ACTA DE LIQUIDACION AL CONTRATO DE CONSULTORIA No. 2024-135 DEL 01 DE NOVIEMBRE DE 2024

CONTRATO DE CONSULTORIA	No. 2024 – 135 DEL 01 DE NOVIEMBRE DE 2024
OBJETO	CONSULTORÍA PARA LA ELABORACION DE LOS ESTUDIOS Y DISEÑOS PARA LA PUESTA EN MARCHA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO QUE GENERE ENERGIA ELECTRICA COMO ALTERNATIVA EN ALGUNAS EDIFICACIONES DEL MUNICIPIO Y EN EL ALUMBRADO PUBLICO QUE CONECTA LAS VEREDAS SANTA BARBARA Y SAN MARTIN DEL MUNICIPIO DE BORBUR
CONTRATANTE	MUNICIPIO DE SAN PABLO DE BORBUR NIT 891.801.369-2 REP. CARLOS ALBERTO CASTELLANOS GOMEZ C.C No. 7.320.361 expedida en Chiquinquirá
CONTRATISTA	SOLUCIONES E INFRAESTRUCTURA CONCIENCIA AMBIENTAL Y DDESARROLLO AGROPECUARIO CON IMNOVACION S.A.S – SICAINN S.A.S NIT 901.959.261-0 REP/L JULIAN DAVID ORTIZ PEÑA C.C. 1.002.521.768 EXPEDIDA EN BOGOTA D.C
SUPERVISOR	JUAN CAMILO VILLAMIL RODRIGUEZ SECRETARIO DE PLANEACION Y OBRAS PUBLICA
FECHA DEL CONTRATO	01 DE NOVIEMBRE DE 2024
VALOR INICIAL	DIECINUEVE MILLONES QUINIENTOS MIL PESOS M/CTE ($19.500.000)
FECHA DE INICIO	12 DE NOVIEMBRE DE 2024
PLAZO DE EJECUCION	UN (01) MES
ACTA DE SUSPENSIÓN N°001	ONCE (11) DE DICIEMBRE DE 2024
ACTA DE REINICIO No 001	DOCE (12) DE NOVIEMBRE DE 2025
FECHA PREVISTA DE TERMINACION	TRECE (13) DE NOVIEMBRE DE 2025
PRORROGA No 01	UN (1) MES
NUEVA FECHA DE TERMINACION	TRECE (13) DE DICIEMBRE DE 2025
ACTA DE SUSPENSIÓN N°002	DOCE (12) DE DICEIMBRE DE 2025
FORMA DE PAGO	UN UNICO PAGO

FECHA NUEVA DE TERMINACION	18 DE DICIEMBRE DE 2025
FECHA PRESENTE ACTA	05 DE ENERO DE 2026

SITUACIÓN DEL CONTRATO A LIQUIDAR

ITEM	PAGOS	SALDO
VALOR INICIAL DEL CONTRATO		$19.500.000,00
VALOR PAGADO ACTAS ANTERIORES	$0.0	
VALOR A PAGAR PRESENTE ACTA	$19.500.000,00	
SALDO POR EJECUTAR	$0.0	
TOTAL	**$19.500.000,00**	**$19.500.000,00**

CONSIDERACIONES GENERALES:

En el municipio de San Pablo de Borbur a los cinco (05) días del mes de enero del año dos mil Veintiséis (2026), se reunieron en la Oficina de la Secretaria de Planeación, y Obras Públicas del Municipio de San Pablo de Borbur, **JUAN CAMILO VILLAMIL RODRIGUEZ,** en su calidad de Secretaria de Planeación y Obras Públicas como supervisor del contrato de la referencia, y el señor y **SOLUCIONES E INFRAESTRUCTURA, CONCIENCIA AMBIENTAL Y DESARROLLO AGROPECUARIO CPN IMNOVACION S.A.S** identificada con **NIT 901.959.561-0, REP/L JULIAN DAVID ORTIZ PEÑA** identificado con cedula de ciudadanía No 1.002.521.768 de Bogotá, contratista del contrato de consultoría de No. 2024-135, que tiene por objeto **"CONSULTORÍA PARA LA ELABORACION DE LOS ESTUDIOS Y DISEÑOS PARA LA PUESTA EN MARCHA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO QUE GENERE ENERGIA ELECTRICA COMO ALTERNATIVA EN ALGUNAS EDIFICACIONES DEL MUNICIPIO Y EN EL ALUMBRADO PUBLICO QUE CONECTA LAS VEREDAS SANTA BARBARA Y SAN MARTIN DEL MUNICIPIO DE BORBUR"** de las actividades objeto del contrato de compraventa No. 015-2025 de la referencia, cumpliendo con las siguientes:

1. Que en el Municipio de San Pablo de Borbur, suscribió el día primero (01) de noviembre de 2025, el **CONTRATO DE CONSULTORIA No. 2024-135 DEL 01 DE NOVIEMBRE DE 2024,** con **SOLUCIONES E INFRAESTRUCTURA, CONCIENCIA AMBIENTAL Y DESARROLLO AGROPECUARIO CPN IMNOVACION S.A.S** identificada con **NIT 901.959.561-0, REP/L JULIAN DAVID ORTIZ PEÑA** identificado con cedula de ciudadanía No 1.002.521.768 de Bogotá, cuyo objeto es: **"CONSULTORÍA PARA LA ELABORACION DE LOS ESTUDIOS Y DISEÑOS PARA LA PUESTA EN MARCHA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO QUE GENERE ENERGIA ELECTRICA COMO ALTERNATIVA EN ALGUNAS EDIFICACIONES DEL MUNICIPIO Y EN EL ALUMBRADO PUBLICO QUE**

CONECTA LAS VEREDAS SANTA BARBARA Y SAN MARTIN DEL MUNICIPIO DE BORBUR".

2. Que el valor inicial del **CONTRATO DE CONSULTORIA No. 2024-135 DEL 01 DE NOVIEMBRE DE 2024,** fue por un valor de DIECINUEVE MILLONES QUINIENTOS MIL PESOS M/CTE ($19.500.000).

3. Que el plazo de ejecución del **CONTRATO DE CONSULTORIA No. 2024-135 DEL 01 DE NOVIEMBRE DE 2024,** se pactó por un plazo de UN (01) MES.

4. Que las partes suscribieron acta de inicio del **CONTRATO DE CONSULTORIA No. 2024-135 DEL 01 DE NOVIEMBRE DE 2024,** el día doce (12) de noviembre de 2024 y fecha prevista de terminación final el once (11) de diciembre de 2024.

5. Que el día once (11) de diciembre de 2024, se suscribió, ACTA DE SUSPENSION No 001 **CONTRATO DE CONSULTORIA No. 2024-135 DEL 01 DE NOVIEMBRE DE 2024.**

6. Que el día doce (12) de noviembre de 2025, se suscribió ACTA DE REINICIO No 001 al **CONTRATO DE CONSULTORIA No. 2024-135 DEL 01 DE NOVIEMBRE DE 2024.**

7. Que el día trece (13) de noviembre de 2025, se suscribió OTROSI MODIFICATORIO No 01, PRORROGA No 01 al **CONTRATO DE CONSULTORIA No. 2024-135 DEL 01 DE NOVIEMBRE DE 2024.**

8. Que le día doce (12) de diciembre de 2025, se suscribió ACTA DE SUSPENSION No 002 al **c**

9. Que el día diecisiete (17) de diciembre de 2025, se suscribió ACTA DE REINICIO No 002 al **CONTRATO DE CONSULTORIA No. 2024-135 DEL 01 DE NOVIEMBRE DE 2024.**

10. Que de conformidad con el artículo 60 de la ley 80 de 1993 "ESTATUTO GENERAL DE LA CONTRATACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN PÚBLICA" de su concurrencia y contenido**.** Los contratos de tracto sucesivo, aquellos cuya ejecución o cumplimiento se prolongue en el tiempo y los demás que lo requieran, serán objeto de liquidación. En el acta de liquidación constarán los acuerdos, conciliaciones y las transacciones a que llegaren las partes para poner fin a las divergencias presentadas y poder declararse a paz y salvo".

11. Que en el artículo 11 de la ley 1150 de 2007 establece: "el plazo para la liquidación de los contratos. La liquidación de los contratos se hará de mutuo acuerdo dentro del término fijado en los pliegos de condiciones o sus equivalentes, dentro del que

acuerden las partes para el efecto. De no existir tal termino, la liquidación se realizará dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expiración del término previsto para la ejecución del contrato o a la expedición del acto administrativo que ordene la terminación, o a la fecha del acuerdo que la disponga. En aquellos casos en que el Contratista no se presente a la liquidación previa notificación o convocatoria que le haga la entidad o las partes no lleguen a un acuerdo sobre su contenido, la entidad tendrá la facultad de liquidar en forma unilateral dentro de los dos (2) meses siguientes, de conformidad con los dispuesto en el artículo 136 del C.C.A. si vencido el plazo anteriormente establecido no se ha realizado la liquidación, la misma podrá ser realizada en cualquier tiempo dentro de los dos años siguientes al vencimiento del término a que se refieren los incisos anteriores de mutuo acuerdo o unilateralmente, sin perjuicio de los previsto en el artículo 136 del C.C.A.

12. Que de acuerdo a lo estipulado por las partes y en atención a la Jurisprudencia del C.E. tercera, Sent, Sep. 13/99 Exp. 10.264. M.P. Ricardo Hoyos Duque "**alcance de la liquidación del contrato**". "no en vano la sala ha considerado que la liquidación del contrato es un auténtico corre de cuentas entre los contratantes, en el cual se define quien debe y cuanto (2), y que cuanto se suscribe sin reparos cierra para las partes la posibilidad de ejercer todas las acciones que se originan del contrato. De otro lado, la liquidación del contrato marca el punto de partida para determinar el plazo de la caducidad de las acciones que se deriven del mismo". (2) en este sentido pueden verse las sentencias de abril 4 de 1992, Exp. 6661; diciembre 2 de 1993, Exp. 8310; Julio 29 de 1996, Exp. 9477. Por lo que EL CONTRATISTA renuncia a cualquier reclamación de derechos o estipulaciones contractuales.

13. Que la supervisión del contrato objeto de la liquidación estuvo a cargo de la secretaria de planeación y Obras Publicas del Municipio de San Pablo de Borbur Boyacá.

14. **PLAZO DEL CONTRATO**: El plazo del contrato se estableció en un término de UN (01) MES.

CLAUSULAS

PRIMERA: Las partes manifiestan que aceptan la liquidación del **CONTRATO DE CONSULTORIA No. 2024-135 DEL 01 DE NOVIEMBRE DE 2024,** a partir de la fecha de suscripción de la presenta acta, y se liberan mutuamente de cualquier otra obligación que pueda derivarse del contrato en mención declarándose a paz y salvo por todo concepto.

SEGUNDA: El contratista asume la responsabilidad por reclamos, demandas y acciones legales que se encuentren en trámite o que se adelanten en contra del

Municipio de San Pablo de Borbur Boyacá, por motivos que le sean imputables al contratista, según lo establecido en el **CONTRATO DE CONSULTORIA No. 2024-135 DEL 01 DE NOVIEMBRE DE 2024.**

TERCERA: De acuerdo con los elementos adquiridos el valor ejecutado del **CONTRATO DE CONSULTORIA No. 2024-135 DEL 01 DE NOVIEMBRE DE 2024,** asciende a la suma de **DIECINUEVE MILLONES QUINIENTOS MIL PESOS M/CTE ($19.500.000).**

CUARTA: Ordenar a la secretaria de Hacienda el pago por un valor de **DIECINUEVE MILLONES QUINIENTOS MIL PESOS M/CTE ($19.500.000).**

QUINTA: Se deja constancia que el municipio de San Pablo de Borbur Boyacá no le adeuda ningún dinero al contratista por ningún concepto.

El contratista declara a paz y salvo al Municipio de San Pablo de Borbur Boyacá por todo concepto.

SEXTA: Queda entendido que el contrato de prestación de servicios No. **CONTRATO DE CONSULTORIA No. 2024-135 DEL 01 DE NOVIEMBRE DE 2024,** que se liquida con la presente acta, no genera ningún tipo de relación laboral entre el Municipio de San Pablo de Borbur Boyacá y el contratista.

Para constancia se firma en San Pablo de Borbur Boyacá a los cinco (05) días del mes de enero de 2026.

Ing: CARLOS ALBERTO CASTELLANOS GOMEZ
Alcalde municipal San Pablo de Borbor

ARQ. JUAN CAMILO VILLAMIL RODRIGUEZ
SECRETARIO DE PLANEACIÓN
SUPERVISOR

SOLUCIONES E INFRAESTRUCTURA, CONCIENCIA AMBIENTAL Y DESARROLLO AGROPECUARIO CPN IMNOVACION S.A.S
NIT 901.959.561-0
Contratista

INFORME DE CUMPLIMIENTO

EL SUSCRIT SECRETARIO DE PLANEACION Y OBRAS PUBLICAS DEL MUNICIPIO DE SAN PABLO DE BORBUR – BOYACA

CERTIFICA:

Que, **SOLUCIONES E INFRAESTRUCTURA, CONCIENCIA AMBIENTAL Y DESARROLLO AGROPECUARIO CPN IMNOVACION S.A.S** identificada con **NIT 901.959.561-0, REP/L JULIAN DAVID ORTIZ PEÑA** identificado con cedula de ciudadanía No 1.002.521.768 de Bogotá, ha venido cumpliendo con el objeto del **CONTRATO DE CONSULTORIA No. 2024-135 DEL 01 DE NOVIEMBRE DE 2024**, cuyo es: **"CONSULTORÍA PARA LA ELABORACION DE LOS ESTUDIOS Y DISEÑOS PARA LA PUESTA EN MARCHA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO QUE GENERE ENERGIA ELECTRICA COMO ALTERNATIVA EN ALGUNAS EDIFICACIONES DEL MUNICIPIO Y EN EL ALUMBRADO PUBLICO QUE CONECTA LAS VEREDAS SANTA BARBARA Y SAN MARTIN DEL MUNICIPIO DE BORBUR"** documentos originales que reposaran en la carpeta del expediente contractual, así:

- Informe final
- Factura electrónica de venta No **SCNN 7**
- Certificación de pagos de seguridad social y aportes parafiscales Artículo 23 de la ley 1150 de 2007.

La presente se expide en San Pablo de Borbur el día cinco (05) del mes de enero de 2026.

ARQ. JUAN CAMILO VILLAMIL RODRIGUEZ
Secretario de Planeación y Obras Publicas
Supervisor

SICAINN

SOLUCIONES EN INFRAESTRUCTURA CONCIENCIA AMBIENTA
NIT 901.959.261-0
CARREA 6 4 A 10
Tel: 3124898762 - Ext. undefined
Chiquinquirá - Colombia
sicainn@gmail.com

Factura electrónica de venta
No. SCNN 7

Señores	MUNICIPIO DE SAN PABLO DE BORBUR		
NIT	891.801.369-2	**Teléfono**	(000) 0000000
Dirección	CR 3 2- 06	**Ciudad**	San Pablo De Borbur - Colombia

Fecha y hora Factura	
Generación	29/12/2025, 10:06
Expedición	29/12/2025, 10:06
Vencimiento	29/12/2025

Ítem	Descripción	Cantidad	Vr. Total
1	CONSULTORÍA PARA LA ELABORACION DE LOS ESTUDIOS Y DISEÑOS PARA LA PUESTA EN MARCHA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO QUE GENERE ENERGIA ELECTRICA COMO ALTERNATIVA EN ALGUNAS EDIFICACIONES DEL MUNICIPIO Y EN EL ALUMBRADO PUBLICO QUE CONECTA LAS VEREDAS SANTA BARBARA Y SAN MARTIN DEL MUNICIPIO DE BORBUR	1.00	19,500,000.00

Total items: 1

Total Bruto	16,386,554.62
IVA 19%	3,113,445.38
Total a Pagar	19,500,000.00

Valor en Letras:
Diecinueve millones quinientos mil pesos m/cte

Forma de pago:
Contado

Medio de pago:
Efectivo - Efectivo $ 19,500,000.00

Observaciones:

A esta factura de venta aplican las normas relativas a la letra de cambio (artículo 5 Ley 1231 de 2008). Con esta el Comprador declara haber recibido real y materialmente las mercancías o prestación de servicios descritos en este título - Valor. **Número Autorización Electrónica 18764103099100 aprobado en 20251214 prefijo SCNN desde el número 1 al 100 Vigencia: 24 Meses Meses**

Responsable de IVA - Actividad Económica 4390 Otras actividades especializadas para la construcción de edificios y obras de ingeniería civil Tarifa

CUFE: 6e4b292da62005a5c2e3fbbecf5e0a03f3e8ce6a07e3556e70ab620921a5d7ec54cd0eb36aba6e434344bebb275ee4b7

Fabricante Software y Proveedor tecnológico: Siigo SAS - Nit 830.048.145-8. Nombre Software: Siigo Nube. Firma electrónica: ver en el XML

DIAN

Formulario del Registro Único Tributario

001

2. Concepto 1 3 Actualización de oficio

4. Número de formulario 141225485140

(415)7707212489984(8020) 000014122548514 0

5. Número de Identificación Tributaria (NIT)	6. DV	12. Dirección seccional	14. Buzón electrónico
9 0 1 9 5 9 2 6 1	0	Impuestos y Aduanas de Tunja 2 0	

IDENTIFICACIÓN

24. Tipo de contribuyente	25. Tipo de documento	26. Número de Identificación	
Persona jurídica 1			

Lugar de expedición	28. País	29. Departamento	30. Ciudad/Municipio

31. Primer apellido	32. Segundo apellido	33. Primer nombre	34. Otros nombres

35. Razón social
SOLUCIONES EN INFRAESTRUCTURA, CONCIENCIA AMBIENTAL Y DESARROLLO AGROPECUARIO CON INNOVACION S.A.S

36. Nombre comercial	37. Sigla
	SICAINN S.A.S.

UBICACIÓN

38. País	39. Departamento	40. Ciudad/Municipio
COLOMBIA 1 6 9	Boyacá 1 5	Chiquinquirá 1 7 6

41. Dirección principal
CR 6 4 A 10

42. Correo electrónico sicainn@gmail.com

43. Código postal	44. Teléfono 1	45. Teléfono 2
	3 1 2 4 8 9 8 7 6 2	

CLASIFICACIÓN

Actividad económica				Ocupación	
Actividad principal		Actividad secundaria		Otras actividades			
46. Código	47. Fecha inicio actividad	48. Código	49. Fecha inicio actividad	50. Código	1	2	51. Código	52. Número establecimientos
4 3 9 0	2 0 2 5 0 6 1 3	7 1 1 2	2 0 2 5 0 6 1 3		4 6 6 9	3 6 0 0		

Responsabilidades, Calidades y Atributos

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
53. Código	5	7	1	4	4	2	4	8	5	2	5	5														

05- Impto. renta y compl. régimen ordinar
07- Retención en la fuente a título de rent
14- Informante de exogena
42- Obligado a llevar contabilidad
48 - Impuesto sobre las ventas - IVA
52 - Facturador electrónico
55 - Informante de Beneficiarios Finales

Usuarios aduaneros																						Exportadores				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		55. Forma	56. Tipo	Servicio	1	2	3
54. Código																								57. Modo			
																								58. CPC			

IMPORTANTE: Sin perjuicio de las actualizaciones a que haya lugar, la inscripción en el Registro Único Tributario -RUT-, tendrá vigencia indefinida y en consecuencia no se exigirá su renovación

Para uso exclusivo de la DIAN

59. Anexos SI [ ] NO [X] 60. No. de Folios: 0

La información suministrada a través del formulario oficial de inscripción, actualización, suspensión y cancelación del Registro Único Tributario (RUT), deberá ser exacta y veraz; en caso de constatar inexactitud en alguno de los datos suministrados se adelantarán los procedimientos administrativos sancionatorios o de suspensión, según el caso, Parágrafo del artículo 1.6.1.2.6 del Decreto 1625 del 2016. De igual manera al formalizar el trámite el usuario fue informado y acepta la política de tratamiento de datos ley 1581 de 2012.

Firma del solicitante:

Sin perjuicio de las verificaciones que la DIAN realice.

Firma autorizada:

984. Nombre ACTUACIÓN DE OFICIO AUTOMÁTICA

985. Cargo

CERTIFICADO DOCUMENTO SIN COSTO

DIAN

Formulario del Registro Único Tributario

001

Espacio reservado para la DIAN

4. Número de formulario: 141225485140

(415)7707212489984(8020) 000014122548514 0

5. Número de Identificación Tributaria (NIT)	6. DV	12. Dirección seccional		14. Buzón electrónico
9 0 1 9 5 9 2 6 1	0	Impuestos y Aduanas de Tunja	2 0	

Características y formas de las organizaciones

62. Naturaleza	2	63. Formas asociativas	1 2	64. Entidades o institutos de derecho público de orden nacional, departamental, municipal y descentralizados	
65. Fondos		66. Cooperativas		67. Sociedades y organismos extranjeros	
68. Sin personería jurídica		69. Otras organizaciones no clasificadas		70. Beneficio	1

Constitución, Registro y Última Reforma

Documento	1. Constitución	2. Reforma
71. Clase	0 4	
72. Número	1	
73. Fecha	2 0 2 5 0 5 2 9	
74. Número de notaría		
75. Entidad de registro	0 3	
76. Fecha de registro	2 0 2 5 0 6 1 9	
77. No. Matrícula mercantil	2 3 3 6 6 6	
78. Departamento	1 5	
79. Ciudad/Municipio	3 8	

Vigencia

80. Desde	2 0 2 5 0 5 2 9	
81. Hasta	2 0 9 9 1 2 3 1	

Composición del Capital

82. Nacional	1 0 0 %
83. Nacional público	0 . 0 %
84. Nacional privado	1 0 0 . 0 %
85. Extranjero	0 %
86. Extranjero público	0 . 0 %
87. Extranjero privado	0 . 0 %

Entidad de vigilancia y control

88. Entidad de vigilancia y control

Estado y Beneficio

Item	89. Estado actual	90. Fecha cambio de estado	91. Número de Identificación Tributaria (NIT)	92. DV
1	4 9	2 0 2 5 0 5 2 9		-
2	8 1	2 0 2 5 0 5 2 9		-
3				-
4				-
5				-

Vinculación económica

93. Vinculación económica	94. Nombre del grupo económico y/o empresarial	95. Número de Identificación Tributaria (NIT) de la Matriz o Controlante	96. DV.

97. Nombre o razón social de la matriz o controlante

170. Número de identificación tributaria otorgado en el exterior	171. País	172. Número de identificación tributaria sociedad o natural del exterior con EP	

173. Nombre o razón social de la sociedad o natural del exterior con EP

DOCUMENTO CERTIFICADO SIN COSTO

DIAN

Formulario del Registro Único Tributario
Representación

001

Página 3 de 3 **Hoja 3**

Espacio reservado para la DIAN

4. Número de formulario: 141225485140

(415)7707212489984(8020) 000014122548514 0

5. Número de Identificación Tributaria (NIT)	6. DV	12. Dirección seccional		14. Buzón electrónico
9 0 1 9 5 9 2 6 1	0	Impuestos y Aduanas de Tunja	2 0	

Representación

1

98. Representación	99. Fecha inicio ejercicio representación		
REPRS LEGAL PRIN 1 8	2 0 2 5 0 6 1 9		
100. Tipo de documento	101. Número de identificación	102. DV	103. Número de tarjeta profesional
Cédula de Ciudadaní 1 3	1 0 0 2 5 2 1 7 6 8		
104. Primer apellido	105. Segundo apellido	106. Primer nombre	107. Otros nombres
ORTIZ	PEÑA	JULIAN	DAVID
108. Número de Identificación Tributaria (NIT)	109. DV	110. Razón social representante legal	

2

98. Representación	99. Fecha inicio ejercicio representación		
100. Tipo de documento	101. Número de identificación	102. DV	103. Número de tarjeta profesional
104. Primer apellido	105. Segundo apellido	106. Primer nombre	107. Otros nombres
108. Número de Identificación Tributaria (NIT)	109. DV	110. Razón social representante legal	

3

98. Representación	99. Fecha inicio ejercicio representación		
100. Tipo de documento	101. Número de identificación	102. DV	103. Número de tarjeta profesional
104. Primer apellido	105. Segundo apellido	106. Primer nombre	107. Otros nombres
108. Número de Identificación Tributaria (NIT)	109. DV	110. Razón social representante legal	

4

98. Representación	99. Fecha inicio ejercicio representación		
100. Tipo de documento	101. Número de identificación	102. DV	103. Número de tarjeta profesional
104. Primer apellido	105. Segundo apellido	106. Primer nombre	107. Otros nombres
108. Número de Identificación Tributaria (NIT)	109. DV	110. Razón social representante legal	

5

98. Representación	99. Fecha inicio ejercicio representación		
100. Tipo de documento	101. Número de identificación	102. DV	103. Número de tarjeta profesional
104. Primer apellido	105. Segundo apellido	106. Primer nombre	107. Otros nombres
108. Número de Identificación Tributaria (NIT)	109. DV	110. Razón social representante legal	

CERTIFICADO DOCUMENTO SIN COSTO

DAVIVIENDA

Banco Davivienda S.A.

CERTIFICACION

BOGOTÁ D.C., BOGOTÁ D.C., 30/11/2025

A quién interese

Por medio de la presente hacemos constar que nuestro cliente **SOLUCIONES EN INFRAESTRUCTURA CONC** con **NIT 9019592610** posee en el Banco Davivienda:

CUENTA DE AHORROS DAMAS

Número 0550108900680548

Cordialmente,

BANCO DAVIVIENDA

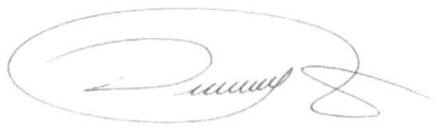
VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA

CERTIFICACIÓN

En mi calidad de contador público, me permito certificar que la empresa **SOLUCIONES EN INFRAESTRUCTURA, CONCIENCIA AMBIENTAL Y DESARROLLO AGROPECUARIO CON INNOVACION S.A.S,** identificada con **NIT 901.959.261-0**, en el momento se encuentra al dia con los aportes y demás obligaciones legales que le corresponden respecto del Sistema de Seguridad Social en cuanto a Salud, Pensiones, Riesgos Profesionales y los aportes parafiscales al Servicio Nacional de Aprendizaje, Instituto Colombiano de Bienestar Familiar y Cajas de Compensación Familiar, cabe resaltar que La empresa liquida correctamente la Planilla Integrada de Liquidación de Aportes – PILA, teniendo en cuenta que, conforme a la Ley 100 de 1993 y sus decretos reglamentarios, el aporte al Sistema General de Seguridad Social en Salud se realiza de forma anticipada, mientras que el aporte al Sistema General de Pensiones se efectúa mes vencido

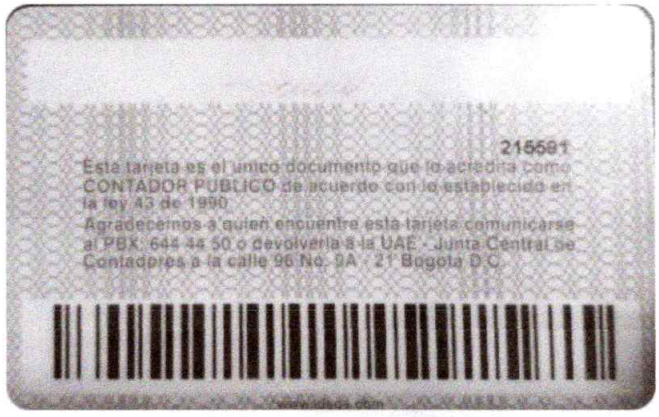
Dada en Chiquinquirá, el día 26 del mes de Diciembre de 2025.

Cordialmente.



DIANA PEÑA PARRA
Contador Público Titulado
TARJETA PROFESIONAL N° 212791-T
SOLUCIONES EN INFRAESTRUCTURA, CONCIENCIA AMBIENTAL Y DESARROLLO AGROPECUARIO CON INNOVACION S.A.S
SICAINN S.A.S.


República de Colombia
Ministerio de Comercio Industria y Turismo
JUNTA CENTRAL DE CONTADORES
TARJETA PROFESIONAL
DE CONTADOR PUBLICO
212791-T
DIANA
PEÑA PARRA
C.C. 1053323084
RESOLUCION INSCRIPCION 12
UNIVERSIDAD U. P. T. C
FECHA 29/01/2016
DIRECTOR GENERAL
OSCAR EDUARDO FUENTES PEÑA


215591
Esta tarjeta es el unico documento que lo acredita como
CONTADOR PUBLICO de acuerdo con lo establecido en
la ley 43 de 1990
Agradecemos a quien encuentre esta tarjeta comunicarse
al PBX: 644 44 50 o devolverla a la UAE - Junta Central de
Contadores a la calle 96 No. 9A - 21 Bogota D.C.

UNIDAD ADMINISTRATIVA ESPECIAL **JUNTA CENTRAL DE CONTADORES**

Certificado No:

Z184DB3696B3BF7DE

LA REPUBLICA DE COLOMBIA

MINISTERIO DE COMERCIO, INDUSTRIA Y TURISMO

UNIDAD ADMINISTRATIVA ESPECIAL

JUNTA CENTRAL DE CONTADORES

CERTIFICA A:
QUIEN INTERESE

Que el contador público **DIANA PEÑA PARRA** identificado con CÉDULA DE CIUDADANÍA No 1053323084 de CHIQUINQUIRA (BOYACÁ) Y Tarjeta Profesional No 212791-T SI tiene vigente su inscripción en la Junta Central de Contadores y desde la fecha de Inscripción.

NO REGISTRA ANTECEDENTES DISCIPLINARIOS **********
****
****

Dado en BOGOTA a los 29 días del mes de Noviembre de 2025 con vigencia de (3) Meses, contados apartir de la fecha de su expedición.

SANDRA MILENA BARRIOS PULIDO
DIRECTOR GENERAL

ESTE CERTIFICADO DIGITAL TIENE PLENA VALIDEZ DE CONFORMIDAD CON LO ESTABLECIDO EN EL ARTICULO 2 DE LA LEY 527 DE 1999, DECRETO UNICO REGLAMENTARIO 1074 DE 2015 Y ARTICULO 6 PARAGRAFO 3 DE LA LEY 962 DEL 2005

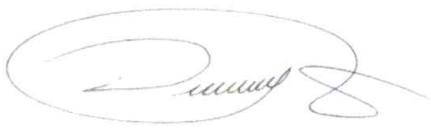
Para confirmar los datos y veracidad de este certificado, lo puede consultar en la página web www.jcc.gov.co digitando el número del certificado

CERTIFICACIÓN

En mi calidad de contador público, me permito certificar que la empresa **SOLUCIONES EN INFRAESTRUCTURA, CONCIENCIA AMBIENTAL Y DESARROLLO AGROPECUARIO CON INNOVACION S.A.S,** identificada con **NIT 901.959.261-0**, en el momento se encuentra al dia con los aportes y demás obligaciones legales que le corresponden respecto del Sistema de Seguridad Social en cuanto a Salud, Pensiones, Riesgos Profesionales y los aportes parafiscales al Servicio Nacional de Aprendizaje, Instituto Colombiano de Bienestar Familiar y Cajas de Compensación Familiar, cabe resaltar que La empresa liquida correctamente la Planilla Integrada de Liquidación de Aportes – PILA, teniendo en cuenta que, conforme a la Ley 100 de 1993 y sus decretos reglamentarios, el aporte al Sistema General de Seguridad Social en Salud se realiza de forma anticipada, mientras que el aporte al Sistema General de Pensiones se efectúa mes vencido

Dada en Chiquinquirá, el día 26 del mes de Diciembre de 2025.

Cordialmente.



DIANA PEÑA PARRA
Contador Público Titulado
TARJETA PROFESIONAL N° 212791-T
SOLUCIONES EN INFRAESTRUCTURA, CONCIENCIA AMBIENTAL Y DESARROLLO AGROPECUARIO CON INNOVACION S.A.S
SICAINN S.A.S.


República de Colombia
Ministerio de Comercio Industria y Turismo
JUNTA CENTRAL DE CONTADORES
TARJETA PROFESIONAL
DE CONTADOR PUBLICO
212791-T
DIANA
PEÑA PARRA
C.C. 1053323084
RESOLUCION INSCRIPCION 12
UNIVERSIDAD U. P. T. C
FECHA 29/01/2016
DIRECTOR GENERAL
OSCAR EDUARDO FUENTES PEÑA
223182


216591
Esta tarjeta es el unico documento que lo acredita como
CONTADOR PUBLICO de acuerdo con lo establecido en
la ley 43 de 1990.
Agradecemos a quien encuentre esta tarjeta comunicarse
al PBX: 644 44 50 o devolverla a la UAE - Junta Central de
Contadores a la calle 96 No. 9A - 21 Bogota D.C

UNIDAD ADMINISTRATIVA ESPECIAL **JUNTA CENTRAL DE CONTADORES**

Certificado No:

Z184DB3696B3BF70E

LA REPUBLICA DE COLOMBIA

MINISTERIO DE COMERCIO, INDUSTRIA Y TURISMO

UNIDAD ADMINISTRATIVA ESPECIAL

JUNTA CENTRAL DE CONTADORES

CERTIFICA A:
QUIEN INTERESE

Que el contador público **DIANA PEÑA PARRA** identificado con CÉDULA DE CIUDADANÍA No 1053323084 de CHIQUINQUIRA (BOYACÁ) Y Tarjeta Profesional No 212791-T SI tiene vigente su inscripción en la Junta Central de Contadores y desde la fecha de Inscripción.

NO REGISTRA ANTECEDENTES DISCIPLINARIOS **********
****
****

Dado en BOGOTA a los 29 días del mes de Noviembre de 2025 con vigencia de (3) Meses, contados apartir de la fecha de su expedición.

SANDRA MILENA BARRIOS PULIDO
DIRECTOR GENERAL

ESTE CERTIFICADO DIGITAL TIENE PLENA VALIDEZ DE CONFORMIDAD CON LO ESTABLECIDO EN EL ARTICULO 2 DE LA LEY 527 DE 1999, DECRETO UNICO REGLAMENTARIO 1074 DE 2015 Y ARTICULO 6 PARAGRAFO 3 DE LA LEY 962 DEL 2005

Para confirmar los datos y veracidad de este certificado, lo puede consultar en la página web www.jcc.gov.co digitando el número del certificado

aportes en línea

Resumen General de Pago

DATOS GENERALES DEL APORTANTE

Identificación	dv	Razon Social	Clase Aportante	Sucursal Principal	Direccion	Ciudad-Departamento	Teléfono	Exonerado SENA e ICBF
NIT 901959261	0	SOLUCIONES EN INFRAESTRUCTURA, CONCIENCIA AMBIENTAL Y DESARROLLO AGROPECUARIO CON INNOVACION S.A.S	B - MENOS DE 200 COTIZANTES	SICAINN	Carrera 6#4a-10	CHIQUINQUIRA-BOYACA	3124898762	No

DATOS GENERALES DE LA LIQUIDACION

Periodo		Clave		Tipo	Fecha		Pago		
Pensión	Salud	Pago	Planilla	Planilla	Limite	Pago	Banco	Dias Mora	Valor
2025-11	2025-12	2046915284	9497148942	E	2025/12/15	2025/12/30	BANCO DAVIVIENDA	15	$1,531,400

LIQUIDACION DETALLADA DE APORTES

EMPLEADO					PENSION		SALUD				CCF				RIESGOS				PARAFISCALES		
No.	Identificación	Nombres	Codigo	Días	IBC	Aporte	Codigo	Días	IBC	Aporte	Codigo	Días	IBC	Aporte	Codigo	Días	IBC	Aporte	Días	IBC	Aporte
Sucursal: SICAINN (5 Afiliados)					$4,507,750	$721,500			$3,606,200	$450,800			$3,606,200	$144,400			$3,606,200	$19,200		$3,606,200	$180,800
Centro de Trabajo: SICAINN PRINCIPAL (5 Afiliados)					**$4,507,750**	**$721,500**			**$3,606,200**	**$450,800**			**$3,606,200**	**$144,400**			**$3,606,200**	**$19,200**		**$3,606,200**	**$180,800**
Ciudad: CHIQUINQUIRA Depto: BOYACA (5 Afiliados)					**$4,507,750**	**$721,500**			**$3,606,200**	**$450,800**			**$3,606,200**	**$144,400**			**$3,606,200**	**$19,200**		**$3,606,200**	**$180,800**
1	CC	14974736	FAJARDO BERNABE	25-14	19	$901,550	$144,300	EPS010	19	$901,550	$112,700	CCF10	19	$901,550	$36,100	14-25	19	$901,550	$4,800	19	$901,550	$45,200
2	CC	1014282618	GOYENECHE JORGE	230301	19	$901,550	$144,300	EPS017	19	$901,550	$112,700	CCF10	19	$901,550	$36,100	14-25	19	$901,550	$4,800	19	$901,550	$45,200
3	CC	93407572	GUZMAN JOSE	230301	19	$901,550	$144,300	EPS010	19	$901,550	$112,700	CCF10	19	$901,550	$36,100	14-25	19	$901,550	$4,800	19	$901,550	$45,200
4	CC	11305493	ROBLES MANUEL	25-14	19	$901,550	$144,300		0	$0	$0		0	$0	$0		0	$0	$0	0	$0	$0
5	CC	1121853181	SANCHEZ EDGAR	230301	19	$901,550	$144,300	EPS037	19	$901,550	$112,700	CCF10	19	$901,550	$36,100	14-25	19	$901,550	$4,800	19	$901,550	$45,200
Total		**Afiliados(5)**			**$4,507,750**	**$721,500**			**$3,606,200**	**$450,800**			**$3,606,200**	**$144,400**			**$3,606,200**	**$19,200**		**$3,606,200**	**$180,800**

aportes en línea

Resumen General de Pago

DATOS GENERALES DEL APORTANTE

Identificación	dv	Razon Social	Clase Aportante	Sucursal Principal	Direccion	Ciudad-Departamento	Teléfono	Exonerado SENA e ICBF
NIT 901959261	0	SOLUCIONES EN INFRAESTRUCTURA, CONCIENCIA AMBIENTAL Y DESARROLLO AGROPECUARIO CON INNOVACION S.A.S	B - MENOS DE 200 COTIZANTES	SICAINN	Carrera 6#4a-10	CHIQUINQUIRA-BOYACA	3124898762	No

DATOS GENERALES DE LA LIQUIDACION

Periodo		Clave		Tipo	Fecha		Pago		
Pensión	Salud	Pago	Planilla	Planilla	Limite	Pago	Banco	Dias Mora	Valor
2025-11	2025-12	2046915284	9497148942	E	2025/12/15	2025/12/30	BANCO DAVIVIENDA	15	$1,531,400

RESUMEN DE PAGO

RIESGO	CODIGO	NIT	DV	AFILIADOS	VALOR LIQUIDADO	INTERESES MORA	SALDOS E INCAPACIDADES	VALOR A PAGAR
AFP (ADMINISTRADORAS: 2)				5	$721,500	$6,900	$0	$728,400
COLPENSIONES	25-14	900,336,004	7	2	$288,600	$2,800	$0	$291,400
PORVENIR	230301	800,224,808	8	3	$432,900	$4,100	$0	$437,000
ARL (ADMINISTRADORAS: 1)				4	$19,200	$200	$0	$19,400
COLMENA	14-25	800,226,175	3	4	$19,200	$200	$0	$19,400
CCF (ADMINISTRADORAS: 1)				4	$144,400	$1,400	$0	$145,800
COMFABOY	CCF10	891,800,213	8	4	$144,400	$1,400	$0	$145,800
EPS (ADMINISTRADORAS: 3)				4	$450,800	$4,400	$0	$455,200
EPS SURA (ANTES SUSALUD)	EPS010	800,088,702	2	2	$225,400	$2,200	$0	$227,600
FAMISANAR	EPS017	830,003,564	7	1	$112,700	$1,100	$0	$113,800
NUEVA E.P.S.	EPS037	900,156,264	2	1	$112,700	$1,100	$0	$113,800
ICBF (ADMINISTRADORAS: 1)				4	$108,400	$1,100	$0	$109,500
INSTITUTO COLOMBIANO DE BIENESTAR FAMILIAR	PAICBF	899,999,239	2	4	$108,400	$1,100	$0	$109,500
SENA (ADMINISTRADORAS: 1)				4	$72,400	$700	$0	$73,100
SENA	PASENA	899,999,034	1	4	$72,400	$700	$0	$73,100
TOTAL				5	$1,516,700	$14,700	$0	$1,531,400

aportes en línea

Resumen General de Pago

DATOS GENERALES DEL APORTANTE

Identificación	dv	Razon Social	Clase Aportante	Sucursal Principal	Direccion	Ciudad-Departamento	Teléfono	Exonerado SENA e ICBF
NIT 901959261	0	SOLUCIONES EN INFRAESTRUCTURA, CONCIENCIA AMBIENTAL Y DESARROLLO AGROPECUARIO CON INNOVACION S.A.S	B - MENOS DE 200 COTIZANTES	SICAINN	Carrera 6#4a-10	CHIQUINQUIRA-BOYACA	3124898762	No

DATOS GENERALES DE LA LIQUIDACION

Periodo		Clave		Tipo	Fecha		Pago		
Pensión	Salud	Pago	Planilla	Planilla	Limite	Pago	Banco	Dias Mora	Valor
2025-12	2026-01	2046924535	9497148943	E	2026/01/16	2025/12/30	BANCO DAVIVIENDA	0	$878,800

LIQUIDACION DETALLADA DE APORTES

EMPLEADO					PENSION		SALUD				CCF				RIESGOS				PARAFISCALES			
No.	Identificación		Nombres	Codigo	Días	IBC	Aporte	Codigo	Días	IBC	Aporte	Codigo	Días	IBC	Aporte	Codigo	Días	IBC	Aporte	Días	IBC	Aporte
Sucursal: SICAINN (5 Afiliados)						$2,609,750	$418,000			$2,087,800	$261,200			$2,087,800	$83,600			$2,087,800	$11,200		$2,087,800	$104,800
Centro de Trabajo: SICAINN PRINCIPAL (5 Afiliados)						$2,609,750	$418,000			$2,087,800	$261,200			$2,087,800	$83,600			$2,087,800	$11,200		$2,087,800	$104,800
Ciudad: CHIQUINQUIRA Depto: BOYACA (5 Afiliados)						$2,609,750	$418,000			$2,087,800	$261,200			$2,087,800	$83,600			$2,087,800	$11,200		$2,087,800	$104,800
1	CC	14974736	FAJARDO BERNABE	25-14	11	$521,950	$83,600	EPS010	11	$521,950	$65,300	CCF10	11	$521,950	$20,900	14-25	11	$521,950	$2,800	11	$521,950	$26,200
2	CC	1014282618	GOYENECHE JORGE	230301	11	$521,950	$83,600	EPS017	11	$521,950	$65,300	CCF10	11	$521,950	$20,900	14-25	11	$521,950	$2,800	11	$521,950	$26,200
3	CC	93407572	GUZMAN JOSE	230301	11	$521,950	$83,600	EPS010	11	$521,950	$65,300	CCF10	11	$521,950	$20,900	14-25	11	$521,950	$2,800	11	$521,950	$26,200
4	CC	11305493	ROBLES MANUEL	25-14	11	$521,950	$83,600		0	$0	$0		0	$0	$0		0	$0	$0	0	$0	$0
5	CC	1121853181	SANCHEZ EDGAR	230301	11	$521,950	$83,600	EPS037	11	$521,950	$65,300	CCF10	11	$521,950	$20,900	14-25	11	$521,950	$2,800	11	$521,950	$26,200
Total			**Afiliados(5)**			$2,609,750	$418,000			$2,087,800	$261,200			$2,087,800	$83,600			$2,087,800	$11,200		$2,087,800	$104,800

aportes en línea

Resumen General de Pago

DATOS GENERALES DEL APORTANTE

Identificación	dv	Razon Social	Clase Aportante	Sucursal Principal	Direccion	Ciudad-Departamento	Teléfono	Exonerado SENA e ICBF
NIT 901959261	0	SOLUCIONES EN INFRAESTRUCTURA, CONCIENCIA AMBIENTAL Y DESARROLLO AGROPECUARIO CON INNOVACION S.A.S	B - MENOS DE 200 COTIZANTES	SICAINN	Carrera 6#4a-10	CHIQUINQUIRA-BOYACA	3124898762	No

DATOS GENERALES DE LA LIQUIDACION

Periodo		Clave		Tipo	Fecha		Pago		
Pensión	Salud	Pago	Planilla	Planilla	Limite	Pago	Banco	Dias Mora	Valor
2025-12	2026-01	2046924535	9497148943	E	2026/01/16	2025/12/30	BANCO DAVIVIENDA	0	$878,800

RESUMEN DE PAGO

RIESGO	CODIGO	NIT	DV	AFILIADOS	VALOR LIQUIDADO	INTERESES MORA	SALDOS E INCAPACIDADES	VALOR A PAGAR
AFP (ADMINISTRADORAS: 2)				5	$418,000	$0	$0	$418,000
COLPENSIONES	25-14	900,336,004	7	2	$167,200	$0	$0	$167,200
PORVENIR	230301	800,224,808	8	3	$250,800	$0	$0	$250,800
ARL (ADMINISTRADORAS: 1)				4	$11,200	$0	$0	$11,200
COLMENA	14-25	800,226,175	3	4	$11,200	$0	$0	$11,200
CCF (ADMINISTRADORAS: 1)				4	$83,600	$0	$0	$83,600
COMFABOY	CCF10	891,800,213	8	4	$83,600	$0	$0	$83,600
EPS (ADMINISTRADORAS: 3)				4	$261,200	$0	$0	$261,200
EPS SURA (ANTES SUSALUD)	EPS010	800,088,702	2	2	$130,600	$0	$0	$130,600
FAMISANAR	EPS017	830,003,564	7	1	$65,300	$0	$0	$65,300
NUEVA E.P.S.	EPS037	900,156,264	2	1	$65,300	$0	$0	$65,300
ICBF (ADMINISTRADORAS: 1)				4	$62,800	$0	$0	$62,800
INSTITUTO COLOMBIANO DE BIENESTAR FAMILIAR	PAICBF	899,999,239	2	4	$62,800	$0	$0	$62,800
SENA (ADMINISTRADORAS: 1)				4	$42,000	$0	$0	$42,000
SENA	PASENA	899,999,034	1	4	$42,000	$0	$0	$42,000
TOTAL				5	$878,800	$0	$0	$878,800

SICAINN

ACTA DE ENTREGA

OBJETO: ENTREGA DISEÑOS SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS SAN PABLO DE BORBUR
CONTRATANTE: ALCALDIA DE SAN PABLO DE BORBUR - BOYACÁ
CONTRATISTA: SOLUCIONES EN INFRAESTRUCTURA, CONCIENCIA AMBIENTAL Y DESARROLLO AGROPECUARIO CON INNOVACION S.A.S

De acuerdo al objeto del contrato ''CONSULTORÍA PARA LA ELABORACION DE LOS ESTUDIOS Y DISEÑOS PARA LA PUESTA EN MARCHA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO QUE GENERE ENERGIA ELECTRICA COMO ALTERNATIVA EN ALGUNAS EDIFICACIONES DEL MUNICIPIO Y EN EL ALUMBRADO PUBLICO QUE CONECTA LAS VEREDAS SANTA BARBARA Y SAN MARTIN DEL MUNICIPIO DE BORBUR''

se entregan la siguiente documentación del proceso de consultoría.

Descripción de la entrega:

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	ARCHIVO DONDE ESTA LA INFORMACION
1	Estudios y cálculos de irradiación solar de la zona teniendo en cuenta la latitud, longitud de ubicación global del municipio y específicamente de las edificaciones usando como herramienta aplicativo de la NASA.	UN	2	ARCHIVO 3.1 Y 8.1
2	Cálculos económicos comparativos que permitan determinar cuál opción adoptar (Convencional /solar).	UN	1	ARCHIVO 5.1
3	Cálculo del número de luminarias de acuerdo al trazado de la vía haciendo el recorrido desde la vereda Santa Bárbara hasta San Martin.	UN	1	ARCHIVOS CARPETA 1
4	Cálculo de la capacidad de las luminarias de acuerdo a la normatividad INVIAS, haciendo el recorrido desde la vereda Santa Bárbara hasta San Martín.	UN	1	ARCHIVO 2.1
5	Diseños de postes y bases teniendo en cuenta la normatividad delNVIAS y los estudios de suelos	UN	6	ARCHIVO 3.3

Dirección: carrera 6 #4 A -10 barrió el bosque
sicainn@gmail.com
Teléfono: 3124898762.
Chiquinquirá Boyacá

SICAINN

6	Memoria de estudio de cargas de potencia promediando los valores de consumo de los últimos 12 meses.	UN		ARCHIVO 3.5
7	Memoria de cálculo del número de paneles solares requeridos por edificación de acuerdo de acuerdo a los resultados del estudio de irradiación .	UN		ARCHIVOS CARPETA 7 PAGINAS 4 A 7
8	Memoria de cálculo de la capacidad y número de unidades compactas por edificación de acuerdo a los resultados del estudio de cálculo de paneles solares.	UN	6	ARCHIVOS CARPETA 7 PAGINAS 3
9	Planos de las estructuras soportes de los módulos por cada edificación en físico y digital en formato DWG o PDF.	UN	6	ARCHIVOS CARPETA 6 PLANO SECCION DETALLE
10	Planos de ubicación de paneles, módulos solares, tableros de distribución en físico y digital formato DWG o PDF.	UN	6	ARCHIVOS CARPETA 6 PLANO PDF SECCION PLANTA
11	planos de Diagramas de conexiones eléctricas en físico y digital en formato DWG o PDF	UN	6	ARCHIVOS CARPETA 6 PLANO PDF SECCION UNIFILAR
12	Elaboración de la MGA correspondiente para solicitar los recursos al SGR	UN	1	ARCHIVO 11.1
13	Transporte de equipos y materiales.	UN	1	DESCRICPION EN PRESUPEUSTO ARCHOVO 5.3 Y 10.1

Cordialmente,

JULIAN DAVID ORTIZ PEÑA
C.C 1002521768
REPRESENTANTE LEGAL SICAINN

Dirección: carrera 6 #4 A -10 barrió el bosque
sicainn@gmail.com

Teléfono: 3124898762.
Chiquinquirá Boyacá

RECURSOS ENERGÉTICOS LOCALES NASA

CERES FM6. El instrumento mide la luz solar reflejada y la radiación térmica emitida por la Tierra.

CERES FM6, o Clouds and Earth's Radiant Energy System Flight Model 6, es un radiómetro de tres canales que mide la radiación solar reflejada y emitida por la Tierra desde la parte superior de la atmósfera hasta la superficie terrestre. CERES mide radiancias en tres canales de banda ancha: un canal de onda corta, un canal de onda larga y un canal total.

Actualmente, hay seis instrumentos CERES en satélites que orbitan la Tierra y toman datos. CERES es un componente clave del Sistema de Observación de la Tierra (EOS), el observatorio Suomi National Polar-orbiting Partnership (S-NPP) y los observatorios NOAA-20. El primer instrumento CERES voló en la Misión de Medición de Lluvias Tropicales (TRMM) en 1997. Los instrumentos se lanzaron en EOS Terra en 1999, Aqua en 2002, Soumi NPP en 2011 y, más recientemente, en NOAA-20 en 2017.

CERES ayuda a proporcionar mediciones de la distribución espacial y temporal de los componentes del balance de radiación de la Tierra (ERB). Esto mejora aún más la comprensión de los vínculos entre el ERB y las propiedades de la atmósfera y la superficie que lo definen.

El sistema climático de la Tierra intenta equilibrar la energía radiante del Sol que llega a la Tierra con la energía que se emite desde la Tierra hacia el espacio. Las mediciones de CERES ayudan a los científicos a comprender los vínculos entre la energía entrante y saliente de la Tierra y las propiedades de la atmósfera que afectan a esa energía.

Las observaciones de CERES FM6 ayudan a medir el efecto de las nubes en el balance energético, que influye fuertemente tanto en el tiempo como en el clima. CERES permite a los científicos validar modelos que calculan el efecto de las nubes en el calentamiento o enfriamiento planetario. Las observaciones globales de CERES proporcionan datos para mejorar los pronósticos climáticos estacionales, incluidos los aspectos radiativos y relacionados con las nubes de eventos climáticos a gran escala como El Niño y La Niña.

CERES también determina las propiedades de las nubes, incluyendo la cantidad, altura, espesor, tamaño de las partículas y fase de las nubes, utilizando mediciones simultáneas de otros instrumentos del Sistema de Observación de la Tierra (EOS) y del Sistema Conjunto de Satélites Polares (JPSS), como el Espectrorradiómetro de Imágenes de Resolución Moderada (MODIS) y el Conjunto Radiométrico de Imágenes Infrarrojas Visibles (VIIRS). Los análisis que utilizan datos de CERES se basan en la base establecida por misiones anteriores, como el Experimento de Presupuesto de Radiación Terrestre (ERBE) de la NASA Langley, lo que conduce a una mejor comprensión del papel de las nubes y el ciclo de la energía en el cambio climático global. Estas mediciones son fundamentales para comprender el cambio climático relacionado con la radiación de las nubes y mejorar la predicción del calentamiento global mediante modelos climáticos.

Los datos de CERES también pueden utilizarse para evaluar los efectos radiativos y el impacto climático de desastres naturales como erupciones volcánicas, grandes inundaciones y sequías.

Los datos a largo plazo proporcionarán una base para la comprensión científica de la retroalimentación climática y de las nubes que determina las variaciones y tendencias climáticas.

