrial II, Valencia Edo. Carabobo	CANTIDAD:	1.00	RENDIMIENTO: 0.0250	
DESCRIPCION : Suministro de mano de obra y equipos para el construccion e instalacion del SGExES en CORIMON, incluye de estructura soporte, montaje de paneles, canalizaciones, ensamble e instalacion de los equipos que forma parte del				
MATERIALES				
DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO	COSTO TOTAL
Angulos de Aluminio de 40x40x4	m	1493	40.00	59.720,00
Perfil tipo "C" de 40x4 de Aluminio	m	840	45.00	37.800,00
Tornilleria de fijacion M-10	Pza	2520	5.00	12.600,00
Piezas de ajuste en piso de Aluminio estruido	Pza	560	24.00	13.440,00
Paneles solares Conergy 220M	Pza	420	3.404,00	1.429.680,00
Bateria Duncan STX 1210	Pza	24	3.800,00	91.200,00
Regulador de carga ApolloSolar	Pza	20	2.950,10	59.002,00
Inversor Studer XTH 6000 48	Pza	9	21.726,49	195.538,41
ATS Asco 300	Pza	1	8.342,00	8.342,00
Luminarias solares para exteriores	Pza	12	16.000,00	192.000,00
Cable de Cobre, trenzado, #6 AWG THHN, ROJO	m	900	5,20	4.680,00
Cable de Cobre, trenzado, #6 AWG THHN, NEGRO	m	900	5,20	4.680,00
Cable de Cobre, trenzado, #8 AWG THHN, NEGRO	m	900	4,18	3.762,00
Cable de Cobre, trenzado, #8 AWG THHN, ROJO	m	900	4,18	3.762,00
Cable de Cobre, trenzado, #12 AWG THHN, VERDE	m	1600	4,18	6.688,00
Cable de Cobre, trenzado, #2 AWG THHN, NEGRO	m	1600	34,33	54.928,00
Cable de Cobre, trenzado, #2 AWG THHN, ROJO	m	1600	34,33	54.928,00
Cable de Cobre, trenzado, #1/0 AWG THHN, ROJO	m	400	54,80	21.920,00
Cable de Cobre, trenzado, #4/0 AWG THHN, NEGRO	m	110	115,00	12.650,00
Cable de Cobre, trenzado, #500 MCM THHN, NEGRO	m	20	240,00	4.800,00
Fusible 20A con porta fusible HFA	Pza	144	80	11.520,00
Fusible 100A con porta fusible PM-2	Pza	40	141	5.640,00
Fusible 400A NH-3 con porta fusible ST	Pza	8	818,00	6.544,00
Interruptor Automatico, 3 polos, 250A	Pza	1	3.300,00	3.300,00
Interruptor Automatico, 3 polos, 100A	Pza	1	1.600,00	1.600,00
Interruptor Automatico, 3 polos, 80A	Pza	1	1.300,00	1.300,00
Power Terminal Block 163375	Pza	60	500,00	30.000,00
Tuberia Conduit 2"	m	20	36,00	720,00
Tuberia Conduit 3"	m	15	95,00	1.425,00
Tuberia Liquitip 3"	m	20	105,00	2.100,00
Cajas de paso tipo C 2"	Pza	20	90,00	1.800,00
Bandeja GAL 25x10	m	100	116,00	11.600,00
Tapa Para Bandeja GAL 25x10	m	100	39,00	3.900,00
Bandeja GAL 40x10	m	4	155,00	620,00
Tapa Para Bandeja GAL 40x10	m	4	51,38	205,52
Soporte para Bandejas	Pza	52	60,00	3.120,00
Consumibles: Guantes, lentes, conectores	s.g.	1	3.500,00	3.500,00
TOTAL MATERIALES ==>				2.361.014,93
COSTO UNITARIO DE MATERIALES ==>				2.361.014,93
EQUIPOS				
DESCRIPCION	CANTIDAD	COSTO	DEPRECIACION	COSTO DIARIO
Maquina de ARGON para soldar Aluminio	1.00	38.900,00	0,006100	237,29
Maquina de soldar hierro	1.00	3.800,00	0,014000	53,20
Maquina de roscar	0.50	45.000,00	0,009500	213,75
Camioneta Pick-up	0.75	160.000,00	0,003300	396,00
Camion F350	0.03	2.800,00	1,000000	84,00
Escaleras	2.00	350,00	0,025000	17,50
Equipo electrico	2.00	2.500,00	0,015000	75,00
Taladro 1/2"	2.00	1.800,00	0,005250	18,90
Esmeril	1.00	1.500,00	0,009500	14,25
Equipo mecanico	1.00	1.200,00	0,030000	36,00
TOTAL EQUIPOS =====>				1.145,89
COSTO UNITARIO DE EQUIPOS =====>				45.835,60
MANO DE OBRA				
DESCRIPCION	CANTIDAD	SALARIO	TOTAL DIARIO	
Ingeniero proyectista especialista en PV, elaboracion planos	0.50	330,00	165,00	
Ingeniero Residente	1.00	190,00	190,00	
Soldador de primera	2.00	120,00	240,00	
Electricista de primera	2.00	100,00	200,00	
Maestro Armador	1.00	130,00	130,00	
Ayudantes	4.00	60,00	240,00	
TOTAL =====>				1.165,00
245,00% PRESTACIONES SOCIALES =====>				2.854,25
TOTAL MANO DE OBRA =====>				4.019,25
COSTO UNITARIO MANO DE OBRA ==>				160.770,00
CALCULADO POR: EDWARD ALARCON				
COSTO DIRECTO POR UNIDAD SUB- TOTAL "A" =====>				2.567.620,53
10,00% ADMON Y GASTOS GENERALES ==>				256.762,05
SUB-TOTAL "B" =====>				2.824.382,58
10,00% UTILIDADES =====>				282.438,26
PRECIO UNITARIO				3.106.821,00

