

## ANEXO 1 — ANEXO TÉCNICO

### “INSTALACIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA BENEFICIAR A VIVIENDAS EN ZONAS NO INTERCONECTADAS DEL MUNICIPIO DE CALAMAR - GUAVIARE”

#### 1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El presente proyecto pretende la construcción de cien (100) sistemas fotovoltaicos, individuales en las veredas determinadas por el municipio en la estructuración del proyecto.

La alternativa contempla la construcción e instalación de sistemas fotovoltaicos unifamiliares para el beneficio de las familias de las diez (10) veredas a intervenir.

El proyecto consiste en la Instalación de 100 Sistemas de Energía Solar Fotovoltaico unifamiliares. Cada sistema está compuesto por:

1. Dos (2) Paneles Solares de 450 Wp cada uno
2. Batería Litio-Ion (LiFePO4) de 2840 Wh, 25,6 VDC, Ciclos 3650 a DoD del 80% y protección de temperatura
3. Regulador MPPT (controlador) de 24 Vdc, 40 A
4. Un Inversor de onda pura de 1000 W / 24VDC / 120VAC
5. Soporte tipo mástil para 2 Paneles Solares
6. Puesta a Tierra
7. Materiales eléctricos de interconexión y accesorios (gabinete)
8. Instalación de redes internas; compuesto por cuatro (4) salidas de iluminación y tres (3) toma corrientes dobles. Medidor prepago monofásico
9. Capacitación: Espacio donde se realizan charlas con la comunidad para que conozcan cómo funcionan los equipos, el uso eficiente de la energía, como y cuando efectuar las recargas, cuidado de los equipos y que hacer en caso de fallas.

#### 2. DESCRIPCIÓN DE LAS CONDICIONES ACTUALES A INTERVENIR

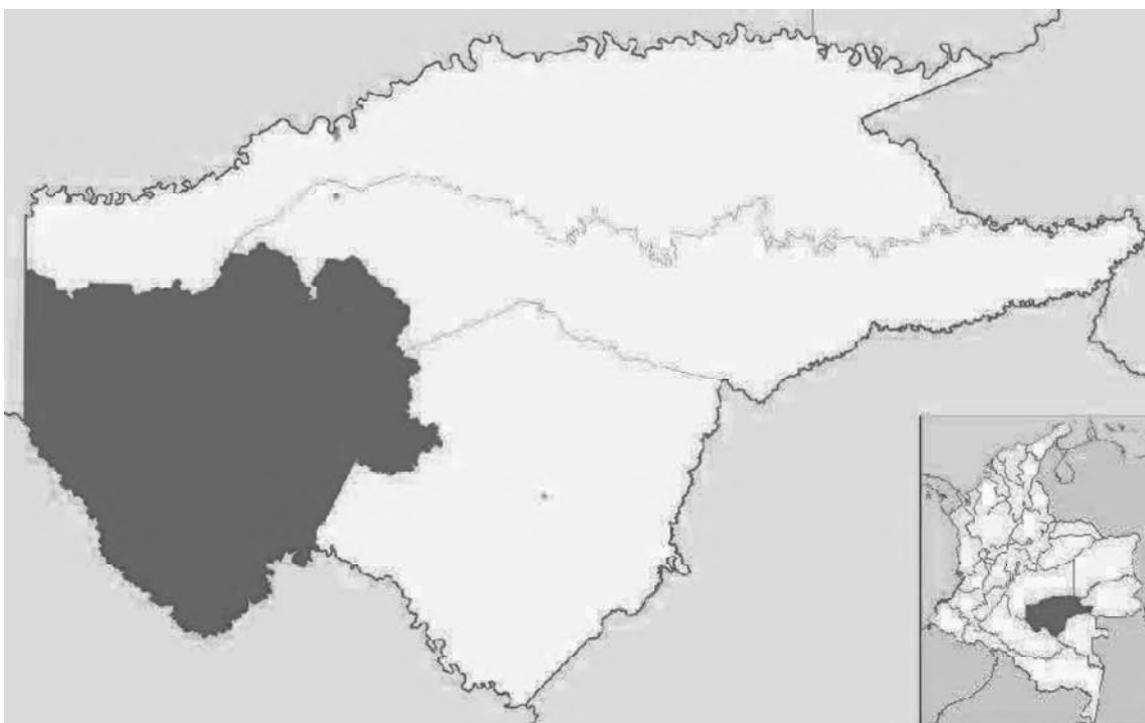
La zona rural del municipio de Calamar – Guaviare cuenta con alrededor de 290 habitantes concentrados en viviendas y espacios comunes no cuentan con el servicio de energía eléctrica, estos usuarios se encuentran concentrados en 10 veredas de las cuales se seleccionaron 100 entre otras, estos habitantes no cuentan con el servicio de energía,

ocasionando que la convivencia y calidad de vida de sus habitantes, sea día a día más vulnerable y desmejorando el desarrollo económico y sostenible.

La administración municipal, en colaboración con la comunidad recopiló la información con la comunidad de las veredas del municipio de Calamar - Guaviare; por tanto, revisó y detectó que no se cuenta con el acceso a la energía eléctrica. Por tanto, presenta esta iniciativa; la cual consiste en la construcción e instalación de sistemas fotovoltaicos individuales para la que finalmente la comunidad se beneficie y cuente con óptimas condiciones y brinde iluminación a los beneficiarios seleccionados por este proyecto.

## 2.1. LOCALIZACIÓN

La intervención se hará en el área rural de el municipio de Calamar, en el departamento de Guaviare, como se muestra en la siguiente ilustración:



*Ilustración 1 Localización del municipio de Calamar*

*Fuente: .<https://commons.wikimedia.org/wiki/User:Milenioscuro>*

## 3. ACTIVIDADES A EJECUTAR Y ALCANCE

Las actividades u obras para ejecutar son las siguientes:

ÍTEM	ACTIVIDAD	CANTIDAD USUARIOS	UNIDAD
------	-----------	-------------------	--------

### ASOCIACIÓN SUPRADEPARTAMENTAL DE MUNICIPIOS PARA EL PROGRESO

Carrera 33 # 37 - 31 Barrio Barzal Alto, Villavicencio – Meta. Teléfono: (608) 662 36 48 Cel. 3108708920

[infraestructura@asosupro.gov.co](mailto:infraestructura@asosupro.gov.co) – [direccionejecutiva@asosupro.gov.co](mailto:direccionejecutiva@asosupro.gov.co) - [info@asosupro.gov.co](mailto:info@asosupro.gov.co)

[www.asosupro.gov.co](http://www.asosupro.gov.co)

1	Realizar el suministro, transporte e instalación de dos (2) módulos solares monocristalinos de potencia mayor o igual a 450Wp cada uno + Accesorios de ensamblaje y sistema de protección DPS	100	UND
2	Realizar el suministro, transporte e instalación de una (1) batería de Litio-Ion LiFePO4 de capacidad mayor o igual de 2840 Wh, 25.6 VDC con vida útil igual o mayor a 3650 ciclos a un DoD del 80% y protección de temperatura	100	UND
3	Realizar el suministro, transporte e instalación de regulador MPPT (controlador) de 24 Vdc, 40 A, tensión máxima de circuito abierto 150 VDC	100	UND
4	Realizar el suministro, transporte e instalación de Inversor de 1.000 W, 24VDC - 120VAC, 60Hz, onda senoidal pura	100	UND
5	Realizar el suministro, transporte e instalación de soporte tipo mástil estructurado de 3 m, en acero galvanizado, espesor 2.5mm, dos mirillas para 2 paneles solares fotovoltaicos	100	UND
6	Realizar el suministro, transporte e instalación de dado de cimentación para fijación de mástil estructurado de 3m	100	UND
7	Realizar el suministro, transporte e instalación de sistema de Puesta a Tierra	100	UND
8	Realizar el suministro, transporte e instalación de materiales eléctricos de interconexión, accesorios y protecciones eléctricas para los SSFV y Gabinete de equipos	100	UND
9	Realizar el suministro, transporte e instalación de medidor prepago monofásico bifilar (incluye plataforma de recaudo)	100	UND
10	Realizar el suministro, transporte e instalación de kit básico de instalaciones internas (cuatro (4) salidas de iluminación y tres (3) tomacorrientes dobles)	100	UND
11	Realizar el replanteo de usuario	100	UND
12	Capacitación	58	UND

### 3.1. FASES Y ETAPAS DEL PROYECTO

El presente proyecto no está dividido por fases.

### 4. PLAZO PARA LA EJECUCIÓN DEL CONTRATO

El plazo de ejecución para el presente proyecto está estimado en **seis (6) meses**, contados a partir de la suscripción del acta de inicio, la cual se establece en el Pliego de *Condiciones*, el cual se contará en la forma prevista en el Anexo 4 – Minuta del Contrato.

### 5. FORMA DE PAGO

La forma de pago del presente proceso se realizará por precios unitarios de la siguiente manera:

La entidad efectuará al Contratista pagos parciales mensuales en pesos colombianos, hasta el noventa por ciento (90%) del valor del contrato, de acuerdo con las cantidades de obra realmente ejecutadas, revisadas, aceptadas y recibidas a satisfacción por la interventoría, las cuales además deben ser verificables físicamente y deberán soportarse en Actas de Obra, de conformidad con los precios unitarios y el valor del AIU pactado. El 10 % restante se pagará contra la liquidación del Contrato.

La Entidad no se hace responsable por las demoras presentadas en el trámite para el pago al Contratista cuando ellas fueren ocasionadas por encontrarse incompleta la documentación de soporte o no ajustarse a cualquiera de las condiciones establecidas en el Contrato y por la entidad.

La Entidad hará las retenciones a que haya lugar sobre cada pago, de acuerdo con las disposiciones legales vigentes sobre la materia.

## ASOCIACIÓN SUPRADEPARTAMENTAL DE MUNICIPIOS PARA EL PROGRESO

Carrera 33 # 37 - 31 Barrio Barzal Alto, Villavicencio – Meta. Teléfono: (608) 662 36 48 Cel. 3108708920

[infraestructura@asosupro.gov.co](mailto:infraestructura@asosupro.gov.co) – [direccionejecutiva@asosupro.gov.co](mailto:direccionejecutiva@asosupro.gov.co) - [info@asosupro.gov.co](mailto:info@asosupro.gov.co)

[www.asosupro.gov.co](http://www.asosupro.gov.co)

El Contratista deberá acreditar para cada pago derivado del contrato, que se encuentran al día en el pago de aportes parafiscales relativos al Sistema de Seguridad Social Integral, así como los propios del Sena, ICBF y Cajas de Compensación Familiar, cuando corresponda.

La entidad realizará al Contratista el último pago, cuyo valor no podrá ser inferior al diez por ciento (10%) del valor total del contrato, el cual se pagará contra liquidación del contrato.

El interventor solo aprobará el pago final de aquellas actividades que sean comprobables y efectivamente soportadas y que, en consecuencia, hayan sido debidamente ejecutadas por el Contratista. Para causar el pago final del contrato, el Contratista deberá acreditar que se encuentra a paz y salvo con la totalidad de proveedores, subcontratistas y empleados que haya utilizado en la ejecución de las actividades contratadas. Hasta no entregar dichos soportes, la Entidad no hará el respectivo pago final al contrato.

Para la realización de los pagos parciales y finales el contratista deberá allegar los siguientes documentos:

- Informe de obra
- Acta de cantidades de obra
- Memoria de cantidades de obra
- Registro fotográfico de la obra, antes durante y después
- Certificación cumplimiento y soporte de pagos de seguridad social y parafiscales, Art 50. Ley 789 de 2002. Expedido por el Representante Legal o Revisor Fiscal cuando corresponda
- Planillas de seguridad profesionales y personal de obra
- Bitácora
- Factura
- Amortización de los gastos de Administración

## 5.1 ANTICIPO

La Entidad entregará un anticipo equivalente al cuarenta por ciento (40%) del valor del contrato, una vez se hayan configurado los requisitos previos de ejecución y se haya firmado el acta de inicio.

La Entidad entregará el anticipo bajo las siguientes condiciones:

El anticipo se tramitará previa solicitud del Contratista y aceptación de las condiciones de la Entidad para su entrega. En todo caso el anticipo estará sujeto a la disponibilidad de cupo en el Programa Anual Mensualizado de Caja (PAC).

**La iniciación de las obras o el cumplimiento de cualquiera de las obligaciones contractuales no están supeditadas en ningún caso a la entrega y/o desembolso del anticipo.**

La Entidad, a través de la interventoría, revisará y aprobará los programas de inversión del anticipo. Para el manejo de los recursos que reciba a título de anticipo, el Contratista constituirá un patrimonio autónomo irrevocable (Fiducia) a nombre del objeto del contrato,

cuyo beneficiario sea la Asociación, el cual será vigilado por el Interventor del contrato. Por consiguiente, ningún pago o gravamen que afecte el anticipo podrá ser efectuado sin la autorización expresa y escrita del Interventor, quien velará así porque todo desembolso del anticipo corresponda a gastos del contrato y que estén de acuerdo con el plan de inversión del anticipo aprobado por el Interventor. El costo de la comisión fiduciaria es asumido directamente por el Contratista. El Contratista presentará la respectiva minuta del contrato de fiducia para aprobación previa del Interventor.

Los rendimientos financieros que genere el anticipo entregado por la Entidad serán reintegrados mensualmente en la cuenta que para el efecto se indique. Copia de la consignación debe ser remitida a la Entidad indicando con precisión que se trata de recursos por concepto de rendimientos financieros del anticipo otorgado, el número, año del contrato y el nombre del Contratista. Es responsabilidad de la interventoría verificar el cumplimiento de esta obligación.

Si al momento de liquidarse el patrimonio autónomo se presentan excedentes de recursos en la cuenta del anticipo del citado patrimonio, la entidad fiduciaria consignará el valor de los mismos a la cuenta que para tal efecto se disponga, informando el número y año del contrato de obra, el nombre del Contratista y el concepto de la consignación especificando el valor por rendimientos y el valor por saldos de capital.

El Contratista presentará una certificación expedida por la entidad fiduciaria con la información necesaria sobre el patrimonio autónomo para el giro del anticipo.

Para la buena administración del anticipo se tendrán en cuenta como mínimo las siguientes reglas:

- El contrato de fiducia mercantil debe ser suscrito con una sociedad fiduciaria autorizada por la Superintendencia Financiera para crear patrimonios autónomos.
- El plazo del contrato de fiducia mercantil debe extenderse como mínimo hasta la utilización de la totalidad del recurso entregado a título de anticipo.
- Los recursos del anticipo depositados en el patrimonio autónomo deben ser invertidos en cuentas de ahorro y/o corrientes remuneradas, mientras se destinan al cumplimiento del plan de inversión del mismo aprobado por el Interventor.
- Tanto los rendimientos que genere la cuenta de anticipo del patrimonio autónomo, como los excedentes de esta misma cuenta, si los hubiere, deben ser reintegrados a la Entidad como se establece en el presente instructivo, lo cual debe ser verificado por el Interventor.
- La Entidad remitirá a la entidad fiduciaria el plan de inversión del anticipo aprobado y le informará sobre la persona natural o jurídica que actuará como Interventor. Así mismo, la Entidad informará a la fiduciaria sobre las suspensiones y reanudaciones en la ejecución del contrato.
- En los casos de caducidad del contrato o terminación unilateral o anticipada del mismo, la entidad fiduciaria reintegrará a la Entidad el saldo existente en la cuenta de anticipo y sus rendimientos en la forma indicada por la Entidad, una vez esta comunique a la fiduciaria el acto administrativo debidamente ejecutoriado.
- La entidad fiduciaria debe remitir mensualmente a la Entidad, al Interventor y al Contratista, dentro de los primeros quince (15) días hábiles de cada mes, un informe de

gestión sobre el manejo del anticipo en el patrimonio autónomo, el cual contendrá como mínimo la siguiente información: el número y año del contrato de obra, el nombre del Contratista, las inversiones realizadas, el saldo por capital, los rendimientos con corte al último día del ejercicio anterior, los giros y/o traslados realizados.

El anticipo será amortizado mediante deducciones de las actas parciales de obra, situación que deberá ser controlada por la interventoría. La cuota de amortización se determinará multiplicando el valor de la respectiva acta por la relación que exista entre el saldo del anticipo y el saldo correspondiente al noventa por ciento (90%) del valor total del contrato. El 100% del anticipo deberá ser amortizado por el contratista con el pago de las actas parciales hasta el 90% del valor del contrato, en todo caso en el 10% pendiente para la liquidación del contrato no podrá haber porcentaje de anticipo sin amortizar.

## **6. CONDICIONES PARTICULARES DEL PROYECTO**

Para la ejecución del presente proceso se deben tener en cuenta los Anexos Técnicos que hacen del presente proyecto y que se anexan.

### **6.1. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS**

Para dar cumplimiento a las actividades descritas en el proyecto, se deberá tener en cuenta por parte del contratista las especificaciones técnicas que hacen parte integral del presente proceso y que se durante el proceso de estructuración del proyecto se elaboraron y aprobaron por parte de la Entidad y que se denomina documento "ESPECIFICACIONES TÉCNICAS" (11 folios).

Como parte de la estructuración del proyecto se realizaron anexos técnicos para el desarrollo la ejecución del proyecto,

- Anexo Técnico No. 01. Alternativa Generación Individual a partir de Solución solar Fotovoltaica de 900 Wp
- Anexo Técnico No. 02. Dimensionamiento de cableado, protecciones, y validación teórica del sistema simulado en PVSYST para Sistemas de Generación Fotovoltaica Individuales.
- Anexo Técnico No. 03. Diseño del Sistema de Puesta a Tierra
- Anexo Técnico No. 04. Proceso Constructivo.
- Anexo Técnico No. 05. Análisis de Riesgos de Origen Eléctrico y Medidas de Mitigación en Sistemas de Generación Solar Fotovoltaica Individual.
- Memorias de Calculo.
- Memorias de Calculo Civil. Estructura de soporte para dos paneles solares.

### **6.2. DOCUMENTOS QUE ENTREGARÁ LA ENTIDAD PARA LA EJECUCIÓN DEL CONTRATO**

Estudios y diseños, memorias, proceso constructivo, planos y demás documentos necesarios para la ejecución del Contrato de Obra.

### 6.3. MÉTODO CONSTRUCTIVO

La metodología constructiva (Anexo No. 04. Proceso Constructivo) utilizada por el Contratista para desarrollar las actividades contratadas deberá garantizar los siguientes aspectos:

1. Las calidades previstas en planos y especificaciones que le sean entregados.
2. La estabilidad de la obra contratada.
3. El cumplimiento de las normas de calidad que reglamentan algunos materiales y elementos constructivos.
4. El cumplimiento de las normas de seguridad durante la ejecución de la obra.

No afectar el desarrollo de las otras actividades que no estén a cargo suyo y que se ejecuten simultáneamente.

### 7. INFORMACIÓN SOBRE EL PERSONAL PROFESIONAL

Para efectos del análisis de la información del personal, se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

- a. Las hojas de vida y soportes del personal vinculado al proyecto serán verificadas una vez se adjudique el Contrato y no podrán ser pedidas durante la selección del Contratista para efectos de otorgar puntaje o como criterio habilitante.
- b. Si el Contratista ofrece dos (2) o más profesionales para realizar actividades de un mismo cargo, cada uno de ellos deberá cumplir los requisitos exigidos en los Pliegos de Condiciones para el respectivo cargo. Un mismo profesional no puede ser ofrecido para dos o más cargos diferentes en los cuales supere el 100 % de la dedicación requerida para este Proceso de Contratación.
- c. El Contratista deberá informar la fecha a partir de la cual los profesionales ofrecidos ejercen legalmente la profesión de conformidad con lo señalado en el Pliego de Condiciones. El requisito de la tarjeta o matrícula profesional se puede suplir con lo regulado en el artículo 18 del Decreto -Ley 2106 de 2019.
- d. Las certificaciones de experiencia de los profesionales deben ser expedidas por la persona natural o jurídica con quien se haya establecido la relación laboral o de prestación de servicios.
- e. La Entidad podrá solicitar en cualquier momento al Contratista los documentos que permitan acreditar el valor y el pago correspondiente de cada uno de los profesionales empleados en la ejecución del contrato y que estén acorde con el valor de los honorarios definidos a la fecha de ejecución del Contrato, en el caso en que sea establecido un valor de honorarios de referencia.
- f. El Contratista es responsable de verificar que los profesionales propuestos tengan la disponibilidad real para la cual se vinculan al proyecto.
- g. El Contratista garantizará que los profesionales estén disponibles (físicamente o a través de medios digitales) cada vez que la Entidad los requiera para dar cumplimiento al objeto del Contrato de acuerdo con el tiempo de dedicación exigido para cada personal.
- h. La Entidad se reserva el derecho de exigir el reemplazo o retiro de cualquier Subcontratista o trabajador vinculado al contrato, sin que ello conlleve mayores costos

para la Entidad, detallando las razones debidamente justificadas por la cual solicita dicho cambio.

f. En la determinación de la experiencia de los profesionales se aplicará la equivalencia, así:

Posgrado título	conRequisitos General	de Experiencia	Requisitos de Experiencia Específica
Especialización	Veinticuatro (24) meses		Doce (12) meses
Maestría	Treinta y seis (36) meses		Dieciocho (18) meses
Doctorado	Cuarenta y ocho (48) meses		Veinticuatro (24) meses

Las equivalencias se pueden aplicar en los siguientes eventos:

- Título de posgrado en las diferentes modalidades por experiencia general y viceversa.
- Título de posgrado en las diferentes modalidades por experiencia específica y viceversa.
- No se puede aplicar equivalencia de experiencia general por experiencia específica o viceversa.
- No se puede aplicar equivalencia de experiencia general o específica por título de posgrado

El personal relacionado será contratado por el Contratista y su costo debe incluirse dentro de los gastos administrativos generales del Contrato. Se aclara que los perfiles que hacen parte del personal clave deben cubrir todo el plazo de ejecución del proyecto indistintamente de su porcentaje de dedicación. Para los demás perfiles profesionales, en caso de que la Entidad los requiera deberán estar disponibles, según su porcentaje de dedicación, con el fin de lograr el cumplimiento del objeto contractual y las obligaciones derivadas del Contratista, para lo cual se podrá hacer uso de medios virtuales.

### 7.1. PERSONAL CLAVE

El Proponente con la presentación de su propuesta manifiesta que conoce y cuenta con los requisitos mínimos que deben cumplirse para el personal clave para cada cargo, los cuales se detallan en esta sección.

El personal relacionado corresponde al siguiente:

- UN (1) DIRECTOR DE OBRA, dedicación del 30%.
- UN (1) RESIDENTE DE OBRA, dedicación del 100%
- UN (1) PROFESIONAL AMBIENTAL, dedicación del 50%.
- UN (1) PROFESIONAL EN EL AREA CONTABLE, dedicación del 30%

### 7.2. REQUISITOS DEL PERSONAL DEL CONTRATISTA

El personal clave debe cumplir y acreditar, como mínimo, los siguientes requisitos de formación y experiencia:

**Tabla 1 – Requisitos del personal del contratista**

Perfil No.	Cargo	Título profesional	Título de posgrado	Experiencia general (años mínimos)	Experiencia específica (años mínimos)
1	Director de obra (30%)	Título profesional de Ingeniero electricista	Título de especialización, en Gerencia de proyectos/Gestión y/o temas afines a su formación profesional.	Diez (10) años de experiencia profesional certificada contados a partir de la fecha de expedición de la tarjeta profesional.	Cinco (05) años como director de obra en proyectos relacionados con el objeto a contratar.
2	Residente de obra (100%)	Título profesional de Ingeniero electricista	N.A.	Cinco (5) años de experiencia profesional certificada contados a partir de la fecha de expedición de la tarjeta profesional.	Tres (03) años como residente de obra en proyectos relacionados con el objeto a contratar.
3	Profesional Ambiental (50%)	Título profesional entre alguna de las siguientes alternativas: Profesional en Seguridad y Salud en el Trabajo.	Título de especialización en Seguridad y Salud en el Trabajo siempre y cuando su formación profesional de pregrado no corresponda a SST.	Cinco (05) años de experiencia profesional certificada contados a partir de la fecha de expedición de la tarjeta profesional.	Dos (02) años como profesional SST en proyectos relacionados con el objeto a contratar.
4	Profesional Contable (30%)	Título profesional entre alguna de las siguientes alternativas: Profesional en el área contable.	N/A	Tres (03) años de experiencia profesional certificada contados a partir de la fecha de expedición de la tarjeta profesional.	Dos (02) años como profesional contable en proyectos relacionados con el objeto a contratar.

El personal relacionado anteriormente es el personal operacional y profesional mínimo necesario para la ejecución del proyecto. Si el Contratista contrata persona adicional, este correrá por su cuenta, por lo que no habrá lugar a pago alguno por parte de la Entidad frente al personal extra que el Contratista utilice en la ejecución del Contrato, ya que la Entidad en la etapa de planeación estableció el personal profesional y operacional mínimo requerido para el cumplimiento del Contrato.

Para cada uno de los profesionales mencionados se deberá anexar fotocopia de la tarjeta profesional y certificado de vigencia y antecedentes expedido por el consejo profesional competente. El requisito de la tarjeta profesional se puede suplir con el requisito de que trata el artículo 18 del Decreto – Ley 2106 de 2019. Los estudios de posgrado que se exijan como requisito mínimo se acreditarán mediante copia de los diplomas respectivos o certificado de obtención del título correspondiente. Además, la Entidad podrá solicitar las certificaciones laborales que permitan verificar la información relacionada en los Anexos. Para cada uno de los profesionales se debe aportar la información solicitada.

## 8. OBRAS PROVISIONALES

Durante su permanencia en la obra serán a cargo del constructor, la construcción, mejoramiento y conservación de las obras provisionales o temporales que no forman parte integrante del proyecto, tales como vías provisionales, vías de acceso y las demás que considere necesarias para el buen desarrollo de los trabajos, cercas, oficinas, bodegas, talleres y demás edificaciones provisionales con sus respectivas instalaciones, depósitos de combustibles, lubricantes y explosivos, de propiedades y bienes de la Entidad o de terceros que puedan ser afectados por razón de los trabajos durante la ejecución de los mismos, y en general toda obra provisional relacionada con los trabajos.

Adicionalmente, correrán por su cuenta los trabajos necesarios para no interrumpir el servicio en las vías públicas usadas por él o en las vías de acceso cuyo uso comparta con otros contratistas.

El proponente debe tener en cuenta el costo correspondiente a los permisos y a las estructuras provisionales que se requieran cuando, de conformidad con el proyecto cruce o interfiera corrientes de agua, canales de desagüe, redes de servicios públicos, etc. En el caso de interferir redes de servicios públicos, estos costos serán reconocidos mediante aprobación de precios no previstos, incluidos en las correspondientes actas de obra aprobadas por el Interventor. Para lo anterior deberá tramitar la correspondiente aprobación de los precios no previstos del proyecto ante el ordenador, y en los casos que se requiera el permiso correspondiente ante la autoridad competente.

A menos que se hubieran efectuado otros acuerdos, el proponente favorecido con la adjudicación del contrato deberá retirar todas las obras provisionales a la terminación de los trabajos y dejar las zonas en el mismo estado de limpieza y orden en que las encontró. Así mismo, será responsable de la desocupación de todas las zonas que le fueron suministradas para las obras provisionales y permanentes.

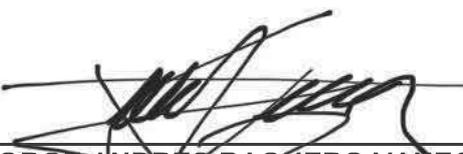
## 9. SEÑALIZACIÓN

De ser necesario, son de cargo del Proponente favorecido todos los costos requeridos para instalar y mantener la señalización de la obra y las vallas informativas, la iluminación nocturna y demás dispositivos de seguridad y salud en el trabajo, para los trabajadores como para terceros, se deberá mantener comunicación y coordinación en los términos definidos por las autoridades competentes.

## 10. DOCUMENTOS TÉCNICOS ADICIONALES

Documentos anexos derivados del proceso

En constancia se firma en Villavicencio, a los 6 días del mes de junio de 2024.

  
\_\_\_\_\_  
**JORGE ANDRÉS BAQUERO VANEGAS**  
Representante Legal

Proyecto.  
Dirección de infraestructura.

**Proyecto:**

**INSTALACIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA  
BENEFICIAR A VIVIENDAS EN ZONAS NO  
INTERCONECTADAS DEL MUNICIPIO DE CALAMAR -  
GUAVIARE.**

**Anexo Técnico No.02**

**Dimensionamiento de cableado, protecciones, y  
validación teórica del sistema simulado en PVSYST  
para Sistemas de Generación Fotovoltaica  
Individuales.**

## **Contenido**

1. GENERALIDADES .....	4
2. VALIDACIÓN DEL SISTEMA FV INDIVIDUAL SIMULADO .....	4
2.1. Dimensionamiento banco de baterías.....	5
2.2. Dimensionamiento del arreglo solar fotovoltaico.....	6
2.3. Dimensionamiento del controlador.....	8
2.4. Dimensionamiento del inversor.....	9
3. DIMENSIONAMIENTO DE CABLEADO Y PROTECCIONES .....	9
3.1. Evaluación de distancias de seguridad.....	10
3.2. Sistema de puesta a tierra .....	10
3.3. Dimensionamiento de conductores, ductos y protecciones. ....	10
3.3.1. Dimensionamiento de Protecciones.....	15
3.4. Dimensionamiento de Gabinete.....	17
3.5. Diagrama Unifilar .....	19

## **Listado de Tablas**

Tabla 1. Consolidado de cuadro de demanda ajustada a consumo real simulada en PV_SYST .....	4
Tabla 2. Mapa radiación global horizontal diaria promedio (HPS) .....	7
Tabla 3. Características eléctricas cable solar.....	11
Tabla 4. Características eléctricas estándar de los conductores THHN .....	11
Tabla 5. Capacidad de corriente conductores eléctricos. ....	12
Tabla 6. Parámetros eléctricos habituales para paneles de 72 celdas monocristalinos en Condiciones Estándar de Medida (STC) .....	12
Tabla 7. Selección de conductor y cálculo de regulación, Panel Solar - Caja de conexión. ....	14
Tabla 8. Selección de conductor y cálculo de regulación, Caja de conexión - Regulador de carga ..	14
Tabla 9. Selección de conductor y cálculo de regulación, Regulador de carga – Baterías.....	14
Tabla 10. Selección de conductor y cálculo de regulación entrada y salida de inversor.....	14
Tabla 11. Selección de conductor y cálculo de regulación instalaciones internas. ....	14
Tabla 12. Requisitos técnicos para medidor de energía. ....	14
Tabla 13. Dimensionamiento de instalaciones eléctricas.....	14
Tabla 14. Resumen de requisitos de los circuitos ramales - NTC 2050.....	16
Tabla 15. Dimensionamiento de cableado y protecciones.....	16

## **Listado de Ilustraciones**

Ilustración 1. Curva característica de operación breaker termomagnético. (Corriente en valores unitarios).....	15
Ilustración 2. Ubicación batería en interior de gabinete. ....	17
Ilustración 3. Acceso 90 ° de doble fondo del gabinete. ....	18
Ilustración 4. Vista superior gabinete eléctrico.....	18
Ilustración 5. Vista lateral gabinete eléctrico. ....	18
Ilustración 6. Diagrama Unifilar Sistema Aislado .....	19

## 1. GENERALIDADES

En el presente documento se calcula el dimensionamiento del cableado y protecciones, además de validar el diseño del sistema de generación solar individual simulado mediante PVSYST para el municipio de Calamar en el departamento del Guaviare, resaltando que los criterios aquí aplicados guardan una relación directa con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE y la Norma Técnica Colombiana de instalaciones eléctricas NTC-2050, con la apreciación general de que todo cambio o desviación de la norma será plenamente justificado y no tendrá efectos adversos sobre la seguridad de las personas, el medio ambiente y las instalaciones.

## 2. VALIDACIÓN DEL SISTEMA FV INDIVIDUAL SIMULADO

De acuerdo a la necesidad de demanda de la zona se consolida la información con los siguientes ajustes; se actualiza el consumo energético de la nevera con información real de mercado, se agrupa en "Electrodomésticos" equipos como ventilador, PC y equipo de sonido, también se considera el uso de licuadora, de igual manera se considera televisor; Finalmente se genera la Tabla 1 con estas consideraciones, la cual es equivalente a la potencia del consumo estimado por vivienda de 1,625 kWh/día.

	Number	Power	Use	Energy
Lamps (LED or fluo)	4	10 W/lamp	4 h/day	160 Wh/day
Televisión	1	60 W/app	4 h/day	240 Wh/day
Licuadora	1	250 W/app	1 h/day	125 Wh/day
Nevera	1		8 Wh/day	1000 Wh/day
Celular / Otros usos	1	40 W tot	3 h/day	100 Wh/day
Total daily energy				1625 Wh/day

Tabla 1. Consolidado de cuadro de demanda ajustada a consumo real simulada en PV\_SYST

\*\*\* En la fila del refrigerador las unidades deben tomarse en la columna 'utilización' como h/día y no Wh/día

\*\*\* En la fila del refrigerador la potencia nominal promedio se considera 125 W

\*\*\* En el ítem Licuadora, se considera 0,5 h/día de uso, ya que este es el menor valor de tiempo de uso que se podría introducir en el software, sin embargo, PV\_SYST aproxima en la tabla a un valor de 1h/día

En este punto vale la pena aclarar que el consumo base para la nevera se plantea para un refrigerador con capacidad aproximada de 50 Litros, tomando como base los modelos HACEB 46 CE 1P TI <sup>[1]</sup> y CHALLENGER CR 086 <sup>[2]</sup>, se obtiene un promedio de 1,0 kWh/día de consumo para este electrodoméstico.

Teniendo en cuenta la carga de las viviendas se procede a definir la capacidad del banco de baterías, la cual está determinada por los días de autonomía requeridos, los cuales se han definido de 1,2 - 1,5 días de autonomía.

## 2.1. Dimensionamiento banco de baterías

Teniendo en cuenta que las descargas profundas reducen la vida útil de las baterías y con el fin de asegurar la vida útil de éstas a 10 años o más, se propone ajustar la profundidad de descarga en 80%, por medio de un ajuste de fábrica del inversor el cual presente una alarma y una desconexión de las baterías cuando el voltaje equivalente represente un SOC del 0,2.

La carga total por día definida se ajustó teniendo en cuenta el Factor de Temperatura en las baterías el cual es inversamente proporcional con la eficiencia del banco de baterías; este factor se ha definido con un valor de 1,03.

Obtenidos los datos anteriores, definiendo la tensión nominal de funcionamiento en DC de 24 VDC, la demanda de energía diaria por cada sistema y la cantidad mínima de autonomía que se requiere para estas zonas, se realiza el dimensionamiento del banco de baterías con la siguiente expresión matemática:

$$Cb = \frac{Eas * Da * Ft}{DoD * Vnom}$$

Donde:

**Eas:** Demanda diaria requerida por el sistema (Wh-día)

**Da:** Cantidad mínima de días de autonomía del sistema (días)

**Ft:** Factor de compensación por variación de la temperatura

**DoD:** Profundidad de descarga de la batería (%)

**Vnom:** Tensión DC nominal de las baterías (VDC)

$$Cb = \frac{Eas * Da * Ft}{DoD * Vnom} = \frac{1625 \text{ Wh/día} * 1,2 * 1,03}{0,80 * 24V} = 104,61 \text{ [Ah]}$$

Con este valor hallado, se prosigue a escoger una batería con un valor de capacidad de valor comercial más cercano, siendo este de **110 Ah** a tensión nominal de funcionamiento de **25,6 VDC**, el cual se encuentra disponible para tecnología Lón-Litio con una energía disponible de almacenamiento de **2840 Wh**.

Posteriormente, se prosigue con la determinación de la autonomía del sistema con un 80% DOD y la batería de valor comercial (2840 Wh), y se muestra a continuación:

Donde:

**Ah:** Capacidad de corriente de la batería (Ah)

**Vn:** Tensión nominal de funcionamiento de la batería (VDC)

**DoD:** Profundidad de descarga de la batería (%)

$$\text{Energía Batería} = Ah \times Vn \times \text{Cantidad Baterías} = 110,93 \text{ Ah} \times 25,6 \text{ VDC} \times 1 = 2840 \text{ Wh}$$

$$\text{Autonomía} = \frac{2840 \text{ Wh} \times DOD}{\text{Consumo esperado (Eas)}} = \frac{2840 \text{ Wh} \times 0,80}{1625 \text{ Wh}} = 1,4 \text{ Días}$$

Las baterías de litio se dimensionan respecto a la energía nominal y no a la capacidad de corriente (Ah). Se anexa ficha técnica de batería propuesta, y en el anexo 6 se presentan las características técnicas de los elementos.

Para este proyecto la carga diaria estimada es de **1625 Wh**, por lo tanto, una batería con **2840 Wh** nominales brinda total cubrimiento de la demanda para una profundidad de descarga del **80%** con una autonomía resultante de **1,40 días**.

Según los mapas solares de IDEAM, la zona del proyecto solo tiene 1 a 2 días sombra al año, por tal motivo no es necesario sobredimensionar la batería en autonomía de días.

## 2.2. Dimensionamiento del arreglo solar fotovoltaico

Una vez realizado el cálculo de la capacidad del banco de baterías se procede a realizar el dimensionamiento del sistema solar (cantidad de módulos necesarios). Para esto se considera la energía consumida durante el día, las horas pico solares (HPS) además de la eficiencia del cableado, las baterías y el controlador, el inversor y las baterías.