Los instrumentos CERES fueron construidos por TRW en Redondo Beach, California (actualmente Northrop Grumman Aerospace Systems) y administrados por el Centro de Investigación Langley de la NASA en Hampton, Virginia. El equipo científico internacional de CERES incluye científicos de la NASA, la NOAA, universidades estadounidenses, Francia y Bélgica. El equipo combina experiencia y guía la definición del instrumento CERES y los estudios científicos.

https://weather.ndc.nasa.gov/GOES/

```
-BEGIN HEADER-
NASA/POWER CERES/MERRA2 Native Resolution Climatology Climatologies
20-year Meteorological and Solar Monthly & Annual Climatologies (January 2001 - December 2020)
Location: Latitude  5.661   Longitude -74.0949
Elevation from MERRA-2: Average for 0.5 x 0.625 degree lat/lon region = 1026.99 meters
The value for missing source data that cannot be computed or is outside of the sources availability range: -999
Parameter(s):
SI_EF_TILTED_SURFACE_HORIZONTAL          SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance for Equator Facing Horizontal Surface (kW-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_MINUS15         SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Minus 15 Tilt (kW-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_LATITUDE            SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Tilt (kW-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_PLUS15          SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Plus 15 Tilt (kW-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_VERTICAL            SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance for Equator Facing Vertical Surface (kW-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL             SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance Optimal (kW-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL_ANG         SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance Optimal Angle (Degrees)
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL_ANG_ORT     SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance Tilted Surface Orientation (N/S Orientation)
-END HEADER-
```

PARAMETER	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
SI_EF_TILTED_SURFACE_HORIZONTAL	4.96	5.02	4.76	4.80	4.90	4.98	5.16	5.20	5.30	5.06	4.84	4.83	-999.0
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_MINUS15	4.63	4.80	4.67	4.80	4.98	5.10	5.28	5.25	5.25	4.90	4.59	4.49	-999.0
SI_EF_TILTED_SURFACE_LATITUDE	5.11	5.10	4.78	4.76	4.82	4.86	5.04	5.12	5.29	5.11	4.95	4.99	-999.0
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_PLUS15	5.35	5.17	4.67	4.51	4.46	4.41	4.57	4.77	5.10	5.10	5.09	5.25	-999.0
SI_EF_TILTED_SURFACE_VERTICAL	3.24	2.64	1.98	1.69	1.78	1.70	1.66	1.68	1.81	2.43	2.93	3.31	-999.0
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL	5.37	5.17	4.78	4.81	4.98	5.13	5.31	5.25	5.31	5.13	5.09	5.29	-999.0
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL_ANG	23.00	13.00	3.50	-6.50	-16.00	-21.00	-20.00	-10.00	0.50	8.00	19.50	26.50	-999.0
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL_ANG_ORT	S	S	S	N	N	N	N	N	S	S	S	S	

Radiación anual municipio de San Pablo de Borbur - Boyacá.

La hora solar pico es una unidad que mide la irradiación solar y se define como el tiempo en horas de una hipotética irradiación solar constante de 1.000 W/m^2.

Por lo que se concluye que la irradiación solar pico en el municipio de San pablo de Borbur es de **4.5 HORAS AL DÍA**.

ANALISIS TECNICO – ECONÓMICO DEL MONTAJE DE ALUMBRADO PÚBLICO CONVENCIONAL VS SOLAR

SAN PABLO DE BORBUR

El alumbrado público solar presenta varias ventajas sobre el alumbrado convencional, que utiliza energía eléctrica de la red. Aquí te menciono algunas de las razones por las cuales es considerado mejor:

1. **Sostenibilidad**: Utiliza energía solar, una fuente renovable, lo que reduce la dependencia de combustibles fósiles y disminuye las emisiones de gases de efecto invernadero.

2. **Ahorro energético**: Los sistemas solares generan su propia energía, lo que puede llevar a una reducción significativa en los costos operativos a largo plazo, ya que no hay una factura eléctrica mensual.

3. **Bajo mantenimiento**: Los sistemas de alumbrado solar suelen requerir menos mantenimiento que los sistemas convencionales, ya que no hay cables expuestos ni conexiones a la red eléctrica que puedan fallar.

4. **Instalación sencilla**: Pueden ser instalados en áreas remotas donde no llega la red eléctrica, lo que facilita el acceso a iluminación en comunidades rurales o en desarrollo.

5. **Independencia energética**: Al ser autónomos, los sistemas solares no dependen de la infraestructura eléctrica existente, lo que los hace más resilientes ante cortes de energía.

6. **Menor impacto ambiental**: Al no requerir la instalación de postes y cables eléctricos, su huella ambiental es menor en comparación con los sistemas convencionales.

7. **Durabilidad**: Las luces LED utilizadas en el alumbrado solar tienen una vida útil más larga, lo que reduce la necesidad de reemplazos frecuentes.

Estas características hacen que el alumbrado público solar sea una opción atractiva para muchas comunidades y ciudades que buscan soluciones más sostenibles y económicas.
En resumen, aunque la inversión inicial en alumbrado público solar puede ser más alta, los beneficios económicos a largo plazo, así como los ahorros en costos operativos y de mantenimiento, lo convierten en una opción viable y atractiva.
La instalación de sistemas solares en las comunidades tiene un impacto significativo en la percepción de la sostenibilidad por varias razones:

1. **Conciencia ambiental**: La presencia de sistemas solares educa a la población sobre la importancia de las energías renovables y la reducción de la huella de carbono, fomentando una mayor conciencia sobre temas ambientales.
2. **Ejemplo positivo**: Las comunidades que adoptan tecnologías solares suelen ser vistas como líderes en sostenibilidad, lo que puede inspirar a otras comunidades a seguir su ejemplo y adoptar prácticas más ecológicas.
3. **Mejora de la calidad de vida**: La instalación de alumbrado solar, por ejemplo, mejora la seguridad en espacios públicos durante la noche, lo que contribuye a una mayor calidad de vida y bienestar en la comunidad. Esto puede reforzar la idea de que la sostenibilidad va más allá del medio ambiente, abarcando también aspectos sociales.
4. **Participación comunitaria**: La implementación de proyectos solares a menudo implica la participación de la comunidad, lo que puede generar un sentido de pertenencia y responsabilidad hacia el medio ambiente.

5. **Percepción de avance tecnológico**: La adopción de tecnologías limpias puede ser vista como un signo de progreso y modernidad, lo que puede mejorar la imagen de la comunidad y atraer inversiones o turismo.
6. **Reducción de costos a largo plazo**: Al mostrar los beneficios económicos de la energía solar, las comunidades pueden llegar a asociar la sostenibilidad con un mejor manejo de recursos, lo que cambia positivamente su percepción sobre la viabilidad de iniciativas ecológicas.
7. **Desarrollo de una cultura sostenible**: Con el tiempo, la integración de sistemas solares puede llevar a la creación de una cultura que valore la sostenibilidad, promoviendo hábitos más amigables con el medio ambiente entre los residentes.

En resumen, la instalación de sistemas solares no solo contribuye a la sostenibilidad ambiental, sino que también transforma la percepción de las comunidades sobre la importancia de adoptar prácticas sostenibles, generando un cambio positivo en la cultura local.
La energía solar desempeña un papel crucial en la reducción de la huella de carbono a nivel global de varias maneras:

1. **Sustitución de combustibles fósiles**: La energía solar proporciona una alternativa limpia a los combustibles fósiles, que son responsables de una gran parte de las emisiones de gases de efecto invernadero. Al reemplazar la generación de electricidad a partir de carbón, petróleo o gas natural, se reduce significativamente la huella de carbono.

2. **Descentralización de la generación de energía**: La energía solar permite la generación descentralizada de electricidad, lo que reduce la necesidad de largas líneas de transmisión y, por ende, las pérdidas de energía y las emisiones asociadas con el transporte de electricidad.

3. **Eficiencia energética**: Los sistemas solares a menudo son más eficientes que las fuentes de energía convencionales. Con la mejora de las tecnologías solares, se pueden generar más kilovatios-hora con menos impacto ambiental.

4. **Reducción en el uso de agua**: La generación de energía a partir de combustibles fósiles y nuclear a menudo requiere grandes cantidades de agua para enfriamiento. La energía solar, en cambio, utiliza mucho menos agua, lo que reduce la presión sobre los recursos hídricos.

5. **Fomento de la innovación**: La creciente adopción de la energía solar impulsa la investigación y el desarrollo en tecnologías limpias, lo que puede llevar a soluciones aún más eficientes y sostenibles que contribuyan a la reducción de la huella de carbono.

6. **Impacto en el transporte**: La energía solar se puede utilizar para cargar vehículos eléctricos, lo que reduce las emisiones del transporte. A medida que más personas optan por vehículos eléctricos alimentados por energía solar, se disminuye la dependencia de combustibles fósiles.

7. **Conciencia y cambio de comportamiento**: La adopción de energía solar puede fomentar un cambio en la mentalidad de las personas hacia un estilo de vida más sostenible, promoviendo la conservación de energía y la reducción de la huella de carbono en otras áreas.

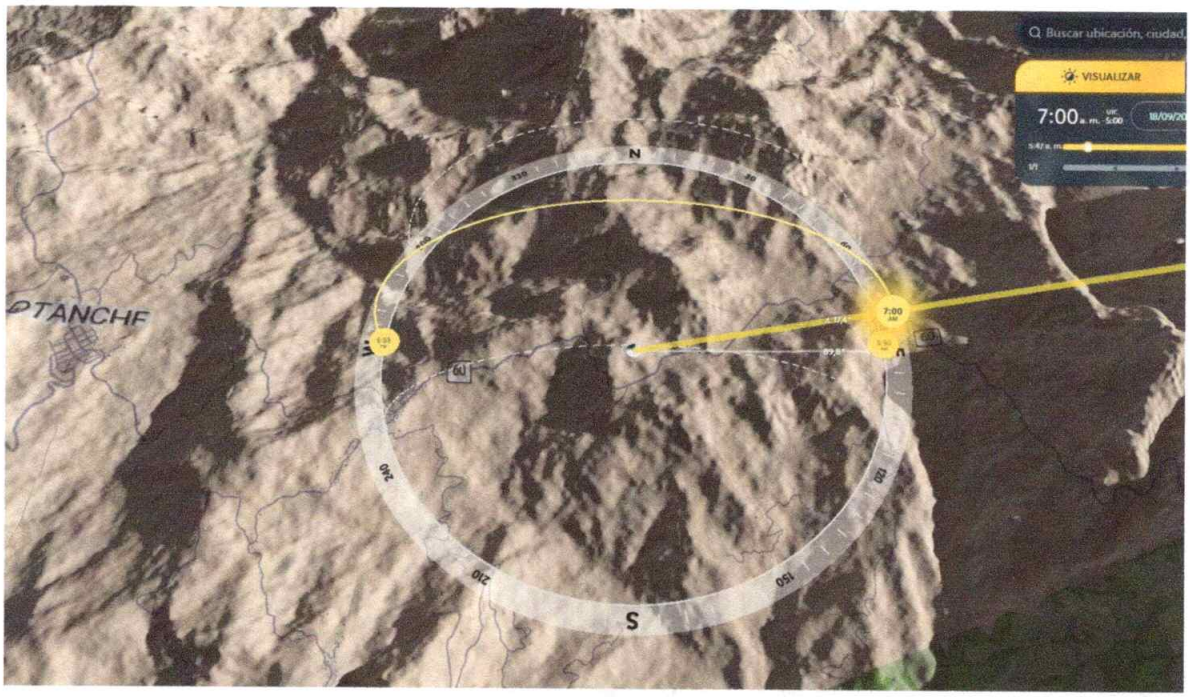
8. **Compensación de emisiones**: Los proyectos solares a gran escala pueden contribuir a la compensación de emisiones a nivel global al generar créditos de carbono, lo que permite a las empresas y países cumplir con sus objetivos de reducción de emisiones.

ANALISIS ECONÓMICO CONVENCIONAL VS SOLAR

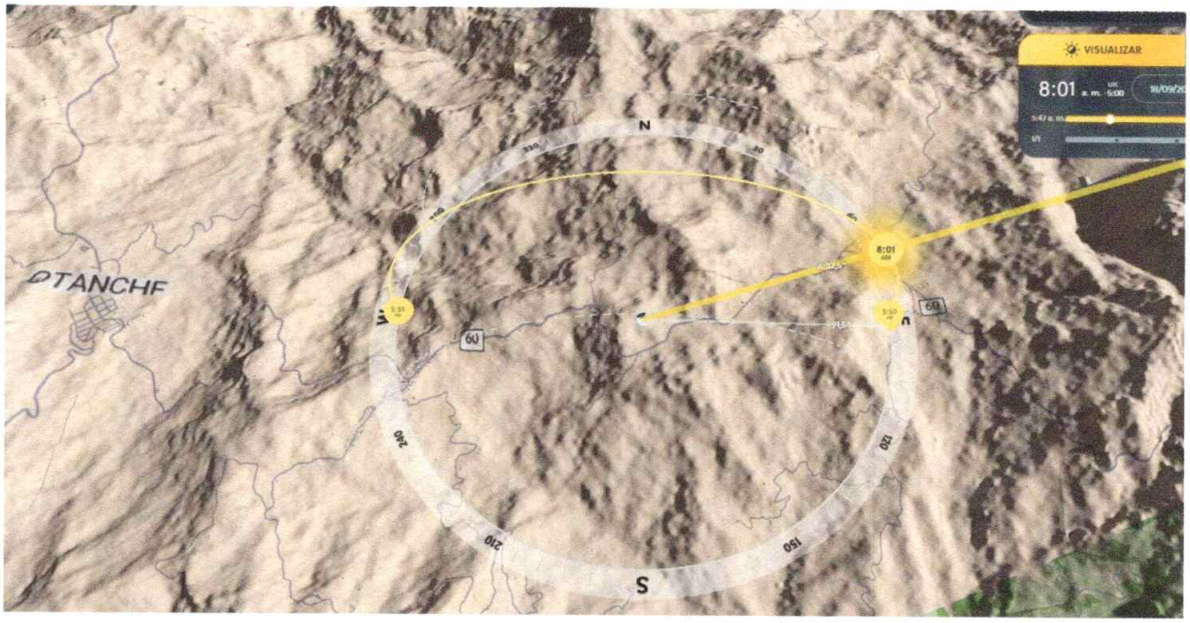
ITEMS	ALUMBRADO PUBLICO CONVENCIONAL	ALUMBRADO PUBLICO SOLAR
POSTE		
En concreto 510 KG X 10mts y acce.	$ 1.722.200	$ 1.722.200
Hincado de poste	$ 600.000	$ 600.000
mano de obra	$ 669.480	$ 669.480
TRANSPORTE MATERIALES		
Poste.	$ 250.000	$ 250.000
transformador	$ 11.111	
cableados	$ 500.000	
Luminaria	$ 50.000	$ 50.000
ALIMENTACION CIRCUITOS		
TRANSFORMADOR MT 5KVA (PROPORCION XLUM) 4km	$ 1.142.857	
red MT 2x4/0 ascr +accesorios 4km	$ 11.851.852	
Cables red trenzada 2x2 +2 al aereo AWG (3 lineas) proporcional 4 km	$ 8.888.889	
Conector perforante (3und)	$ 86.000	
Tendido de cables	$ 474.074	
CABLEADO POSTE		
Percha galv. De tres puestos	$ 60.000	
Cables #8 AWG (3 lineas)	$ 558.000	
Cable encauchetado # 12 AWG	$ 150.000	
Tendido de cables	$ 200.000	
Conexionado y accesorios	$ 50.000	
LUMINARIA CONVENCIONAL		
60 W, IP 65	$ 1.279.900	
LUMINARIA SOLAR		
60 w IP 65		$ 16.419.733
MONTAJE DE LUMINARIA		
Solar		$ 75.000
Convencional	$ 150.000	
PAGO SERVICIO PUBLICO		
Solar		
Convencional x año	$ 262.800	
COSTO UNITARIO TOTAL	$ 28.957.163	$ 19.786.413
	AHORRO AÑO	31,67%

En resumen, la energía solar no solo contribuye a la producción de electricidad limpia, sino que también es un componente clave en la lucha contra el cambio climático y la reducción de la huella de carbono a nivel global, promoviendo un futuro más sostenible.

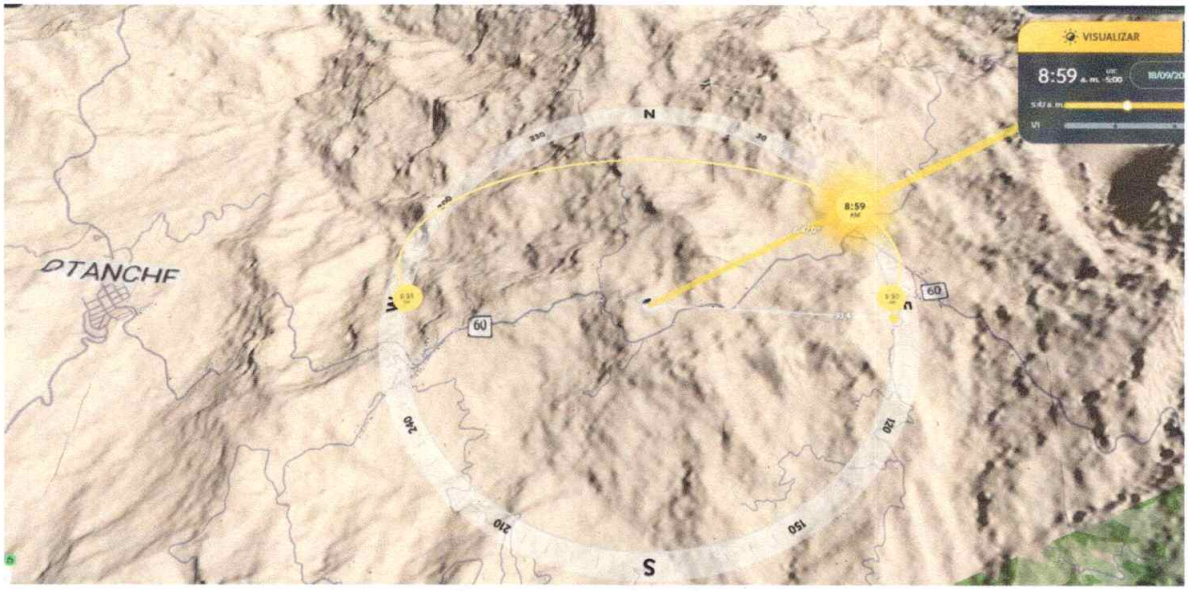
7:00 am


Q Buscar ubicación, ciudad
VISUALIZAR
7:00 a. m.
TANCHF
N
S
7:00
60

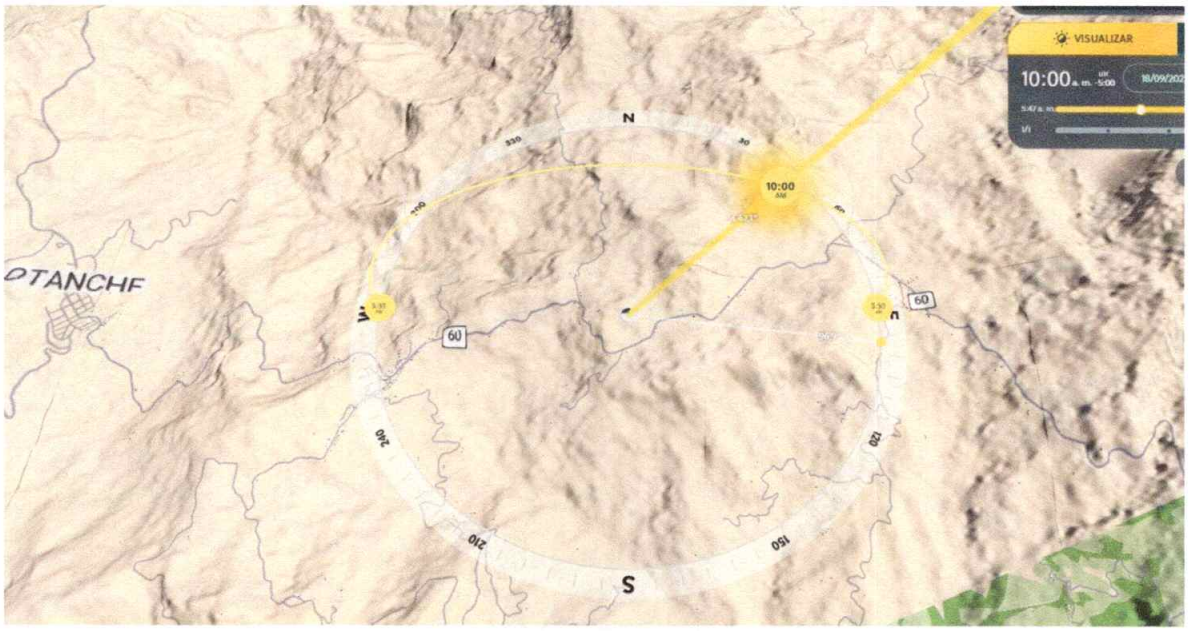
8:00 am


VISUALIZAR
8:01 a. m.
TANCHF
N
S
8:01
60

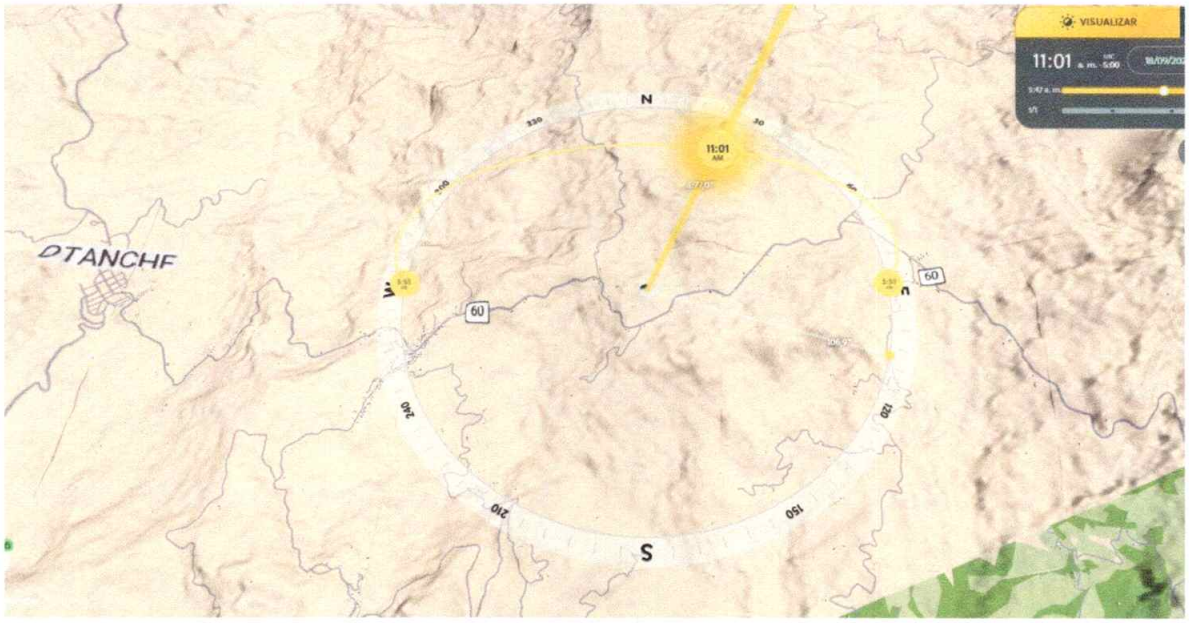
9:00 am



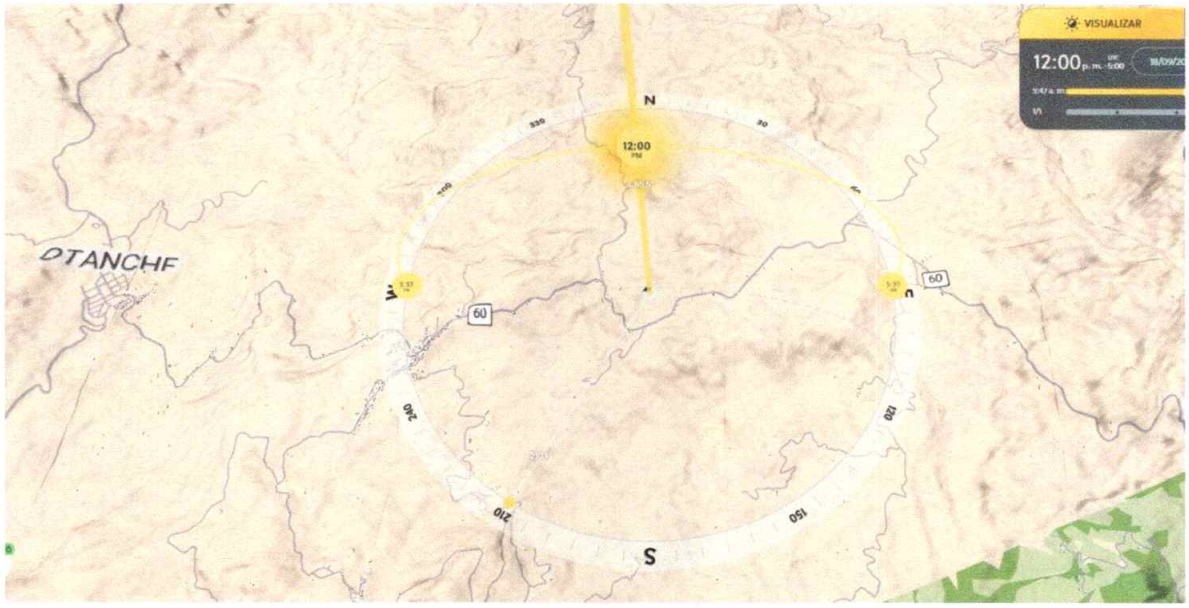
10:00am



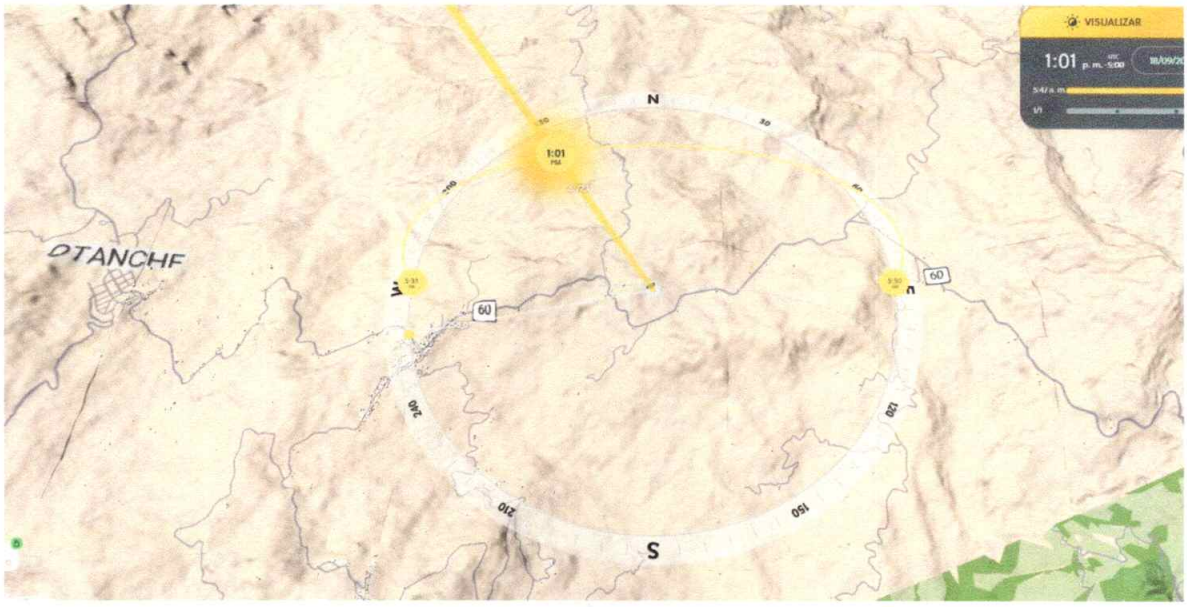
11:00am



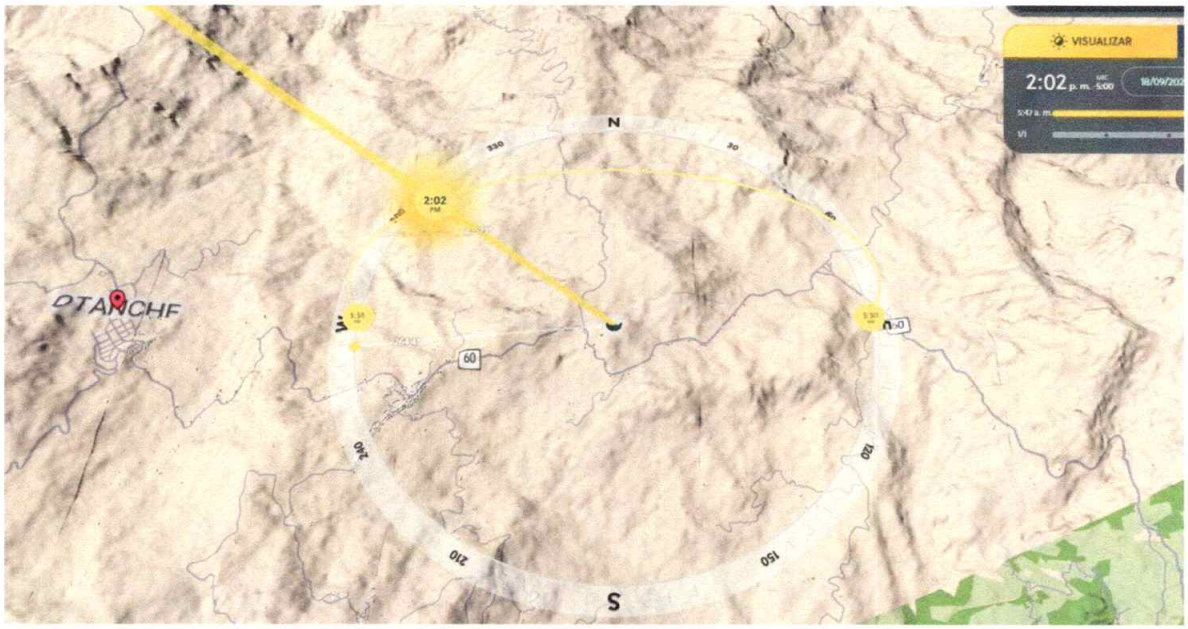
12:00pm



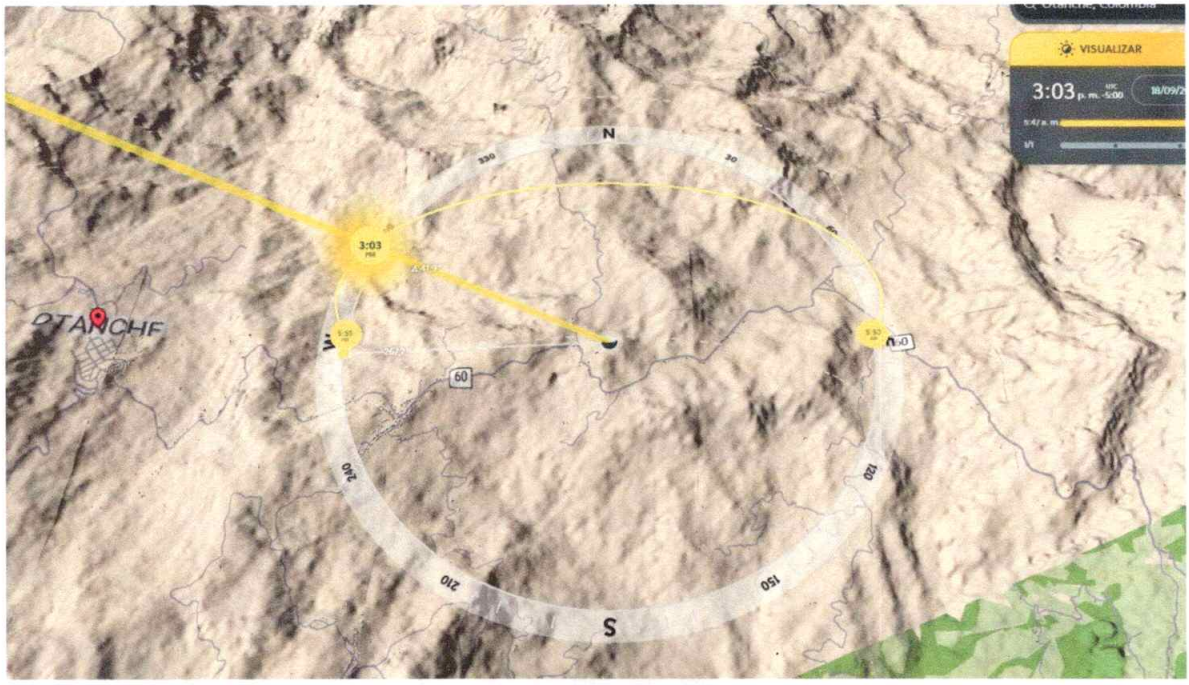
1:00pm



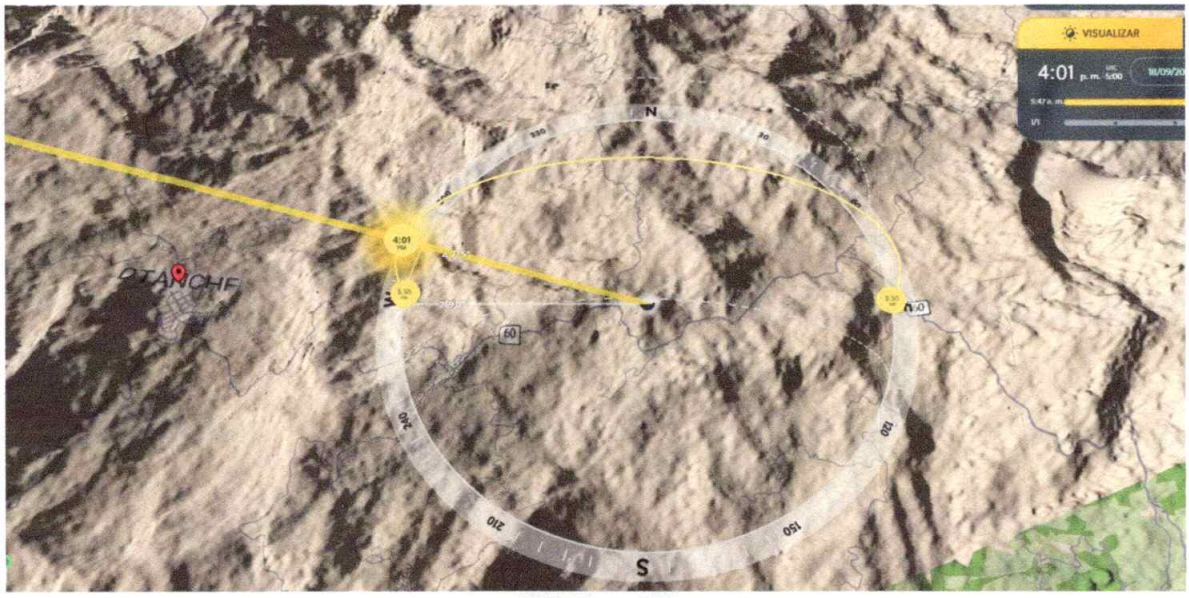
2:00pm



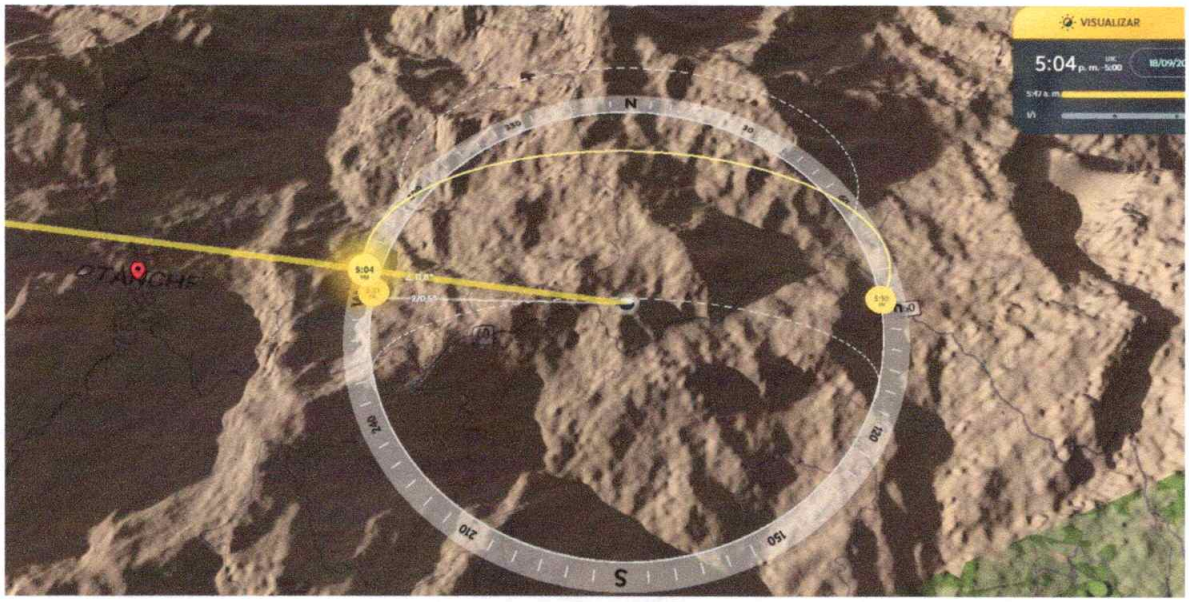
3:00pm


VISUALIZAR
3:03 p. m. -5:00
N
S
60
OTANCHE

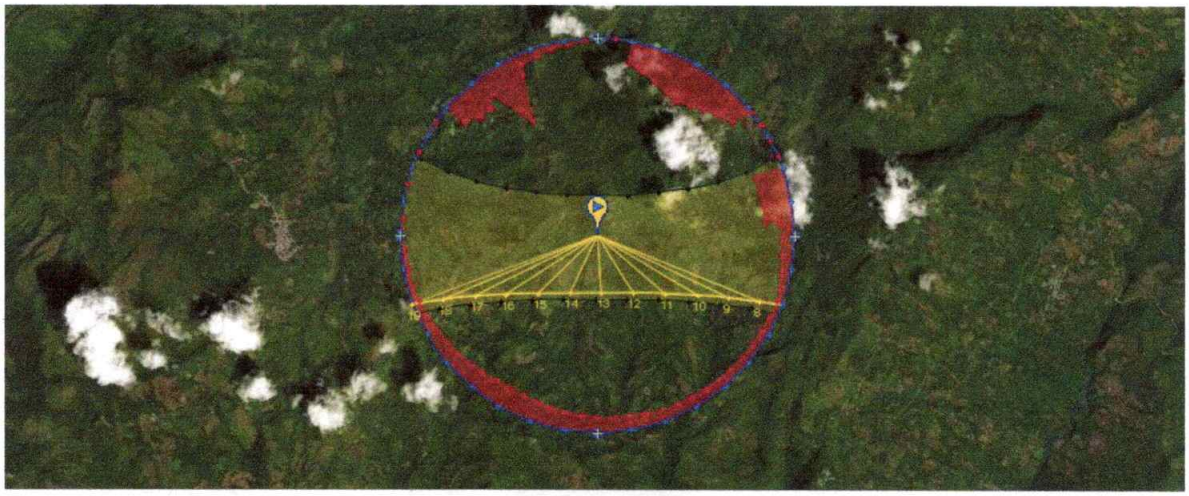
4:00pm

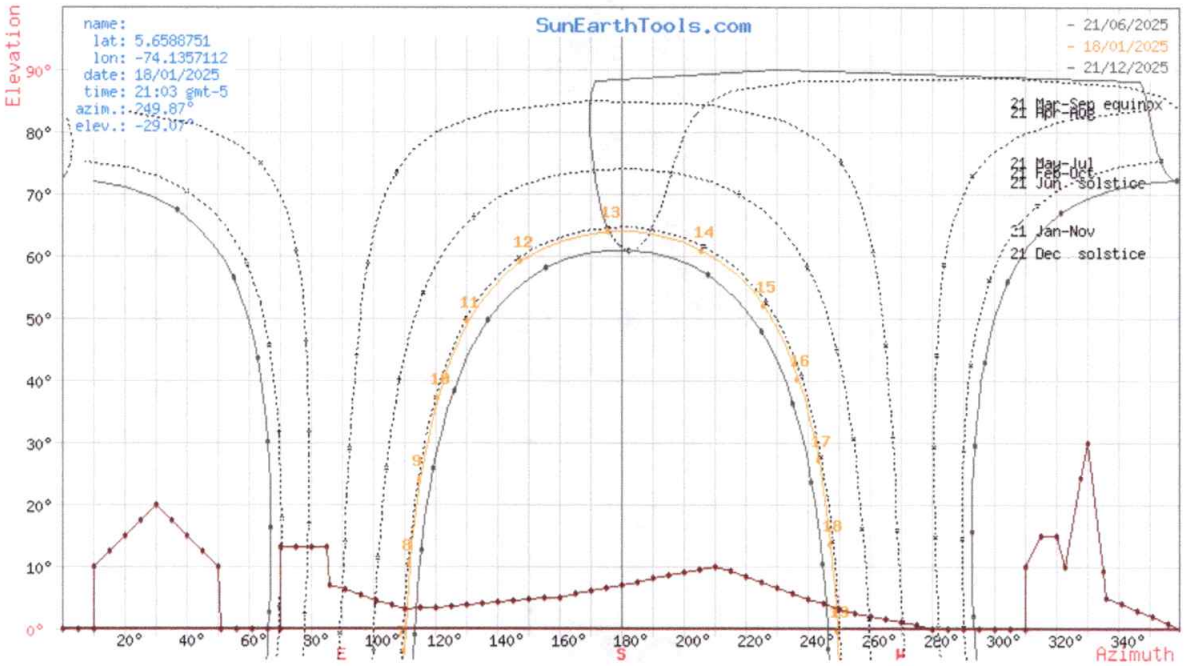

VISUALIZAR
4:01 p. m. -5:00
N
S
60
OTANCHE

5:00pm



Analisis







sol* posición	Elevación	Azimut	latitudes	longitudes
18/01/2025 21:03 | GMT-5	-29.07°	249.87°	5.6588751° N	74.1357112° W
crepúsculo	Sunrise	Puesta de sol	Azimut Sunrise	Azimut Puesta de sol
crepúsculo -0.833°	07:11:55	19:02:21	110.45°	249.65°
crepúsculo civil -6°	06:49:46	19:24:27	110.02°	250.09°
Náutica" crepúsculo -12°	06:24:07	19:50:04	109.74°	250.38°
El crepúsculo astronómico -18°	05:58:30	20:15:41	109.69°	250.44°
la luz del día	hh:mm:ss	diff. dd+1	diff. dd-1	Mediodía
18/01/2025	11:50:26	00:00:10	-00:00:10	13:07:08

sombra

La longitud de la sombra en el mapa está normalizada (cambia con el zoom), y la dirección es la opuesta al ácimut.
La medida de la longitud de la sombra, depende de la altura del obstáculo y de la elevación del Sol. La fórmula es: longitud de la sombra = altura del objeto/tan (elevación del Sol)

sombra Normalized	Altura del obstáculo	
☑	50	ejecutar
sombra longitud	Altura	Elevación °
1 =	50 /tan	-29.07 °
sombra °	Azimut °	
1 °	249.87 °	

La vía tiene una dirección de oriente a occidente lo que permite que reciba sol directo entre las 8 am y 4 pm, es una zona de media montaña, sin embargo, el tramo de estudio no está aledaño a montañas que generen sombra constante, la orientación permite tener sol directo durante el año.

SOLARA G2 60W 36H

ecolighting vcp

Luminaria Solar TODO EN DOS. Equipada con Panel Solar Monocristalino de 300W, una nueva generación de LED SMD 10% más eficiente entregando una eficacia mayor a 185 lm/W, controlador MPPT para optimizar el uso de la batería. Cuenta con una batería de litio ferroso de 2496Wh que puede operar a temperaturas de -10 a 50°C, otorga al producto una autonomía 36 horas de luz al 100% de la potencia (Sin dimerización). Tiempo de carga de 4 horas.

Disponible en 60W y óptica T2 Media, ideal para montajes de 6 a 15mts.





*El flujo luminoso, imagen de producto y potencia pueden modificarse Sin previo aviso.

TABLA DE PRODUCTOS

CÓDIGO	REFERENCIA	FLUJO LUMINOSO*	CCT	IRC	TENSIÓN	POTENCIA	ATENUACIÓN	UNIDAD DE EMPAQUE
	VELSSPLG260W.70NW66	11000	4000	70	24VDC	60W	MPPT	1

ecolighting
vcp

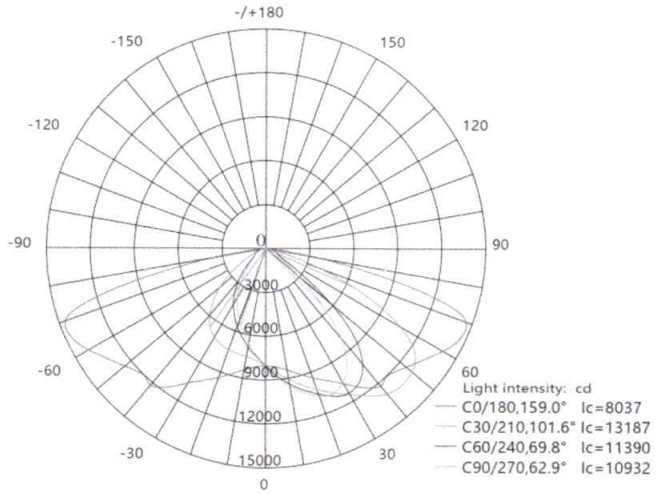
SOLARA G2 60W 36H

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Fuente Luminosa	LED SMD LUMINLED 3030
Voltaje / Frecuencia	24V
Factor de Potencia	N/A
Armónicos (THD)	N/A
Potencia nominal (W)	Luminaria: 60W Panel Solar: 300W
Protocolo de control	MPPT (Puede incluir control remoto, o sensor de microondas)
Eficacia (LPW)	185 lm/W (±10%)
Flujo Luminoso (Lm)	11.000 (±10%)
Temperatura de color (K)	4000K
IRC	Ra≥70
Distribución de luz	T2 MEDIO
(FHS)	0%
Temperatura de operación	- 10°C ~ 50°C
Humedad relativa	10% ~ 90% RH
Vida útil	L70 @25°C 100,000h
Chasis	Aluminio inyectado
Difusor	PC
Grado de Protección IP	IP66
Resistencia al impacto IK	IK08
Uso	Exterior
Dimensiones (mm)	Luminaria 813x341x306mm Panel Solar: 1910x769x35mm
Peso (kg)	Luminaria: 30kg (±0,02) Panel Solar: 35Kg (±0,02)
Garantía limitada	5 años

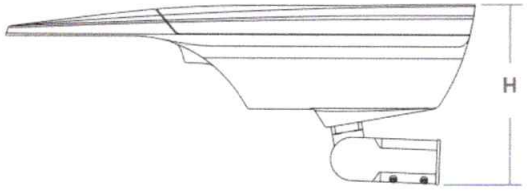
SOLARA G2 60W 36H

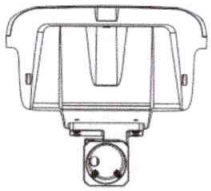
DISTRIBUCIÓN FOTOMÉTRICA

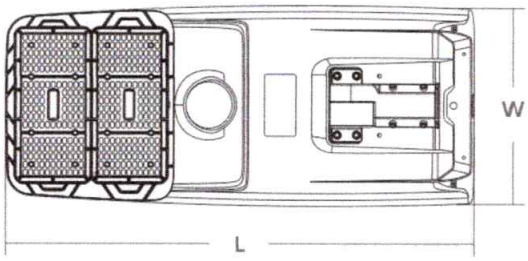


Average Beam Angle (50%):98.3 degree
(T2-M)

MEDIDAS



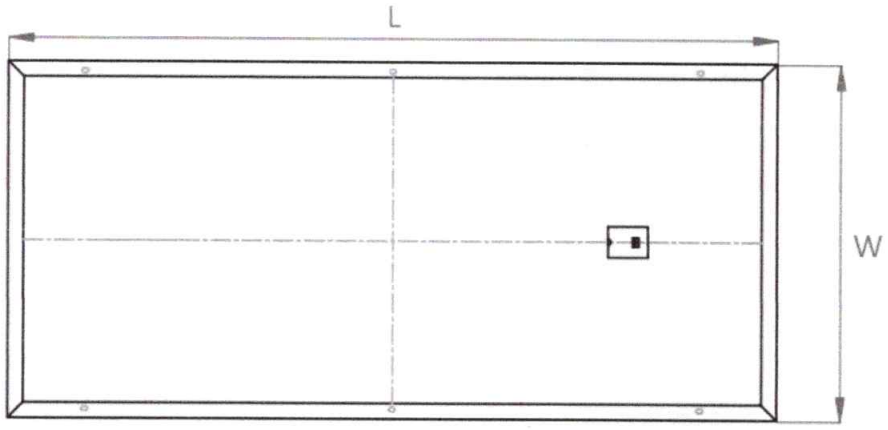


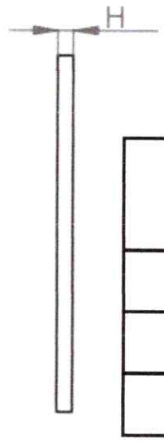


	Medidas mm
L	813
H	341
W	306

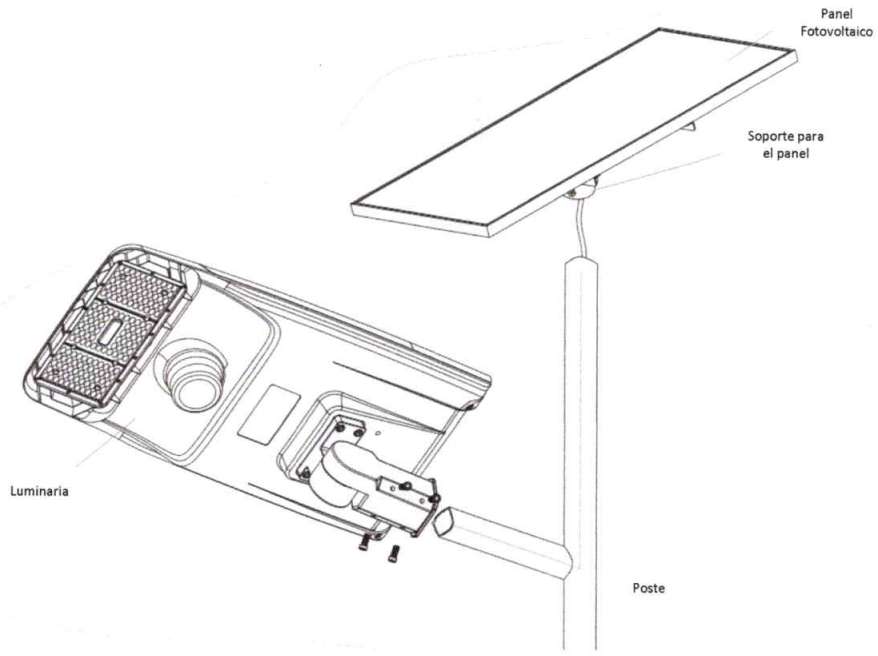
SOLARA G2 60W 36H

MEDIDAS



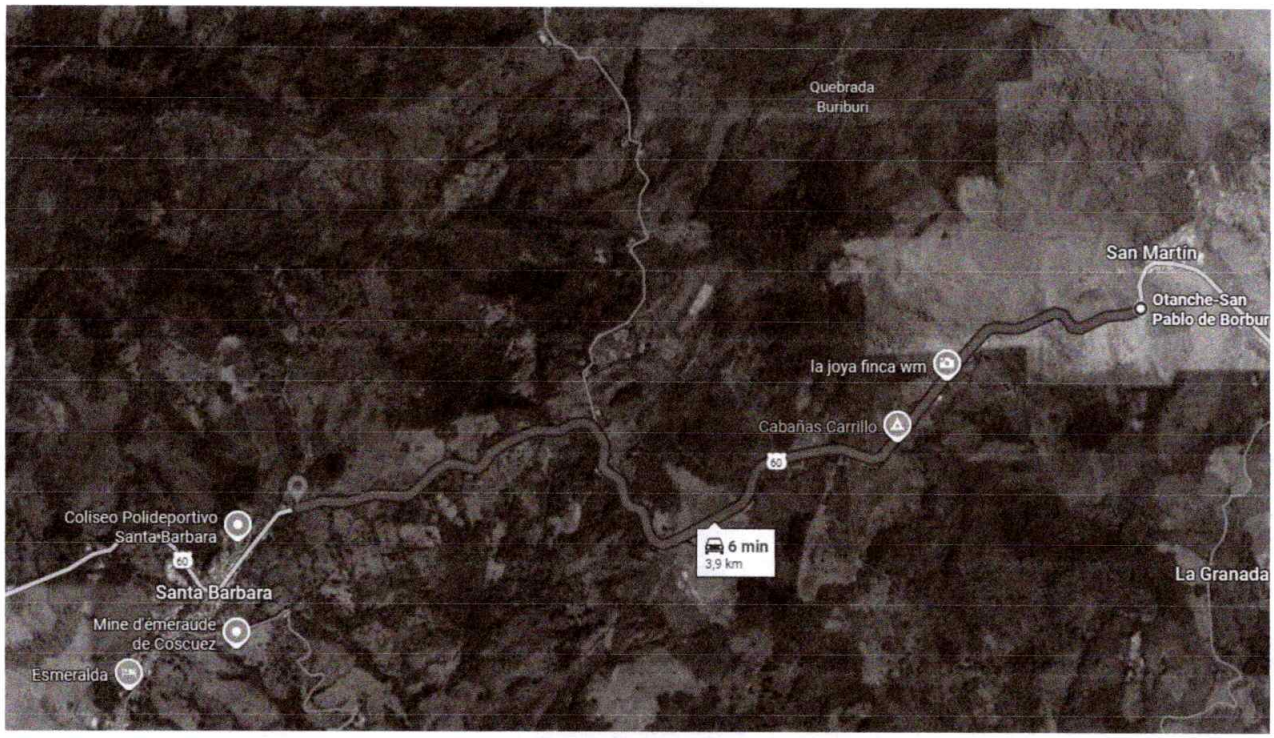


	Medidas mm
L	1910
H	35
W	760



CÁLCULO DEL NÚMERO DE LUMINARIAS DE ACUERDO AL TRAZADO DE LA VÍA HACIENDO EL RECORRIDO DESDE LA VEREDA SANTA BÁRBARA HASTA SAN MARTIN.