FECHA: 07/02/11

2. Sistema fotovoltaico conectado a la red con sistema de respaldo

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTIDA :	01	PPTO.		UNIDAD:	S.G., m, Pza
OBRA:	Sistema de Generacion Eletrica mediante Energia Solar (SGExES) del tipo FOTOVOLTAICO DE CONEXIONA RED CON RESPALDO, Valencia Edo. Carabobo				
UBICACION:	Zona Industrial II, Valencia Edo. Carabobo	CANTIDAD:	1,00	RENDIMIENTO:	0,0330
DESCRIPCION : Suministro de mano de obra y equipos para el construccion e instalacion del SGExES en CORIMON, incluye construccion de estructura soporte, montaje de paneles, canalizaciones, ensamble e instalacion de los equipos que forma parte del SGExES					

MATERIALES

DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO	COSTO TOTAL
Angulos de Aluminio de 40x40x4	m	800	40,00	32.000,00
Perfil tipo "C" de 40x4 de Aluminio	m	450	45,00	20.250,00
Tornilleria de fijacion M-10	Pza	1350	5,00	6.750,00
Piezas de ajuste en piso de Aluminio estruado	Pza	300	24,00	7.200,00
Paneles solares Conergy 220M	Pza	225	3.544,00	797.400,00
Inversor PowerGate Plus 50KVA	Pza	1	111.511,90	111.511,90
Bateria Duncan STX 1210	Pza	24	3.800,00	91.200,00
Inversor Studer XTH 6000 48	Pza	9	21.726,49	195.538,41
Luminarias solares para exteriores	Pza	12	16.000,00	192.000,00
Cable de Cobre, trenzado, #12 AWG THHN, NEGRO	m	400	4,18	1.672,00
Cable de Cobre, trenzado, #12 AWG THHN, ROJO	m	400	4,18	1.672,00
Cable de Cobre, trenzado, #12 AWG THHN, VERDE	m	400	4,18	1.672,00
Cable de Cobre, trenzado, #8 AWG THHN, VERDE	m	10	4,80	48,00
Cable de Cobre, trenzado, #6 AWG THHN, VERDE	m	60	5,20	312,00
Cable de Cobre, trenzado, #2 AWG THHN, NEGRO	m	100	34,33	3.433,00
Cable de Cobre, trenzado, #4/0 AWG THHN, NEGRO	m	120	115,00	13.800,00
Cable de Cobre, trenzado, #500 MCM THHN, NEGRO	m	12	240,00	2.880,00
Fusible 20A con porta fusible HFA	Pza	15	80,00	1.200,00
Fusible 200A con porta fusible PM-2	Pza	1	195,00	195,00
Fusible 400A NH-3 con porta fusible ST	Pza	4	818,00	3.272,00
Interruptor Automatico, 3 polos, 200A	Pza	1	3.300,00	3.300,00
Interruptor Automatico, 3 polos, 250A	Pza	1	3.300,00	3.300,00
Interruptor Automatico, 3 polos, 100A	Pza	1	1.600,00	1.600,00
Interruptor Automatico, 3 polos, 80A	Pza	1	1.300,00	1.300,00
Tuberia Conduit 1 1/2"	m	72	28,00	2.016,00
Tuberia Conduit 2"	m	20	36,00	720,00
Tuberia Conduit 3"	m	30	95,00	2.850,00
Cajas de paso tipo "C" 3"	Pza	6	90,00	540,00
Cajas de paso tipo "T" 3"	Pza	12	90,00	1.080,00
Bandeja GAL 25x10	m	60	116,66	6.999,60
Tapa Para Bandeja GAL 25x10	m	60	39,00	2.340,00
Bandeja GAL 40x10	m	2	155,00	310,00
Tapa Para Bandeja GAL 40x10	m	2	51,38	102,76
Soporte para Bandejas	m	31	60,00	1.860,00
Consumibles: Guantes, lentes, conectores	s.g.	1	3.500,00	3.500,00
TOTAL MATERIALES ==>>				1.515.824,67
COSTO UNITARIO DE MATERIALES ==>>				1.515.824,67