Para definir el HPS de la zona bajo estudio, se calculó la radiación global efectiva por medio del software PVSYST el cual arroja un resultado de 1655,7 kWh/m<sup>2</sup> año, para el análisis, se toma en cuenta el valor más bajo del año con el fin de garantizar la generación adecuada y suficiente de energía del sistema, aun cuando este sea sometido al peor escenario de radiación, este valor es correspondiente a la efectiva global mensual, el cuál para este caso es debido al mes de Agosto con 132,2 kWh/ m<sup>2</sup> mes, este valor se divide por la cantidad de días de un mes (31 días) y con ello encontrar la radiación global efectiva diaria promedio (HPS), encontrando un valor de 4,26 HPS. (Según mapas IDEAM la zona está entre 4,0 y 4,5 HPS <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>).

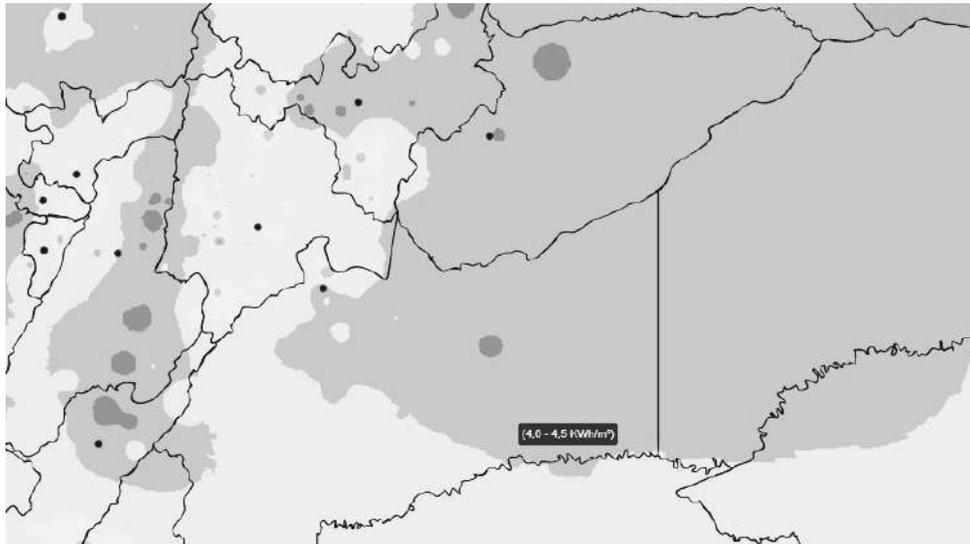


Tabla 2. Mapa radiación global horizontal diaria promedio (HPS)

Fuente: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

Las pérdidas por temperatura se definen como la suma de las pérdidas por temperatura, irradiancia, mismatch y otros, las pérdidas en cableado incluyen todas las conexiones y las instalaciones internas, la eficiencia de las baterías se refiere a la eficiencia del proceso carga/descarga que, para las baterías de Litio, es de **90%** aproximadamente.

Las eficiencias de los elementos controlador e inversor son las que se presentan en las fichas técnicas, **95%** y **90%** respectivamente (Ver el Anexo Técnico N° 06 – Especificaciones Equipos).

Con respecto a las pérdidas asociadas al proceso de generación y conversión de energía se asume valores conservadores, los cuales se muestran en la siguiente ecuación:

$$Wp = \frac{Wh/día}{HPS * \eta_{pérdidaTemp} * \eta_{pérdidaCableado} * \eta_{Baterías} * \eta_{controlador} * \eta_{inversor}}$$

$$Wp = \frac{1625}{4,26 * 0,90 * 0,97 * 0,90 * 0,95 * 0,90} = 567,83 Wp$$

De acuerdo con el resultado anterior se define la potencia mínima requerida del arreglo fotovoltaico de 567,83 Wp. Ahora como los paneles fotovoltaicos pierden eficiencia de hasta el 10 % los primeros 10 años y se estima que la carga pueda incrementar el 10%, que debe generarse en consumo diurno, se debe considerar hasta un 20% de sobredimensionamiento del arreglo solar. Con estos ajustes necesarios para 10 años de la sostenibilidad del sistema, se tiene que el arreglo debe ser de 567,83 Wp x 120% = 681,39 Wp.

Para la zona de Calamar - Guaviare se requiere una potencia mínima de 700 Wp, por ende se opta por la implementación de dos paneles de 450 Wp, para un total de 900 Wp instalados por sistema individual, por otro lado, teniendo en cuenta que la zona es de difícil acceso, y, por motivos de operatividad, se consideró la instalación de módulos solares fotovoltaicos monoperc de media celda de 144 celdas, por tal motivo, se realiza un análisis de mercado y se corrobora el uso del panel de 450 Wp, debido también a su amplia disponibilidad comercial para la fecha de estructuración y futura.

### 2.3. Dimensionamiento del controlador

Siendo conocedores de la potencia (Wp) del arreglo fotovoltaico se procede a realizar el dimensionamiento del controlador de carga el cual debe ser de una potencia mínima de 900 Wp con un voltaje nominal de 25,6 volt conforme al banco de baterías.

El VOC del arreglo fotovoltaico es calculado teniendo en cuenta la temperatura promedio más baja de la zona bajo estudio, la cual es de 22 °C. Se considera un valor de -0,27%/°C como el coeficiente de temperatura para el VOC dado por el fabricante, con el cual se realizó la corrección por temperatura del VOC del panel seleccionado dado por el fabricante bajo el estándar STC, el cual considera un VOC=49,3 volt a una Temperatura de 25°C. De esta manera el voltaje del VOC tendrá una variación dado que la temperatura de trabajo más baja está en un valor de (22 °C) con respecto al estándar del fabricante, por lo tanto, el valor de VOC corregido será igual a:

$$V_{OC_{22^{\circ}C}} = V_{OC_{25^{\circ}C}} + \left( \Delta T * \frac{-0,27\%}{^{\circ}C} \right) * V_{OC_{25^{\circ}C}}$$

$$V_{OC_{22^{\circ}C}} = 49,3 V + \left( -3^{\circ}C * \frac{-0,27\%}{^{\circ}C} \right) * 49,3 V = 49,3V + 0,3993V = 49,70 V$$

Donde  $\Delta T$  corresponde a la diferencia entre la temperatura promedio más baja de la zona de ejecución del proyecto (22 °C) y la temperatura de la celda dada por el estándar STC (Standard Test Condition) de 25°C.

Teniendo en cuenta el voltaje de circuito abierto VOC corregido y conociendo la cantidad de módulos necesarios para la generación de energía (2 PV) la característica del controlador debe estar en capacidad de admitir un voltaje VOC mínimo de  $2 * 49,70 VDC = 99,4 VDC$ .

De la misma forma se corrige la corriente Isc del módulo fotovoltaico propuesto teniendo en cuenta la temperatura promedio más alta de la zona la cual es de 31°C y el coeficiente de Temperatura de Isc igual a 0,048%/°C

$$I_{SC_{31^{\circ}C}} = I_{SC_{25^{\circ}C}} + \left( \Delta T * \frac{0,048\%}{^{\circ}C} \right) * I_{SC_{25^{\circ}C}}$$

$$I_{SC_{31^{\circ}C}} = 11,6 A + \left( 6^{\circ}C * \frac{0,048\%}{^{\circ}C} \right) * 11,6A = 11,6A + 0,03341 = 11,63 A$$

Con base al cálculo anterior el controlador debe estar en la capacidad de soportar una corriente mínima de cortocircuito de 11,63 Ampere más un factor de seguridad de 1,25 es decir 14,54 A.

Por otro lado, la corriente mínima de carga del controlador se calcula como la relación entre la potencia nominal del generador fotovoltaico y el voltaje nominal del banco de baterías, de esta manera:

$$I_{carga\ mppt} = \left( \frac{900\ W}{25,6\ V} \right) = 35,16 \approx 35,2\ A$$

## 2.4. Dimensionamiento del inversor

Con base a las necesidades básicas domiciliarias de la zona bajo estudio (ver Tabla 1), se tiene en cuenta la potencia demandada por vivienda y considerando la simultaneidad de uso del 100% de la carga nominal (515W) es necesario un inversor con una salida de al menos este valor. También se debe considerar que algunas cargas de las viviendas no son constantes, es decir, presentan picos de consumo, por lo tanto, se debe considerar la potencia máxima requerida durante este lapso de tiempo; para estimar este consumo pico se considera la potencia nominal de los equipos que contienen cargas inductivas como motores por un factor de 2, como es el caso de la nevera y la licuadora respectivamente ( $2 \times 125W = 250W$ ;  $2 \times 250W = 500W$ ). Teniendo en cuenta lo anterior, el inversor debe estar en capacidad de suministrar una potencia pico de  $140W + 250W + 500W = 890W$  durante al menos 10 segundos, por ello se opta por un inversor comercial con una potencia nominal de 1000W, el cual tiene una potencia pico de hasta 3 veces su potencia nominal en lapsos cortos de tiempo ( $3 \times 1000W = 3000W @ 20\ ms$ ).

Para el cálculo de la corriente del inversor se tiene en cuenta dos etapas de funcionamiento del mismo, en funcionamiento nominal del equipo a consumo pleno y en el de funcionamiento pico, donde se tiene en cuenta el arranque simultaneo de los equipos con motores, como es el caso de la nevera y la licuadora, en el cual se usa la potencia máxima de estos en corto tiempo es por esto que se realiza el cálculo de la corriente nominal y la de corriente máxima del inversor así.

$$I_{nom\ INV} = \frac{P_{nom}}{V_{nom}} = \frac{515W}{120\ VAC} = 4,29\ A$$

$$I_{máx\ INV} = \frac{P_{máx}}{V_{nom}} = \frac{140\ W + 250\ W + 500\ W}{120\ Vac} = \frac{890\ W}{120\ VAC} = 7,42\ A @ 10\ seg$$

Con esto se concluye que de acuerdo al porcentaje de simultaneidad de uso de los equipos y la potencia nominal total de estos (515 W) se consumiría en promedio 4,29 A, y, para el caso de la corriente máxima del inversor, será entonces 7,42 A; cabe resaltar que esta cantidad de corriente se presentará por un período de tiempo muy corto (10 segundos), dentro del cual el inversor debe tener la capacidad de suministro sin problema.

## 3. DIMENSIONAMIENTO DE CABLEADO Y PROTECCIONES

---

Como consideración inicial se hace la precisión de que los diseños individuales de tipo aislado corresponden a una clasificación según RETIE de "Instalaciones Básicas", por tanto, los detalles técnicos evidenciados deberán ser los siguientes.

- a. *Que se cumplen las distancias mínimas de seguridad a partes expuestas de redes eléctricas y no se invaden servidumbres de líneas de transmisión.*
- b. *El tipo y ubicación del sistema de puesta a tierra, especificando el tipo de electrodo, sus dimensiones, así como el calibre y tipo del conductor de puesta a tierra.*
- c. *Identificación de la capacidad y tipo de las protecciones de sobre corriente, acorde con la carga y calibre del conductor de cada circuito.*
- d. *Un diagrama unifilar de la instalación y el cuadro de carga de los circuitos.*
- e. *La localización de tablero de medición, tablero de distribución, tipo y diámetro de tubería, número y calibres de conductores, interruptores y tomacorrientes y demás aparatos involucrados en la instalación eléctrica.*

### **3.1. Evaluación de distancias de seguridad.**

Atendiendo a los lugares donde serán instaladas las soluciones fotovoltaicas, donde no existe cruce de líneas o vías vehiculares, se deberá conservar la cota mínima al suelo de tres (3) metros para el cable de la acometida, en caso de ser aérea.

### **3.2. Sistema de puesta a tierra**

Se recomienda instalar el electrodo de puesta a tierra lo más cercano posible a la estructura metálica de soporte de los paneles; el electrodo seleccionado debe cumplir con la certificación RETIE de producto.

Considerando el ciclo de vida del electrodo, se recomienda como mínimo uno de tipo alma de acero con recubrimiento de 250 micras de cobre o en su defecto cobre macizo en diámetro de 5/8".

El cable de bajante debe ser como mínimo #8 AWG y debe estar debidamente identificado (cinta verde y/o un tramo de 10 cm sin aislamiento, en caso de que el aislamiento propio sea de un color diferente al verde).

Adicionalmente se deben atender las recomendaciones del Anexo Técnico No 04-Diseño del sistema de Puesta a Tierra.

### **3.3. Dimensionamiento de conductores, ductos y protecciones.**

Los cables seleccionados deben cumplir con los criterios de capacidad de corriente y regulación de voltaje, cuyos cálculos corresponden a los mencionados en el capítulo dos (2) de la NTC 2050.

La ecuación aplicada para el cálculo de corriente relaciona directamente el parámetro de resistividad del cable en ohm/Km, la longitud del conductor y el voltaje nominal al que va a operar la sección analizada.

$$\Delta V = \frac{\frac{D_{\text{entre equipos}}}{1000} * R_{\text{máx20}^\circ \text{ cond}} * I_{\text{max tramo}}}{V_{\text{mín operación equipo}}}$$

Para lo anterior se tendrá en cuenta las características del cable solar proporcionadas a continuación por el fabricante Multicontact.

Código	Sección	Color	Diámetro exterior	Peso	Radio Mín. Curvatura	Resist. Máx. del conductor a 20 °C	Intensidad al Aire (I)	Caida de tensión en DC
	mm <sup>2</sup>	(*)	mm <sup>2</sup>	kg/km	mm <sup>2</sup>	Ω/km	A	V/A.km
1614106	1x1,5	■ ■	4,3	35	18	13,7	30	38,17
1614107	1x2,5	■ ■	5,0	50	20	8,21	41	22,87
1614108	1x4	■ ■	5,6	65	23	5,09	55	14,18
1614109	1x6	■ ■	6,3	85	26	3,39	70	9,445
1614110	1x10	■ ■	7,9	140	32	1,95	96	5,433
1614111	1x16	■ ■	8,8	200	35	1,24	132	3,455
1614112	1x25	■ ■	10,5	295	42	0,795	176	2,215
1614113	1x35	■ ■	11,8	395	47	0,565	218	1,574

Tabla 3. Características eléctricas cable solar.

Las secciones cable convencional debe estar acorde con la tabla 3 presentada a continuación.

TABLA DE CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS CONDUCTORES CONVENCIONALES				
Tipo	Calibre	Diámetro exterior (mm)	Res. Máx del conductor a 20 °C (ohm/km)	Capacidad de Corriente (A) *
THWN-2	16	2,71	11,33	-
THWN-2	14	3,2	8,21	20
THWN-2	12	3,69	5,09	25
THWN-2	10	4,56	3,39	35
THWN-2	8	5,91	1,95	50
THWN-2	6	6,96	1,24	65
THWN-2	4	8,8	0,795	85
THWN-2	2	10,39	0,565	115
THHN	1/0	12	0,329	150
THHN	2/0	13,1	0,261	175
THHN	3/0	14,4	0,207	200
THHN	4/0	15,7	0,164	230

\* Capacidad de corriente de conductores aislados, no más de 3 conductores transportando corriente, con base en una temperatura ambiente de 30 °C, tomados de la tabla 310-16 de la NTC- 2050

Tabla 4. Características eléctricas estándar de los conductores THHN

Para la selección del cableado se considera pertinente usar el factor de seguridad sugerido por la norma técnica del 25 % sobre la corriente nominal. En la Tabla 310 – 16 de la NTC 2050 se presentan las capacidades de corriente para distintos calibres de cable y de acuerdo a su temperatura de trabajo, en este caso la temperatura nominal de diseño es a 60 °C, lo anterior siguiendo las recomendaciones del Artículo 20.2.9.f del RETIE.

SECCIÓN TRANSV.	TEMPERATURA NOMINAL DEL CONDUCTOR (VER TABLA 310-13)						CALIBRE
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	
	TIPOS	TIPOS	TIPOS	TIPOS	TIPOS	TIPOS	
	TW*	FEPW*	TBS,SA,SS,FEP*	TW*	RH*	TBS,SA,SS,	
	UF*	RH*, RHW*	FEPB*,MI,RHH*	UF*	RHW*	THHN*, THHW*	
		THHW*	RHW-2, THHN*		THHW*	THW-2, THWN-2,	
		THW*	THHW*,THW-2*		THW*	RHH*, RHW-2,	
		THWN*	THWN-2*, USE-2,		THWN*	USE-2, XHH,	
	XHHW*	XHH, XHHW*		XHHW*	XHHW, XHHW-2,		
	USE*, ZW*	XHHW-2, ZW-2		USE*	ZW-2		
MM²	COBRE			ALUMINIO 0 ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG o KCMIL S
0,82	--	--	14	--	--	--	18
1,31	--	--	18	--	--	--	16
2,08	20*	20*	25	--	--	--	14
3,30	25*	25*	30*	20*	20*	25*	12
5,25	30	35*	40*	25	30*	35*	10
8,36	40	50	55	30	40	45	8
13,29	55	65	75	40	50	60	6
21,14	70	85	95	55	65	75	4
26,66	85	100	110	65	75	85	3
33,62	95	115	130	75	90	100	2
42,20	110	130	150	85	100	115	1
53,50	125	150	170	100	120	135	1/0

Tabla 5. Capacidad de corriente conductores eléctricos.

El análisis de corrientes, cableado y protecciones se desarrolla en tres etapas, acorde con la variación del nivel de tensión y el tipo de señal eléctrica (señal directa o señal alterna).

### ETAPA 1 - ACOMETIDA SOLAR

La primera etapa corresponde a la señal de corriente directa proveniente de los paneles solares, la cual depende del número de paneles solares en paralelo por la corriente de corto circuito de un panel.

Adicionalmente se debe tener en cuenta la regulación de voltaje, ésta no debe superar el 3%.

CONDICIONES DE OPERACIÓN ARREGLO SOLAR		
	DESCRIPCIÓN	VALOR
<b>Pp</b>	Potencia pico	450 [Wp]
<b>Voc</b>	Voltaje de circuito abierto	49,30 [V]
<b>Isc</b>	Corriente de corto circuito	11,60 [A]

Tabla 6. Parámetros eléctricos habituales para paneles de 72 celdas monocristalinos en Condiciones Estándar de Medida (STC)

Acorde con el capítulo técnico, el arreglo de paneles consta de 2 unidades en serie, por tanto, los voltajes se deben sumar, esto da como resultado 98,6 [VDC] y la corriente será la misma toda la serie.

El diseño previsto consta de una sección de acometida en cable solar y una sección de la acometida en cable THWN SR de siete hilos, la transición del cable se debe realizar mediante la implementación de una caja de conexiones DC exterior IP65.

Atendiendo al hecho de que la acometida solar puede superar los 10 metros de longitud, es necesario proteger la acometida en sus dos extremos.

### ETAPA 2 – CONEXIÓN ENTRE REGULADOR DE CARGA Y BANCO DE BATERÍAS

En esta etapa del sistema fotovoltaico el voltaje de referencia corresponde al nominal del banco de baterías y la corriente nominal corresponde a la máxima corriente de carga del regulador.

Por tanto, para la selección de conductores se tendrán presente dichos valores nominales.

### **ETAPA 3.1 – CONEXIÓN ENTRE BANCO DE BATERÍAS E INVERSOR.**

Esta sección mantiene el voltaje nominal del banco de baterías. El dimensionamiento de los conductores dependerá de la potencia aparente del inversor en [VA] dividido en el voltaje nominal del banco de baterías.

### **ETAPA 3.2 – SALIDA DE INVERSOR A TABLERO DE DISTRIBUCIÓN.**

Agua abajo del inversor, la tensión de operación es de 120 [VAC], 60 Hz, en señal senoidal pura, por tanto, los cálculos de corriente y regulación se realizan bajo dicho nivel de tensión.

Esta etapa se compone de la conexión directa de la salida desde el inversor hasta la entrada al tablero de distribución de los circuitos de carga, el cual se encuentra contiguo y a una distancia máxima de 2 m entre ellos.

Cabe mencionar que dicha conexión se realiza de acuerdo a los lineamientos propuestos por el RETIE, de acuerdo al inciso 27.3 correspondiente a las Acometidas eléctricas, en el numeral b, se indica que, al ser este un circuito de alimentación de energía, debe estar protegido a fraudes e intemperie, por lo cual para este caso se cumple mediante la instalación de este circuito al interior de la casa, como también garantizando protección mecánica mediante el uso de tubería EMT 3/4", por lo cual garantiza protección mecánica del cableado.

En cuanto al calibre del conductor, cabe mencionar que de acuerdo al numeral b., se podrá aceptar otros tipos de cables aptos para las acometidas, siempre que cumplan los requerimientos de la capacidad instalable, es por esto que para esta implementación, se justifica el uso del cable THWN de calibre 12 AWG, ya que, de acuerdo al cálculo realizado previamente en el numeral 2.4 Dimensionamiento del Inversor, se obtuvo una corriente máxima de salida de hasta 7,42 A en un lapso no mayor a 10 seg, y, teniendo en cuenta el porcentaje de seguridad (125%) para dimensionamiento de conductores eléctricos, da como resultado 9,28 A, valor mínimo de capacidad de corriente que debe tener el conductor eléctrico seleccionado; con este valor, y basados en la información de la Tabla 5. Correspondiente a la capacidad de corriente de conductores eléctricos, se escoge el cable de cobre THWN de calibre 12 AWG ya que posee una capacidad máxima de hasta 25 A a 75 °C. La capacidad de corriente nominal de este conductor se encuentra sobredimensionado más de un 50% con respecto al valor de corriente máxima de salida del inversor requerida (9,28 A), por lo cual no se encuentra necesaria la implementación de un cable de mayor calibre; de manera complementaria, cabe mencionar que el RETIE permite desviaciones de la norma, siempre y cuando estas sean soportadas mediante análisis técnico bajo el criterio del profesional diseñador y se reitera que debido a que no afecta la seguridad del usuario ni de los electrodomésticos, el uso de cable THWN de calibre 12 AWG, es el más adecuado.

A continuación, se relacionan las tablas de cálculo en las cuales se aplican los detalles mencionados anteriormente; la casilla en color rojo representa el calibre seleccionado.

ETAPA 1 - ACOMETIDA CABLE SOLAR A CAJA DE CONEXIONES			
Distancia Panel FV a caja de conexiones (m)	2	Calibre de conductor solar (mm <sup>2</sup> )	2,5
Resistencia máxima a 20 °C (ohm/km)	8,21	Regulación de tensión	0,39%
Corriente de corto circuito del panel FV (A)	11,60	Número de conductores por tramo	3

Tabla 7. Selección de conductor y cálculo de regulación, Panel Solar - Caja de conexión.

ETAPA 1 - ACOMETIDA CABLE THWN			
Distancia caja de conexiones a Regulador MPPT (m)	12	Calibre de conductor (AWG)	10
Resistencia máxima a 20 °C (ohm/km)	3,39	Regulación de tensión	0,96%
Corriente arreglo de paneles FV (A)	11,60		3

Tabla 8. Selección de conductor y cálculo de regulación, Caja de conexión - Regulador de carga

ETAPA 2 - CONEXIÓN ENTRE REGULADOR DE CARGA Y BANCO DE BATERÍAS			
Distancia Regulador MPPT a Banco de baterías (m)	1	Calibre de conductor (AWG)	8
Resistencia máxima a 20 °C (ohm/km)	1,95	Regulación de tensión	0,61%
Corriente máxima regulador MPPT (A)	40	Número de conductores por tramo	2

Tabla 9. Selección de conductor y cálculo de regulación, Regulador de carga – Baterías

ETAPA 3 - CONEXIÓN ENTRE BANCO DE BATERÍAS E INVERSOR			
Distancia Banco de baterías a Inversor onda pura (m)	1	Calibre de conductor (AWG)	8
Resistencia máxima a 20 °C (ohm/km)	1,95	Regulación de tensión	0,60%
Corriente Banco de baterías (A)	39,06	Número de conductores por tramo	2
SALIDA INVERSOR A TABLERO DE DISTRIBUCIÓN			
Distancia Inversor a tablero de distribución vivienda (m)	2	Calibre de conductor (AWG)	12
Resistencia máxima a 20 °C (ohm/km)	5,09	Regulación de tensión	0,18%
Corriente pico inversor FV (A)	10,42	Número de conductores por tramo	3

Tabla 10. Selección de conductor y cálculo de regulación entrada y salida de inversor.

SALIDA TABLERO DE DISTRIBUCIÓN A CIRCUITO DE TOMAS			
Distancia tablero de distribución a circuito de tomas más lejano (m)	10	Calibre de conductor (AWG)	12
Resistencia máxima a 20 °C (ohm/km)	5,09	Regulación de tensión	0,88%
Corriente pico inversor FV (A)	10,42	Número de conductores por tramo	3
SALIDA TABLERO DE DISTRIBUCIÓN A CIRCUITO DE ILUMINACIÓN			
Distancia tablero de distribución a circuito de iluminación más lejano (m)	7	Calibre de conductor (AWG)	12
Resistencia máxima a 20 °C (ohm/km)	5,09	Regulación de tensión	0,01%
Corriente luminaria 18 W	0,19	Número de conductores por tramo	3

Tabla 11. Selección de conductor y cálculo de regulación instalaciones internas.

CALCULO MEDIDOR DE ENERGÍA			
Tipo de medidor	Monofásico bifilar	Nivel de tensión AC del sistema (VAC)	120
Corriente máxima de salida inversor (A)	10,42	Frecuencia de la red (Hz)	60
Corriente máxima operación medidor (A)	80,00	Criterio de cumplimiento	SI CUMPLE

Tabla 12. Requisitos técnicos para medidor de energía.

Dimensionamiento Instalaciones internas			
ETAPA 1 - CÁLCULO RECORRIDO DE TUBERÍA EMT			
Ancho de la vivienda (m)	5,00	Altura de la vivienda (m)	2,40
Profundidad de la vivienda (m)	4,00	Área total de la vivienda (m <sup>2</sup> )	20,00
Cantidad de tomacorrientes dobles	3	Cantidad de interruptores individuales	4
Altura de montaje de tomacorrientes desde el suelo (m)	0,4	Cantidad de luminarias	4
Recorrido bajantes a tomacorrientes (m)	4	Altura de montaje interruptores y tablero distribución (m)	1,2
Distancia de tubo central a luminarias (m)	2	Recorrido total de interruptores y tomacorrientes (m)	12
Longitud de tubo central (m)	3	Recorrido total tubo central a luminarias (m)	8
Distancia tablero distribución a tubo central (m)	2,2	Porcentaje de desperdicio (%)	5
Cantidad de tubos de 3 m	9	Recorrido Total tubería (m)	26,46
ETAPA 2 - CÁLCULO CANTIDAD TOTAL DE CABLE			
Cantidad de cable inversor a tablero de distribución (m)	6	Cantidad de cable tablero de distribución a tomacorrientes (m)	30
Cantidad de cable tablero de distribución a luminarias + interruptores (m)	23,1	Cantidad promedio de cable de circuitos (m)	59,1
Cantidad de cable negro (m)	59,10	Cantidad de cable blanco y verde (m)	50,24

Tabla 13. Dimensionamiento de instalaciones eléctricas.

### 3.3.1. Dimensionamiento de Protecciones

En el análisis de protecciones se aplicó un criterio distinto a las recomendaciones del RETIE dado que los inversores generalmente presentan respuestas moderadas ante sobrecarga y falla a tierra.

La capacidad pico de un inversor de baja potencia (<3000 W) garantiza un valor techo de hasta el 200% por 5 segundos, lo cual en términos de corriente y en términos de tiempos de operación de los breakeres termomagnéticos no garantiza la protección oportuna. A continuación, se presenta la curva característica de operación de un breaker para validar lo indicado anteriormente.

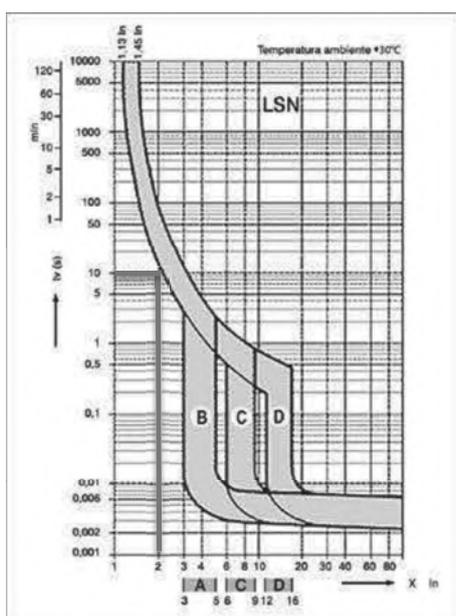


Ilustración 1. Curva característica de operación breaker termomagnético. (Corriente en valores unitarios)

La Figura anterior corresponde a una gráfica logarítmica, al relacionar el eje (Y) que representa la escala temporal en segundo y el eje (X) que representa la magnitud de corriente, se puede validar a manera de ejemplo una falla del 200% de magnitud (número 2 en escala logarítmica y valores unitarios) se requeriría de 10 segundos o más para que la protección térmica despeje la falla.

Lo anterior se trae a colación a fin de justificar la selección de las protecciones, lo más cercano posible al valor estrictamente nominal, sin aplicar factor de seguridad, esto permitirá garantizar la operación oportuna tanto del regulador de carga como del inversor.

Adicionalmente es preciso resaltar que la operación característica magnética de los breakeres de protección se da en  $7 \times I_n$  (siete veces la corriente nominal) en un tiempo muy rápido (0,1 segundo) sin embargo es un valor no tolerable por el sistema electrónico del inversor, para ello se propone incluir un fusible de acción rápida de 8A a la salida con el fin de proteger los equipos dentro del gabinete, para realizar la desconexión de las cargas y poder realizar maniobras con el barraje en frío, se implementa un breaker de 15A en la salida del cable alimentador del tablero de distribución; se muestra en la ilustración 6 el diagrama unifilar de un sistema aislado.

A continuación, se presenta la tabla resumen de requisitos de los circuitos ramales, propuesta en el capítulo 2 de la NTC 2050, Tabla 210-24.

**Tabla 210-24. Resumen de requisitos de los circuitos ramales**

<b>Corriente nominal del circuito</b>	<b>15 A</b>	<b>20 A</b>	<b>30 A</b>	<b>40 A</b>	<b>50 A</b>
Conductores (Calibre mínimo)*:					
Alambres del circuito	2,08(14)	3,3(12)	5,25(10)	8,36(8)	13,29(6)
Salidas derivadas	2,08(14)	2,08(14)	2,08(14)	3,3(12)	3,3(12)
Alambres y cordones de artefactos	Véase Artículo 240-4				
<b>Protección contra sobrecorriente</b>	<b>15 A</b>	<b>20 A</b>	<b>30 A</b>	<b>40 A</b>	<b>50 A</b>
Dispositivos de salida:					
Portabombillas permitidos	Cualquier tipo	Cualquier tipo	Servicio pesado	Servido pesado	Servicio pesado
Capacidad nominal del tomacorriente **	15 A max.	15 o 20 A	30 A	40 o 50 A	50 A
<b>Carga máxima</b>	<b>15 A</b>	<b>20 A</b>	<b>30 A</b>	<b>40 A</b>	<b>50 A</b>
Carga permisible	Véase Artículo 210-23.a)	Véase Artículo 210-23.a)	Véase Artículo 210-23.b)	Véase Artículo 210-23.c)	Véase Artículo 210-23.c)

Tabla 14. Resumen de requisitos de los circuitos ramales - NTC 2050

Con base en la Tabla 14. Resumen de requisitos de los circuitos ramales - NTC 2050 y la Tabla 5. Capacidad de corriente conductores eléctricos., se asignan las protecciones y cableado adecuados.

<b>DIMENSIONAMIENTO DE CABLEADO Y PROTECCIONES</b>					
<b>Campo</b>	<b>Corriente nominal (A)</b>	<b>Vn Breaker y cableado</b>	<b>Protección Comercial</b>	<b>Conductor (Cu AWG)</b>	<b>Ductos</b>
Protección paneles FV a Caja exterior de conexión (Cable solar -SR)	11,6	Min. 150 VDC	15	2X2,5/(+,-) + 1x8/T	No aplica (cable tipo Intemperie)
Caja exterior de conexión a regulador MPPT (THWN SR)	11,6	Min. 150 VDC	15	3x10/(+,-,T)	Tramo en Acometida aérea+ Tramo en Tubería 3/4" EMT
Regulador MPPT a Banco baterías (THWN)	40,0	Min. 80 VDC	40	2x8/(+,-)	Canaleta ranurada 40x60mm (En interior de Gabinete)
Protección DC entre baterías e inversor onda pura (THWN)	33,2	Min. 80 VDC	40	2x8/(+,-)	Canaleta ranurada 40x60mm (En interior de Gabinete)
Protección salida AC inversor (Fusible)	8	Min. 120 VAC	8	3X12 THWN - Encauchetado	Canaleta ranurada 40x60mm (En interior de Gabinete)
Protección salida AC inversor (cable # 12 THWN)	8	Min. 120 VAC	15	3X12 THWN - Encauchetado	Canaleta ranurada 40x60mm (En interior de Gabinete)
Protección para circuito 1 (cable # 12 THWN)	10,0	Min. 120 VAC	15	1x12/F + 1x12/N + 1x12/T	Tubería 3/4" EMT
Protección para circuito 2 (cable # 12 THWN)	10,0	Min. 120 VAC	15	1x12/F + 1x12/N + 1x12/T	Tubería 3/4" EMT
Protección para circuito 3 (cable # 12 THWN)	10,0	Min. 120 VAC	15	1x12/F + 1x12/N + 1x12/T	Tubería 3/4" EMT

Tabla 15. Dimensionamiento de cableado y protecciones

### 3.4. Dimensionamiento de Gabinete.

La función del gabinete es el de contener y brindar protección a los equipos electrónicos encargados del funcionamiento del sistema, exceptuando, claro está, los módulos fotovoltaicos (inversor, controlador, batería y medidor de energía).

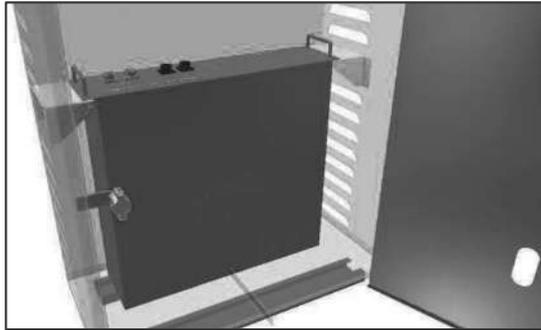
El gabinete se fabrica a la medida, y debe proteger a los dispositivos de los factores externos, garantizando que estos tengan el espacio suficiente para su operación adecuada y el acceso necesario para su mantenimiento y revisión mediante la implementación de una puerta con apertura mínima de 90°, es por esto que, teniendo en cuenta las fichas técnicas de los aparatos electrónicos que estarían contenidos dentro (ver anexo técnico N° 6 Especificaciones Técnicas de Equipos), se definen sus dimensiones así: Altura: 84 cm, Ancho: 60 cm y Profundidad: 46 cm.

Para el dimensionamiento, se tuvo en cuenta la separación debida entre batería y equipos electrónicos, por ello, el gabinete es diseñado con doble fondo para evitar daños por posibles emanaciones de la batería.

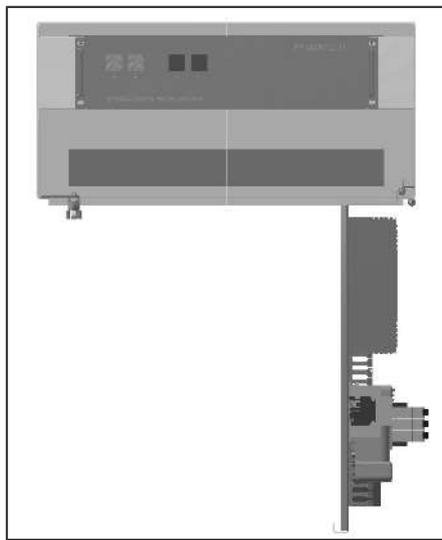
Para el funcionamiento del inversor, el cual posee disipación de calor mediante ventilación forzada (Extractores), se debe garantizar una altura mínima de instalación, para que la salida de aire caliente proveniente de los disipadores tenga espacio mínimo de 20 cm sin obstrucciones, y permitir la evacuación del calor generado por el equipo, cabe mencionar que el gabinete se diseña con protección de acceso de roedores e insectos mediante la implementación de anjeos y rejillas en las aberturas encargadas de la evacuación del calor emanado.



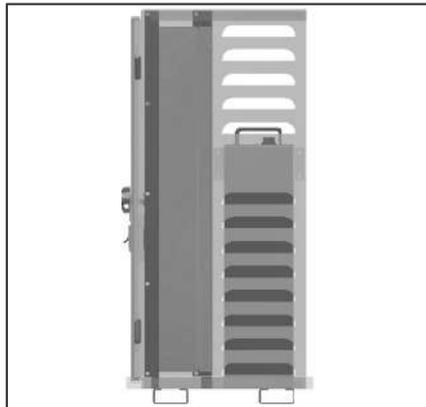
*Ilustración 2. Ubicación batería en interior de gabinete.*



*Ilustración 3. Acceso 90 ° de doble fondo del gabinete.*



*Ilustración 4. Vista superior gabinete eléctrico.*



*Ilustración 5. Vista lateral gabinete eléctrico.*

### 3.5. Diagrama Unifilar

Los planos de diagrama unifilar del sistema de generación se anexan en formato pliego.