TRAZADO DE LA VIA



Coordenadas;

Vereda santa Bárbara: 5.65180 , -74.15703
Vereda San Martin: 5.66406 , -74.12579

UBICACIÓN DE POSTES		
NOMBRE	LATITUD	LONGITUD
POSTE 1	-74,12631803	5,661120796
POSTE 2	-74,12656377	5,661016841
POSTE 3	-74,12682432	5,66099772
POSTE 4	-74,12710646	5,660985265
POSTE 5	-74,12732316	5,660948656
POSTE 6	-74,1275498	5,660842779
POSTE 7	-74,12775453	5,660729059
POSTE 8	-74,12802487	5,660690496
POSTE 9	-74,12824406	5,660598217
POSTE 10	-74,12842629	5,660647832
POSTE 11	-74,12856438	5,66075525
POSTE 12	-74,12871264	5,660994479
POSTE 13	-74,12888709	5,661110459
POSTE 14	-74,12914313	5,66111114
POSTE 15	-74,12934968	5,661044342
POSTE 16	-74,12959875	5,660928007
POSTE 17	-74,12988125	5,660785094
POSTE 18	-74,13010187	5,660674199
POSTE 19	-74,13037385	5,660595764
POSTE 20	-74,13065245	5,660531778

POSTE 22	-74,13116754	5,660546938
POSTE 23	-74,13138571	5,660550065
POSTE 24	-74,13149982	5,660430678
POSTE 25	-74,13160155	5,660301457
POSTE 26	-74,13171431	5,660165507
POSTE 27	-74,13187872	5,65997628
POSTE 28	-74,13206466	5,659708252
POSTE 29	-74,13225256	5,659492859
POSTE 30	-74,13240712	5,659287191
POSTE 31	-74,1325737	5,659058236
POSTE 32	-74,13276294	5,65881804
POSTE 33	-74,13294347	5,658584342
POSTE 34	-74,13314688	5,65834046
POSTE 35	-74,13333294	5,658098804
POSTE 36	-74,13352878	5,657849048
POSTE 37	-74,13371131	5,6576233
POSTE 38	-74,13390968	5,657384841
POSTE 39	-74,13412436	5,657141448
POSTE 40	-74,1343302	5,656901748
POSTE 41	-74,13450759	5,656675128
POSTE 42	-74,13488865	5,656181083
POSTE 43	-74,1346689	5,65647644
POSTE 44	-74,13515647	5,656164718
POSTE 45	-74,13553206	5,656260459
POSTE 46	-74,13581031	5,656398606
POSTE 47	-74,13602487	5,656476503
POSTE 48	-74,13628021	5,656507831
POSTE 49	-74,13649877	5,656496955
POSTE 50	-74,13675076	5,656452936
POSTE 51	-74,13707672	5,656406885
POSTE 52	-74,13734531	5,656331972
POSTE 53	-74,13754426	5,656267141
POSTE 54	-74,13776865	5,656213381
POSTE 55	-74,13795308	5,656180341
POSTE 56	-74,138186	5,656125103
POSTE 57	-74,13844415	5,656066519
POSTE 58	-74,1386688	5,655961612
POSTE 59	-74,13886887	5,655750219
POSTE 60	-74,13896605	5,655569041
POSTE 61	-74,13901931	5,65534021
POSTE 62	-74,13907785	5,655104542
POSTE 63	-74,1392101	5,654864697
POSTE 64	-74,13942586	5,654652109
POSTE 65	-74,13967682	5,654493668
POSTE 66	-74,1399336	5,654373935
POSTE 67	-74,14014255	5,654261924
POSTE 68	-74,14034478	5,654162574
POSTE 69	-74,14057568	5,654025761
POSTE 70	-74,14082716	5,653878517
POSTE 71	-74,14105678	5,653740414
POSTE 72	-74,14126347	5,653653235
POSTE 73	-74,14150989	5,65353416
POSTE 74	-74,14174206	5,653435544
POSTE 75	-74,14200407	5,653365492
POSTE 76	-74,14227034	5,653451373
POSTE 77	-74,14244078	5,653607359
POSTE 78	-74,14259604	5,65385561

POSTE 80	-74,14267486	5,654352502
POSTE 81	-74,14281891	5,654484373
POSTE 82	-74,14307523	5,654573167
POSTE 83	-74,14330115	5,654716112
POSTE 84	-74,14339499	5,65493012
POSTE 85	-74,14341896	5,655160517
POSTE 86	-74,1434783	5,655429436
POSTE 87	-74,14369423	5,655612919
POSTE 88	-74,14397291	5,655836132
POSTE 89	-74,1440752	5,6561185
POSTE 90	-74,14401253	5,65637347
POSTE 91	-74,14397926	5,656601298
POSTE 92	-74,14406605	5,656814031
POSTE 93	-74,14423619	5,657009993
POSTE 94	-74,14437504	5,65716775
POSTE 95	-74,14448269	5,657282923
POSTE 96	-74,14464989	5,657327656
POSTE 97	-74,14485826	5,657291905
POSTE 98	-74,14509184	5,657216721
POSTE 99	-74,14529196	5,657103575
POSTE 100	-74,14552687	5,657053263
POSTE 101	-74,14577832	5,657104306
POSTE 102	-74,14599473	5,65715167
POSTE 103	-74,14617961	5,657104002
POSTE 104	-74,1463987	5,657003558
POSTE 105	-74,14669112	5,65689988
POSTE 106	-74,14699751	5,656772161
POSTE 107	-74,14726287	5,656649067
POSTE 108	-74,14745539	5,656545556
POSTE 109	-74,14760498	5,656381654
POSTE 110	-74,14793837	5,655925246
POSTE 111	-74,1477678	5,656204191
POSTE 112	-74,14816742	5,65581216
POSTE 113	-74,14842298	5,655841253
POSTE 114	-74,14866694	5,655899178
POSTE 115	-74,14894498	5,655972521
POSTE 116	-74,1498088	5,655484495
POSTE 117	-74,1491816	5,655930521
POSTE 118	-74,14940319	5,655828347
POSTE 119	-74,14958025	5,655701557
POSTE 120	-74,14995609	5,655326717
POSTE 121	-74,15013408	5,655124682
POSTE 122	-74,1503777	5,654959517
POSTE 123	-74,15066568	5,654911421
POSTE 124	-74,15100222	5,654962564
POSTE 125	-74,15133824	5,654999632
POSTE 126	-74,15162073	5,654935875
POSTE 127	-74,15186749	5,654872858
POSTE 128	-74,15212564	5,65482254
POSTE 129	-74,15239859	5,654745236
POSTE 130	-74,15264979	5,65469666
POSTE 131	-74,1529496	5,654706903
POSTE 132	-74,15325143	5,654736534
POSTE 133	-74,15357273	5,654643067
POSTE 134	-74,15388916	5,654570027
POSTE 135	-74,15411903	5,654501399

Tabla. 3.3.1.2. a. Requisitos fotométricos mantenidos por clase de iluminación para tráfico motorizado con base en la luminancia de la calzada y sus espacios adyacentes. Adaptada de la norma CIE 115-2010.

Clase de iluminación	Superficie de la carretera					Ciclorrutas adyacentes				En andenes adyacentes			
	Estado seco												
	Luminancia promedio Lprom (cd/m²)	Uo (min/med)	UL (min/max)	fTI	Relación de entorno mínimo EIR	Emed (lux)	Punto min. Emin (lux)	Ilumin. Vertical mínima (Evmin, lux)	Ilumin. Semi cilíndrica mínima (Esc,min, lux)	Emed (lux)	Punto min. Emin (lux)	Ilumin. Vertical mínima (Evmin, lux)	Ilumin. Semi cilíndrica mínima (Esc,min, lux)
M1	2.0	0.4	0.7	10	0.35	15 - 22.5	3	5	3	15 - 22.5	2	3	2
M2	1.5	0.4	0.7	10	0.35	15 - 22.5	3	5	3	15 - 22.5	2	3	2
M3	1.0	0.4	0.6	15	0.30	10 - 15	2	3	2	10 - 15	2	3	2
M4	0.75	0.4	0.6	15	0.30	5 - 7.5	1	1.5	1	5 - 7.5	1	1.5	1
M5	0.50	0.35	0.4	15	0.30	5 - 7.5	1	1.5	1	5 - 7.5	1	1.5	1
M6	0.30	0.35	0.4	20	0.30	3 - 4.5	1	1	0.6	3 - 4.5	1	1	0.6

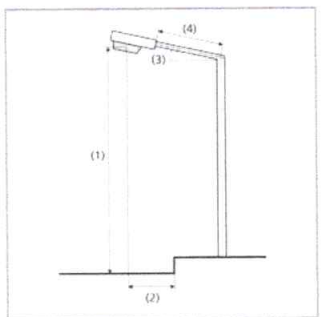
Descripción

Vías intermedias y colectoras en entradas de barrios de tráfico urbano, vías distribuidoras. Con control de tráfico y
separación de diferentes usuarios de la vía, vías de barrio en sectores comerciales:
Medio 700>T>500(Veh. /h/carril) M3

Carretera 60 Philips

Resumen (hacia EN 13201:2015)

SOLARA G2 60W (unilateral abajo)



Distancia entre mástiles	34.000 m
(1) Altura de punto de luz	8.400 m
(2) Saliente del punto de luz	0.900 m
(3) Inclinación del brazo	5.0°
(4) Longitud del brazo	1.500 m
Horas de trabajo anuales	4000 h: 100.0 %, 67.0 W
Vatios / recorrido	1943.0 W/km
ULR / ULOR	0.00 / 0.00
Intensidad lumínica máx Respectivamente en todas las direcciones que forman los ángulos especificados con las verticales inferiores (con luminarias instaladas aptas para el funcionamiento).	≥ 70°: 325 cd/klm ≥ 80°: 126 cd/klm ≥ 90°: 11.5 cd/klm
Clase de potencia lumínica Los valores de intensidad lumínica en [cd/klm] para el cálculo de la clase de potencia lumínica se refieren al flujo luminoso de luminaria conforme a EN 13201:2015.	G*2
Clase de índice de deslumbramiento	D.1
MF	0.86

Carretera 60 Philips

Resumen (hacia EN 13201:2015)

Resultados para campos de evaluación

Para la instalación se ha calculado con un factor de mantenimiento de 0.86.

	Tamaño	Calculado	Nominal	Verificación
Calzada 1 (M3)	L_m	1.01 cd/m²	≥ 1.00 cd/m²	✓
	U_o	0.48	≥ 0.40	✓
	U_l	0.62	≥ 0.60	✓
	TI	10 %	≤ 15 %	✓
	R_{EI}	0.61	≥ 0.30	✓

Resultados para indicadores de eficiencia energética

	Tamaño	Calculado	Consumo de energía
Carretera 60 Philips	D_p	0.015 W/lx*m²	-
SOLARA G2 60W (unilateral abajo)	D_e	1.0 kWh/m² año	268.0 kWh/año

Carretera 60 Philips

Calzada 1 (M3)

Resultados para campo de evaluación

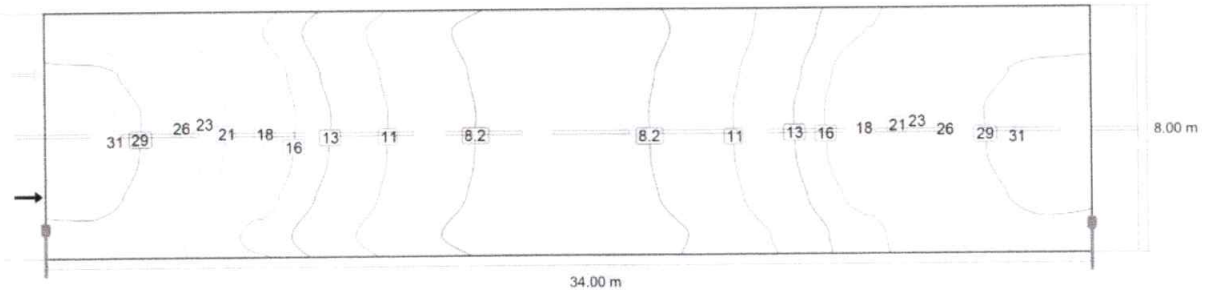
	Tamaño	Calculado	Nominal	Verificación
Calzada 1 (M3)	L_m	1.01 cd/m²	≥ 1.00 cd/m²	✓
	U_o	0.48	≥ 0.40	✓
	U_l	0.62	≥ 0.60	✓
	TI	10 %	≤ 15 %	✓
	R_{EI}	0.61	≥ 0.30	✓

Resultados para observador

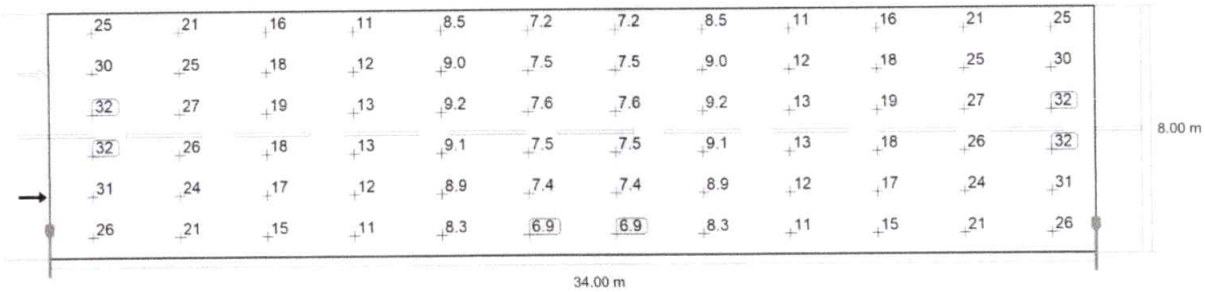
	Tamaño	Calculado	Nominal	Verificación
Observador 1 Posición: -60.000 m, 2.000 m, 1.500 m	L_m	1.01 cd/m²	≥ 1.00 cd/m²	✓
	U_o	0.48	≥ 0.40	✓
	U_l	0.70	≥ 0.60	✓
	TI	10 %	≤ 15 %	✓
Observador 2 Posición: -60.000 m, 6.000 m, 1.500 m	L_m	1.06 cd/m²	≥ 1.00 cd/m²	✓
	U_o	0.50	≥ 0.40	✓
	U_l	0.62	≥ 0.60	✓
	TI	7 %	≤ 15 %	✓

Carretera 60 Philips

Calzada 1 (M3)



Valor de mantenimiento iluminancia horizontal [lx] (Líneas Isolux)



Valor de mantenimiento iluminancia horizontal [lx] (Sistema de valores)

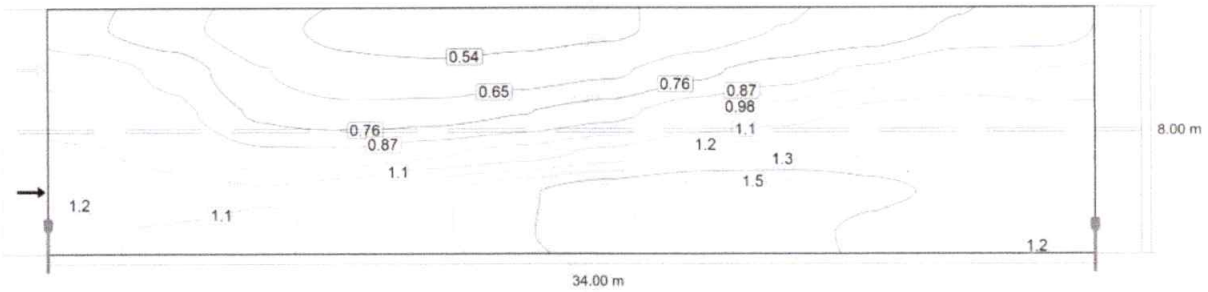
m	1.417	4.250	7.083	9.917	12.750	15.583	18.417	21.250	24.083	26.917	29.750	32.583
7.333	24.73	21.29	15.88	11.48	8.54	7.19	7.19	8.54	11.48	15.88	21.29	24.73
6.000	29.80	25.29	17.83	12.28	8.96	7.45	7.45	8.96	12.28	17.83	25.29	29.80
4.667	32.28	26.57	18.61	12.82	9.20	7.57	7.57	9.20	12.82	18.61	26.57	32.28
3.333	32.36	26.21	18.28	12.72	9.15	7.54	7.54	9.15	12.72	18.28	26.21	32.36
2.000	30.66	24.40	16.95	12.10	8.89	7.38	7.38	8.89	12.10	16.95	24.40	30.66
0.667	26.49	21.31	14.99	10.94	8.27	6.94	6.94	8.27	10.94	14.99	21.31	26.49

Valor de mantenimiento iluminancia horizontal [lx] (Tabla de valores)

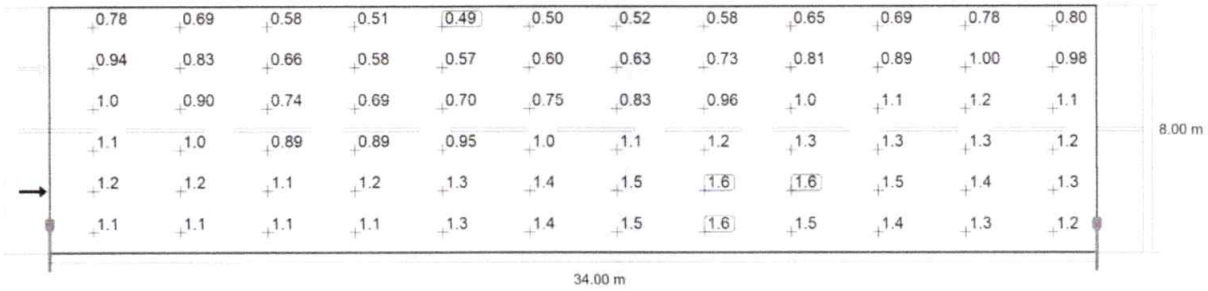
	E_m	E_{min}	E_{max}	U_o (g_1)	g_2
Valor de mantenimiento iluminancia horizontal	16.5 lx	6.94 lx	32.4 lx	0.42	0.21

Carretera 60 Philips

Calzada 1 (M3)



Observador 1: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca [cd/m²] (Líneas Isolux)



Observador 1: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca [cd/m²] (Sistema de valores)

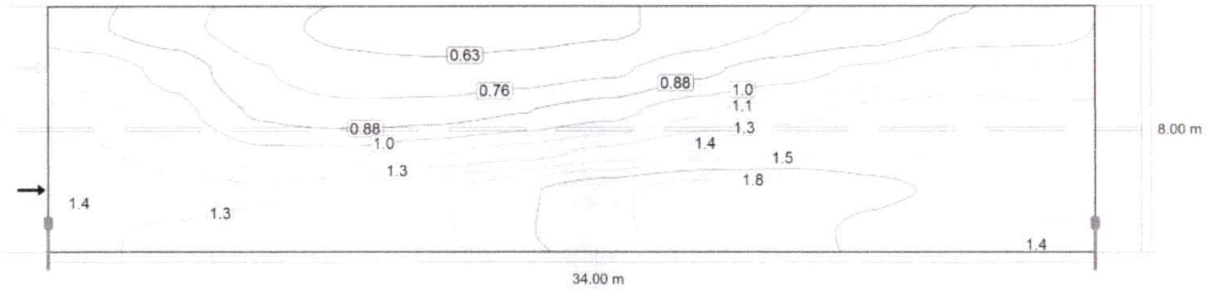
m	1.417	4.250	7.083	9.917	12.750	15.583	18.417	21.250	24.083	26.917	29.750	32.583
7.333	0.78	0.69	0.58	0.51	0.49	0.50	0.52	0.58	0.65	0.69	0.78	0.80
6.000	0.94	0.83	0.66	0.58	0.57	0.60	0.63	0.73	0.81	0.89	1.00	0.98
4.667	1.03	0.90	0.74	0.69	0.70	0.75	0.83	0.96	1.03	1.13	1.15	1.11
3.333	1.10	1.01	0.89	0.89	0.95	1.02	1.12	1.25	1.27	1.30	1.30	1.18
2.000	1.23	1.16	1.10	1.16	1.29	1.40	1.50	1.58	1.58	1.46	1.38	1.29
0.667	1.10	1.07	1.05	1.14	1.28	1.40	1.51	1.55	1.50	1.36	1.26	1.17

Observador 1: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca [cd/m²] (Tabla de valores)

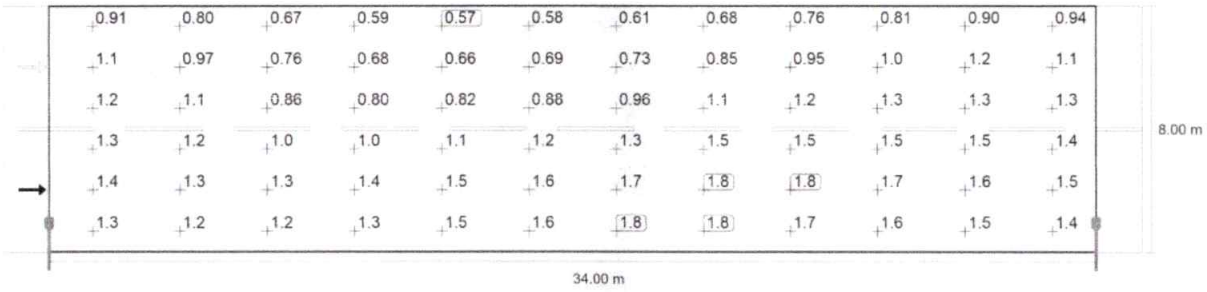
	L_m	L_{min}	L_{max}	U_o (g_1)	g_2
Observador 1: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca	1.01 cd/m²	0.49 cd/m²	1.58 cd/m²	0.48	0.31

Carretera 60 Philips

Calzada 1 (M3)



Observador 1: Luminancia para una instalación nueva [cd/m²] (Líneas Isolux)



Observador 1: Luminancia para una instalación nueva [cd/m²] (Sistema de valores)

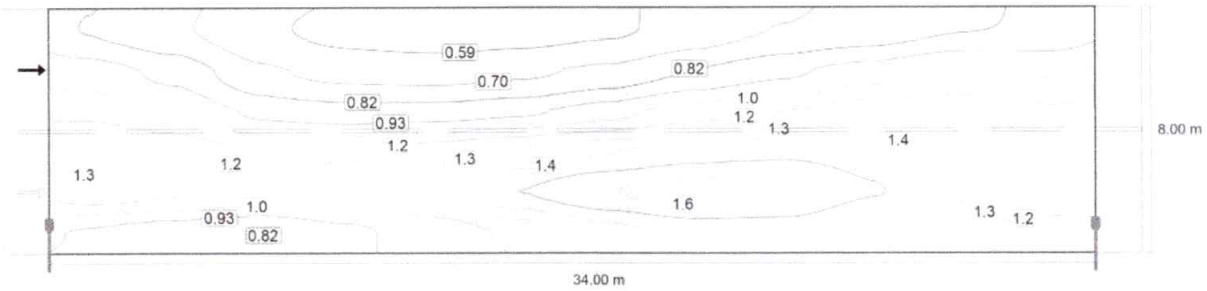
m	1.417	4.250	7.083	9.917	12.750	15.583	18.417	21.250	24.083	26.917	29.750	32.583
7.333	0.91	0.80	0.67	0.59	0.57	0.58	0.61	0.68	0.76	0.81	0.90	0.94
6.000	1.09	0.97	0.76	0.68	0.66	0.69	0.73	0.85	0.95	1.04	1.16	1.14
4.667	1.19	1.05	0.86	0.80	0.82	0.88	0.96	1.11	1.20	1.31	1.34	1.29
3.333	1.28	1.17	1.03	1.04	1.11	1.19	1.30	1.45	1.48	1.51	1.51	1.37
2.000	1.43	1.35	1.28	1.35	1.50	1.62	1.75	1.83	1.83	1.70	1.60	1.50
0.667	1.28	1.25	1.22	1.33	1.49	1.63	1.75	1.80	1.74	1.58	1.47	1.37

Observador 1: Luminancia para una instalación nueva [cd/m²] (Tabla de valores)

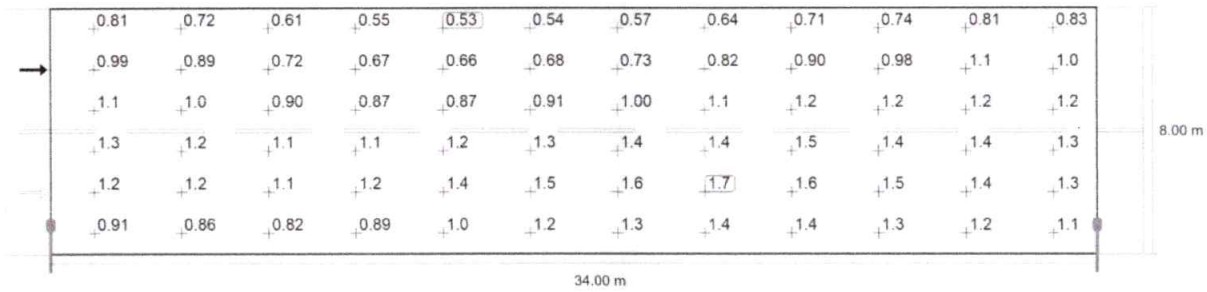
	L_m	L_{min}	L_{max}	U_o (g_1)	g_2
Observador 1: Luminancia para una instalación nueva	1.17 cd/m²	0.57 cd/m²	1.83 cd/m²	0.48	0.31

Carretera 60 Philips

Calzada 1 (M3)



Observador 2: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca [cd/m²] (Líneas Isolux)



Observador 2: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca [cd/m²] (Sistema de valores)

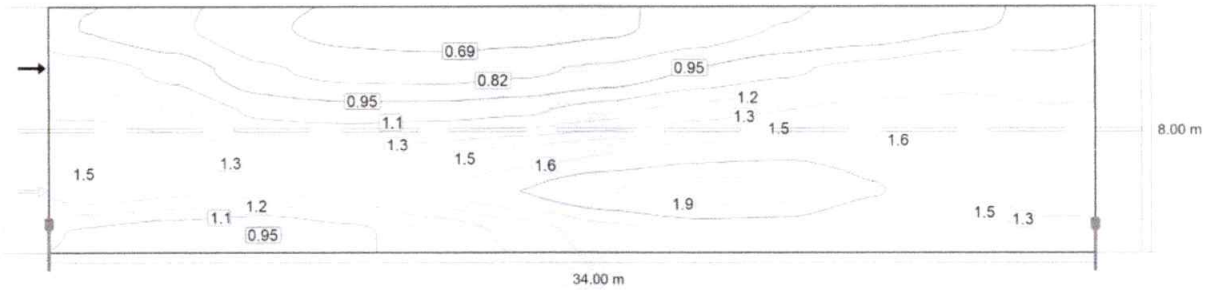
m	1.417	4.250	7.083	9.917	12.750	15.583	18.417	21.250	24.083	26.917	29.750	32.583
7.333	0.81	0.72	0.61	0.55	0.53	0.54	0.57	0.64	0.71	0.74	0.81	0.83
6.000	0.99	0.89	0.72	0.67	0.66	0.68	0.73	0.82	0.90	0.98	1.05	1.03
4.667	1.13	1.04	0.90	0.87	0.87	0.91	1.00	1.10	1.15	1.22	1.23	1.17
3.333	1.30	1.23	1.12	1.14	1.22	1.30	1.38	1.44	1.47	1.42	1.42	1.31
2.000	1.22	1.17	1.13	1.22	1.37	1.49	1.60	1.66	1.64	1.50	1.41	1.31
0.667	0.91	0.86	0.82	0.89	1.04	1.19	1.33	1.41	1.41	1.27	1.17	1.07

Observador 2: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca [cd/m²] (Tabla de valores)

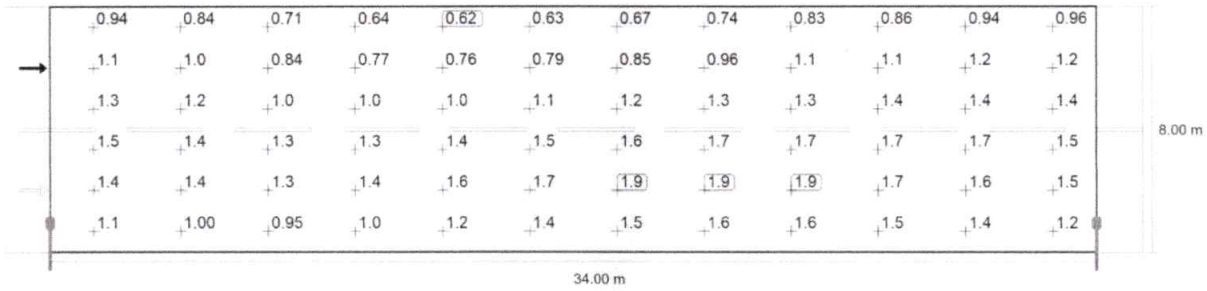
	L_m	L_{min}	L_{max}	U_o (g_1)	g_2
Observador 2: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca	1.06 cd/m²	0.53 cd/m²	1.66 cd/m²	0.50	0.32

Carretera 60 Philips

Calzada 1 (M3)



Observador 2: Luminancia para una instalación nueva [cd/m²] (Líneas Isolux)



Observador 2: Luminancia para una instalación nueva [cd/m²] (Sistema de valores)

m	1.417	4.250	7.083	9.917	12.750	15.583	18.417	21.250	24.083	26.917	29.750	32.583
7.333	0.94	0.84	0.71	0.64	0.62	0.63	0.67	0.74	0.83	0.86	0.94	0.96
6.000	1.15	1.04	0.84	0.77	0.76	0.79	0.85	0.96	1.05	1.14	1.23	1.20
4.667	1.31	1.21	1.04	1.01	1.01	1.06	1.16	1.28	1.34	1.42	1.44	1.36
3.333	1.51	1.43	1.31	1.33	1.42	1.51	1.60	1.68	1.70	1.65	1.65	1.52
2.000	1.42	1.36	1.31	1.42	1.60	1.74	1.86	1.93	1.90	1.75	1.64	1.53
0.667	1.06	1.00	0.95	1.03	1.21	1.39	1.55	1.64	1.64	1.48	1.37	1.25

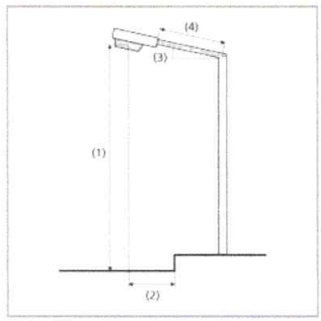
Observador 2: Luminancia para una instalación nueva [cd/m²] (Tabla de valores)

	L_m	L_{min}	L_{max}	U_o (g_1)	g_2
Observador 2: Luminancia para una instalación nueva	1.24 cd/m²	0.62 cd/m²	1.93 cd/m²	0.50	0.32

Carretera 60 Sylvania

Resumen (hacia EN 13201:2015)

SOLARA G2 60W (unilateral abajo)



Distancia entre mástiles	33.000 m
(1) Altura de punto de luz	8.400 m
(2) Saliente del punto de luz	0.900 m
(3) Inclinación del brazo	5.0°
(4) Longitud del brazo	1.500 m
Horas de trabajo anuales	4000 h: 100.0 %, 61.3 W
Vatios / recorrido	1839.0 W/km
ULR / ULOR	0.00 / 0.00
Intensidad lumínica máx Respectivamente en todas las direcciones que forman los ángulos especificados con las verticales inferiores (con luminarias instaladas aptas para el funcionamiento).	≥ 70°: 343 cd/klm ≥ 80°: 106 cd/klm ≥ 90°: 2.45 cd/klm
Clase de potencia lumínica Los valores de intensidad lumínica en [cd/klm] para el cálculo de la clase de potencia lumínica se refieren al flujo luminoso de luminaria conforme a EN 13201:2015.	G*2
Clase de índice de deslumbramiento	D.4
MF	0.86

Carretera 60 Sylvania

Resumen (hacia EN 13201:2015)

Resultados para campos de evaluación

Para la instalación se ha calculado con un factor de mantenimiento de 0.86.

	Tamaño	Calculado	Nominal	Verificación
Calzada 1 (M3)	L_m	1.08 cd/m²	≥ 1.00 cd/m²	✓
	U_o	0.41	≥ 0.40	✓
	U_l	0.71	≥ 0.60	✓
	TI	10 %	≤ 15 %	✓
	R_{EI}	0.43	≥ 0.30	✓

Resultados para indicadores de eficiencia energética

	Tamaño	Calculado	Consumo de energía
Carretera 60 Sylvania	D_p	0.014 W/lx*m²	–
SOLARA G2 60W (unilateral abajo)	D_e	0.9 kWh/m² año	245.2 kWh/año

Carretera 60 Sylvania

Calzada 1 (M3)

Resultados para campo de evaluación

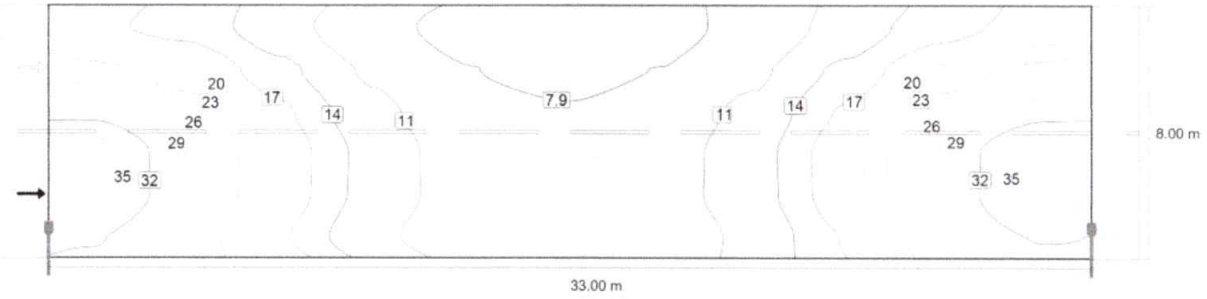
	Tamaño	Calculado	Nominal	Verificación
Calzada 1 (M3)	L_m	1.08 cd/m²	≥ 1.00 cd/m²	✓
	U_o	0.41	≥ 0.40	✓
	U_l	0.71	≥ 0.60	✓
	TI	10 %	≤ 15 %	✓
	R_{EI}	0.43	≥ 0.30	✓

Resultados para observador

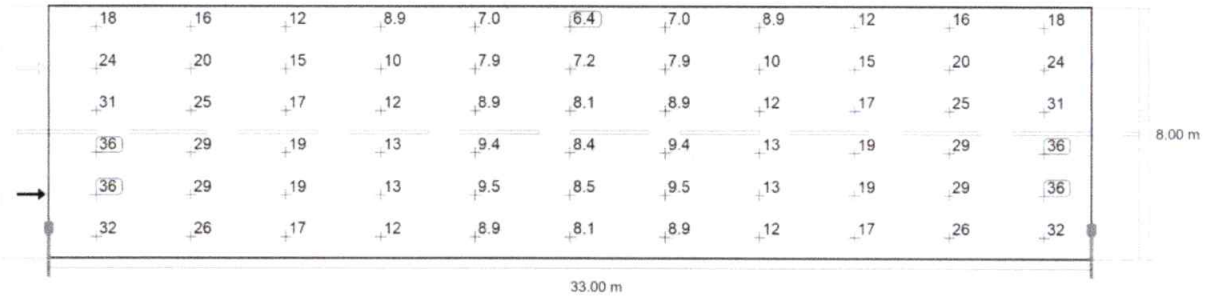
	Tamaño	Calculado	Nominal	Verificación
Observador 1 Posición: -60.000 m, 2.000 m, 1.500 m	L_m	1.08 cd/m²	≥ 1.00 cd/m²	✓
	U_o	0.41	≥ 0.40	✓
	U_l	0.77	≥ 0.60	✓
	TI	10 %	≤ 15 %	✓
Observador 2 Posición: -60.000 m, 6.000 m, 1.500 m	L_m	1.14 cd/m²	≥ 1.00 cd/m²	✓
	U_o	0.42	≥ 0.40	✓
	U_l	0.71	≥ 0.60	✓
	TI	6 %	≤ 15 %	✓

Carretera 60 Sylvania

Calzada 1 (M3)



Valor de mantenimiento iluminancia horizontal [lx] (Líneas Isolux)



Valor de mantenimiento iluminancia horizontal [lx] (Sistema de valores)

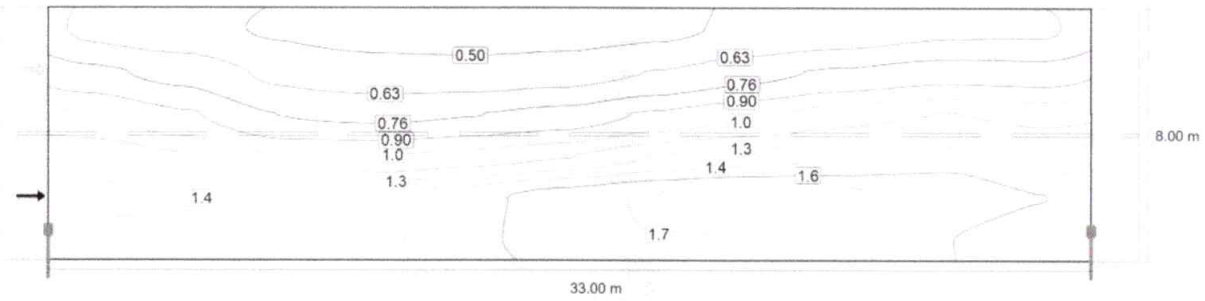
m	1.500	4.500	7.500	10.500	13.500	16.500	19.500	22.500	25.500	28.500	31.500
7.333	17.90	15.84	12.08	8.85	6.97	6.40	6.97	8.85	12.08	15.84	17.90
6.000	24.02	20.49	14.73	10.36	7.95	7.25	7.95	10.36	14.73	20.49	24.02
4.667	31.09	25.45	17.48	11.74	8.90	8.07	8.90	11.74	17.48	25.45	31.09
3.333	36.15	28.80	19.12	12.76	9.42	8.39	9.42	12.76	19.12	28.80	36.15
2.000	36.32	28.79	19.00	12.69	9.53	8.54	9.53	12.69	19.00	28.79	36.32
0.667	32.14	25.92	17.20	11.69	8.92	8.06	8.92	11.69	17.20	25.92	32.14

Valor de mantenimiento iluminancia horizontal [lx] (Tabla de valores)

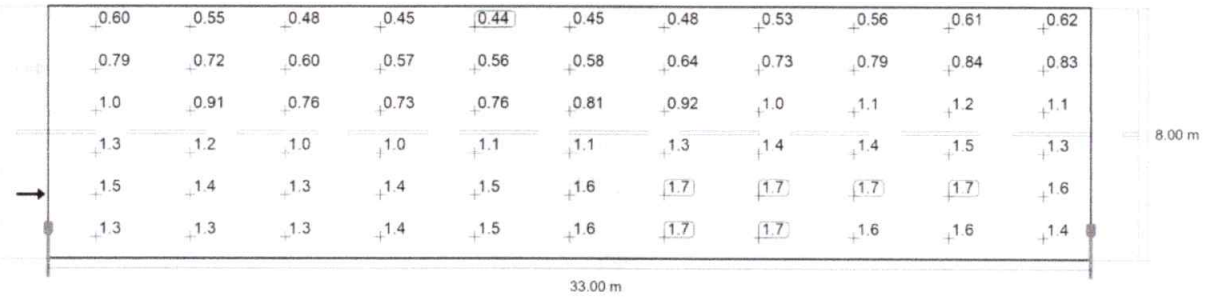
	E_m	E_{min}	E_{max}	U_o (g_1)	g_2
Valor de mantenimiento iluminancia horizontal	17.1 lx	6.40 lx	36.3 lx	0.37	0.18

Carretera 60 Sylvania

Calzada 1 (M3)



Observador 1: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca [cd/m²] (Líneas Isolux)



Observador 1: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca [cd/m²] (Sistema de valores)

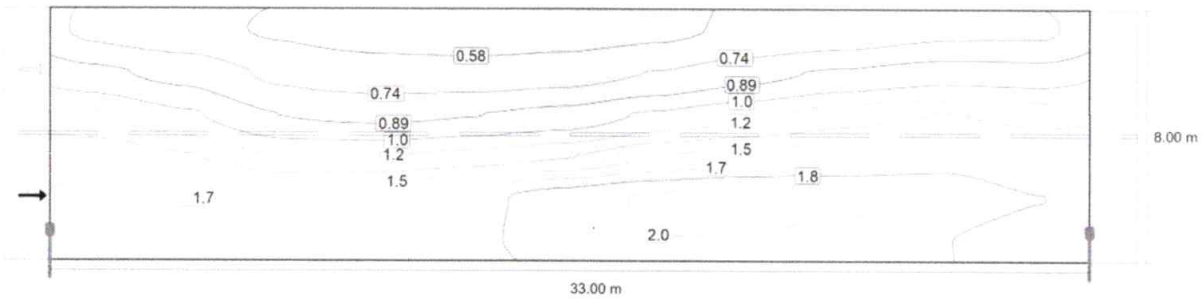
m	1.500	4.500	7.500	10.500	13.500	16.500	19.500	22.500	25.500	28.500	31.500
7.333	0.60	0.55	0.48	0.45	0.44	0.45	0.48	0.53	0.56	0.61	0.62
6.000	0.79	0.72	0.60	0.57	0.56	0.58	0.64	0.73	0.79	0.84	0.83
4.667	1.03	0.91	0.76	0.73	0.76	0.81	0.92	1.00	1.11	1.16	1.11
3.333	1.27	1.17	1.02	1.02	1.07	1.15	1.29	1.36	1.42	1.49	1.35
2.000	1.49	1.43	1.35	1.40	1.50	1.62	1.70	1.75	1.72	1.68	1.56
0.667	1.35	1.34	1.31	1.38	1.51	1.62	1.68	1.67	1.62	1.56	1.43

Observador 1: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca [cd/m²] (Tabla de valores)

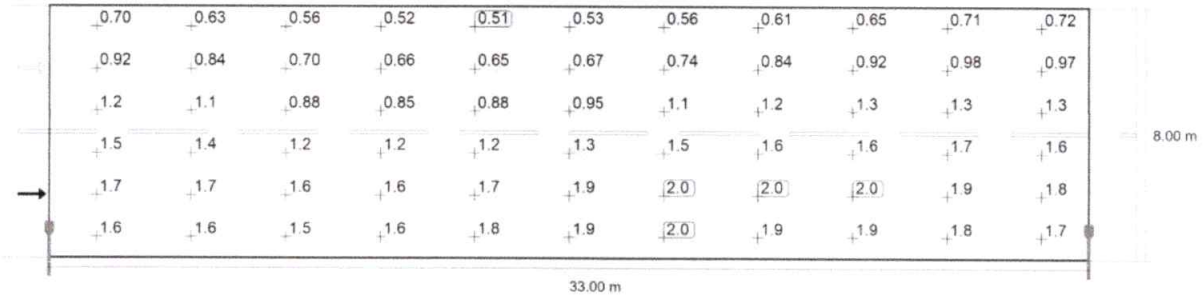
	L_m	L_{min}	L_{max}	U_o (g_1)	g_2
Observador 1: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca	1.08 cd/m²	0.44 cd/m²	1.75 cd/m²	0.41	0.25

Carretera 60 Sylvania

Calzada 1 (M3)



Observador 1: Luminancia para una instalación nueva [cd/m²] (Líneas Isolux)



Observador 1: Luminancia para una instalación nueva [cd/m²] (Sistema de valores)

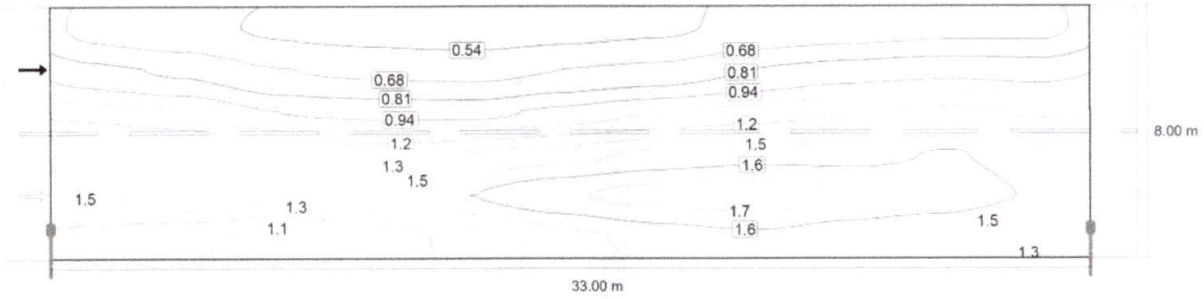
m	1.500	4.500	7.500	10.500	13.500	16.500	19.500	22.500	25.500	28.500	31.500
7.333	0.70	0.63	0.56	0.52	0.51	0.53	0.56	0.61	0.65	0.71	0.72
6.000	0.92	0.84	0.70	0.66	0.65	0.67	0.74	0.84	0.92	0.98	0.97
4.667	1.20	1.06	0.88	0.85	0.88	0.95	1.07	1.17	1.29	1.35	1.29
3.333	1.48	1.36	1.19	1.19	1.25	1.34	1.51	1.58	1.65	1.73	1.57
2.000	1.73	1.66	1.57	1.62	1.75	1.88	1.98	2.03	2.00	1.95	1.81
0.667	1.57	1.56	1.52	1.61	1.76	1.89	1.95	1.94	1.88	1.81	1.66

Observador 1: Luminancia para una instalación nueva [cd/m²] (Tabla de valores)

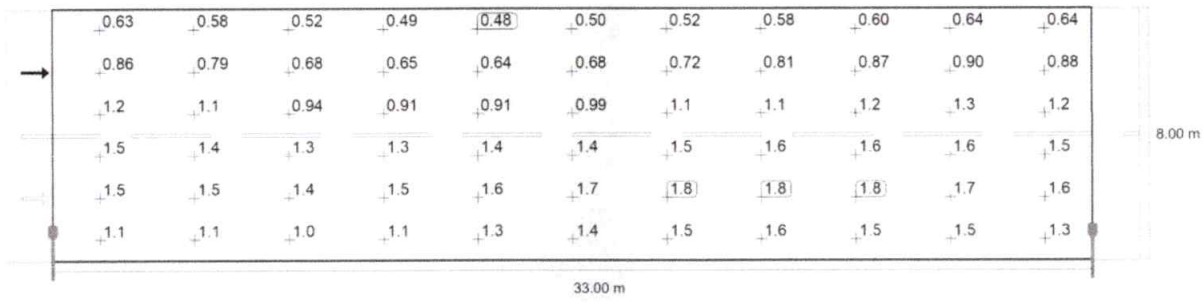
	L_m	L_{min}	L_{max}	U_o (g_1)	g_2
Observador 1: Luminancia para una instalación nueva	1.25 cd/m²	0.51 cd/m²	2.03 cd/m²	0.41	0.25

Carretera 60 Sylvania

Calzada 1 (M3)



Observador 2: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca [cd/m²] (Líneas Isolux)



Observador 2: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca [cd/m²] (Sistema de valores)

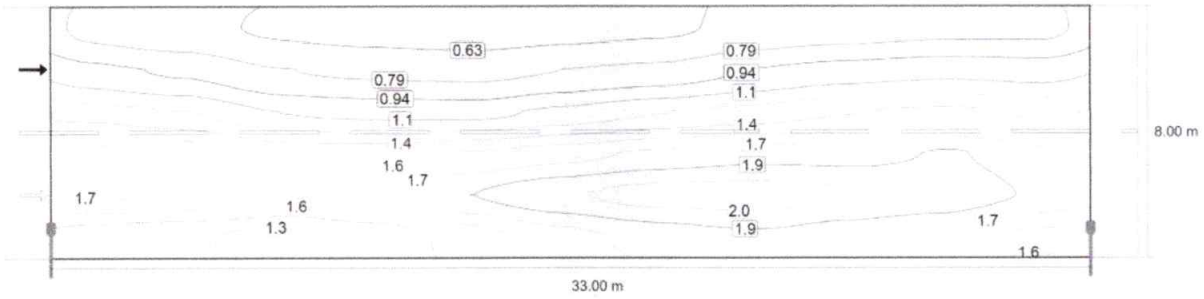
m	1.500	4.500	7.500	10.500	13.500	16.500	19.500	22.500	25.500	28.500	31.500
7.333	0.63	0.58	0.52	0.49	0.48	0.50	0.52	0.58	0.60	0.64	0.64
6.000	0.86	0.79	0.68	0.65	0.64	0.68	0.72	0.81	0.87	0.90	0.88
4.667	1.15	1.08	0.94	0.91	0.91	0.99	1.07	1.13	1.21	1.25	1.19
3.333	1.51	1.42	1.29	1.30	1.36	1.43	1.51	1.56	1.56	1.63	1.51
2.000	1.49	1.46	1.41	1.49	1.62	1.73	1.80	1.82	1.78	1.72	1.59
0.667	1.13	1.09	1.02	1.12	1.27	1.43	1.53	1.58	1.53	1.46	1.31

Observador 2: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca [cd/m²] (Tabla de valores)

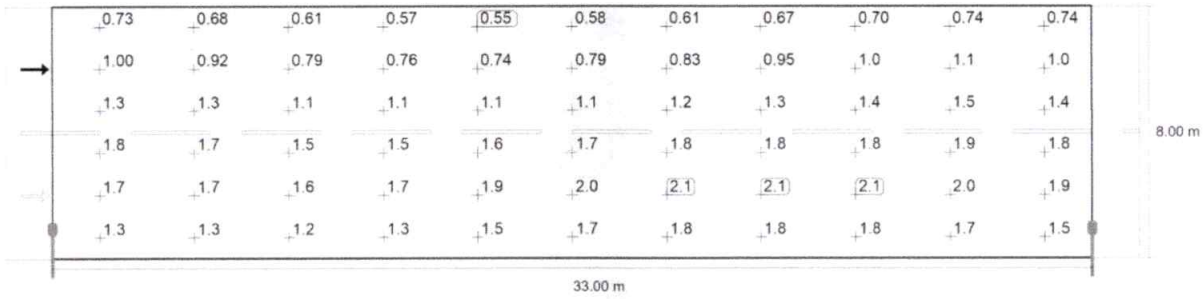
	L_m	L_{min}	L_{max}	U_o (g_1)	g_2
Observador 2: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca	1.14 cd/m²	0.48 cd/m²	1.82 cd/m²	0.42	0.26

Carretera 60 Sylvania

Calzada 1 (M3)



Observador 2: Luminancia para una instalación nueva [cd/m²] (Líneas Isolux)



Observador 2: Luminancia para una instalación nueva [cd/m²] (Sistema de valores)

m	1.500	4.500	7.500	10.500	13.500	16.500	19.500	22.500	25.500	28.500	31.500
7.333	0.73	0.68	0.61	0.57	0.55	0.58	0.61	0.67	0.70	0.74	0.74
6.000	1.00	0.92	0.79	0.76	0.74	0.79	0.83	0.95	1.01	1.05	1.03
4.667	1.34	1.26	1.09	1.06	1.05	1.15	1.25	1.31	1.40	1.46	1.38
3.333	1.76	1.66	1.50	1.51	1.58	1.66	1.76	1.82	1.81	1.89	1.75
2.000	1.74	1.70	1.64	1.73	1.88	2.01	2.10	2.11	2.06	2.00	1.85
0.667	1.31	1.27	1.19	1.30	1.48	1.66	1.78	1.84	1.78	1.70	1.52

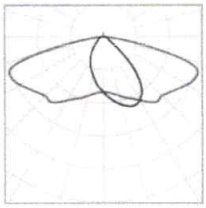
Observador 2: Luminancia para una instalación nueva [cd/m²] (Tabla de valores)

	L_m	L_{min}	L_{max}	U_o (g_1)	g_2
Observador 2: Luminancia para una instalación nueva	1.32 cd/m²	0.55 cd/m²	2.11 cd/m²	0.42	0.26

Carretera 60 VCP

Resumen (hacia EN 13201:2015)



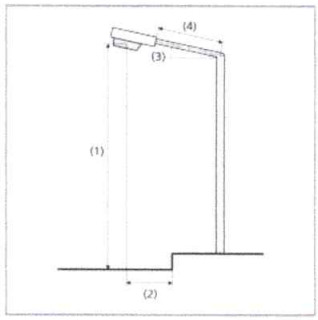


Fabricante	VCP Ecolighting	P	58.2 W
Nombre del artículo	S7-58W-T2M	$\Phi_{Lámpara}$	11056 lm
Lámpara	160x LU3030	$\Phi_{Luminaria}$	11056 lm
		η	100.00 %

Carretera 60 VCP

Resumen (hacia EN 13201:2015)

SOLARA G2 60W (unilateral abajo)



Distancia entre mástiles	37.000 m
(1) Altura de punto de luz	8.400 m
(2) Saliente del punto de luz	0.900 m
(3) Inclinación del brazo	5.0°
(4) Longitud del brazo	1.500 m
Horas de trabajo anuales	4000 h: 100.0 %, 58.2 W
Vatios / recorrido	1571.4 W/km
ULR / ULOR	0.00 / 0.00
Intensidad lumínica máx Respectivamente en todas las direcciones que forman los ángulos especificados con las verticales inferiores (con luminarias instaladas aptas para el funcionamiento).	≥ 70°: 537 cd/klm ≥ 80°: 181 cd/klm ≥ 90°: 2.35 cd/klm
Clase de potencia lumínica Los valores de intensidad lumínica en [cd/klm] para el cálculo de la clase de potencia lumínica se refieren al flujo luminoso de luminaria conforme a EN 13201:2015.	G*1
Clase de índice de deslumbramiento	D.4
MF	0.86

Carretera 60 VCP

Resumen (hacia EN 13201:2015)

Resultados para campos de evaluación

Para la instalación se ha calculado con un factor de mantenimiento de 0.86.