EQUIPOS

DESCRIPCION	CANTIDAD	COSTO	DEPRECIACION	COSTO DIARIO
Maquina de ARGON para soldar Aluminio	1,00	38.900,00	0,006100	237,29
Maquina de soldar hierro	1,00	3.800,00	0,014000	53,20
Maquina de roscar	0,50	45.000,00	0,009500	213,75
Camioneta Pick-up	0,75	160.000,00	0,003300	396,00
Camion F350	0,03	2.800,00	1,000000	84,00
Escaleras	2,00	350,00	0,025000	17,50
Equipo electrico	2,00	2.500,00	0,015000	75,00
Taladro 1/2"	2,00	1.800,00	0,005250	18,90
Esmeril	1,00	1.500,00	0,009500	14,25
Equipo mecanico	1,00	1.200,00	0,030000	36,00
TOTAL EQUIPOS =====>				1.145,89
COSTO UNITARIO DE EQUIPOS =====>				34.723,94

MANO DE OBRA

DESCRIPCION	CANTIDAD	SALARIO	TOTAL DIARIO
Ingeniero proyectista especialista en PV, elaboracion planos	0,50	330,00	165,00
Ingeniero Residente	1,00	190,00	190,00
Soldador de primera	2,00	120,00	240,00
Electricista de primera	2,00	100,00	200,00
Maestro Armador	1,00	130,00	130,00
Ayudantes	4,00	60,00	240,00

TOTAL =====>			1.165,00
245,00% PRESTACIONES SOCIALES =====>			2.854,25
TOTAL MANO DE OBRA =====>			4.019,25
COSTO UNITARIO MANO DE OBRA ==>>			121.795,45
CALCULADO POR: EDWARD ALARCON			
COSTO DIRECTO POR UNIDAD SUB- TOTAL "A" ==>>			1.672.344,06
10,00% ADMON Y GASTOS GENERALES ==>>			167.234,41
SUB-TOTAL "B" =====>			1.839.578,47
10,00% UTILIDADES =====>			183.957,85

FECHA: 07/02/11

PRECIO UNITARIO	2.023.536,00
-----------------	--------------

3. Operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico aislado y el sistema fotovoltaico conectado a la red con sistema de respaldo

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTIDA : 01	PPTO.	UNIDAD: S.G., m, Pza
OBRA: Sistema de Generacion Eletrica mediante Energia Solar (SGExES)		
UBICACION: Zona Industrial II, Valencia Edo. Carabobo	CANTIDAD: 1,00	RENDIMIENTO: 0,0045
DESCRIPCION : Costos de Operación y mantenimiento del Sistema de Generacion Electrica mediante Energia Solar (SGExES) durante el primer año de funcionamiento		

MATERIALES

DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO	COSTO TOTAL
Consumibles: Guantes, lentes, conectores	s.g.	1	2.900,00	2.900,00
Fusibles, terminales, pintura	s.g.	1	3.100,00	3.100,00
TOTAL MATERIALES ==>				6.000,00
COSTO UNITARIO DE MATERIALES ==>				6.000,00