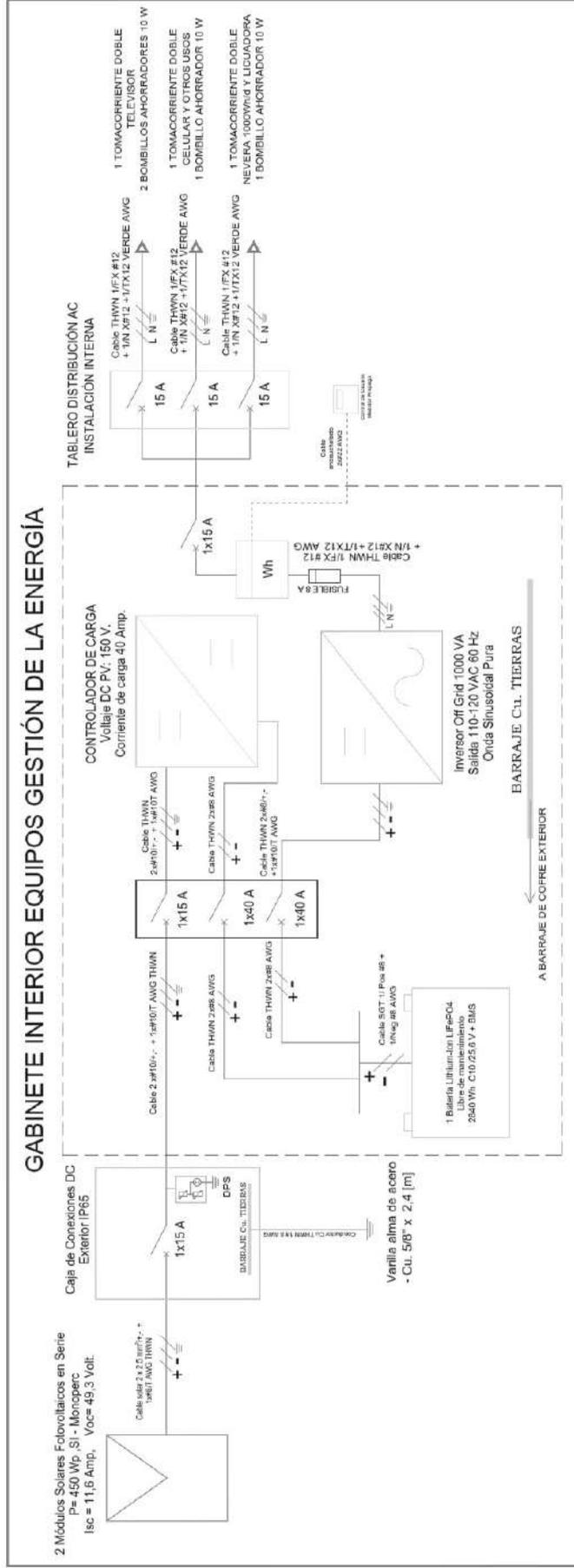


Ilustración 6. Diagrama Unifilar Sistema Aislado

**Proyecto:**

**INSTALACIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA  
BENEFICIAR A VIVIENDAS EN ZONAS NO  
INTERCONECTADAS DEL MUNICIPIO DE CALAMAR -  
GUAVIARE.**

**Anexo Técnico No.03**

**Diseño del Sistema de Puesta a Tierra**

## CONTENIDO

---

CONTENIDO.....	1
1. INTRODUCCIÓN .....	3
2. OBJETO .....	3
3. METODOLOGÍA.....	3
4. DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	4
4.1. SPT Sistemas fotovoltaicos individuales y unidades de vivienda.....	4
5. METODOLOGÍA DE MEDICIÓN.....	6
6. EQUIPOS USADOS .....	6
7. RESULTADOS DE MEDIDAS .....	7
8. ANEXOS.....	8

### Índice de tablas

Tabla 1. Valores máximos de resistencia de puesta a tierra según RETIE.....	4
Tabla 2. Equipos Usados para Medición de Resistencia de Terreno. ....	6
Tabla 3. Parámetros de medidas.....	7

### Índice de figuras

Figura 1. Cálculo de la resistencia del SPT.....	5
Figura 2. Detalle de conexión e instalación del SPT para soluciones fotovoltaicas individuales .....	5
Figura 3. Configuración de sistema de Medición de Resistencia Método de Wenner.....	6

## **1. INTRODUCCIÓN**

---

El código eléctrico colombiano (NTC 2050) y el RETIE tienen como propósito exclusivo la salvaguardia de las personas y de los bienes contra los riesgos que pueden surgir por el uso de la electricidad en una instalación eléctrica. Tanto el código como el reglamento contienen provisiones que se consideran fundamentales y necesarias para lograr esa seguridad, y garantizan el cumplimiento de estas, con el mantenimiento adecuado proporcionará una instalación prácticamente libre de riesgos.

La sección 250 del código tiene como propósito y objetivo garantizar que la instalación eléctrica sea segura. Esta sección contiene provisiones que garantizan la protección contra los choques eléctricos y los incendios (minimizando el riesgo de su presencia) producto de las sobretensiones transitorias enormes inmersas en el fenómeno del rayo y de las corrientes de falla a tierra.

La puesta a tierra es una técnica que cumple un rango amplio de funciones en torno del diseño y de la construcción de un sistema de distribución de energía eléctrica interrelacionadas pero diferentes. Estas funciones son igualmente fundamentales tanto para la seguridad de las personas como para la mejora de la calidad del servicio y para la operación apropiada del sistema eléctrico y de los equipos. Entre estas funciones están la puesta a tierra del sistema eléctrico, la puesta a tierra de los equipos, la protección de las instalaciones contra la estática y las descargas atmosféricas (rayos), y la conexión al suelo como un potencial de referencia cero.

## **2. OBJETO**

---

Este anexo tiene como objeto presentar el diseño tipo del sistema de puesta a tierra respectivo a la solución energética presentada, teniendo en cuenta esto se buscan seguir los preceptos de la sección 250 de la NTC 2050 que permitan realizar las adecuaciones de terreno y diseñar sistemas de puesta a tierra que correspondan para que cada una de estas soluciones tengan un adecuado sistema de puesta a tierra.

## **3. METODOLOGÍA**

---

Se procede a presentar el diseño del sistema de puesta a tierra, el cual deberá ser implementado de la forma indicada para que los valores medidos cumplan con los valores exigidos por la norma, de manera que una vez sea instalada la solución energética, se cumplan con todos los requerimientos establecidos.

Se dispondrá de los elementos necesarios para realizar la instalación y luego verificar las condiciones del sistema de puesta a tierra (SPT) de cada uno de los sistemas.

#### 4. DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

La solución energética presentada para el municipio de Calamar en el departamento del Guaviare corresponde a un sistema fotovoltaico individual de 900 Wp con un banco de baterías de 2840 Wh por usuario.

Con base en lo anterior se parte de la resistividad del terreno objetivo como base para el diseño del sistema de puesta a tierra de cada sistema. Básicamente el sistema de puesta a tierra garantiza que ante una descarga atmosférica o una corriente de cortocircuito que generalmente es muy alta no se presenten diferencias de potencial sobre el terreno que pongan en riesgo la vida de las personas e integridad de los equipos eléctricos.

La resistividad del terreno juega un papel muy importante para el sistema de puesta a tierra, puesto que valores elevados generaran mayores diferencias de potencial frente a una corriente de cortocircuito drenada a tierra, de hecho, el diseño del SPT busca reducir la resistencia de puesta a tierra a valores de hasta  $1\Omega$  dependiendo de la aplicación. Con base en lo anterior y dada la alta resistividad del terreno que se pueda presentar se hace necesario el tratamiento químico del terreno para disminuir la resistividad o bien mediante la adecuación manual del terreno donde se ubicarán los equipos eléctricos, de manera que, se retiren piedras o materiales que puedan estar elevando la resistividad del terreno.

Bajo los criterios establecidos por el RETIE y teniendo en cuenta el tipo de proyecto a ejecutar se trabaja con un valor máximo de resistencia de puesta a tierra de  $25\Omega$  para los SPT de cada una de las viviendas, todo lo anterior con base en la *Tabla 15.4 del RETIE* que se muestra en la Tabla 1 del presente documento.

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda	20 $\Omega$
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	1 $\Omega$
Subestaciones de media tensión.	10 $\Omega$
Protección contra rayos.	10 $\Omega$
Punto neutro de acometida en baja tensión.	25 $\Omega$
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10 $\Omega$

Tabla 1. Valores máximos de resistencia de puesta a tierra según RETIE.

##### 4.1. SPT Sistemas fotovoltaicos individuales y unidades de vivienda.

Para los sistemas fotovoltaicos individuales propios de las unidades de vivienda se usarán SPT en configuración de un solo electrodo vertical de 2,4 m x 0,016 m el cual corresponde a las dimensiones comerciales de las varillas de cobre para este uso.

Con base en la resistencia de puesta a tierra objetivo de  $25\Omega$ , la resistividad máxima del terreno será de  $70\Omega\cdot\text{m}$  como se evidencia en la Figura 1, de manera que se debe aplicar tratamiento químico o bien adecuar el terreno hasta alcanzar la resistividad objetivo que garantice la resistencia de puesta a tierra exigida con el sistema de un solo electrodo propuesto.

Electrodos Verticales		
Resistividad del suelo:	70	[ $\Omega$ m]
Longitud del electrodo:	2,4	[m]
Radio del electrodo:	0,016	[m]
Separación (D):	-	[m]
<b>Resistencia Total*:</b>	<b>25,05</b>	<b>[<math>\Omega</math>]</b>

Arreglo	
<input checked="" type="radio"/>	Electrodo Simple
<input type="radio"/>	2 Electrodos en línea
<input type="radio"/>	3 Electrodos en línea
<input type="radio"/>	3 Electrodos en Triangulo

**Electrodo Vertical Simple**

Figura 1. Cálculo de la resistencia del SPT

El SPT será aplicable a los sistemas fotovoltaicos individuales, y se ubicará adyacente al dado de cimentación (ver plano *PL.05-Diseño de dado*), bajo una caja de registro de medida interior mínima de 30x30x30 cm con su respectiva tapa. El detalle de esta configuración de puesta a tierra se muestra en la Figura 2.

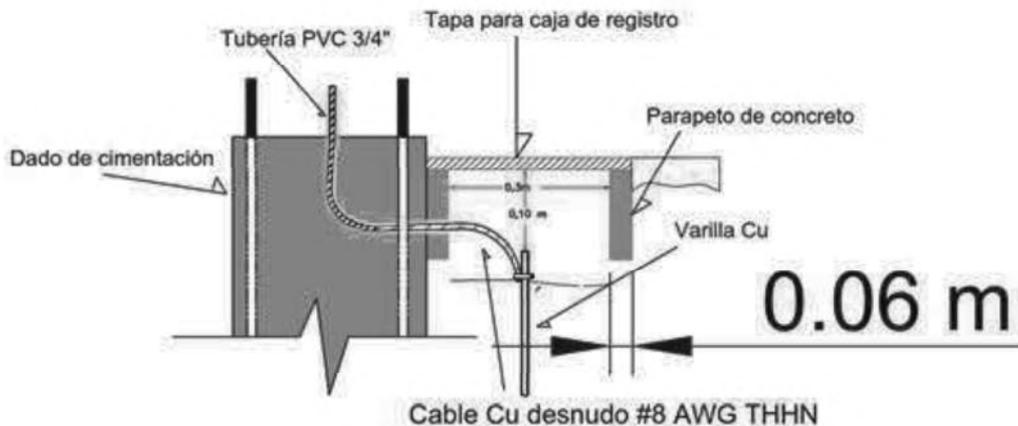


Figura 2. Detalle de conexión e instalación del SPT para soluciones fotovoltaicas individuales

Con el fin de proteger el sistema contra sobretensiones, se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones: La estructura de los módulos fotovoltaicos, la tierra de los DPS, la tierra de los tableros internos y carcasas metálicas de los equipos electrónicos deben ir todas conectadas a un solo punto de tierra como referencia equipotencial.

## 5. METODOLOGÍA DE MEDICIÓN

---

Para el desarrollo de la toma de medidas en los terrenos visitados, se tiene en cuenta el método de medición de WENNER sugerido en el Reglamento Colombiano RETIE en la sección 15.5.1 del Artículo 15° "Sistemas de puesta a tierra".

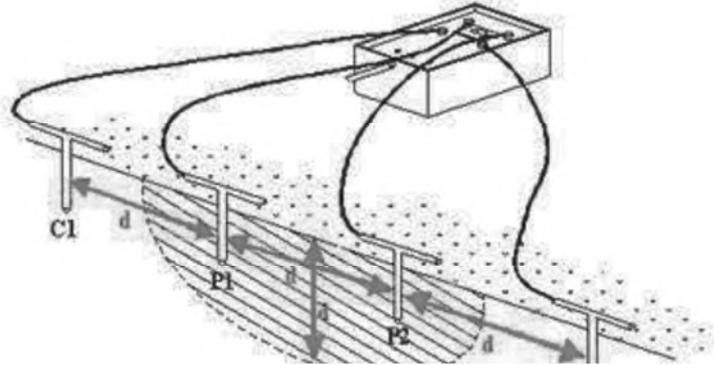


Figura 3. Configuración de sistema de Medición de Resistencia Método de Wenner.

Teniendo en cuenta este protocolo de pruebas se usaron equipos debidamente certificados y avalados para estas actividades.

## 6. EQUIPOS USADOS

---

Para el Desarrollo de la toma de mediciones de la resistencia de los terrenos del municipio, se usaron los siguientes Equipos:

ÍTEM	EQUIPO	MARCA	MODELO	SERIE
1	TELURÓMETRO	METREL	MI-2088	16260335

Tabla 2. Equipos Usados para Medición de Resistencia de Terreno.

Es importante Resaltar que el equipo mencionado anteriormente es multi función, es por ello que presta el servicio de Megóhmetro y Telurómetro, y este cuenta con certificado de calibración vigente de sus funciones el cual se encuentra en el anexo 1 de este documento.

## 7. RESULTADOS DE MEDIDAS

---

Teniendo en cuenta los requerimientos estipulados y dando cumplimiento con los parámetros básicos para realizar una buena instalación eléctrica en los municipios encuestados, se presenta a continuación la muestra de resultados de las mediciones en terreno:

Datos de resistividad eléctrica	
Departamento	Guaviare
Municipio	Calamar
Latitud	2°53'33,02"N
Longitud	72°8'30,95"O
Espaciamiento	Resistividad eléctrica
(m)	( $\Omega$ .m)
1	71,7
2	70,1
3	68,2
4	67,5
5	65,8
<b>Promedio</b>	<b>68,66</b>

Tabla 3. Parámetros de medidas.

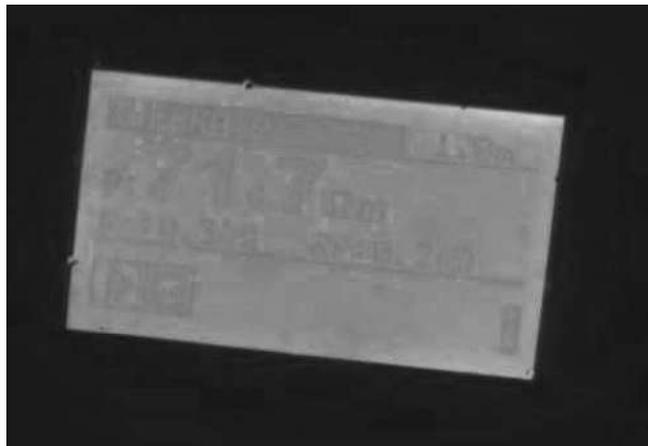


Ilustración 1. Registro fotográfico de toma de medidas.

## 8. ANEXOS

Para el desarrollo del proyecto se usaron equipos debidamente certificados, los cuales se muestran a continuación.



ACREDITADO  
**ONAC**  
ORGANISMO NACIONAL DE CALIBRACIÓN

ISO/IEC 17025: 2005  
18-LAC-017

Página 1 de 5

### CERTIFICADO DE CALIBRACION

**No. 3582**  
2020/10/15

**Instrumento calibrado:** Telurómetro.

**Fabricante:** METREL.

**Modelo:** MI 2088.

**Número de Serie:** 16260335.

**Fecha de Calibración:** Octubre 14 del 2020.

#### 1. METODO DE CALIBRACIÓN.

El método de calibración empleado es de comparación de las mediciones del instrumento a calibrar con el patrón, de acuerdo con los procedimientos:

- EURAMET. cg – 15. "Guidelines on the calibration of digital multimeters". Version 3.0 (02/2015).
- CEM. EL – 004. "Procedimiento para la calibración de megóhmetros". Versión digital 1.
- SIT/Tec-014/06 Servizio di Taratura di Italia Revisión 0.
- LC-MT-007 método para la calibración de telurómetros Versión 3 del 2019-01-28

#### 2. EQUIPOS UTILIZADOS EN LA CALIBRACIÓN.

EQUIPO	NÚMERO DE SERIE	CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN	FECHA DE CALIBRACIÓN	EMITE
Calibrador Omicron CMC 256 PLUS	LD072F	D2012020	2020-01-22	a&d Messtechnik
Termohigrómetro Testo 175-H1	4032 6218	CLH 136819 CLT 565119	2019-11-12 2019-11-14	Conamet
Cronómetro Control Company 1052MX	1705624220	CMK-TFA-20279	2020-09-28	Colmetrik
Década de resistencia CS-2077	17120010	E-19-1999	2019-12-18	Metrel d.d.
Década de Resistencia CS-3000	19510092	E-19-1988	2019-12-17	Metrel d.d.

Tabla 1. Equipos utilizados en la calibración.

---

**PROHIBIDA LA REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL DE ESTE DOCUMENTO SIN PREVIA AUTORIZACIÓN.**

Código: LC-FR-001/Versión: 8/ Emisión 2020-06-21/

ERASMUS S.A.S.  
Dirección: Diagonal 40A No. 18-09, Bogotá, Laboratorio de calibración.  
Teléfono: (57) (1) 4864030 Ext. 1112  
Correo electrónico: laboratorio@erasmus.com.co – Página Web: www.erasmus.com.co

### 3. TRAZABILIDAD METROLÓGICA.

Este certificado de calibración documenta la trazabilidad a patrones nacionales o internacionales, los cuales realizan las unidades de medida de acuerdo al sistema internacional de unidades S.I.

### 4. RESULTADOS DE LA MEDICIÓN.

La incertidumbre expandida de la medición reportada se establece como la incertidumbre estándar de medición multiplicada por el factor de cobertura  $k$  y la probabilidad de cobertura, la cual debe ser aproximada al 95% y no menor a este valor.

Medición de resistencia de aislamiento - Rango 100 V						
Rango	Unidad	Valor de referencia	Valor leído	Error de la lectura	Incertidumbre expandida	k
MΩ	-----	-----	-----	-----	-----	-----
0,000 a 1,999	MΩ	0,100	0,099	-0,001	0,013	1,97

Tabla 2. Calibración de la función de medición de resistencia de aislamiento con tensión eléctrica de 100 V.

Medición de resistencia de aislamiento - Rango 200 V						
Rango	Unidad	Valor de referencia	Valor leído	Error de la lectura	Incertidumbre expandida	k
MΩ	-----	-----	-----	-----	-----	-----
0,000 a 1,999	MΩ	0,099	0,099	-0,000	0,015	1,97

Tabla 3. Calibración de la función de medición de resistencia de aislamiento con tensión eléctrica de 200 V.

Medición de resistencia de aislamiento - Rango 1000 V						
Rango	Unidad	Valor de referencia	Valor leído	Error de la lectura	Incertidumbre expandida	k
MΩ	-----	-----	-----	-----	-----	-----
0,000 a 1,999	MΩ	0,998	0,999	0,001	0,013	1,97
	MΩ	2,00	2,00	0,003	0,015	1,96
2,00 a 19,99	MΩ	-----	-----	-----	-----	-----
	MΩ	4,99	4,99	-0,001	0,026	1,97
	MΩ	10,00	10,00	0,005	0,026	1,97
20,0 a 199,9	MΩ	20,00	19,97	-0,03	0,13	1,97
	MΩ	-----	-----	-----	-----	-----
	MΩ	50,0	49,8	-0,23	0,20	1,97
200 a 1999	MΩ	100,2	99,3	-0,9	1,8	1,97
	MΩ	200,1	199,5	-0,6	1,6	1,97
2,00 a 19,99	MΩ	-----	-----	-----	-----	-----
	MΩ	500	498	-2,0	1,9	1,97
	GΩ	1,002	0,996	-0,006	0,020	1,97
200 a 1999	GΩ	2,00	1,99	-0,012	0,019	1,97
	GΩ	-----	-----	-----	-----	-----
	GΩ	5,04	5,46	0,426	0,022	1,97
2,00 a 19,99	GΩ	10,03	10,84	0,82	0,20	1,97
	GΩ	20,1	21,6	1,57	0,23	1,97

Tabla 4. Calibración de la función de medición de resistencia de aislamiento con tensión eléctrica de 1000 V.

**PROHIBIDA LA REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL DE ESTE DOCUMENTO SIN PREVIA AUTORIZACIÓN.**

**CERTIFICADO DE CALIBRACION**  
**No. 3582**  
2020/10/15

Medición de Resistencia de Tierra - 4 - Hilos-125Hz						
Rango	Unidad	Valor de referencia	Valor leído	Error de la lectura	Incertidumbre expandida	k
$\Omega$	----	----	----	----	----	----
0,00 A 19,99	$\Omega$	0,50	0,50	-0,002	0,014	1,96
	$\Omega$	1,00	0,99	-0,010	0,015	1,96
	$\Omega$	19,02	19,02	-0,007	0,014	1,99
$\Omega$	----	----	----	----	----	----
20,0 A 199,9	$\Omega$	100,0	99,7	-0,31	0,11	1,96
	$\Omega$	190,2	190,1	-0,11	0,12	1,97
$\Omega$	----	----	----	----	----	----
200 A 999	$\Omega$	1000	999	-1,4	1,1	1,96
k $\Omega$	----	----	----	----	----	----
1,000 A 1,999	k $\Omega$	1,902	1,898	-0,0033	0,0011	1,96
k $\Omega$	----	----	----	----	----	----
2,00 A 19,99	k $\Omega$	10,01	10,20	0,187	0,020	1,96
	k $\Omega$	19,00	19,47	0,473	0,015	1,96

Tabla 5. Calibración de la función de medición de resistencia de tierra a 4 Hilos a una frecuencia 125 Hz.

Medición de resistencia						
Rango	Unidad	Valor de referencia	Valor leído	Error de la lectura	Incertidumbre expandida	k
$\Omega$	----	----	----	----	----	----
0,00 A 19,99	$\Omega$	0,50	0,49	-0,012	0,015	1,97
	$\Omega$	1,00	0,98	-0,020	0,020	1,97
	$\Omega$	19,02	19,08	0,057	0,017	1,97
$\Omega$	----	----	----	----	----	----
20,0 A 199,9	$\Omega$	29,0	29,2	0,192	0,079	2,07
	$\Omega$	190,2	190,5	0,310	0,057	1,97
$\Omega$	----	----	----	----	----	----
200 A 1999	$\Omega$	290	291	0,80	0,57	1,97
	$\Omega$	1902	1912	10,70	0,72	2,03

Tabla 6. Calibración de la función de medición de resistencia.

**PROHIBIDA LA REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL DE ESTE DOCUMENTO SIN PREVIA AUTORIZACIÓN.**

Código: LC-FR-001/Versión: 8/ Emisión 2020-06-21/

ERASMUS S.A.S.

Dirección: Diagonal 40A No. 18-09, Bogotá, Laboratorio de calibración.

Teléfono: (57) (1) 4864030 Ext. 1112

Correo electrónico: laboratorio@erasmus.com.co – Página Web: www.erasmus.com.co

Medición de tensión eléctrica C.C.						
Rango	Unidad	Valor de referencia	Valor leído	Error de la lectura	Incertidumbre expandida	k
V	----	-----	----	-----	-----	-----
	V	60	60	0,00	0,57	1,97
	V	300	301	0,59	0,79	2,08
	V	540	541	0,99	0,57	1,97

Tabla 7. Calibración de la función de medición de tensión eléctrica C.C.

Medición de tensión eléctrica C.A.							
Rango	Unidad	Frecuencia	Valor de referencia	Valor leído	Error de la lectura	Incertidumbre expandida	k
V	----	kHz	-----	----	-----	-----	-----
	V	0,06	60	60	0,00	0,57	1,97
0 A 600	V	0,06	300	301	0,97	0,57	1,97
	V	0,06	540	541	0,94	0,57	1,97

Tabla 8. Calibración de la función de medición de tensión eléctrica C.A.

Medición de corriente eléctrica C.A. (50 Hz)						
Rango	Unidad	Valor de referencia	Valor leído	Error de la lectura	Incertidumbre expandida	k
A	----	-----	----	-----	-----	-----
	A	3,25	3,25	0,00	0,12	1,96
1,00 A 9,99	A	5,50	5,49	-0,01	0,12	1,97
	A	7,75	7,71	-0,04	0,12	1,96
	A	9,10	9,04	-0,06	0,12	1,97
A	----	-----	----	-----	-----	-----
	A	14,18	14,07	-0,11	0,12	1,97
10,0 A 99,9	A	18,35	18,21	-0,15	0,12	1,97
	A	22,5	22,6	0,11	0,12	2,07
	A	25,0	25,2	0,20	0,12	1,97

Tabla 9. Calibración de la función de medición de corriente eléctrica C.A.

## 5. PRUEBAS REALIZADAS PREVIAS A LA CALIBRACIÓN.

- *Inspección visual*
- *Desmagnetización de la pinza*
- *Repetibilidad*
- *Posicionamiento de la pinza*
- *Efecto de la carga sobre el generador*

## 6. OBSERVACIONES.

- La calibración se realiza con conexión a una fuente de tensión eléctrica C.C. externa.
- La incertidumbre de medición reportada fue estimada teniendo en cuenta las contribuciones debidas a la trazabilidad, especificaciones del instrumento patrón, resolución del instrumento bajo prueba, repetibilidad, posicionamiento de la pinza, y efecto de carga sobre el generador.

**PROHIBIDA LA REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL DE ESTE DOCUMENTO SIN PREVIA AUTORIZACIÓN.**

## CERTIFICADO DE CALIBRACION

### No. 3582

2020/10/15

Página 5 de 5

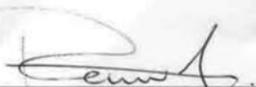
**7. INFORMACIÓN ADICIONAL DE LA CALIBRACIÓN.**

<b>Encargado(s) de la calibración:</b>		Edwin Raúl Quiñonez Capera (sesión 1) - Rafael Zamudio Ayala (sesión 2)		
<b>Supervisor:</b>		Ronal Sánchez Pinzón.		
<b>Personal adicional:</b>		Ninguno.		
<b>Código de muestra:</b>		4933.		
<b>Fecha de recepción</b>		2020-09-24.		
Sesión 1				
<b>Condiciones ambientales</b>	<b>Temperatura (°C)</b>	22.8 ± 0.2	<b>Humedad relativa (%)</b>	47.6 ± 1.6
<b>Intervalo de tiempo de la prueba</b>	<b>Hora Inicial</b>	14:08	<b>Hora Final</b>	14:53
Sesión 2				
<b>Condiciones ambientales</b>	<b>Temperatura (°C)</b>	23.9 ± 0.2	<b>Humedad relativa (%)</b>	45.0 ± 1.6
<b>Intervalo de tiempo de la prueba</b>	<b>Hora Inicial</b>	15:17	<b>Hora Final</b>	15:32

Tabla 10. Información adicional de la calibración.

**8. RESPONSABLES.**
**Elaboro**
**Aprobado**


 Edwin Raúl Quiñonez Capera.  
Metrólogo del laboratorio.



 Ronal A. Sánchez Pinzón.  
Director del laboratorio.

- Los resultados de calibración, medidas y declaración de conformidad solo se refieren al instrumento bajo prueba.
- Este certificado de calibración expresa fielmente el resultado de las mediciones realizadas y no podrán ser adulteradas ni manipuladas por personas ajenas a ERASMUS S.A.S.
- Los resultados contenidos en el presente certificado se refiere en el momento y condiciones en el que se realizaron las mediciones.
- ERASMUS S.A.S. no se responsabiliza por la mala manipulación de los instrumentos calibrados o por los resultados que se obtengan por alguna persona o entidad a partir del uso del contenido de este certificado de calibración.
- ERASMUS S.A.S. no realiza ningún tipo de muestreo en las calibraciones realizadas.

**Final del certificado.**
**PROHIBIDA LA REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL DE ESTE DOCUMENTO SIN PREVIA AUTORIZACIÓN.**

Código: LC-FR-001/Versión: 8/ Emisión 2020-06-21/

ERASMUS S.A.S.

Dirección: Diagonal 40A No. 18-09, Bogotá, Laboratorio de calibración.

Teléfono: (57) (1) 4864030 Ext. 1112

Correo electrónico: laboratorio@erasmus.com.co – Página Web: www.erasmus.com.co

**Proyecto:**

**INSTALACIÓN DE SOLUCIONES  
ENERGÉTICAS PARA BENEFICIAR A  
VIVIENDAS EN ZONAS NO  
INTERCONECTADAS DEL MUNICIPIO DE  
CALAMAR - GUAVIARE.**

**Anexo Técnico No.04  
Proceso Constructivo**

## **Contenido**

1. GENERALIDADES .....	4
2. PROCESO CONSTRUCTIVO CARTILLA DNP .....	4
1. REALIZAR EL OBRAS PRELIMINARES .....	6
1.1. Realizar el suministro, transporte e instalación de dos (2) módulos solares monocristalinos de potencia mayor o igual a 450Wp cada uno + Accesorios de ensamblaje y sistema de protección DPS.....	6
1.2. Realizar el el suministro, transporte e instalación de una (1) batería de Litio-lon LiFePO4 de capacidad mayor o igual de 2840 Wh, 25.6 VDC con vida útil igual o mayor a 3650 ciclos a un DoD del 80% y protección de temperatura.....	7
1.3. Realizar el suministro, transporte e instalación de regulador MPPT (controlador) de 24 Vdc, 40 A, tensión máxima de circuito abierto 150 VDC.....	7
1.4. Realizar el suministro, transporte e instalación de Inversor de 1.000 W, 24VDC - 120VAC, 60Hz, onda senoidal pura .....	8
1.5. Realizar el suministro, transporte e instalación de soporte tipo mástil estructurado de 3 m, en acero galvanizado, espesor 2.5mm, dos mirillas para 2 paneles solares fotovoltaicos .....	8
1.6. Realizar el suministro, transporte e instalación de dado de cimentación para fijación de mástil estructurado de 3mVA.....	8
1.7. Realizar el suministro, transporte e instalación de sistema de Puesta a Tierra	9
1.8. Realizar el suministro, transporte e instalación de materiales eléctricos de interconexión, accesorios y protecciones eléctricas para los SSFV y Gabinete de equipos .....	9
1.9. Realizar el suministro, transporte e instalación de medidor prepago monofásico bifilar (incluye plataforma de recaudo).....	9
1.10. Realizar el suministro, transporte e instalación de kit básico de instalaciones internas (cuatro (4) salidas de iluminación y tres (3) tomacorrientes dobles)	9
1.11. Realizar el el replanteo de usuario.....	10

## ***Listado de Ilustraciones***

Ilustración 1. diagrama de proceso constructivo .....	5
Ilustración 2. Instalación de baterías.....	7
Ilustración 3. Instalación de mástil a dado de cimentación.....	8
Ilustración 4. conexión del Sistema de Puesta a Tierra (SPT). .....	9
Ilustración 5. Instalaciones internas. ....	10

## **1. GENERALIDADES**

---

Para el proceso constructivo de los Sistema Solar Fotovoltaico Individual Autónomo de 900 Wp se Realizar elá siguiendo los pasos que están en la cartilla del DNP, dado que, aunque el sistema difiere en algunos aspectos al proyecto tipo, el proceso de construcción de este tipo de sistemas es genérico y se puede aplicar el recomendado en la cartilla DNP. A continuación, se presenta dicho proceso constructivo con ajustes necesarios

## **2. PROCESO CONSTRUCTIVO CARTILLA DNP**

---

El proceso constructivo es el conjunto de fases, sucesivas o simultáneas en el tiempo, necesarias para materializar un proyecto de infraestructura; en este caso, la instalación de un sistema fotovoltaico para la producción de electricidad de uso doméstico. A continuación, se muestra un diagrama del proceso constructivo básico, anotando que algunas de las actividades descritas se podrán Realizar el de manera simultánea, pero siempre iniciando con la localización del proyecto



## INSTALACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS EN ZONAS NO INTERCONECTADAS

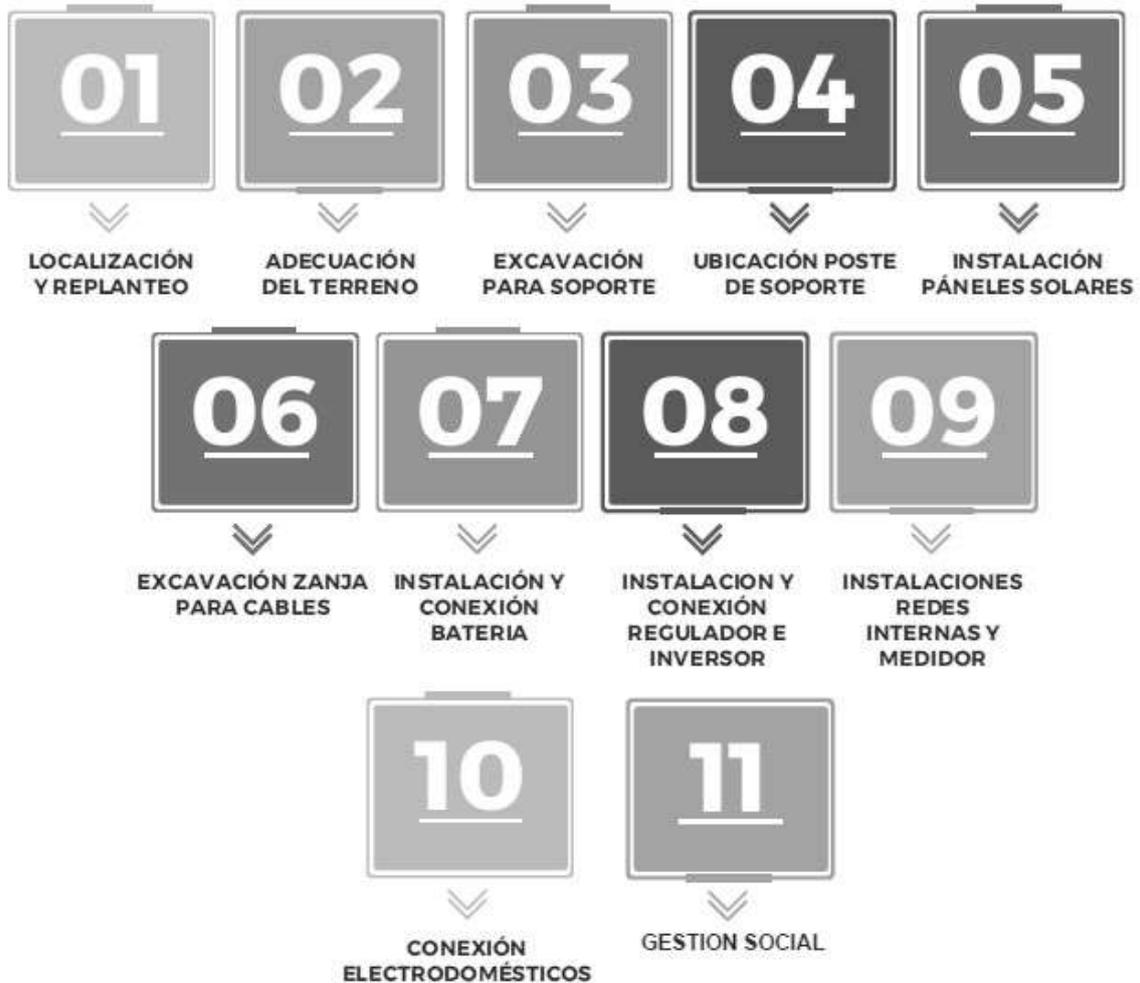


Ilustración 1. diagrama de proceso constructivo

## **1. REALIZAR EL OBRAS PRELIMINARES**

---

Dentro de estas actividades se encuentran aquellas necesarias para empezar la ejecución de la obra, tales como: localización y replanteo, y dependiendo de su tamaño será necesario otras actividades tales como: adecuación del terreno, limpieza, descapote y nivelación del terreno.

- **Localización y Replanteo.**

El estudio de localización tiene como objetivo seleccionar la ubicación más conveniente para el proyecto, es decir, aquella que, frente a otras opciones posibles, produzca el mayor nivel de beneficio para los usuarios y la comunidad. El panel solar se debe ubicar, a ser posible, en un lugar que no genere sombras y que tenga la menor pérdida por caída de tensión.

En esta etapa se realiza la visita a cada uno de los usuarios a beneficiar mediante la verificación de las coordenadas georreferenciadas previamente, con lo cual se busca corroborar que los datos del usuario correspondan efectivamente a la vivienda relacionada y que no existan diferencias significativas en las coordenadas relacionadas. También, se verifica que el usuario relacionado siga habitando dicha vivienda y que la vivienda no haya sido vendida o permutada a otra persona. Posteriormente, se procede a socializar el proyecto y a informar al usuario el inicio de las actividades.

- **Adecuación del terreno.**

En esta actividad se deberá realizar la preparación del terreno para la adecuación de la zona en donde se llevará a cabo la respectiva instalación de la unidad solar; consiste en limpiar y despejar toda el área de rastrojo, maleza, bosque o pastos.