	Tamaño	Calculado	Nominal	Verificación
Calzada 1 (M3)	L_m	1.36 cd/m²	≥ 1.00 cd/m²	✓
	U_o	0.43	≥ 0.40	✓
	U_l	0.71	≥ 0.60	✓
	TI	14 %	≤ 15 %	✓
	R_{EI}	0.45	≥ 0.30	✓

Resultados para indicadores de eficiencia energética

	Tamaño	Calculado	Consumo de energía
Carretera 60 VCP	D_p	0.010 W/lx*m²	–
SOLARA G2 60W (unilateral abajo)	D_e	0.8 kWh/m² año	232.8 kWh/año

Carretera 60 VCP

Calzada 1 (M3)

Resultados para campo de evaluación

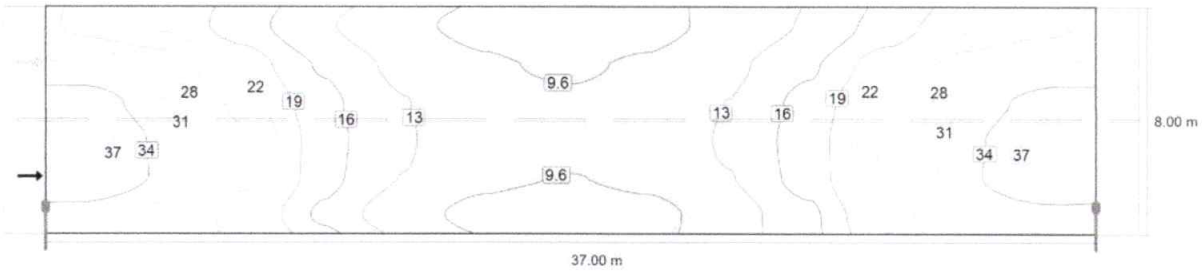
	Tamaño	Calculado	Nominal	Verificación
Calzada 1 (M3)	L_m	1.36 cd/m²	≥ 1.00 cd/m²	✓
	U_o	0.43	≥ 0.40	✓
	U_l	0.71	≥ 0.60	✓
	TI	14 %	≤ 15 %	✓
	R_{EI}	0.45	≥ 0.30	✓

Resultados para observador

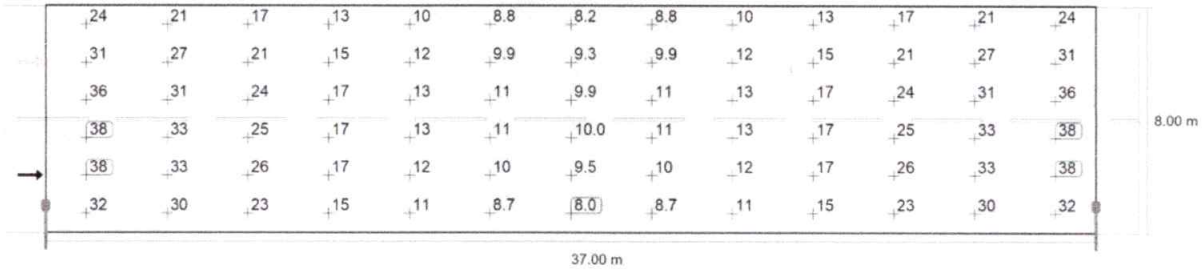
	Tamaño	Calculado	Nominal	Verificación
Observador 1 Posición: -60.000 m, 2.000 m, 1.500 m	L_m	1.36 cd/m²	≥ 1.00 cd/m²	✓
	U_o	0.43	≥ 0.40	✓
	U_l	0.71	≥ 0.60	✓
	TI	14 %	≤ 15 %	✓
Observador 2 Posición: -60.000 m, 6.000 m, 1.500 m	L_m	1.46 cd/m²	≥ 1.00 cd/m²	✓
	U_o	0.45	≥ 0.40	✓
	U_l	0.76	≥ 0.60	✓
	TI	9 %	≤ 15 %	✓

Carretera 60 VCP

Calzada 1 (M3)



Valor de mantenimiento iluminancia horizontal [lx] (Líneas Isolux)



Valor de mantenimiento iluminancia horizontal [lx] (Sistema de valores)

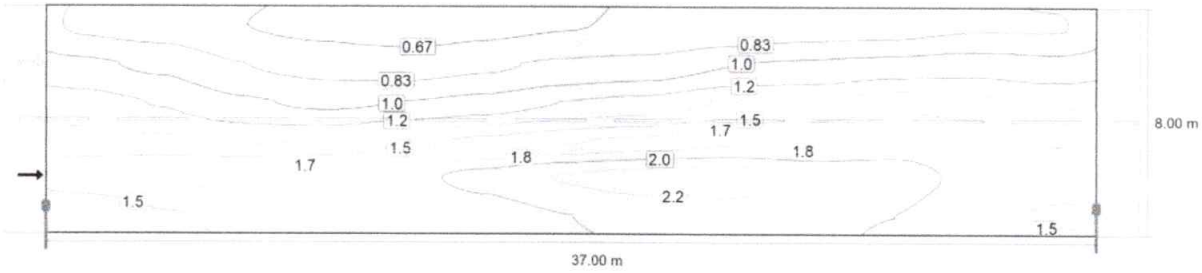
m	1.423	4.269	7.115	9.962	12.808	15.654	18.500	21.346	24.192	27.038	29.885	32.731	35.577
7.333	23.60	21.39	17.04	12.94	10.23	8.81	8.22	8.81	10.23	12.94	17.04	21.39	23.60
6.000	30.94	27.01	20.79	15.20	11.83	9.92	9.26	9.92	11.83	15.20	20.79	27.01	30.94
4.667	36.20	30.95	23.64	16.60	12.66	10.54	9.86	10.54	12.66	16.60	23.64	30.95	36.20
3.333	38.47	33.02	25.30	17.06	12.89	10.69	9.99	10.69	12.91	17.09	25.32	33.02	38.47
2.000	37.54	33.34	25.60	16.84	12.48	10.22	9.50	10.22	12.49	16.88	25.69	33.40	37.54
0.667	32.34	29.83	22.64	14.95	10.82	8.68	8.05	8.74	10.90	15.02	22.73	29.83	32.33

Valor de mantenimiento iluminancia horizontal [lx] (Tabla de valores)

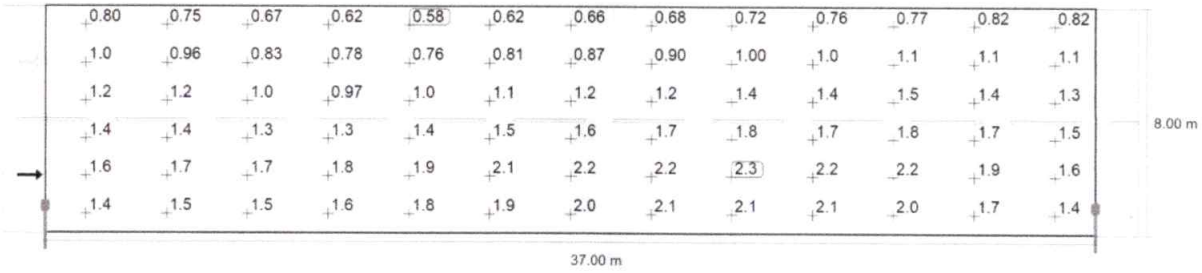
	E_m	E_{min}	E_{max}	U_o (g_1)	g_2
Valor de mantenimiento iluminancia horizontal	19.5 lx	8.05 lx	38.5 lx	0.41	0.21

Carretera 60 VCP

Calzada 1 (M3)



Observador 1: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca [cd/m²] (Líneas Isolux)



Observador 1: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca [cd/m²] (Sistema de valores)

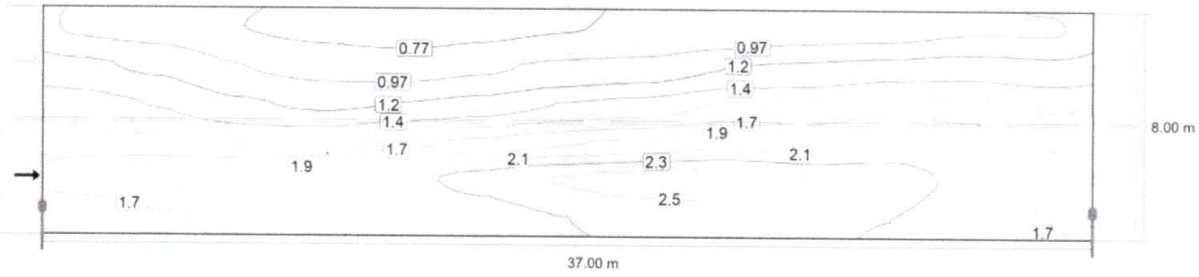
m	1.423	4.269	7.115	9.962	12.808	15.654	18.500	21.346	24.192	27.038	29.885	32.731	35.577
7.333	0.80	0.75	0.67	0.62	0.58	0.62	0.66	0.68	0.72	0.76	0.77	0.82	0.82
6.000	1.03	0.96	0.83	0.78	0.76	0.81	0.87	0.90	1.00	1.04	1.08	1.11	1.07
4.667	1.23	1.15	1.03	0.97	1.00	1.07	1.17	1.24	1.35	1.36	1.46	1.40	1.33
3.333	1.40	1.36	1.31	1.32	1.43	1.54	1.65	1.72	1.80	1.73	1.82	1.69	1.49
2.000	1.61	1.69	1.71	1.78	1.94	2.07	2.19	2.25	2.26	2.21	2.19	1.89	1.64
0.667	1.38	1.49	1.52	1.60	1.77	1.90	2.00	2.07	2.09	2.05	2.01	1.72	1.45

Observador 1: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca [cd/m²] (Tabla de valores)

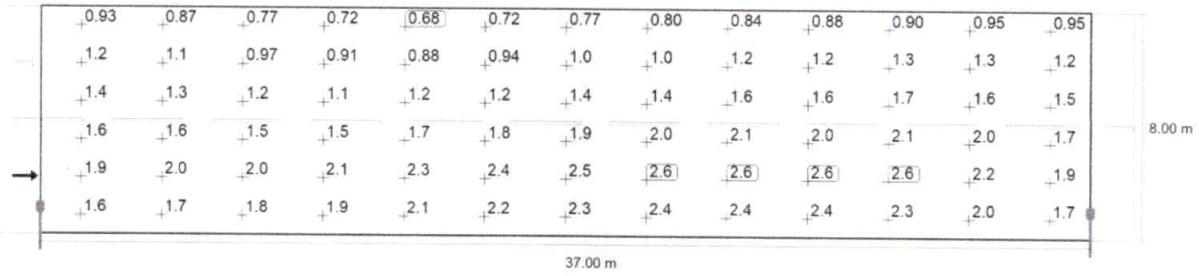
	L_m	L_{min}	L_{max}	U_o (g_1)	g_2
Observador 1: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca	1.36 cd/m²	0.58 cd/m²	2.26 cd/m²	0.43	0.26

Carretera 60 VCP

Calzada 1 (M3)



Observador 1: Luminancia para una instalación nueva [cd/m²] (Líneas Isolux)



Observador 1: Luminancia para una instalación nueva [cd/m²] (Sistema de valores)

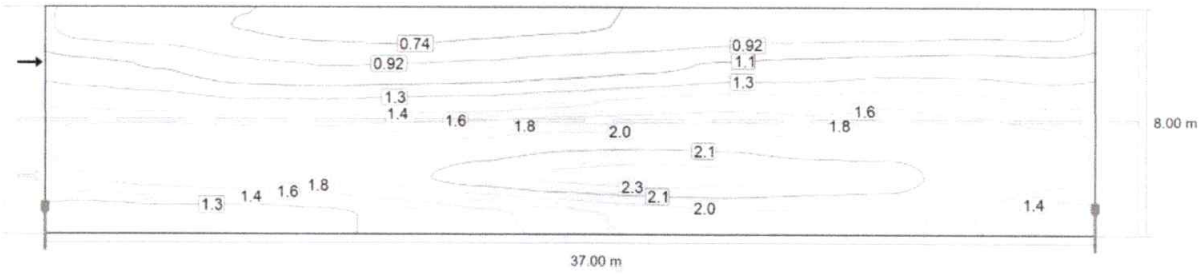
m	1.423	4.269	7.115	9.962	12.808	15.654	18.500	21.346	24.192	27.038	29.885	32.731	35.577
7.333	0.93	0.87	0.77	0.72	0.68	0.72	0.77	0.80	0.84	0.88	0.90	0.95	0.95
6.000	1.20	1.12	0.97	0.91	0.88	0.94	1.01	1.05	1.16	1.21	1.25	1.29	1.25
4.667	1.44	1.34	1.20	1.12	1.16	1.24	1.36	1.44	1.57	1.58	1.70	1.63	1.54
3.333	1.63	1.59	1.53	1.54	1.67	1.79	1.91	2.00	2.10	2.02	2.11	1.97	1.73
2.000	1.87	1.96	1.99	2.07	2.26	2.41	2.54	2.62	2.62	2.56	2.55	2.20	1.91
0.667	1.60	1.73	1.77	1.86	2.06	2.21	2.33	2.41	2.43	2.39	2.33	2.00	1.69

Observador 1: Luminancia para una instalación nueva [cd/m²] (Tabla de valores)

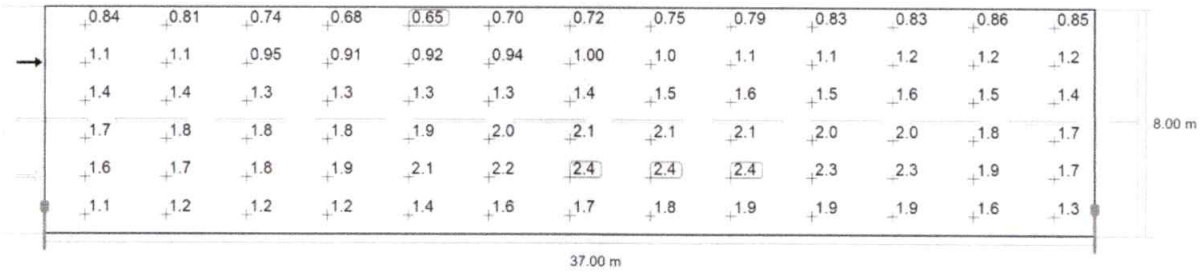
	L_m	L_{min}	L_{max}	U_o (g_1)	g_2
Observador 1: Luminancia para una instalación nueva	1.58 cd/m²	0.68 cd/m²	2.62 cd/m²	0.43	0.26

Carretera 60 VCP

Calzada 1 (M3)



Observador 2: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca [cd/m²] (Líneas Isolux)



Observador 2: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca [cd/m²] (Sistema de valores)

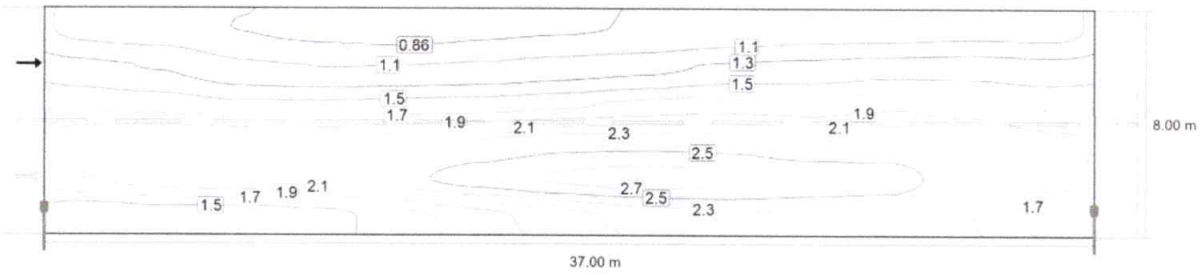
m	1.423	4.269	7.115	9.962	12.808	15.654	18.500	21.346	24.192	27.038	29.885	32.731	35.577
7.333	0.84	0.81	0.74	0.68	0.65	0.70	0.72	0.75	0.79	0.83	0.83	0.86	0.85
6.000	1.13	1.08	0.95	0.91	0.92	0.94	1.00	1.04	1.12	1.15	1.19	1.20	1.16
4.667	1.40	1.36	1.29	1.29	1.33	1.35	1.41	1.49	1.56	1.52	1.59	1.52	1.42
3.333	1.73	1.77	1.75	1.78	1.89	1.99	2.08	2.09	2.07	1.99	1.99	1.85	1.67
2.000	1.60	1.70	1.76	1.88	2.09	2.25	2.36	2.41	2.38	2.29	2.26	1.95	1.69
0.667	1.13	1.17	1.16	1.21	1.37	1.55	1.72	1.85	1.93	1.95	1.91	1.62	1.33

Observador 2: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca [cd/m²] (Tabla de valores)

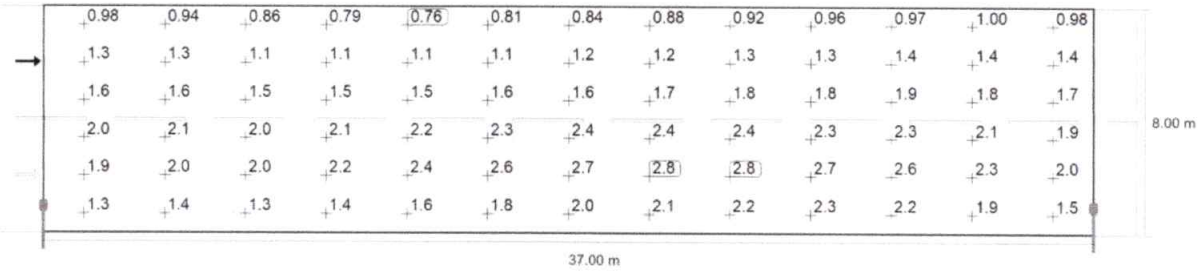
	L_m	L_{min}	L_{max}	U_o (g_1)	g_2
Observador 2: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca	1.46 cd/m²	0.65 cd/m²	2.41 cd/m²	0.45	0.27

Carretera 60 VCP

Calzada 1 (M3)



Observador 2: Luminancia para una instalación nueva [cd/m²] (Líneas Isolux)



Observador 2: Luminancia para una instalación nueva [cd/m²] (Sistema de valores)

m	1.423	4.269	7.115	9.962	12.808	15.654	18.500	21.346	24.192	27.038	29.885	32.731	35.577
7.333	0.98	0.94	0.86	0.79	0.76	0.81	0.84	0.88	0.92	0.96	0.97	1.00	0.98
6.000	1.32	1.25	1.10	1.06	1.07	1.10	1.16	1.21	1.30	1.34	1.38	1.39	1.35
4.667	1.63	1.58	1.50	1.50	1.54	1.57	1.64	1.74	1.81	1.77	1.85	1.77	1.66
3.333	2.01	2.06	2.04	2.07	2.20	2.31	2.42	2.43	2.41	2.31	2.31	2.15	1.95
2.000	1.86	1.97	2.04	2.18	2.43	2.61	2.74	2.80	2.77	2.67	2.62	2.26	1.96
0.667	1.31	1.36	1.34	1.40	1.60	1.81	2.00	2.15	2.24	2.27	2.22	1.88	1.54

Observador 2: Luminancia para una instalación nueva [cd/m²] (Tabla de valores)

	L_m	L_{min}	L_{max}	U_o (g_1)	g_2
Observador 2: Luminancia para una instalación nueva	1.69 cd/m²	0.76 cd/m²	2.80 cd/m²	0.45	0.27

Glosario

A

A	Símbolo para una superficie en la geometría
Altura interior del local	Designación para la distancia entre el borde superior del suelo y el borde inferior del techo (para un local en su estado terminado).
Autonomía de la luz del día	Describe qué porcentaje del tiempo de trabajo diario se cubre con la iluminación solar necesaria. La iluminancia nominal se utiliza a partir del perfil de la habitación, a diferencia de lo descrito en la norma EN 17037. El cálculo no se realiza en el centro de la habitación sino en el punto de medición del sensor colocado. Se considera que una habitación está suficientemente iluminada con luz solar si alcanza al menos un 50 % de autonomía con luz solar.

Á

Área circundante	El área circundante limita directamente con el área de la tarea visual y debe contar con una anchura de al menos 0,5 m, según DIN EN 12464-1. Se encuentra a la misma altura que el área de la tarea visual.
Área de fondo	El área de fondo limita, según DIN EN 12464-1, con el área inmediatamente circundante y alcanza los límites del local. En el caso de locales grandes, el área de fondo tiene al menos 3 m de anchura. Es horizontal y se encuentra a la altura del suelo.
Área de la tarea visual	El área requerida para llevar a cabo una tarea visual según DIN EN 12464-1. La altura corresponde a la altura a la que se lleva a cabo la tarea visual.

C

CCT	(ingl. correlated colour temperature) Temperatura del cuerpo de un proyector térmico, que se utiliza para la descripción de su color de luz. Unidad: Kelvin [K]. Entre menor sea el valor numérico, más rojo, a mayor valor numérico, más azul será el color de luz. La temperatura de color de lámparas de descarga gaseosa y semiconductores se denomina, al contrario de la temperatura de color de los proyectores térmicos, como "temperatura de color correlacionada". Correspondencia entre colores de luz y rangos de temperatura de color según EN 12464 -1: Color de luz - temperatura de color [K] blanco cálido (ww) < 3.300 K blanco neutro (nw) ≥ 3.300 – 5.300 K blanco luz diurna (tw) > 5.300 K

Glosario

Cociente de luz diurna	Relación entre la iluminacia que se alcanza en un punto en el espacio interior, debida únicamente a la incidencia de luz diurna, y la iluminancia horizontal en el espacio exterior bajo cielo abierto. Símbolo: D (ingl. daylight factor) Unidad: %
CRI	(ingl. colour rendering index) Denominación para el índice de reproducción cromática de una luminaria o de una fuente de luz según DIN 6169: 1976 o. CIE 13.3: 1995. El índice general de reproducción cromática Ra (o CRI) es un coeficiente adimensional que describe la calidad de una fuente de luz blanca en lo que respecta a su semejanza a una fuente de luz de referencia, en los espectros de remisión de 8 colores de prueba definidos (ver DIN 6169 o CIE 1974).

D

Densidad lumínica	Medida de la "impresión de claridad" que el ojo humano percibe de una superficie. Es posible que la superficie misma ilumine o que refleje la luz que incide sobre ella (valor de emisor). Es la única dimensión fotométrica que el ojo humano puede percibir. Unidad: Candela por metro cuadrado Abreviatura: cd/m^2 Símbolo: L

E

Eta (η)	(ingl. light output ratio) El grado de eficacia de funcionamiento de luminaria describe qué porcentaje del flujo luminoso de una fuente de luz de radiación libre (o módulo LED) abandona la luminaria instalada. Unidad: %

Glosario

Evaluación energética	Basado en un procedimiento de cálculo horario de la luz solar en espacios interiores, teniendo en cuenta la geometría del proyecto y los sistemas de control de la luz solar existentes. También se tiene en cuenta la orientación y ubicación del proyecto. El cálculo utiliza la potencia del sistema especificada de las luminarias para determinar la demanda de energía. Se asume una relación lineal entre la potencia y el flujo luminoso en el estado atenuado para las luminarias controladas por la luz solar. Los tiempos de uso y la iluminancia nominal se determinan a partir de los perfiles de uso de los espacios. Las luminarias encendidas que se excluyen explícitamente del control también tienen en cuenta los tiempos de uso especificados. Los sistemas de control de la luz solar usan una lógica de control simplificada que los cierra con una iluminancia horizontal de 27.500 lx. El año natural 2022 se usa solo como referencia. No es una simulación de este año. El año de referencia solo se utiliza para asignar los días de la semana a los resultados calculados. No se contempla el cambio al horario de verano. El tipo de cielo de referencia utilizado es el cielo medio descrito en CIE 110 sin luz solar directa. El método fue desarrollado junto con el Fraunhofer Institute for Building Physics y está disponible para su revisión por parte del Grupo de trabajo conjunto 1 ISO TC 274 como una extensión del método basado en regresión anual anterior.

F

Factor de degradación	Véase MF
Flujo luminoso	Medida para la potencia luminosa total emitida por una fuente de luz en todas direcciones. Es con ello un "valor de emisor" que especifica la potencia de emisión total. El flujo luminoso de una fuente de luz solo puede determinarse en el laboratorio. Se diferencia entre el flujo luminoso de lámpara o de módulo LED y el flujo luminoso de luminaria. Unidad: Lumen Abreviatura: lm Símbolo: Φ

G

g_1	Con frecuencia también U_o (ingl. overall uniformity) Denomina la uniformidad total de la iluminancia sobre una superficie. Es el cociente de E_{min} y $\bar{E}$ y se utiliza, entre otras, en normas para la especificación de iluminación en lugares de trabajo.
g_2	Denomina en realidad la "desigualdad" de la iluminancia sobre una superficie. Es el cociente entre E_{min} y E_{max} y por lo general es relevante solo como evidencia de iluminación de emergencia según EN 1838.

Glosario

Grado de reflexión	El grado de reflexión de una superficie describe qué cantidad de la luz incidente es reflejada. El grado de reflexión se define mediante la coloración de la superficie.
Grupo de control	Un grupo de luminarias que se atenúan y controlan juntas. Para cada escena de iluminación, un grupo de control proporciona su propio valor de atenuación. Todas las luminarias dentro de un grupo de control comparten este valor de atenuación. Los grupos de control con sus luminarias los determina DIALux automáticamente en función de las escenas de iluminación creadas y sus grupos de luminarias.

I

Iluminancia, adaptativa	Para la determinación de la iluminancia media adaptativa sobre una superficie, ésta se rasteriza en forma "adaptativa". En el área en que hay las mayores diferencias en iluminancia dentro de la superficie, la rasterización se hace más fina, en el área de menores diferencias, se realiza una rasterización más gruesa.
Iluminancia, horizontal	Iluminancia, calculada o medida sobre un plano horizontal (éste puede ser p.ej. una superficie de una mesa o el suelo). La iluminancia horizontal se identifica por lo general con las letras E_h.
Iluminancia, perpendicular	Iluminancia perpendicular a una superficie, medida o calculada. Este se debe considerar en superficies inclinadas. Si la superficie es horizontal o vertical, no existe diferencia entre la iluminancia perpendicular y la vertical u horizontal.
Iluminancia, vertical	Iluminancia, calculada o medida sobre un plano vertical (este puede ser p.ej. la parte frontal de una estantería). La iluminancia vertical se identifica por lo general con las letras E_v.
Intensidad lumínica	Describe la intensidad de luz en una dirección determinada (valor de emisor). La intensidad lumínica es el flujo luminoso Φ, entregado en un ángulo determinado Ω del espacio. La característica de emisión de una fuente de luz se representa gráficamente en una curva de distribución de intensidad luminosa (CDL). La intensidad lumínica es una unidad básica SI. Unidad: Candela Abreviatura: cd Símbolo: I
Intensidad lumínica	Describe la relación del flujo luminoso que cae sobre una superficie determinada y el tamaño de esta superficie ($lm/m^2 = lx$). La iluminancia no está vinculada a una superficie de un objeto. Puede determinarse en cualquier punto del espacio (interior o exterior). La iluminancia no es una propiedad de un producto, ya que se trata de un valor del receptor. Para su medición se utilizan aparatos de medición de iluminancia. Unidad: Lux Abreviatura: lx Símbolo: E

Glosario

K

k_S	El efecto de deslumbramiento de una fuente de luz puede describirse mediante la métrica del deslumbramiento k_S. Relaciona el ángulo sólido de la fuente de luz deslumbrante vista desde el punto de inmisión, la luminancia ambiental y la luminancia máxima admisible.

L

LENI	(ingl. lighting energy numeric indicator) Indicador numérico de energía de iluminación según EN 15193 Unidad: kWh/ m^2 año
LLMF	(ingl. lamp lumen maintenance factor)/según CIE 97: 2005 Factor de mantenimiento de flujo luminoso de lámparas, tiene en cuenta la disminución del flujo luminoso de una lámpara o de un módulo LED en el curso de su tiempo de funcionamiento. El factor de mantenimiento de flujo luminoso de lámparas se especifica como número decimal y puede tomar un valor máximo de 1 (sin disminución de flujo luminoso).
LMF	(ingl. luminaire maintenance factor)/según CIE 97: 2005 Factor de mantenimiento de luminaria, tiene en cuenta el ensuciamiento de la luminaria en el curso de su tiempo de funcionamiento. El factor de mantenimiento de luminaria se especifica como número decimal y puede tomar un valor máximo de 1 (sin suciedad).
LSF	(ingl. lamp survival factor)/según CIE 97: 2005 Factor de supervivencia de la lámpara, tiene en cuenta el fallo total de una luminaria en el curso de su tiempo de funcionamiento. El factor de supervivencia de la lámpara se expresa como número decimal y puede tomar un valor máximo de 1 (dentro del tiempo considerado, no hay fallo, o sustitución inmediata tras un fallo).
Luz molesta/Inmisión de luz	Para proteger el entorno nocturno y minimizar los problemas para los seres humanos, la flora y la fauna, es necesario limitar la luz molesta (también conocida como contaminación lumínica), que puede causar graves problemas fisiológicos y ecológicos a las personas y al medio ambiente. La inmisión lumínica se refiere a la influencia perturbadora de la luz emitida por fuentes de luz artificiales.

Glosario

M

MF	(ingl. maintenance factor)/según CIE 97: 2005 Factor de mantenimiento, número decimal entre 0 y 1, describe la relación entre el valor nuevo de una dimensión de planificación fotométrica (p.ej. iluminancia) y el valor de mantenimiento tras un tiempo determinado. El factor de mantenimiento tiene en cuenta el ensuciamiento de lámparas y locales, así como la disminución de flujo luminoso y el fallo de fuentes de luz. El factor de mantenimiento se considera en forma general aproximada o se calcula en forma detallada según CIE 97: 2005, por medio de la fórmula RMF x LMF x LLMF x LSF.

O

Observador RUG	Punto de cálculo en la sala, para el DIALux se determina el valor RUG. La ubicación y la altura del punto de cálculo deben corresponder a la posición típica del observador (posición y nivel de los ojos del usuario).

P

P	(ingl. power) Consumo de potencia eléctrica Unidad: Vatio Abreviatura: W
Plano útil	Superficie virtual de medición o de cálculo a la altura de la tarea visual, por lo general sigue la geometría del local. El plano útil puede también dotarse de una zona marginal.

R

$R_{(UG)}$ max	(engl. rating unified glare) Medida del deslumbramiento psicológico en espacios interiores. Además de la luminancia de las luminarias, el valor del nivel de $R_{(UG)}$ también depende de la posición del observador, la dirección visual y la luminancia ambiental. El cálculo se realiza mediante el método de la tabla, consulte CIE 117. Entre otras cosas, EN 12464-1:2021 especifica unos valores $R_{(UG)}$ - $R_{(UGL)}$ máximos permisibles para varios lugares de trabajo en interiores.
R_{DLO}	La relación entre el flujo luminoso emitido por debajo del plano horizontal y el flujo luminoso total de la lámpara de una luminaria o instalación de alumbrado en su posición de funcionamiento.

Glosario

R_G	El deslumbramiento provocado directamente por las luminarias de una instalación de alumbrado exterior se determina mediante el método CIE del índice de deslumbramiento (RG). Para calcularlo, se necesita la luminancia de velo equivalente del entorno. Hay cuatro opciones para determinarla: • Un cálculo exacto según CIE 112, basado en el área de la escena. • Un método simplificado según CIE 112, basado en el área de la escena. • Un método simplificado según la norma EN 12464-2, basado en el área de la escena. • Utilizar un método personalizado para determinar el área de la escena. • Utilizando un área de cálculo personalizada para determinar la luminancia equivalente del velo. • Especificando un valor fijo para facilitar la comparabilidad.
R_{UF}	relación de flujo ascendente La relación entre el flujo luminoso emitido directamente o reflejado por encima del plano horizontal y el flujo luminoso que no puede evitarse en condiciones ideales para alcanzar el nivel de iluminancia en una zona deliberadamente iluminada.
R_{UL}	relación de luz ascendente La relación entre el flujo luminoso emitido por encima del plano horizontal y el flujo luminoso de una luminaria o instalación de alumbrado en su posición de funcionamiento. En este cálculo se tiene en cuenta la eficiencia de la luminaria.
R_{ULO}	relación de potencia luminosa hacia arriba La relación entre el flujo luminoso emitido por encima del plano horizontal y el flujo luminoso total de la lámpara de una luminaria o instalación de alumbrado en su posición de funcionamiento.
Rendimiento lumínico	Relación entre la potencia luminosa emitida Φ [lm] y la potencia eléctrica consumida P [W] Unidad: lm/W. Esta relación puede formarse para la lámpara o el módulo LED (rendimiento lumínico de lámpara o del módulo), para la lámpara o módulo junto con su dispositivo de control (rendimiento lumínico del sistema) y para la iluminaria completa (rendimiento lumínico de luminaria).
RMF	(ingl. room maintenance factor)/según CIE 97: 2005 Factor de mantenimiento del local, tiene en cuenta el ensuciamiento de las superficies que rodean el local en el curso de su tiempo de funcionamiento. El factor de mantenimiento del local se especifica como número decimal y puede tomar un valor máximo de 1 (sin suciedad).
RUG (máx.)	(índice de deslumbramiento unificado) Medida para el efecto de deslumbramiento psicológico en interiores. Además de la luminancia de la luminaria, el valor RUG también depende de la posición del observador, la dirección de visión y la luminancia ambiental. Entre otras cosas, la norma EN 12464-1 especifica los valores RUG máximos admisibles para diversos lugares de trabajo en interiores.

Glosario

S

Superficie útil - Cociente de luz diurna	Una superficie de cálculo, dentro de la cual se calcula el cociente de luz diurna.

T

Tiempos de funcionamiento	La evaluación de la luz molesta y la inmisión de luz depende de los tiempos de funcionamiento de la instalación de alumbrado. Dependiendo de la norma, se especifican de 1 a 3 tiempos de funcionamiento diferentes. A falta de detalles específicos, puede suponerse un tiempo de funcionamiento entre las 06:00 y las 22:00.

Z

Zona marginal	Zona circundante entre el plano útil y las paredes, que no se considera en el cálculo.
Zonas medioambientales	La evaluación de la luz intrusa y la inmisión de luz depende del entorno de la instalación de alumbrado. Según la norma, se definen de 4 a 6 zonas diferentes, que van desde zonas muy protegidas en entornos naturales hasta zonas urbanas, comerciales e industriales.

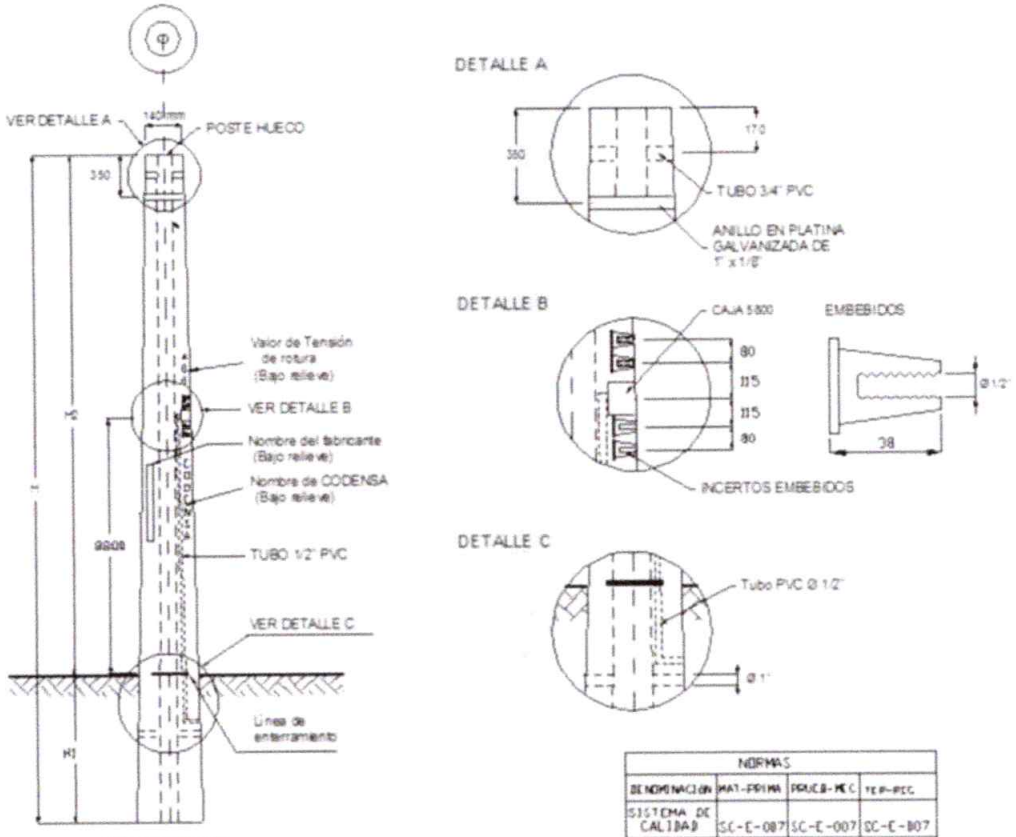
DISEÑOS DE POSTES Y BASES TENIENDO EN CUENTA LA NORMATIVIDAD DE INVIAS Y LOS ESTUDIOS DE SUELOS.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE POSTES PARA ALUMBRADO PUBLICO.

5.1.1. CARACTERIZACIÓN GEOMETRICA DE LOS POSTES DE CONCRETO DE AP

Los postes exclusivos para alumbrado público pueden ser de concreto, hierro galvanizado, aluminio, madera inmunizada, fibras poliméricas reforzadas u otros materiales, deben resistir todos los esfuerzos mecánicos propios de elementos tales como los conductores, luminarias, transformadores, los ocasionados por personal de mantenimiento y el viento.

Los postes exclusivos de alumbrado público deben especificarse para permitir el montaje doble y sencillo de las luminarias, o pueden ser especialmente diseñados para alumbrado público vehicular, peatonal y de parques.



APLICACIONES
Para redes subterráneas de AP

CÓDIGO SAP	LONGITUD (H) mm	ALT. LIBRE (H2) mm	LONGITUD DE ENTERRAMIENTO (HE) mm	DIÁMETRO CIMA	DIÁMETRO BASE	CARGA ROTURA (kg)
	12 000	10 080	2 000	140	272	580
	14 000	12 000	2 000	140	294	580
	16 000	14 000	2 000	140	328	580

NORMAS			
DENOMINACIÓN	MAT-PRIMA	PRUEB-MEC	TERM-PEG
SISTEMA DE CALIDAD	SC-E-087	SC-E-007	SC-E-807
ICONTEC	130		
ICONTEC	186		
ICONTEC	121		
ICONTEC	159		
ICONTEC	163		
ICONTEC	178		
ICONTEC	248		
ICONTEC	321	673	
ICONTEC	1 329	1 329	1 329

5.1.2. LONGITUD DE ENTERRAMIENTO POSTES AP

t= D + 0,1 m
D= H/10 + 0,6 m Donde:
t: profundidad de la cimentación
D: Profundidad de enterramiento del poste H: Altura del poste

5.1.3. CARACTERIZACIÓN DE LOS TIPOS DE TERRENO

Los tipos de cimentaciones para la presente normativa están de acuerdo con los siguientes tipos de terreno y características:

5.1.3.1. Suelos blandos

Corresponde a suelos anegados con nivel freático alto, presencia de suelo vegetal con capa de 50 cm o más, la superficie del fondo de la excavación se puede marcar con el mango de la pala,

el material de excavación se puede moldear con facilidad, o suelos sueltos que no permiten mantener las paredes de la excavación.

5.1.3.2. Suelos semiblandos

Corresponde a suelos sin presencia de agua en la excavación, que se pueden excavar fácilmente y que los lados de la excavación se mantienen estables, al cortar y al sacar con la paladraga la muestra se desmorona o fluye sin conservar la geometría del corte.

5.1.3.3. Suelos semiduros

Corresponde a suelos secos que se componen de arcillo arenoso o arena compacta, permiten el corte manual. Al cortarse con la paladraga permanece el bloque sin desmoronarse.

5.1.3.4. Suelos duros

Corresponde a suelos secos compuestos por arenas duras, arenas con gravas consolidadas, rocas, que requieren para su corte equipo de percusión o pesado. Las paredes del corte permanecen estables.

5.1.3.5. Propiedades mecánicas de los suelos

Las siguientes son las propiedades mecánicas de los suelos utilizados para el análisis de las cimentaciones:

Clasificación de los suelos	Tipos de suelos	Capacidad portante	Índice de compresibilidad [1]	Coeficiente de fricción terreno y concreto	Cohesión	Angulo de fricción
		(kg/cm^2)	(kg/cm^3)	°	(kg/cm^2)	°
Blando	Terrenos muy blandos	0.5 a 0.8	3 a 8	0.3	15 a 25	20
	Arena Fina húmeda					
	Arcilla Blanda					
Semiblandos	Arcilla medio dura seca	0.8 a 1.8	8 a 12	0.4	25 a 50	30
	Arena fina seca					
Semiduro	Arcilla rígida	1.8 a 2.5	12 a 16	0.4	50 a 100	35
	Arena gruesa y pedregullo					
Duro	Arcilla gruesa dura	>2.5	> 16	0.4	>100	40
	Rígido pedregullo y canto rodado					

[1] El índice de compresibilidad se refiere a la profundidad del fondo de la cimentación. Método de Sulzberger, Tadeo Maciejewski, AMIEE.

Aquellas cimentaciones que tengan propiedades del terreno distintas a las anteriores deberán de ser calculadas conforme a sus características particulares.

5.1.4. CIMENTACIÓN DE POSTES CONCRETO.

No se recomienda utilizar relleno que contenga materia orgánica, basuras, tierra vegetal y terrones de arcilla.

Para la cimentación de la postería, en suelos de baja capacidad portante se recomienda la utilización de una mezcla homogénea compacta de recebo-cemento en proporción 10:1; Para suelos normales, el relleno tanto en la base como en los laterales se hará en recebo compactado, y en suelos muy buenos semiduro y duro, la utilización de material proveniente de la excavación.

El relleno utilizado alrededor del poste puede ser de dos tipos:

a. En terrenos normales, se colocará recebo B-0200 compactado en capas de 15 cm en la base y alrededor del poste.
b. En terrenos de baja capacidad portante se usará una mezcla homogénea compacta de relleno B- 0200, en proporción 10:1, la cual debe ser compactada en capas de 15 cm en la base y alrededor del poste.

Se reconstruirá el andén alrededor del poste colocado, con un mismo espesor y calidad de concreto del andén original.

CONTENIDO

Iluminacion 2

1. Antecedentes 2

2. Alcance 2

3. Ubicación Del Proyecto 2

4. Trazado De La Via 4

5. Determinación De Clase Y Nivel De Iluminación 4

5.1. Luminarias Usadas En El Proyecto 5

6. Selección De Las Fuentes Luminosas (Irc, Vida Útil) Y Comparabilidad Con Luminarias 5

7. Información Fotométrica De Las Luminarias Utilizadas Certificada (Matriz De Intensidades, Curvas O Coeficientes De Utilización). 5

8. Localización De Las Luminarias 6

9. Validación De Software De Diseño 6

10. Cálculos De Iluminancia. 6

11. Coeficiente De Uniformidad De Iluminancias Resultado Del Diseño 6

12. Factor De Mantenimiento De La Instalación De Alumbrado 6

13. Esquema De Mantenimiento Disponible Al Operador Y Propietario 7

14. Calculo De Capacidad Y Autonomia. 9

15. Analisis De Sombra Y Sombra Parcial 10

16. Categorizacion Del Proyecto 10

17. Evalucion Tecnica. 11

18. Evalucion Financiera. 11

19. Evaluacion Ambiental 12

20. Cumplimiento De Los Valores Ofrecidos En El Diseño 12

21. El Proyecto Requiere Certificado De Inspección Plena Retilap 12

22. Desviaciones Tecnicas Del Reglamento. 12

23. Analisis De Riesgos De Iluminacion. 13

ILUMINACION

1. ANTECEDENTES

El gobierno municipal atendiendo a su programa de gobierno en el cual se anuncia que se harán los esfuerzos necesarios para posicionar el municipio en el ámbito turístico de la región está adelantando obras que además de mejorar las condiciones de vida de sus habitantes también proporcionen seguridad a los habitantes y turistas.

2. ALCANCE

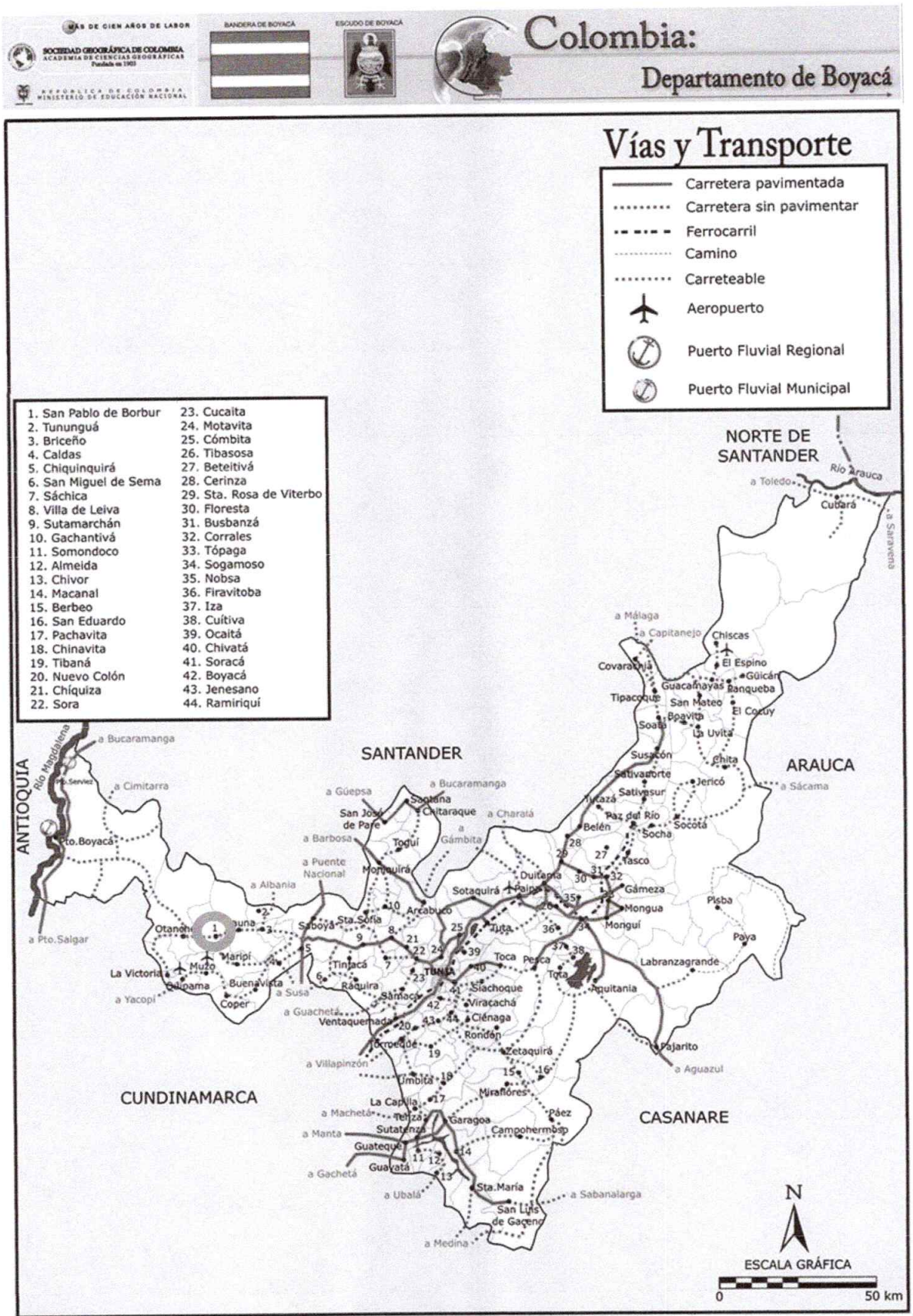
El alcance de este documento es generar los diseños, ingeniería básica y de detalle para la compra, montaje, instalación y puesta en servicio del sistema de alumbrado público en la vía de segundo orden que une las veredas Santa Bárbara y San Martin del municipio

3. UBICACIÓN DEL PROYECTO

San Pablo de Borbur es un municipio colombiano ubicado en la provincia de Occidente en el departamento de Boyacá.

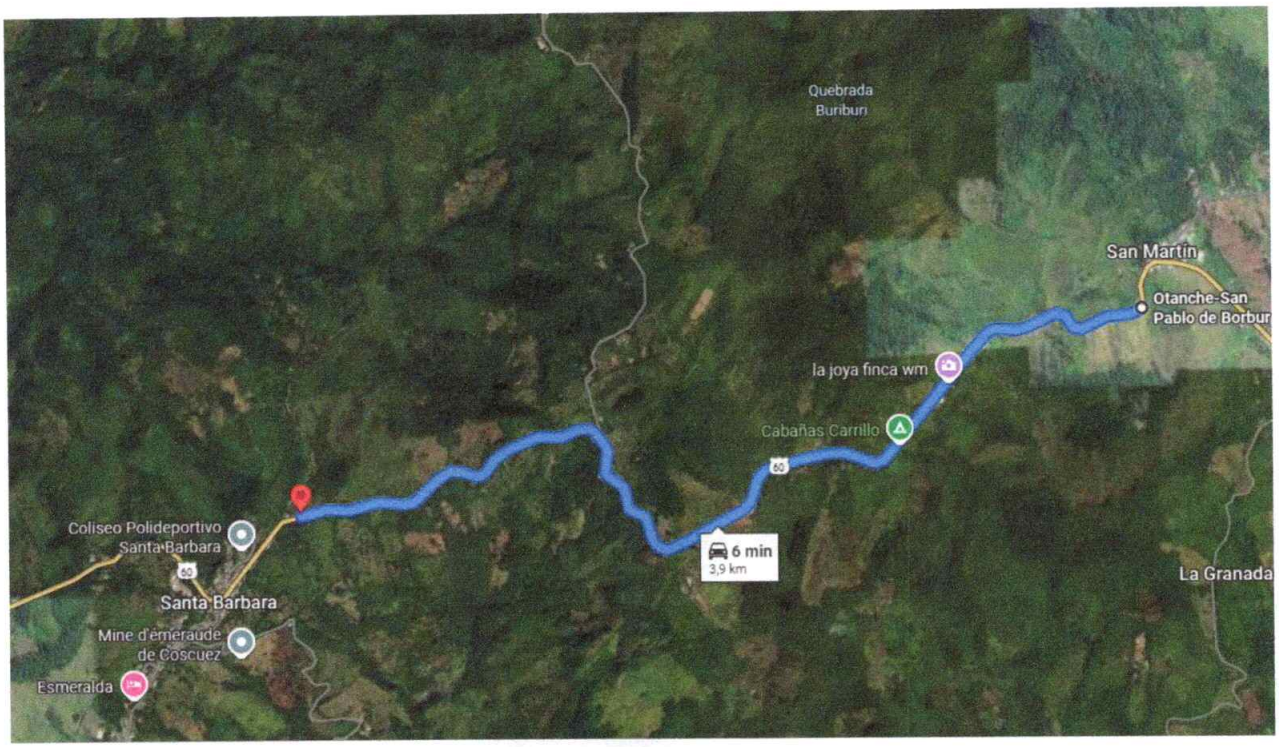
- Elevación: 830 m
- Alcalde: Carlos Alberto Castellanos Gómez
- Coordenadas: 5°39'05"N 74°04'10"O / 5.6513888888889, -74.069444444444
- Entidad: Municipio

El municipio está situado a unos 65 km de la ciudad de Chiquinquirá, capital de la provincia y limita al norte con Otanche y Pauna, al sur con Muzo, al oriente con Maripí y Pauna y al occidente con Otanche.



Base: Mapa digital Integrado. IGAC. 2002. Fuente: Sociedad Geográfica de Colombia. Atlas de Colombia, IGAC. 2002.
Fuente Barimetria: Prof. José Agustin Blanco Barros

TRAZADO DE LA VIA



Coordenadas;

Vereda santa Bárbara:	5.65180	,	-74.15703
Vereda San Martin:	5.66406	,	-74.12579

UBICACIÓN DE POSTES		
NOMBRE	LATITUD	LONGITUD
POSTE 1	-74,12631803	5,661120796
POSTE 2	-74,12656377	5,661016841
POSTE 3	-74,12682432	5,66099772
POSTE 4	-74,12710646	5,660985265
POSTE 5	-74,12732316	5,660948656
POSTE 6	-74,1275498	5,660842779
POSTE 7	-74,12775453	5,660729059
POSTE 8	-74,12802487	5,660690496
POSTE 9	-74,12824406	5,660598217
POSTE 10	-74,12842629	5,660647832
POSTE 11	-74,12856438	5,66075525
POSTE 12	-74,12871264	5,660994479
POSTE 13	-74,12888709	5,661110459
POSTE 14	-74,12914313	5,66111114
POSTE 15	-74,12934968	5,661044342
POSTE 16	-74,12959875	5,660928007
POSTE 17	-74,12988125	5,660785094
POSTE 18	-74,13010187	5,660674199
POSTE 19	-74,13037385	5,660595764
POSTE 20	-74,13065245	5,660531778

Tabla. 3.3.1.2. a. Requisitos fotométricos mantenidos por clase de iluminación para tráfico motorizado con base en la luminancia de la calzada y sus espacios adyacentes. Adaptada de la norma CIE 115-2010.

Clase de iluminación	Superficie de la carretera					Ciclorrutas adyacentes				En andenes adyacentes			
	Estado seco												
	Luminancia promedio Lprom (cd/m²)	Uo (min/ (med)	UL (min/ max)	fTi	Relación de entorno mínimo EIR	Emed (lux)	Punto min. Emin (lux)	Ilumin. Vertical mínima (Evmin, lux)	Ilumin. Semi cilíndrica mínima (Esc,min, lux)	Emed (lux)	Punto min. Emin (lux)	Ilumin. Vertical mínima (Evmin, lux)	Ilumin. Semi cilíndrica mínima (Esc,min, lux)
M1	2.0	0,4	0.7	10	0,35	15 - 22,5	3	5	3	15 - 22,5	2	3	2
M2	1,5	0,4	0.7	10	0,35	15 - 22,5	3	5	3	15 - 22,5	2	3	2
M3	1,0	0,4	0.6	15	0,30	10 - 15	2	3	2	10 - 15	2	3	2
M4	0,75	0,4	0.6	15	0,30	5 - 7,5	1	1,5	1	5 - 7,5	1	1,5	1
M5	0,50	0,35	0.4	15	0,30	5 - 7,5	1	1,5	1	5 - 7,5	1	1,5	1
M6	0.30	0.35	0.4	20	0,30	3 - 4,5	1	1	0,6	3 - 4,5	1	1	0,6

5.1. LUMINARIAS USADAS EN EL PROYECTO

1. En la via se implementaron luminarias de Alumbrado Exterior con óptica asimétrica tipo II, las luminarias se seleccionaron teniendo en cuenta un CCT de 4000K disminuyendo el efecto de contaminación lumínica y aportes de luz azul, CRI 70, Eficacias superiores a 180Lm/w, Vida útil de 100.000 Hrs y Garantía de 5 años como mínimo.

6. SELECCIÓN DE LAS FUENTES LUMINOSAS (IRC, VIDA ÚTIL) Y COMPARABILIDAD CON LUMINARIAS

Todas las luminarias usadas en este proyecto tienen un IRC mayor o igual al 70% para exteriores y 80% para interiores según lo que exige la ISO 8995 "iluminación en puestos de trabajo", **RETILAP 2024 artículo 3.2.1.6**, Según el fabricante la vida útil de las luminarias es de 25.000 a 100.000 horas.