EQUIPOS

DESCRIPCION	CANTIDAD	COSTO	DEPRECIACION	COSTO DIARIO
Maquina de soldar hierro y argon de aluminio	0,08	23.800,00	0,015000	28,56
Maquina de roscar	0,08	45.000,00	0,011000	39,60
Escaleras	0,08	1.200,00	0,055000	5,28
Equipo electrico	0,08	2.500,00	0,066000	13,20
Equipo mecanico	0,08	1.900,00	0,066000	10,03
TOTAL EQUIPOS =====>				96,67
COSTO UNITARIO DE EQUIPOS =====>				21.267,84

MANO DE OBRA

DESCRIPCION	CANTIDAD	SALARIO	TOTAL DIARIO
Electricista de Primera	0,08	100,00	8,00
Mecanico de Primera	0,08	80,00	6,40
Ayudantes	0,16	50,00	8,00
TOTAL =====>			22,40
245,00% PRESTACIONES SOCIALES =====>			54,88
TOTAL MANO DE OBRA =====>			77,28
COSTO UNITARIO MANO DE OBRA =====>			17.001,60
CALCULADO POR: EDWARD ALARCON			
COSTO DIRECTO POR UNIDAD SUB- TOTAL "A" ==>			44.269,44
10,00% ADMON Y GASTOS GENERALES ==>			4.426,94
SUB-TOTAL "B" =====>			48.696,38
10,00% UTILIDADES =====>			4.869,64

FECHA: 07/02/11

PRECIO UNITARIO POR UN AÑO	53.566,00
-----------------------------------	------------------

4. Sistema fotovoltaico conectado a la red sin sistema de respaldo

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTIDA:	01	PPTO.		UNIDAD:	S.G., m. Pza
OBRA:	Sistema de Generacion Eletrica mediante Energia Solar (SGExES) del tipo FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED SIN SISTEMA DE RESPALDO				
UBICACION:	Zona Industrial II, Valencia Edo. Carabobo	CANTIDAD:	1.00	RENDIMIENTO:	0.0330
DESCRIPCION : Suministro de mano de obra y equipos para el construccion e instalacion del SGExES en CORIMON, incluye construccion de estructura soporte, montaje de paneles, canalizaciones, ensamble e instalacion de los equipos que forma parte del SGExES					

MATERIALES

DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO	COSTO TOTAL
Angulos de Aluminio de 40x40x4	m	800	40.00	32.000,00
Perfil tipo "C" de 40x4 de Aluminio	m	450	45.00	20.250,00
Tornilleria de fijacion M-10	Pza	1350	5.00	6.750,00
Piezas de ajuste en piso de Aluminio estruido	Pza	300	24.00	7.200,00
Paneles solares Conergy 220M	Pza	225	3.544,00	797.400,00
Inversor PowerGate Plus 50kVA	Pza	1	111.511,90	111.511,90
Luminarias solares para exteriores	Pza	12	16.000,00	192.000,00
Cable de Cobre, trenzado, #12 AWG THHN, NEGRO	m	400	4,18	1.672,00
Cable de Cobre, trenzado, #12 AWG THHN, ROJO	m	400	4,18	1.672,00
Cable de Cobre, trenzado, #12 AWG THHN, VERDE	m	400	4,18	1.672,00
Cable de Cobre, trenzado, #8 AWG THHN, VERDE	m	10	4,80	48,00
Cable de Cobre, trenzado, #6 AWG THHN, VERDE	m	60	5,20	312,00
Cable de Cobre, trenzado, #2 AWG THHN, NEGRO	m	100	34,33	3.433,00
Cable de Cobre, trenzado, #4/0 AWG THHN, NEGRO	m	120	115,00	13.800,00
Cable de Cobre, trenzado, #500 MCM THHN, NEGRO	m	12	240,00	2.880,00
Fusible 20A con porta fusible HFA	Pza	15	80,00	1.200,00
Fusible 200A con porta fusible PM-2	Pza	1	195,00	195,00
Fusible 400A NH-3 con porta fusible ST	Pza	4	818,00	3.272,00
Interruptor Automatico, 3 polos, 200A	Pza	2	3.300,00	6.600,00
Interruptor Automatico, 3 polos, 100A	Pza	1	1.600,00	1.600,00
Interruptor Automatico, 3 polos, 80A	Pza	1	1.300,00	1.300,00
Tuberia Conduit 1 1/2"	m	72	28,00	2.016,00
Tuberia Conduit 3"	m	30	95,00	2.850,00
Cajas de paso tipo "C" 2"	Pza	6	90,00	540,00
Cajas de paso tipo "T" 2"	Pza	12	90,00	1.080,00
Bandeja GAL 25x10	m	60	116,66	6.999,60
Tapa Para Bandeja GAL 25x10	m	60	39,00	2.340,00
Bandeja GAL 40x10	m	2	155,00	310,00
Tapa Para Bandeja GAL 40x10	m	2	51,38	102,76
Soporte para Bandejas	m	31	60,00	1.860,00
Consumibles: Guantes, lentes, conectores	s.g.	1	3.500,00	3.500,00
TOTAL MATERIALES ==>				1.228.366,26
COSTO UNITARIO DE MATERIALES ==>				1.228.366,26