Se debe hacer hincapié que el impacto que tendrá la instalación fotovoltaica será mínimo y podrá seguir su actividad agrícola normalmente, siempre y cuando los nuevos cultivos no generen sombras. En caso de que las sombras producidas por la naturaleza sean inmodificables, habrá que hacer replanteo o nuevo cálculo en el campo de generación fotovoltaico.

Las actividades a realizar el son las siguientes:

### **1.1. Realizar el suministro, transporte e instalación de dos (2) módulos solares monocristalinos de potencia mayor o igual a 450Wp cada uno + Accesorios de ensamblaje y sistema de protección DPS**

Posterior a las actividades de construcción de la cimentación se desarrolla el montaje de estructuras con los paneles solares.

Se procederá a instalar los paneles solares con la capa policristalina hacia arriba, uno en seguida del otro. Se sujetan los costados con tornillos, con una inclinación de 15 grados

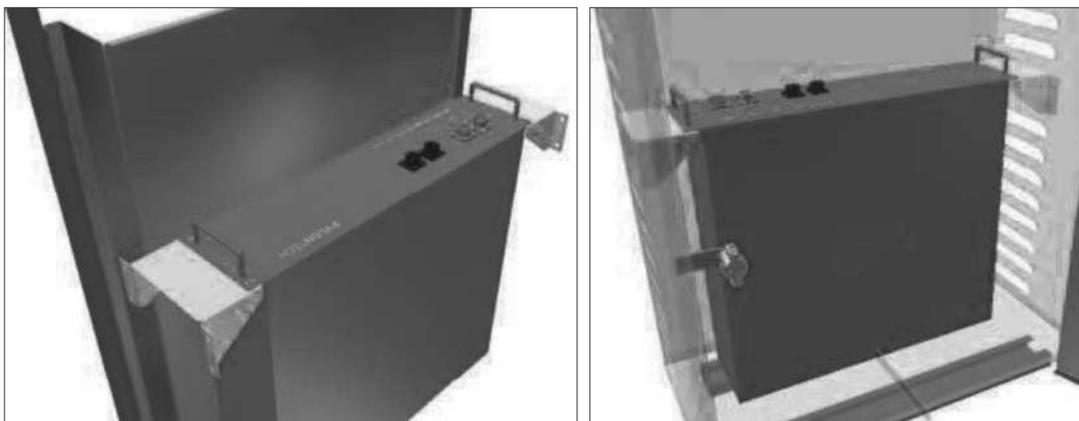
sentido sur, esto permitirá aprovechar al máximo la radiación solar y la limpieza de estos cuando se presenten lluvias en la zona.

La caja de combinación de circuitos DC se instalará debajo del soporte para paneles solares. Se sujetará mediante una cinta bandi de ½" al mástil, dentro de la caja de paso va instalado el DPS y el mini breaker, los cuales seccionan la totalidad de conductores para despachar una única salida compuesta por dos conductores, uno positivo de color rojo y el otro negativo de color negro.

Se recomienda dejar abiertas las protecciones hasta que se instale por completo el sistema.

### **1.2. Realizar el el suministro, transporte e instalación de una (1) batería de Litio-Ion LiFePO4 de capacidad mayor o igual de 2840 Wh, 25.6 VDC con vida útil igual o mayor a 3650 ciclos a un DoD del 80% y protección de temperatura**

La batería de litio se instalará dentro del gabinete con el fin de conservar la distancia recomendada con el regulador MPPT y el inversor. Este gabinete debe de estar elevado sobre el nivel suelo, con las borneras conectadas y aisladas para evitar riesgos de contacto.



*Ilustración 2. Instalación de baterías.*

### **1.3. Realizar el suministro, transporte e instalación de regulador MPPT (controlador) de 24 Vdc, 40 A, tensión máxima de circuito abierto 150 VDC**

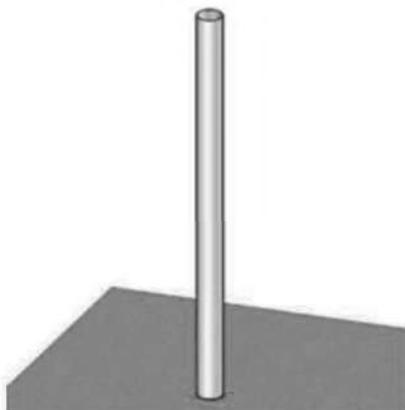
Este equipo se instala dentro del gabinete, con una distancia mínima de 10 cm con otros equipos para la circulación de aire. Se fija con 4 tornillos y con las aberturas para los cables hacia abajo. Adicional se recomienda seguir las instrucciones de instalación recomendadas por el fabricante.

**1.4. Realizar el suministro, transporte e instalación de Inversor de 1.000 W, 24VDC - 120VAC, 60Hz, onda senoidal pura**

Se utilizarán tornillos para fijación del inversor, el cual se instalará de manera que la salida de tensión AC quede hacia un costado del gabinete, cabe aclarar que los gabinetes vienen ya ensamblados con el inversor, el controlador y protecciones eléctricas conectadas, esto se realiza para facilitar el montaje y ensamblaje del SSFV en cada usuario.

**1.5. Realizar el suministro, transporte e instalación de soporte tipo mástil estructurado de 3 m, en acero galvanizado, espesor 2.5mm, dos mirillas para 2 paneles solares fotovoltaicos**

Se realiza el izado del mástil unido al soporte de los paneles en vacío, para ser asegurado directamente al dado de cimentación mediante los pernos de ajuste.



*Ilustración 3. Instalación de mástil a dado de cimentación.*

**1.6. Realizar el suministro, transporte e instalación de dado de cimentación para fijación de mástil estructurado de 3mVA**

Se debe localizar un área plana, seca y alejada de cualquier sombra, a máximo 6 metros de la vivienda.

Excavar manualmente la profundidad requerida según el diseño civil del dado de cimentación, apisonar y paso a seguir la parrilla en hierro base, varillas tipo gancho, flejes y cementar, manteniendo nivel requerido. Dejar fraguar y por último atornillar el soporte a la base.

### **1.7. Realizar el suministro, transporte e instalación de sistema de Puesta a Tierra**

La varilla de puesta a tierra se instalará a un costado de la vivienda, a 15 cm debajo de la superficie del suelo, conectada con el cable de cobre desnudo mediante una unión pernada varilla-cable, con la cual se busca canalizar los polos de conexión a tierra y las partes metálicas de equipos y gabinete.



*Ilustración 4. conexión del Sistema de Puesta a Tierra (SPT).*

### **1.8. Realizar el suministro, transporte e instalación de materiales eléctricos de interconexión, accesorios y protecciones eléctricas para los SSFV y Gabinete de equipos**

El gabinete de almacenamiento de equipos eléctricos viene desde fábrica con los espacios y agujeros necesarios para la instalación de barras y equipos. Además de las canaletas plásticas perforadas para el cableado y conexión de los mismos.

Se debe seleccionar un área segura dentro de la vivienda y de fácil acceso para intervención técnica, anclar a pared mediante torillos de sujeción y se procederá con la instalación interna de la siguiente manera: un riel omega, para ponchar el seccionador.

### **1.9. Realizar el suministro, transporte e instalación de medidor prepago monofásico bifilar (incluye plataforma de recaudo)**

Perforar sobre pared y sujetar con tornillos. Conectar con gabinete de equipos y tablero de distribución AC.

### **1.10. Realizar el suministro, transporte e instalación de kit básico de instalaciones internas (cuatro (4) salidas de iluminación y tres (3) tomacorrientes dobles)**

Ubicar las cuatro salidas según la necesidad de cada vivienda. Instalar mínimo a 30 cm sobre el piso o 1.5 m sobre el mismo. Sujetar sobre pared la tubería EMT de 1/2". Regar cableado, fase, neutro y tierra, conectar a las salidas, sellar con terminales e instalar tapas exteriores.

Ubicar las cuatro salidas según la necesidad de cada vivienda. Instalar sobre techo o pared. Sujetar sobre pared o techo la tubería EMT de 1/2". Regar cableado, fase, neutro y tierra, conectar a las salidas, sellar con terminales e instalar tapas exteriores.

De la misma manera, instalar los interruptores sencillos para cada salida de iluminación. Para la construcción y montaje se aplicarán las Norma ICONTEC 2050 (Código Eléctrico Colombiano), el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE y las recomendaciones de los fabricantes de los equipos a instalar. Todos los materiales utilizados para la construcción de las instalaciones eléctricas deben tener la respectiva certificación y homologación RETIE de Materiales y se debe adjuntar.



*Ilustración 5. Instalaciones internas.*

### **1.11. Realizar el replanteo de usuario**

En esta etapa se realiza la visita a cada uno de los usuarios a beneficiar mediante la verificación de las coordenadas georreferenciadas previamente, con lo cual se busca corroborar que los datos del usuario correspondan efectivamente a la vivienda relacionada y que no existan diferencias significativas en las coordenadas relacionadas. También, se verifica que el usuario relacionado siga habitando dicha vivienda y que la vivienda no haya sido vendida o permutada a otra persona. Posteriormente, se procede a socializar el proyecto y a informar al usuario el inicio de las actividades.

James Alexis Sanchez Perlaza

CC. No 79.794.540

MP: VL205-84689

**Proyecto:**

**INSTALACIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA  
BENEFICIAR A VIVIENDAS EN ZONAS NO  
INTERCONECTADAS DEL MUNICIPIO DE CALAMAR -  
GUAVIARE.**

**Anexo Técnico No.05**

**Análisis de Riesgos de Origen Eléctrico y Medidas de  
Mitigación en Sistemas de Generación Solar  
Fotovoltaica Individual**

## **Contenido**

1. GENERALIDADES .....	3
2. FACTORES DE RIESGO .....	5
3. MATRICES DE RIESGO .....	9
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	16

## **Índice de Ilustraciones**

Ilustración 1. Efectos de la Intensidad de corriente en el cuerpo humano. ....	4
Ilustración 2. Impedancia del cuerpo humano. ....	4

## **Índice de tablas**

Tabla 1. Factores de riesgos de origen eléctrico.....	8
---	---

## 1. GENERALIDADES

---

En el presente Anexo se exponen los riesgos de origen eléctrico considerando como la fuente del riesgo el Sistema de Generación Fotovoltaico diseñado para suministrar energía a las poblaciones de tipo aislado bajo estudio, y se presentan las medidas de prevención y mitigación de los riesgos considerados.

El riesgo eléctrico está presente en toda tarea que implique acciones sobre la instalación eléctrica, en este caso la instalación diseñada es de baja tensión.

Las condiciones necesarias para que se pueda producir circulación de corriente eléctrica son:

- Existencia de un Circuito conductor cerrado
- Que en dicho circuito exista una diferencia de potencial (tensión o voltaje).

Cuando la persona entra en contacto con la electricidad se establece una diferencia de potencial entre la parte del cuerpo en contacto y la parte del cuerpo puesta en tierra (normalmente las extremidades). Esta diferencia de potencial genera una circulación de corriente por el cuerpo, la intensidad de dicha corriente circulante será mayor cuando aumenta la tensión a la que está sometido el accidentado y menor cuando aumenta la resistencia que ofrece el cuerpo al paso de dicha corriente.

Los factores principales que influyen en la gravedad de los efectos del paso de la corriente por el organismo son:

**A. Frecuencia (Hertz):** El sistema propuesto trabaja con Corriente Alterna de salida a una frecuencia de 60 Hz. La superposición de la frecuencia al ritmo nervioso y circulatorio puede producir espasmos y fibrilación ventricular. Cuando se trata de Corriente Continua, esta actúa por calentamiento y puede producir, a intensidades muy altas, y tiempos de exposición prolongados, embolia o muerte por electrólisis de la sangre.

**B. Intensidad de corriente (Ampere):** Medida de la cantidad de corriente que pasa a través de un conductor. Suele ser el factor determinante de la gravedad de las lesiones, a mayor intensidad las consecuencias son más graves, como se observa en la siguiente ilustración:

Intensidad	Efectos en el cuerpo humano.
< 0,5 mA	No se percibe.
1 - 3 mA	PERCEPCIÓN: pequeño hormigueo.
3 - 10 mA	ELECTRIZACIÓN: movimiento reflejo muscular (calambre).
10 mA	TETANIZACIÓN MUSCULAR: contracciones musculares sucesivas y mantenidas. Incapacidad de soltarse del elemento conductor.
25 mA	PARADA RESPIRATORIA si la corriente atraviesa el cerebro.
25 - 30 mA	Fuerte efecto de la tetanización muscular. Asfixia (PARO RESPIRATORIO) a partir de 4 seg. por tetanización de los músculos respiratorios. Quemaduras.
60 - 75 mA	FIBRILACIÓN VENTRICULAR: contracción y relajación descontrolada de los ventrículos.

Ilustración 1. Efectos de la Intensidad de corriente en el cuerpo humano.

**C. Resistencia corporal (Ohm):** Esta resistencia es variable, depende de la tensión a la que está sometido el cuerpo y de la humedad del emplazamiento.

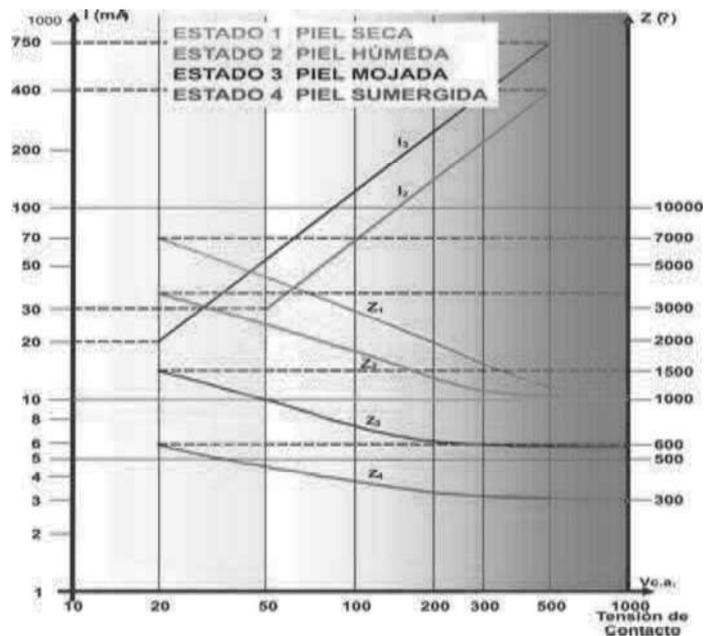


Ilustración 2. Impedancia del cuerpo humano.

**D. Tensión de trabajo (Volt):** Diferencia de energía existente entre dos puntos de un circuito eléctrico y que hace que la corriente circule. Las lesiones por alto voltaje tienen mayor poder de destrucción de los tejidos y son las responsables de las lesiones severas, aunque también pueden producirse electrocuciones con tensiones bajas.

Clasificaciones:

- **Extra alta tensión (EAT):** Corresponde a tensiones superiores a 230 kV.
- **Alta tensión (AT):** Tensiones mayores o iguales a 57,5 kV y menores o iguales a 230 kV.
- **Media tensión (MT):** Los de tensión nominal superior a 1000 V e inferior a 57,5 kV.
- **Baja tensión (BT):** Los de tensión nominal menor o igual a 1000 V.
- **Tensiones de Seguridad:** Aquellas que pueden ser aplicadas al cuerpo humano sin peligro.

Los estados en función del grado de humedad y su tensión de seguridad asociada son:

- Piel perfectamente seca (excepcional): 80 V
- Piel húmeda (normal) en ambiente seco: 50 V
- Piel mojada (más normal) en ambientes muy húmedos: 24 V
- Piel sumergida en agua (casos especiales): 12 V

**E. Tiempo de contacto:** Es uno de los factores más influyentes que condicionan la gravedad de las lesiones, junto con la Intensidad de corriente.

**F. Recorrido de la corriente:** El punto de entrada y salida de la corriente eléctrica en el cuerpo es muy importante para determinar la gravedad de las lesiones por contacto eléctrico. La gravedad de las lesiones aumenta cuando la corriente pasa a través de los centros nerviosos y órganos vitales como el corazón y el cerebro.

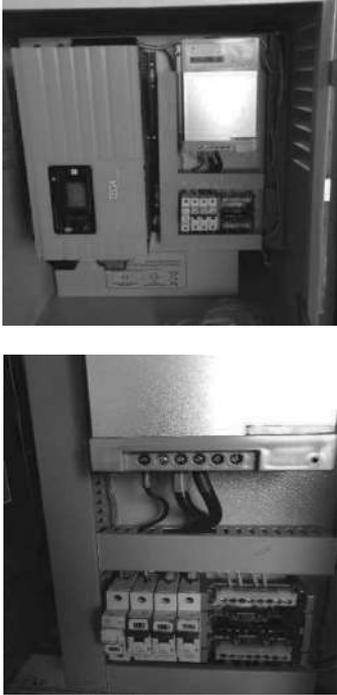
**G. Factores Personales:** El sexo, la edad y el peso son de los principales factores que pueden modificar la susceptibilidad del organismo a los efectos de la corriente eléctrica.

## **2. FACTORES DE RIESGO**

---

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriormente expuestas sobre los efectos de la electricidad sobre el cuerpo humano, se procede a describir los riesgos que han sido identificados para el Sistema de Generación Fotovoltaico Autónomo de tipo aislado y las medidas de prevención o mitigación que deben ser implementadas

para disminuir el riesgo de electrocución de los usuarios beneficiados con la solución.

Factor de riesgo	Posible Causa	Medida de Mitigación
<p data-bbox="261 479 630 537">Contacto directo en gabinete de equipos</p> 	<p data-bbox="694 896 911 1008">Imprudencia, desconocimiento o impericia del beneficiario</p>	<ol data-bbox="941 479 1364 1422" style="list-style-type: none"> <li>1. Evitar durante la instalación del gabinete dejar partes de conductores de fuerza expuestos que puedan ser fuente de riesgo por contacto directo. Uso de canaleta ranurada para protección de cable y dejar la menor cantidad de cable expuesto.</li> <li>2. Realizar la socialización de la forma de uso del sistema de generación, sus prohibiciones y los riesgos asociados. Debido a que la mayoría de los beneficiarios en ZNI tienen su primer contacto con la energía eléctrica es muy importante hacer hincapié en las prohibiciones sobre la apertura del gabinete, sólo en caso exclusivo de requerir el reinicio del sistema hacer uso del botón de reinicio del inversor y de los breakers debidamente demarcados.</li> <li>3. De ninguna manera realizar algún tipo de reparación, mantenimiento o desmonte de los componentes del sistema. Contactar al operador de los sistemas para coordinar la respectiva visita.</li> <li>4. Implementación de señales de advertencia que indiquen riesgo de electrocución.</li> </ol>
<p data-bbox="231 1431 660 1489">Contacto directo en tomacorriente de instalación interna</p> 	<p data-bbox="702 1624 903 1713">Imprudencia o desconocimiento del beneficiario</p>	<ol data-bbox="941 1431 1364 1899" style="list-style-type: none"> <li>1. Realizar la respectiva socialización sobre los usos, prohibiciones y la forma de conexión de los aparatos eléctricos permitidos al tomacorriente. Cumplir las distancias de seguridad exigidas en la NTC 2050 sobre disposición de tomas a distancias mínimas del suelo, para evitar el contacto de estos con niños.</li> <li>2. No realizar ningún tipo de mantenimiento o reparación al tomacorriente. Contactar a la empresa encargada de la operación de los sistemas para coordinar visita</li> </ol>

Factor de riesgo	Posible Causa	Medida de Mitigación
		<p>de mantenimiento, reparación o sustitución.</p> <p>3. No introducir objetos de ningún tipo principalmente metálicos o conductores de corriente, cables desnudos, extensiones de cable no autorizados o todo aquel objeto conductor que pueda ocasionar contacto directo de las personas con la corriente eléctrica.</p> <p>4. Instalar el tomacorriente con su debida tapa de protección, de ninguna manera dejar el tomacorriente sin tapa o con cables y/o terminales expuestos al contacto directo.</p> <p>5. Todo tomacorriente debe tener su respectivo terminal y conductor de puesta a tierra.</p> <p>6. No arrojar agua al tomacorriente, no limpiar con elementos húmedos, abstenerse de manipularlo con las manos húmedas.</p>
<p>Contacto indirecto</p> <p><b>CONTACTO ELÉCTRICO INDIRECTO</b></p>  	<p>Fallas de aislamiento, mal mantenimiento, falta de conductor de puesta a tierra.</p>	<p>1. Realizar las respectivas conexiones para equipotencializar los equipos a tierra. Conectar carcasas y toda aquella superficie metálica expuesta del sistema que no deba transportar corriente al sistema de puesta tierra.</p> <p>2. Implementar un Sistema de Puesta a Tierra efectivo el cual cuente con un mecanismo de inspección adecuado para realizar la revisión periódica y la medición de la resistencia del sistema.</p>

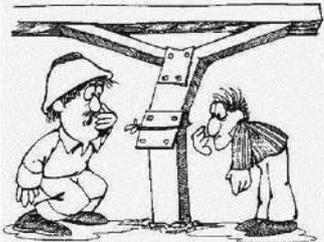
Factor de riesgo	Posible Causa	Medida de Mitigación
<p data-bbox="371 376 520 405">Cortocircuito</p> 	<p data-bbox="730 394 876 600">Fallas de aislamiento, accidentes externos, humedades, conexiones indebidas</p>	<ol data-bbox="938 320 1369 674" style="list-style-type: none"> <li>1. Implementación de protecciones contra sobrecorriente con una adecuada selección y coordinación de disparo.</li> <li>2. Implementación de conductores de puesta a tierra en tomacorrientes, equipos, tablero de distribución, y en estructura de soporte equipotencializados para la conducción de la corriente de falla a tierra.</li> </ol>
<p data-bbox="336 678 555 707">Equipo defectuoso</p> 	<p data-bbox="692 786 916 936">Mala utilización del sistema, mantenimiento inadecuado, mala instalación</p>	<ol data-bbox="938 678 1369 1039" style="list-style-type: none"> <li>1. Concientizar al beneficiario sobre el uso racional de energía y la capacidad de energía que puede suministrar el sistema de generación. Socializar aquellos equipos eléctricos a los que puede conectar y el tiempo determinado. Socializar sobre la simultaneidad de uso de equipos eléctricos.</li> <li>2. Realizar mantenimiento y revisión periódica de los componentes del sistema de generación.</li> </ol>
<p data-bbox="408 1048 483 1077">Rayos</p> 	<p data-bbox="699 1178 906 1207">Causas naturales</p>	<ol data-bbox="938 1106 1369 1285" style="list-style-type: none"> <li>1. Realización del análisis de riesgo contra descargas atmosféricas para la determinación del alcance del sistema de protección contra rayos.</li> <li>2. Verificación de la efectividad del SPT a implementar en la instalación</li> </ol>

Tabla 1. Factores de riesgos de origen eléctrico.

### 3. MATRICES DE RIESGO

#### FACTOR DE RIESGO POR CONTACTO DIRECTO

**POSIBLES CAUSAS:** Imprudencia, desconocimiento o impericia del beneficiario

**MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Evitar durante la instalación del gabinete dejar partes de conductores de fuerza expuestos que puedan ser fuente de riesgo por contacto directo. Uso de canalleta ranurada para protección de cable y dejar la menor cantidad de cable expuesto.

RIESGO A EVALUAR:	Electrocución o quemaduras		por		Contacto directo		(al) o (en)		GABINETE DE EQUIPOS	
	EVENTO O EFECTO		REAL		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUEENTE			
POTENCIAL	<input checked="" type="checkbox"/>									
C N S E C U E N C I A S	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
	Una o mas muertes E5	Daño grave en infraestructura, Interrupción regional.	Contaminación irreparable.	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente D4	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos, Interrupción Temporal	Contaminación localizada	Regional E3	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve E2	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción D1	Sin efecto E1	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

**Fecha:** 23/01/2020

**VI:** 205-84689

**MP:**

James Sánchez Perlaiza

**Evaluador:**

**FACTOR DE RIESGO POR CONTACTO DIRECTO**

**POSIBLES CAUSAS:** Imprudencia y/o desconocimiento del beneficiario

**MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Cumplir las distancias de seguridad exigidas en la NTC 2050 sobre disposición de tomas a distancias mínimas del suelo. Instalar el tomacorriente con su debida tapa de protección, de ninguna manera dejar el tomacorriente sin tapa o con cables y/o terminales expuestos al contacto directo. Todo tomacorriente debe tener su respectivo terminal y conductor de puesta a tierra

<b>RIESGO A EVALUAR:</b>		Electrocución o quemaduras		por	Contacto directo	(al) o (en)	Tomacorriente/Instalación Interna
<b>EVENTO O EFECTO</b>				<b>FACTOR DE RIESGO</b>			
<b>POTENCIAL</b>				<b>FRECUENCIA</b>			
<input checked="" type="checkbox"/>				<input type="checkbox"/>			
<b>REAL</b>				<b>CAUSA</b>			
En personas		Ambientales		En la imagen de la empresa		E	
Una o mas muertes E5	Económicas	Contaminación irreparable..	Internacional	5	No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa
Incapacidad parcial permanente D4	Daño grave en infraestructura.	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	ALTO	ALTO
Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación localizada	Regional E3	3	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Lesión menor (sin incapacidad)	Daños severos, Interrupción Temporal	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento labora)	Daños leves, No Interrupción D1	Sin efecto E1	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO
<b>CUENSAS</b>		<b>MP:</b>		<b>FECHA:</b>			
		James Sánchez Perlaza		VL 205-84689		23/01/2020	
<b>Evaluador:</b>							

**FACTOR DE RIESGO POR CONTACTO INDIRECTO**

**POSIBLES CAUSAS:** Fallas de aislamiento, mal mantenimiento, falta de conductor de puesta a tierra.

**MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Realizar las respectivas conexiones para equipotencializar los equipos a tierra. Conectar carcasa y toda aquella superficie metálica expuesta del sistema que no deba transportar corriente al sistema de puesta tierra. Implementar un Sistema de Puesta a Tierra efectivo el cual cuente con un mecanismo de inspección adecuado para realizar la revisión periódica y la medición de la resistencia del sistema.

<b>RIESGO A EVALUAR:</b>		Quemaduras	por	Contacto indirecto	(al) o (en)	GABINETE DE EQUIPOS/Instalaciones Internas		
		<b>EVENTO O EFECTO</b>	<b>FACTOR DE RIESGO (CAUSA)</b>		<b>FUENTE</b>			
<b>POTENCIAL</b> <input checked="" type="checkbox"/> REAL	En personas	Económicas	En la imagen de la empresa	E	No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucedieron varias veces al mes en la Empresa	A
	Una o más muertes E5	Infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable.	5	MEDIO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos. Interrupción Temporal	Contaminación localizada	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve E2	Efecto menor	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto E1	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
<b>Evaluador:</b>		<b>MP:</b>		<b>FECHA:</b>				
		James Sánchez Perlaiza		VL 205-84689		23/01/2020		

**FACTOR DE RIESGO POR CORTOCIRCUITO**

**POSIBLES CAUSAS:** Fallas de aislamiento, accidentes externos, humedades, conexiones indebidas

**MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Implementación de protecciones contra sobrecorriente con una adecuada selección y coordinación de disparo. Implementación de conductores de puesta a tierra en tomacorrientes, equipo, tablero de distribución, y en estructura de soporte equipotencializados para la conducción de la corriente de falla a tierra.

RIESGO A EVALUAR:		Electrocución	por	Contacto directo	(al) o (en)	Instalaciones internas			
		EVENTO O EFECTO			FACTOR DE RIESGO (CAUSA)				
POTENCIAL	<input checked="" type="checkbox"/>	REAL		FRECUENCIA					
				E	D	C	B	A	
C O N S U E N C I A S	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa	No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura.	Contaminación irreparable.	Internacional	MEDIO	ALTO	ALTO	MUY ALTO	
	Incapacidad parcial permanente E4	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos. Interrupción Temporal	Contaminación localizada	Regional E3	BAJO	MEDIO	MEDIO	ALTO	
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve. E2	Efecto menor	Local	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto E1	Interna	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

**Evaluador:**

James Sánchez Perlaiza

**MP:**

VL 205-84689

**FECHA:**

23/01/2020

<b>FACTOR DE RIESGO POR RAYOS</b>	
POSIBLES CAUSAS: Factores climáticos	
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Instalar puestas a tierras solidas, equipotencialización. Realización del análisis de riesgo contra descargas atmosféricas para la determinación del alcance del sistema de protección contra rayos.	

RIESGO A EVALUAR:		Quemaduras, Electrocutión	por	Rayos	(al) o (en)	Sistema de puesta a tierra		
EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)						
POTENCIAL		REAL		FRECUENCIA				
		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	E	D	C	B	A
En personas		Económicas	En la imagen de la empresa	No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la	Sucede varias veces al año en la	Sucede varias veces al mes en la
Una o mas muertes E5		Daño grave en infraestructura.	Internacional	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
Incapacidad parcial permanente		Daños mayores, salida de subestación	Nacional	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
Incapacidad temporal (> 1 día)		Daños severos. Interrupción Temporal	Regional	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
Lesión menor (sin incapacidad)		Daños importantes Interrupción breve. E2	Local E2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)		Daños leves, No Interrupción	Interna	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
C O N S U E N C I A S		MIP:		FECHA:				
		James Sánchez Perlaiza		VL205-84689		23/01/2020		
Evaluador:								

**FACTOR DE RIESGO POR EQUIPO DEFECTUOSO**

POSIBLES CAUSAS: Mala utilización del sistema, mantenimiento inadecuado, mala instalación	
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Efectuar mantenimiento y revisión periódica de los componentes del sistema de generación.	

RIESGO A EVALUAR:	Electrocción o quemaduras		por		Equipo defectuoso		(al) o (en)		Ambiente o manipulación de equipos		
	EVENTO O EFECTO			FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE				
POTENCIAL	<input checked="" type="checkbox"/>	REAL	<input type="checkbox"/>	FRECUENCIA							
C O N S U M I D O S	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa	E	D	C	B	A		
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura	Contaminación irreparable.	Internacional	No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa		
	<b>Incapacidad parcial permanente D4</b>	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO		
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos. Interrupción Temporal	Contaminación localizada	Regional D3	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	
	Lesión menor (sin incapacidad)	<b>Daños importantes Interrupción breve. E2</b>	Efecto menor	Local	<b>BAJO</b>	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción E1	Sin efecto E1	Interna	<b>MUY BAJO</b>	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

**Evaluador:** James Sánchez Perlaza **MP:** VL 205-84689 **FECHA:** 23/01/2020

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Muy alto	<b>Inadmisibles para trabajar.</b> Hay que eliminar fuentes potenciales, hacer reingeniería o minimizarlo y volver a valorarlo en grupo, hasta reducirlo.  Requiere permiso especial de trabajo.	Buscar procedimientos alternativos si se decide hacer el trabajo. La alta dirección participa y aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y autoriza su realización, mediante un Permiso Especial de Trabajo (PES).
	Alto	<b>Minimizarlo.</b> Buscar alternativas que presenten menor riesgo. Demostrar cómo se va a controlar el riesgo, aislar con barreras o distancia, usar EPP.  Requiere permiso especial de trabajo.	El jefe o supervisor del área involucrada, aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el Permiso de Trabajo (PT) presentados por el líder a cargo del trabajo.
	Medio	<b>Aceptarlo.</b> Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP).  Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido.
	Bajo	<b>Asumirlo.</b> Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP.  No requiere permiso especial de trabajo.	El líder del trabajo debe verificar.  <ul style="list-style-type: none"> <li>• ¿Qué puede salir mal o fallar?</li> <li>• ¿Qué puede causar que algo salga mal o falle?</li> <li>• ¿Qué podemos hacer para evitar que algo salga mal o falle?</li> </ul>
	Muy bajo	Vigilar posibles cambios	No afecta la secuencia de las actividades.

## **4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

---

A partir del análisis realizado a través de las matrices presentadas anteriormente, en las cuales se evaluaron los principales riesgos identificados para la implementación de la solución fotovoltaica individual, y, en concordancia con el nivel de riesgo identificado y las decisiones recomendadas por el RETIE, se tienen las siguientes conclusiones y recomendaciones para cada uno de los riesgos evaluados:

### **Riesgo: Contacto directo en gabinete de equipos:**

1. Evitar durante la instalación del gabinete dejar partes de conductores de fuerza expuestos que puedan ser fuente de riesgo por contacto directo. Uso de canaleta ranurada para protección de cable y dejar la menor cantidad de cable expuesto.
2. Realizar la socialización de la forma de uso del sistema de generación, sus prohibiciones y los riesgos asociados. Debido a que la mayoría de los beneficiarios en ZNI tienen su primer contacto con la energía eléctrica es muy importante hacer hincapié en las prohibiciones sobre la apertura del gabinete, sólo en caso exclusivo de requerir el reinicio del sistema hacer uso del botón de reinicio del inversor y de los breakers debidamente demarcados.
3. De ninguna manera realizar algún tipo de reparación, mantenimiento o desmonte de los componentes del sistema. Contactar al operador de los sistemas para coordinar la respectiva visita.
4. Implementación de señales de advertencia que indiquen riesgo de electrocución.

### **Riesgo: Contacto directo en tomacorrientes-instalaciones internas:**

1. Realizar la respectiva socialización sobre los usos, prohibiciones y la forma de conexión de los aparatos eléctricos permitidos al tomacorriente. Cumplir las distancias de seguridad exigidas en la NTC 2050 sobre disposición de tomas a distancias mínimas del suelo, para evitar el contacto de estos con niños.
2. No realizar ningún tipo de mantenimiento o reparación al tomacorriente. Contactar a la empresa encargada de la operación de los sistemas para coordinar visita de mantenimiento, reparación o sustitución.
3. No introducir objetos de ningún tipo principalmente metálicos o conductores de corriente, cables desnudos, extensiones de cable no autorizados o todo aquel objeto conductor que pueda ocasionar contacto directo de las personas con la corriente eléctrica.
4. Instalar el tomacorriente con su debida tapa de protección, de ninguna manera dejar el tomacorriente sin tapa o con cables y/o terminales expuestos al contacto directo.

5. Todo tomacorriente debe tener su respectivo terminal y conductor de puesta a tierra.

6. No arrojar agua al tomacorriente, no limpiar con elementos húmedos, abstenerse de manipularlo con las manos húmedas.

**Riesgo: Contacto indirecto**

1. Realizar las respectivas conexiones para equipotencializar los equipos a tierra. Conectar carcasas y toda aquella superficie metálica expuesta del sistema que no deba transportar corriente al sistema de puesta a tierra.

2. Implementar un Sistema de Puesta a Tierra efectivo el cual cuente con un mecanismo de inspección adecuado para realizar la revisión periódica y la medición de la resistencia del sistema.

**Riesgo: Cortocircuito**

1. Implementación de protecciones contra sobrecorriente con una adecuada selección y coordinación de disparo.

2. Implementación de conductores de puesta a tierra en tomacorrientes, equipos, tablero de distribución, y en estructura de soporte equipotencializados para la conducción de la corriente de falla a tierra.

**Riesgo: Equipo defectuoso**

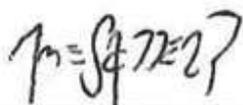
1. Concientizar al beneficiario sobre el uso racional de energía y la capacidad de energía que puede suministrar el sistema de generación. Socializar aquellos equipos eléctricos a los que puede conectar y el tiempo determinado. Socializar sobre la simultaneidad de uso de equipos eléctricos.

2. Realizar mantenimiento y revisión periódica de los componentes del sistema de generación.

**Riesgo: Descarga atmosférica - rayo**

1. Realización del análisis de riesgo contra descargas atmosféricas para la determinación del alcance del sistema de protección contra rayos.