7. INFORMACIÓN FOTOMÉTRICA DE LAS LUMINARIAS UTILIZADAS CERTIFICADA (MATRIZ DE INTENSIDADES, CURVAS O COEFICIENTES DE UTILIZACIÓN).

(ANEXO FICHAS TECNICAS CON DATOS DE LUMENES, ANGULO, EFICACIA, MATRIZ POLAR)

8. LOCALIZACIÓN DE LAS LUMINARIAS

(ANEXO ARCHIVO GEOREFERENCIADO Y TABLA DE COORDINADADES DE UBICACION D ELUMINARIAS)

9. VALIDACIÓN DE SOFTWARE DE DISEÑO

Se anexa la certificación internacional de DIALUX como software avalado para diseño de iluminación.

10. CÁLCULOS DE ILUMINANCIA.

Se toman como valores de referencia de iluminancia los valores del LIBRO 2 RETILAP Tabla 3.3.1.2 a.

(ANEXO MEMORIAS DE CALCULO DEL SOFTWARE)

11. COEFICIENTE DE UNIFORMIDAD DE ILUMINANCIAS RESULTADO DEL DISEÑO

Se toman como valores de referencia de iluminancia los valores del LIBRO 2 RETILAP Tabla 3.3.1.2 a.

(ANEXO MEMORIAS DE CALCULO DEL SOFTWARE)

12. FACTOR DE MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN DE ALUMBRADO

De acuerdo al RETILAP 2024 art 3.3.1.9 Factor de mantenimiento proyectos de alumbrado público y exterior, el factor de mantenimiento se da de acuerdo a la clasificación del espacio.

Tabla 3.3.1.9. c. Factores de Mantenimiento a utilizar para proyectos de alumbrado público.

Clasificación de iluminación de la vía	Grado de contaminación	Factor de mantenimiento a utilizar en el diseño o cálculo de iluminación
M1	ALTO	0,86
M2	ALTO	0,86
M3	ALTO	0,86
M4	MEDIO	0,87
M5	BAJO	0,88
M6	BAJO	0,88

Factor de mantenimiento para el tipo de instalación Exterior 86%.

13. ESQUEMA DE MANTENIMIENTO DISPONIBLE AL OPERADOR Y PROPIETARIO

El siguiente programa de mantenimiento debe ser implementado para garantizar el adecuado funcionamiento de las instalaciones eléctricas interiores:

Periodicidad	**Acción**	**Observaciones**
Cada Mes	-Verificar el estado de los interruptores de luz. -Verificar que las tapas de los tomas estén colocadas y limpiar los mismos. -Realizar limpieza externa a todas las lámparas con un paño suave y sin usar esponjillas ni abrasivos -Quitar la cubierta de las lámparas -Limpiar bien los reflectores y la iluminación perimetral.	
Cada Seis Meses	-Quitar la tapa de los interruptores de luz y apretar las conexiones de los cables. -Revisar Balastos y conexiones internas de las lámparas, apretar Tornillería y verificar estado del cable. -Reemplazar tubos con muestras de deterioro. -Quitar la tapa de los tomas y asegurar las conexiones, verificar el estado del cable - Verificar estado de la marcación en tomas e interruptores.	

Para el Mantenimiento preventivo de Lámparas, Sensores, Interruptores y Tomas generales y especiales, deberá llenarse el siguiente formato:

INFORME DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

FECHA _____

LAMPARA No.: _____ CTO. No.: _____ UBICACIÓN: _____

INTERR. No.: _____ CTO. No.: _____ UBICACIÓN: _____

ITEM	BUENO	REGULAR	DEFICIENTE
ESTADO DE LOS TUBOS O BOMBILLOS.			
ESTADO DE LOS BALASTOS:			
ESTADO DE LAS CONEXIONES Y TORNILLERIA:			
ESTADO DE LA NUMERACION:			
ESTADO DEL CABLE FASE:			
ESTADO DEL CABLE NEUTRO:			
ESTADO DEL CABLE CONDUCTOR DE TIERRA:			

	SI	NO
LAMPARA EN FUNCIONAMIENTO:		
INTERRUPTOR EN FUNCIONAMIENTO:		
ACUMULACIÓN DE POLVO EN LA LAMPARA:		

OBSERVACIONES: _____

_____

_____

_____

PROXIMO MANTENIMIENTO _____

OPERARIO _____ **JEFE DE MANTENIMIENTO** _____

14. CALCULO DE CAPACIDAD Y AUTONOMIA.

De acuerdo con el artículo 2.5.5.1 Requisitos específicos de producto – Luminarias con dispositivos de generación fotovoltaica incorporados, la autonomía mínima del equipo debe ser de 36 horas al 100% de capacidad.

Potencia Total a instalar			
P (W)	**horas autonomia**	**%**	**Total Wh**
60	36	100%	2160 Wh
0	0	0%	Wh
0	0	0%	Wh
0	0	0%	Wh
	36	300%	**2160 Wh**
Energía total **Año kWh**			**788 kWh**

			Datos a ingresar			
• Cálculo de la energía total requerida diariamente.	energia total teórica requerida en un periodo de 36 horas.	ET	2160 Wh	RESULTADOS		
Paso 2 • Cálculo de la capacidad del acumulador (Batería)	numero de dias de autonomia del acumulador. Entre 2 y 10	N	1,0	90 Ah	C	capacidad nominal necesaria en la BATERÍA (en Ah C100 y corregida por temperatura)
	Tensión nominal de trabajo del acumulador propuesto o elegido.	VNA	24 V			
	profundidad maxima de descarga del acumulador. Entre 0,1 y 0,8	PD E	10%			
	capacidad nominal (en Ah C100 20°C) del acumulador o elemento acumulador elegido	CNA	18 Ah			
Paso 3 • Cálculo de Paneles Solares a instalar	irradiación diaria en kWh/m2. (consultar NASA o mapas de radiaciòn solar		4,5	198 W	PN	Potencia nominal (Wmax) que se debe instalar del PANEL fotovoltaico.
	potencia nominal (en Wp) del modulo fotovoltaico elegido o propuesto.	PNM	200 W			
	tension nominal de trabajo de la instalacion.	VNS	24 V			

La luminaria propuesta debe tener como mínimo una batería de 2160Wh (90Ah@24V) o superior y un panel fotovoltaico de 200W o superior.

15. ANALISIS DE SOMBRA Y SOMBRA PARCIAL.

De acuerdo al artículo 3.3.2.2 numeral 15 literal parte IV, para sistemas de solución fotovoltaica se de incluir análisis de sombra del área a iluminar.

Ver documento anexo.

16. CATEGORIZACION DEL PROYECTO

De acuerdo con el artículo 3.3.2.1.1 del RETILAP, el proyecto esta categorizado:

Tabla 3.3.2.1.1. a Categorización de los proyectos de alumbrado público

Proyectos nuevos o expansiones		**Nivel A**	**Nivel B**	**Nivel C**
Clase de iluminación de la vía o Tipo de área		**Bajo Impacto**	**Medio Impacto**	**Alto Impactos**
Sistema vial	M1 – M2	P ≤ 25 o L < 1.000	25 < P ≤ 75 o L ≤ 1.000	P > 75 o L > 1.000
	M3 – M4	P ≤ 25 o L < 1.000	25 < P ≤ 100 o 1.000≤ L ≤ 2.000	P > 100 o L > 2.000
	M5 - M6	P ≤ 25 o L < 1.000	26 ≤ P ≤ 100 O 1.000 ≤ L ≤ 2.000	P > 100 o L > 2.000
Otras áreas	Alamedas, ciclorrutas, parques, paseos, plazas, plazoletas, vías peatonales, puentes túneles vehiculares, túneles peatonales, canchas y placas deportivas, pistas para diferentes deportes entre otros.	P ≤ 25 o L < 1.000	25 < P ≤ 50 o 1.000 ≤ L ≤ 2.000	P >50 o L > 2.000
Especiales [1*]	Zonas históricas de conservación, y otros que por sus características revista de un especial interés para el municipio.	P ≤ 25	25 < P ≤ 50	P > 50

NOTAS:
P: Cantidad de luminarias [*u*].
L: Longitud de excavación ductería, red subterránea de alumbrado público [m] o longitud de la red aérea(m).
1) Para Proyectos Especiales, el municipio definirá de entre al menos dos alternativas a presentar de dos fabricantes distintos la mejor oferta y definirá las condiciones de entrega de las propuestas con sus diferentes requerimientos.

Es un proyecto de NIVEL C, por lo cual se requiere presentar tres propuestas con luminarias de distintos fabricantes y realizar el análisis técnico conforme al artículo 3.3.2.3, 3.3.2.4 y 3.3.2.5.

17. EVALUCION TECNICA.

DESCRIPCION	RETILAP	OPCION 1	OPCION 2	OPCION 3
MARCA	**N.A**	**VCP**	**SYLVANIA**	**PHILIPS**
INTERDISTANCIA (m)	N.A	37	33	34
W/Km	N.A	1571	1839	1943
Kwh/año	N.A	233	245	268
De (Kw/m2)	1,1	0,78	0,92	0,98
DP (W/(Lx*m2)	0,015	0,01	0,014	0,015
Lm	1	1,36	1,08	1,01
Uo	0,4	0,43	0,41	0,48
Ul	0,6	0,71	0,71	0,62
TI	15	14	10	10
Rei	0,3	0,45	0,43	0,61

De acuerdo a los cálculos fotométricos la alternativa 1 Solara VCP 60W, presenta un rendimiento mayor a interdistancias, niveles de iluminación y eficiencia energética comparado con las otras dos alternativas, La alternativa 3 Philips es la de menor rendimiento en parámetros técnicos, conforme a la evaluación técnica la Alternativa 1, es la opción con mejor viabilidad.

18. EVALUCION FINANCIERA.

OFERENTES	Costos iniciales (ci) (a)	Costos anuales de operación y mantenimiento totales (caso) (b)	VPN de los costos anuales de operación y mantenimiento totales (caso) (c)	Valor presente total del proyecto costos iniciales anualizados corresponde a (d)	Costo anual equivalente en el periodo de 21 años (b+d)
Propuesta 1 VCP	$ 2.664.415.728	$ 2.727.772.803	$ 129.893.943	$ 126.876.939	$ 4.531.949.348
Propuesta 2 SYLVANIA	$ 3.228.422.080	$ 4.358.442.925	$ 207.544.901	$ 153.734.385	$ 5.491.277.201
Propuesta 3 PHILIPS	$ 3.342.252.000	$ 3.790.970.505	$ 180.522.405	$ 159.154.857	$ 5.684.892.419

La evalucion se realiza de acuerdo a mercado y precios PVP.

19. EVALUACION AMBIENTAL

Las tecnologías propuestas de las luminarias incluyen un sistema fotovoltaico de carga, almacenamiento en baterías de litio, aprovechamiento del recurso solar, son equipos que no tienen consumo eléctrico, su encendido y apagado es automatizado por la radiación solar captada por el panel fotovoltaico.

Las 135 luminarias fotovoltaicas de potencia instalada de 60W equivalen a 8.1kWh de consumo de energía por hora, 97.2kWh por noche, 35478 kWh anuales.

FACTOR DE EMISIÓN DE CONSUMO ELÉCTRICO

	Consumo anual	Unidades de medida física	emisión (Kg de CO2 eq/kWh)		Kg de CO2 eq
Electricidad	35478	kWh	0,385	Kg de CO2 eq/kWh	13659,03

Equivalente a un ahorro 13.6 Toneladas de CO2 o un promedio 550 Arboles.

20. CUMPLIMIENTO DE LOS VALORES OFRECIDOS EN EL DISEÑO

Se debe realizar las mediciones respectivas con el sistema de iluminación construido para corroborar los valores de diseño.

21. EL PROYECTO REQUIERE CERTIFICADO DE INSPECCIÓN PLENA RETILAP

El proyecto requiere certificado de inspección RETILAP de acuerdo al artículo 4.3.3 del LIBRO 4 Evaluación de la conformidad, debido a que cumple con el numeral 1.

22. DESVIACIONES TECNICAS DEL REGLAMENTO.

No se tiene desviaciones técnicas a RETILAP

LA ILUMINACIÓN EN EL ANALISIS DE RIESGOS

Proyecto	SAN PABLO DE BORBUR					Fecha:	ago-24
Dirección						Elaboró:	
	Residencial	Comercial	Industrial	Espacio Público	Vial (Carretera)	Vial Tunel	Otro
Tipo					X		
Observaciones:	ILUMIANCION VIAL						

PERSONAS

Riesgo		Emergencia	No Adecuada	Uniformidad	Control Deslumbramiento	Temperatura de Color	Temperatura	Condiciones de Localización	Rendimiento (Velocidad/Precision) Cansancio Visual	Efecto parpadeo
Iluminación										
SALUD SEGURIDAD	I									
	II									
	III									
	IV									
	V									
			A	B	C	D	E	F		

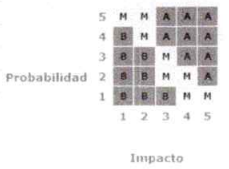
VIDA ANIMAL

Riesgo		Emergencia	Adecuada	Uniformidad	Control Deslumbramiento	Temperatura de Color	Temperatura	Condiciones de Localización
Iluminación								
IMPACTO AMBIENTAL	I							
	II							
	III							
	IV							
	V							
			A	B	C	D	E	F

VIDA VEGETAL

Riesgo		Emergencia	Adecuada	Uniformidad	Control Deslumbramiento	Temperatura de Color	Temperatura	Condiciones de Localización
Iluminación								
IMPACTO AMBIENTAL	I							
	II							
	III							
	IV							
	V							
			A	B	C	D	E	F

Matriz de Amenazas



CONVENCIONES:

RIESGO	
A = Alto	
M = Medio	
B = Bajo	

SALUD / SEGURIDAD
I = MUERTE /GRAN IMPACTO
II = LESIONES GRAVES/ALTO IMPACTO
III = LESIONES MODERADAS/MODERADO IMPACTO
IV = LESIONES LEVES/MENOR IMPACTO
V = NINGUNO/SIN IMPACTO

IMPACTO AMBIENTAL
I = A GRAN ESCALA
II = SERIO
III = MODERADO
IV = MENOR
V = NINGUNO

PROBABILIDAD
A = SIEMPRE
B = REPETIDAMENTE
C = ESPORADICO
D = POCO PROBABLE
E= NUNCA

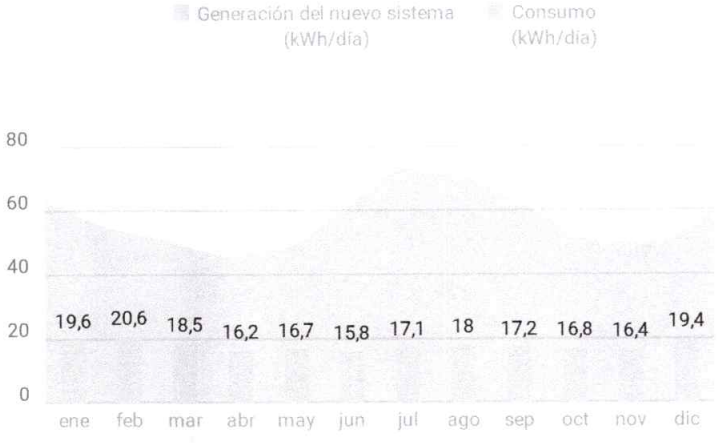
CONCLUSION: 1. El diseño de ilumiancion coNtempla la minimizacion de los factores ambientales como Eficiencia, Niveles, Uniformidad, Deslumbramiento. Contaminacion luminica y temperatura d eoperacion, fuentes LED.

2. En cuanto a las personAs se busco el mayor confort visual, reduciendo los riesgos por enfermedades de la vision, seguridad de los espacios y habitabilidad de la edificacion.

3. Se selecciono una temperatura de color neutro para los exteriores en busca de disminuir la contaminacion luminica, y reudicr el riesgo sobre la afectacion de fauna y flora.

System Performance

31%
Energía vs Consumo



System Performance Assumptions: Pérdidas Totales del sistema: 15,8%, Pérdidas del inversor: 2,9%, Pérdidas del optimizador: 0%, Pérdidas de Sombreado: 0%, Ajuste de Rendimiento: 0%, Calculadora de Salida: System Advisor Model 2020.02.29.r2. Orientaciones del Panel: 8 paneles con acimut 126 e inclinación 9.

The solar system(s) quoted in this proposal are not intended to be portable.

Environmental Benefits

La energía solar no tiene emisiones. Simplemente genera energía pura y limpia de manera silenciosa.



Cada año

31 %
Desfase del consumo

0,8 toneladas
de emisiones CO_2 evitadas por año

Durante la Vida Útil del Sistema

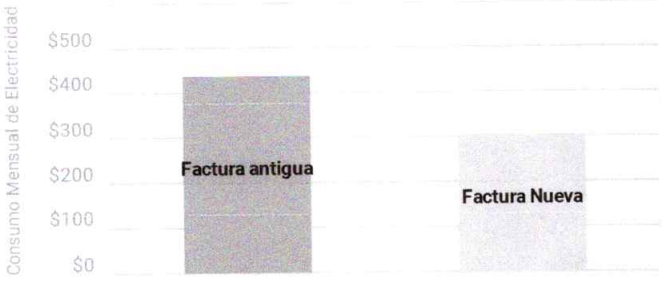
23 783 km
Kms de desplazamientos evitados

153
Árboles plantados

17
Vuelos de larga distancia evitados

Electricity Bill Savings

Ahorro mensual medio en la factura en el Primer año



Ahorros totales



Mes	Generación solar (kWh)	Consumo neto de la red antes del nuevo sistema (kWh)	Factura eléctrica antes del nuevo sistema ($)	Factura eléctrica después del nuevo sistema ($)	Ahorro estimado ($)
ene	609	1 963	491	340	151
feb	578	1 539	385	243	142
mar	575	1 571	393	252	141
abr	486	1 381	345	226	119
may	516	1 503	376	248	127
jun	473	1 853	463	346	118
jul	529	2 264	566	434	132
ago	556	2 157	539	401	138
sep	515	1 808	452	325	127
oct	522	1 564	391	262	129
nov	492	1 486	372	251	121
dic	603	1 849	462	314	149

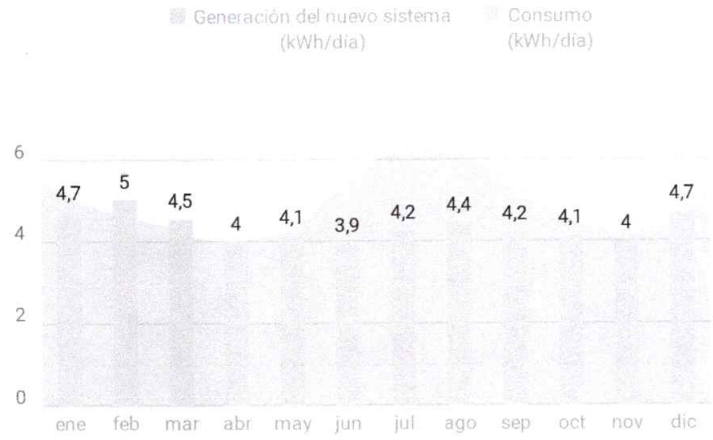
Your projected energy cost is calculated by considering a 3% increase in energy cost each year, due to trends in the raising cost of energy. This estimate is based on your selected preferences, current energy costs and the position and orientation of your roof to calculate the efficiency of the system. Projections are based on estimated usage of 20940 kWh per year, assuming Custom Tariff Electricity Tariff.

Your electricity tariff rates may change as a result of installing the system. You should contact your electricity retailer for further information.

Información sobre la tarifa propuesta - Tarifa personalizada	
Energy Charges	
rate 0 *Todo el día\sLun-Sol*	$0,25 / kWh
Feed-in Tariff	
rate 0 *Todo el día\sLun-Sol*	$0,00 / kWh

System Performance

87%
Energía vs Consumo

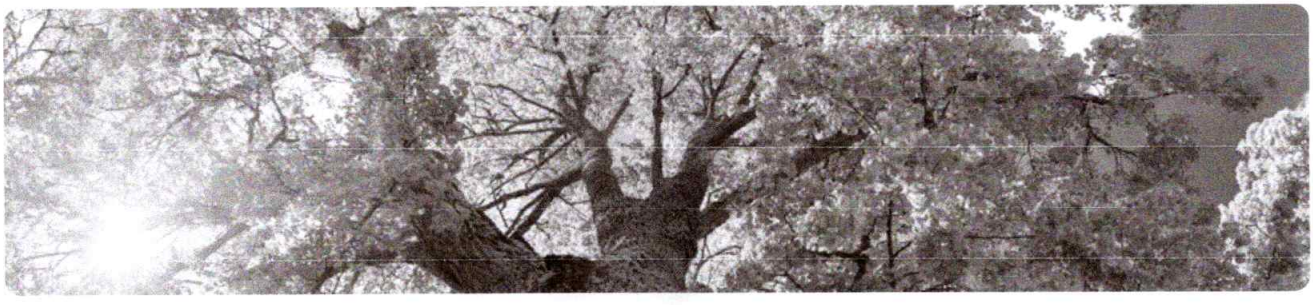


System_Performance Assumptions: Pérdidas Totales del sistema: 16,1%, Pérdidas del inversor: 4,0%, Pérdidas del optimizador: 0%, Pérdidas de Sombreado: 0%, Ajuste de Rendimiento: 0%, Calculadora de Salida: System Advisor Model 2020.02.29.r2. Orientaciones del Panel: 2 paneles con acimut 105 e Inclinación 10.

The solar system(s) quoted in this proposal are not intended to be portable.

Environmental Benefits

La energía solar no tiene emisiones. Simplemente genera energía pura y limpia de manera silenciosa.



Cada año

87% Desfase del consumo

0,2 toneladas de emisiones CO_2 evitadas por año

Durante la Vida Útil del Sistema

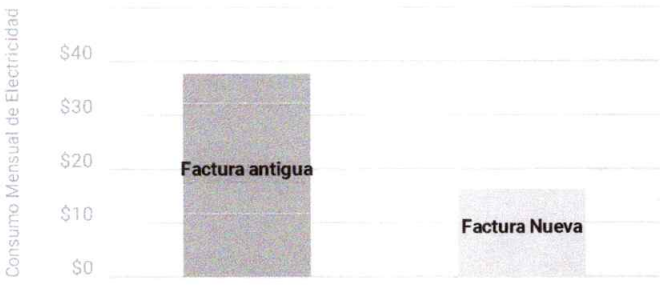
5.822 km Kms de desplazamientos evitados

37 Árboles plantados

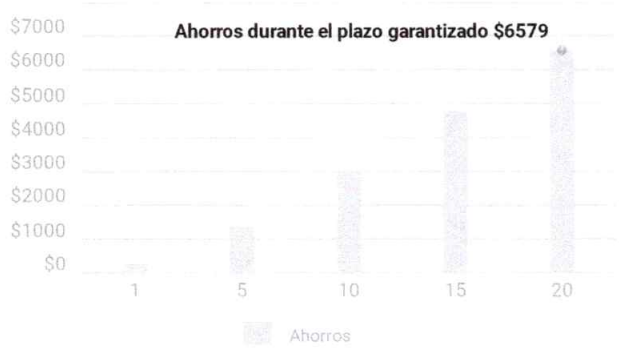
4 Vuelos de larga distancia evitados

Electricity Bill Savings

Ahorro mensual medio en la factura en el Primer año



Ahorros totales



Mes	Generación solar (kWh)	Consumo neto de la red antes del nuevo sistema (kWh)	Factura eléctrica antes del nuevo sistema ($)	Factura eléctrica después del nuevo sistema ($)	Ahorro estimado ($)
ene	147	170	42	19	23
feb	140	133	33	13	20
mar	140	136	34	13	21
abr	119	120	30	11	19
may	128	130	33	12	21
jun	118	160	40	18	22
jul	131	196	49	24	25
ago	137	187	47	22	24
sep	126	156	39	17	22
oct	128	135	34	13	21
nov	119	129	32	13	19
dic	145	160	40	17	23

Your projected energy cost is calculated by considering a 3% increase in energy cost each year, due to trends in the raising cost of energy. This estimate is based on your selected preferences, current energy costs and the position and orientation of your roof to calculate the efficiency of the system. Projections are based on estimated usage of 1812 kWh per year, assuming Custom Tariff Electricity Tariff.

Your electricity tariff rates may change as a result of installing the system. You should contact your electricity retailer for further information.

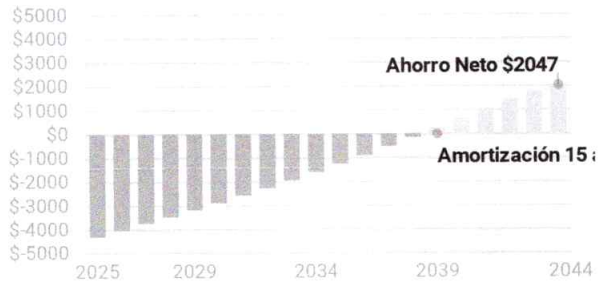
Información sobre la tarifa propuesta - Tarifa personalizada	
Energy Charges	
rate 0 *Todo el día Lun-Sol*	$0,25 / kWh
Feed-in Tariff	
rate 0 *Todo el día Lun-Sol*	$0,00 / kWh

Cargos fijos	
Fixed Charge	$0,00 / día

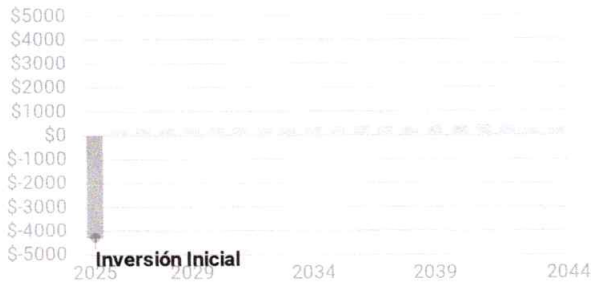
Net Financial Impact Efectivo

$6.579	-	$4.532	=	$2.047
Ahorros en las facturas eléctricas		Coste Neto del Sistema		Ahorro neto estimado

Ahorros totales por pasarse a la energía solar



Ahorro anual al pasarse a la energía solar



Estimates do not include replacement costs of equipment not covered by a warranty. Components may need replacement after their warranty period. Financial discount rate assumed: 6,75%

System Performance

31%
Energía vs Consumo

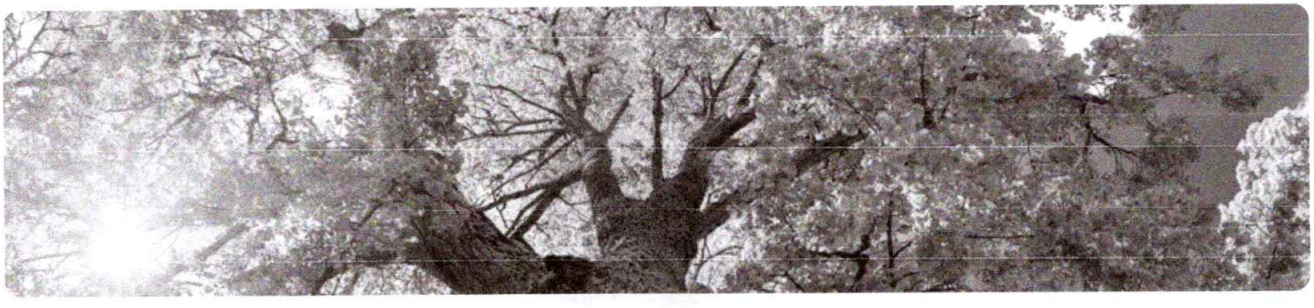


System Performance Assumptions: Pérdidas Totales del sistema: 15,7%, Pérdidas del inversor: 4,3%, Pérdidas del optimizador: 0%, Pérdidas de Sombreado: 0%, Ajuste de Rendimiento: 0%, Calculadora de Salida: System Advisor Model 2020.02.29.r2. Orientaciones del Panel: 7 paneles con acimut 11 e Inclinación 20.

The solar system(s) quoted in this proposal are not intended to be portable.

Environmental Benefits

La energía solar no tiene emisiones. Simplemente genera energía pura y limpia de manera silenciosa.



Cada año

31 %
Desfase del consumo

0,7 toneladas
de emisiones CO_2 evitadas por año

Durante la Vida Útil del Sistema

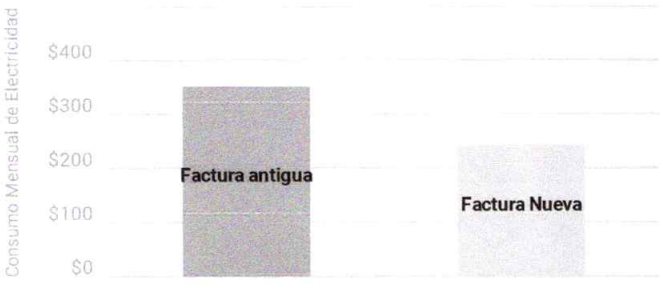
19.437 km
Kms de desplazamientos evitados

125
Árboles plantados

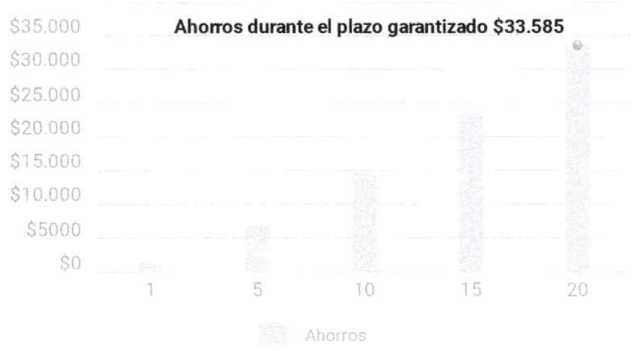
14
Vuelos de larga distancia evitados

Electricity Bill Savings

Ahorro mensual medio en la factura en el Primer año



Ahorros totales



Mes	Generación solar (kWh)	Consumo neto de la red antes del nuevo sistema (kWh)	Factura eléctrica antes del nuevo sistema ($)	Factura eléctrica después del nuevo sistema ($)	Ahorro estimado ($)
ene	428	1.577	394	288	106
feb	432	1.237	309	203	106
mar	469	1.262	316	201	115
abr	423	1.110	277	174	104
may	475	1.208	302	185	116
jun	444	1.489	372	262	110
jul	494	1.819	455	332	123
ago	499	1.733	433	310	124
sep	428	1.453	363	257	106
oct	410	1.257	314	213	101
nov	361	1.194	299	209	89
dic	412	1.486	371	269	102

Your projected energy cost is calculated by considering a 3,0% increase in energy cost each year, due to trends in the raising cost of energy. This estimate is based on your selected preferences, current energy costs and the position and orientation of your roof to calculate the efficiency of the system. Projections are based on estimated usage of 16825 kWh per year, assuming Custom Tariff Electricity Tariff.

Your electricity tariff rates may change as a result of installing the system. You should contact your electricity retailer for further information.

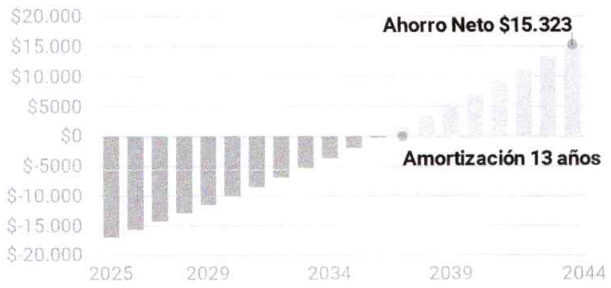
Información sobre la tarifa propuesta - Tarifa personalizada	
Energy Charges	
rate 0 *Todo el día Lun-Sol*	$0,25 / kWh
Feed-in Tariff	
rate 0 *Todo el día Lun-Sol*	$0,00 / kWh

Cargos fijos	
Fixed Charge	$0,00 / día

Net Financial Impact Efectivo

$33.585	-	$18.262	=	$15.323
Ahorros en las facturas eléctricas		Coste Neto del Sistema		Ahorro neto estimado

Ahorros totales por pasarse a la energía solar



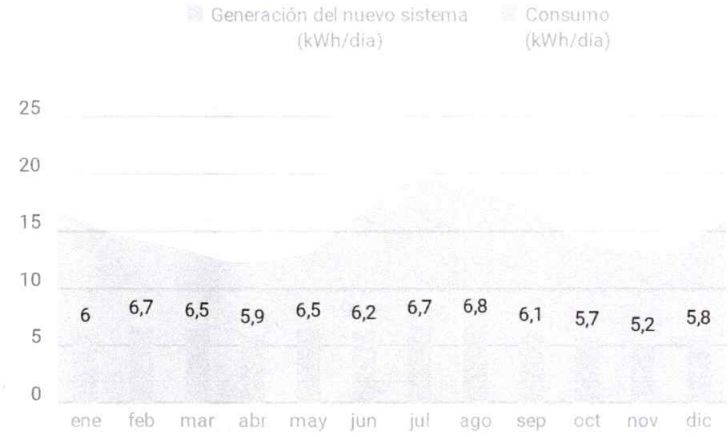
Ahorro anual al pasarse a la energía solar



Estimates do not include replacement costs of equipment not covered by a warranty. Components may need replacement after their warranty period. Financial discount rate assumed: 6,75%

System Performance

40%
Energía vs Consumo



System Performance Assumptions: Pérdidas Totales del sistema: 15,8%, Pérdidas del inversor: 4,0%, Pérdidas del optimizador: 0%, Pérdidas de Sombreado: 0%, Ajuste de Rendimiento: 0%, Calculadora de Salida: System Advisor Model 2020.02.29.r2. Orientaciones del Panel: 3 paneles con acimut 29 e Inclinación 20.

The solar system(s) quoted in this proposal are not intended to be portable.

Environmental Benefits

La energía solar no tiene emisiones. Simplemente genera energía pura y limpia de manera silenciosa.



Cada año

40%
Desfase del consumo

0,3 toneladas
de emisiones CO_2 evitadas por año

Durante la Vida Útil del Sistema

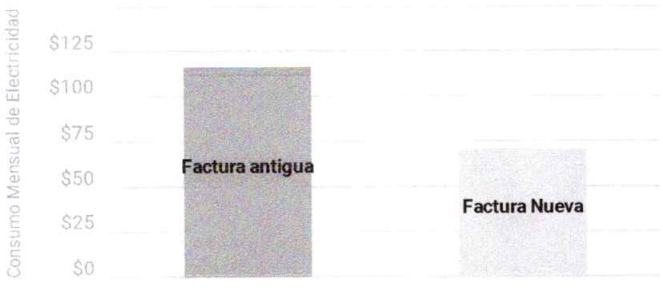
8.303 km
Kms de desplazamientos evitados

53
Árboles plantados

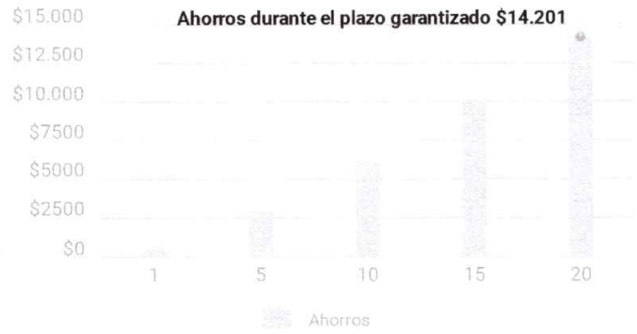
6
Vuelos de larga distancia evitados

Electricity Bill Savings

Ahorro mensual medio en la factura en el Primer año



Ahorros totales



Mes	Generación solar (kWh)	Consumo neto de la red antes del nuevo sistema (kWh)	Factura eléctrica antes del nuevo sistema ($)	Factura eléctrica después del nuevo sistema ($)	Ahorro estimado ($)
ene	186	523	131	85	46
feb	188	410	103	57	46
mar	200	419	105	56	49
abr	178	368	92	49	43
may	200	401	100	52	49
jun	187	494	123	78	46
jul	208	603	151	100	51
ago	210	575	144	92	52
sep	183	482	120	76	45
oct	177	417	104	61	43
nov	156	396	99	61	38
dic	180	493	123	79	44

Your projected energy cost is calculated by considering a 3% increase in energy cost each year, due to trends in the raising cost of energy. This estimate is based on your selected preferences, current energy costs and the position and orientation of your roof to calculate the efficiency of the system. Projections are based on estimated usage of 5580 kWh per year, assuming Custom Tariff Electricity Tariff.

Your electricity tariff rates may change as a result of installing the system. You should contact your electricity retailer for further information.

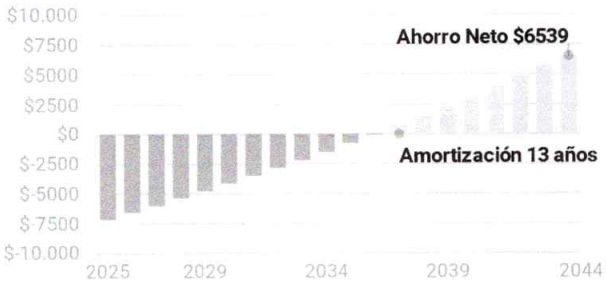
Información sobre la tarifa propuesta - Tarifa personalizada	
Energy Charges	
rate 0 *Todo el día Lun-Sol*	$0,25 / kWh
Feed-in Tariff	
rate 0 *Todo el día Lun-Sol*	$0,00 / kWh

Cargos fijos	
Fixed Charge	$0,00 / día

Net Financial Impact Efectivo

$14.201	-	$7.662	=	$6.539
Ahorros en las facturas eléctricas		Coste Neto del Sistema		Ahorro neto estimado

Ahorros totales por pasarse a la energía solar



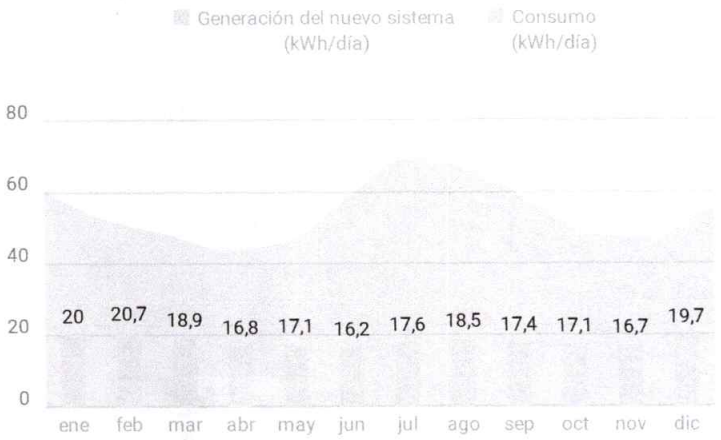
Ahorro anual al pasarse a la energía solar



Estimates do not include replacement costs of equipment not covered by a warranty. Components may need replacement after their warranty period. Financial discount rate assumed: 6,75%

System Performance

33%
Energía vs Consumo



System Performance Assumptions: Pérdidas Totales del sistema: 15,8%, Pérdidas del inversor: 2,9%, Pérdidas del optimizador: 0%, Pérdidas de Sombreado: 0%, Ajuste de Rendimiento: 0%, Calculadora de Salida: System Advisor Model 2020.02.29.r2. Orientaciones del Panel: 8 paneles con acimut 208 e inclinación 5.

The solar system(s) quoted in this proposal are not intended to be portable.

Environmental Benefits

La energía solar no tiene emisiones. Simplemente genera energía pura y limpia de manera silenciosa.



Cada año

33% Desfase del consumo

0,8 toneladas de emisiones CO_2 evitadas por año

Durante la Vida Útil del Sistema

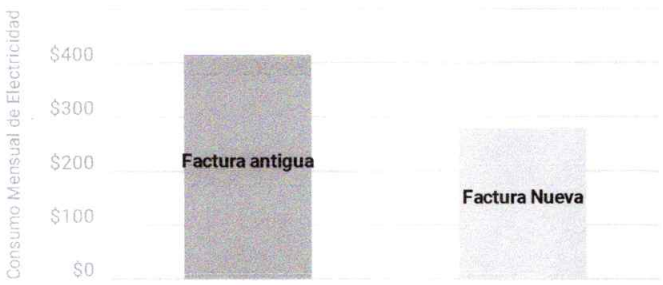
24.268 km Kms de desplazamientos evitados

156 Árboles plantados

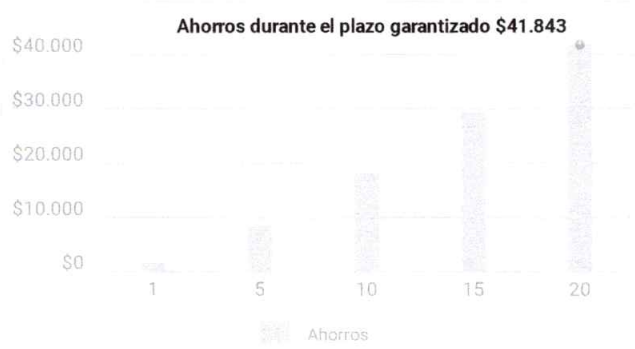
17 Vuelos de larga distancia evitados

Electricity Bill Savings

Ahorro mensual medio en la factura en el Primer año



Ahorros totales



Mes	Generación solar (kWh)	Consumo neto de la red antes del nuevo sistema (kWh)	Electricidad importada después del nuevo sistema (kWh)	Electricidad exportada después del nuevo sistema (kWh)	Compensación ($)	Factura eléctrica antes del nuevo sistema ($)	Factura eléctrica después del nuevo sistema ($)	Ahorro estimado ($)
ene	619	1.865	1.254	0	0	466	314	153
feb	581	1.462	892	0	0	366	223	142
mar	585	1.493	921	0	0	373	230	143
abr	503	1.313	820	0	0	328	205	123
may	531	1.428	906	0	0	357	226	131
jun	486	1.761	1.278	0	0	440	319	121
jul	545	2.151	1.609	0	0	538	402	136
ago	574	2.049	1.480	0	0	512	370	142
sep	522	1.718	1.202	0	0	430	300	129
oct	529	1.486	966	0	0	372	241	130
nov	502	1.412	920	0	0	353	230	123
dic	609	1.757	1.157	0	0	439	289	150

Your projected energy cost is calculated by considering a 3% increase in energy cost each year, due to trends in the raising cost of energy. This estimate is based on your selected preferences, current energy costs and the position and orientation of your roof to calculate the efficiency of the system. Projections are based on estimated usage of 19896 kWh per year, assuming Custom Tariff Electricity Tariff.

Your electricity tariff rates may change as a result of installing the system. You should contact your electricity retailer for further information.

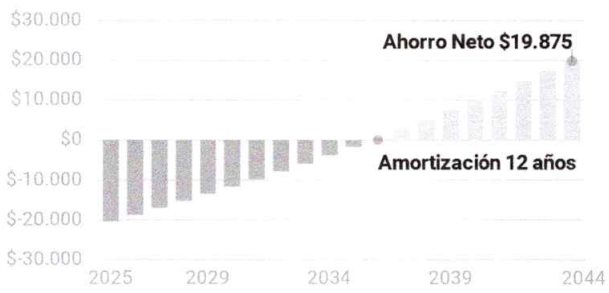
Información sobre la tarifa propuesta - Tarifa personalizada	
Energy Charges	
rate 0 *Todo el día Lun-Sol*	$0,25 / kWh
Feed-in Tariff	

rate 0 *Todo el día Lun-Sol*	$0,00 / kWh
Cargos fijos	
Fixed Charge	$0,00 / meses

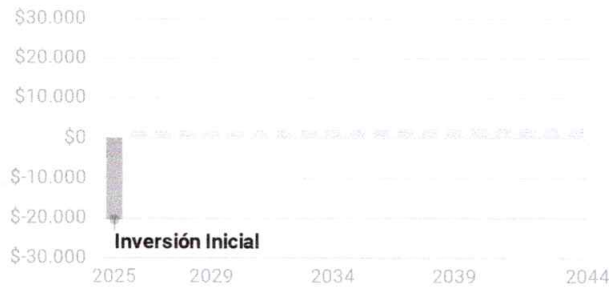
Net Financial Impact Efectivo

$41.843 Ahorros en las facturas eléctricas - $21.968 Coste Neto del Sistema = $19.875 Ahorro neto estimado

Ahorros totales por pasarse a la energía solar



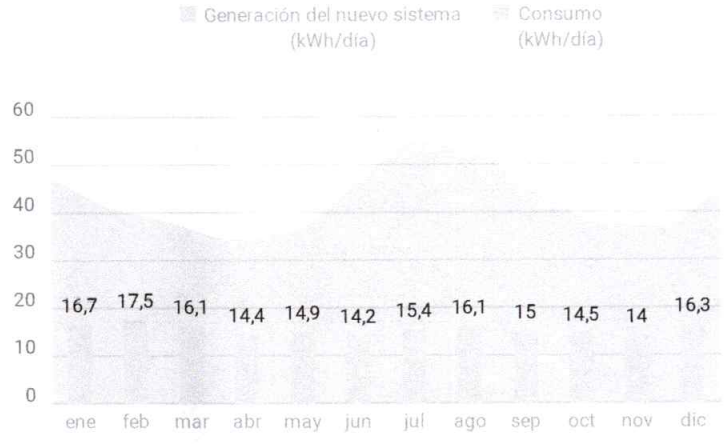
Ahorro anual al pasarse a la energía solar



Estimates do not include replacement costs of equipment not covered by a warranty. Components may need replacement after their warranty period. Financial discount rate assumed: 6,75%

System Performance

36%
Energía vs Consumo



System Performance Assumptions: Pérdidas Totales del sistema: 16,0%, Pérdidas del inversor: 4,3%, Pérdidas del optimizador: 0%, Pérdidas de Sombreado: 0%, Ajuste de Rendimiento: 0%, Calculadora de Salida: System Advisor Model 2020.02.29.r2. Orientaciones del Panel: 6 paneles con acimut 270 e Inclinación 0, 1 paneles con acimut 270 e Inclinación 0.

The solar system(s) quoted in this proposal are not intended to be portable.

Environmental Benefits

La energía solar no tiene emisiones. Simplemente genera energía pura y limpia de manera silenciosa.



Cada año

36% Desfase del consumo

0,7 toneladas de emisiones CO_2 evitadas por año

Durante la Vida Útil del Sistema

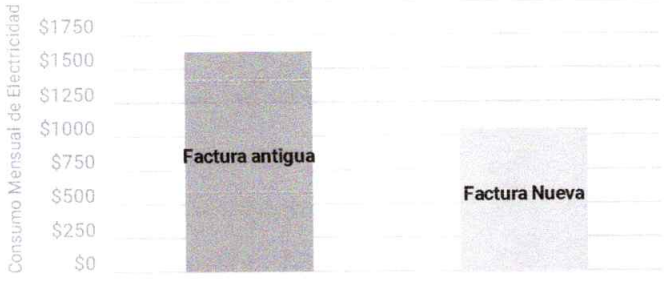
20 748 km Kms de desplazamientos evitados

133 Árboles plantados

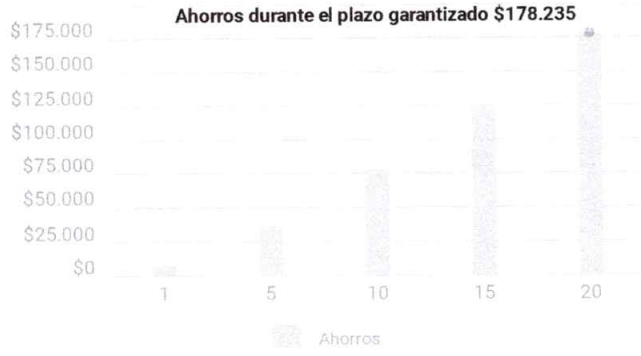
15 Vuelos de larga distancia evitados

Electricity Bill Savings

Ahorro mensual medio en la factura en el Primer año



Ahorros totales



Mes	Generación solar (kWh)	Consumo neto de la red antes del nuevo sistema (kWh)	Factura eléctrica antes del nuevo sistema ($)	Factura eléctrica después del nuevo sistema ($)	Ahorro estimado ($)
ene	516	1 462	1 828	1 193	635
feb	491	1 147	1 433	833	600
mar	500	1 170	1 463	854	609
abr	433	1 029	1 286	758	529
may	463	1 120	1 400	833	567
jun	426	1 381	1 726	1 198	527
jul	476	1 687	2 108	1 518	591
ago	498	1 607	2 008	1 393	615
sep	449	1 347	1 684	1 131	553
oct	450	1 165	1 456	905	552
nov	421	1 107	1 384	869	515
dic	507	1 378	1 722	1 100	622

Your projected energy cost is calculated by considering a 3,0% increase in energy cost each year, due to trends in the raising cost of energy. This estimate is based on your selected preferences, current energy costs and the position and orientation of your roof to calculate the efficiency of the system. Projections are based on estimated usage of 15599 kWh per year, assuming Custom Tariff Electricity Tariff.

Your electricity tariff rates may change as a result of installing the system. You should contact your electricity retailer for further information.

Información sobre la tarifa propuesta - Tarifa personalizada	
Energy Charges	
rate 0 *Todo el día\sLun-Sol*	$1,25 / kWh
Feed-in Tariff	
rate 0 *Todo el día\sLun-Sol*	$0,00 / kWh

Recommended System Option

4.96 kW	$1 594	$21 968	$21 968
Potencia total instalada	Ahorro anual estimado en la factura de electricidad	Precio Total del Sistema	Precio Neto del Sistema



Your Solution

Paneles Solares

Trina Solar Co., Ltd.
5.0 kW Total Module Power
8 x 620 Vatio Paneles (TSM-620NE19R)
6 454 kWh por año

Inversor

Fronius
5 kW Potencial Total nominal del inversor
1 x Primo 5.0-1

Batería

Must Energy Technology Co., Ltd.
30,72 kWh Almacenamiento Total de la Batería
3 x LP16-48200

Garantías: 12 años de garantía del panel, 25 años de garantía de rendimiento del panel

Recommended System Option

1.24 kW	$259	$4.532	$4.532
Potencia total instalada	Ahorro anual estimado en la factura de electricidad	Precio Total del Sistema	Precio Neto del Sistema



Your Solution

Paneles Solares

Trina Solar Co., Ltd.
1.2 kW Total Module Power
2 x 620 Vatio Paneles (TSM-620NE19R)
1.580 kWh por año

Inversor

SNADI
1 kW Potencial Total nominal del inversor
1 x SNADI NKM-1KW

Batería

Must Energy Technology Co., Ltd.
1,28 kWh Almacenamiento Total de la Batería
1 x LP16-2450

Garantías: 12 años de garantía del panel, 25 años de garantía de rendimiento del panel

Recommended System Option

4.34 kW	$1.303	$18.262	$18.262
Potencia total instalada	Ahorro anual estimado en la factura de electricidad	Precio Total del Sistema	Precio Neto del Sistema



Your Solution

Paneles Solares

Trina Solar Co., Ltd.
4.3 kW Total Module Power
7 x 620 Vatio Paneles (TSM-620NE19R)
5.275 kWh por año

Inversor

Fronius
4 kW Potencial Total nominal del inversor
1 x 4.0-3-S

Batería

Must Energy Technology Co., Ltd.
20,48 kWh Almacenamiento Total de la Batería
2 x LP16-48200

Garantías: 12 años de garantía del panel, 25 años de garantía de rendimiento del panel

Recommended System Option

1.86 kW	$551	$7.662	$7.662
Potencia total instalada	Ahorro anual estimado en la factura de electricidad	Precio Total del Sistema	Precio Neto del Sistema



Your Solution

Paneles Solares

Trina Solar Co., Ltd.
1.9 kW Total Module Power
3 x 620 Vatio Paneles (TSM-620NE19R)
2.253 kWh por año

Inversor

SNADI
2,2 kW Potencial Total nominal del inversor
1 x SNADI AL-S2200

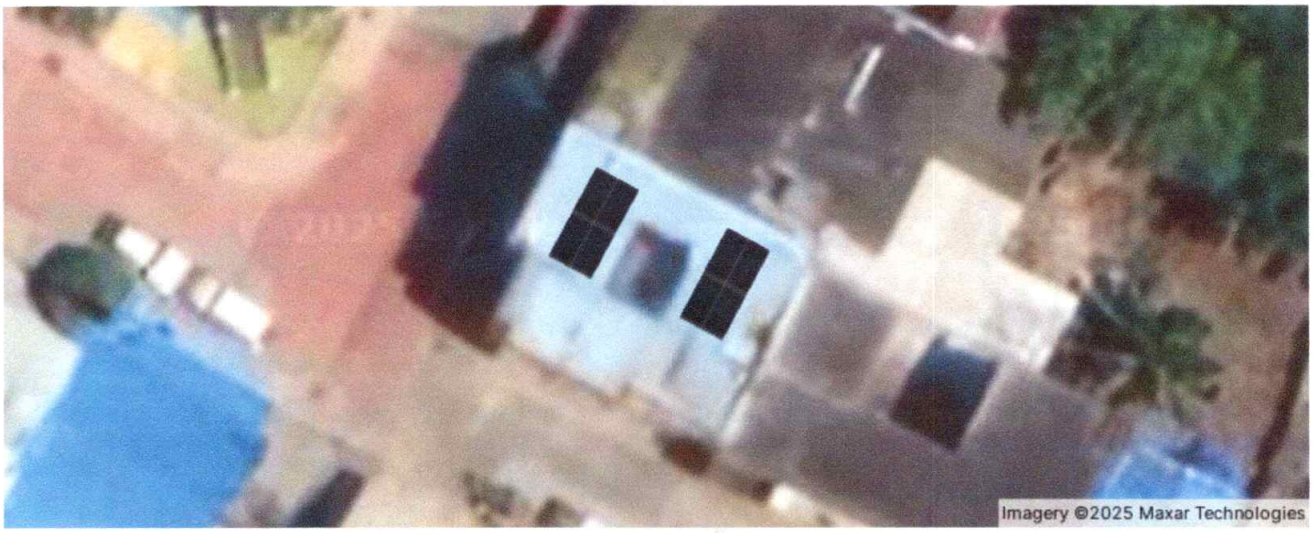
Batería

Must Energy Technology Co., Ltd.
7,68 kWh Almacenamiento Total de la Batería
3 x LP16-4850

Garantías: 12 años de garantía del panel, 25 años de garantía de rendimiento del panel

Recommended System Option

4.96 kW	$1.623	$21.968	$21.968
Potencia total instalada	Ahorro anual estimado en la factura de electricidad	Precio Total del Sistema	Precio Neto del Sistema



Your Solution

Paneles Solares

Trina Solar Co., Ltd.
5.0 kW Total Module Power
8 x 620 Vatio Paneles (TSM-620NE19R)
6.586 kWh por año

Inversor

Fronius
5 kW Potencial Total nominal del inversor
1 x Primo 5.0-1

Batería

Must Energy Technology Co., Ltd.
30,72 kWh Almacenamiento Total de la Batería
3 x LP16-48200

Garantías: 12 años de garantía del panel, 25 años de garantía de rendimiento del panel

Recommended System Option

4.34 kW	$6 915	$18 262	$18 262
Potencia total instalada	Ahorro anual estimado en la factura de electricidad	Precio Total del Sistema	Precio Neto del Sistema



Your Solution

Paneles Solares

Trina Solar Co., Ltd.
4.3 kW Total Module Power
7 x 620 Vatio Paneles (TSM-620NE19R)
5 631 kWh por año

Inversor

Fronius
4 kW Potencial Total nominal del inversor
1 x 4.0-3-S

Batería

Must Energy Technology Co., Ltd.
20,48 kWh Almacenamiento Total de la Batería
2 x LP16-48200

Garantías: 12 años de garantía del panel, 25 años de garantía de rendimiento del panel

Contribución a la política pública

01 - Contribución al Plan Nacional de Desarrollo

Plan

(2022-2026) Colombia Potencia Mundial de la Vida

Programa

2102 - Consolidación productiva del sector de energía eléctrica

Transformación	Pilar	Catalizador	Componente
4. Transformación productiva, internacionalización y acción climática	03. Transición energética justa, segura, confiable y eficiente	01. Transición energética justa, basada en el respeto a la naturaleza, la justicia social y la soberanía con seguridad, confiabilidad y eficiencia	b. Seguridad y confiabilidad energética

02 - Plan de Desarrollo Departamental o Sectorial

Plan de Desarrollo Departamental o Sectorial

Estrategia del Plan de Desarrollo Departamental o Sectorial

Programa del Plan Desarrollo Departamental o Sectorial

03 - Plan de Desarrollo Distrital o Municipal

Plan de Desarrollo Distrital o Municipal

Estrategia del Plan de Desarrollo Distrital o Municipal

Programa del Plan desarrollo Distrital o Municipal

04 - Instrumentos de planeación de grupos étnicos

Tipo de entidad

Instrumentos de planeación de grupos étnicos

Identificación y descripción del problema

Problema central

Limitado acceso al servicio de energía eléctrica en la zona rural de la entidad territorial.