EQUIPOS

DESCRIPCION	CANTIDAD	COSTO	DEPRECIACION	COSTO DIARIO
Maquina de ARGON para soldar Aluminio	1,00	38.900,00	0,006100	237,29
Maquina de soldar hierro	1,00	3.800,00	0,014000	53,20
Maquina de roscar	0,50	45.000,00	0,009500	213,75
Camioneta Pick-up	0,75	160.000,00	0,003300	396,00
Camion F350	0,03	2.800,00	1,000000	84,00
Escaleras	2,00	350,00	0,025000	17,50
Equipo electico	2,00	2.500,00	0,015000	75,00
Taladro 1/2"	2,00	1.800,00	0,005250	18,90
Esmeril	1,00	1.500,00	0,009500	14,25
Equipo mecanico	1,00	1.200,00	0,030000	36,00
TOTAL EQUIPOS =====>				1.145,89
COSTO UNITARIO DE EQUIPOS =====>				34.723,94

MANO DE OBRA

DESCRIPCION	CANTIDAD	SALARIO	TOTAL DIARIO
Ingeniero proyectista especialista en PV, elaboracion planos	0,50	330,00	165,00
Ingeniero Residente	1,00	190,00	190,00
Soldador de primera	2,00	120,00	240,00
Electricista de primera	2,00	100,00	200,00
Maestro Armador	1,00	130,00	130,00
Ayudantes	4,00	60,00	240,00
TOTAL =====>			1.165,00
245,00% PRESTACIONES SOCIALES =====>			2.854,25
TOTAL MANO DE OBRA =====>			4.019,25
COSTO UNITARIO MANO DE OBRA =====>			121.795,45

CALCULADO POR: EDWARD ALARCON

COSTO DIRECTO POR UNIDAD SUB- TOTAL "A" ==>	1.384.885,65
10,00% ADMON Y GASTOS GENERALES ==>	138.488,57
SUB-TOTAL "B" =====>	1.523.374,22
10,00% UTILIDADES =====>	152.337,42

FECHA: 07/02/11

PRECIO UNITARIO	1.675.712,00
-----------------	--------------

5. Operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico conectado a la red sin sistema de respaldo

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTIDA : 01	PPTO.	UNIDAD: S.G., m, Pza
OBRA: Sistema de Generacion Eletrica mediante Energia Solar (SGExES)		
UBICACION: Zona Industrial II, Valencia Edo. Carabobo	CANTIDAD: 1,00	RENDIMIENTO: 0,0045
DESCRIPCION : Costos de Operación y mantenimiento del Sistema de Generacion Electrica mediante Energia Solar (SGExES)		

MATERIALES

DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO	COSTO TOTAL
Consumibles: Guantes, lentes, conectores	s.g.	1	2.900,00	1.450,00
Fusibles, terminales, pintura	s.g.	1	3.100,00	3.100,00
TOTAL MATERIALES ==>				4.550,00
COSTO UNITARIO DE MATERIALES ==>				4.550,00

EQUIPOS

DESCRIPCION	CANTIDAD	COSTO	DEPRECIACION	COSTO DIARIO
Maquina de soldar hierro y argon de aluminio	0,05	23.800,00	0,015000	17,85
Maquina de roscar	0,05	45.000,00	0,011000	24,75
Escaleras	0,05	1.200,00	0,055000	3,30
Equipo electrico	0,05	2.500,00	0,066000	8,25
Equipo mecanico	0,05	1.900,00	0,066000	6,27
TOTAL EQUIPOS =====>				60,42
COSTO UNITARIO DE EQUIPOS =====>				13.292,40