2. Verificación de la efectividad del SPT a implementar en la instalación



James Alexis Sanchez Perlaza  
CC. No 79.794.540  
MP: VL205-84689

Cálculos sistema de generación de energía eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica individual para unidades de vivienda de Calamar					
Análisis de las cargas y estimación de la energía diaria demandada					
Cargas eléctricas					
Descripción cargas eléctricas	Potencia (W)	Cantidad	Potencia total (W)	Tiempo de uso diario (h)	Energía diaria (Wh-día)
Salidas de alumbrado	10	4	40	4	160
Televisión	160	1	160	4	240
Lavadora	250	1	250	0,5	125
Nevera	Variable	1	125	8	1000
Cámar / Otros usos	1	1	1	3	160
<b>Total consumo AC</b>	<b>360</b>	<b>8</b>	<b>515</b>	<b>19</b>	<b>1625</b>
Condiciones iniciales					
Promedio radiación solar año (Wh/m <sup>2</sup> )	4,26		Energía Diaria a suministrar (Wh-día)		1625
Eficiencia del sistema	75,76		Potencia pico mínima del generador fotovoltaico (W)		0,56
Potencia del panel fotovoltaico	650		Número de paneles PV		2
Dimensionamiento de la capacidad del banco de baterías					
Voltaje nominal del sistema (V)	25,6		Profundidad de la descarga		80%
Días de autonomía	1,39		Factor compensación por temperatura		1,029
Temperatura de almacenamiento baterías (°C)	25,8		Voltaje de cada batería		25,8
Configuración del banco de baterías					
Energía Diaria Total AC (Wh-día)	1625		Capacidad mínima de cada batería (C/10)		110
Número mínimo de ramas en paralelo	1		Número de baterías en serie		1
Capacidad banco de baterías (Ah)	110		Número total de baterías del sistema PV		1
Configuración regulador MPPT					
Voltaje nominal DC (V)	41,6		Número de paneles PV en serie		2
Voltaje MPP del panel PV (V)	41,50		Número de paneles PV en paralelo		1
Corriente MPP del panel PV (A)	10,85		Número total de paneles PV		2
Voltaje de circuito abierto del panel PV (V)	49,93		Voltaje máximo arreglo PV (V)		99,86
Corriente de corto circuito del panel PV (A)	11,60		Corriente máxima arreglo PV (A)		11,6
Voltaje máximo DC del regulador MPPT (V)	150		Criterio de aceptación por corriente		SI
Corriente máxima del regulador MPPT (A)	40,0		Criterio de aceptación por voltaje		SI
Selección Inversor DC/AC Onda senoidal pura					
Número de paneles Generador PV	2		Voltaje salida inversor cargador (V)		120
Potencia total cargas AC (W)	615		Voltaje de entrada DC nominal (V)		25,6
Potencia asignada Inversor onda senoidal pura	1000		Frecuencia de la red (Hz)		60
Área del sistema Fotovoltaico					
largo de cada panel Fotovoltaico (mm)	2094		Área de cada panel Fotovoltaico (m <sup>2</sup> )		2,2
ancho de cada panel Fotovoltaico (mm)	1038		Área del arreglo PV (m <sup>2</sup> )		4,3
Dimensionamiento Conductores Eléctricos					
ETAPA 1 - ACOMETIDA CABLE SOLAR A CAJA DE CONEXIONES					
Distancia Panel PV a caja de conexiones (m)	2		Calibre de conductor solar (mm <sup>2</sup> )		2,5
Resistencia máxima a 20 °C (ohm/km)	8,11		Regulación de tensión		0,49%
Corriente de corto circuito del panel PV (A)	11,60		Número de conductores por tramo		3
ETAPA 1 - ACOMETIDA CABLE THWN					
Distancia caja de conexiones a regulador MPPT (m)	12		Calibre de conductor (AWG)		10
Resistencia máxima a 20 °C (ohm/km)	3,39		Regulación de tensión		0,59%
Corriente arreglo de paneles PV (A)	11,60		Número de conductores por tramo		3
ETAPA 2 - CONEXIÓN ENTRE REGULADOR DE CARGA Y BANCO DE BATERÍAS					
Distancia Regulador MPPT a Banco de baterías (m)	1		Calibre de conductor (AWG)		8
Resistencia máxima a 20 °C (ohm/km)	1,95		Regulación de tensión		0,61%
Corriente máxima regulador MPPT (A)	40		Número de conductores por tramo		2
ETAPA 3 - CONEXIÓN ENTRE BANCO DE BATERÍAS E INVERSOR					
Distancia Banco de baterías a Inversor onda pura (m)	1		Calibre de conductor (AWG)		8
Resistencia máxima a 20 °C (ohm/km)	1,95		Regulación de tensión		0,6%
Corriente Banco de baterías (A)	39,06		Número de conductores por tramo		2
SALIDA INVERSOR A TABLERO DE DISTRIBUCIÓN					
Distancia Inversor a tablero de distribución vivienda (m)	1		Calibre de conductor (AWG)		12
Resistencia máxima a 20 °C (ohm/km)	5,09		Regulación de tensión		0,18%
Corriente pico inversor PV (A)	10,42		Número de conductores por tramo		3
SALIDA TABLERO DE DISTRIBUCIÓN A CIRCUITO DE TOMAS					
Distancia tablero de distribución a circuito de tomas más lejano (m)	10		Calibre de conductor (AWG)		12
Resistencia máxima a 20 °C (ohm/km)	5,09		Regulación de tensión		0,88%
Corriente pico inversor PV (A)	10,42		Número de conductores por tramo		3
SALIDA TABLERO DE DISTRIBUCIÓN A CIRCUITO DE ILUMINACIÓN					
Distancia tablero de distribución a circuito de iluminación más lejano (m)	7		Calibre de conductor (AWG)		12
Resistencia máxima a 20 °C (ohm/km)	5,09		Regulación de tensión		0,91%
Corriente luminaria 18 W	0,19		Número de conductores por tramo		3
CÁLCULO MEDIDOR DE ENERGÍA					
Tipo de medidor	1		Nivel de tensión AC del sistema (VAC)		120
Corriente máxima de salida medidor (A)	10,42		Frecuencia de la red (Hz)		60
Corriente máxima operación medidor (A)	80,00		Criterio de cumplimiento		SI CUMPLE
Dimensionamiento Instalaciones Internas					
ETAPA 1 - CÁLCULO RECORRIDO DE TUBERÍA EMT					
Ancho de la vivienda (m)	5,00		Altura de la vivienda (m)		2,40
Profundidad de la vivienda (m)	4,00		Área total de la vivienda (m <sup>2</sup> )		20,00
Cantidad de tomacorrientes dobles	3		Cantidad de interruptores individuales		4
Altura de montaje de tomacorrientes desde el suelo (m)	0,4		Cantidad de luminarias		4
Recorrido bajantes a tomacorrientes (m)	4		Altura de montaje interruptores y tablero distribución (m)		1,2
Distancia de tubo central a luminarias (m)	2		Recorrido total de interruptores y tomacorrientes (m)		12
Longitud de tubo central (m)	5		Recorrido total tubo central a luminarias (m)		8
Distancia tablero distribución a tubo central (m)	2,2		Porcentaje de desperdicio (%)		5
Cantidad de tubos de 3 m	3		Recorrido Total tubería (m)		26,46
ETAPA 2 - CÁLCULO CANTIDAD TOTAL DE CABLE					
Cantidad de cable inversor a tablero de distribución (m)	5		Cantidad de cable tablero de distribución a tomacorrientes (m)		30
Cantidad de cable tablero de distribución a luminarias + interruptores (m)	23,1		Cantidad promedio de cable de circuitos (m)		59,1
Cantidad de cable negro (m)	59,10		Cantidad de cable blanco y verde (m)		59,24

DIMENSIONAMIENTO DE CABLEADO Y PROTECCIONES					
Campo	Corriente nominal (A)	Vn Breaker y cableado	Protección Comercial	Conductor (Cu AWG)	Ductos
Protección paneles PV a Caja exterior de conexión (Cable solar -SR)	11,6	Min. 150 VDC	15	2X2,5/(-,-) + 1x8/T	No aplica (cable tipo Intempere)
Caja exterior de conexión a regulador MPPT (THWN -SR)	11,6	Min. 150 VDC	15	3x10/(-,-,T)	Tramo en Acometida al exterior Tramo en Tubería 3/4" EMT
Regulador MPPT a Banco baterías (THWN)	40,0	Min. 80 VDC	40	2x8 /(-,-)	Canaleta giratoria 40x60mm (En interior de Gabinete)
Protección DC entre baterías e inversor onda pura (THWN)	39,2	Min. 80 VDC	40	2x8/(-,-)	Canaleta giratoria 40x60mm (En interior de Gabinete)
Protección salida AC inversor (Fusible)	8	Min. 120 VAC	8	3X12 THWN - Encauchetado	Canaleta giratoria 40x60mm (En interior de Gabinete)
Protección salida AC inversor (cable # 12 THWN)	8	Min. 120 VAC	15	3X12 THWN - Encauchetado	Canaleta giratoria 40x60mm (En interior de Gabinete)
Protección para circuito 1 (cable # 12 THWN)	10,0	Min. 120 VAC	15	1x12/F + 1x12/N + 1x12/T	Tubería 3/4" EMT
Protección para circuito 2 (cable # 12 THWN)	10,0	Min. 120 VAC	15	1x12/F + 1x12/N + 1x12/T	Tubería 3/4" EMT
Protección para circuito 3 (cable # 12 THWN)	10,0	Min. 120 VAC	15	1x12/F + 1x12/N + 1x12/T	Tubería 3/4" EMT

Ingeniero Diseñador:

James Alexis Sánchez Perla  
Ingeniero Electricista  
CC. 79.794.540  
M.P.: 14.205-84689

<b>Parametros eléctricos</b>	<b>450</b>
<b>Potencia nominal maxima (W)</b>	450
<b>Voltaje MPP (V)</b>	41,5
<b>Corriente MPP (A)</b>	10,85
<b>Voltaje de circuito abierto (V)</b>	49,3
<b>Corriente de corto circuito (A)</b>	11,60

temperatura	factor de correccion
10	1,19
12,8	1,15
15,6	1,11
18,3	1,08
18,9	1,072
19,4	1,064
20	1,056
20,6	1,048
21,1	1,04
21,7	1,034
22,2	1,029
22,8	1,023
23,4	1,017
23,9	1,011
24,5	1,006
25	1
25,6	0,994
26,1	0,987
26,7	0,98
27,2	0,976
27,8	0,972
28,3	0,968
28,9	0,964
29,4	0,96
30	0,956
30,6	0,952
31,1	0,948
31,6	0,944
32,2	0,94
35	0,93
37,8	0,91
40,6	0,89
43,3	0,88
46,1	0,87
48,9	0,86
51,7	0,85

TABLA DE CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS CONDUCTORES CONVENCIONALES

Tipo	Calibre	Diametro exterior (mm)	Res. Máx del conductor a 20 °C (ohm/km)	Capacidad de corriente(A) *
THWN-2	16	2,71	11,33	-
THWN-2	14	3,2	8,21	20
THWN-2	12	3,69	5,09	25
THWN-2	10	4,56	3,39	35
THWN-2	8	5,91	1,95	50
THWN-2	6	6,96	1,24	65
THWN-2	4	8,8	0,795	85
THWN-2	2	10,39	0,565	115
THHN	1/0	12	0,329	150
THHN	2/0	13,1	0,261	175
THHN	3/0	14,4	0,207	200
THHN	4/0	15,7	0,164	230

\* Capacidad de corriente de conductores aislados , no mas de 3 conductores trasportando corriente , con base en una temperatura ambiente de 30 °C, tomados de la tabla 310-16 de la NT-2050

Código	Sección	Color (*)	Diámetro exterior	Peso	Radio Mín. Curvatura	Resist. Máx. del conductor a 20 °C	Intensidad al Aire (1)	Caída de tensión en DC
	mm <sup>2</sup>		mm <sup>2</sup>	kg/km	mm <sup>2</sup>	Ω/km	A	V/A.km
1614106	1x1,5	■ ■	4,3	35	18	13,7	30	38,17
1614107	1x2,5	■ ■	5,0	50	20	8,21	41	22,87
1614108	1x4	■ ■	5,6	65	23	5,09	55	14,18
1614109	1x6	■ ■	6,3	85	26	3,39	70	9,445
1614110	1x10	■ ■	7,9	140	32	1,95	96	5,433
1614111	1x16	■ ■	8,8	200	35	1,24	132	3,455
1614112	1x25	■ ■	10,5	295	42	0,795	176	2,215
1614113	1x35	■ ■	11,8	395	47	0,565	218	1,574

Disponibilidad bajo pedido hasta 1x300 mm<sup>2</sup>

Tabla de capacidad de corriente para conductores solares			
10	8,2	1,91	98
16	8,8	1,24	132

TUBERÍA METÁLICA

MÁXIMA CANTIDAD DE CONDUCTORES ADMISIBLE EN TUBERÍA CONDUIT METÁLICA. CABLES TW O THW Y THHN/THWN 90 °C																		
Calibre AWG o Kcmil	1/2 pulgada, 21 mm			3/4 pulgada, 26 mm			1 pulgada, 33 mm			1 1/4 pulgada, 42 mm			1 1/2 pulgada, 48 mm			2 pulgasdas, 60 mm		
	TW THW	THHN/ THWN 90 °C	THW THWN 90 °C	TW THW	THHN/ THWN 90 °C	THW THWN 90 °C	TW THW	THHN/ THWN 90 °C	THW THWN 90 °C	TW THW	THHN/ THWN 90 °C	THW THWN 90 °C	TW THW	THHN/ THWN 90 °C	THW THWN 90 °C	TW THW	THHN/ THWN 90 °C	THW THWN 90 °C
14	8	12	15	22	22	35	43	61	61	58	64	96	106					
12	6	9	11	16	19	26	33	45	45	45	61	74	101					
10	5	5	8	10	14	16	24	28	33	38	55	63	63					
8	2	3	5	6	8	9	13	16	18	22	30	36	36					
6	1	2	3	4	4	7	8	12	11	16	18	26	26					
4	1	1	1	2	3	4	6	7	8	10	13	16	16					
2	1	1	1	1	2	3	4	5	6	7	10	11	11					
1/0	1	1	1	1	1	1	3	4	4	5	7	8	8					
1/0	-	-	-	-	-	-	2	3	3	4	6	7	7					
2/0	-	-	-	-	-	-	1	2	2	3	3	5	6					
3/0	-	-	-	-	-	-	1	1	1	2	3	4	5					
4/0	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	2	3	4					
250	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	3	3					
300	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	2	3					
350	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	2					
400	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1					
500	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1					

Tabla 8. Tabla C1 NTC 2050 y NEC.

Tabla 1. Porcentaje de área de llenado del conduit para conductores.

Número de conductores	1	2	más de 2
Todos los tipos de conductores	53%	31%	40%

TUBERÍA PVC

MÁXIMA CANTIDAD DE CONDUCTORES ADMISIBLE EN TUBERÍA CONDUIT PVC TIPO A  
CABLES TW O THW Y THHN/THWN 90° C

Calibre AWG o kcmil	DIÁMETRO NOMINAL DEL TUBO (pulgadas, mm)											
	1/2 pulgada, 21 mm		3/4 pulgada, 26 mm		1 pulgada, 33 mm		1 1/4 pulgada, 42 mm		1 1/2 pulgada, 48 mm		2 pulgadas, 60 mm	
	TW	THHN/ THW 90° C	TW	THHN/ THW 90° C	TW	THHN/ THW 90° C	TW	THHN/ THW 90° C	TW	THHN/ THW 90° C	TW	THHN/ THW 90° C
14	11	16	18	27	31	44	51	73	67	96	105	150
12	8	11	14	19	24	32	39	53	51	70	80	109
10	6	7	10	12	18	20	29	33	38	44	60	69
8	3	4	6	7	10	12	16	19	21	25	33	40
6	1	3	3	5	6	8	9	14	13	18	20	28
4	1	1	2	3	4	5	7	8	9	11	15	17
2	1	1	1	1	3	3	5	6	7	8	11	12
1	1	1	1	1	1	2	3	4	5	6	7	9
1/0	1	1	1	1	1	2	3	4	4	5	6	8
2/0	1	1	1	1	1	2	3	3	3	4	5	6
3/0	1	1	1	1	1	1	2	3	3	3	4	5
4/0	1	1	1	1	1	1	1	1	2	3	4	4
250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
300	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
350	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
400	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 7. Tabla C11 NTC 2050 y NEC.

CANALETAS PLASTICAS

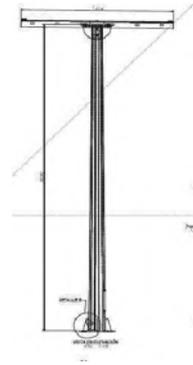
ALTEURA (mm)	DIMENSIONES (mm)											
	1,2 AWG		1,6 AWG		2,5 AWG		3,5 AWG		5,0 AWG		7,5 AWG	
25	25x45	10	25	31	37	116						
40	25x40	30	35	40	60	170						
	40x40	47	50	74	85	270						
60	60x40	38	110	134	168	472						
	60x60	49	60	70	65	250						
80	40x60	66	110	134	168	472						
	80x60	126	165	201	262	715						
100	60x80	107	210	255	320	912						
	120x60	342	325	336	485	1356						
80	60x60	160	210	258	320	912						
	80x60	210	271	326	351	1326						
100	120x80	324	480	516	634	1674						
	100x100	306	450	505	607	1700						

UL (Underwriters Laboratories) recomienda llenar las canaléticas solo hasta el 50% de su capacidad total, a fin de evitar calentamiento de los cables por contacto. La capacidad de las canaléticas puede variar, dependiendo del método de cableado y de la forma de los cables.

Dimensiones de las canaléticas Ranuradas

ALTEURA (mm)	DIMENSIONES (mm)											
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
20x30	25	35	45	55	7	16	21,5					
25x35	35	45	55	65	8	20	26,5					
30x40	45	55	65	75	10	25	32					
35x45	55	65	75	85	12	30	38					
40x50	65	75	85	95	14	35	44					
45x55	75	85	95	105	16	40	50					
50x60	85	95	105	115	18	45	56					
55x65	95	105	115	125	20	50	62					
60x70	105	115	125	135	22	55	68					
65x75	115	125	135	145	24	60	74					
70x80	125	135	145	155	26	65	80					
75x85	135	145	155	165	28	70	86					
80x90	145	155	165	175	30	75	92					
85x95	155	165	175	185	32	80	98					
90x100	165	175	185	195	34	85	104					
95x105	175	185	195	205	36	90	110					
100x110	185	195	205	215	38	95	116					

# MEMORIA DE CÁLCULO

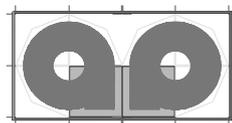


PROYECTO

## ESTRUCTURA DE SOPORTE PARA DOS PANELES SOLARES

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Árex Alzate Castaño'.

Árex Alzate Castaño  
M.P.No. 76202-116483



ÁRLEX ALZATE CASTAÑO  
INGENIERO CIVIL - ESPECIALISTA EN ESTRUCTURAS  
UNIVERSIDAD DEL VALLE  
CONSEJO PROFESIONAL NACIONAL DE INGENIERÍA  
COPINA N.P.N. 76202-116483VLL  
Cel. 313,532,2020  
mail: arlex.alzate@hotmail.com  
Santiago de Cali - Colombia

Cel. 313 532 2020 arlex.alzate@hotmail.com



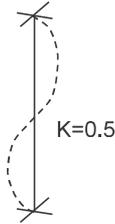
Árlex Alzate Castaño  
Ing. Civil - Esp. en Estructuras

CONTENIDO : ESPECIFICACIONES

FECHA  
MARZO DE 2021

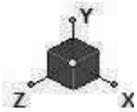
PROYECTO : ESTRUCTURA DE SOPORTE PARA DOS (2) PANELES SOLARES

# 1. ESPECIFICACIONES



$$F_x = C_{vx} V_s$$

$$C_{vx} = \frac{m_x h_x^k}{\sum_{i=1}^n (m_i h_i^k)}$$



***Kg/m<sup>2</sup>***

***Fy = [MPa]***

Sobre una formación sedimentaria, de origen aluvial, don finos y cohesivos (Limo Arcillosos) de mediana a alta amarillenta; con la profundidad, el suelo aparece mezc apacidad Portante Admisible de 2,0 kg/cm<sup>2</sup>, al igual q potencial contracto expansivo del suelo varia de medi cimentación convencional, según el grado de Precon

Results for LC 17, EY (DERIVAS)

Results for LC 17, EY (DERIVAS)

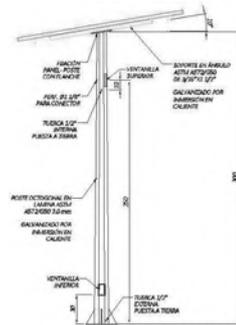
Results for LC 17, EY (DERIVAS)

<b>Árlex Alzate Castaño</b> Ing. Civil - Esp. en Estructuras	CONTENIDO : ESPECIFICACIONES	FECHA MARZO DE 2021
	PROYECTO : ESTRUCTURA DE SOPORTE PARA DOS (2) PANELES SOLARES	

**1. ESPECIFICACIONES**

**1.1. GENERALES**

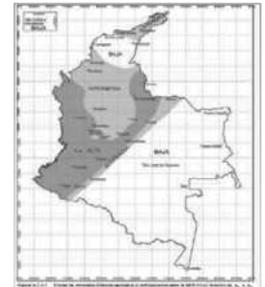
- . Nombre : ESTRUCTURA DE SOPORTE PARA DOS (2) PANELES SOLARES
- . Localización : MUNICIPIO DE MAPIRIPÁN - META
- . Numero de Niveles : 1
- . Altura : 3 m.
- . Uso : Soporte de paneles solares



**1.2. ESTUDIO GEOTECNICO**

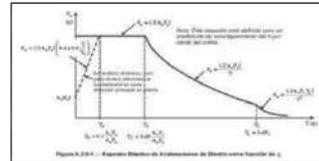
*Proporcionado por el propietario*

- . Firma Consultora : -
- . Tipo de cimentación : Pedetal en concreto
- . Nivel de cimentación : -0,8 m.
- . Ancho minimo del cimiento : 0,40 m.
- . Capacidad Portante : 0,42 kg/cm2
- . Tipo de perfil de suelo : E  $Fa: 2,1$  Coef. Amplificacion de acel. Periodos cortos  
 $Fv: 3,20$  Coef. Amplificacion de acel. Periodos largos



**1.3 PARÁMETROS SÍSMICOS**

- . Zona de Amenaza Sísmica : Alta
- . Aceleración Pico Efectiva :  $Aa: 0,30$  g
- . Velocidad Pico Efectiva :  $Av: 0,3$  g
- . Coeficiente de Importancia : 1,0



A.2.5.1.1. -NSR-10

**1.4. SISTEMA ESTRUCTURAL**

- . Sistema de Resistencia : Pendulo Invertido  
Paral de Acero Estructural HR con Capacidad Especial de Disipación de Energía (DES).

**1.5. NORMAS TECNICAS**

- . Reglamento Colombiano de construcción sismo resistente **NSR-10**  
Decreto 926 del 19 de marzo de 2010 y Decreto 092 Enero 17 de 2011.
- . Normas técnicas colombianas NTC de icontec.

**1.6. MATERIALES**

- . Acero Estructural : NTC 1920 (ASTM A36) -  $F_y = 253$ MPa . Tornilleria : ASTM A325 y A307.
- . Soldadura : AWS - E7018
- . Concreto :  $f_c = 210$  Kg/cm2 ( 21 Mpa )
- . Acero de Refuerzo : NTC 2289 (ASTM A-706)
- . Refuerzo Milimetrico :  $f_y = 4200$  Kg/cm2 ( 420 Mpa )
- . Diamatro  $\geq 3/8"$  :  $f_y = 4200$  Kg/cm2 (420 Mpa)
- . Diamatro =  $1/4"$  :  $f_y = 260$  Kg/cm2 (2600 Mpa)



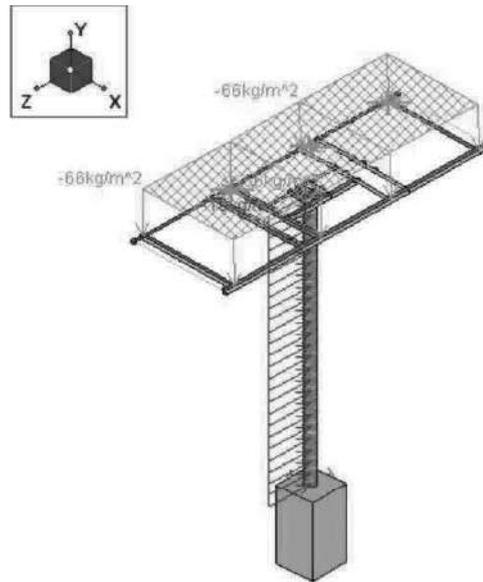
Árlex Alzate Castaño  
Ing. Civil - Esp. en Estructuras

CONTENIDO : CARGAS

FECHA  
MARZO DE 2021

PROYECTO : ESTRUCTURA DE SOPORTE PARA DOS (2) PANELES SOLARES

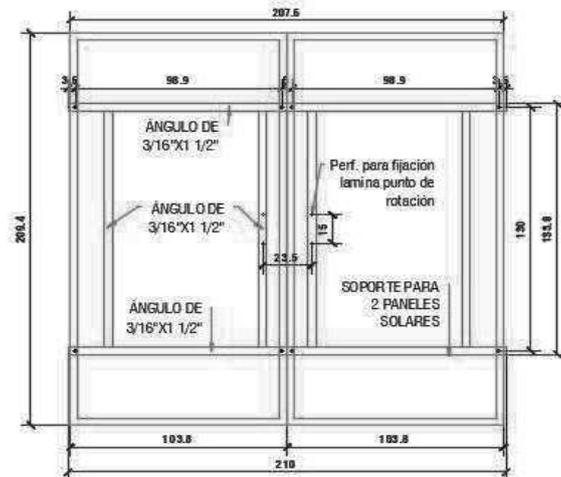
## CARGAS DE VIENTO

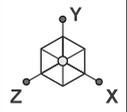


NOTA: AREA DE PANELES : 1,65 m X 3,0 m = 4,95 M2

Al tener 2,1 m de area adherente, se debe modificar carga minima de viento de 40 kg/m2 a 66kg/m2 según NSR-10

ESTRUCTURA PARA SOPORTE Y PANELES  
Unidad : cm





Loads: BLC 5, WL

HG INGENIERIA  
Arlex Alzate Castaño  
arlex.alzate@hotmail.com

Estructura de Soporte Dos (2) Paneles Solares

CARGA DE VIENTO 2  
Mar 24, 2021 at 10:48 PM  
Estructura - Dos Paneles Solares....



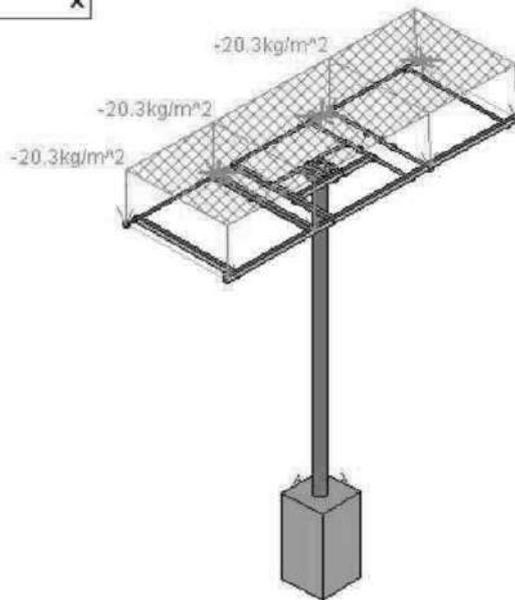
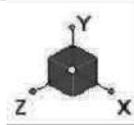
Árlex Alzate Castaño  
Ing. Civil - Esp. en Estructuras

CONTENIDO : CARGA MUERTA

FECHA  
MARZO DE 2021

PROYECTO : ESTRUCTURA DE SOPORTE PARA DOS (2) PANELES SOLARES

### CARGA MUERTA (PANEL SOLAR) - PESO PROPIO ESTRUCTURA

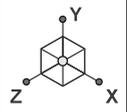


Loads: BLC 1, MUERTA= PP+SP

	BLC Description	Category	Y Gra...
1	MUERTA = PP+SP	DL	-1
2	LL	LL	
3	EX	ELX	
4	EZ	ELZ	
5	WL	WL	
6	RL	RLL	
7	HL	HL	

PESO PROPIO (-1)





Loads: BLC 1, MUERTA = PP+SP

HG INGENIERIA  
Arlex Alzate Castaño  
arlex.alzate@hotmail.com

Estructura de Soporte Dos (2) Paneles Solares

CARGA PANEL DL 3  
Mar 24, 2021 at 10:50 PM  
Estructura - Dos Paneles Solares....



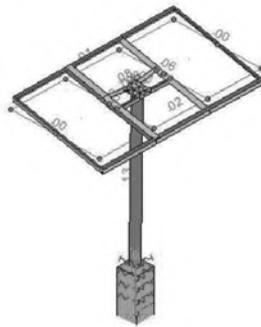
Árlex Alzate Castaño  
Ing. Civil - Esp. en Estructuras

CONTENIDO : DERIVAS

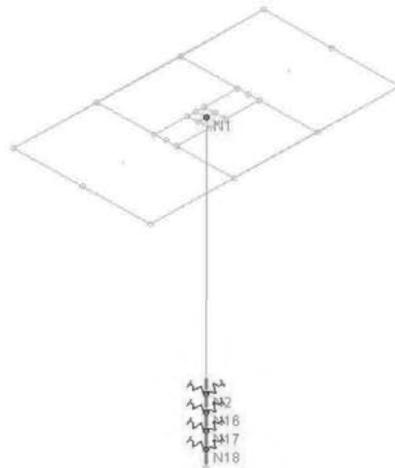
FECHA  
MARZO DE 2021

PROYECTO : ESTRUCTURA DE SOPORTE PARA DOS (2) PANELES SOLARES

# ANALISIS MODAL ESPECTRAL NSR-10



Results for LC 27, 1.2 DL + 1.6WL + 1.0 LL + 0.5RLL  
Mode Shape 1 (.933 Sec)



### 3.4. ESPECTRO DE DISEÑO

[NSR-10 - A.2.6]

Este espectro está definido para un coeficiente de amortiguamiento igual al 5% del crítico.

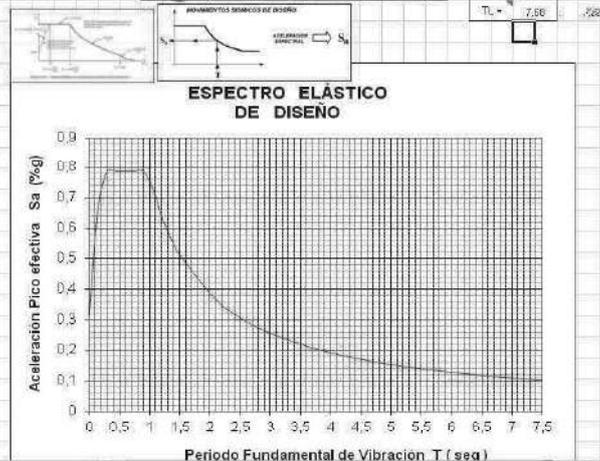
A.4.2.2., el periodo fundamental aproximado se puede obtener por medio de la siguiente ecuación:

$C_1 = 0.069$  Pendulo Invertido

$$T_s = T_c = C_1 h_x^{0.75} = 0,114 \text{ seg}$$

To =	0.30	(2.89)
Tc =	0.98	(7.88)
Ts =	7.58	(58.89)

T (seg)	Sa (%)
0.0001	0.32
0.15	0.67
0.30	0.79
0.45	0.79
0.60	0.79
0.75	0.79
0.90	0.79
1.05	0.73
1.20	0.64
1.35	0.57
1.50	0.51
2.10	0.37
2.40	0.32
2.70	0.28
3.00	0.26
3.75	0.20
4.50	0.17
5.25	0.15
6.00	0.13
6.75	0.11



Página 4

### Response Spectra Data

X Direction Spectra	UBC 91,94 Design Spectra, SoilType 1
Modes Used	All 100 modes
Mode No. for Signs	2
Modal Combination Method	CQC
Damping Ratio	5 Percent

Z Direction Spectra	UBC 91,94 Design Spectra, SoilType 1
Modes Used	All 100 modes
Mode No. for Signs	27
Modal Combination Method	CQC
Damping Ratio	5 Percent

### Frequencies / Participation

Mode Number	Frequency (Hz)	Period (Sec)	Percent Modal Participation		
			X Spectra	Y Spectra	Z Spectra
1	1.62	.617			30.192
2	1.635	.612	30.867		
3	3.261	.307			.005
4	4.804	.208	.001		2.934
5	6.106	.164	.323		
6	6.881	.145	1.942		.001
7	10.344	.097			
8	19.855	.05	.047		
9	22.525	.044			
10	36.499	.027			.011
11	39.082	.026			.039
12	53.12	.019			
13	59.119	.017			
14	61.431	.016			
15	61.613	.016			
16	78.959	.013			
17	90.482	.011			
18	99.223	.01			
19	138.228	.007			
20	148.502	.007			
21	158.362	.006			
22	163.174	.006			
23	177.888	.006	.004		
24	188.223	.005			
25	207.757	.005	.056		
26	256.079	.004	24.788		1.679
27	256.157	.004	1.637		41.146
28	256.557	.004	16.561		.187
29	282.661	.004			
30	307.332	.003			
31	312.597	.003			.034
32	328.579	.003			
33	457.004	.002			
34	492.961	.002			
35	504.196	.002			
36	548.953	.002			
37	575.371	.002			
38	652.053	.002			
39	660.876	.002			
40	701.333	.001			
41	703.77	.001			

**Frequencies / Participation, (continued)**

Mode Number	Frequency (Hz)	Period (Sec)	X Spectra	Percent Modal Participation Y Spectra	Z Spectra
42	713.799	.001			
43	830.755	.001			
44	831.706	.001			
45	839.348	.001			
46	877.429	.001			
47	939.549	.001			
48	953.775	.001			
49	1000.672	.000999329			
50	1041.867	.000959815	.174		12.855
51	1041.885	.000959799	12.855		.174
52	1064.686	.000939244			
53	1077.764	.000927847			
54	1103.915	.000905867			
55	1115.616	.000896366			
56	1144.359	.000873852			
57	1175.166	.000850944			
58	1240.737	.000805972			
59	1246.214	.00080243			
60	1320.658	.000757198			
61	1320.829	.0007571			
62	1358.669	.000736015			
63	1371.738	.000729002			
64	1430.274	.000699167			
65	1448.504	.000690367			
66	1503.715	.00066502			
67	1546.673	.000646549			
68	1642.277	.000608911			
69	1648.81	.000606498			
70	1662.877	.000601367			
71	1722.325	.000580611			
72	1776.084	.000563036			
73	1807.684	.000553194			
74	1811.176	.000552128			
75	1965.739	.000508715	.002		
76	2007.329	.000498174	.033		2.241
77	2007.355	.000498168	2.239		.033
78	2014.769	.000496335			
79	2190.523	.000456512			
80	2190.658	.000456484			
81	2287.935	.000437075			
82	2329.089	.000429352			
83	2543.503	.000393159			
84	2616.538	.000382184	.355		.017
85	2616.538	.000382184	.017		.355
86	2623.017	.00038124			
87	2636.574	.00037928			
88	3213.947	.000311144			
89	3219.808	.000310578			
90	3611.356	.000276904			
91	3629.069	.000275553			
92	5284.784	.000189222			
93	5284.817	.000189221			
94	5794.744	.00017257			
95	5993.554	.000166846			
96	6186.969	.00016163			
97	6425.935	.000155619			
98	7745.991	.000129099			

**Frequencies / Participation, (continued)**

Mode Number	Frequency (Hz)	Period (Sec)	Percent Modal Participation		
			X Spectra	Y Spectra	Z Spectra
99	7795.822	.000128274			
100	9033.881	.000110694			
Totals :			91.906		91.906



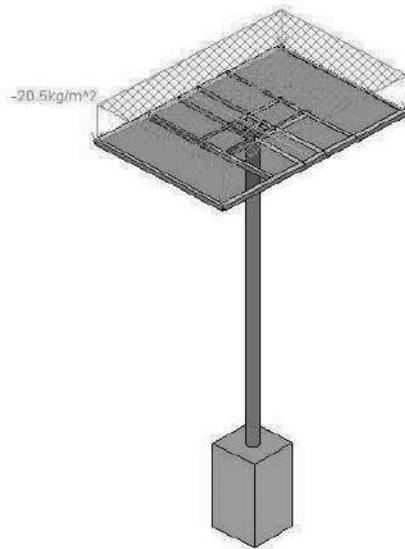
Árlex Alzate Castaño  
Ing. Civil - Esp. en Estructuras

CONTENIDO : REPORTE

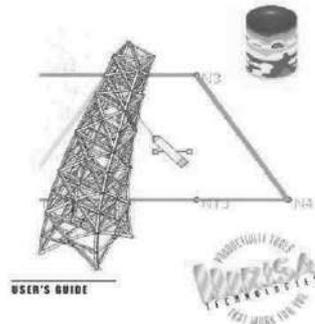
FECHA  
MARZO DE 2021

PROYECTO : ESTRUCTURA DE SOPORTE PARA DOS (2) PANELES SOLARES

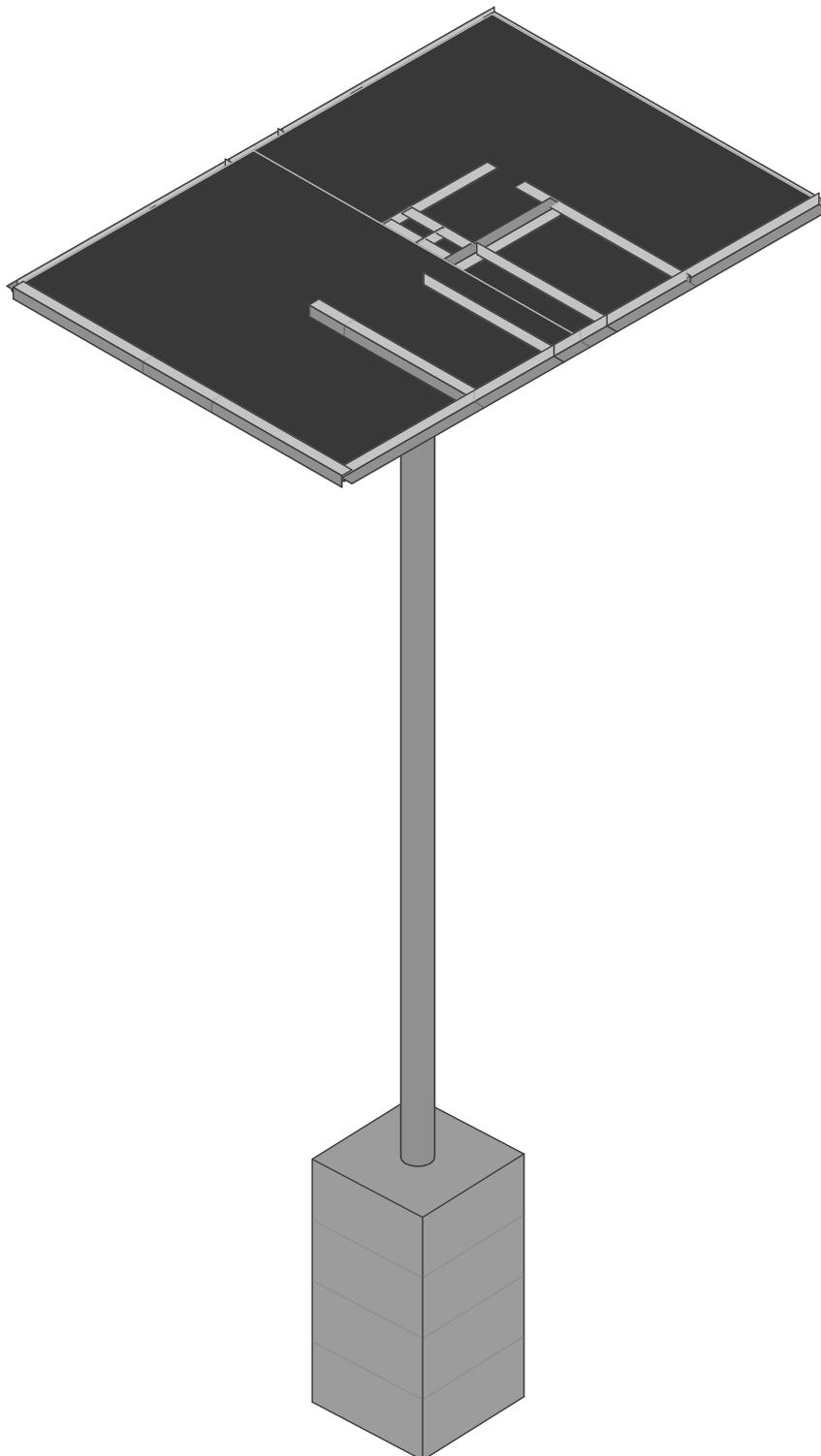
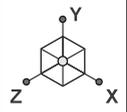
# REPORTE DE DISEÑO ANÁLISIS ESTRUCTURAL