Descripción de la situación existente con respecto al problema

El cambio climático climático se manifiesta cada año ocasionando mas desastres que el año anterior. La via intermunicipal se encuentra en una zona de alta accidentalidad, es una zona que requiere mejorar sus condiciones de operación y visibilidad, en lineamiento a la transicion energetica y a los estudios tecnicos un sistema de alumbrado fotovoltaico es la opcion optima para la problematica.

Magnitud actual del problema – indicadores de referencia

Organismos investigadores adscritos a la ONU manifiestan que para el año 2050 mas del 50 % mundial población estará viviendo en condiciones precarias debido al cambio climático.

Inidces de seguridad y accidentalidad.

01 - Causas que generan el problema

Causas directas	Causas indirectas
1. Deficientes sistemas de provisión de energía en las viviendas de la zona rural.	**1.1** Limitadas alternativas de provisión de energía eléctrica para la población aislada.
	1.2 Inadecuado funcionamiento de los sistemas de provisión de energía alternativa existentes.

02 - Efectos generados por el problema

Efectos directos	Efectos indirectos
1. Bajo acceso a las comunicaciones y sistemas de información.	**1.2** Baja productividad en las tareas familiares diarias.
	1.1 Limitadas horas de estudio en el hogar.
	1.3 Disminución de las horas de trabajo y de actividades relacionadas con el ocio y la recreación.
2. Dependencia de combustibles tradicionales como combustibles líquidos, leña, carbón vegetal, velas, baterías.	**2.4** Transformación y daño ambiental.
	2.5 Gastos en que incurren las familias por la compra de combustibles líquidos, carbón vegetal, velas y baterías.

Identificación y análisis de participantes

01 - Identificación de los participantes

Participante	Contribución o Gestión
Actor: Municipal **Entidad:** SAN PABLO DE BORBUR - BOYACÁ **Posición:** Cooperante **Intereses o Expectativas:** Cumplir con las metas de transición a energías limpias	Contribuir en la etapa de preinversion con los recursos para la ejecución de la ingeniería básica y de detalle.
Actor: Nacional **Entidad:** Ministerio De Minas Y Energía - Gestión General **Posición:** Cooperante **Intereses o Expectativas:** Cumplir con las metas del Plan Nacional de Desarrollo	Contribuir con los recursos necesarios para realizar la etapa de inversión del proyecto

02 - Análisis de los participantes

El proyecto ha sido objeto de la socialización necesaria y suficiente entre la población y entes de la municipalidad

Población afectada y objetivo

01 - Población afectada por el problema

Tipo de población

Personas

Número

7.166

Fuente de la información

proyecciones del DANE, en 2025 San Pablo de Borbur

Localización

Ubicación general	Localización específica/Otro tipo de entidad étnica
Región: Andina	
Departamento: Boyacá	
Municipio: San Pablo De Borbur	
Centro Poblado: Rural	
Resguardo:	

02 - Población objetivo de la intervención

Tipo de población

Personas

Número

166

Fuente de la información

proyecciones del DANE, en 2025 San Pablo de Borbur

Localización

Ubicación general	Localización específica/Otro tipo de entidad étnica	Nombre del consejo comunitario
Región: Andina		
Departamento: Boyacá		
Municipio: San Pablo De Borbur		
Centro Poblado: Rural		
Resguardo:		

03 - Características demográficas de la población objetivo

Características demográficas de la población objetivo

Clasificación	Detalle	Número de personas	Fuente de la información
Etapa del ciclo de vida	Primera infancia 0 – 5 años	580	proyecciones del DANE, en 2023 San Pablo de Borbur
	Infancia 6 – 11 años	1.790	proyecciones del DANE, en 2023 San Pablo de Borbur
	Adolescencia 12-18 años	2.225	proyecciones del DANE, en 2023 San Pablo de Borbur
	Juventud 14 – 26 años	3.521	proyecciones del DANE, en 2023 San Pablo de Borbur
	Adultez 27 – 59 años	3.109	proyecciones del DANE, en 2023 San Pablo de Borbur
	Vejez 60 años y más	1.245	proyecciones del DANE, en 2023 San Pablo de Borbur

Objetivos específicos

01 - Objetivo general e indicadores de seguimiento

Problema central

Limitado acceso al servicio de energía eléctrica en la zona rural de la entidad territorial.

Objetivo general – Propósito

Aumentar el acceso al servicio de energía eléctrica en la zona rural de la entidad territorial.

Indicadores para medir el objetivo general

Indicador objetivo	Descripción	Fuente de verificación
Cobertura del servicio de energía eléctrica en zona rural en la entidad territorial.	**Medido a través de:** Porcentaje **Meta:** 20 **Tipo de fuente:** Documento oficial	Plan Indicativo de Expansión de Cobertura - PIEC.
Ahorro energetico	**Medido a través de:** Porcentaje **Meta:** 40 **Tipo de fuente:** Evaluación	consultoria

02 - Relaciones entre las causas y objetivos

Causa relacionada	Objetivos específicos
Causa directa 1 Deficientes sistemas de provisión de energía en las viviendas de la zona rural.	Incrementar los sistemas de provisión de energía en las viviendas de la zona rural.
Causa indirecta 1.1 Limitadas alternativas de provisión de energía eléctrica para la población aislada.	Aumentar alternativas de provisión de energía eléctrica para la población aislada.
Causa indirecta 1.2 Inadecuado funcionamiento de los sistemas de provisión de energía alternativa existentes.	Mejorar el funcionamiento de los sistemas de provisión de energía alternativa existentes.

Alternativas de la solución

01 - Alternativas de la solución

Nombre de la alternativa	Se evaluará con esta herramienta	Estado
Construcción de redes de media y baja tensión -MT y BT- en la zona rural de la entidad territorial.	No	Completo
Construcción de Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica en la zona rural de la entidad territorial.	Si	Completo

Evaluaciones a realizar

Rentabilidad: Si

Costo - Eficiencia y Costo mínimo: Si

Evaluación multicriterio: No

Alternativa 1. Construcción de Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica en la zona rural de la entidad territorial.

Estudio de necesidades

01 - Bien o servicio

Bien o servicio

Viviendas con el servicio de energía eléctrica en la zona rural de la entidad territorial.

Medido a través de

Número

Descripción

Alumbrado publico fotovoltaico

Descripción de la Demanda

via ruta 60

Descripción de la Oferta

Alumbrado publico solar y fotovoltaico entre San Martin y Santa Barbara en San Pablo de Borbur

Año	Oferta	Demanda	Déficit
2026	2.700.000.000,00	100,00	2.699.999.900,00

Bien o servicio

Alumbrado Publico

Medido a través de

Kilómetros

Descripción

Iluminacion de la via entre San Martin y Santa Barbara del municipio de San Pablo de Borbur

Descripción de la Demanda

3.9 km de via

Descripción de la Oferta

opuesta de iluminacion fotovoltaica para el tramo comprendido entre San Martin y Santa Barbara

Año	Oferta	Demanda	Déficit
2026	0,00	135,00	-135,00

Alternativa: Construcción de Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica en la zona rural de la entidad territorial.

Análisis técnico de la alternativa

01 - Análisis técnico de la alternativa

Análisis técnico de la alternativa

Las soluciones de energía fotovoltaica cuentan con las siguientes características:

Solucion de 135 und de lumianrias fotovoltaicas de 60W con autonomia de 36 horas, instaldas en poste de 10 m para el alumbrado de la via entre San Martin y Santa Barbara del municipio de San Pablo de Borbur.

El detalle se encuentra en el anexo técnico.

Alternativa: Construcción de Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica en la zona rural de la entidad territorial.

Localización de la alternativa

01 - Localización de la alternativa

Ubicación general	Ubicación especifica
Región: Andina	
Departamento: Boyacá	
Municipio: San Pablo De Borbur	
Tipo de Agrupación:	
Agrupación:	
Latitud:	
Longitud:	

02 - Factores analizados

Aspectos administrativos y políticos,
Cercanía a la población objetivo,
Costo y disponibilidad de terrenos,
Disponibilidad de servicios públicos domiciliarios (Agua, energía y otros),
Orden público

Alternativa: Construcción de Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica en la zona rural de la entidad territorial.

Cadena de valor de la alternativa

Costo total de la alternativa: $ 3.507.703.227,00

1 - Objetivo específico 1 **Costo:** $ 3.507.703.227,00

Incrementar los sistemas de provisión de energía en las viviendas de la zona rural.

Producto	Actividad:
1.1 Unidades de generación fotovoltaica de energía eléctrica instaladas (Producto principal del proyecto) **Medido a través de:** Número de unidades **Cantidad:** 135,0000 **Costo:** $ 3.507.703.227,00	**1.1.1** Realizar replanteo de obra. **Costo:** $ 7.168.489,00 **Etapa:** Inversión **Ruta Crítica:** Si
	1.1.2 Realizar la implementación y puesta en funcionamiento de los equipos. **Costo:** $ 2.226.788.928,00 **Etapa:** Inversión **Ruta Crítica:** Si
	1.1.3 Instalar el sistema de medición y gestión de energía. **Costo:** $ 347.247.000,00 **Etapa:** Inversión **Ruta Crítica:** Si
	1.1.4 Construir las instalaciones internas. **Costo:** $ 83.211.251,00 **Etapa:** Inversión **Ruta Crítica:** Si
	1.1.5 Realizar la interventoría integral. **Costo:** $ 266.441.566,00 **Etapa:** Inversión **Ruta Crítica:** Si

Producto	Actividad:
1.1 Unidades de generación fotovoltaica de energía eléctrica instaladas (Producto principal del proyecto) **Medido a través de:** Número de unidades **Cantidad:** 135,0000 **Costo:** $ 3.507.703.227,00	**1.1.6** Realizar capacitaciones. **Costo:** $ 576.845.992,00 **Etapa:** Inversión **Ruta Crítica:** Si
	1.1.7 Realizar apoyo a la supervisión. **Costo:** $ 1,00 **Etapa:** Inversión **Ruta Crítica:** No

Alternativa: Construcción de Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica en la zona rural de la entidad territorial.

Actividad 1.1.1 Realizar replanteo de obra.

Periodo	Edificios	Mano de obra calificada	Mano de obra no calificada	Materiales	Servicios domiciliarios	Terrenos
0	$1,00	$7.168.469,00	$1,00	$1,00	$1,00	$1,00
Total	$1,00	$7.168.469,00	$1,00	$1,00	$1,00	$1,00

Periodo	Adquisición de activos financieros	Disminución de pasivos	Gastos imprevistos	Impuestos, pagos de derechos, contribuciones, multas y sanciones	Mantenimiento maquinaria y equipo	Maquinaria y Equipo
0	$1,00	$1,00	$1,00	$1,00	$1,00	$1,00
Total	$1,00	$1,00	$1,00	$1,00	$1,00	$1,00

Actividad 1.1.2 Realizar la implementación y puesta en funcionamiento de los equipos.

Periodo	Mano de obra calificada
0	$2.226.788.928,00
Total	$2.226.788.928,00

Periodo	Total
0	$2.226.788.928,00
Total	

Actividad 1.1.3 Instalar el sistema de medición y gestión de energía.

Periodo	Mano de obra calificada
0	$347.247.000,00
Total	$347.247.000,00

Periodo	Total
0	$347.247.000,00
Total	

Servicios de [illegible]jamiento co[illegible]as y bebidas	Servicios de leasing	Servicios de venta y de distribución	Servicios financieros y conexos	Servicios inmobiliarios	Servicios para la comunidad, sociales y personales
$1,00	$1,00	$1,00	$1,00	$1,00	$1,00
$1,00	**$1,00**	**$1,00**	**$1,00**	**$1,00**	**$1,00**

Servicios prestados a las empresas y servicios de producción	Transferencias corrientes y de capital	Transporte	Total
$1,00	$1,00	$1,00	$7.168.489,00
$1,00	**$1,00**	**$1,00**	

Actividad 1.1.4 Construir las instalaciones internas.

Periodo	Mano de obra calificada	Mano de obra no calificada	Materiales
0	$40.646.788,00	$17.783.863,00	$24.780.600,00
Total	$40.646.788,00	$17.783.863,00	$24.780.600,00

Periodo	Total
0	$83.211.251,00
Total	

Actividad 1.1.5 Realizar la interventoría integral.

Periodo	Mano de obra calificada
0	$266.441.566,00
Total	$266.441.566,00

Periodo	Total
0	$266.441.566,00
Total	

Actividad 1.1.6 Realizar capacitaciones.

Periodo	Mano de obra calificada
0	$576.845.992,00
Total	$576.845.992,00

Periodo	Total
0	$576.845.992,00
Total	

Actividad 1.1.7 Realizar apoyo a la supervisión.

Periodo	Mano de obra calificada
0	$1,00
Total	$1,00

Periodo	Total
0	$1,00
Total	

Alternativa: Construcción de Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica en la zona rural de la entidad territorial.

Análisis de riesgos alternativa

01 - Análisis de riesgo

	Tipo de riesgo	Descripción del riesgo	Probabilidad e impacto	Efectos	Medidas de mitigación
1-Pr...ito (Objetivo general)	Operacionales	Mal uso de los sistemas solares fotovoltaicos en las viviendas.	**Probabilidad:** 4. Probable **Impacto:** 4. Mayor	No continuidad del servicio de energía eléctrica.	Actas de concertación con la comunidad en donde se hace socialización del proyecto y capacitaciones en el buen uso del sistema solar fotovoltaico y realización de visitas periódicas para verificar el estado de los equipos.
2-Componente (Productos)	Asociados a fenómenos de origen natural: atmosféricos, hidrológicos, geológicos, otros	Los sistemas solares fotovoltaicos instalados podrían ser destruidos por ráfagas de viento, tormentas, caída de árboles o deslizamientos.	**Probabilidad:** 4. Probable **Impacto:** 5. Catastrófico	Las familias quedarían sin el servicio de energía eléctrica.	Seleccionar un espacio de instalación del sistema lejos de grandes árboles, lejos de pendientes o laderas con su debida certificación de zona libre de riesgo no mitigable.
3-Act...d y/o Entregable	Legales	Actividad/Entregable: Realizar la implementación y puesta en funcionamiento de los equipos. Riesgo: Incumplimiento por parte de los contratistas.	**Probabilidad:** 2. Improbable **Impacto:** 4. Mayor	Retrasos injustificados, obras inconclusas o de mala calidad.	Seguimiento, control y establecimiento de pólizas de cumplimiento y calidad.
	Operacionales	Actividad/Entregable: Instalar el sistema de medición y gestión de energía. Riesgo: Poca disponibilidad de inventarios de los materiales y equipos en el mercado local.	**Probabilidad:** 4. Probable **Impacto:** 3. Moderado	Retrasos en el cronograma de ejecución del proyecto.	Realizar procesos de compra efectivos.
	Operacionales	Actividad/Entregable: Realizar replanteo de obra. Riesgo: Acceso limitado a las viviendas por mal estado de las vías/dificultad de acceso a la zona.	**Probabilidad:** 4. Probable **Impacto:** 4. Mayor	Retraso en la ejecución por el contratista.	Plan de ajustes al cronograma de obra.

Alternativa: Construcción de Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica en la zona rural de la entidad territorial.

Ingresos y beneficios alternativa

01 - Ingresos y beneficios

ahorro energia

Tipo: Ingresos

Medido a través de: Porcentaje

Bien producido: Energía eléctrica servicios

Razón Precio Cuenta (RPC): 0.79

Descripción Cantidad: procentaje de ahorro

Descripción Valor Unitario: %

Periodo	Cantidad	Valor unitario	Valor total
0	1.064.340,00	$1.200,00	$1.277.208.000,00
1	1,00	$1,00	$1,00

reduccion de huella de carbono

Tipo: Beneficios

Medido a través de: Número

Bien producido: Energía eléctrica servicios

Razón Precio Cuenta (RPC): 0.79

Descripción Cantidad: Equivalente en arboles

Descripción Valor Unitario: cantidad

Periodo	Cantidad	Valor unitario	Valor total
0	550,00	$10.000.000,00	$5.500.000.000,00

02 - Totales

Periodo	Total beneficios	Total ingresos	Total
0	$5.500.000.000,00	$1.277.208.000,00	$6.777.208.000,00
1		$1,00	$1,00

Alternativa 1

Flujo

01 - Flujo Económico

P	Beneficios e ingresos (+)	Créditos(+)	Costos de preinversión (-)	Costos de inversión (-)	Costos de operación (-)	Amortización (-)	Intereses de los créditos (-)	Valor de salvamento (+)	Flujo Neto
0	$5.353.994.320,0	$0,0	$0,0	$3.495.385.753,3	$0,0	$0,0	$0,0	$0,0	$1.858.608.566,7
1	$0,8	$0,0	$0,0	$0,0	$0,0	$0,0	$0,0	$0,0	$0,8

Indicadores y decisión

01 - Evaluación económica

Indicadores de rentabilidad			Indicadores de costo-eficiencia	Indicadores de costo mínimo	
Valor Presente Neto (VPN)	Tasa Interna de Retorno (TIR)	Relación Costo Beneficio (RCB)	Costo por beneficiario	Valor presente de los costos	Costo Anual Equivalente (CAE)
ternativa: Construcción de Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica en la zona rural de la entidad territorial.					
$1.858.608.567,38	No aplica	$1,53	$487.773,62	$3.495.385.753,34	$1.056.561.166,94

Costo por capacidad

Producto	Costo unitario (valor presente)
Unidades de generación fotovoltaica de energía eléctrica instaladas (Producto principal del proyecto)	$25.891.746,32

Indicadores de producto

01 - Objetivo 1

1. Incrementar los sistemas de provisión de energía en las viviendas de la zona rural.

Producto

1.1. Unidades de generación fotovoltaica de energía eléctrica instaladas (Producto principal del proyecto)

Indicador

1.1.1 Unidades de generación fotovoltaica de energía eléctrica instaladas

Medido a través de: Número de unidades

Meta total: 135,0000

Fórmula:

Es acumulativo: Si

Es Principal: Si

Tipo de Fuente: Documento oficial

Fuente de Verificación: Acta de obra.

Programación de indicadores

Periodo	Meta por periodo	Periodo	Meta por periodo
0	100,0000	1	35,0000
		Total:	135,0000

Indicadores de gestión

01 - Indicador por proyecto

Indicador

Informes De Interventoría Realizados

Medido a través de: Número

Código: 9900G054

Fórmula:

Tipo de Fuente: Documento oficial

Fuente de Verificación: Informes entregados por la interventoría del contrato.

Programación de indicadores

Periodo	Meta por periodo	Periodo	Valor
0	7	**Total:**	7

02 - Resumen fuentes de financiación

Etapa	Entidad	Tipo Entidad	Tipo de Recurso	Periodo	Valor
Inversión	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA - GESTION GENERAL	Entidades Presupuesto Nacional - PGN	PGN - Nación - Inversión	0	$3.507.703.227,00
				1	$0,00
				Total	$3.507.703.227,00
	Total Inversión				$3.507.703.227,00
Total					**$3.507.703.227,00**

Resumen del proyecto

Resumen del proyecto

Resumen narrativo	Descripción	Indicadores	Fuente	Supuestos
Objetivo General	Aumentar el acceso al servicio de energía eléctrica en la zona rural de la entidad territorial.	**Cobertura del servicio de energía eléctrica en zona rural en la entidad territorial.**	**Tipo de fuente:** Documento oficial **Fuente:** Plan Indicativo de Expansión de Cobertura - PIEC.	**En las viviendas realizan oportunamente el pago del servicio de energía eléctrica.**
		Ahorro energetico	**Tipo de fuente:** Evaluación **Fuente:** consultoria	**En las viviendas realizan oportunamente el pago del servicio de energía eléctrica.**
Componentes (Productos)	1.1 Unidades de generación fotovoltaica de energía eléctrica instaladas (Producto principal del proyecto)	**Unidades de generación fotovoltaica de energía eléctrica instaladas**	**Tipo de fuente:** Documento oficial **Fuente:** Acta de obra.	**Los sistemas solares fotovoltaicos instalados no son destruidos por ráfagas de viento, tormentas, caída de árboles o deslizamientos.**
Actividades	1.1.1 - Realizar replanteo de obra.(*) 1.1.2 - Realizar la implementación y puesta en funcionamiento de los equipos.(*) 1.1.3 - Instalar el sistema de medición y gestión de energía.(*) 1.1.4 - Construir las instalaciones internas.(*) 1.1.5 - Realizar la interventoría integral.(*) 1.1.6 - Realizar capacitaciones.(*) 1.1.7 - Realizar apoyo a la supervisión.	**Nombre: Informes De Interventoría Realizados** **Unidad de Medida: Número** **Meta: 7.0000**	**Tipo de fuente:** **Fuente:**	**Viviendas con acceso de vías en buenas condiciones.**

(*) Actividades con ruta crítica

Bienvenido

Recomendaciones

Mis proyectos

Criterio de búsqueda:

Buscar BPIN/Nombre

	ID	BPIN	Nombre	Fecha creación	Estado	Entidad y/o formulador responsable	Tipología y Avance
	1674709		Construcción de sistemas de energía solar fotovoltaica en la zona rural de San Pablo De Borbur	13/01/2026	Presentado	SAN PABLO DE BORBUR - En Bandeja de Enviados	Tipología: G Proy Tipo: Si Inv: Territorial

Nuevo proyecto

Nuevo proyecto utilizando proyecto tipo

Proyectos compartidos

Ayuda

Buscar BPIN/Nombre

	ID	BPIN	Nombre	Fecha creación	Estado	Tipología y Avance
No se han ingresado proyectos						

SICAINN	ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS (APU)	CÓDIGO:	GF-832
		VERSIÓN:	1
		FECHA DE APROBACIÓN	13/12/2024
		PÁGINA	7 DE 7

PROYECTO :	DISEÑO Y ESPECIFICACIONES GENERALES PARA SUMINISTRO, MONTAJE, INSTALACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS PARA EDIFICACIONES SAN PABLO DE BORBUR
CONTRATO - CONVENIO :	CONTRATO DE CONSULTORIA 135-2024
AÑO:	2025
CAPITULO:	CAP I
ITEM:	TOTAL

DESCRIPCIÓN	PRECIO UNITARIO	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR PARCIAL
1. SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO SEDE ALCALDIA				$ 98.885.562,20
1.1 SUMINISTRO E INSTALACION DE PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO DE 620W MONOCRISTAL TSM-620 O SIMILAR	$ 1.462.146	UND	8	$ 11.697.165,60
1.2 SUMINISTRO E INSTALACION DE INVERSOR DE 5KW FROIUS O SIMILAR	$ 19.550.914	UND	1	$ 19.550.914,00
1.3 SUMINSITRO E INSTALACION KIT DE BATERIA DE 10.24 KWh MUST O SIMILAR	$ 18.590.914	UND	3	$ 55.772.742,00
1.4 SUMINISTRO E INSTALACION DE COMBINER BOX	$ 1.087.673	UND	1	$ 1.087.672,80
1.5 SUMINISTRO E INSTALACION DE TABLERO ELECTRICO SOLAR DE 5KW	$ 6.069.131	UND	1	$ 6.069.131,20
1.6 SUMINSITRO E INSTALACION DE CABLEADO ENTRE PANELES HASTA INVERSOR Y TABLERO SOLAR	$ 2.319.348	UND	1	$ 2.319.348,40
1.7 SUMINSITRO E INSTALACION DE CABLEADO DESDE TABLERO SOLAR A TABLERO EXISTENTE EN 3X10+10+12T CU EN TUBERIA EMT 3/4"	$ 68.967	ML	10	$ 689.674,20
1.8 ADECUACION DE TABLERO EXISTENTE EDIFICACION PARA LA CONEXIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	$ 1.698.914	UND	1	$ 1.698.914,00
2. SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO COLISEO SANTA BARBARA				$ 76.516.502,50
2.1 SUMINISTRO E INSTALACION DE PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO DE 620W MONOCRISTAL TSM-620 O SIMILAR	$ 1.462.146	UND	7	$ 10.235.019,90
2.2 SUMINISTRO E INSTALACION DE INVERSOR DE 4KW FROIUS O SIMILAR	$ 17.628.914	UND	1	$ 17.628.914,00
2.3 SUMINSITRO E INSTALACION KIT DE BATERIA DE 10.24 KWh MUST O SIMILAR	$ 18.590.914	UND	2	$ 37.181.828,00
2.4 SUMINISTRO E INSTALACION DE COMBINER BOX	$ 1.087.673	UND	1	$ 1.087.672,80
2.5 SUMINISTRO E INSTALACION DE TABLERO ELECTRICO SOLAR DE 4KW	$ 5.675.131	UND	1	$ 5.675.131,20
2.6 SUMINSITRO E INSTALACION DE CABLEADO ENTRE PANELES HASTA INVERSOR Y TABLERO SOLAR	$ 2.319.348	UND	1	$ 2.319.348,40
2.7 SUMINSITRO E INSTALACION DE CABLEADO DESDE TABLERO SOLAR A TABLERO EXISTENTE EN 3X10+10+12T CU EN TUBERIA EMT 3/4"	$ 68.967	ML	10	$ 689.674,20
2.8 ADECUACION DE TABLERO EXISTENTE EDIFICACION PARA LA CONEXIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	$ 1.698.914	UND	1	$ 1.698.914,00
3. SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO PLAZA				$ 76.516.502,50
3.1 SUMINISTRO E INSTALACION DE PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO DE 620W MONOCRISTAL TSM-620 O SIMILAR	$ 1.462.146	UND	7	$ 10.235.019,90
3.2 SUMINISTRO E INSTALACION DE INVERSOR DE 4KW FROIUS O SIMILAR	$ 17.628.914	UND	1	$ 17.628.914,00
3.3 SUMINSITRO E INSTALACION KIT DE BATERIA DE 10.24 KWh MUST O SIMILAR	$ 18.590.914	UND	2	$ 37.181.828,00
3.4 SUMINISTRO E INSTALACION DE COMBINER BOX	$ 1.087.673	UND	1	$ 1.087.672,80
3.5 SUMINISTRO E INSTALACION DE TABLERO ELECTRICO SOLAR DE 4KW	$ 5.675.131	UND	1	$ 5.675.131,20
3.6 SUMINSITRO E INSTALACION DE CABLEADO ENTRE PANELES HASTA INVERSOR Y TABLERO SOLAR	$ 2.319.348	UND	1	$ 2.319.348,40
3.7 SUMINSITRO E INSTALACION DE CABLEADO DESDE TABLERO SOLAR A TABLERO EXISTENTE EN 3X10+10+12T CU EN TUBERIA EMT 3/4"	$ 68.967	ML	10	$ 689.674,20

3.8 ADECUACION DE TABLERO EXISTENTE EDIFICACION PARA LA CONEXIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	$ 1.698.914	UND	1	$ 1.698.914,00
4. SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO COLISEO CENTRO				$ 98.885.562,20
4.1 SUMINISTRO E INSTALACION DE PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO DE 620W MONOCRISTAL TSM-620 O SIMILAR	$ 1.462.146	UND	8	$ 11.697.165,60
4.2 SUMINISTRO E INSTALACION DE INVERSOR DE 5KW FROIUS O SIMILAR	$ 19.550.914	UND	1	$ 19.550.914,00
4.3 SUMINSITRO E INSTALACION KIT DE BATERIA DE 10.24 KWh MUST O SIMILAR	$ 18.590.914	UND	3	$ 55.772.742,00
4.4 SUMINISTRO E INSTALACION DE COMBINER BOX	$ 1.087.673	UND	1	$ 1.087.672,80
4.5 SUMINISTRO E INSTALACION DE TABLERO ELECTRICO SOLAR DE 5KW	$ 6.069.131	UND	1	$ 6.069.131,20
4.6 SUMINSITRO E INSTALACION DE CABLEADO ENTRE PANELES HASTA INVERSOR Y TABLERO SOLAR	$ 2.319.348	UND	1	$ 2.319.348,40
4.7 SUMINSITRO E INSTALACION DE CABLEADO DESDE TABLERO SOLAR A TABLERO EXISTENTE EN 3X10+10+12T CU EN TUBERIA EMT 3/4"	$ 68.967	ML	10	$ 689.674,20
4.8 ADECUACION DE TABLERO EXISTENTE EDIFICACION PARA LA CONEXIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	$ 1.698.914	UND	1	$ 1.698.914,00
5. SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO SEDE CONSEJO				$ 46.394.733,70
5.1 SUMINISTRO E INSTALACION DE PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO DE 620W MONOCRISTAL TSM-620 O SIMILAR	$ 1.462.146	UND	3	$ 4.386.437,10
5.2 SUMINISTRO E INSTALACION DE INVERSOR DE 2.2KW SNADI O SIMILAR	$ 10.333.914	UND	1	$ 10.333.914,00
5.3 SUMINSITRO E INSTALACION KIT DE BATERIA DE 2.56 KWh MUST O SIMILAR	$ 6.957.914	UND	3	$ 20.873.742,00
5.4 SUMINISTRO E INSTALACION DE COMBINER BOX	$ 1.087.673	UND	1	$ 1.087.672,80
5.5 SUMINISTRO E INSTALACION DE TABLERO ELECTRICO SOLAR DE 2.2KW	$ 5.075.031	UND	1	$ 5.075.031,20
5.6 SUMINSITRO E INSTALACION DE CABLEADO ENTRE PANELES HASTA INVERSOR Y TABLERO SOLAR	$ 2.319.348	UND	1	$ 2.319.348,40
5.7 SUMINSITRO E INSTALACION DE CABLEADO DESDE TABLERO SOLAR A TABLERO EXISTENTE EN 1X10+10+12T CU EN TUBERIA EMT 3/4"	$ 61.967	ML	10	$ 619.674,20
5.8 ADECUACION DE TABLERO EXISTENTE EDIFICACION PARA LA CONEXIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	$ 1.698.914	UND	1	$ 1.698.914,00
6. SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO SEDE ASOCACABO				$ 30.637.774,00
6.1 SUMINISTRO E INSTALACION DE PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO DE 620W MONOCRISTAL TSM-620 O SIMILAR	$ 1.462.146	UND	2	$ 2.924.291,40
6.2 SUMINISTRO E INSTALACION DE INVERSOR DE 1KW SNADI O SIMILAR	$ 7.472.914	UND	1	$ 7.472.914,00
6.3 SUMINSITRO E INSTALACION KIT DE BATERIA DE 1.28 KWh MUST O SIMILAR	$ 5.179.914	UND	2	$ 10.359.828,00
6.4 SUMINISTRO E INSTALACION DE COMBINER BOX	$ 1.087.673	UND	1	$ 1.087.672,80
6.5 SUMINISTRO E INSTALACION DE TABLERO ELECTRICO SOLAR DE 1KW	$ 4.155.131	UND	1	$ 4.155.131,20
6.6 SUMINSITRO E INSTALACION DE CABLEADO ENTRE PANELES HASTA INVERSOR Y TABLERO SOLAR	$ 2.319.348	UND	1	$ 2.319.348,40
6.7 SUMINSITRO E INSTALACION DE CABLEADO DESDE TABLERO SOLAR A TABLERO EXISTENTE EN 1X10+10+12T CU EN TUBERIA EMT 3/4"	$ 61.967	ML	10	$ 619.674,20
6.8 ADECUACION DE TABLERO EXISTENTE EDIFICACION PARA LA CONEXIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	$ 1.698.914	UND	1	$ 1.698.914,00

TOTAL COSTOS DIRECTOS	SUBTOTAL	$ 427.836.637,10
ADMINISTRACION	17,1%	$ 73.160.064,94
IMPREVISTOS	2%	$ 8.556.732,74
UTILIDAD	5%	$ 21.391.831,86
IVA SOBRE UTILIDAD	19%	$ 4.064.448,05
INTERVENTORIA	10%	$ 42.783.663,71
TOTAL PRESUPUESTAL	TOTAL	$ 577.793.378,40

SICAINN	ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS (APU)	CÓDIGO:	GF-832
		VERSIÓN:	1
		FECHA DE APROBACIÓ	13/12/2024
		PÁGINA	7 DE 7

PROYECTO :	DISEÑO Y ESPECIFICACIONES GENERALES PARA SUMINISTRO, MONTAJE, INSTALACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO EN LA VÍA QUE CONECTA LAS VEREDAS SANTA BÁRBARA Y SAN MARTIN.
CONTRATO - CONVENIO :	CONTRATO DE CONSULTORIA 135-2024
AÑO:	2025
CAPITULO:	CAP I
ITEM:	TOTAL

DESCRIPCIÓN	PRECIO UNITARIO	CANTIDAD	VALOR PARCIAL
1. POSTES	$ 2.572.200	135	$ 347.247.000,00
2. LUMINARIA SOLAR 36H	$ 16.494.732,80	135	$ 2.226.788.928,00
3. REPLANTEO	$ 53.100	135	$ 7.168.489,20
4. HOYADO	$ 131.732	135	$ 17.783.863,20
5. HINCADO	$ 301.087	135	$ 40.646.788,20
6. BRAZO PARA LUMINARIA SOLAR	$ 183.560	135	$ 24.780.600,00
TOTAL COSTOS DIRECTOS		SUBTOTAL	########
ADMINISTRACION		13,7%	$ 365.024.946,60
IMPREVISTOS		2%	$ 53.288.313,37
UTILIDAD		5%	$ 133.220.783,43
IVA SOBRE UTILIDAD		19%	$ 25.311.948,85
INTERVENTORIA		10%	$ 266.441.566,86
TOTAL PRESUPUESTAL		TOTAL	########

RECURSOS ENERGÉTICOS LOCALES NASA

CERES FM6. El instrumento mide la luz solar reflejada y la radiación térmica emitida por la Tierra.

CERES FM6, o Clouds and Earth's Radiant Energy System Flight Model 6, es un radiómetro de tres canales que mide la radiación solar reflejada y emitida por la Tierra desde la parte superior de la atmósfera hasta la superficie terrestre. CERES mide radiancias en tres canales de banda ancha: un canal de onda corta, un canal de onda larga y un canal total.

Actualmente, hay seis instrumentos CERES en satélites que orbitan la Tierra y toman datos. CERES es un componente clave del Sistema de Observación de la Tierra (EOS), el observatorio Suomi National Polar-orbiting Partnership (S-NPP) y los observatorios NOAA-20. El primer instrumento CERES voló en la Misión de Medición de Lluvias Tropicales (TRMM) en 1997. Los instrumentos se lanzaron en EOS Terra en 1999, Aqua en 2002, Soumi NPP en 2011 y, más recientemente, en NOAA-20 en 2017.

CERES ayuda a proporcionar mediciones de la distribución espacial y temporal de los componentes del balance de radiación de la Tierra (ERB). Esto mejora aún más la comprensión de los vínculos entre el ERB y las propiedades de la atmósfera y la superficie que lo definen.

El sistema climático de la Tierra intenta equilibrar la energía radiante del Sol que llega a la Tierra con la energía que se emite desde la Tierra hacia el espacio. Las mediciones de CERES ayudan a los científicos a comprender los vínculos entre la energía entrante y saliente de la Tierra y las propiedades de la atmósfera que afectan a esa energía.

Las observaciones de CERES FM6 ayudan a medir el efecto de las nubes en el balance energético, que influye fuertemente tanto en el tiempo como en el clima. CERES permite a los científicos validar modelos que calculan el efecto de las nubes en el calentamiento o enfriamiento planetario. Las observaciones globales de CERES proporcionan datos para mejorar los pronósticos climáticos estacionales, incluidos los aspectos radiativos y relacionados con las nubes de eventos climáticos a gran escala como El Niño y La Niña.

CERES también determina las propiedades de las nubes, incluyendo la cantidad, altura, espesor, tamaño de las partículas y fase de las nubes, utilizando mediciones simultáneas de otros instrumentos del Sistema de Observación de la Tierra (EOS) y del Sistema Conjunto de Satélites Polares (JPSS), como el Espectrorradiómetro de Imágenes de Resolución Moderada (MODIS) y el Conjunto Radiométrico de Imágenes Infrarrojas Visibles (VIIRS). Los análisis que utilizan datos de CERES se basan en la base establecida por misiones anteriores, como el Experimento de Presupuesto de Radiación Terrestre (ERBE) de la NASA Langley, lo que conduce a una mejor comprensión del papel de las nubes y el ciclo de la energía en el cambio climático global. Estas mediciones son fundamentales para comprender el cambio climático relacionado con la radiación de las nubes y mejorar la predicción del calentamiento global mediante modelos climáticos.

Los datos de CERES también pueden utilizarse para evaluar los efectos radiativos y el impacto climático de desastres naturales como erupciones volcánicas, grandes inundaciones y sequías.

Los datos a largo plazo proporcionarán una base para la comprensión científica de la retroalimentación climática y de las nubes que determina las variaciones y tendencias climáticas.

Los instrumentos CERES fueron construidos por TRW en Redondo Beach, California (actualmente Northrop Grumman Aerospace Systems) y administrados por el Centro de Investigación Langley de la NASA en Hampton, Virginia. El equipo científico internacional de CERES incluye científicos de la NASA, la NOAA, universidades estadounidenses, Francia y Bélgica. El equipo combina experiencia y guía la definición del instrumento CERES y los estudios científicos.

https://weather.ndc.nasa.gov/GOES/

```
-BEGIN HEADER-
NASA/POWER CERES/MERRA2 Native Resolution Climatology Climatologies
20-year Meteorological and Solar Monthly & Annual Climatologies (January 2001 - December 2020)
Location: Latitude  5.661   Longitude -74.0949
Elevation from MERRA-2: Average for 0.5 x 0.625 degree lat/lon region = 1026.99 meters
The value for missing source data that cannot be computed or is outside of the sources availability range: -999
Parameter(s):
SI_EF_TILTED_SURFACE_HORIZONTAL          SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance for Equator Facing Horizontal Surface (kW-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_MINUS15         SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Minus 15 Tilt (kW-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_LATITUDE            SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Tilt (kW-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_PLUS15          SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Plus 15 Tilt (kW-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_VERTICAL            SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance for Equator Facing Vertical Surface (kW-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL             SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance Optimal (kW-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL_ANG         SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance Optimal Angle (Degrees)
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL_ANG_ORT     SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance Tilted Surface Orientation (N/S Orientation)
-END HEADER-
```

PARAMETER	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
SI_EF_TILTED_SURFACE_HORIZONTAL	4.96	5.02	4.76	4.80	4.90	4.98	5.16	5.20	5.30	5.06	4.84	4.83	-999.0
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_MINUS15	4.63	4.80	4.67	4.80	4.98	5.10	5.28	5.25	5.25	4.90	4.59	4.49	-999.0
SI_EF_TILTED_SURFACE_LATITUDE	5.11	5.10	4.78	4.76	4.82	4.86	5.04	5.12	5.29	5.11	4.95	4.99	-999.0
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_PLUS15	5.35	5.17	4.67	4.51	4.46	4.41	4.57	4.77	5.10	5.10	5.09	5.25	-999.0
SI_EF_TILTED_SURFACE_VERTICAL	3.24	2.64	1.98	1.69	1.78	1.70	1.66	1.68	1.81	2.43	2.93	3.31	-999.0
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL	5.37	5.17	4.78	4.81	4.98	5.13	5.31	5.25	5.31	5.13	5.09	5.29	-999.0
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL_ANG	23.00	13.00	3.50	-6.50	-16.00	-21.00	-20.00	-10.00	0.50	8.00	19.50	26.50	-999.0
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL_ANG_ORT	S	S	S	N	N	N	N	N	S	S	S	S	

Radiación anual municipio de San Pablo de Borbur - Boyacá.

La hora solar pico es una unidad que mide la irradiación solar y se define como el tiempo en horas de una hipotética irradiación solar constante de 1.000 W/m^2.
Por lo que se concluye que la irradiación solar pico en el municipio de San pablo de Borbur es de **4.5 HORAS AL DÍA**.

3.1.1 Memoria de cálculo de la capacidad y número de unidades compactas por edificación.

SAN PABLO DE BORBUR						
	KWH MES	**HORAS MES (PROMEDIO**	**KWH**	**KWH*DIA**	**KWH ANUAL**	**APORTE**
SEDE ALCALDIA	1658	360	4,61	55,3	19896,0	33%
COLISEO SANTA BARBARABARBARA	1300	360	3,61	43,3	15600,0	36%
PLAZA DE MERCADO	1402	360	3,89	46,7	16824,0	31%
COLISEO CENTRO	1745	360	4,85	58,2	20940,0	30%
CONCEJO MUNICIPAL	465	360	1,29	15,5	5580,0	40%
EDIFICIO PLANTA CACAO	151	360	0,42	5,0	1812,0	87%

12 HORAS DE USO PICO

HORAS PICO SEGÚN NASA	4,5
FACTOR DE SEGURIDAD	1,3
POTENCIA DEL PANEL	620
AUTONOMIA DEL SISTEMA	4-12 HORAS
FACTOR DE CARGA	0,7

CARGAS INSTALADAS Y CARGAS SOLARES A INSTALAR

SAN PABLO DE BORBUR							
	KWH MES	**HORAS MES (PROMEDIO**	**KWH**	**KWH*DIA**	**KWH ANUAL**	**CARGA INSTALADA SISTEMA SOLAR**	**APORTE**
SEDE ALCALDIA	1658	360	4,61	55,3	19896,0	5,0	33%
COLISEO SANTA BARBARA	1300	360	3,61	43,3	15600,0	4,3	36%
PLAZA DE MERCADO	1402	360	3,89	46,7	16824,0	4,3	31%
COLISEO CENTRO	1745	360	4,85	58,2	20940,0	4,9	30%
CONCEJO MUNICIPAL	465	360	1,29	15,5	5580,0	1,9	40%
EDIFICIO PLANTA CACAO	151	360	0,42	5,0	1812,0	1,2	87%

12 HORAS DE USO PICO

Notas generales:

- Las cargas a instalar serán actualizadas por el contratista a la firma del contrato.
- Para la plaza de mercado solo se instalará sistema solar para el alumbrado interior y exterior del edificio.

MUNICIPIO SAN PABLO DE BORBUR
BOYACÁ

PROYECTO

ESPECIFICACIONES GENERALES PARA SUMINISTRO, MONTAJE, INSTALACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA COMO ALTERNATIVA EN EDIFICACIONES DEL MUNICIPIO.

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CON PANELES SOLARES PARA:

EDIFICIO ALCALDÍA MUNICIPAL 	**PLAZA DE MERCADO** 
EDIFICIO DEL CONCEJO MUNICIPAL 	**COLISEO CENTRO** 
COLISEO SANTA BÁRBARA 	**EDIFICIO CACAO** 

1. INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES Y OBJETIVO

Ante la perspectiva que nos ofrece el cambio climático, el gobierno nacional se ha propuesto como meta en el Plan Nacional de Desarrollo la transición energética hacia energías renovables. Atendiendo a las directrices del gobierno nacional, el municipio ha incluido en su plan de desarrollo el diseño, montaje e instalación de sistemas de energías limpias renovables, que además de presentar un alivio económico al municipio, no contaminan, ni crean residuos como las fuentes de generación eléctrica convencionales.

1.2. NORMATIVA Y REGLAMENTOS

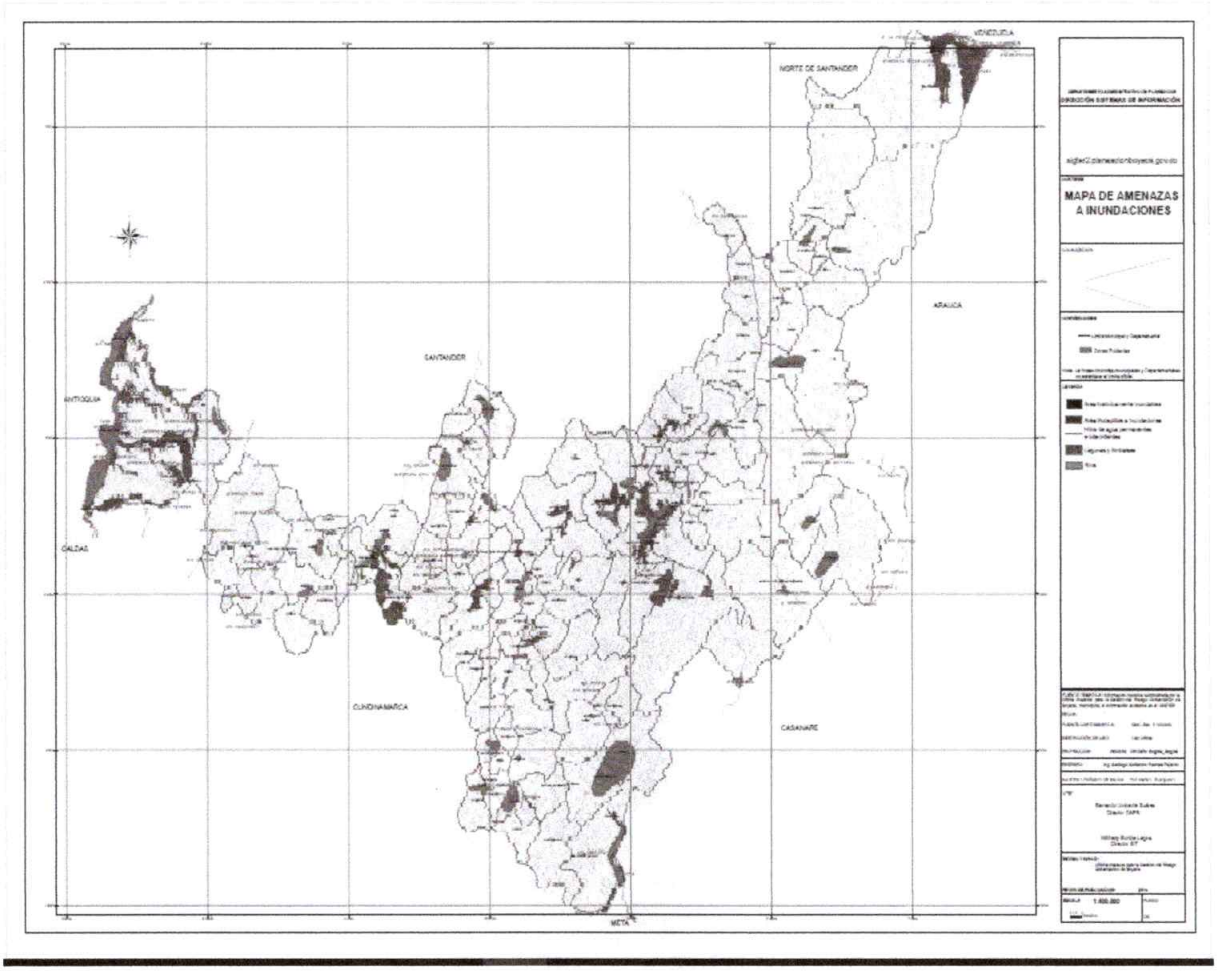
Las normas NEC, NFPA.IEEE, UL y RETIE son de aplicación general que se deberán aplicar para el suministro, montaje, instalación y puesta en servicio de los sistemas fotovoltaicos y o eólicos cuando aplique.

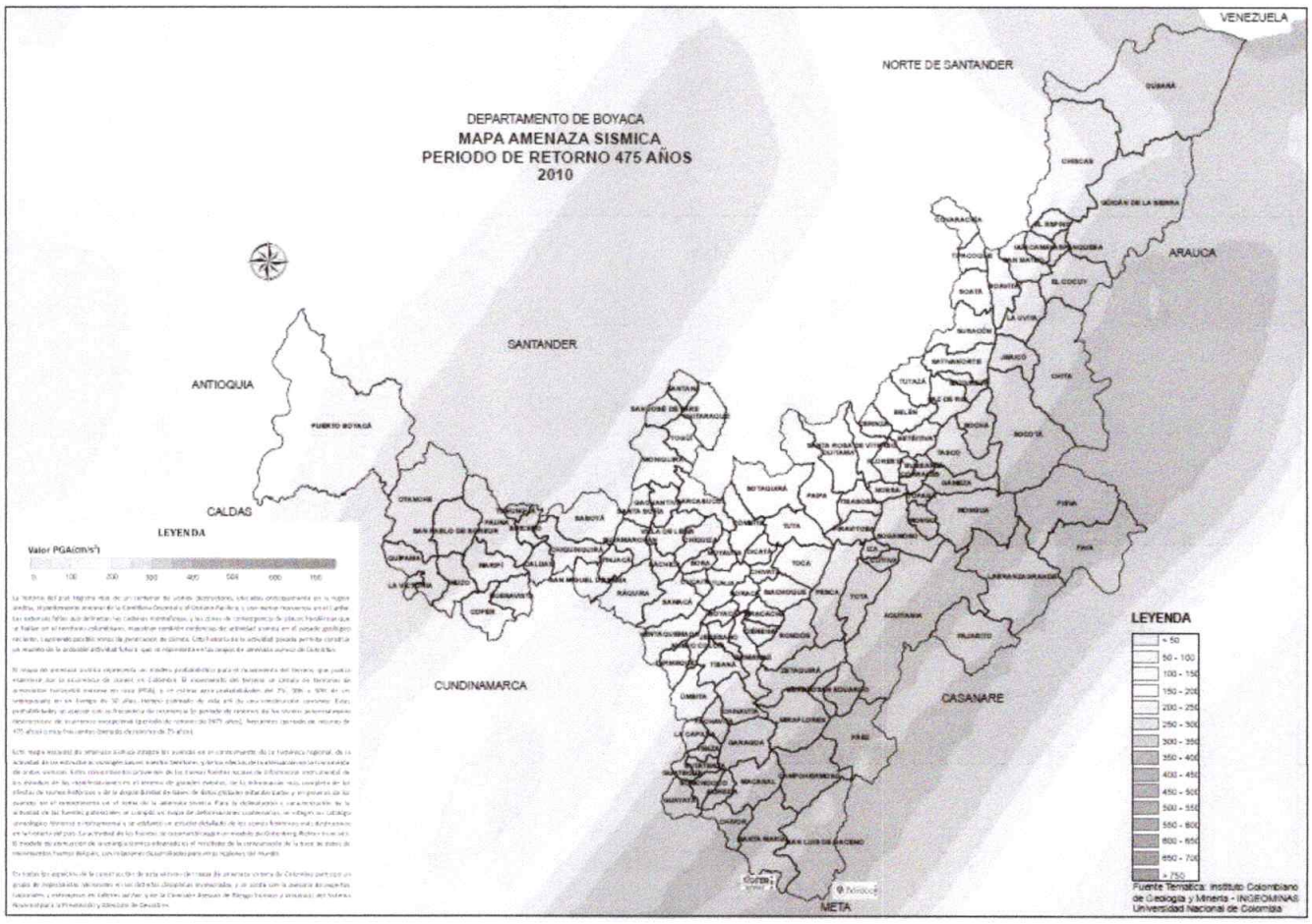
- NEC – SB – IE para Instalaciones eléctricas:
  a. NFPA 70 National Electrical Code 2011
  b. IEC 60617 Graphical Symbols for Diagrams
  c. NTE INEN 2345 Alambres y cables con aislamiento termoplástico.
  Requisitos. d. NTE INEN 3098, Voltajes Normalizados

Normas y certificación de instalaciones fotovoltaicas:

- El artículo 690 del NEC trata específicamente de las instalaciones de sistemas fotovoltaicos, lo que abarca métodos de cableado, protección frente a sobrecorriente y medidas de desconexión, puesta a tierra y otras cuestiones. Por lo general, las instalaciones del sistema fotovoltaico deben inspeccionarse de acuerdo con los requisitos del NEC.
- Underwriter's Laboratory (UL) listas de seguridad para equipos fotovoltaicos
- El Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) normas, prácticas recomendadas y directrices para sistemas y equipos fotovoltaicos, incluido IEEE 929, que describe los requisitos operativos y de seguridad básicos para sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

1.3. ASPECTOS MEDIAMBIENTALES CONSIDERADOS

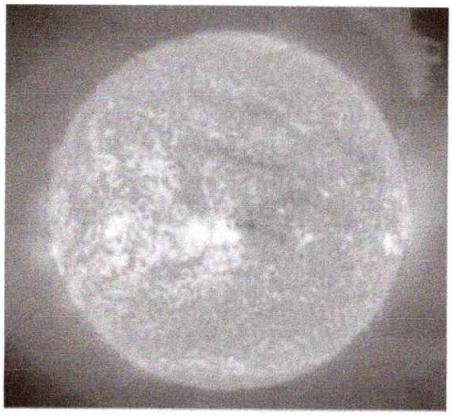




1.4. LA ENERGÍA SOLAR

El sol es una fuente inagotable y gratuita de energía. La energía solar, dentro del grupo de las llamadas energías renovables, ofrece a la humanidad, un potencial energético mucho mayor de lo que jamás seremos capaces de consumir, un potencial inagotable que puede emplearse en todas las actividades humanas.