MANO DE OBRA

DESCRIPCION	CANTIDAD	SALARIO	TOTAL DIARIO
Electricista de Primera	0,05	100,00	5,00
Mecanico de Primera	0,05	80,00	4,00
Ayudantes	0,10	50,00	5,00
TOTAL =====>			14,00
245,00% PRESTACIONES SOCIALES =====>			34,30
TOTAL MANO DE OBRA =====>			48,30
COSTO UNITARIO MANO DE OBRA ==>			10.626,00

CALCULADO POR: EDWARD ALARCON

COSTO DIRECTO POR UNIDAD SUB- TOTAL "A" ==>	28.468,40
10,00% ADMON Y GASTOS GENERALES ==>	2.846,84
SUB-TOTAL "B" =====>	31.315,24
10,00% UTILIDADES =====>	3.131,52

FECHA: 07/02/11

PRECIO UNITARIO POR UN AÑO	34.447,00
-----------------------------------	------------------

6. Cuarto de Baterías

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTIDA :	01	PPTO.		UNIDAD:	S.G.
OBRA:	Construccion de Caseta para almacenar baterias del Sistema de Generacion Eletrica				
UBICACION:	Zona Industrial II, Valencia Edo. Carabobo	CANTIDAD:	1,00	RENDIMIENTO:	0,0625
DESCRIPCION : Suministro de mano de obra y equipos para el construccion de caseta de bloque y columnas de concreto para almacenar las baterías del sistema Fotovoltaico de la planta CORIMON (SGEXES)					

MATERIALES

DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO	COSTO TOTAL
Bloques de Arcilla de 12 X 25	Pza	720	4,20	3.024,00
Cabilla de hierro de 3/8"	m	250	6,00	1.500,00
Cabilla de hierro de 1/2"	m	80	8,50	680,00
Cemento Portland	Kg	780	0,95	741,00
Madera para encofrado de columnas	m2	22	75,00	1.650,00
Malla metalica para construccion de piso	m2	24	35,00	840,00
Losa-acero para construccion de techo con perfil "C"	m2	28	165,00	4.620,00
Angulos de acero de 40x6	m	18	24,00	432,00
Arena Lavada y Arena Amarilla	kg	1400	0,40	560,00
Canalizaciones electricas de la caseta	s.g.	1	3.200,00	3.200,00
Tuberias de drenajes y colector de lluvias	s.g.	1	2.900,00	2.900,00
Acabados, puerta y pintura	s.g.	1	4.500,00	4.500,00
Ventilacion de caseta	s.g.	1	690,00	690,00
Consumibles: Tornillos, pego, alambre, clavos, etc.	s.g.	1	1.100,00	1.100,00
TOTAL MATERIALES ==>				26.437,00
COSTO UNITARIO DE MATERIALES ==>				26.437,00

EQUIPOS

DESCRIPCION	CANTIDAD	COSTO	DEPRECIACION/ ALQ	COSTO DIARIO
Equipo de albañileria	1,00	6.000,00	0,058000	348,00
Trompo mezclador	0,50	35.000,00	0,015500	271,25
Camioneta Pick-up	0,40	160.000,00	0,003300	211,20
Escaleras	2,00	350,00	0,025000	17,50
Equipo electrico	1,00	2.500,00	0,015000	37,50
Taladro 1/2"	1,00	1.800,00	0,005250	9,45
Esmeril	2,00	1.500,00	0,009500	28,50
Equipo de pintura	1,00	1.500,00	0,011000	16,50
TOTAL EQUIPOS =====>				939,90
COSTO UNITARIO DE EQUIPOS =====>				15.038,40

MANO DE OBRA

DESCRIPCION	CANTIDAD	SALARIO	TOTAL DIARIO
Ingeniero Residente	0,20	190,00	38,00
Cabillero de primera	0,75	90,00	67,50
Electricista de primera	0,30	100,00	30,00
Maestro Albañil	1,00	130,00	130,00
Ayudantes	3,00	60,00	180,00
TOTAL =====>			445,50
265,00% PRESTACIONES SOCIALES =====>			1.180,58
TOTAL MANO DE OBRA =====>			1.626,08
COSTO UNITARIO MANO DE OBRA ==>			26.017,20

CALCULADO POR: EDWARD ALARCON

COSTO DIRECTO POR UNIDAD SUB- TOTAL "A" ==>	67.492,60
10,00% ADMON Y GASTOS GENERALES ==>	6.749,26
SUB-TOTAL "B" =====>	74.241,86
10,00% UTILIDADES =====>	7.424,19

FECHA: 04/01/06

PRECIO UNITARIO	81.666,00
------------------------	------------------