## RISA-3D



### RISA 3D V.8.0



Solution: Envelope

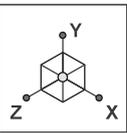
HG INGENIERIA  
Arlex Alzate Castaño  
arlex.alzate@hotmail.com

Estructura de Soporte Dos (2) Paneles Solares

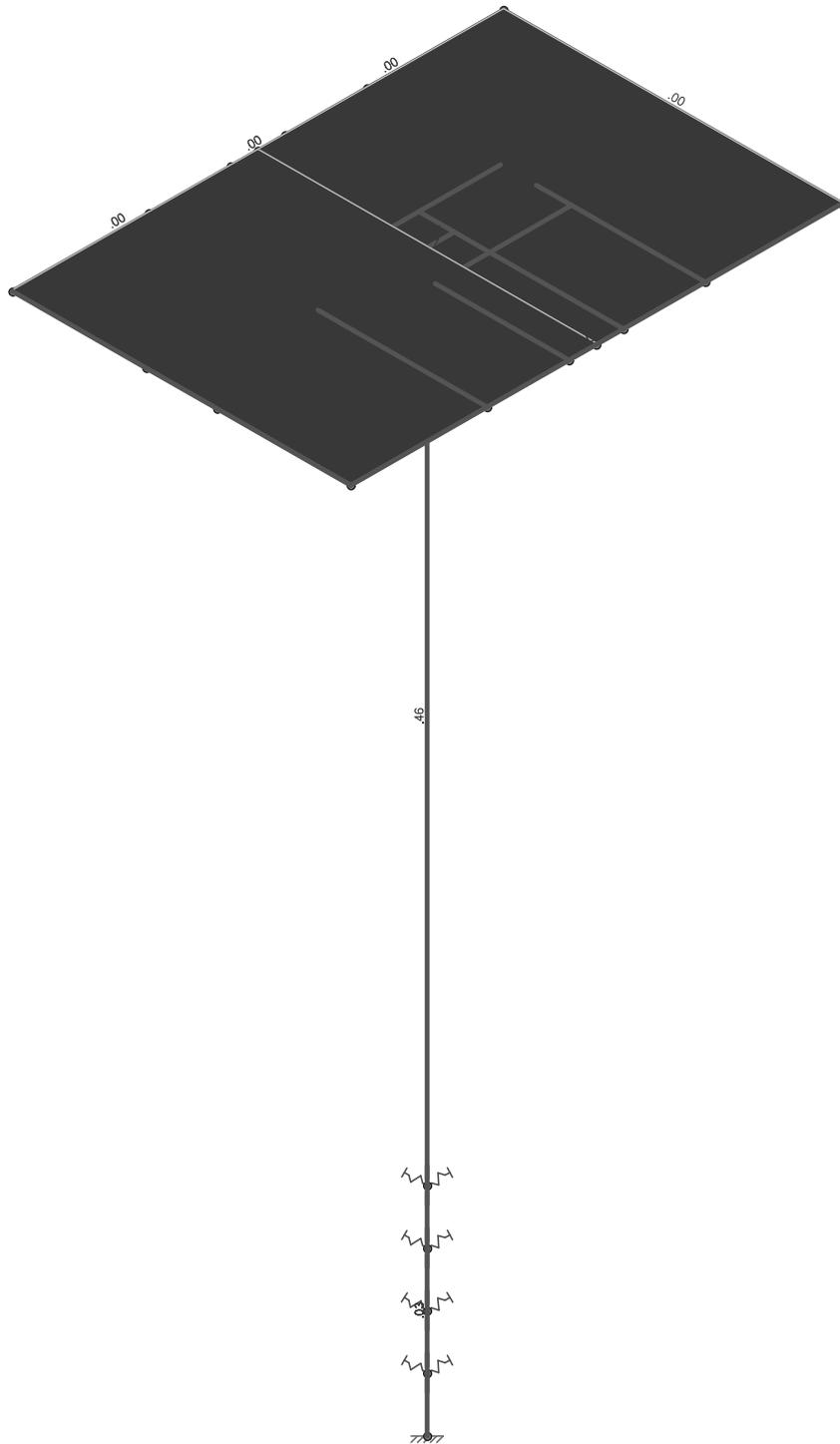
DISEÑO ISE 4

Mar 24, 2021 at 10:53 PM

Estructura - Dos Paneles Solares....



Code Check	
■	No Calc
■	> 1,0
■	.90-1.0
■	.75-.90
■	.50-.75
■	0.-.50



Member Code Checks Displayed  
Solution: Envelope

HG INGENIERIA  
Arlex Alzate Castaño  
arlex.alzate@hotmail.com

Estructura de Soporte Dos (2) Paneles Solares

DISEÑO ISE 5

Mar 24, 2021 at 10:53 PM

Estructura - Dos Paneles Solares....

**Envelope AISC 13th LRFD Steel Code Checks**

Member	Shape	Code ...	Loc[m]	LC	Shear ...	Loc[m]	Dir	LC	phi*Pnc [...]	phi*Pnt [...]	phi*Mn y...	phi*Mn z...	Cb	Eqn
1	M1	TUB.90x3.0mm	.460	3	31	.017	0	35	11326.727	18678.065	517.456	517.456	1...	H1-1b
2	M4	L1.5X1.5X3	.004	0	27	.026	.481	z 32	1945.248	7744.998	- Code c...			
3	M17B	L1.5X1.5X3	.006	.62	36	.026	.481	z 31	1945.248	7744.998	- Code c...			
4	M17C	L1.5X1.5X3	.005	.4	27	.076	.4	y 27	4215.338	7744.998	- Code c...			
5	M18A	L1.5X1.5X3	.009	.4	27	.076	.4	z 27	4215.338	7744.998	- Code c...			
6	M19	L1.5X1.5X3	.013	.13	27	.047	.13	y 32	7263.007	7744.998	- Code c...			
7	M20	L1.5X1.5X3	.006	.13	31	.053	.13	z 32	7263.007	7744.998	- Code c...			
8	M21	L1.5X1.5X3	.008	.13	27	.052	.13	z 32	7263.007	7744.998	- Code c...			
9	M22	L1.5X1.5X3	.009	0	27	.057	.1	z 32	7671.731	7744.998	- Code c...			
10	M23	L1.5X1.5X3	.014	0	27	.037	0	z 27	7671.731	7744.998	- Code c...			
11	M30	L1.5X1.5X3	.002	0	29	.024	.49	y 32	6164.658	7744.998	- Code c...			
12	M31	L1.5X1.5X3	.002	0	33	.022	0	y 27	6164.658	7744.998	- Code c...			
13	M32	L1.5X1.5X3	.002	0	34	.021	0	y 32	6164.658	7744.998	- Code c...			
14	M33	L1.5X1.5X3	.002	0	32	.020	.49	y 27	6164.658	7744.998	- Code c...			
15	M16	L1.5X1.5X3	.002	.759	27	.009	1.24	z 27	1945.248	7744.998	- Code c...			
16	M17	L1.5X1.5X3	.002	0	27	.009	1.24	z 27	1945.248	7744.998	- Code c...			
17	M18B	L1.5X1.5X3	.004	.506	27	.049	.008	z 27	4215.351	7744.998	- Code c...			
18	M19A	L1.5X1.5X3	.002	.1	27	.125	.1	z 27	7456.057	7744.998	- Code c...			
19	M20A	L1.5X1.5X3	.002	0	27	.047	.302	z 27	4215.351	7744.998	- Code c...			
20	M21A	L1.5X1.5X3	.002	.506	27	.048	0	z 27	4215.351	7744.998	- Code c...			
21	M22A	L1.5X1.5X3	.002	0	27	.124	.1	z 27	7456.057	7744.998	- Code c...			
22	M23A	L1.5X1.5X3	.004	0	27	.047	.31	z 27	4215.351	7744.998	- Code c...			



Árlex Alzate Castaño  
Ing. Civil - Esp. en Estructuras

CONTENIDO : BLC

FECHA  
MARZO DE 2021

PROYECTO : ESTRUCTURA DE SOPORTE PARA DOS (2) PANELES SOLARES

## COMBINACIONES DE CARGA

DISEÑO: B.2.4.2-CARGAS MAYORADAS - Esp. Inelastico S-E-Fs (R:1.875)	<input type="checkbox"/>														
1.4 DL (B.2.4-1)	<input checked="" type="checkbox"/>	Y	DL	1.4											
1.2 DL + 1.6 LL + 0.5 RLL (B.2.4-2)	<input checked="" type="checkbox"/>	Y	DL	1.2	LL	1.6	RL	.5							
1.2 DL + 1.6 RLL + 1.0 LL ó 0.8 WL (B.2.4-3)	<input checked="" type="checkbox"/>	Y	DL	1.2	RL	1.6	LL	1							
1.2 DL + 1.6 WL + 1.0 LL + 0.5 RLL ó 0.5 Le (B.2.4-4)	<input checked="" type="checkbox"/>	Y	DL	1.2	WL	1.6	LL	1	RL	.5					
0.9 DL + 1.6 WL + 1.6 HL (B.2.4-6)	<input checked="" type="checkbox"/>	Y	DL	.9	WL	1.6	HL	1.6							
1.2 DL + 1.0 SWR + 0.3 SZR + 1.0 LL (B.2.4-5)	<input checked="" type="checkbox"/>	Y	DL	1.2	SW*SF	.53	SZ*SF	.16	LL	1					
1.2 DL + 1.0 SWR - 0.3 SZR + 1.0 LL	<input checked="" type="checkbox"/>	Y	DL	1.2	SW*SF	.53	SZ*SF	.16	LL	1					
1.2 DL + 1.0 SZR + 0.3 SWR + 1.0 LL	<input checked="" type="checkbox"/>	Y	DL	1.2	SZ*SF	.53	SW*SF	.16	LL	1					
1.2 DL + 1.0 SZR - 0.3 SWR + 1.0 LL	<input checked="" type="checkbox"/>	Y	DL	1.2	SZ*SF	.53	SW*SF	-.16	LL	1					
0.9 DL + 1.0 SWR + 0.3 SZR + 1.6 HL (B.2.4-7)	<input checked="" type="checkbox"/>	Y	DL	.9	SW*SF	.53	SZ*SF	.16	HL	1.6					
0.9 DL + 1.0 SWR - 0.3 SZR + 1.6 HL	<input checked="" type="checkbox"/>	Y	DL	.9	SW*SF	.53	SZ*SF	-.16	HL	1.6					
0.9 DL + 1.0 SZR + 0.3 SWR + 1.6 HL	<input checked="" type="checkbox"/>	Y	DL	.9	SZ*SF	.53	SW*SF	.16	HL	1.6					
0.9 DL + 1.0 SZR - 0.3 SWR + 1.6 HL	<input checked="" type="checkbox"/>	Y	DL	.9	SZ*SF	.53	SW*SF	-.16	HL	1.6					
	<input type="checkbox"/>														

**B.2.4.2 — COMBINACIONES BÁSICAS** — El diseño de las estructuras, sus componentes y cimentaciones debe hacerse de tal forma que sus resistencias de diseño igualen o excedan los efectos producidos por las cargas mayoradas en las siguientes combinaciones:

$$1.4(D+F) \quad (B.2.4-1)$$

$$1.2(D+F+T)+1.6(L+H)+0.5(L_T \text{ ó } G \text{ ó } L_e) \quad (B.2.4-2)$$

$$1.2D+1.6(L_T \text{ ó } G \text{ ó } L_e)+(L \text{ ó } 0.8W) \quad (B.2.4-3)$$

$$1.2D+1.6W+1.0L+0.5(L_T \text{ ó } G \text{ ó } L_e) \quad (B.2.4-4)$$

$$1.2D+1.0F+1.0T \quad (B.2.4-5)$$

$$0.9D+1.6W+1.6H \quad (B.2.4-6)$$

$$0.9D+1.0E+1.6H \quad (B.2.4-7)$$

**B.2.4.2.1** — Las fuerzas sísmicas reducidas de diseño,  $E$ , utilizadas en las combinaciones B.2.4-5 y B.2.4-7 corresponden al efecto, expresado en términos de fuerza,  $F_s$ , de los movimientos sísmicos de diseño prescritos en el Título A, divididos por  $R(E = F_s/R)$ . Cuando se trata de diseñar los miembros, el valor del



Árlex Alzate Castaño  
Ing. Civil - Esp. en Estructuras

CONTENIDO : MATERIALES

FECHA  
MARZO DE 2021

PROYECTO : ESTRUCTURA DE SOPORTE PARA DOS (2) PANELES SOLARES

## MATERIALES

### MATERIALES

. Acero Estructural	: NTC 1920 (ASTM A36) - $F_y = 253\text{MPa}$	. Tornilleria	: ASTM A325 y A307
. Soldadura	: AWS - E7018		
. Concreto	: $f_c = 210\text{ Kg/cm}^2$ ( 21 Mpa )		
. Acero de Refuerzo	: NTC 2289 (ASTM A-706)		
Refuerzo Milimetrico	: $f_y = 4200\text{ Kg/cm}^2$ ( 420 Mpa )		
Diamatro $\geq 3/8"$	: $f_y = 4200\text{ Kg/cm}^2$ (420 Mpa)		
Diamatro = $1/4"$	: $f_y = 260\text{ Kg/cm}^2$ (2600 Mpa)		

RISA 3D V.8.0

Árlex Alzate Castaño  
Ing. Civil - Esp. en Estructuras

CONTENIDO : MUROS NO ESTRUCTURALES

FECHA  
MARZO DE 2021

PROYECTO : ESTRUCTURA DE SOPORTE PARA DOS (2) PANELES SOLARES

## CORTANTE BASAL

Seismic Load Parameters

Seismic Code	ASCE 7-2005	Ct (Z)	.005	T (Z)	.74 sec	R (Z)	1.88
Base Elevation	0 m	Ct (X)	.005	T (X)	.74 sec	R (X)	1.88
Occupancy Cat	I or II	TL	.11 sec	<input checked="" type="checkbox"/> Add Base Weight		Ct Exp. (Z)	.75
S <sub>D1</sub>	1 g	S <sub>DS</sub>	1 g	S <sub>1</sub>	1 g	Ct Exp. (X)	.75

Seismic Load Results

Seismic Weight LC: 41: Peso Efectivo : DL + C

Calc Loads

**Seismic Generation Input**  
Seismic Code: ASCE 7-2005  
Warning: Input Ct value(s) does not match with any ASCE table values.

Ct_Z:	.005	T_Z (sec):	.74	R_Z:	1.88
Ct_X:	.005	T_X (sec):	.74	R_X:	1.88
Ct Exp. Z:	.75	Ct Exp. X:	.75	Seismic Weight LC:	41 Peso Efectivo : D
Occupancy Cat:	I or II	TL (sec):	.11	S1 (g):	1
SD1 (g):	1	SDS (g):	1		
Base Elevation(m)	0				

**Seismic Generation Detail Results**

T_Z Used (sec):	0	T_Z Method A:	0	T_Z Upper Limit:	0
T_X Used (sec):	0	T_X Method A:	0	T_X Upper Limit:	0
Importance Fac.:	1	Design Cat.:	E		
V_Z (kg):	137.435	Gov. Eqn.:	ASCE Eqn 12.8-2		
V_X (kg):	137.435	Gov. Eqn.:	ASCE Eqn 12.8-2		

Total Seismic Weight (kg): 258.379

Add Loads to BLC starting 20:

OK Print Cancel Help

<b>Árlex Alzate Castaño</b> <i>Ing. Civil - Esp. en Estructuras</i>	CONTENIDO : CARACTERIZACION DEL SUELO	FECHA MARZO DE 2021
	<u>PROYECTO :</u> ESTRUCTURA DE SOPORTE PARA DOS (2) PANELES SOLARES	

## PROVEEDOR SOPORTE





Yumbo, Marzo 18 de 2021

Sres. HG INGENIERIA Y CONSTRUCCIONES S.A.S.  
Ing. Álvaro Colonia

Asunto: Análisis mecánico Poste metálico soporte para 2 paneles solares

Cordial saludo

En la presente carta se detalla el análisis mecánico realizado a los postes de 3 m con soporte para 2 paneles solares, de acuerdo a lo solicitado. Este análisis es generado por el software de cálculo PLS-POLE.

### CARACTERÍSTICAS GENERALES

El poste que se utiliza como base para soportar la estructura para paneles solares, está fabricado en lámina A36 que cumple con lo exigido en el Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público – RETILAP, de acuerdo a la sección 390.2 literal g.

ITEM	VALOR
Carga de rotura	150 kg
Límite mínimo de fluencia del acero	18,4 kg/mm <sup>2</sup> (180 MN/m <sup>2</sup> )
Resistencia a la tracción	34,7 kg/mm <sup>2</sup> (340 MN/m <sup>2</sup> )
Elongación	30% en 50 mm (2 pulgadas)

Todo el conjunto, incluidos los accesorios, están galvanizados por inmersión en caliente (según sección 390.2 literal c – RETILAP), cumpliendo con la Norma NTC 2076. Garantizando un espesor mínimo de 75 µm con acabado liso y uniforme.

El poste soporte está fabricado en lámina continua, sin uniones intermedias, sin deformaciones, fisuras, aristas cortantes y defectos de laminación. Se detallan los bordes y perforaciones para evitar rebabas o zonas cortantes.

 gerencia@ingaldeoccidente.com  
 www.ingaldeoccidente.com  
 Carrera 31 # 10 – 301 Arroyohondo, Yumbo – Valle  
 3136634327



El poste se fabrica en dos caras poligonales, unidas entre ellas para formar el cuerpo del poste con soldadura continua 70S, de 530 MPa de esfuerzo máximo de tracción. Las soldaduras están libres de defectos, tales como poros, inclusiones, etc., cumpliendo con lo estipulado en el código ASME Capitulo IX.

De acuerdo al literal m de la sección postes metálicos del RETILAP, los postes cuentan con dos puestas a tierra, una en la parte inferior, con conexión por tuerca externa de ½" y con conexión puesta a tierra interna en la parte superior.

Los postes están diseñados para soportar las cargas exigidas y validadas con el software PLS-POLE, a su vez se asegura su funcionalidad, resistencia y estabilidad, cumplimiento con las dimensiones presentadas en los planos de aprobación.



Fig. 1. Render del poste



## CONSIDERACIONES DE ANALISIS

### MODELO DEL POSTE

El poste está diseñado con las especificaciones presentadas a continuación:

Altura: 3 m

Geometría: Poligonal 8 caras – troncocónico

Diámetro base: 100 mm (de cara a cara)

Diámetro cima: 90 mm (de cara a cara)

Lamina: A36 – 250 MPa

Espesor Lamina: 3 mm (según sección 390.2 literal e – RETILAP)

Peso aprox.: 34 Kg

### MODELO DEL SOPORTE PARA 2 PANELES

La estructura de soporte está fabricado de la siguiente manera:

Soporte longitudinal: Angulo A36 3/16"X1 1/2"

Soportes transversales: Angulo A36 3/16"X1 1/2"

Sujeción al poste: 4 pernos galv. GR2 de 1/2"X1"

Peso aprox.: 27 Kg

### CARGAS A EVALUAR

Para el diseño estructural del conjunto se consideran las siguientes variables:

Carga de diseño: 150 Kgf

Carga estructura soporte panel solar: 27 Kgf

Carga mantenimiento (1 persona): 80 Kgf

Carga supuesta por cada panel: 24 Kgf (48 Kgf)

Velocidad del viento: 120 Km/h

Carga de viento: 666 Pa

Dirección viento: Viento en todo

Temperatura: 14 °C



Fig. 2. Modelo evaluado

**ANALISIS AL MODELO**

Al correr el programa se obtiene que el máximo uso del elemento es del 87.09% en la condición de mayor exigencia. Al ser un poste en un solo cuerpo no se valida el embone. El resultado no muestra ninguna alerta sobre algo irregular o posible falla.

El uso máximo del elemento es: 87.09% for Steel Pole "3m-SPTE" in load case "150kg-L"

Se determina que la deflexión máxima a la carga aplicada es de 0.07 m (2.10% respecto a la altura del poste), siendo inferior al máximo propuesto (Deflection Limit 3%). Así mismo el % máximo de uso en deflexión del poste es de 77.15 %

Maximum pole deflection usage is 77.15% for "3m-SPTE" in load case "150kg-L"

**Pole Deflection Usages For All Load Cases:**

Pole Label	Load Case	Deflection Check	Deflection Limit %	Height (m)	Length (m)	Tip Diameter (cm)	Allowable Deflection (m)	Actual Deflection (m)	Deflection From Vertical Axis (m)	Usage %
3m-SPTE	150kg-T	% Pole Length	3.00	3.00	3.00	9.00	0.09	0.07	0.07	74.08
3m-SPTE	150kg-L	% Pole Length	3.00	3.00	3.00	9.00	0.09	0.07	0.07	77.15

Las reacciones en la base del poste son las siguientes:

Summary of Joint Support Reactions For All Load Cases:

Load Case	Joint Label	Long. Force (kN)	Tran. Force (kN)	Vert. Force (kN)	Shear Force (kN)	Tran. Moment (kN-m)	Long. Moment (kN-m)	Bending Moment (kN-m)	Vert. Moment (kN-m)	Found. Usage %
150kg-T	3m-SPTE:g	-0.00	-1.75	-1.86	1.75	4.98	-0.00	4.98	0.00	0.00
150kg-L	3m-SPTE:g	-1.81	-0.00	-1.86	1.81	0.00	-5.18	5.18	-0.00	0.00

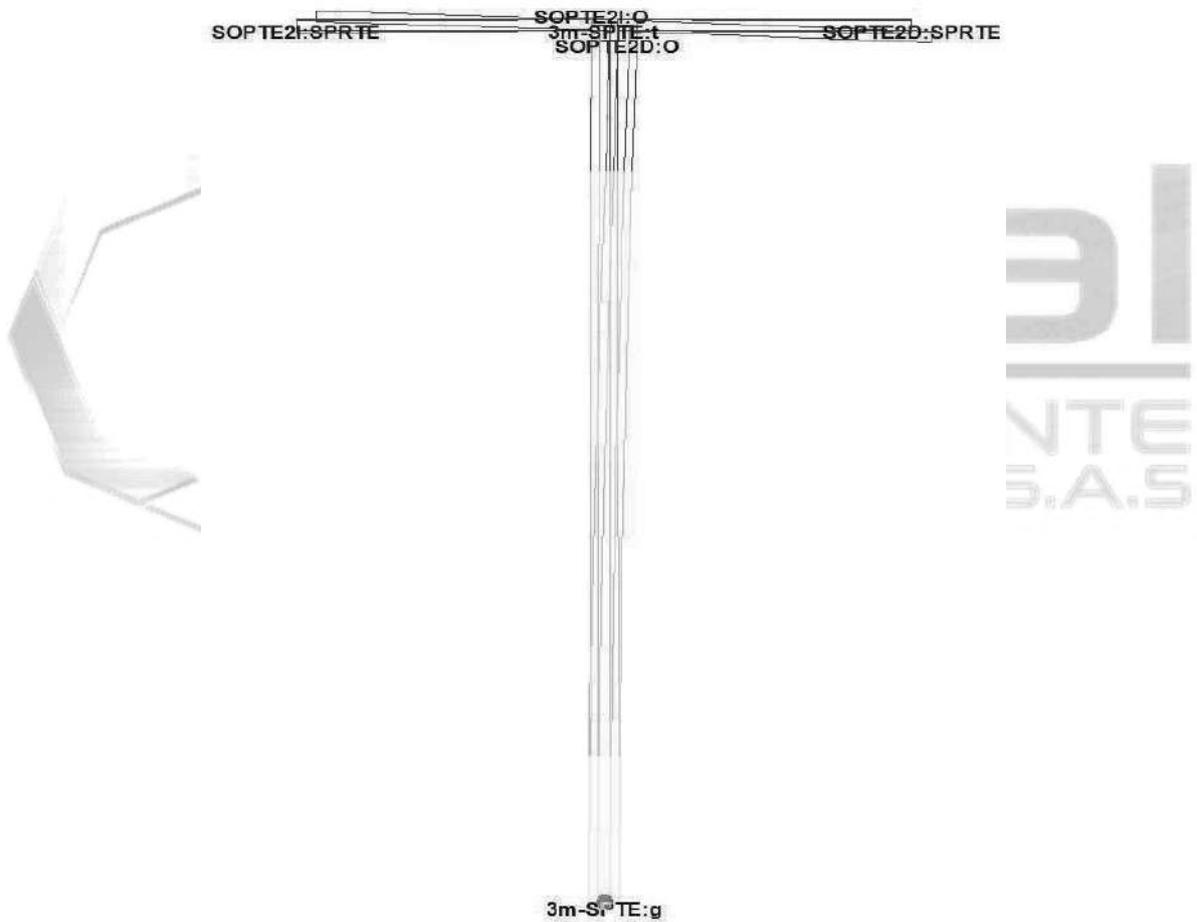


Fig. 3. Esquema resultante

Considerando el sistema de ejes de la siguiente manera:

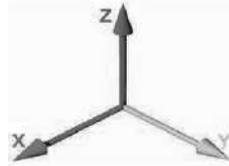


Fig. 4. Sistema de ejes

1. Las reacciones longitudinales (Long. Force, kN) son las reacciones en el sentido X.  
 $150 \text{ kg-T} = -0.00 \text{ KN}$   
 $150 \text{ kg-L} = -1.81 \text{ KN}$
2. Las reacciones transversales (Tran. Force, kN) son las reacciones en el sentido Y.  
 $150 \text{ kg-T} = -1.75 \text{ KN}$   
 $150 \text{ kg-L} = -0.00 \text{ KN}$
3. Las reacciones verticales (Vert. Force, kN) son las reacciones en el sentido Z.  
 $150 \text{ kg-T} = -1.86 \text{ KN}$   
 $150 \text{ kg-L} = -1.86 \text{ KN}$

La celda de Shear Force o cortante es la suma vectorial de las reacciones longitudinales y transversales, es decir 1 y 2.

$$\text{Suma vectorial} = (150 \text{ kg-T} = -0.00 \text{ KN}) + (150 \text{ kg-T} = -1.75 \text{ KN}) = 1.75 \text{ KN-m}$$

$$\text{Suma vectorial} = (150 \text{ kg-L} = -1.81 \text{ KN}) + (150 \text{ kg-L} = -0.00 \text{ KN}) = 1.81 \text{ KN-m}$$

Esto mismo sucede con los momentos, solo que en los momentos no se llama Shear force sino que se cambia a Bending Moment, la cual es la suma vectorial de Tran. Moment y Long. Moment.

En ese orden de ideas las reacciones serian:

Tipo de carga	Cortante en la base (X-Y)	Reacción vertical (Z)	Momento (X-Y)	Momento vertical
Transversal	1.75 KN-m	-1.86 KN-m	4.98 KN-m	0.00
Longitudinal	1.81 KN-m	-1.86 KN-m	5.18 KN-m	-0.00

Siendo el cortante en la base (X-Y) la reacción vertical y el momento (X-Y) los que rigen el diseño de las cimentaciones.



## CONCLUSIÓN

De acuerdo al análisis presentado anteriormente se concluye que los supuestos para el cálculo son adecuados y hacen viable la fabricación con estas características.

Con las consideraciones analizadas de los resultados obtenidos con el software PLS-POLE y las dimensiones presentadas en los planos de aprobación se pudo validar la funcionalidad, estabilidad y resistencia de acuerdo a lo calculado, por lo que se puede garantizar que el poste de 3 m con soporte para 2 paneles solares cumple con lo solicitado por el cliente.

Los resultados entregados por el software PLS-POLE para este análisis se adjuntan a este documento y quedan a análisis y criterio del diseñador.



**Ing. Wilmer A. Revelo**  
**Director de Planta**  
**[produccion@ingaldeoccidente.com](mailto:produccion@ingaldeoccidente.com)**  
**3162574602**

**Ingal**  
**DE OCCIDENTE**  
**S.A.S**

 **[gerencia@ingaldeoccidente.com](mailto:gerencia@ingaldeoccidente.com)**  
 **[www.ingaldeoccidente.com](http://www.ingaldeoccidente.com)**  
 **Carrera 31 # 10 – 301 Arroyohondo, Yumbo – Valle**  
 **3136634327**



## ANEXOS – REPORTES ENTREGADOS POR EL PLS-POLE

Nombre del proyecto: Poste Iluminación  
 Notas: 3 m - 150 Kgf  
 Archivo del proyecto: e:\produccion igo\pole\pole\3 m - 150 kgf soporte panel solar tipo ingal.pol  
 Fecha de coorida: 2:06:13 p. m. jueves, 18 de marzo de 2021  
 by : PLS-POLE Version 12.50

Successfully performed nonlinear analysis

The model has 0 warnings.

Cargar de un archivo: e:\produccion igo\pole\pole\load iluminacion 3 m - 150 kgf soporte panel ingal.lca

\*\*\* Análisis de resultados

El uso máximo del elemento es: 87.09% for Steel Pole "3m-SPTE" in load case "150kg-L"  
 El uso máximo de los aisladores es: 18.60% for Clamp "3m-150Kgf" in load case "150kg-T"  
 Maximum pole deflection usage is 77.15% for "3m-SPTE" in load case "150kg-L"

### Summary of Joint Support Reactions For All Load Cases:

Load Case	Joint Label	Long. Force (kN)	Tran. Force (kN)	Vert. Force (kN)	Shear Force (kN)	Tran. Moment (kN-m)	Long. Moment (kN-m)	Bending Moment (kN-m)	Vert. Moment (kN-m)	Found. Usage %
150kg-T	3m-SPTE:g	-0.00	-1.75	-1.86	1.75	4.98	-0.00	4.98	0.00	0.00
150kg-L	3m-SPTE:g	-1.81	-0.00	-1.86	1.81	0.00	-5.18	5.18	-0.00	0.00

### Summary of Tip Deflections For All Load Cases:

Note: positive tip load results in positive deflection

Load Case	Joint Label	Long. Defl. (cm)	Tran. Defl. (cm)	Vert. Defl. (cm)	Resultant Defl. (cm)	Long. Rot. (deg)	Tran. Rot. (deg)	Twist (deg)
150kg-T	3m-SPTE:t	0.00	6.67	-0.09	6.67	0.00	-1.95	0.00
150kg-L	3m-SPTE:t	6.94	0.00	-0.10	6.94	2.03	-0.00	-0.00

### Pole Deflection Usages For All Load Cases:

Pole Label	Load Case	Deflection From Usage	Check	Deflection Limit	Height (m)	Length (m)	Tip Diameter (cm)	Allowable Deflection (m)	Actual Deflection (m)
3m-SPTE	150kg-T	% Pole Length		3.00	3.00	3.00	9.00	0.09	0.07
0.07		74.08							
3m-SPTE	150kg-L	% Pole Length		3.00	3.00	3.00	9.00	0.09	0.07
0.07		77.15							

### Tubes Summary:

Pole Label	Tube Num.	Weight (N)	Load Case	Maximum Usage %	Resultant Moment (kN-m)
3m-SPTE	1	211	150kg-L	87.09	5.18



\*\*\* Resumen completo para todos los casos de carga - uso= esfuerzo máximo/Esfuerzo permisible

**Summary of Steel Pole Usages:**

Steel Pole Label	Maximum Usage %	Load Case	Segment Number	Weight (N)
3m-SPTE	87.09	150kg-L	6	211.2

**Summary of Tubular Davit Usages:**

Tubular Davit Label	Maximum Usage %	Load Case	Segment Number	Weight (N)
SOPTE2D	17.66	150kg-L	1	32.3
SOPTE2I	17.66	150kg-L	1	32.3

\*\*\* Resumen de esfuerzos máximos por cada caso de carga

**Summary of Maximum Usages by Load Case:**

Load Case	Maximum Usage %	Element Label	Element Type
150kg-T	83.72	3m-SPTE	Steel Pole
150kg-L	87.09	3m-SPTE	Steel Pole

**Summary of Steel Pole Usages by Load Case:**

Load Case	Maximum Usage %	Steel Pole Label	Segment Number
150kg-T	83.72	3m-SPTE	6
150kg-L	87.09	3m-SPTE	6

**Summary of Tubular Davit Usages by Load Case:**

Load Case	Maximum Usage %	Tubular Davit Label	Segment Number
150kg-T	16.11	SOPTE2I	1
150kg-L	17.66	SOPTE2I	1

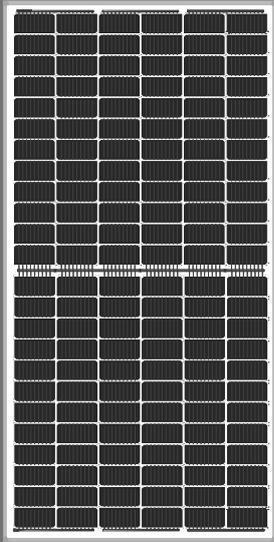
**Summary of Insulator Usages:**

Insulator Label	Insulator Type	Maximum Usage %	Load case	Weight (N)
3m-150Kgf	Clamp	18.60	150kg-T	0.0
SOPORTE DR	Clamp	2.40	150kg-T	0.0
SOPORTE IZ	Clamp	2.40	150kg-T	0.0

\*\*\* Peso de la estructura (N):  
 Weight of Tubular Davit Arms: 64.7  
 Weight of Steel Poles: 211.2  
 Total: 275.9

\*\*\* End of Report

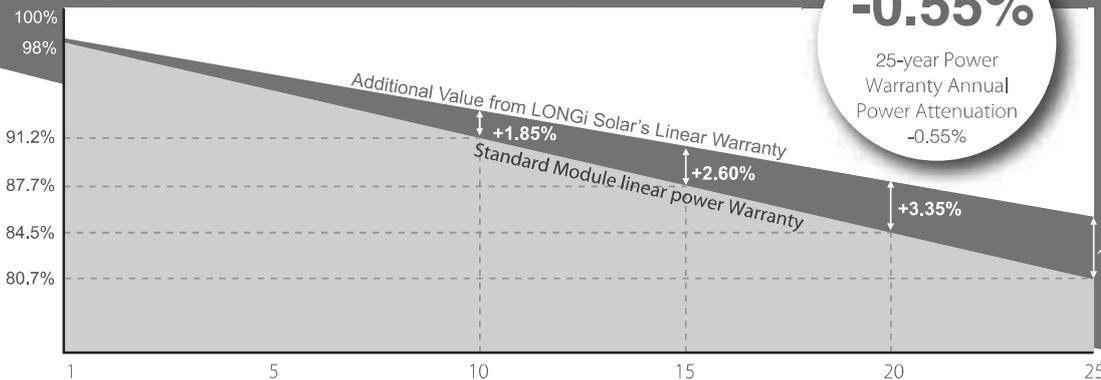
# LR4-72HPH 425~455M



**High Efficiency  
Low LID Mono PERC with  
Half-cut Technology**

\*Both 6BB & 9BB are available

12-year Warranty for Materials and Processing;  
25-year Warranty for Extra Linear Power Output



### Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730  
ISO 9001:2008: ISO Quality Management System  
ISO 14001: 2004: ISO Environment Management System  
TS62941: Guideline for module design qualification and type approval  
OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety



\* Specifications subject to technical changes and tests.  
LONGi Solar reserves the right of interpretation.