El sol envía a la Tierra en un cuarto de hora más energía de la que la humanidad utiliza durante todo un año. Hasta la Tierra llega una cantidad de energía solar equivalente a $1{,}7 \times 10^{14}$ kW, lo que representa la potencia correspondiente a 170 millones de reactores nucleares de 1.000 MW de potencia eléctrica unitaria. Aunque no toda esta energía es aprovechable, el potencial utilizable es mil veces superior al consumo anual de la humanidad.



La energía procedente del sol puede aprovecharse por un lado de un modo pasivo, mediante la adecuada orientación y diseño de edificios por un lado y mediante el empleo de materiales y elementos arquitectónicos adaptados a las necesidades de climatización e iluminación por el otro. Asimismo, es posible también utilizar la energía solar de un modo activo mediante dispositivos capaces de convertirla en calor (energía solar térmica) y en electricidad (energía fotovoltaica). Hay que destacar que la energía solar térmica también se utiliza para crear electricidad, pero realizando una segunda conversión. Esta conversión consiste en utilizar el calor producido para calentar agua e impulsar una turbina de vapor con la que finalmente se genera electricidad.

La energía solar, y dentro de ella, la fotovoltaica, tiene múltiples aplicaciones en la vida diaria: desde el bombeo de agua en lugares donde ésta es un bien escaso hasta la alimentación de sistemas de telecomunicaciones en puntos remotos, pasando por la electrificación rural, alumbrado público, señalización, etc. Desde la liberalización del mercado eléctrico cualquier particular puede convertirse en propietario de un pequeño generador energético y vender la energía eléctrica producida a partir del sol e inyectarla a la red contribuyendo a la protección del medio ambiente.

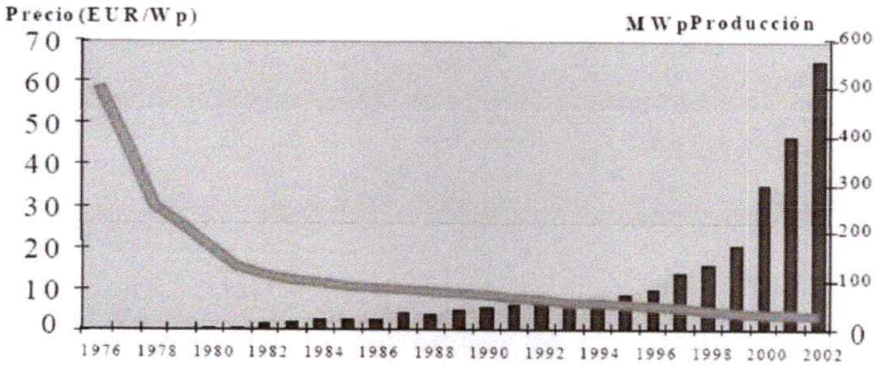
Los sistemas solares dependen de la radiación solar, un recurso variable de fácil predicción y de muy baja incertidumbre espacial y temporal en períodos de tiempo largos. En la actualidad existen suficientes datos y suficiente experiencia como para afirmar que el diseño óptimo de una instalación está resuelto por el proyectista. Del mismo modo se puede afirmar que las pérdidas energéticas debidas a una orientación no optimizada, en la mayoría de los casos, no suponen pérdidas de rendimiento considerables como para desestimar la instalación. Este hecho disminuye el rendimiento, pero permite que los sistemas solares se puedan adaptar prácticamente a cualquier necesidad de instalación y a cualquier circunstancia (terrazas, tejados, ventanas, fachadas, cornisas, patios, etc.). Se subraya la existencia hoy en día de paneles con una excelente capacidad de integración arquitectónica por lo que empiezan a ser tenidos en cuenta por numerosos arquitectos de todo el mundo en el desarrollo de sus proyectos más innovadores. Así es muy frecuente ver instalaciones solares en elementos de sombreado, pérgolas en paseos y aparcamientos, muros cortina, barreras de sonido, cubiertas planas, inclinadas, tejados con cualquier tipo de cubrimiento, hasta fachadas con módulos que por sus características permiten pasar parte de la luz incidente, etc.

1.5. LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Se entiende por energía solar fotovoltaica la transformación de la radiación solaren energía eléctrica a partir del efecto fotovoltaico de los materiales semiconductores que forman las celdas solares.

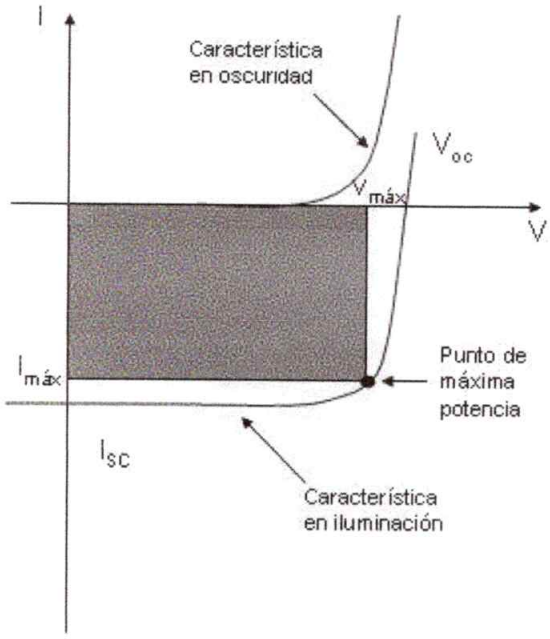
1.5.1 Historia

El efecto fotovoltaico fue descubierto en el siglo XIX por *Becquerel* quien observó que al exponer determinados materiales a la luz solar se producía una corriente eléctrica. En la práctica, el desarrollo científico y tecnológico de los dispositivos fotovoltaicos empieza en los años 50 del siglo pasado con el nacimiento de las tecnologías de los semiconductores y la electrónica, así como el inicio de la carrera espacial y las necesidades de suministro energía eléctrica de los primeros satélites. El primer dispositivo fue desarrollado por los laboratorios Bell en 1954 y ya el primer satélite del tipo *Vanguard* lanzado dos años más tarde contaba con un generador fotovoltaico que alimentaba un transmisor auxiliar de 5 mW. Menos de 50 años más tarde la producción mundial, en el año 2000, de dispositivos fotovoltaicos fue superior a los 200 MW y esta producción se dedica casi en su totalidad a aplicaciones terrestres, gracias en parte a la reducción de los costes de fabricación de los dispositivos fotovoltaicos.



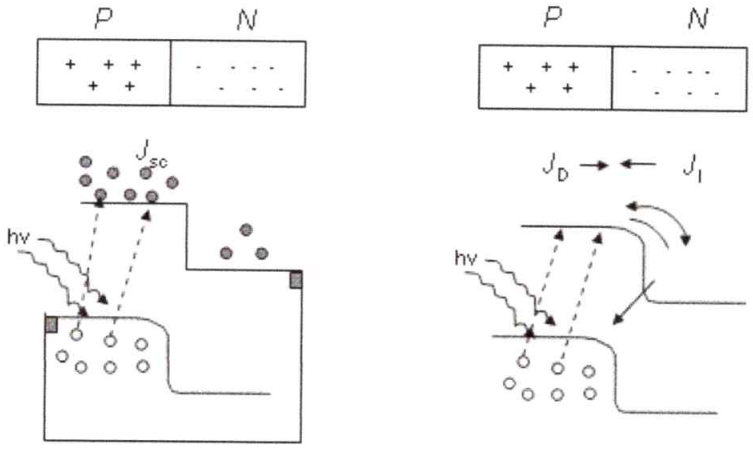
El efecto fotovoltaico es la absorción de luz por la materia y la transformación de la energía de la radiación, fotones, en una corriente eléctrica. La acción de la luz sobre un material produce transiciones a estados excitados, generando en el material semiconductor pares electrón-hueco que mediante un mecanismo "adecuado" son conducidos a un circuito exterior, donde la energía cedida por los electrones es disipada o almacenada. Los campos eléctricos se crean por la discontinuidad energética que se produce en las interfases entre diferentes materiales semiconductores. Se puede afirmar que una célula

solar es un diodo, el cual produce bajo iluminación una corriente eléctrica, de tal manera que el efecto de la luz se refleja en un desplazamiento de la curva I-V, característica de un diodo, a lo largo del eje de corriente, como se muestra en la figura 1.4.

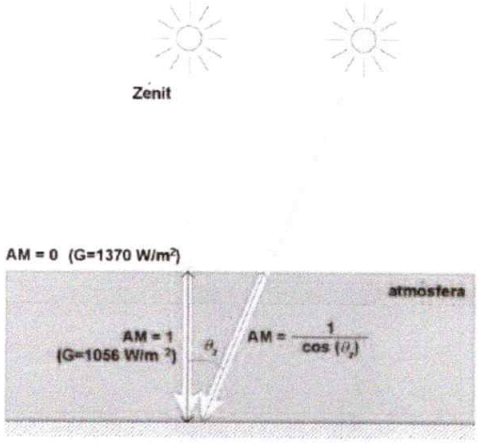


Curva característica de un diodo en oscuridad e iluminación

Si se supone un dispositivo ideal en condiciones tales que los dos terminales de la célula solar estén directamente conectados, condición de cortocircuito, toda corriente generada, ISC, por la acción de la luz atraviesa el circuito externo, Figura 1.5 izquierda. Cuando los terminales del diodo se encuentran en condiciones de circuito abierto, VOC, Figura 1.5 derecha, al iluminar la célula aparecerá un potencial del equilibrio que es el potencial que queda determinado por las características de la unión entre los dos semiconductores y la posición relativa del nivel de Fermi en la interfase.



Representación esquemática de un fotodiodo en condiciones de circuito abierto y cortocircuito



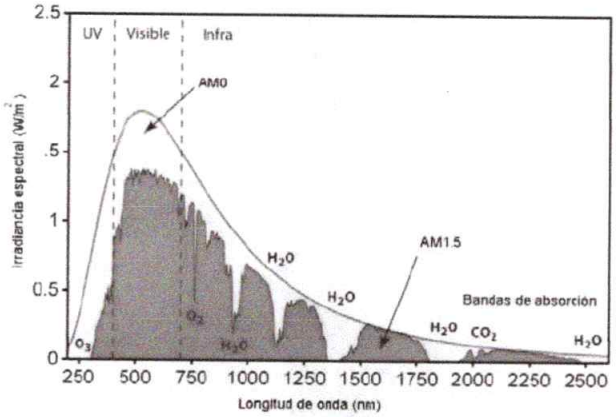
Cálculo AM (Air Mass)

En la figura 1.7 se ha representado el espectro correspondiente a las condiciones de AM0 y AM1.5.

AM0: Masa de aire fuera de la atmósfera

Se utiliza para la caracterización de los paneles fotovoltaicos de los satélites artificiales. G=1370 W/m^2 (Radiación difusa = 0).

AM1,5: Masa de aire com θ_Z =
48,2° G aproximadamente a
1000 W/m^2
AM1.5G: estándar de calibración de los paneles para aplicaciones terrestres

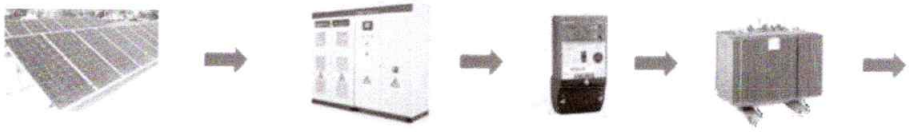


Espectro solar en condiciones normalizadas

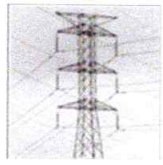
1.6 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED

1.6.1 Generalidades

Una instalación fotovoltaica es comparable a una pequeña central de producción eléctrica respetuosa con el medio ambiente, y no contaminante, que inyecta la corriente producida a la red eléctrica.



Esquema gráfico de los pasos de la conversión eléctrica



La instalación solar fotovoltaica conectada a la red debe tener como mínimo los siguientes componentes:

- Generador fotovoltaico
- Estructura de soporte del campo fotovoltaico
- Convertidor (inversor u ondulador)
- Contador de energía y protecciones de interconexión
- Subestación de transformación (Si se requiere)

El generador fotovoltaico está formado por un conjunto de módulos, instalados sobre estructuras metálicas.
Los convertidores (onduladores o inversores) se instalan de forma modular, ya que en el caso de fallar un inversor el resto pueden seguir funcionando.

La energía generada se mide mediante un contador. Este tipo de contador mide la energía que se produce o exporta y la que se consume o importa, por esta razón se llaman bidireccionales,ya que la corriente dependiendo de la radiación, si es de día o de noche puede tener un sentido o el contrario. Normalmente el consumo suele ser muy bajo gracias al régimen de auto apagado (Switch-Off) de los convertidores que durante la noche permanecen en modo reposo (Stand-by). La electricidad se produce a baja tensión 400V (BT). Para inyectarla a la red, es necesario elevar

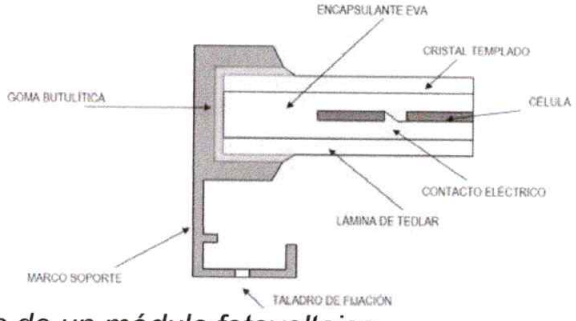
la tensión media tensión (MT), según los requerimientos de la compañía eléctrica. Por este motivo es necesario incorporar un transformador al sistema.

La vida útil de este tipo de instalaciones debe superar los 30 años y la garantía de rendimiento de los fabricantes de módulos debe ser de 25 años (A un 80% de su potencia inicial).

1.6.2 Aspectos técnicos

El módulo fotovoltaico estará constituido por:

- Cubierta frontal, de vidrio con bajo contenido en hierro.
- Encapsulante, a base de polímero transparente, aislante y termoplástico.
- Celdas solares.
- Conexiones de celdas.
- Cubierta posterior con película de Tedlar.
- Marco de aluminio.



Sección de la estructura de un módulo fotovoltaico

Tipos de celdas:

Las celdas solares se clasifican generalmente por el tipo de material semiconductor que actúa como absorbedor de la radiación solar, pudiéndose establecer los siguientes tres grupos:

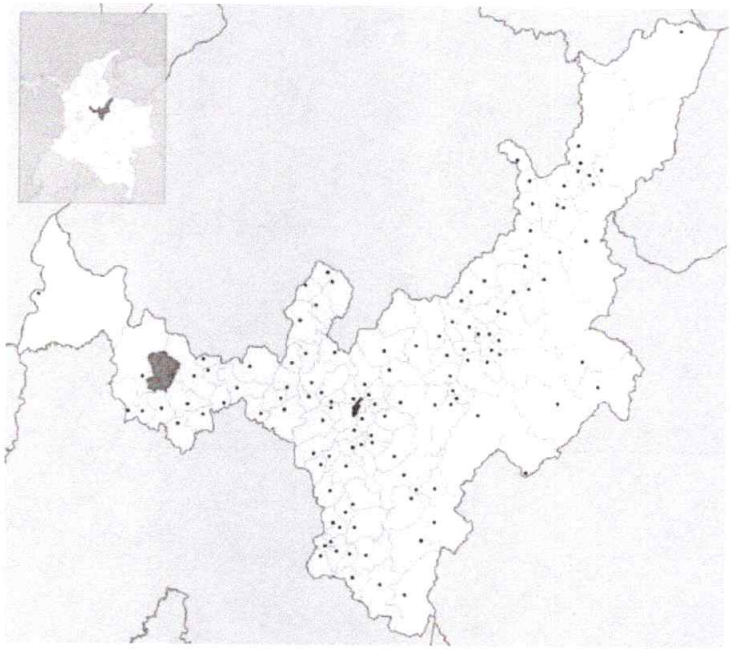
Celdas basadas en el silicio cristalino, monocristalino (c-Si) y multicristalino (m-Si).
Celdas de lámina delgada o en capa fina de sus componentes activos, películas de silicio (TF-Si), silico amordo (a-Si), calcopiritas (CIGS), y telurio de cadmio (CdTe).
Celdas III-IV o de alta eficiencia.

2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

2.1 ALCANCE

El alcance de este documento es generar los diseños, ingeniería básica y de detalle para la compra, montaje, instalación y puesta en servicio de sistemas de generación fotovoltaica con paneles solares en edificaciones del municipio

2.2 UBICACIÓN DEL PROYECTO



3 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

3.1 DIMENSIONAMIENTO DE LAS UNIDADES

La tipología de la instalación objeto del proyecto hace que el sistema consuma la mayor parte de la energía generada, y parte la que se genera se exporte, una vez acondicionada la tensión a las exigencias de la red.). El principal criterio de dimensionamiento se basa en el consumo actual proyectado a 15 años. Además, se estudiarán, las limitaciones existentes dentro del espacio disponible, cual es la orientación e inclinación óptima de los paneles atendiendo a criterios técnicos, económicos y constructivos, así como la irradiación (recursos energéticos locales) en las áreas de montaje.

3.1.1 Recursos energéticos locales NASA

CERES FM6. El instrumento mide la luz solar reflejada y la radiación térmica emitida por la Tierra.

CERES FM6, o Clouds and Earth's Radiant Energy System Flight Model 6, es un radiómetro de tres canales que mide la radiación solar reflejada y emitida por la Tierra desde la parte superior de la atmósfera hasta la superficie terrestre. CERES mide radiancias en tres canales de banda ancha: un canal de onda corta, un canal de onda larga y un canal total.

Actualmente, hay seis instrumentos CERES en satélites que orbitan la Tierra y toman datos. CERES es un componente clave del Sistema de Observación de la Tierra (EOS), el observatorio Suomi National Polar- orbiting Partnership (S-NPP) y los observatorios NOAA-20. El primer instrumento CERES voló en la Misión de Medición de Lluvias Tropicales (TRMM) en 1997. Los instrumentos se lanzaron en EOS Terra en 1999, Aqua en 2002, Soumi NPP en 2011 y, más recientemente, en NOAA-20 en 2017.

CERES ayuda a proporcionar mediciones de la distribución espacial y temporal de los componentes del balance de radiación de la Tierra (ERB). Esto mejora aún más la comprensión de los vínculos entre el ERB y las propiedades de la atmósfera y la superficie que lo definen.

El sistema climático de la Tierra intenta equilibrar la energía radiante del Sol que llega a la Tierra con la energía que se emite desde la Tierra hacia el espacio. Las mediciones de CERES ayudan a los científicos a comprender los vínculos entre la energía entrante y saliente de la Tierra y las propiedades de la atmósfera que afectan a esa energía.

Las observaciones de CERES FM6 ayudan a medir el efecto de las nubes en el balance energético, que influye fuertemente tanto en el tiempo como en el clima. CERES permite a los científicos validar modelos que calculan el efecto de las nubes en el calentamiento

o enfriamiento planetario. Las observaciones globales de CERES proporcionan datos para mejorar los pronósticos climáticos estacionales, incluidos los aspectos radiativos y relacionados con las nubes de eventos climáticos a gran escala como El Niño y La Niña.

CERES también determina las propiedades de las nubes, incluyendo la cantidad, altura, espesor, tamaño de las partículas y fase de las nubes, utilizando mediciones simultáneas de otros instrumentos del Sistema de Observación de la Tierra (EOS) y del Sistema Conjunto de Satélites Polares (JPSS), como el Espectrorradiómetro de Imágenes de Resolución Moderada (MODIS) y el Conjunto Radiométrico de Imágenes Infrarrojas Visibles (VIIRS). Los análisis que utilizan datos de CERES se basan en la base establecida por misiones anteriores, como el Experimento de Presupuesto de Radiación Terrestre (ERBE) de la NASA Langley, lo que conduce a una mejor comprensión del papel de las nubes y el ciclo de la energía en el cambio climático global. Estas mediciones son fundamentales para comprender el cambio climático relacionado con la radiación de las nubes y mejorar la predicción del calentamiento global mediante modelos climáticos.

Los datos de CERES también pueden utilizarse para evaluar los efectos radiativos y el impacto climático de desastres naturales como erupciones volcánicas, grandes inundaciones y sequías. Los datos a largo plazo proporcionarán una base para la comprensión científica de la retroalimentación climática y de las nubes que determina las variaciones y tendencias climáticas.

Los instrumentos CERES fueron construidos por TRW en Redondo Beach, California (actualmente Northrop Grumman Aerospace Systems) y administrados por el Centro de Investigación Langley de la NASA en Hampton, Virginia. El equipo científico internacional de CERES incluye científicos de la NASA, la NOAA, universidades estadounidenses, Francia y Bélgica. El equipo combina experiencia y guía la definición del instrumento CERES y los estudios científicos.

https://weather.ndc.nasa.gov/
GOES/

-BEGIN HEADER-
NASA/POWER CERES/MERRA2 Native Resolution Climatology Climatologies
20-year Meteorological and Solar Monthly & Annual Climatologies (January 2001 - December 2020)
Location: Latitude 5.661 Longitude -74.0949
Elevation from MERRA-2: Average for 0.5 x 0.625 degree lat/lon region = 1026.99 meters
The value for missing source data that cannot be computed or is outside of the sources availability range: -999
Parameter(s):

SI_EF_TILTED_SURFACE_HORIZONTAL	SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance for Equator Facing Horizontal Surface (kW-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_MINUS15	SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Minus 15 Tilt (kW-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_LATITUDE	SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Tilt (kW-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_PLUS15	SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Plus 15 Tilt (kW-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_VERTICAL	SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance for Equator Facing Vertical Surface (kW-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL	SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance Optimal (kW-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL_ANG	SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance Optimal Angle (Degrees)
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL_ANG_ORT	SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance Tilted Surface Orientation (N/S Orientation)

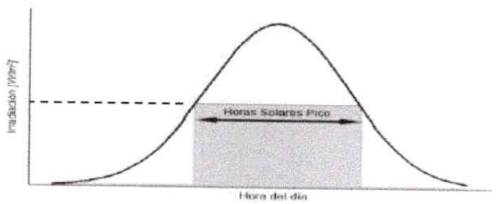
-END HEADER-

PARAMETER	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
SI_EF_TILTED_SURFACE_HORIZONTAL	4.96	5.02	4.76	4.80	4.90	4.98	5.16	5.20	5.30	5.06	4.84	4.83	-999.0
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_MINUS15	4.63	4.80	4.67	4.80	4.98	5.10	5.28	5.25	5.25	4.90	4.59	4.49	-999.0
SI_EF_TILTED_SURFACE_LATITUDE	5.11	5.10	4.78	4.76	4.82	4.86	5.04	5.12	5.29	5.11	4.95	4.99	-999.0
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_PLUS15	5.35	5.17	4.67	4.51	4.46	4.41	4.57	4.77	5.10	5.10	5.09	5.25	-999.0
SI_EF_TILTED_SURFACE_VERTICAL	3.24	2.64	1.98	1.69	1.78	1.70	1.66	1.68	1.81	2.43	2.93	3.31	-999.0
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL	5.37	5.17	4.78	4.81	4.98	5.13	5.31	5.25	5.31	5.13	5.09	5.29	-999.0
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL_ANG	23.00	13.00	3.50	-6.50	-16.00	-21.00	-20.00	-10.00	0.50	8.00	19.50	26.50	-999.0
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL_ANG_ORT	S	S	S	N	N	N	N	N	S	S	S	S	

Radiación anual municipio de San Pablo de Borbur - Boyacá.

La hora solar pico es una unidad que mide la irradiación solar y se define como el tiempo en horas de una hipotética irradiación solar constante de 1.000 W/m^2.

Por lo que se concluye que la irradiación solar pico en el municipio de San pablo de Borbur es de 4.5 Horas al día.



Horas del día –Irradiación (W/m^2)

Una hora solar pico equivale a 3,6 MJ/m^2 o, lo que es lo mismo, 1 kWh/m^2

Los valores medios diarios son los que se utilizarán para el dimensionado de la instalación. En la tabla anterior, tabla 3.1, se puede consultar los valores de radiación diaria media, sobre superficie horizontal. Resultado total anual expresado en kWh/m^2 día.

Expresado en KWh/m^2, los valores anteriores corresponden a las Horas Equivalentes de Sol Pico
(HSP) de funcionamiento a máxima potencia de los módulos fotovoltaicos, en condiciones nominales. De acuerdo con las cifras anteriores, la radiación media diaria se sitúa en torno a las 4,5 HSP en el conjunto del año.

3.1.2 Condiciones de generación fotovoltaica

El emplazamiento no presenta sombreados externos y la distancia entre filas de paneles se establecerá para evitar sombras entre ellas en las peores condiciones del año.

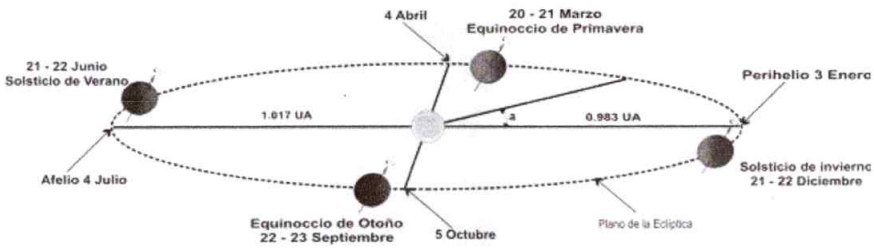
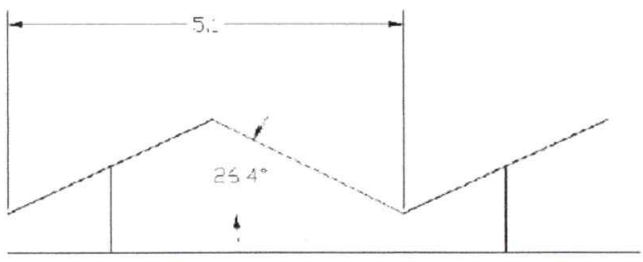


Figura 3.2 Órbita elíptica de la tierra respecto al sol.

La distancia que finalmente se ha seleccionado entre las filas desde el inicio de la primera fila de módulos es de 5,1 metros que corresponde a un ángulo de sombreado de 26, 4º. Este ángulo corresponderá al ángulo del sol a partir del cual la instalación empezará a tener sombras.

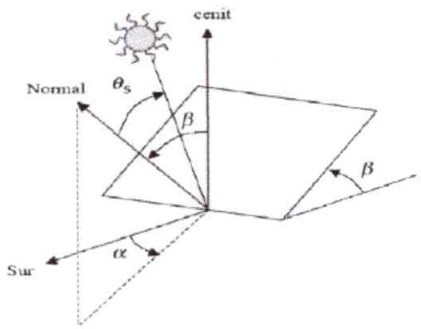


Ángulo sombreado módulos durante el solsticio de invierno.

3.1.3 Tipos de pérdidas

El rendimiento global de la planta determinara la producción de energía. Es por eso que se tienen que minimizar las pérdidas que en la instalación provienen de diversas causas, entre las que destacan las siguientes:

Azimut (α) e inclinación (β). La óptima orientación e inclinación de los módulos FV es fundamental para absorber la máxima radiación posible durante todo el año. El azimut ideal es de 0º respecto al sur y la inclinación suele estar entre los 25º y 30º, aunque al final la orientación e inclinación puede ser diferente debido a un compromiso entre la distancia de filas y las sombras generadas debido al espacio al que hay que adaptarse.



Azimut (α) e inclinación (β)

Tolerancia. La tolerancia en los valores de potencia nominal del módulo fotovoltaico normalmente entre un 3% y un 5%.

Degradación. Un módulo fotovoltaico en que el diseño haya sido certificado según la norma IEC 61215 "Calificación de diseño y aprobación de tipo para módulos fotovoltaicos de Silicio cristalino para aplicaciones terrestres", si es de silicio cristalino, fabricado con un sistema de calidad ISO 9001, no debe presentar degradación apreciable. Según la calidad del módulo, la degradación a lo largo de su vida útil estaría entre el 3% y el 7% en celdas de silicio de baja calidad, y por debajo del 2% en productos de alta calidad. Si se considera una pérdida de potencia por el paso del tiempo, esta debe ser mínima.

Dispersión de módulos (Mismatch). La conexión en serie de módulos con potencias no exactamente iguales produce pérdidas, al quedar limitada la intensidad de la serie a la que permita el módulo de menor corriente

Dispersión de características. La potencia del módulo se mide en condiciones de iluminación específicas; en operación, en el módulo incidirá una radiación distinta a la del ensayo, es decir, no será siempre perpendicular y con un espectro estándar AM 1.5G. Esta dispersión de características dará lugar a unas pérdidas angulares y espectrales.

Polvo y suciedad. La potencia de salida del módulo disminuirá debido al polvo y la suciedad que probablemente se depositará sobre su superficie. Si el módulo está inclinado más de 15º y no se producen suciedades localizadas, como las producida por los excrementos de aves, estas pérdidas serán pequeñas y normalmente no superiores a un 3%. Este tipo de pérdida podría ser causa de puntos calientes.

Temperatura. Se produce una pérdida de potencia cuando el módulo trabaja con las celdas a temperaturas superiores a los 25 °C, estimándose en una pérdida de potencia de 0,5% por cada grado que aumenta su temperatura para el caso de módulos de silicio cristalino.

Sombreado. Las pérdidas por sombreado sobre la superficie de celdas serán normalmente nulas, porque en el proyecto y la instalación se habrá tenido en cuenta este factor, pero puede que el mismo diseño tolere sombreados parciales en las horas extremas del día. En este caso las sombras no afectan ya que el espacio para construir la instalación es limitado y se ha llegado a un compromiso entre pérdidas por sombreado y potencia instalada. Cuando la iluminación no es uniforme, debido a sombras en algunas celdas o módulos, los diodos de bypass permiten que la corriente encuentre un camino alternativo en lugar de ser forzada a pasar por las celdas en sombra, con lo que habría unas perdidas mucho mayores; de esta forma, aunque las celdas en sombra no producen energía, la caída de tensión en ese grupo de celdas en serie será de aproximadamente 1
Voltio (la tensión directa del diodo de bypass). En estas circunstancias, por los diodos de bypass circulara como mucho la corriente ISC.

PMP. Las pérdidas del inversor por no trabajar en el Punto de Máxima Potencia están comprendidas entre un 4 y un 10%. Los inversores sin aislamiento galvánico por transformador tienen un mayor rendimiento de hasta un 1% respecto los que lo tienen.

Caídas de tensión del cableado. Las pérdidas por caídas de tensión del cableado, tanto del de corriente continua como del alterna, suelen ser pequeñas, El valor de caída máxima de tensión será de 1,5% para corriente alterna y también 1,5% para corriente continua.

Líneas eléctricas. También se debe tener en cuenta, si existen, pérdidas por transformación de tensiones y de la línea eléctrica de conexión con la red (no se consideran en si como pérdidas del sistema fotovoltaico). Utilizando materiales de alta calidad y un diseño correcto se pueden llegar a reducir considerablemente. Esta pérdida no se considera en el cálculo del PR de la instalación.

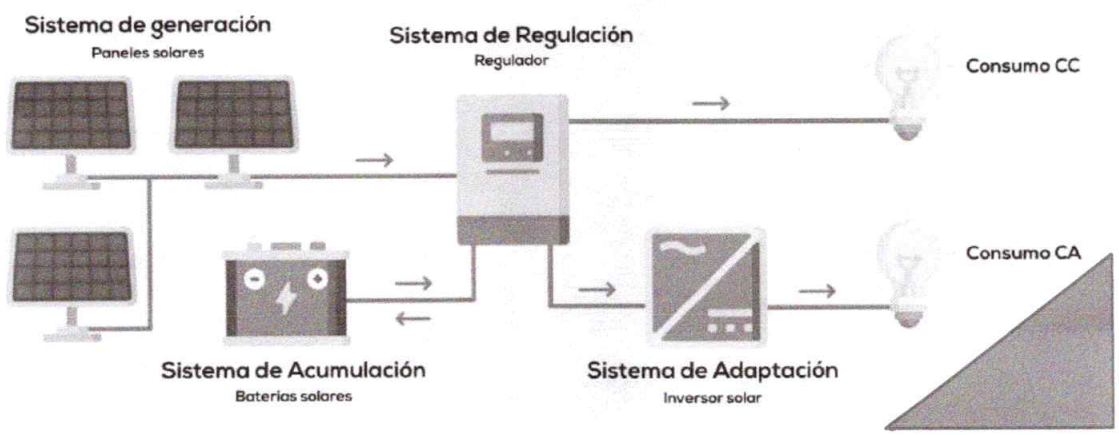
4 DESCRIPCIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL GENERADOR FV

La Planta Solar Fotovoltaica tiene como función generar energía eléctrica de origen renovable, mediante la captación de la radiación solar.
Esta energía producida puede ser parcialmente inyectada o exportada a la red de la compañía distribuidora de energía de la zona mediante la interconexión en una torre propiedad de la compañía distribuidora con la red de distribución eléctrica.

La planta se compone de los siguientes elementos:

Sistema fotovoltaico: módulos fotovoltaicos sobre estructura metálica fija.
Equipos conversores CC/CA de energía (inversores).
Subsistemas complementarios: cuadro de interconexión, conducciones, protecciones eléctricas, monitorización, etc...
Equipos de transformación.
Sistema de Media Tensión (MT). (Si se requiere)



4.1.1 Funcionamiento de la planta

Durante las horas diurnas, la planta fotovoltaica generará energía eléctrica, en una cantidad directamente proporcional a la radiación solar existente en el plano del campo fotovoltaico. La energía generada por el campo fotovoltaico, en corriente continua, es convertida a alterna y la parte no consumida podrá ser inyectada a la red.

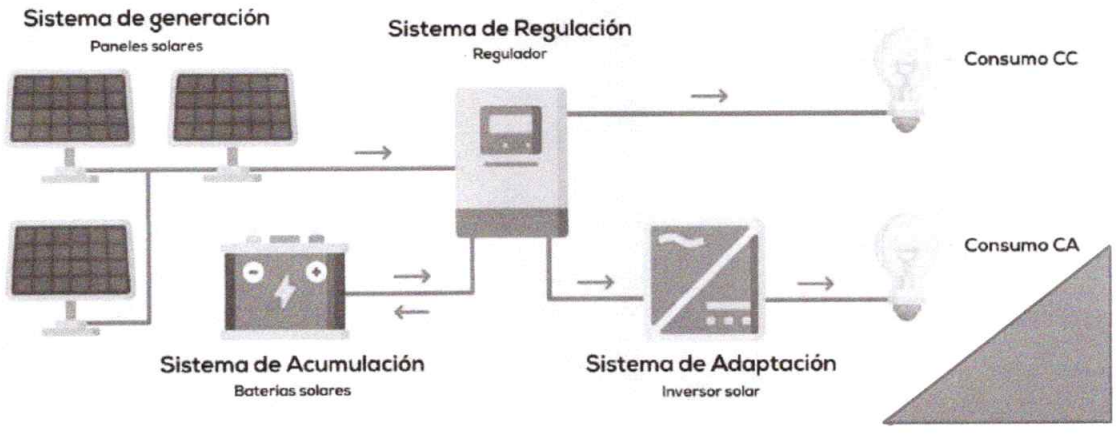
Durante las noches el inversor deja de inyectar energía a la red y se mantiene en estado de "stand-by" con el objetivo de minimizar el auto-consumo de la planta. En cuanto sale el sol y la planta puede generar suficiente energía, la unidad de control y regulación comienza con la supervisión de la tensión y frecuencia de red, iniciando la generación si los valores son correctos. La operación de los inversores es totalmente automática.

El conjunto de protecciones internas, que posee cada uno de los inversores, está básicamente orientado a evitar el funcionamiento en isla de la planta fotovoltaica. En caso de fallo de la red, la planta dejaría de funcionar. Esta medida es de protección tanto para los equipos de consumo de la planta como para las personas que puedan operar en la línea, sean usuarios o, eventualmente, operarios de mantenimiento de la misma. Esta forma de generación implica que sólo hay producción durante las horas de sol, no existiendo elementos de acumulación de energía eléctrica (baterías).

4.1.2 Potencia nominal de las unidades

La potencia nominal de las plantas viene determinada por las potencias nominales de los inversores instalados.

protecciones eléctricas, monitorización,
etc...
Equipos de transformación.
Sistema de Media Tensión (MT). (Si se requiere)



4.1.1 Funcionamiento de la planta

Durante las horas diurnas, la planta fotovoltaica generará energía eléctrica, en una cantidad directamente proporcional a la radiación solar existente en el plano del campo fotovoltaico. La energía generada por el campo fotovoltaico, en corriente continua, es convertida a alterna y la parte no consumida podrá ser inyectada a la red.

Durante las noches el inversor deja de inyectar energía a la red y se mantiene en estado de "stand-by" con el objetivo de minimizar el auto-consumo de la planta. En cuanto sale el sol y la planta puede generar suficiente energía, la unidad de control y regulación comienza con la supervisión de la tensión y frecuencia de red, iniciando la generación si los valores son correctos. La operación de los inversores es totalmente automática.

El conjunto de protecciones internas, que posee cada uno de los inversores, está básicamente orientado a evitar el funcionamiento en isla de la planta fotovoltaica. En caso de fallo de la red, la planta dejaría de funcionar. Esta medida es de protección tanto para los equipos de consumo de la planta como para las personas que puedan operar en la línea, sean usuarios o, eventualmente, operarios de mantenimiento de la misma. Esta forma de generación implica que sólo hay producción durante las horas de sol, no existiendo elementos de acumulación de energía eléctrica (baterías).

4.1.2 Potencia nominal de las unidades

La potencia nominal de las plantas viene determinada por las potencias nominales de los inversores instalados.

4.1.3 Potencia máxima de las Unidades

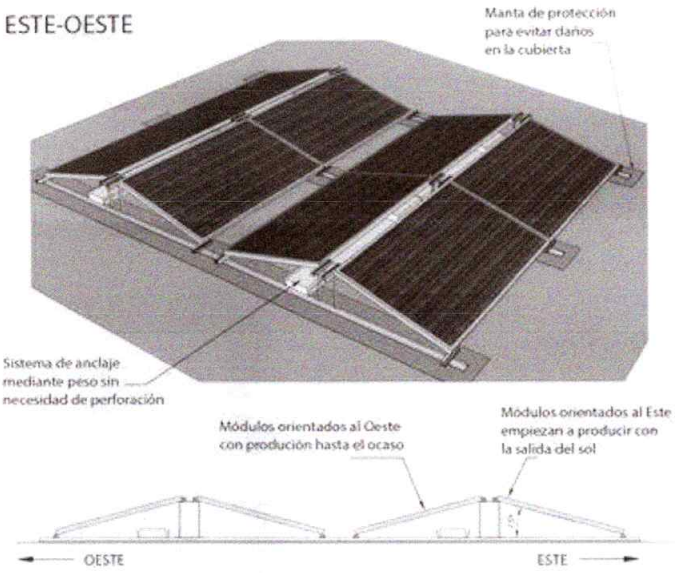
La potencia maxima de la planta viene determinada por la potencia pico del campo degeneración fotovoltaico, la cual se producirá en el momento óptimo de radiación solar y temperatura.

4.2 ESPECIFICACIONES MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

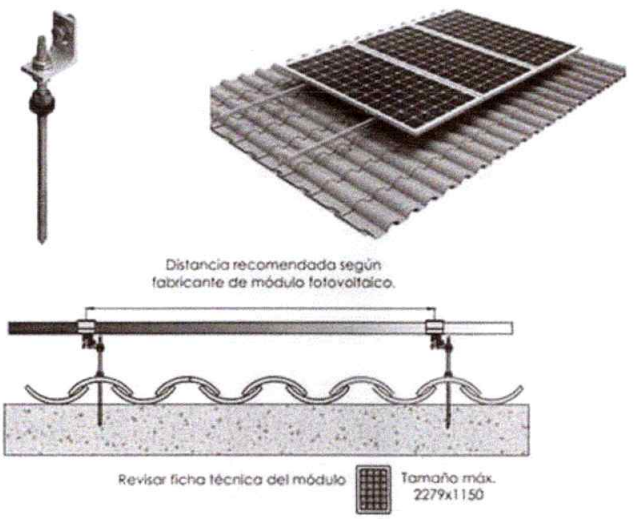
Los paneles para la instalación serán de 2000, 5000 Y 10000 W de potencia pico.

Las características de los módulos a utilizar deberán cumplir con normas RETIE, IP, IEC

4.3 ESTRUCTURAS TIPICAS DE SOPORTES

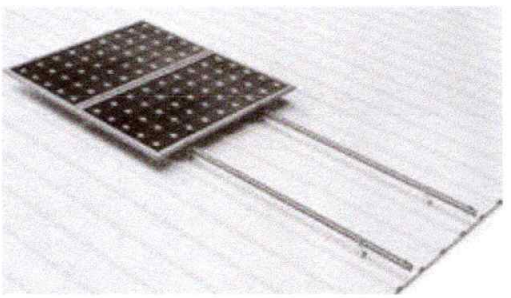


DISEÑO TIPICO PARA MONTAJE DE PANELES EN EL EDIFICIO PLANTA DE CACAO Y PLAZA DE MERCADO



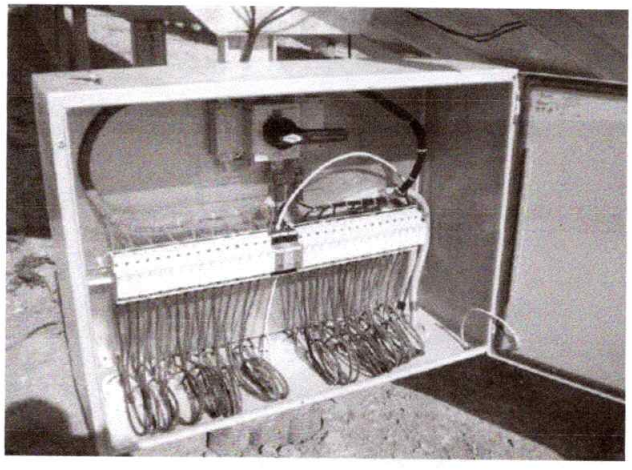
DISEÑO TIPICO PARA MONTAJE DE PANELES EN EL EDIFICIO ALCALDIA Y CONCEJO





DISEÑO TIPICO PARA MONTAJE DE PANELES EN COLISEOS

4.4 CAJAS DE CONEXIÓN TIPICA



Caja conexiones series corriente continua.

4.5 INVERSORES



4.6 CONFIGURACIÓN Y DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN

Las especificaciones técnicas de los inversores proporcionan información a tener en cuenta para el diseño e instalación de los generadores fotovoltaicos. Con base a la configuración que se seleccione, y el tipo y características operativas de los módulos, se determina el número, la potencia y el nivel de tensión de trabajo de los inversores.

4.6.1 Determinación de la potencia

El número de inversores deriva de la potencia estimada para el sistema fotovoltaico y de la configuración escogida. Como regla general, dado que los inversores poseen diversos niveles de potencia y que la potencia total del sistema fotovoltaico es determinada por el área útil disponible, se asume que la relación entre la potencia del generador fotovoltaico y la potencia nominal del inversor estará comprendida dentro del siguiente intervalo de potencia, para cada una de los inversores:

$$\text{En general,} \quad 0{,}7 \times P < P_{inv} < 1{,}2 \times P$$

Donde,

P es la potencia del generador fotovoltaico

P_{inv} es la potencia de un inversor

En términos generales, es favorable escoger un inversor con una potencia entre un 10 y 15 % menor a la del generador fotovoltaico ($P_{inv} < P$) dado que la eficiencia de los inversores es relativamente baja para las gamas de potencia operacionales inferiores al 10% de la potencia nominal.

Como durante el año, los valores de irradiancia suelen ser inferiores a los 1.000 W/m^2, lo que, junto con las mayores temperaturas de operación de los módulos, el sombreado, así como las
pérdidas por desajustes de los módulos y otras pérdidas de la instalación eléctrica, evitan que en operación normal se alcance la potencia pico "nominal" de los sistemas fotovoltaicos. De hecho,

según la experiencia propia la potencia operacional de los sistemas fotovoltaicos suele ser próxima al 80% de la nominal. Al sub-dimensionar el inversor, se logra mantener niveles de eficiencia aceptables incluso para bajos niveles de irradiancia.

Este sub-dimensionado puede implicar una sobrecarga del inversor puntualmente, por lo que se debe conocer claramente el funcionamiento del inversor en caso de sobrecarga, y configurar el generador fotovoltaico para evitar esa posibilidad.

4.6.2 Configuración del generador

El parámetro a tener en cuenta en el momento de definir la configuración del generador fotovoltaico es la tensión de entrada al inversor. Todos los inversores de conexión a red poseen un rango operativo de tensiones de entrada que generalmente está asociado al rango del algoritmo interno de seguimiento del punto de máxima potencia (MPP), así como un límite máximo de tensión de entrada.

La tensión del generador fotovoltaico viene dada por la sumatoria de las tensiones individuales de los módulos conectados en serie en una rama. Ahora bien, dado que la tensión del módulo fotovoltaico depende de la temperatura, en el diseño debemos considerar las situaciones operativas extremas, tanto en invierno como en verano.

Por lo tanto, el intervalo de operación del inversor (rango de seguimiento de MPP) debe ajustarse en función de la curva característica del generador fotovoltaico para distintas temperaturas de operación, y el punto de máxima potencia de cada una de estas curvas debe situarse en el rango de seguimiento. Adicionalmente siempre hay que considerar dentro del ajuste la tensión máxima admisible del inversor.

4.6.3 Tensión de entrada – Número máximo de módulos en serie

El número máximo de módulos en serie por rama viene condicionado por la situación de la estación fría o invierno. La tensión de los módulos fotovoltaicos aumenta a medida que disminuye la temperatura, alcanzando como límite máximo la tensión de circuito abierto, siempre y cuando exista una irradiancia solar considerable y además el inversor haya abierto el circuito generador. Por seguridad los inversores no restablecerán la continuidad en el circuito generador a menos que la tensión de circuito abierto disminuya bajo el límite de tensión de entrada admisible, ya que de lo contrario podrían ocasionarse daños en el equipo.

4.6.4 Tensión de entrada – Número mínimo de módulos en serie

La tensión de los módulos fotovoltaicos disminuye a medida que aumenta la temperatura de la célula, a tal punto que esta disminución implica una reducción igualmente importante de la potencia de salida del módulo al aumentar la temperatura. Paradójicamente al existir mayor radiación disponible, también la temperatura del ambiente y la de célula son mayores, por lo que a nivel de los módulos la eficiencia de conversión de energía solar disminuye.
Un sistema fotovoltaico tendrá una tensión en sus terminales inferior a la tensión teórica en sus condiciones de referencia (CEM) debido a las elevadas temperaturas de operación de la célula, temperaturas que suelen encontrarse entre los 50°C y 70°C.

4.6.5 Corriente de entrada – Número de módulos en paralelo

Una vez definido el número de módulos conectados en serie, y comprobada teóricamente la operatividad de esa configuración, se debe dimensionar el número de series o cadenas (strings) del generador fotovoltaico. En este caso el límite lo marca la corriente máxima admisible de entrada del inversor.

4.7 INSTALACIÓN ELÉCTRICA

La instalación eléctrica se llevará a cabo según la normativa vigente, y en todo momento su diseño tendrá en cuenta el disminuir las pérdidas de generación al mínimo recomendable. Se instalarán todos los elementos de seccionamiento y protección indicados.

La instalación eléctrica comprende la instalación en baja tensión de la interconexión de las cadenas de módulos fotovoltaicos, la interconexión de los grupos con las cajas de conexionado intermedio de strings o cadenas, y de ahí a inversores. Se realizará la

conexión trifásica en baja tensión desde el inversor hasta el Centro de Transformación. Todo conducido a través de canalizaciones adecuadas a cada disposición.

El sistema eléctrico contará con los siguientes elementos de protección, para maximizar la vida útil del generador, y la asegurar la continuidad de la producción.

1. Interruptor general manual, interruptor termomagnetico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.

2. Interruptor automático diferencial, como protección contra derivaciones en la parte de alterna de la instalación, regulable en sensibilidad y tiempo de disparo.

3. Interruptor automático de interconexión controlado por software, controlador permanente de aislamiento, aislamiento galvánico y protección frente a funcionamiento en isla, incluidas en el inversor. Este interruptor estará controlado por un vigilante de la tensión y la frecuencia de la red eléctrica.

   Los umbrales permitidos son:

En frecuencia	59 Hz – 61 Hz
En tensión	0.85 Vm – 1.1 Vm

   También el inversor contiene un interruptor del lado de continua, que protege de los posibles contactos indirectos y es un sustituto de fusibles.

4. Aislamiento clase II en todos los componentes: módulos, cableado, cajas de conexión, etc.

5. Varistores entre positivo y tierra y negativo y tierra para el generador fotovoltaico, contra sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas (incluido en inversor).

6. Fusible en el polo positivo del generador fotovoltaico, con función seccionadora para

evitar sobrecargas y cortocircuitos. En el polo negativo no hay fusible, ya que el fabricante del módulo así lo solicita. En el inversor la del polo negativo está conectado a tierra.

Con objeto de optimizar la eficiencia energética y garantizar la absoluta seguridad del personal, se tendrán en cuenta los siguientes puntos adicionales:

1. Todos los equipos situados a la intemperie tendrán un grado de protección mínimo IP65.

2. Todos los conductores serán de cobre, y su sección será la suficiente para asegurar que las pérdidas de tensión en cables y cajas de conexión sean inferiores a las indicadas tanto por el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión como por la compañía eléctrica que opere en la zona.

3. Todos los cables serán adecuados para uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma NEC. Se adoptará cable unipolar bajo tubo enterrado en canalización, cumpliendo con la norma NEC, con doble aislamiento XLPE unipolares

4. Los marcos de los módulos y las estructuras soporte se conectarán a la tierra. siguiendo la normativa vigente en este tipo de instalaciones; es decir, sin alterar las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora.

4.8 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

La red de tierras de la planta consta de las puestas a tierra siguientes independientes unas de otras:

Red de puesta a tierra general de la planta a base de cable de cobre desnudo repartido por la planta, tanto de corriente continua como alterna de baja tensión (generación, servicios auxiliares y corriente continua).

A esta red de tierra última se conectarán las barras de tierra de los cuadros, las estructuras metálicas, soportes, armaduras, bandejas, ventiladores, etc.

5 OBRA CIVIL

La obra civil comprende varios aspectos, entre los que destacan, el acondicionamiento de las cubiertas para el montaje de las estructuras y la realización de canalización para las canalizaciones de corriente continua, corriente alterna y comunicaciones.

5.1 CANALIZACIONES

Las canalizaciones del cableado de la planta se efectuarán mediante canalización adecuadas al número y tipo de tuberías que deberán alberga, utilzando tubería EMT en lugares expuestos, PVC para embidos y coraza para conexiones flexibles.

La separación mínima entre los cables de energía eléctrica y los de comunicaciones será de 0,20 m, siendo la distancia del punto de cruce a los empalmes superior a 1 m.

Las canalizaciones se dividen en canalización principales, que unen las cajas de conexionado con los inversores, y canalizaciones secundarias, necesarias para unir las series hacia sus correspondientes cajas de conexionado intermedio.

El trazado de la canalización se realizará de manera que se optimicen los recorridos de los cables, con el fin de reducir la caída de tensión, reducir los costes y como fin aumentar la productividad.

6 INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE GENERACIÓN

6.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

El generador fotovoltaico, a través de la radiación solar, produce una variación de tensión en corriente continua. El inversor es el encargado de transformar la corriente continua en alterna a una tensión de 110-220 V. La energía generada por cada inversor que conforma una instalación se une en un único cable de salida por instalación.

El criterio de dimensionamiento de cada parte del sistema eléctrico será diferente debido a la distancia variará según la configuración de los módulos fotovoltaicos. En el dimensionado del cableado en el generador fotovoltaico deben tenerse en cuenta tres criterios esenciales. Por una parte, el cumplimiento de los límites fijados por la tensión nominal del cableado, asegurar que no se sobrepasa la intensidad de corriente máxima admisible de los cables según la disposición de los mismos en la instalación, y la minimización de las pérdidas en las líneas.

6.1.1 Tensión nominal

La tensión de operación de los generadores fotovoltaicos normalmente no sobrepasará la tensión nominal de los cables estándar, tensiones que se sitúan entre los 110 y 220V.

6.1.2 Reducción de pérdidas en el cableado

Como ya se ha mencionado el generador fotovoltaico generalmente operará a lo largo del año en torno al 80% de su potencia nominal debido a que las condiciones meteorológicas reales difieren notablemente de las condiciones de prueba de los módulos. Por lo tanto, la corriente de operación será generalmente inferior a la corriente nominal en condiciones estándar de medida (CEM). Por lo que una intensidad igual a la mitad de la corriente nominal del generador, implicará una reducción de las pérdidas por efecto Joule ($P=I2 \times R$) hasta alcanzar un 64% de las pérdidas nominales. Por lo tanto, el diseño considerando las condiciones nominales de operación implicará un porcentaje de pérdidas menor que el esperado.

6.1.3 Corriente máxima admisible

La sección del cable debe ser finalmente verificada en función de la intensidad de corriente máxima de servicio que circulará por el cable. La corriente máxima que puede circular por un módulo, o por una rama (agrupación de módulos conectados en serie) se corresponde a la corriente de cortocircuito.

De acuerdo con la norma, el cable de cada rama debe ser capaz de transportar 1,25 de la corriente de cortocircuito del generador. la sección del cable debe admitir el 125% de la corriente del generador. La corriente máxima admisible por los cables está influenciada por la temperatura ambiente, el agrupamiento de los cables y las conducciones utilizadas.

Para la determinación de las corrientes admisibles reales de la instalación, los valores teóricos de corriente máxima deberán ser corregidos con los correspondientes factores asociados a cada uno de los parámetros anteriores.

6.2 DISEÑO DE SECCIONES DE CABLE DE CC

Se utilizará cable de cobre flexible, con doble aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y PVC, de distintas secciones para la parte de continua (CC). Los cables podrán ser de uno o más conductores y de tensión asignada no inferior a 0,6/1 kV.

El dimensionado dependerá de la energía a transportar y de la distancia a recorrer por la corriente eléctrica. Para el cálculo de la sección mínima de conductores emplearemos el criterio de la caída de tensión máxima admisible.