**Positive power tolerance** (0 ~ +5W) guaranteed

**High module conversion efficiency** (up to 20.9%)

**Slower power degradation** enabled by Low LID Mono PERC technology: first year <2%, 0.55% year 2-25

**Solid PID resistance** ensured by solar cell process optimization and careful module BOM selection

**Reduced resistive loss** with lower operating current

**Higher energy yield** with lower operating temperature

**Reduced hot spot risk** with optimized electrical design and lower operating current

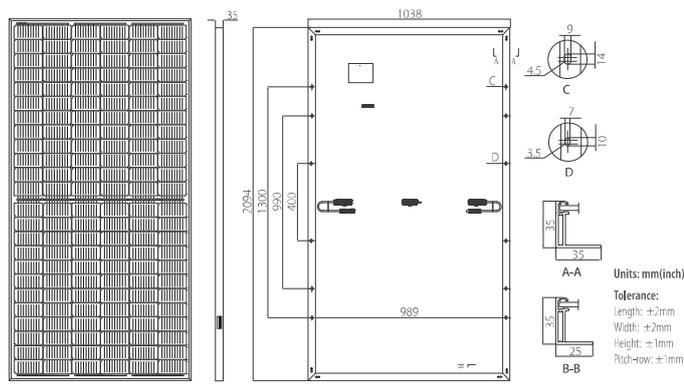


Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China  
Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

# LR4-72HPH 425~455M

## Design (mm)



## Mechanical Parameters

Cell Orientation: 144 (6×24)  
 Junction Box: IP68, three diodes  
 Output Cable: 4mm<sup>2</sup>, 300mm in length,  
 length can be customized  
 Glass: Single glass  
 3.2mm coated tempered glass  
 Frame: Anodized aluminum alloy frame  
 Weight: 23.5kg  
 Dimension: 2094×1038×35mm  
 Packaging: 30pcs per pallet  
 150pcs per 20'GP  
 660pcs per 40'HC

## Operating Parameters

Operational Temperature: -40°C ~ +85°C  
 Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W  
 Voc and Isc Tolerance: ±3%  
 Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)  
 Maximum Series Fuse Rating: 20A  
 Nominal Operating Cell Temperature: 45±2°C  
 Safety Class: Class II  
 Fire Rating: UL type 1 or 2

## Electrical Characteristics

Test uncertainty for Pmax: ±3%

Model Number	LR4-72HPH-425M		LR4-72HPH-430M		LR4-72HPH-435M		LR4-72HPH-440M		LR4-72HPH-445M		LR4-72HPH-450M		LR4-72HPH-455M	
	STC	NOCT												
Testing Condition	STC	NOCT												
Maximum Power (Pmax/W)	425	317.4	430	321.1	435	324.9	440	328.6	445	332.3	450	336.1	455	339.8
Open Circuit Voltage (Voc/V)	48.3	45.3	48.5	45.5	48.7	45.7	48.9	45.8	49.1	46.0	49.3	46.2	49.5	46.4
Short Circuit Current (Isc/A)	11.23	9.08	11.31	9.15	11.39	9.21	11.46	9.27	11.53	9.33	11.60	9.38	11.66	9.43
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	40.5	37.7	40.7	37.9	40.9	38.1	41.1	38.3	41.3	38.5	41.5	38.6	41.7	38.8
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.50	8.42	10.57	8.47	10.64	8.53	10.71	8.59	10.78	8.64	10.85	8.70	10.92	8.75
Module Efficiency(%)	19.6		19.8		20.0		20.2		20.5		20.7		20.9	

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Spectra at AM1.5

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/s

## Temperature Ratings (STC)

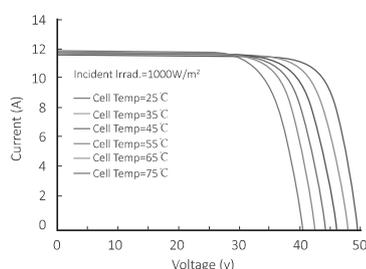
Temperature Coefficient of Isc	+0.048%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.270%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C

## Mechanical Loading

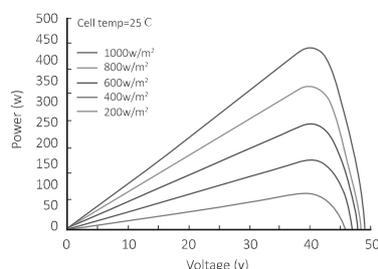
Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

## I-V Curve

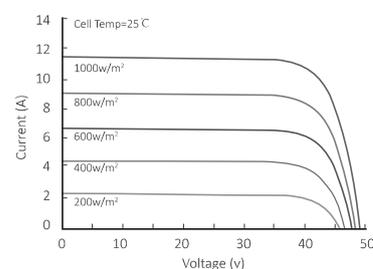
Current-Voltage Curve (LR4-72HPH-440M)



Power-Voltage Curve (LR4-72HPH-440M)



Current-Voltage Curve (LR4-72HPH-440M)



# LONGI

Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China  
 Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGI Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGI have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

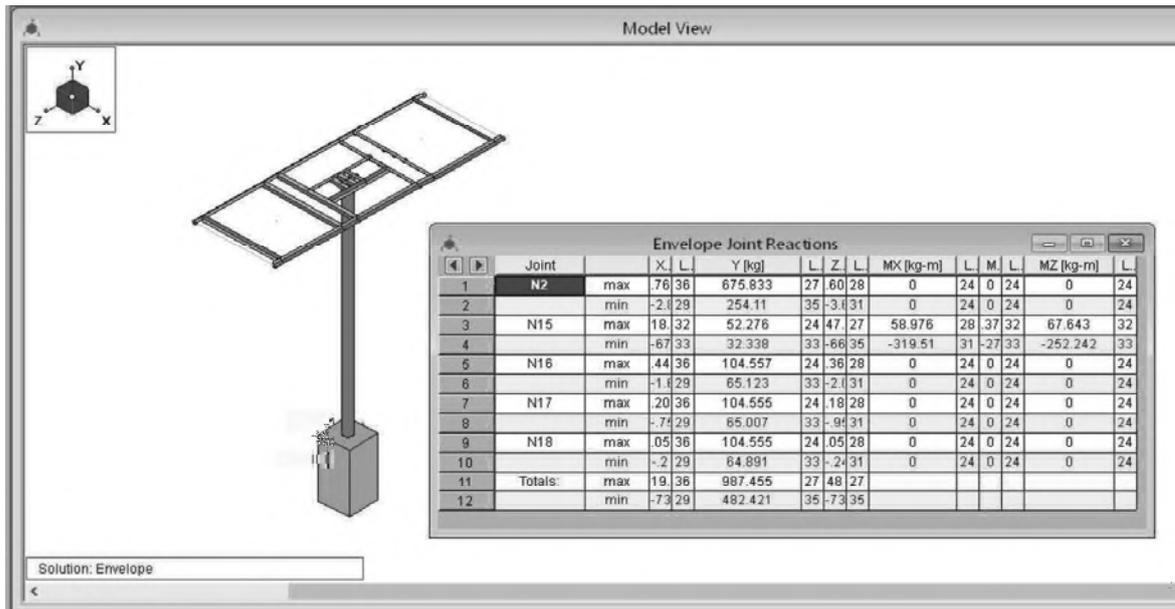
Árlex Alzate Castaño  
Ing. Civil - Esp. en Estructuras

CONTENIDO : CIMENTACION

FECHA  
MARZO DE 2021

PROYECTO : ESTRUCTURA DE SOPORTE PARA DOS (2) PANELES SOLARES

## CIMENTACIÓN - PEDESTAL



<b>Árlex Alzate Castaño</b> Ing. Civil - Esp. en Estructuras	CONTENIDO : PEDESTAL 40x40x80 cm	FECHA marzo de 2021
	PROYECTO : ESTRUCTURA DE SOPORTE PANELES SOLARES	

### DISEÑO DE PEDESTALES

**Pu :** 10.674 kg      **fc' :** 210 kg/cm<sup>2</sup>  
**Muz :** 7.136 kg.m      **fy :** 4200 kg/cm<sup>2</sup>

#### Seccion :

**Cx :** 40 cm      Para r min = 0,01      **As =** 16 cm<sup>2</sup>  
**Cz :** 40 cm  
**h1 :** 80 cm

**Ac :** 1600 cm<sup>2</sup>  
**As :** 4 # 5 = 7,96 cm<sup>2</sup>

$$f = 0,8$$

$$\phi_c Pn = \phi_c [0.85 f'c (Ag - Ast) + fy Ast]$$

$$\phi_c Pn = 254.089 \text{ kg} \gg Pu$$

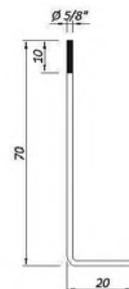
**USAR :** 2 # 5 + 2 # 5

#### SEPARACIÓN MINIMA DE ESTRIBOS:

Debe ser la menor entre :

- . 1/4 de la dimensión mínima de la sección del elemento = 8,75 mm
- . 100 mm

**USAR :** 8 # E 3 E @ 8,75 mm

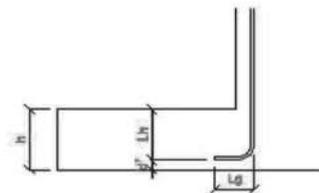


**PERNO DE ANCLAJE  
VARILLA LISA 5/8"**

#### LONGITUD DE ANCLAJE DE LAS BARRAS LONGITUDINALES

Longitud de desarrollo para una # 4 : 70 cm a tracción  
 Gancho estándar Lg : 12,7 Usar : 20 cm

**d' :** 7,5 cm      Recubrimiento  
**h :** 80 cm      Altura pedestal  
**Lh :** 72,5 cm      Longitud embebida en el concreto  
**Lhb :** 28 cm      ( C.12.5.2 ) Longitud de desarrollo basica, esta longitud se debe multiplicar por los factores de reducción aplicables. En este caso aplica solamente el factor 0.7 correspondiente al literal (b) de C.12.5.3.



**Ldh :** 19,4 cm < Lh **OK!**

**Proyecto:**

**INSTALACIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA  
BENEFICIAR A VIVIENDAS EN ZONAS NO  
INTERCONECTADAS DEL MUNICIPIO DE CALAMAR -  
GUAVIARE.**

**Anexo Técnico No.01**

**Alternativa: Generación individual a partir de Solución  
solar fotovoltaica de 900 Wp**

## Contenido

1. ASPECTOS GENERALES .....	5
1.1. Parámetros de Diseño .....	5
1.2. Reglamentación y normativa técnica aplicable .....	5
1.3. Cálculo de la demanda .....	6
1.4. Potencial energético del sitio .....	7
1.5. Selección de equipos para la simulación.....	7
2. VALIDACIÓN DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO .....	8
2.1. Ajuste del consumo energético .....	8
2.2. Orientación del sistema .....	9
2.3. Pérdidas detalladas.....	10
2.3.1. Parámetros térmicos.....	10
2.3.2. Pérdidas óhmicas en el generador fotovoltaico .....	11
2.4. Configuración de los parámetros del módulo fotovoltaico .....	11
2.4.1. Estructura del Sistema solar fotovoltaico .....	11
2.4.2. Dimensiones y Tecnología del Modulo .....	13
2.5. Características del Controlador de carga.....	13
2.5.1. Características de Corriente.....	13
2.5.2. Características de Tensión .....	14
2.5.3. Eficiencia .....	15
2.6. Baterías de almacenamiento de energía .....	15
2.6.1. Estructura de dimensionamiento y Características.....	15
2.7. resultados de la simulación .....	17
3. RESUMEN DE EQUIPOS PARA SOLUCIÓN .....	22
3.1. Especificación de paneles fotovoltaicos .....	22
3.2. Especificaciones controlador de carga .....	23
3.3. Especificaciones del inversor.....	24

3.4. Especificaciones de baterías .....	25
4. PLANOS .....	26
5. COSTOS ASOCIADOS DE AO&M .....	26
5.1. COSTOS DE ADMINISTRACIÓN.....	26
5.2. COSTOS DE MANTENIMIENTO .....	27
5.2.1. COSTOS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO .....	27
5.2.2. COSTOS DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO .....	29
6. ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS (APU) .....	31
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	33

### **Contenido de Ilustraciones**

Ilustración 1 Parámetros de ingreso de equipos al PV_SYST .....	9
Ilustración 2 Parámetros de horas de Uso .....	9
Ilustración 3 Angulo de orientación .....	10
Ilustración 4 Salida de parámetros térmicos.....	10
Ilustración 5 Pérdidas Óhmicas.....	11
Ilustración 6 Estructura de equipos del sistema parte 1 .....	11
Ilustración 7 Estructura de equipos del sistema parte 2.....	12
Ilustración 8 Parámetros de módulo solar .....	12
Ilustración 9 Dimensiones del Módulo. ....	13
Ilustración 10 Datos generales del controlador .....	13
Ilustración 11 Datos de MPPT del controlador .....	14
Ilustración 12 Características de la tensión del controlador.....	14
Ilustración 13 Curva de eficiencia del controlador.....	15
Ilustración 14. Dimensionamiento de la batería .....	16
Ilustración 15. Curva de profundidad de descarga vs ciclos de descarga batería..	16
Ilustración 16 Especificaciones de paneles.....	22

Ilustración 17 Características de los controladores .....	23
Ilustración 18 Especificaciones del inversor.....	24
Ilustración 19 Especificaciones de la batería.....	25

### **Contenido de Tablas**

Tabla 1 Parámetros de diseño SSFV propuesto. ....	5
Tabla 2 Consumo estimado por vivienda.....	6
Tabla 3 Datos de radiación solar e indicadores de Rendimiento del sistema .....	7
Tabla 4 Parámetros de equipos .....	7
Tabla 5. Gastos de nómina considerados para administración .....	26
Tabla 6. Gastos administrativos anuales .....	27
Tabla 7. Rendimiento estimado de la mano de obra para mantenimiento preventivo .....	28
Tabla 8. Personal considerado para mantenimiento preventivo.....	28
Tabla 9. Costo mensual de la mano de obra para mantenimiento preventivo .....	28
Tabla 10. Tasa de falla de equipos estimadas para mantenimiento correctivo .....	29
Tabla 11. Personal considerado para mantenimiento correctivo.....	29
Tabla 12. Consolidado de gastos para mantenimiento correctivo .....	30
Tabla 13. Consolidado de Gastos de AO&M totales .....	30
Tabla 14 APU Solución fotovoltaica individual .....	32

## 1. ASPECTOS GENERALES

---

En el presente documento se realiza la validación del diseño del sistema de generación solar individual simulado mediante el Software PV\_SYST para el municipio de Calamar en el departamento de Guaviare, además de los parámetros de diseño y reglamentación asociada al proyecto.

### 1.1. Parámetros de Diseño

PARÁMETROS DE DISEÑO SSFV	
Periodo de proyección (vida útil SSFV)	10 años
Regulación de tensión	< 3%
Pérdidas de energía	< 10%
Factor de Potencia	≥ 0,90
Tensión de trabajo	120 VAC
Frecuencia	60 Hz

*Tabla 1 Parámetros de diseño SSFV propuesto.*

El proceso de diseño y dimensionamiento del Sistema Solar Fotovoltaico propuesto es desarrollado ampliamente en el *Anexo Técnico No.3 Dimensionamiento de Sistema FV Individual*.

### 1.2. Reglamentación y normativa técnica aplicable

Teniendo en cuenta que la naturaleza del proyecto estructurado es la de generación de energía eléctrica a partir de fuentes no convencionales de energía renovable, específicamente a través de sistemas solares fotovoltaicos autónomos de tipo individual, tanto el diseño como la ejecución del proyecto en mención deberá cumplir con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE y sus anexos, así como con la Norma Técnica Colombiana NTC 2050 en sus secciones aplicables.

Por otra parte, este proyecto integral contempla dentro de sus actividades la construcción de instalaciones internas las cuales se componen por 4 puntos de iluminación y 3 puntos de tomacorriente dobles, alimentados a través de tubería Conduit metálica para instalarse al interior de la vivienda de forma expuesta.

Por el número de viviendas unifamiliares a intervenir, la diversidad en los tamaños y distribuciones de espacios de dichos hogares, así como sus usos, se optó por generar dos (2) modelos tipo de distribución de espacios interiores de viviendas teniendo en cuenta la información previamente adquirida en las encuestas, lo anterior con el fin de realizar una distribución eficiente de los puntos de alimentación eléctrica y de iluminación, y que de esta forma durante la ejecución del proyecto se cuente con distintas alternativas prácticas con las cuales se pueda garantizar la salud visual de las familias así como el suministro seguro de energía a través de los puntos de alimentación eléctrica cercanos a sus equipos consumidores.

De acuerdo a la propuesta de diseño de implementación de salidas de iluminación mínima de 9 W, para estos proyectos se ha optado el uso de hasta 10 W por plafón, por lo cual, se realiza la simulación del SSFV asignando este valor, arrojando los resultados de generación acordes a los requisitos de norma y priorizando así el bienestar visual de los usuarios.

Cabe mencionar que estas alternativas de distribución se han logrado implementar a pesar de las grandes variaciones que se presentan en este tipo de viviendas, las cuales son construidas de acuerdo al gusto y necesidad del usuario, lo que dificulta en gran medida la implementación de un diseño y distribución de flujo lumínico particular y con ello la garantía de uniformidad requerida por un estudio de iluminación.

Cabe resaltar que, la tabla 410.1 del Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público RETILAP, hace mención a los niveles de iluminación requeridos para diferentes tipos de recintos principalmente comerciales, de manufactura, oficinas, entre otros lugares de trabajo, los cuales comúnmente se encuentran conectados a la red eléctrica local. Por el contrario, las viviendas unifamiliares a intervenir contarán con una fuente de generación limitada y que brinda una autonomía que depende principalmente la capacidad de los equipos instalados, y por tanto, garantizar un nivel de iluminancia y con una distribución conforme a la reglamentación vigente implicaría la modificación de la capacidad de generación de los sistemas así como del número de puntos de iluminación.

De acuerdo a esto, se concluye que, el proyecto de generación incluye dos (2) modelos de distribución de puntos de iluminación con lo cual se garantiza una distribución eficiente de dichos puntos durante la ejecución para los cuatro espacios identificados en los hogares, como lo son la Cocina, comedor, la sala y habitación.

### 1.3. Cálculo de la demanda

Considerando una demanda como referencia, en la tabla 2 se consolida información que permite calcular el consumo energético estimado por vivienda. En esta tabla se muestran datos como la descripción y cantidad de equipos, horas de uso, potencia y por último el consumo energético individual y total equivalente a 1,625 kWh/día.

	Number	Power	Use	Energy
Lamps (LED or fluo)	4	10 W/lamp	4 h/day	160 Wh/day
Televisión	1	60 W/app	4 h/day	240 Wh/day
Licudadora	1	250 W/app	1 h/day	125 Wh/day
Nevera	1		8 Wh/day	1000 Wh/day
Celular / Otros usos	1	40 W tot	3 h/day	100 Wh/day
Total daily energy				1625 Wh/day

*Tabla 2 Consumo estimado por vivienda*

\*\*\* En la fila del refrigerador las unidades deben tomarse en la columna 'utilización' como h/día y no Wh/día

\*\*\* En la fila del refrigerador la potencia nominal promedio se considera 125 W

\*\*\* En el ítem Licudadora, se considera 0,5 h/día de uso, ya que este es el menor valor de tiempo de

uso que se podría introducir en el software, sin embargo, PV\_SYST aproxima en la tabla a un valor de 1h/día

#### 1.4. Potencial energético del sitio

Con conocimiento de la ubicación geográfica en la cual se llevará a cabo el desarrollo del proyecto, a través del software PVSYST se pueden obtener los valores de radiación solar en la zona; estos datos son mostrados mes a mes junto con un resultado global anual. En la tabla 2, en la segunda columna se puede apreciar que la radiación solar efectiva disponible, la cual es de 1655,7 kWh/m<sup>2</sup> año, los demás datos son propios del PVSYST para la simulación correspondiente.

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>E_Avail</b> kWh	<b>EUnused</b> kWh	<b>E_Miss</b> kWh	<b>E_User</b> kWh	<b>E_Load</b> kWh	<b>SolFrac</b>
<b>January</b>	163.7	172.1	131.0	77.13	0.000	50.37	50.37	1.000
<b>February</b>	143.4	146.2	110.9	63.62	0.000	45.50	45.50	1.000
<b>March</b>	149.4	146.5	112.1	59.48	0.000	50.37	50.37	1.000
<b>April</b>	130.8	123.9	95.5	44.52	0.000	48.75	48.75	1.000
<b>May</b>	131.1	120.4	92.3	40.71	0.470	49.90	50.37	0.991
<b>June</b>	120.0	108.4	83.7	33.56	0.000	48.75	48.75	1.000
<b>July</b>	129.9	117.8	90.3	38.18	0.000	50.37	50.37	1.000
<b>August</b>	141.7	132.2	101.1	48.88	0.000	50.37	50.37	1.000
<b>September</b>	148.8	143.2	108.4	57.15	0.000	48.75	48.75	1.000
<b>October</b>	146.9	147.3	113.6	61.20	0.000	50.37	50.37	1.000
<b>November</b>	141.0	145.9	112.7	62.19	0.000	48.75	48.75	1.000
<b>December</b>	152.2	160.7	122.9	69.71	0.000	50.37	50.37	1.000
Year	1698.9	1664.7	1274.5	656.33	0.470	592.65	593.12	0.999

Tabla 3 Datos de radiación solar e indicadores de Rendimiento del sistema

#### 1.5. Selección de equipos para la simulación.

En esta etapa se seleccionan los equipos del sistema (módulos solares fotovoltaicos, controlador de carga, sistema de acumulación de energía (Batería) e inversor) configurando las especificaciones técnicas de cada equipo propuesto para la simulación; normalmente, estas especificaciones están disponibles en la base de datos del aplicativo PVSYST. En la siguiente Tabla se muestran los equipos describiendo la característica principal para la simulación.

<b>Equipo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Característica Nominal</b>
Paneles tecnología cristalina	2	450 Wp
Controlador de carga	1	Mínimo 900 Wp, 24V, Corriente de carga de 40A
Baterías de almacenamiento	1	2840 Wh / 25,6 V (Valores nominales)
Inversor de Onda Pura	1	1000 VA

Tabla 4 Parámetros de equipos

Con respecto a la selección de las baterías y teniendo en cuenta la carga de las viviendas se procede a definir la capacidad del banco de baterías, la cual está determinada por los días de autonomía requeridos, los cuales se han definido de 1-1,5 días. La autonomía del sistema de acumulación varía de acuerdo con la Profundidad de Descarga. La simulación se realizó con una Batería de 2840 Wh y 25,6V. Por otro lado, considerando que las descargas profundas reducen la vida útil de las baterías y con el fin de asegurar la vida útil de estas al menos hasta los 10 años o más, se propone ajustar la profundidad de descarga en 80%, por medio de un ajuste de fábrica del inversor.

Analíticamente, la determinación de la autonomía del sistema con un DOD del 80% se muestra a continuación:

$$\begin{aligned} \text{Energía Batería} &= Ah \times Vn \times Cant. \text{Baterías} = 110,93 Ah \times 25,6 VDC \times 1 \\ &= 2840 Wh \end{aligned}$$

$$\text{Autonomía} = \frac{2840 Wh \times DOD}{\text{Consumo esperado (Eas)}} = \frac{2840 Wh \times 0,80}{1625 Wh} = 1,4 \text{ Días}$$

Las baterías de litio se dimensionan respecto a la energía nominal (Wh) y no a la capacidad de corriente (Ah). Se anexa ficha técnica de batería propuesta, y en el anexo 6 se presentan las características técnicas de los elementos.

Como se mencionó anteriormente, para este proyecto la demanda diaria estimada es de 1625 Wh/día, por lo tanto, una batería con 2840 Wh nominales brinda total cubrimiento de la demanda. Según los mapas solares de IDEAM, la zona del proyecto solo tiene 2 a 3 días sombra al año, por tal motivo no es necesario sobredimensionar la batería.

## **2. VALIDACIÓN DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO**

---

### **2.1. Ajuste del consumo energético**

A continuación, se muestra en detalle los ajustes de todos los parámetros necesarios para realizar la validación del sistema Solar Fotovoltaico propuesto.

Teniendo en cuenta el consumo energético expuesto en la Tabla 1, en la siguiente figura se muestra la configuración de los valores de referencia para la simulación, como se muestra a continuación.

Consumptions		Hourly distribution					
Daily consumptions							
Number	Appliance	Power		Daily use	Hourly distrib		Daily energy
4	Lamps (LED or fluo)	10	W/lamp	4.0	h/day	OK	160 Wh
1	Televisión	60	W/app.	4.0	h/day	OK	240 Wh
1	Licuadaora	250	W/app.	0.5	h/day	OK	125 Wh
0	Frigorífico/Congelador	0.00	kWh/day	0.0	h/day		0 Wh
1	Nevera	125.0	W aver.	8.0	h/day	OK	1000 Wh
1	Celular / Otros usos	40	W/app.	2.5	h/day	OK	100 Wh
0	Otras utilizaciones	0	W/app.	0.0	h/day		0 Wh
Stand-by consumers		0	W tot	24 h/day			0 Wh
<input type="button" value="Appliances info"/>							
<b>Total daily energy</b>							<b>1625 Wh/day</b>
<b>Total monthly energy</b>							<b>48.8 kWh/month</b>

Ilustración 1 Parámetros de ingreso de equipos al PV\_SYST

Adicional al ajuste realizado anteriormente, es importante, ajustar el horario del consumo energético, este proceso se muestra a continuación.

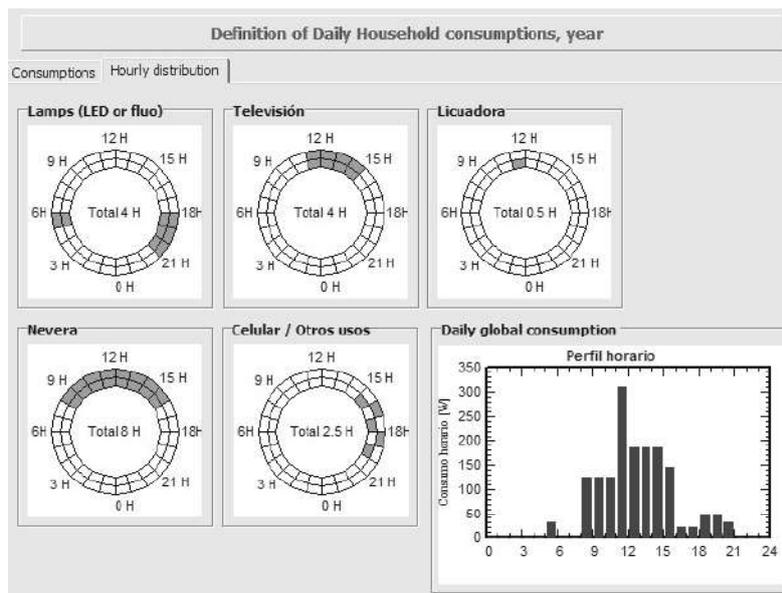


Ilustración 2 Parámetros de horas de Uso

## 2.2. Orientación del sistema

El software PYVSYST permite seleccionar la orientación óptima de acuerdo a la ubicación geográfica del proyecto ( $1,49^\circ$  N;  $-77,52^\circ$  W), esto con el fin de maximizar la eficiencia de captación de energía del sol; de acuerdo a lo anterior, se elige  $10^\circ$  de inclinación del plano y un acimut de  $0^\circ$ , para la situación geográfica del sitio se

logra el ciento por ciento de rendimiento, el cual se puede apreciar en la siguiente figura.

Ilustración 3 Angulo de orientación

## 2.3. Pérdidas detalladas

### 2.3.1. Parámetros térmicos

En esta ventana se definieron los parámetros térmicos del sistema para módulos montados al aire libre considerando la temperatura promedio del sitio siguiendo estándares internacionales en aspectos tales como velocidades de viento del sitio, temperaturas de operación de los módulos. Estos datos son tomados respectivamente de la base de datos de PVSYST (Datos de meteorología Calamar – Guaviare generado a partir del METEONORM y del fabricante del módulo).

Ilustración 4 Salida de parámetros térmicos.

Con los datos ingresados en el aplicativo se calculan las pérdidas procedentes para ambientes convectivos al aire libre.

### 2.3.2. Pérdidas óhmicas en el generador fotovoltaico

Aquí se define las pérdidas de conexionado de los módulos para el conductor elegido número 2,5 mm solar.

Ilustración 5 Pérdidas Óhmicas

## 2.4. Configuración de los parámetros del módulo fotovoltaico

### 2.4.1. Estructura del Sistema solar fotovoltaico

Ahora se procede a realizar la configuración del generador fotovoltaico integrado al controlador de carga. El propósito de esta etapa es validar el tipo de tecnología elegida, la disposición de los paneles solares como arreglo y la verificación de la autonomía propuesta. Mediante el software se puede confirmar que la disposición y la tecnología elegida son las adecuadas ya que no se presentan alarmas en la ventana de control azul inferior, tal como se puede apreciar en la siguiente figura.

Ilustración 6 Estructura de equipos del sistema parte 1

El modelo simulado nos confirma que la distribución y uso de la tecnología planteada es correcta.

La simulación se realizó con un módulo comercial de 450 Wp de Silicio monoperce de media celda, referencia LONGI SOLAR LR4-72HPH 425-455M

**Escoja el modo de regulación y el regulador**

Regulator universal Todos los fabricantes Convertidor de potencia MPPT

**Modo funcionamiento**

Acoplamiento directo MPPT 1000 W 26 V 39 A 12 A Universal controller with MPPT conve C Abrir

Convertidor MPPT Los parámetros de funcionamiento del regulador universal serán automáticamente ajustados según las propiedades del sistema.

Convertidor CCCC

---

**Diseño conjunto FV**

**Número de módulos y cadenas**

Mód. en serie: 2 Ver condiciones:  Sin restricciones

Núm. de caden: 1 entre 1 y 1

Núm. módulos: 2 Superficie: 4 m<sup>2</sup>

Cond. de funcionamiento:

V<sub>mpp</sub> (60°C): 71 V  
V<sub>mpp</sub> (20°C): 83 V  
V<sub>oc</sub> (-10°C): 109 V

Irradiancia plano: **1000 W/m<sup>2</sup>**

Imp (STC): 11.1 A P<sub>máx</sub> en funcionamiento: **0.8 kW**  
Isc (STC): 11.7 A en 1000 W/m<sup>2</sup> y 50°C  
Isc (at STC): 11.6 A **Potencia nom. Conjunto (STC) 900 Wp**

Ilustración 7 Estructura de equipos del sistema parte 2

Los dos (2) módulos fotovoltaicos serán instalados en serie y posteriormente conectados a un controlador de carga con una capacidad de 40A a 24VDC.

Las dos ventanas siguientes muestran el componente tecnológico y la especificación requerida del generador fotovoltaico para cumplir con criterios de eficiencia.

A continuación, se muestra en detalle la configuración de los parámetros característicos que se deben considerar en los módulos fotovoltaicos.

**Datos básicos** | Dimensiones y Tecnología | Parámetros modelo | Datos adicionales | Comercial | Gráficos

Modelo: LR4-72 HPH 450 M Fabricante: Longi Solar

Nombre arch: Longi\_LR4\_72\_HPH\_450M.PAN Origen datos: Manufacturer 2020

Parámetros definidos por el usuario Prod. desde 2020

---

Potencia nom: **450.0** Wp Tol. +/- 0.0 2.0 % Tecnología: Si-mono

(en STC)

**Especificaciones del fabricante o otras medidas**

Cond. de referencia G<sub>Ref</sub>: 1000 W/m<sup>2</sup> T<sub>Ref</sub>: 25 °C

Corriente de cortocircuito I<sub>sc</sub>: 11.60 A Circuito abierto Voc: 49.30 V

Punto Potencia Máximo Imp: 10.85 A Vmpp: 41.50 V

Coefficiente de temperatura m<sub>isc</sub>: 5.6 mA/°C Núm. células: 72 x 2

o m<sub>isc</sub>: 0.048 %/°C

**Resultado del modelo interno**

Cond. de funcionamiento: G<sub>Oper</sub>: 1000 W/m<sup>2</sup> T<sub>Oper</sub>: 25 °C

Punto Potencia Máximo P<sub>mpp</sub>: 451.4 W Def. temperatura: -0.36 %/°C

Corriente Imp: 11.06 A Voltaje Vmpp: 40.8 V

Corriente de cortocircuito I<sub>sc</sub>: 11.60 A Circuito abierto Voc: 49.3 V

Eficiencia / Sup. células: 25.59 % / Sup. módulo: 20.77 %

**Resumen del modelo**

**Parámetros principales**

R<sub>paral</sub>: 800 ohm

R<sub>paral</sub>(G=0): 3000 ohm

R<sub>serie modelo</sub>: 0.26 ohm

R<sub>serie máx.</sub>: 0.26 ohm

R<sub>serie aparente</sub>: 0.41 ohm

**Parámetros modelo**

Gamma: 0.965

IoRef: 0.01 nA

muVoc: -152 mV/°C

miP<sub>máx</sub> fijado: -0.37 /°C

Ilustración 8 Parámetros de módulo solar

## 2.4.2. Dimensiones y Tecnología del Módulo

Las dimensiones de la tecnología del módulo son referenciales y pueden variar dependiendo del fabricante, si bien no son diferencias significativas hemos tomado estas dimensiones para la propuesta de construcción de las estructuras de soporte.

Ilustración 9 Dimensiones del Módulo.

## 2.5. Características del Controlador de carga

Las tres ventanas siguientes muestran el componente tecnológico y la especificación requerida del controlador de carga en cuanto a parámetros eléctricos y de acople a las baterías de almacenamiento cumpliendo con criterios de eficiencia.

### 2.5.1. Características de Corriente

Ilustración 10 Datos generales del controlador

## 2.5.2. Características de Tensión

Datos generales | **Umbrales** | Convertidor MPPT | Perfil de eficiencia | Otros datos / Dimensiones

Descripción: **Generic, Universal controller with MPPT converter**

**Entrada solar (campo FV)**

Voltaje MPP mínimo:  V

Voltaje MPP máximo:  V

Voltaje máximo del conjunto:  V

Umbral de la potencia:  W

**Salida (batería y carga del usuario)**

Voltaje de salida nominal:  V

Potencia de salida nominal:  W

Potencia de salida máxima:  W

Corriente de salida nominal: **27.7** A

**Cond. de funcionamiento**

**Modo funcionamiento**

MPPT

Voltaje fijo

**Comportamiento en Pn**

Limitación

Corte

**Comportamiento en Vmin/Vi**

Limitación

Corte

**Eficiencia**

Eficiencia máxima: 97.0 %

Eficiencia media europea normalizada: 95.0 %

Valores para el perfil automático

Regulador universal: Los valores son establecidos según vuestro sistema. Puede ajustar las eficiencias en la página siguiente.

Ilustración 11 Datos de MPPT del controlador

Datos generales | **Umbrales** | Convertidor MPPT | Perfil de eficiencia | Otros datos / Dimensiones

Descripción: **Generic, Universal controller with MPPT converter**

**Regulador universal: los umbrales pueden ser ajustados para este sistema**

**Entrada solar (campo FV)**

**Umbrales para la carga**

	V	SOC	Defecto
Apagar (Vmax)	<input type="text" value="28.04"/>	<input type="text" value="0.96"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Accionar (Vmin)	<input type="text" value="25.96"/>	<input type="text" value="0.80"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

**Mando de la carga del usuario**

**Umbrales para la descarga**

	V	SOC	
Apagar (Vmin)	<input type="text" value="25.01"/>	<input type="text" value="0.20"/>	<input type="checkbox"/>
Accionar (Vrecov.)	<input type="text" value="25.60"/>	<input type="text" value="0.50"/>	<input type="checkbox"/>

**Mando del generador de apoyo**

**Umbrales para la recarga**

	V	SOC	
Accionar (Vmin)	<input type="text" value="25.02"/>	<input type="text" value="0.21"/>	<input type="checkbox"/>
Apagar (Stop ch.)	<input type="text" value="25.80"/>	<input type="text" value="0.51"/>	<input type="checkbox"/>

**Umbrales especificados**

Voltaje

SOC

**Valores**

Por elemento

Paquete de 1

**Condiciones para SOC <=> Voltaje**

Temperatura de la batería:  °C

Corriente de carga:  A

Corriente de descarga:  A

Corriente auxiliar:  A

Ilustración 12 Características de la tensión del controlador

### 2.5.3. Eficiencia

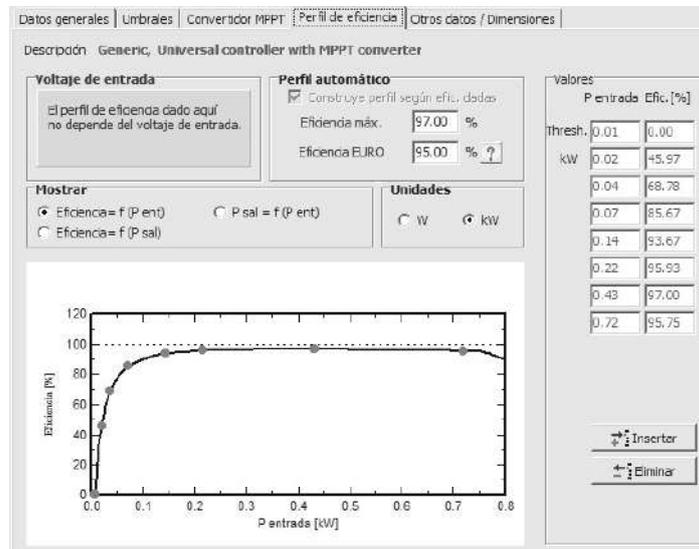


Ilustración 13 Curva de eficiencia del controlador

## 2.6. Baterías de almacenamiento de energía

Las dos ventanas siguientes muestran el componente tecnológico y la especificación requerida de las baterías de almacenamiento en cuanto a parámetros eléctricos se refiere, estos, cumpliendo con criterios de eficiencia requeridos, cabe destacar también que, al implementarse la tecnología de Ión Litio, el dispositivo de almacenamiento electroquímico deberá poseer un sistema de protección de temperatura que aisle la batería en situaciones en las que esta se incremente, producto de la influencia de la temperatura del entorno donde sea instalada y sobrecarga de uso, con el fin de protegerla de posibles daños a su integridad, esta protección se realiza mediante dispositivo BMS, el cual se encuentra integrado en la batería. Con las especificaciones seleccionadas se propone la implementación de baterías con alcance en autonomía de hasta 1,40 días a una profundidad de descarga del 80% DOD.

### 2.6.1. Estructura de dimensionamiento y Características

En las Ilustraciones 14 y 15 se exponen las características propias de la batería escogida para la demanda prevista de 1,625 kWh/día, la cual tendría una duración aproximada de 3650 ciclos ajustando una profundidad de descarga del 80%; asumiendo una (1) descarga por día se tendría una duración aproximada de 10 años, de acuerdo con esto se recomienda ajustar el DOD al 80%, esto con el fin de garantizar su vida útil a mínimo 10 años.

Datos básicos	Parámetros detallados del modelo	Gráficos	Dimensiones y Tecnología	Datos comerciales
Modelo	Battery module Li-Ion, 25.5V 110 Ah	Fabricante	Generic	
Nombre archi	Generic_L1_Module_110Ah_david.BTR	Origen datos	PVsvst SA	
Parámetros definidos por el usuario		Prod. desde 2017		
Tecnología	Lithium-ion, LFP			
Categoría	Batería	<input checked="" type="radio"/> Batería llena <input type="radio"/> Por elemento		
<b>Parámetros de base</b>		<b>Comportamiento en los límites</b>		
Núm. de células en serie/en paralelo	3 1	Voltaje de corte de carga	28.8 V	
Voltaje Nominal	25.6 V	Voltaje de corte de descarga	23.2 V	
Capacidad a C 10	110.00 Ah	Corriente de carga máxima	96.0 A	
Resistencia interna @ temp. ref.	20.00 mOhm	Corriente de descarga máxima	25.0 A	
Temperatura de referencia	20.0 °C	Temperatura mínima de carga	0.0 °C	
Eficiencia de Coulomb	96.0 %	Temperatura mínima de descarga	-30.0 °C	

Ilustración 14. Dimensionamiento de la batería

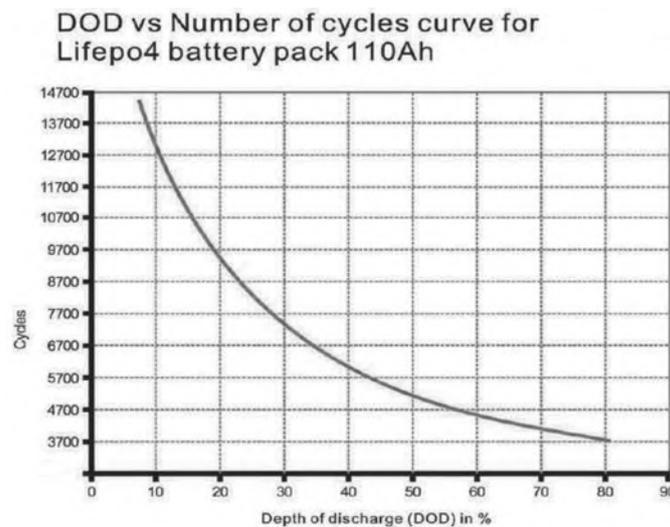


Ilustración 15. Curva de profundidad de descarga vs ciclos de descarga batería

**\*\*Debido a que la batería propuesta para este proyecto no se encuentra en la base de datos del software de simulación, se implementó la más aproximada disponible en el simulador, esto sin comprometer los requerimientos técnicos para cada solución fotovoltaica, se anexa la gráfica de profundidad de descarga vs el número de ciclos de vida real.**

## 2.7. resultados de la simulación

A continuación, se presentan los resultados de la simulación realizada en el software PVSYST versión 6.81 licenciado, considerando todos los datos expuestos anteriormente.

PVSYST V6.81		21/09/21		Page 1/5																			
<b>Stand alone system: Simulation parameters</b>																							
<b>Project :</b> Mapiripan																							
<b>Geographical Site</b>		<b>Mapiripan</b>		<b>Country</b> Colombia																			
<b>Situation</b>		Latitude 3.12° N		Longitude -72.46° W																			
Time defined as		Legal Time Time zone UT-5		Altitude 0 m																			
<b>Meteo data:</b>		<b>Mapiripan</b>		NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Sintético																			
<b>Simulation variant : ZNI Mapiripan</b>																							
Simulation date 21/09/21 09h10																							
<b>Simulation parameters</b>		<b>System type</b> Stand alone system with batteries																					
<b>Collector Plane Orientation</b>		Tilt 10°		Azimuth 0°																			
<b>Models used</b>		Transposition Perez		Diffuse Perez, Meteonorm																			
<b>User's needs :</b>		Daily household consumers average		Constant over the year 1.6 kWh/Day																			
<b>PV Array Characteristics</b>																							
<b>PV module</b>		Si-mono Model <b>LR4-72 HPH 450 M</b>																					
Custom parameters definition		Manufacturer Longi Solar																					
Number of PV modules		In series 2 modules		In parallel 1 strings																			
Total number of PV modules		Nb. modules 2		Unit Nom. Power 450 Wp																			
Array global power		Nominal (STC) <b>900 Wp</b>		At operating cond. 819 Wp (50°C)																			
Array operating characteristics (50°C)		U mpp 74 V		I mpp 11 A																			
Total area		Module area <b>4.3 m²</b>		Cell area 3.5 m²																			
<b>System Parameter</b>																							
<b>Battery</b>		<b>System type</b> Stand alone system																					
Battery Pack Characteristics		Model <b>Battery module Li-Ion, 25.6V 110 Ah</b>																					
		Manufacturer Generic																					
		Nb. of units 1																					
		Voltage 28 V		Nominal Capacity 110 Ah																			
		Discharging min. SOC 20.0 %		Stored energy 2.3 kWh																			
		Temperature Fixed (20°C)																					
<b>Controller</b>		Model Universal controller with MPPT converter																					
Converter		Technology MPPT converter		Temp coeff. -5.0 mV/°C/elem.																			
		Maxi and EURO efficiencies 97.0 / 95.0 %																					
Battery Management control		Threshold commands as		SOC calculation																			
		Charging		SOC = 0.96 / 0.80																			
		Discharging		SOC = 0.20 / 0.50																			
<b>PV Array loss factors</b>																							
Thermal Loss factor		Uc (const) 20.0 W/m²K		Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s																			
Wiring Ohmic Loss		Global array res. 111 mOhm		Loss Fraction 1.5 % at STC																			
Serie Diode Loss		Voltage Drop 0.7 V		Loss Fraction 0.9 % at STC																			
Module Quality Loss				Loss Fraction -0.5 %																			
Module Mismatch Losses				Loss Fraction 1.0 % at MPP																			
Strings Mismatch loss				Loss Fraction 0.10 %																			
Incidence effect (IAM): User defined profile																							
<table border="1"> <thead> <tr> <th>0°</th> <th>25°</th> <th>45°</th> <th>60°</th> <th>65°</th> <th>70°</th> <th>75°</th> <th>80°</th> <th>90°</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1.000</td> <td>1.000</td> <td>0.995</td> <td>0.962</td> <td>0.936</td> <td>0.903</td> <td>0.851</td> <td>0.754</td> <td>0.000</td> </tr> </tbody> </table>						0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°	1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°															
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000															

### Stand alone system: Detailed User's needs

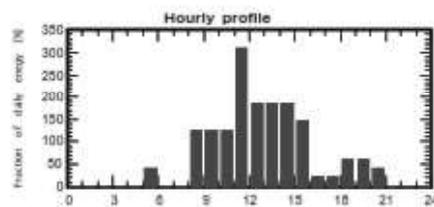
**Project :** Mapiripan  
**Simulation variant :** ZNI Mapiripan

<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Stand alone system with batteries</b>	
PV Field Orientation	tilt	10°	azimuth 0°
PV modules	Model	LR4-72 HPH 450 M	Pnom 450 Wp
PV Array	Nb. of modules	2	Pnom total <b>900 Wp</b>
Battery	Battery module	Li-Ion, 25.6V 110 Ah	Technology Lithium-Ion, LFP
User's needs	Daily household consumers	Constant over the year	Global 593 kWh/year

Daily household consumers, Constant over the year, average = 1.6 kWh/day

#### Annual values

	Number	Power	Use	Energy
Lamps (LED or fluo)	4	10 W/lamp	4 h/day	160 Wh/day
Televisión	1	60 W/app	4 h/day	240 Wh/day
Licudora	1	250 W/app	1 h/day	125 Wh/day
Nevera	1		8 Wh/day	1000 Wh/day
Celular / Otros usos	1	40 W tot	3 h/day	100 Wh/day
<b>Total daily energy</b>				<b>1625 Wh/day</b>



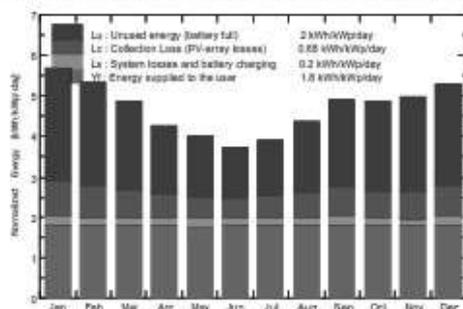
### Stand alone system: Main results

**Project :** Mapiripan  
**Simulation variant :** ZNI Mapiripan

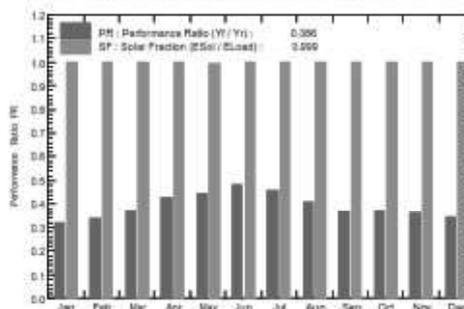
Main system parameters		System type	Stand alone system with batteries		
PV Field Orientation		tilt	10°	azimuth	0°
PV modules		Model	LR4-72 HPH 450 M	Pnom	450 Wp
PV Array		Nb. of modules	2	Pnom total	<b>900 Wp</b>
Battery		Battery module	Li-Ion, 25.6V 110 Ah	Technology	Lithium-ion, LFP
User's needs	Daily household consumers	Constant over the year	Global		593 kWh/year

Main simulation results		Available Energy	1274 kWh/year	Specific prod.	1416 kWh/kWp/year
System Production		Used Energy	593 kWh/year	Excess (unused)	656 kWh/year
		Performance Ratio PR	38.57 %	Solar Fraction SF	99.92 %
Loss of Load		Time Fraction	0.2 %	Missing Energy	0 kWh/year
Battery ageing (State of Wear)		Cycles SOW	82.1%	Static SOW	90.0%
		Battery lifetime	5.6 years		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 900 Wp



Performance Ratio PR and Solar Fraction SF



#### ZNI Mapiripan Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac
January	163.7	172.1	131.0	77.13	0.000	50.37	50.37	1.000
February	143.4	146.2	110.9	63.62	0.000	45.50	45.50	1.000
March	149.4	146.5	112.1	59.48	0.000	50.37	50.37	1.000
April	130.8	123.9	95.5	44.52	0.000	48.75	48.75	1.000
May	131.1	120.4	92.3	40.71	0.470	49.90	50.37	0.991
June	120.0	108.4	83.7	33.56	0.000	48.75	48.75	1.000
July	129.9	117.8	90.3	38.18	0.000	50.37	50.37	1.000
August	141.7	132.2	101.1	48.88	0.000	50.37	50.37	1.000
September	148.8	143.2	108.4	57.15	0.000	48.75	48.75	1.000
October	146.9	147.3	113.6	61.20	0.000	50.37	50.37	1.000
November	141.0	145.9	112.7	62.19	0.000	48.75	48.75	1.000
December	152.2	166.7	122.9	69.71	0.000	50.37	50.37	1.000
Year	1698.9	1664.7	1274.5	656.33	0.470	592.65	593.12	0.999

Legends:

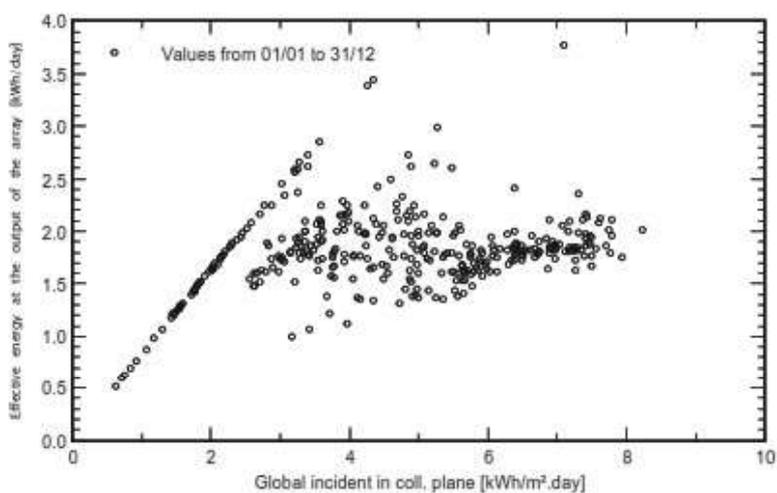
- GlobHor: Horizontal global irradiation
- GlobEff: Effective Global, corr. for IAM and shadings
- E\_Avail: Available Solar Energy
- EUnused: Unused energy (battery full)
- E\_Miss: Missing energy
- E\_User: Energy supplied to the user
- E\_Load: Energy need of the user (Load)
- SolFrac: Solar fraction (E<sub>Use</sub> / E<sub>Load</sub>)

### Stand alone system: Special graphs

**Project :** Mapiripan  
**Simulation variant :** ZNI Mapiripan

<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Stand alone system with batteries</b>	
PV Field Orientation	tilt	10°	azimuth 0°
PV modules	Model	LR4-72 HPH 450 M	Pnom 450 Wp
PV Array	Nb. of modules	2	Pnom total <b>900 Wp</b>
Battery	Battery module	Li-Ion, 25.6V 110 Ah	Technology Lithium-Ion, LFP
User's needs	Daily household consumers	Constant over the year	Global 593 kWh/year

**Diagrama entrada/salida diaria**



En los resultados de la simulación se puede observar el ajuste realizado en los parámetros del controlador, por ejemplo, el límite de descarga OC (State of Charge) se estipuló con un valor de 0,20; esto quiere decir que cuando la batería se descargue un 80%, el sistema automáticamente se desconecte e indique una señal de alarma y con ello no permitir descargas profundas en las baterías.

Por las condiciones de crecimiento económico y poblacional que presenta en este tipo de zonas, se espera un aumento de la demanda de energía importante, por lo tanto, adicional a los ajustes de parámetros de fábrica, con el fin de proteger las baterías se encuentra necesario y bastante importante concientizar al usuario dándole a conocer las limitaciones del sistema y demás recomendaciones de uso las cuales serán ampliadas más adelante en el Capítulo Financiero y de Sostenibilidad.

### 3. RESUMEN DE EQUIPOS PARA SOLUCIÓN

Todas las especificaciones que se describen tienen como base los cálculos que forman parte de esta consultoría en el Anexo Técnico N°3 – Dimensionamiento y validación de Sistema Individual.

#### 3.1. Especificación de paneles fotovoltaicos

<b>ESPECIFICACIONES MÓDULO FOTOVOLTAICO</b>				
<b>Especificaciones Eléctricas (Estándar STC)</b>				
<b>Parámetro</b>	<b>Sigla</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor</b>	<b>Tolerancia</b>
Potencia Máxima	$P_{MPP}$	Wp	450	0 ~ +5 W
Tolerancia de Potencia	Positiva			
Voltaje a Máxima Potencia	$V_{MPP}$	V	41,5	+/- 3%
Corriente a Máxima Potencia	$I_{MPP}$	A	10,85	+/- 3%
Voltaje de Circuito Abierto	$V_{OC}$	V	49,3	+/- 3%
Corriente de Corto Circuito	$I_{SC}$	A	11,60	+/- 3%
Eficiencia del Módulo	$\eta_m$	%	$\geq 20,7$	+/- 3%
STC (Standard Test Condition): Irradiance 1000 W/m <sup>2</sup> , Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.				
<b>Especificaciones de Temperatura</b>				
Temperatura nominal de operación de la celda	NOCT	°C	45	+/- 3°C
Coeficiente de temperatura de $P_{MAX}$	TK $P_{MAX}$	%/°C	-0,35	+/- 3%
Coeficiente de temperatura de $V_{OC}$	TK $V_{OC}$	%/°C	-0,27	+/- 3%
Coeficiente de temperatura de $I_{SC}$	TK $I_{SC}$	%/°C	0,048	+/- 3%
Temperatura de operación	$T_{OP}$	°C	-40 ~ +85	
<b>Otras Especificaciones</b>				
Tipo de Celda	Cristalina (Mono o Poli)			
Caja de Conexiones	Precableada; $\geq$ IP65			
Marco	Aluminio anodizado			
Conectores	MC4 o Amphenol			
<b>Certificaciones</b>				
IEC 61215 emitido por TÜV Rheinland Certification o ente de certificación internacional				
IEC 61730 emitido por TÜV Rheinland Certification o ente de certificación internacional				
<b>Normas de Calidad</b>				
ISO 9001 Quality Management System				
ISO 14001 Environment Management System				
<b>Garantías</b>				
Garantía de producto mínima (defectos de fabricación o materiales)			10 años	
Garantía de potencia mínima (lineal al 80%)			25 años	

*Ilustración 16 Especificaciones de paneles*

### 3.2. Especificaciones controlador de carga

<b>ESPECIFICACIONES REGULADOR DE CARGA</b>			
<b>Especificaciones Generales</b>			
<b>Parámetro</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor</b>	<b>Tolerancia</b>
Tipo de Regulación	MPPT		
Número de entradas MPPT	Mínimo 1		
Rango admisible de Voltaje Fotovoltaico	V	0 ~ 150	
Voltaje nominal de Baterías	V	24	+/-3%
Capacidad de Corriente de Carga de Baterías	A	40	
Capacidad de Corriente de Descarga de Batería	A	40	
Autoconsumo	W	≤ 10	
Eficiencia	%	≥ 95	
Algoritmo de Carga mínimo	Etapas	3	
Compensación de Temperatura	mV/°C/2V(celda)	-3	+/- 1
Temperatura de operación	°C	0 ~ + 55	+/-5
Grado de Protección		≥ IP 20	
<b>Protecciones</b>			
Sobrecarga del Arreglo Solar			
Cortocircuito del Arreglo Solar			
Sobre descarga Batería			
Desconexión por Alto Voltaje en Batería			
Desconexión por Alta Temperatura			
Polaridad Inversa en entrada de Arreglo Solar y Baterías			
Refrigeración Natural (por disipación)			
<b>Garantía</b>			
Garantía de producto mínima (defectos de fabricación o materiales)		2 años	
<b>Certificaciones</b>			
CE (Conformidad Europea)			

*Ilustración 17 Características de los controladores*

### 3.3. Especificaciones del inversor

<b>ESPECIFICACIONES INVERSOR</b>			
<b>Especificaciones Generales</b>			
<b>Parámetro</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor</b>	<b>Tolerancia</b>
Potencia Continua (25°C)	VA	1000	+/- 5%
Potencia Pico (20 ms)	VA	≥ 2000	+/- 5%
Tipo de operación a Potencia nominal	Continua		
Voltaje DC Nominal	V	24	+/- 5%
Voltaje AC Salida	V	120	+/- 3%
Frecuencia	Hz	60	
Distorsión armónica THD	%	≤ 5	
Eficiencia	%	≥ 90	
Forma de Onda	Sinusoidal Pura		
Consumo en Stand-by	W	≤ 10	
Temperatura de operación	°C	0 ~ 40	
Grado de Protección		≥ IP20	
<b>Protecciones</b>			
Bajo voltaje de entrada			
Sobre voltaje a la entrada			
Cortocircuito a la salida			
Sobre calentamiento			
Sobre carga			
<b>Garantía</b>			
Garantía de producto mínima (defectos de fabricación o materiales)		2 años	
<b>Certificaciones</b>			
CE (Conformidad Europea)			

*Ilustración 18 Especificaciones del inversor*

La Ilustración 18 muestra las especificaciones estándar del tipo de inversor requerido. Es necesario resaltar que se debe ajustar los parámetros de protección por Bajo Voltaje en baterías cuando se tenga un SOC (State of Charge) entre 0,2; esto con el fin de evitar descargas profundas no mayores al 80% en las baterías y de esta manera asegurar la vida útil de éstas a 10 años o más.

### 3.4. Especificaciones de baterías

<b>ESPECIFICACIONES BATERÍAS</b>			
<b>Especificaciones Generales</b>			
<b>Parámetro</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor</b>	<b>Tolerancia</b>
Voltaje DC Nominal	V	24	+/-3%
Energía Disponible Nominal mínima a C10	Wh	2840	
Tecnología de Batería	Protección de temperatura BMS		
	Libre de mantenimiento, Ión Litio		
	LiFePO4		
Ciclos	Mínimo 3650 al 80% de Profundidad de Descarga a 25°C		
Temperatura de operación de carga	°C	0 ~ 45	+/- 5
Temperatura de operación de descarga	°C	0 ~ 60	+/- 5
Humedad relativa del ambiente	45% ~ 75% RH		
<b>Garantía</b>			
Garantía de producto mínima (defectos de fabricación o materiales)		2 años	

*Ilustración 19 Especificaciones de la batería*

Las baterías requeridas deben tener una característica de ciclo de vida similar a la presentada en la Ilustración 19, esto con el fin de asegurar mínimo un rango de 3650 ciclos para profundidades de descarga entre el 80% respectivamente.

### 3.5. ESPECIFICACIONES MEDIDOR PREPAGO

<b>ESPECIFICACIONES MEDIDOR PREPAGO</b>			
<b>Especificaciones Generales</b>			
<b>Parámetro</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor</b>	<b>Tolerancia</b>
Voltaje AC Operación	V	80 - 120	+/-3%
Medición de Corriente	A	0 - 30	+/-3%
Frecuencia de la Red	Hz	60	+/-3%
Modos de Operación	Prepago o Pospago / Bidireccional		
Configuración de Conexión	Monofásico bifilar		
<b>Normativas y Certificaciones</b>			
NTC	4052:2003 (IEC 62052-11), 5226:2003 (IEC 62053-21)		
Certificación	STS		

## 4. PLANOS

La solución consta de los siguientes planos del componente eléctrico y planos de las estructuras.

- Diagrama Unifilar: PL.01. Diagrama unifilar
- Diagrama de conexiones: PL.02. Diagrama de conexiones
- Diagrama Acometida Subterránea y SPT: PL. 03. Diagrama Acometida Subterránea y SPT
- Diagrama unifilar instalaciones internas: PL.04. Diagrama Unifilar instalaciones internas
- Diseño de mástil: PL.05. Mástil
- Diseño de dado de cimentación: PL.06. Dado cimentacion.
- Distribución de Usuarios: PL.07. Distribucion de usuarios.
- Diseño de gabinete: PL.08. Diseño de gabinete eléctrico.

## 5. COSTOS ASOCIADOS DE AO&M

### 5.1. COSTOS DE ADMINISTRACIÓN.

Los costos de administración se determinan anualmente por usuario según la siguiente información:

NOMINA CONSIDERADA PARA LA ADMINISTRACIÓN DE LAS SOLUCIONES						
CARGO	% de Dedicación	Salario	Factor multiplicador	Auxilio de Transporte	Costo Mensual	Costo Anual
Gerente o director de área	100%	\$ 4.500.000	1,66	\$ -	\$ 7.462.500	\$ 89.550.000
Ingeniero Electricista o electromecánico (Administrador)	100%	\$ 3.300.000	1,66	\$ -	\$ 5.472.500	\$ 65.670.000
Apropiación Social (Profesional)	100%	\$ 2.150.000	1,66	\$ -	\$ 3.565.417	\$ 42.785.000
Asistente o Coordinador de logística	100%	\$ 1.200.000	1,66	\$ 102.854	\$ 2.092.854	\$ 25.114.248
				<b>Total</b>	<b>\$ 18.593.271</b>	<b>\$ 223.119.248</b>

*Tabla 5. Gastos de nómina considerados para administración*

Estos gastos de nómina mensuales se consolidan en la Tabla 5 junto con los demás gastos administrativos asociados, los cuales se consideran al igual que la nómina como un porcentaje equivalente teniendo en cuenta que la Empresa encargada del AOM se encuentra constituida y que ya cuenta con unos gastos administrativos asociados. De acuerdo a lo anterior, para la administración de estos 568 usuarios se consideraron los siguientes rubros administrativos tales como: Arrendamiento, Servicios Públicos, Telefonía-Celular, Adecuaciones e Instalaciones, licenciamiento de software, Papelería, Aseo y Cafetería, Seguridad Industrial y Ocupacional, Soporte Técnico y MTTO de Sistema de Medición Prepago, Equipo de Oficina, Pólizas, Seguros, Depreciaciones, Gastos Financieros e Imprevistos asociados al ejercicio de AO&M.

CÁLCULO DE COSTOS REALES	
DESCRIPCIÓN	VALOR
<b>Costos Administrativos</b>	
Arrendamiento	\$ 10.200.000
Servicios públicos (energía, agua, internet y otros)	\$ 3.600.000
Celulares	\$ 1.440.000
Adecuación de instalaciones	\$ 1.800.000
Desplazamientos y viáticos	\$ 10.200.000
Licenciamiento de software	\$ 2.500.000
Papelería, fotocopias y otros de oficina	\$ 1.800.000
Elementos de aseo y cafetería	\$ 708.500
Soporte técnico medición prepago	\$ 10.869.936
Personal no facturable	\$ 3.000.000
Equipo de oficina	\$ 1.500.000
PDA para reporte de datos	\$ 1.920.000
Seguridad industrial y ocupacional	\$ 1.920.000
<b>Costos Financieros y Pólizas</b>	
Poliza de Calidad del mantenimiento	\$ 2.134.234
Póliza única de Cumplimiento	\$ 831.739
Póliza Salarios y prestaciones Sociales	\$ 554.826
Responsabilidad civil	\$ 1.538.897
Seguro contra todo riesgo	\$ 49.562.913
Financieros (4xmil, chequeras, otros)	\$ 615.405
Retefuente	\$ 6.154.049
Contraloría	\$ 323.088
Superservicios	\$ 1.230.810
Depreciación de muebles y equipos	\$ 1.500.000
Industria y comercio	\$ 1.538.512
<b>Subtotal</b>	<b>\$ 117.442.908</b>
Riesgo de cartera	\$ 55.462.285
Imprevistos	\$ 3.077.025
Utilidad	\$ 10.769.586
<b>Valor total ( anual )</b>	<b>\$ 186.751.803</b>

Descripción	Valor
Gastos de personal (ponderado)	\$ 18.593.270,67
Costos Reales Admin (ponderado)	\$ 15.562.650,28
<b>Valor Mensual</b>	<b>\$ 34.155.920,95</b>
<b>Valor Anual</b>	<b>\$ 409.871.051,35</b>
<b>Valor por Usuario</b>	<b>\$ 721.603,96</b>

*Tabla 6. Gastos administrativos anuales*

A partir de la Tablas anteriores se determinó el costo administrativo del primer año, por tanto **\$ 721.603,69** será el costo administrativo, diferido por usuario para el primer año, equivalente a **\$60.133,6** mensuales. En los periodos siguientes los costos se afectan por un incremento anual del 3,97% según el valor medio de inflación anual.

## 5.2. COSTOS DE MANTENIMIENTO

### 5.2.1. COSTOS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Se presupuestó la realización de 2 mantenimientos preventivos por año por Solución Energética para lo cual se presupuestó 3 Técnicos Electricistas, asumiendo un

rendimiento de inspección de 4 usuarios por día se calculó que 142 días le tomaría al Técnico la revisión preventiva con lo cual se calculó el porcentaje de dedicación anual necesario.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO	
Visitas al año por usuario	2
Numero de Técnicos	2
Numero de Usuarios	568
Numero de visitas por técnico x año	568
Visitas por día estimado	4
Numero de días de labor de mantenimiento por técnico	142

Tabla 7. Rendimiento estimado de la mano de obra para mantenimiento preventivo

Personal Mantenimiento	Costos Mensuales *								
	Mano de Obra	Viáticos	Transporte	Herramientas	Seguridad y Salud en el trabajo	Prestaciones	Otros	Total	Costo Anual
Técnico Electricista	\$ 1.500.000	\$ 1.320.000	\$ 550.000	\$ 10.611	\$ 13.250	\$ 987.500	\$ 12.000	\$ 4.393.361	\$ 52.720.333
Preventivo	Nº Técnicos *	Dedicación Técnico al año	Nº Veces al año	Nº Usuarios	Total Visitas	Nº Visitas / Técnico al año	Costo Anual / Técnico	Costo Anual / Usuario	Costo Mensual / usuario
Limpieza de paneles, revisión de baterías, controladores e inversores, y ajuste de terminales	2	63%	2	568	1136	904	\$ 52.720.333	\$ 116.638	\$ 9.720

Tabla 8. Personal considerado para mantenimiento preventivo

Descripción	Costos Diarios	Costo Mensual (22 días al mes)
Salario	\$ 68.182	\$ 1.500.000
Viaticos	Alimentación	\$ 35.000 \$ 770.000
	Hospedaje	\$ 25.000 \$ 550.000
Transporte	\$ 25.000	\$ 550.000
Herramienta (Mtto y reposición)	\$ 482	\$ 10.611
SGSST (Dotación y reposición)	\$ 602	\$ 13.250
Otros (Imprevistos)	\$ 545	\$ 12.000

Tabla 9. Costo mensual de la mano de obra para mantenimiento preventivo

La Tabla 8 presenta el personal considerado de mano de obra para las actividades de mantenimiento preventivo a cada instalación.

Posteriormente, en la Tabla 9 se consolida el gasto mensual del personal de mantenimiento preventivo, por concepto de viáticos se consideran \$60.000 para alimentación y hospedaje por el número de días de labor por técnico; por concepto de transporte se consideró la tarifa de \$25.000 y el peso aproximado de equipos de mantenimiento y del personal. Para equipos de protección personal se consideró un valor de \$13.250 mensuales y para Herramientas se consideró un valor anual de

\$127.333. Finalmente se obtiene un valor por concepto de mantenimiento preventivo de \$ 116.638 anual por usuario.

## 5.2.2. COSTOS DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Se debe a toda actividad que considere cambio o reposición de algún componente de los sistemas de generación, debido al deterioro o pérdida total luego de una falla o simplemente debido a la obsolescencia del componente.

Para la determinación de los costos asociados al mantenimiento correctivo se tuvo en cuenta la tasa de falla estimada para cada equipo que compone la solución energética fotovoltaica individual como se muestra a continuación.

Elementos	Tasa de Falla Anual*	Costo directo total	Costo Mantenimiento Correctivo
Modulo Solar [W]	0,25%	\$ 1.202.169	\$ 3.005
Batería [Ah]	1,50%	\$ 3.984.513	\$ 59.768
Controlador [A]	3,50%	\$ 507.236	\$ 17.753
Inversor [W]	5,00%	\$ 718.110	\$ 35.906
Otros materiales (Tableros, protecciones, cables, conectores, mástil, puesta a tierra, internas, etc.)	1,20%	\$ 5.121.011	\$ 61.452
Costo Total Anual de materiales para Mantenimiento Correctivo SSFVI			\$ 177.884

Tabla 10. Tasa de falla de equipamientos estimadas para mantenimiento correctivo

Para la realización de mantenimiento correctivo se considera necesario contar con dos técnicos electricistas de planta con disponibilidad para desplazarse hasta la vivienda objeto de mantenimiento, con una dedicación asignada del 58% puesto que ante una falla inesperada se requiere contar con personal que pueda atender la falla en menos de 48 horas.

Personal Mantenimiento	Costos Mensuales *										
	Mano de Obra	Viáticos	Transporte	Herramientas	Seguridad y Salud en el trabajo	Prestaciones	Otros	Total	Dedicación	Costo Anual	Costo anual por usuario
Técnico Electricista	\$ 1.500.000	\$ 1.320.000	\$ 550.000	\$ 10.611	\$ 13.250	\$ 987.500	\$ 12.000	\$ 4.393.361	58%	\$ 30.792.407	\$ 54.212
Costo Total Anual de Mantenimiento Correctivo SSFVI											
\$ 131.830.519											
Costo Total Anual de Mantenimiento Correctivo SSFVI/ usuario											
\$ 232.096											

Tabla 11. Personal considerado para mantenimiento correctivo

Los costos presentados en la Tabla 10 y 11 asociados a gastos de mantenimiento correctivo se consolidaron en la Tabla 12, junto con unos gastos asociados de viáticos en los cuales se asumen \$60.000 pesos por el número de días estimados de falla de equipos en el año más imprevistos, de la misma forma para el transporte teniendo en cuenta la tarifa de transporte de \$25.000.

Tipo de Mantemiento	Costo Anual / Usuario
Mantenimiento Preventivo SSFVI	\$ 116.638
Mantenimiento Correctivo SSFVI	\$ 232.096
Costo Total Anual Mantenimiento	\$ 348.734

Tabla 12. Consolidado de gastos para mantenimiento correctivo

De la Tabla 12 se obtiene un valor anual de \$232.096 pesos por usuario por concepto de mantenimiento correctivo.

Finalmente, se consolida en la Tabla 13 los gastos anuales por usuario para cada concepto asociado a la administración, operación y mantenimiento de la alternativa planteada.

RESUMEN DE COSTOS			
DESCRIPCIÓN	COSTO ANUAL	COSTO ANUALES / USUARIO	COSTO MENSUAL/ USUARIO
GASTOS ADMINISTRATIVOS	\$ 409.871.051,35	\$ 721.603,96	\$ 60.133,66
GASTOS MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 66.250.330,38	\$ 116.637,91	\$ 9.719,83
GASTOS MANTENIMIENTO CORRECTIVO	\$ 131.830.534,62	\$ 232.096,01	\$ 19.341,33
TOTAL	\$ 607.951.916,35	\$ 1.070.337,88	\$ 89.194,82

Tabla 13. Consolidado de Gastos de AO&M totales

## **6. ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS (APU)**

---

En la **TABLA 14** se relacionan los costos asociados para la solución de Potencia Instalada: 900 Wp, y con radiación solar efectiva disponible del sitio de: 1664,7 kWh/m<sup>2</sup> año, para un costo total de proyecto de **\$ 18.331.649,02** por cada solución individual, teniendo en cuenta que el diseño presentado se propone para 1,40 días de autonomía, se considera esta propuesta de solución como la definitiva a implementar.

### **Actividad de Capacitación**

La actividad de capacitación ha sido reconocida por el Departamento Nacional de Planeación (DNP) dentro de los costos asociados a estas soluciones, y comprende una capacitación adicional a la realizada por el constructor al usuario final, la cual será responsabilidad del ejecutor y consiste en una visita por personal de la supervisión donde se realice un refuerzo a la capacitación con el encargado de la Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) del proyecto, se explicará al usuario el cuidado que se debe tener con el sistema, el reporte de las posibles fallas y la ruta de atención, además se expondrá el régimen tarifario propuesto, los puntos de recarga y la metodología propuesta para la atención de Peticiones, Quejas y Reclamos (PQR), la capacitación a la empresa prestadora del servicio de energía y encargada del AOM sobre el plan de mantenimiento y sistema de medición de energía prepago. En lo posible se entregará un contrato de condiciones uniformes, si este ya existe en la empresa que realice el AOM.

Los costos de esta actividad son relacionados con transporte, personal y material de trabajo.

### **Actividad de Replanteo**

La actividad de replanteo consiste en la visita al sitio para verificar los nombres de los beneficiarios y coordenadas de cada una de las viviendas donde se va a instalar el sistema. Esta actividad se hace previo al proceso de construcción.

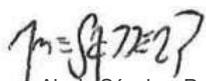
### **Actividad de Apoyo a la supervisión**

En esta actividad se consideran los costos de un profesional que deberá ser contratada para supervisar el proyecto y garantiza de desarrollo normal del proyecto para llevarlo a feliz término.

## 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

---

- El proyecto de generación incluye dos (2) modelos de distribución de puntos de iluminación con lo cual se garantiza una distribución eficiente de dichos puntos durante la ejecución para los cuatro espacios identificados en los hogares, como lo son la Cocina, comedor, la sala y habitación.
- Según las características propias de la batería escogida para la demanda prevista de 1,625 kWh/día, la cual tendría una duración aproximada de 3650 ciclos ajustando una profundidad de descarga del 80%; asumiendo una (1) descarga por día se tendría una duración aproximada de 10 años, de acuerdo con esto se recomienda ajustar el DOD al 80%, esto con el fin de garantizar su vida útil a mínimo 10 años.
- Con el fin de proteger las baterías se encuentra necesario y bastante importante concientizar al usuario dándole a conocer las limitaciones del sistema y recomendaciones de uso.
- La estructuración del esquema de sostenibilidad se fundamentó en planificar los costos de operación, mantenimiento y demás aspectos implícitos en el propósito de mantener el funcionamiento continuo hasta por 10 años. Se definió el costo de operación; se simuló y se obtuvo el valor de energía efectiva generada por año, finalmente se definió la tarifa neta que deberá pagar el usuario y a su vez garantizar la solvencia, la reposición oportuna y el cubrimiento de los gastos directos e indirectos.



James Alexis Sánchez Perlaza  
Ingeniero Electricista  
CC. 79.794.540  
M.P. : VL205-84689