En el diseño se debe considerar que esa caída de tensión máxima se corresponde a la total desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor, por lo que, si existen varios tramos,

cada uno puede tener una caída de tensión distinta pero la suma de las pérdidas en cada uno de ellos no debe superar esa caída de tensión definida. De esta forma se obtienen las distintas dimensiones de los cableados en función de las distancias que tengamos en cada caso.

Una vez optimizada la sección del cable en cada uno de los tramos de manera de minimizar las pérdidas por efecto Joule, se debe comprobar que la sección seleccionada admite la correspondiente intensidad de corriente máxima del generador en cada tramo.:

"Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5 %, para la intensidad nominal."

Por lo tanto, dado que la máxima intensidad del generador fotovoltaico será la corriente de cortocircuito bajo condiciones estándar de medida (CEM), los tramos de cableado deberán diseñarse para soportar una intensidad:

$$I_{max} = 1{,}25 \times I_{cc}\ PV$$

Y la sección transversal del cable será aquella cuya intensidad máxima admisible Iz sea mayor o igual a la Imax < calculada:

$$I_{max} \leq I_z$$

Por último, señalar que, para una eficaz protección de tierra y cortocircuito, es recomendable usar cables unipolares aislados para los positivos y negativos de la instalación, más si se usasen cables multipolares, el conductor de protección no deberá estar sujeto a ninguna tensión. Y en el caso de ubicaciones con posibilidad alta de ocurrencia de descargas atmosféricas, los cables deberán poseer blindajes de protección.

6.3 DISEÑO DE SECCIONES DE CABLE DE CA

De igual forma que en la sección de corriente continua, se utilizará cable de cobre flexible, con doble aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y PVC, de distintas secciones para la parte de continua (CC). Los cables podrán ser de uno o más conductores y de tensión asignada no inferior a 0,6/1 kV.

El dimensionado en esta sección dependerá igualmente de la energía a transportar y de la distancia a recorrer por la corriente eléctrica. A fin de optimizar la sección del cableado, se utilizará en su diseño el criterio de la caída de tensión máxima admisible.

6.4 TUBERÍAS PARA CONDUCTORES ELECTRICOS

El cableado se ubicará en el interior de tuberías protectores rígidos. Se distinguirán las tuberías colocados en el seguidor, tanto en la parrilla de paneles como en la columna, los enterrados y los ubicados en la sala de contadores y en el centro de transformación.

Las tuberías deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables.

6.4.1 Tuberías de canalización

El cableado de los inversores, del centro de medida y del centro de transformación será en tuberías rígidos en canalizaciones empotradas.

Las tuberías se fijarán a las paredes o techos por medio de bridas o abrazaderas protegidas contra la corrosión y sólidamente sujetas. La distancia entre éstas será, como máximo, de 0,5 m.

Se dispondrán de fijaciones de una y otra parte en los cambios de dirección, en los empalmes y en la proximidad inmediata de las entradas en cajas o aparatos. Se colocarán adaptándose a la superficie sobre la que se instalen, curvándose o usando los accesorios necesarios.

6.4.2 Tuberías de canalización enterradas

El cableado que une los inversores hasta los contadores transcurre en tuberías rígidos en canalizaciones enterradas.
El trazado de las canalizaciones se realizará siguiendo líneas lo más recto posible, disminuyendo, en lo posible, los cambios de direcciones.

6.5 PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN CC

Lo que sigue expone las protecciones empleadas en la sección de continua de la instalación, correspondientes desde generador fotovoltaico hasta los terminales de entrada del inversor.

6.5.1 Contactos directos e indirectos

El generador fotovoltaico se conectará en modo flotante, proporcionando niveles de protección adecuados frente a contactos directos e indirectos, siempre y cuando la resistencia de aislamiento de la parte de continua se mantenga por encima de unos niveles de seguridad y no ocurra un primer defecto a masas o a tierra. En este último caso, se genera una situación de riesgo, que se soluciona mediante:

Aislamiento de clase II en los módulos fotovoltaicos, cables y cajas de conexión.
Controlador permanente de aislamiento, integrado en el inversor, que detecte la aparición de derivaciones a tierra. El inversor detendrá su funcionamiento y se activará una alarma visual en el equipo.

Los cables de las diferentes series del generador fotovoltaico son agrupados hasta las diferentes cajas de conexiones del generador, que usualmente se encuentran cercanas al inversor de conexión a red.

En el diseño de la protección individual de los cables de cada serie, hay que tener en cuenta que la corriente de cortocircuito es aproximadamente igual que la corriente nominal de la rama. Este hecho condiciona la utilización de fusibles que puedan utilizarse para proteger el cableado contra los cortocircuitos.

Por lo tanto, la protección contra cortocircuitos en el generador fotovoltaico, por fallos en el aislamiento o fallo en la protección a tierra, se recomienda realizarla mediante el uso de sistemas de protección de corte automático, sensible a las tensiones de contacto en corriente continua.

Tal y como se mencionó anteriormente el inversor contiene esa protección en su interior. Como esta instalación se considera de grandes dimensiones se ha incluido este tipo de protecciones en las cajas de conexiones que conforman el generador, para protegerlo en toda su extensión y de esta forma aumentar su selectividad y poder detectar el fallo de una sola serie.

6.5.2 Sobrecargas

Los fusibles distribuidos por cada una de las ramas ayudan a proteger la instalación eléctrica de sobrecargas de origen atmosférico u otras fuentes.

Adicionalmente entre el generador y el inversor debe instalarse un elemento de corte general bipolar para continua, que debe ser dimensionado para la tensión máxima de circuito abierto del generador a -10ºC, y para 125% de la corriente máxima del generador.

De esta forma una vez que ocurra una sobrecarga en alguno de los conductores activos de la instalación fotovoltaica, los fusibles deberán de protegerlos.
Cabe mencionar que el elemento de corte, tendrá que ser capaz de conectar y desconectar el generador en carga, en buenas condiciones de seguridad.

6.5.3 Sobretensiones

Sobre el generador fotovoltaico se pueden producir sobretensiones de origen atmosférico de cierta importancia. Por ello, se protegerá la entrada de CC del inversor mediante dispositivos de protección de clase II (integrado en el inversor), válido para la mayoría de equipos conectados a la red, y a través de Varistores con vigilancia térmica.

6.6 PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN CA

A continuación, se describen las protecciones a emplear en la sección de alterna del generador, que se dispone a partir de los terminales de salida del inversor hasta el punto de conexión con el transformador elevador de BT a MT.

6.6.1 Interruptor automático termomagneticos individual

El calibre del interruptor para protección de sobrecargas deberá cumplir lo señalado en las Normas NEC.

6.6.2 Interruptor automático termomagnetico general

De igual forma el calibre del interruptor para protección de sobrecargas deberá cumplir lo señalado en las normas NEC.

6.6.3 Interruptor automático diferencial

La instalación contará con un interruptor automático diferencial de 30 mA de sensibilidad en la parte CA, para proteger de derivaciones en este circuito.

Con el fin de que actúe por fallos a tierra, será de un calibre superior a la del termomagnetico de protección general. Adicionalmente hay que verificar que el interruptor

diferencial posea una intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la compañía distribuidora, de no ser así, habrá que estudiar la selectividad entre el interruptor diferencial y los interruptores termomagneticos a fin de comprobar la seguridad de la protección.

Se instalará un relé diferencial de calibre adecuado, 30 mA de sensibilidad y de clase A, que aseguran el disparo para el valor de corriente de fuga asignado en alterna, como en alterna con componente en continua.

6.6.4 Interruptor general manual

Es necesario incluir un interruptor general manual para la compañía de calibre adecuado, con intensidad de cortocircuito superior a la señalada para el punto de conexión por la compañía distribuidora. Tendrá un poder de corte contra cortocircuitos superior al señalado por la compañía eléctrica en el punto de conexión a la red.

Este interruptor, se ubicará en el Centro de Medida de la instalación fotovoltaica, será accesible sólo a la empresa distribuidora, con objeto de poder realizar la desconexión manual que permita la realización, de forma segura, de labores de mantenimiento en la red de la compañía eléctrica. De esta forma el termomagnetico actuará antes que el interruptor general manual para la compañía, salvo cortocircuitos de cierta importancia provenientes de la red de la compañía.

6.6.5 Interruptor automático de la interconexión

Realiza la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.

El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora. Podrán integrarse en el equipo inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia y en tal caso las maniobras automáticas de desconexión-conexión serán realizadas por éste.

Al no disponer el inversor seleccionado de interruptor On/Off, esta labor la realizará el termomagnetico accesible de la instalación, que se instalará junto al inversor. En caso de que se utilicen protecciones para las interconexiones de máxima y mínima frecuencia y de máxima y mínima tensión incluidas en el inversor, el fabricante del mismo deberá certificar:

Los valores de tara de tensión.
Los valores de tara de frecuencia.
El tipo y características de equipo utilizado internamente para la detección de fallos (modelo, marca, calibración, etc.).
Que el inversor ha superado las pruebas correspondientes en cuanto a los límites establecidos de tensión y frecuencia.

En caso de que las funciones de protección sean realizadas por un programa de software de control de operaciones, los precintos físicos serán sustituidos por certificaciones del fabricante del inversor, en las que se mencione explícitamente que dicho programa no es accesible para el usuario de la instalación.

6.6.6 Funcionamiento en isla

El interruptor automático de la interconexión integrado en el inversor impide este funcionamiento, peligroso para el personal de la Compañía Eléctrica Distribuidora. Un tramo de red funciona en isla cuando una vez abierto interruptor que lo unía con la red principal, sigue energizado por algún generador presente en dicho tramo. Si esta situación se produce sin control de la compañía eléctrica, no se podrá garantizar seguridad de las personas y de las instalaciones, así como tampoco la calidad de suministro.

6.7 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra consiste en una unión metálica directa entre determinados elementos de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo. En esta conexión se consigue que no existan diferencias de potencial peligrosas en el conjunto de instalaciones, edificio y superficie próxima al terreno. La puesta a tierra permite el paso a tierra de los corrientes de falta o de descargas de origen atmosférico.

Para garantizar la seguridad de las personas en caso de corriente de defecto, se establece 10 Ω para este tipo de instalación fotovoltaica.

La puesta a tierra se realizará de forma que no altere la de la compañía eléctrica distribuidora, con el fin de no transmitir defectos a la misma.

Asimismo, las masas de cada una de las instalaciones fotovoltaicas estarán conectadas a una única tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

Por ello, se realizará una única toma de tierra a la que se conectará tanto la estructura soporte del seguidor, como el terminal de puesta a tierra del inversor teniendo en cuenta la distancia entre estos, con el fin de no crear diferencias de tensión peligrosas para las personas. Si la distancia desde el campo de paneles a la toma de tierra general fuera grande se pondríauna toma de tierra adicional para las estructuras,

próximas a ellas. Para la conexión de los dispositivos del circuito de puesta a tierra será necesario disponer de bornes o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta que los esfuerzos dinámicos y térmicos en caso de cortocircuitos son muy elevados Si en una instalación existen tomas de tierra independientes se mantendrá entre los conductores de tierra una separación y aislante apropiado a las tensiones susceptibles de aparecer entre estos conductores en caso de falta.

Los conductores de protección serán independientes por circuito, deberán ser de las siguientes características:

Para las secciones de fase iguales o menores de 16 mm^2 el conductor de protección será de la misma sección que los conductores activos.

Para las secciones comprendidas entre 16 y 35 mm^2 el conductor de protección será de 16 mm^2.

Para secciones de fase superiores a 35 mm^2 hasta 120 mm^2 el conductor de protección será la mitad del activo.

Los conductores que constituyen las líneas de enlace con tierra, las líneas principales de tierra y sus derivaciones, serán de cobre o de otro metal de alto punto de fusión y su sección no podrá ser menor en ningún caso de 16 mm^2 de sección, para las líneas de enlace con tierra, si son de cobre.

Las tierras del lado de continua y de alterna serán separadas e independientes.

6.7.1 Puesta a tierra en corriente continua

En el lado de continua, los cables activos irán aislados de tierra (los varistores si no existen sobretensiones son una resistencia muy elevada que mantiene el aislamiento de tierra). Es decir, irán en una configuración flotante. Mientras que todas las masas metálicas asociadas al lado de continua irán puestas a tierra, incluidas las del pararrayos, los cuadros de continua y la valla metálica. De modo que el esquema de puesta a tierra es un sistema IT en continua. Este tipo de configuración es segura por sí misma en caso de un primer defecto de aislamiento. No obstante, si se produce un segundo de defecto se puede producir retorno de la corriente por tierra, siendo muy peligroso por electrocución.

Se diseñará el siguiente sistema de tierras para una resistencia de tierras no superior a 10 Ohm. Todas las masas de la instalación de continua irán puestas a tierra mediante un cable de equipotencialidad de cobre. Las masas de las estructuras irán unidas entre sus patas. Además, el cable equipotencial irá unido por dos sitios a cada fila de paneles transversales.

6.7.2 Puesta a tierra en corriente alterna

Para la puesta a tierra del lado de alterna se dispondrá un sistema TN-C, con los transformadores puestos a tierra, al igual que el resto de instalación en alterna. Así mismo se dispondrán el número de picas suficiente para conseguir una resistencia no superior a 10 Ohm.

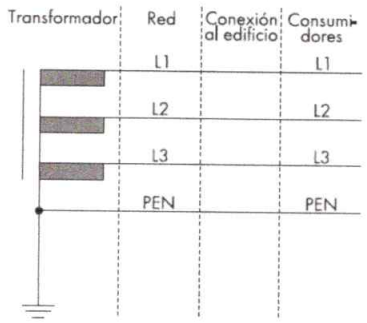


Figura 6.2 Esquema red alterna BT tipo TN-C

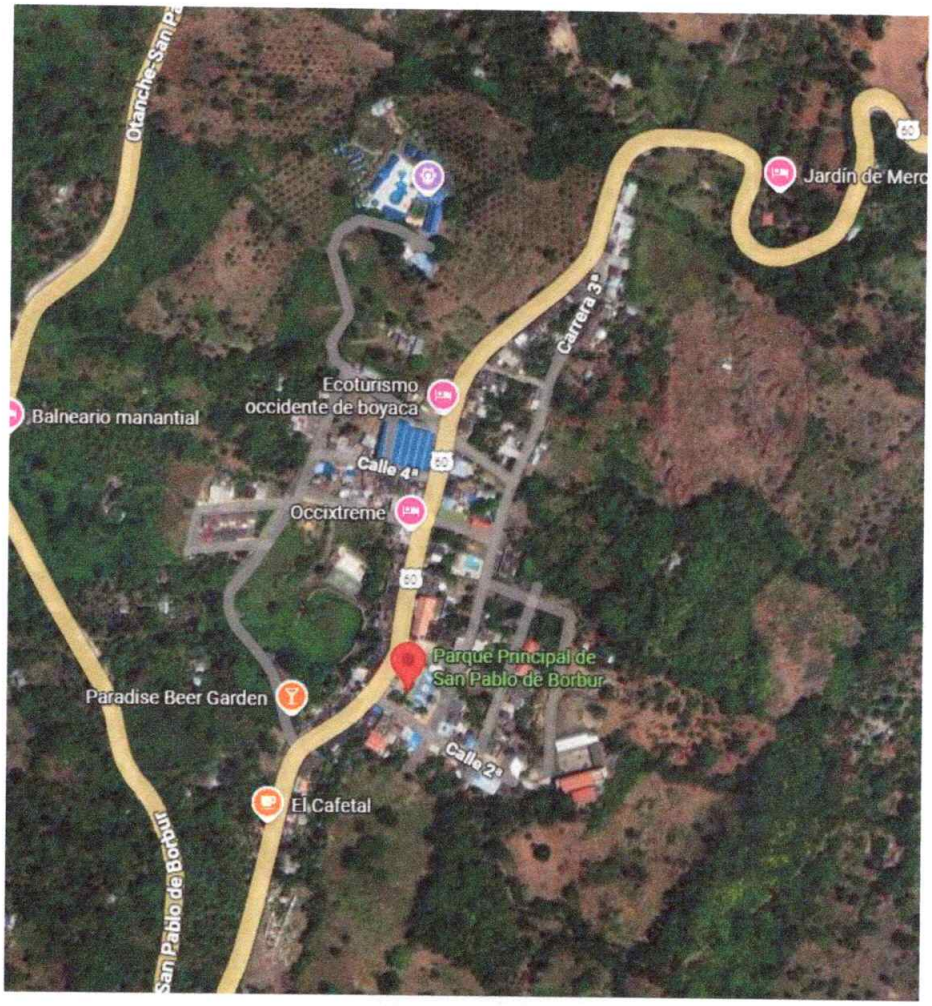
El presente proyecto tiene por objeto presentar las especificaciones técnicas, cálculos y equipos del componente de energía solar diseñado para las edificaciones Alcaldía, Plaza de Mercado, Concejo Municipal, Coliseo Centro, Coliseo Santa Bárbara y Asocacabo.

2. POTENCIA Y CARACTERISTICAS DE LA INSTALACIÓN

Jardin La Parroquia de la secretaria de educación del distrito, ubicado en la localidad Usme, Bogota D.C.

Coordenadas:

Latitud: 5.650858
Longitud: -74.069840



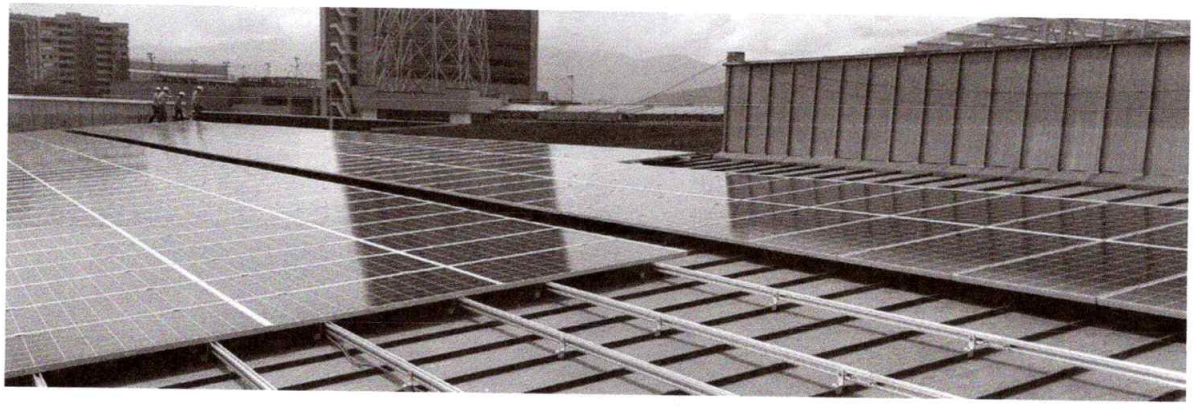


Imagen 1. Ejemplo instalación solar tipo techo

1. Datos de la instalación Sede Alcaldía:

   Cantidad de paneles: 8 unidades
   Marca panel: TRINA SOLAR o similar
   Referencia o carga: 620W
   Cantidad de inversores: 1 unidades
   Potencia nominal del inversor: 5 KW
   Marca: FRONIUS o similar
   Baterías: 3 unidades
   Potencia: 10.24 kWh
   Marca: Must o similar

2. Datos de la instalación Coliseo Santa Bárbara:

   Cantidad de paneles: 7 unidades
   Marca panel: TRINA SOLAR o similar
   Referencia o carga: 620W
   Cantidad de inversores: 1 unidades
   Potencia nominal del inversor: 4 KW
   Marca: FRONIUS o similar
   Baterias: 2 unidades
   Potencia: 10.24 kWh
   Marca: Must o similar

3. Datos de la instalación Plaza:

Cantidad de paneles: 7 unidades
Marca panel: TRINA SOLAR o similar
Referencia o carga: 620W
Cantidad de inversores: 1 unidades
Potencia nominal del inversor: 4 KW
Marca: FRONIUS o similar
Baterias: 2 unidades
Potencia: 10.24 kWh
Marca: Must o similar

4. Datos de la instalación Coliseo Centro:

Cantidad de paneles: 8 unidades
Marca panel: TRINA SOLAR o similar
Referencia o carga: 620W
Cantidad de inversores: 1 unidades
Potencia nominal del inversor: 5 KW
Marca: FRONIUS o similar
Baterias: 3 unidades
Potencia: 10.24 kWh
Marca: Must o similar

5. Datos de la instalación Consejo:

Cantidad de paneles: 3 unidades
Marca panel: TRINA SOLAR o similar
Referencia o carga: 620W
Cantidad de inversores: 1 unidades
Potencia nominal del inversor: 2.2 KW
Marca: SNADI o similar
Baterias: 3 unidades
Potencia: 2.56 kWh
Marca: Must o similar

6. Datos de la instalación Edificio Asocacabo:

Cantidad de paneles: 2 unidades
Marca panel: TRINA SOLAR o similar
Referencia o carga: 620W
Cantidad de inversores: 1 unidades
Potencia nominal del inversor: 1.0 KW
Marca: SNADI o similar
Baterías: 1 unidades
Potencia: 1.28 kWh
Marca: Must o similar

3. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN

3.1. Características generales

La instalación fotovoltaica se caracteriza por su simplicidad, por ser silenciosa, de larga duración, de elevada fiabilidad, apenas requiere mantenimiento y no produce contaminación ambiental.

Presenta las siguientes partes diferenciadas que deberán diseñarse y calcularse para una correcta definición de la instalación:

SISTEMA DE GENEREDORES FOTOVOLTAICOS
ESTRUCTURA DE SOPORTE
INVERSORES
RED ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN Y CANALIZACIONES
CUADROS DE MANDO Y PROTECCIONES
PUESTA A TIERRA

3.2. Características generales

Formado por la interconexión serie/paralelo de un determinado número de módulos fotovoltaicos, encargados de captar la luz del sol y transformarla en energía eléctrica, generando una corriente continua proporcional a la irradiación solar recibida.

Se seleccionan módulos de alto rendimiento fabricados por TRINA SOLAR, de 620 Wp de potencia máxima, modelo TSM-620NE19R. En caso de no poder suministrar este módulo, se utilizará cualquier módulo de semejante calidad y características.

Está certificado ante el efecto de Degradación Inducida por Potencial "Potential Induced Degradation (PID)" es un fenómeno que ocurre en los paneles fotovoltaicos de silicio cristalino y que provoca la reducción de su potencia de forma abrupta, llegando hasta una reducción del 30% de su potencia nominal.

Los módulos seleccionados cumplen las siguientes características:

- Los paneles deben cumplir con los requisitos del artoculo 2.3.25 del RETIE.
- Satisfacen las especificaciones indicadas por UNE-EN 61215.
- Registro TUV Q60011013 (registro de cualificación).
- Identificación visible e indeleble del modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación
- 3 diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP67.
- Marcos laterales de aluminio anodizado
- Potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar comprendidas en el margen del 0/+5W de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- Estructura del generador conectada a tierra

3.3. Estructura de soporte

Los módulos fotovoltaicos van fijados a una estructura de acero galvanizado, mediante tornillería, resistentes a las condiciones atmosféricas de intemperie.

La estructura de fijación soporta un módulo y estará diseñada de forma que admita las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas a los módulos que pudieran afectar a la integridad de los mismos.

La estructura será tipo techo para adaptarse a las condiciones de la cubierta del Jardín La Parroquia.

3.4. Inversores

Son dispositivos electrónicos que, basándose en tecnología de electrónica de potencia, transforman la corriente continua procedente de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna de la misma tensión y frecuencia que la de la red.
De esta forma la instalación fotovoltaica puede operar en paralelo a la red.

Los inversores elegidos son el modelo Fronius Primo, desarrollado por la empresa FRONIUS, que alcanza una eficacia máxima del 97.3% y el modelo hybrid SNADI para redes monofásicas.

Según especificación de ficha técnica el grado de protección es nema 4X.
El inversor debe cumplir con el articulo 2.3.23 del RETIE.

El inversor cumple con la normativa de Seguridad Eléctrica y compatibilidad incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna
- Tensión de red fuera de rango
- Frecuencia de red fuera de rango
- Sobretensiones mediante varistores o similares
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.
- Cumple con las certificaciones UL 1741-2015, UL 1998, UL 1699B, IEEE1547, FCC Part 15 (Class A & B), NEC 2015 Art 690, CAN/CSA C22.2 107.1-1
- Proteccion de Arco (AFCI)
- Proteccion de falla a tierra

La garantía ofrecida por el fabricante es de 2 años estándar.

Se instalarán un total de 3 inversores 15.0-3 208, que irá ubicado en el parqueadero de la edificación.

3.5. Líneas eléctricas de distribución y canalizaciones:

El tipo de conductor a emplear será unipolar, de acuerdo con la norma UNE 21 123 – 2, especificación RV-K de cobre, con tensión asignada 0.6/1 kV y cumplimiento de la normativa local RETIE (Reglamento de Instalaciones Eléctricas –Colombia)

La sección de las redes estará prevista para transportar la corriente generada y sus corrientes armónicas.

La caída de tensión será inferior al 1% en la parte de continua (DC) y 2% en la parte de alterna (AC).

Todas las líneas estarán protegidas debidamente desde el centro de mando contra cortocircuitos y sobrecargas.

En cuanto al sistema de canalización, la instalación está dividida en dos partes diferenciadas según la naturaleza de la corriente:

- Tramo de corriente continua (DC), entre el generador fotovoltaico y el inversor
- Tramo de corriente alterna (AC), entre el inversor y el punto de conexión

Estos dos tramos se subdividen a su vez en varias partes:

- Interconexión módulos: cableado de interconexión de los módulos de cada serie hasta la caja de conexiones y protecciones en continua (CS). Se realizará mediante cable unipolar de 4 mm2 RV-K 0.6/1 kV Cu, al aire, sujeto mediante bridas, que no dañen el aislamiento del conductor, a la propia estructura de sustentación de los módulos fotovoltaicos. Se dispondrá de tal manera que se evite en la medida de lo posible la radiación solar directa y los esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.

  Los cables empleados dispondrán de terminales de conexión rápidos "enchufables" que garantizarán la estanqueidad IP65 y una protección contra choques eléctricos.

- Líneas desde cuadros de protecciones CS a Inversor: se emplearán cables unipolares de 6 mm2 RV-K 0.6/1 kV Cu.

B.- Tramo de corriente alterna (AC)

- Línea desde inversor a cuadro de protecciones CA: Enlazará la salida de inversor con el cuadro de protección CA ubicado junto a los tableros de distribución de la instalación TGA. Las líneas estarán formadas por cables multipolares de 4x16 mm2 RV-K 0.6/1 kV Cu y cable monopolar 1x16 mm2 RV-K 0.6/1 kV Cu. Así como, cable monopolar 4x35mm2 (2 AWG) y 1x25mm2.

- Línea desde cuadro de protecciones CA a Tablero general del Jardín La Parroquia (TGA): Enlazará la salida del cuadro de protección CA con el cuadro de mando y protección general. Las líneas estarán formadas por cables multipolares de 4x16 mm2 RV-K 0.6/1 kV Cu y cable monopolar 1x16 mm2 RV-K 0.6/1 kV Cu. Así como, cable monopolar 4x35mm2 (2 AWG) y 1x25mm2.

3.6. Especificaciones para construcción:

- Los encerramientos de conductores deben estar marcados con la etiqueta "ADVERTENCIA: FUENTE DE ALIMENTACIÓN FOTOVOLTAICA".
- Debe proveerse un mando para el totalizador para la desconexión del sistema SFV completo.
- Todas las conexiones eléctricas deben realizarse con las terminales adecuadas.
- Todos los conductores deben ser de tipo "uso fotovoltaico".
- La interconexión de los paneles debe realizarse mediante conectores que cumplan el artículo 3.17.23 Literal G del RETIE.
- Se debe respetar el código de colores de acuerdo a RETIE.
- Todos los conductores deben estar instalados y protegidos confirme al artículo 3.17.23 Literal K del RETIE.

4. CÁLCULOS SISTEMA FOTOVOLTAICO

En el ANEXO INFORMES DE CALCULO, se encuentra Los calculos y selección de cada uno de los equipos.

La definición del número de paneles solares, se realizó teniendo en cuenta el espacio disponible, las ubicaciones fueron propuestas por el equipo de arquitectos que definió las siguientes ubicaciones:

4.1. TABLERO ELECTRICO

Se tiene un tablero de agrupación en cada edificación desde este se distribuye un solo alimentador hacia el tablero general de cada edificación.

Características del tablero:
Grado de protección: IP66 o Nema 4x
fabricación en lámina de acero cold-rolled, sometida a proceso químico de bonderizado y fosfatado por inmersión en caliente, con acabados finales en pintura en polvo horneable color Beige Duna (Ral 7032) de aplicación electrostática.

4.2. MEDIDOR DE ENERGIA

Contenido

INTRODUCCIÓN 3

INFORMACION GENERAL DEL PROYECTO 3

DATOS GENERALES 3

OBJETO DEL PROYECTO 3

MEMORIAS DE CALCULO 4

MEMORIAS DE CALCULO RETIE 3.3.1.1 4

A. ANALISIS DE RIESGO ELECTRICO. 5

B. ANALISIS DE NIVEL DE RIESGO POR RAYOS 12

C. CUADROS DE CARGA Y FACTOR DE POTENCIA THD. 13

D. ANALISIS DE COORDINACION DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO 0

E. ANALISIS DE CORTOCIRCUITO Y FALLA A TIERRA. 0

F. ANALISIS NIVEL DE TENSION. 0

G. CALCULO CAMPOS ELECTROMAGNETICOS 0

H. CALCULO DE TRANSFORMADORES 0

I. CALCULO SISTEMA DE PUESTA A TIERRA 0

J. CALCULO ECONOMICO DE CONDUCTORES 1

K. VERIFICACION DE CORTO CIRCUITO DE CONDUCTORES 2

L. CALCULO MECANICO DE ESTRUCTURAS 4

M. CÁLCULO Y COORDINACION DE PROTECCIONES 5

N. CALCULO DE CANALIZACIONES 6

O. CALCULOS DE PERDIDAS DE ENERGIA 6

P. CALCULO DE REGULACION 7

Q. CLASIFICACION DE AREAS. 7

R. DIAGRAMAS UNIFILARES 8

S. ELABORACION DE PLANOS 8

T. ESPECIFICACIONES COMPLEMENTARIAS 8

U. DISTANCIAS DE SEGURIDAD REQUERIDAS 8

V. DESVIACIONES TECNICAS 10

W. ESTUDIOS COMPLEMENTARIOS. 11

X. SELECCIÓN Y CALCULO DE EQUIPOS DE GENERACION DE ENERGIA 11

INTRODUCCIÓN

Este documento de ingeniería se elaboró como parte de la estrategia fundamental encaminada a cumplir con las expectativas y necesidades de la construcción del componente solar de las edificaciones de San Pablo de Borbur.

INFORMACION GENERAL DEL PROYECTO

DATOS GENERALES

NOMBRE DEL PROYECTO:	PLANTAS SOLARES SAN PABLO DE BORBUR
CIUDAD/MUNICIPIO:	SAN PABLO DE BORBUR- BOYACA.
PROPIETARIO:	ALCALDIA
TIPO DE SERVICIO:	OFICIAL
OBJETO:	SISTEMAS DE GENERACION FOTOVOLTAICA
NIVEL DE TENSION:	NIVEL I.

OBJETO DEL PROYECTO

Se realiza diseño de las instalaciones fotovoltaicas en San Pablo de Borbur, teniendo como base las normas aplicables al componente eléctrico, NTC 2050 Segunda Edición de 2020 y RETIE 2024.

MEMORIAS DE CALCULO

MEMORIAS DE CALCULO RETIE 3.3.1.1

De acuerdo al reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE 2024 art 3.3.1.1 última actualización.

ITEM MEMORIA	DESCRIPCION	APLICA	NO APLICA	OBSERVACION
A	ANALISIS DE RIESGO ELECTRICO	✔		
B	ANALISIS DE NIVEL DE RIESGO POR RAYOS	✔		
C	CUADROS DE CARGA, FACTOR DE POTENCA Y ARMONICOS.	✔		
D	ANALISIS DE COORDINACION DE AISLAMIENTO ELECTRICO.		✖	sistema existente
E	ANALISIS DE CORTOCIRCUITO, ARCO ELECTRICO Y FALLA A TIERRA		✖	sistema existente
F	ANALISIS DE NIVEL DE TENSION	✔		
G	CALCULO DE CAMPOS ELECTROMAGNETICOS		✖	En atención a lo expresado en el RETIE "Cálculo y medición de campos electromagnéticos", no se hace necesario el cálculo de los campos electromagnéticos. La densidad de flujo magnetico se debe calcular para corrientes mayores a 1kA y debe medirse sobre conductos y conductores que esten ubicados hasta 30 cm de lugares de trabajo continuo.
H	CALCULO DE TRANSFORMADORES		✖	no se tienen
I	CALCULO SISTEMA DE PUESTA A TIERRA		✖	sistema existente
J	CALCULO ECONOMICO DE CONDUCTORES	✔		
K	VERIFICACION DE CORTOCIRCUITO DE CONDUCTORES.	✔		
L	CALCULO MECANICO DE ESTRUCTURAS.	✔		
M	CALCULO Y COORDINACION DE PROTECCIONES.	✔		
N	CALCULO DE CANALIZACIONES.	✔		
O	CALCULO DE PERDIDAS DE ENERGIA.	✔		
P	CALCULO DE REGULACION.	✔		
Q	CLASIFICACION DE AREAS.		✖	no se tienen
R	ELABORACION DE DIAGRAMAS UNIFILARES.	✔		
S	ELABORACION DE PLANOS Y ESQUEMAS ELECTRICOS.	✔		
T	ESPECIFICACIONES COMPLEMENTARIAS.	✔		Especificaciones tecnicas
U	DISTANCIAS DE SEGURIDAD REQUERIDAS.	✔		
V	DESVIACIONES TECNICAS		✖	No se tienen desviaciones tecnicas
W	ESTUDIOS ANEXOS		✖	No se tienen estudios anexos
X	SELECCIÓN Y CALCULO DE EQUIPOS DE GENERACION DE ENERGIA	✔		

A. ANALISIS DE RIESGO ELECTRICO.

EVALUACIÓN DE RIESGO ELÉCTRICO, SEGÚN EL ART. 1.5.1 DEL NUEVO RETIE 2024.

En general la utilización y dependencia tanto industrial como doméstica de la energía eléctrica ha traído consigo la aparición de accidentes por contacto con elementos energizados o incendios, los cuales se han incrementado por el aumento del número de instalaciones, principalmente en la distribución y uso final de la electricidad. Esta parte del RETIE tiene como principal objetivo crear conciencia sobre los riesgos existentes en todo lugar donde se haga uso de la electricidad o se tengan elementos energizados.

El resultado final del paso de una corriente eléctrica por el cuerpo humano puede predecirse con un gran porcentaje de certeza, si se toman ciertas condiciones de riesgo conocidas y se evalúa en qué medida influyen todos los factores que se conjugan en un accidente de tipo eléctrico. Por tal razón el personal que intervenga en una instalación, en función de las características de la actividad, proceso o situación, debe aplicar las medidas necesarias para que no se potencialice un riesgo de origen eléctrico.

ELECTROPATOLOGÍA

Esta disciplina estudia los efectos de corriente eléctrica, potencialmente peligrosa, que puede producir lesiones en el organismo, así como el tipo de accidentes que causa. Las consecuencias del paso de la corriente por el cuerpo humano pueden ocasionar desde una simple molestia hasta la muerte, dependiendo del tipo de contacto; sin embargo, debe tenerse en cuenta que en general la muerte no es súbita. Por lo anterior, el RETIE ha recopilado los siguientes conceptos básicos para que las personas tengan en cuenta:

Los accidentes con origen eléctrico pueden ser producidos por: contactos directos (bipolar o fase-fase, fase-neutro, fase-tierra), contactos indirectos (inducción, contacto con masa energizada, tensión de paso, tensión de contacto, tensión transferida), impactos de rayo, fulguración, explosión, incendio, sobrecorriente y sobretensiones.

Los seres humanos expuestos a riesgo eléctrico, se clasifican en individuos tipo "A" y tipo "B". El tipo "A" es toda persona que lleva conductores eléctricos que terminan en el corazón en procesos invasivos; para este tipo de paciente, se considera que la corriente máxima segura es de 80 μA. El individuo tipo "B" es aquel que está en contacto con equipos eléctricos y que no lleva conductores directos al corazón.

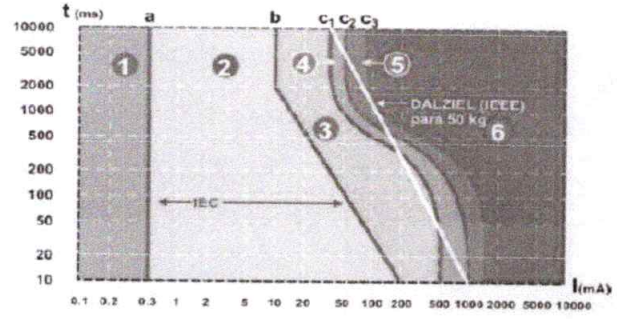
Algunos estudios, principalmente los de Dalziel, han establecido niveles de corte de corriente de los dispositivos de protección que evitan la muerte por electrocución (ver Tabla 9.1)

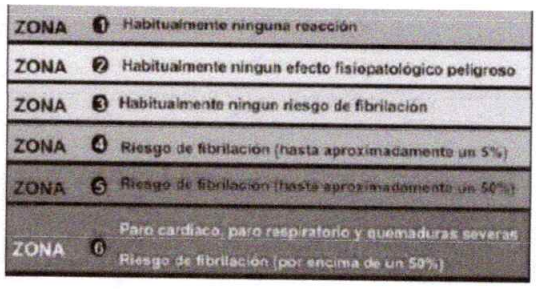
CORRIENTE DE DISPARO	6 mA (rms)	10 mA (rms)	20 mA (rms)	30 mA (rms)
Hombres	100 %	98,5 %	7,5 %	0 %
Mujeres	99,5 %	60 %	0 %	0 %
Niños	92,5 %	7,5 %	0 %	0 %

ENERGÍA ESPECÍFICA I2.t. (A2s x 10-6)	PERCEPCIONES Y REACCIONES FISIOLÓGICAS.
4 a 8	Sensaciones leves en dedos y en tendones de los pies.
10 a 30	Rigidez muscular suave en dedos, muñecas y codos.
15 a 45	Rigidez muscular en dedos, muñecas, codos y hombros. Sensación en las piernas.
40 a 80	Rigidez muscular y dolor en brazos y piernas.
70 a 120	Rigidez muscular, dolor y ardor en brazos, hombros y piernas.

Debido a que los umbrales de soportabilidad de los seres humanos, tales como el de paso de corriente (1,1 mA), de reacción a soltarse (10 mA) y de rigidez muscular o de fibrilación (25 mA) son valores muy bajos; la superación de dichos valores puede ocasionar accidentes como la muerte o la pérdida de algún miembro o función del cuerpo humano.

En la siguiente gráfica tomada de la NTC 4120, con referente IEC 60479-2, se detallan las zonas de los efectos de la corriente alterna de 15 Hz a 100 Hz.





Zonas de tiempo/corriente de los efectos de las corrientes alternas de 15 Hz a 100 Hz Cuando circula corriente por el organismo, siempre se presentan en mayor o menor grado tres efectos: nervioso, químico y calorífico.

En cada caso de descarga eléctrica intervienen una serie de factores variables con efecto aleatorio, sin embargo, los principales son: Intensidad de la corriente, la resistencia del cuerpo humano, trayectoria, duración del contacto, tensión aplicada y frecuencia de la corriente.

El paso de corriente por el cuerpo, puede ocasionar el estado fisiopatológico de shock, que presenta efectos circulatorios y respiratorios simultáneamente.

La fibrilación ventricular consiste en el movimiento anárquico del corazón, el cual no sigue su ritmo normal y deja de enviar sangre a los distintos órganos.

El umbral de fibrilación ventricular depende de parámetros fisiológicos y eléctricos, por ello se ha tomado la curva C1 como límite para diseño de equipos de protección. Los valores umbrales de corriente en menos de 0,2 segundos se aplican solamente durante el período vulnerable del ciclo cardíaco.

Electrización es un término para los accidentes con paso de corriente no mortal.

La electrocución se da en los accidentes con paso de corriente, cuya consecuencia es la muerte, la cual puede ser aparente, inmediata o posterior.

La tetanización muscular es la anulación de la capacidad del control muscular, la rigidez incontrolada de los músculos como consecuencia del paso de una corriente eléctrica.

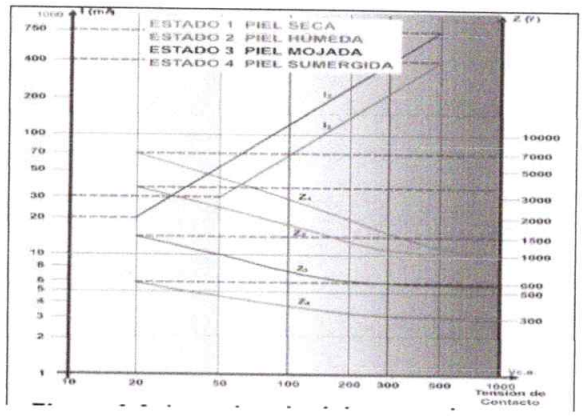
La asfixia se produce cuando el paso de la corriente afecta al centro nervioso que regula la función respiratoria, ocasionando el paro respiratorio. Casi siempre por contracción del diafragma.

Las quemaduras o necrosis eléctrica se producen por la energía liberada al paso de la corriente (calentamiento por efecto Joule) o por radiación térmica de un arco eléctrico. El bloqueo renal o paralización de la acción metabólica de los riñones, es producido por los efectos tóxicos de las quemaduras o mioglobinuria.Pueden producirse otros efectos colaterales tales como fracturas, conjuntivitis, contracciones, golpes, aumento de la presión sanguínea, arritmias, fallas en la respiración, dolores sordos, paro temporal del corazón, etc.

El cuerpo humano es un buen conductor de la electricidad. Para efectos de cálculos, se ha normalizado la resistencia como 1000 Ω. Experimentalmente se mide entre las dos manos sumergidas en solución salina, que sujetan dos electrodos y una placa de cobre sobre la que se para la persona. En estudios más profundos el cuerpo humano se ha analizado como impedancias (Z) que varían según diversas condiciones (ver Figura 9.2). Los órganos como la piel, los músculos, etc., presentan ante la corriente eléctrica una impedancia compuesta por elementos resistivos y capacitivos.

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): 12V



Nota: La alta dependencia de la impedancia del cuerpo con el contenido de agua en la piel obliga a que, en las instalaciones eléctricas en áreas mojadas, tales como cuartos de baños, mesones de cocina, terrazas, espacios inundados, se deben tomar mayores precauciones como el uso de tomas o interruptores con protección de falla a tierra y el uso de muy baja tensión en instalaciones como las de piscinas.

EVALUACIÓN DEL NIVEL DE RIESGO

Para la elaboración del presente reglamento se tuvieron en cuenta los elevados gastos en que frecuentemente incurren el Estado y las personas o entidades afectadas cuando se presenta un accidente de origen eléctrico, los cuales superan significativamente las inversiones que se hubieren requerido para minimizar o eliminar el riesgo.

Para los efectos del presente reglamento se entenderá que una instalación eléctrica es de PELIGRO INMINENTE o de ALTO RIESGO, cuando carezca de las medidas de protección frente a condiciones donde se comprometa la salud o la vida de personas, tales como: ausencia de la electricidad, arco eléctrico, contacto directo e indirecto con partes energizadas, rayos, sobretensiones, sobrecargas, cortocircuitos, tensiones de paso, contacto y transferidas que excedan límites permitidos.

MATRIZ DE ANÁLISIS DE RIESGOS

Con el fin de evaluar el nivel o grado de riesgo de tipo eléctrico, se puede aplicar la siguiente matriz para la toma de decisiones (Tabla 9.3) RETIE. La metodología a seguir en un caso en

particular, es la siguiente:

a. Definir el factor de riesgo que se requiere evaluar o

categorizar. b. Definir si el riesgo es potencial o real.

c. Determinar las consecuencias para las personas, económicas, ambientales y de imagen de la empresa. Estimar dependiendo del caso particular que analiza.

d. Buscar el punto de cruce dentro de la matriz correspondiente a la consecuencia (1, 2, 3, 4, 5) y a la frecuencia determinada (a, b, c, d, e): esa será la valoración del riesgo para cada clase.

e. Repetir el proceso para la siguiente clase hasta que cubra todas las posibles pérdidas.

f. Tomar el caso más crítico de los cuatro puntos de cruce, el cual será la categoría o nivel del riesgo.

g. Tomar las decisiones o acciones, según lo indicado en la Tabla 9.4 RETIE

RIESGO A EVALUAR:	_____ por _____ (al) o (en) _____									
	EVENTO O EFECTO (Ej: Quemaduras)			FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (Ej: Arco eléctrico)				FUENTE (Ej: Celda de 13,8 kV)		
POTENCIAL ☐				REAL ☐		FRECUENCIA				
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						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
CONSECUENCIAS	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador: _____ MP: _____ Fecha: _____										

Tabla 9.3 Matriz para análisis de riesgos

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Muy alto	*Inadmisible para trabajar.* 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	*Minimizarlo.* 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	*Aceptarlo.* 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	*Asumirlo.* Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP. No requiere permiso especial de trabajo.	El líder del trabajo debe verificar: • ¿Qué puede salir mal o fallar? • ¿Qué puede causar que algo salga mal o falle? • ¿Qué podemos hacer para evitar que algo salga mal o falle?
	Muy bajo	Vigilar posibles cambios	No afecta la secuencia de las actividades.

Tabla 9.4 Decisiones y acciones para controlar el riesgo

CRITERIOS PARA DETERMINAR ALTO RIESGO

Para determinar la existencia de alto riesgo, la situación debe ser evaluada por un profesional competente en electrotecnia y basarse en los siguientes criterios:

a. Que existan condiciones peligrosas, plenamente identificables, especialmente carencia de medidas preventivas específicas contra los factores de riesgo eléctrico; equipos, productos o conexiones defectuosas; insuficiente capacidad para la carga de la instalación eléctrica; violación de distancias de seguridad; materiales combustibles o explosivos en lugares donde se pueda presentar arco eléctrico; presencia de lluvia, tormentas eléctricas y contaminación.

b. Que el peligro tenga un carácter inminente, es decir, que existan indicios racionales de que la exposición al factor de riesgo conlleve a que se produzca el accidente. Esto significa que la muerte o una lesión física grave, un incendio o una explosión, puede ocurrir antes de que se haga un estudio a fondo del problema, para tomar las medidas preventivas.

c. Que la gravedad sea máxima, es decir, que haya gran probabilidad de muerte, lesión física grave, incendio o explosión, que conlleve a que una parte del cuerpo o todo, pueda ser lesionada de tal manera que se inutilice o quede limitado su uso en forma permanente o que se destruyan bienes

importantes de la instalación o de su entorno.

d. Que existan antecedentes comparables, el evaluador del riesgo debe referenciar al menos un antecedente ocurrido con condiciones similares.

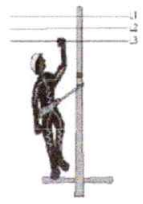
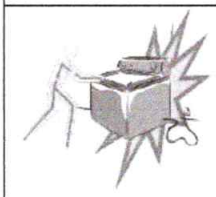
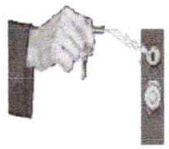
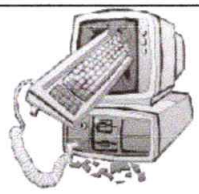
FACTORES DE RIESGO ELÉCTRICO MÁS COMUNES

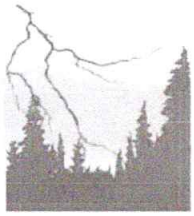
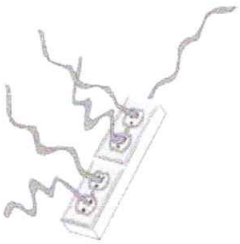
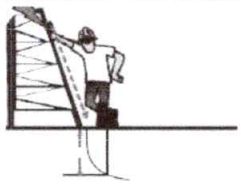
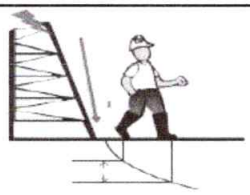
Por regla general, todas las instalaciones eléctricas tienen implícito un riesgo y ante la imposibilidad de controlarlos todos en forma permanente, se seleccionaron algunos factores, que al no tenerlos presentes ocasionan la mayor cantidad de accidentes.

El tratamiento preventivo de la problemática del riesgo de origen eléctrico, obliga a saber identificar y valorar las situaciones irregulares, antes de que suceda algún accidente. Por ello, es necesario conocer claramente el concepto de riesgo; a partir de ese conocimiento, del análisis de los factores que intervienen y de las circunstancias particulares, se tendrán criterios objetivos que permitan detectar la situación de riesgo y valorar su grado de peligrosidad. Identificado el riesgo, se han de seleccionar las medidas preventivas aplicables.

En la Tabla 9.5 RETIE se ilustran algunos de los factores de riesgo eléctrico más comunes, sus posibles causas y algunas medidas de protección.

	**ARCOS ELECTRICOS** **POSIBLES CAUSAS:** Malos contactos, cortocircuitos, aperturas de interruptores con carga, apertura o cierre de seccionadores con carga , apertura de transformadores de corriente, apertura de transformadores de potencia con carga si utilizar equipo extintor de arco, apertura de transformadores de corriente en secundarios con carga, manipulación indebida de equipos de medida, materiales o herramientas olvidadas en gabinetes, acumulación de óxido o partículas conductoras, descuidos en los trabajos de mantenimiento. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, mantener una distancia de seguridad, usar prendas acordes con el riesgo y gafas de protección contra rayos ultravioleta.
	**AUSENCIA DE ELECTICIDAD (EN DETERMINADOS CASOS)** **POSIBLES CAUSAS:** Apagón o corte del servicio, no disponer de un sistema interrumpido de potencia - UPS, no tener plantas de emergencia, no tener transferencia. Por ejemplo: Lugares donde se exijan plantas de emergencia como hospitales y aeropuertos. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Disponer de sistemas interrumpidos de potencia y de plantas de emergencia con transferencia automática.

	**CONTACTO DIRECTO** **POSIBLES CAUSAS:** Negligencia de Técnicos o impericia de no Técnicos, violación de las distancias mínimas de seguridad. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Establecer distancias de seguridad, interposición de obstáculos, aislamiento o recubrimiento de partes activas, utilización de interruptores diferenciales, elementos de protección personal, puesta a tierra, probar ausencia de tensión, doble aislamiento.
	**CONTACTO INDIRECTO** **POSIBLES CAUSAS:** Fallas de aislamiento, mal mantenimiento, falta de conductor de puesta a tierra. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Separación de circuitos, uso de muy baja tensión, distancias de seguridad, conexiones equipotenciales, sistemas de puesta a tierra, interruptores diferenciales, mantenimiento preventivo y correctivo.
	**CORTOCIRCUITO** **POSIBLES CAUSAS:** Fallas de aislamiento, impericia de los técnicos, accidentes externos, vientos fuertes, humedades, equipos defectuosos. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles.
	**ELECTRICIDAD ESTÁTICA** **POSIBLES CAUSAS:** Unión y separación constante de materiales como aislantes, conductores, sólidos o gases con la presencia de un aislante. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Sistema de puesta a tierra, conexiones equipotenciales, aumento de la humedad relativa, ionización del ambiente, eliminadores eléctricos y radiactivos, pisos conductivos.
	**EQUIPO DEFECTUOSO** **POSIBLES CAUSAS:** Mal mantenimiento, mala instalación, mala utilización, tiempo de uso, transporte inadecuado. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Mantenimiento predictivo, y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, caracterización del entorno electromagnético.

	**RAYOS** **POSIBLES CAUSAS:** Fallas en el diseño, construcción, operación, mantenimiento del sistema de protección. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Pararrayos, bajantes, puestas a tierra, equipotencialización, apantallamientos, topología de cableados. Además suspender actividades de alto riesgo, cuando se tenga personal al aire libre.
	**SOBRECARGA** **POSIBLES CAUSAS:** Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas, conexiones flojas, armónicos, no controlar el factor de potencia. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Uso de interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles bien dimensionados, dimensionamiento técnico de conductores y equipos, compensación de energía reactiva con banco de condensadores.
	**TENSIÓN DE CONTACTO** **POSIBLES CAUSAS:** Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de distancias de seguridad. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Puesta a tierra de baja resistencia, restricción de acceso, alta resistividad del piso, equipotencializar.
	**TENSIÓN DE PASO** **POSIBLES CAUSAS:** Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de áreas restringidas, retardo en el despeje de la falla. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Puesta a tierra de baja resistencia, restricción de acceso, alta resistividad del piso, equipotencializar.

NOTIFICACIÓN DE ACCIDENTES

En los casos de accidentes de origen eléctrico con o sin interrupción del servicio de energía eléctrica, que tengan como consecuencia la muerte, lesiones graves de personas o afectación grave de inmuebles por incendio o explosión, la persona que tenga conocimiento del hecho debe comunicarlo en el menor tiempo posible a la autoridad competente o a la empresa prestadora del servicio.

Las empresas responsables de la prestación del servicio público de energía eléctrica, deben dar cumplimiento a lo establecido en el inciso d) del artículo 4 de la Resolución 1348 de 2009 expedida por el Ministerio de la Protección Social, en lo referente al deber de investigar y reportar cualquier accidente o incidente ocurrido con su personal directo o de contratistas en sus redes eléctricas. Adicionalmente, deben reportar cada tres meses al Sistema Único de Información (SUI) los accidentes de origen eléctrico ocurridos en sus redes y aquellos con pérdida de vidas en las instalaciones de sus usuarios. Para ello, debe recopilar los accidentes reportados directamente a la empresa y las estadísticas del Instituto de Medicina Legal o la autoridad que haga sus veces en dicha jurisdicción, siguiendo las condiciones establecidas por la Superintendencia de Servicios Público Domiciliarios (SSPD) en su calidad de administrador de dicho sistema; el reporte debe contener como mínimo el nombre del accidentado, tipo de lesión, causa del accidente, lugar y fecha, y las medidas tomadas. Esta información será para uso exclusivo de las entidades de control, Ministerio del Trabajo, Ministerio de Salud y Protección Social y Ministerio de Minas y Energía. El incumplimiento de este requisito, el encubrimiento o alteración de la información sobre los accidentes de origen eléctrico, será considerado una violación al RETIE."

FACTOR DE RIESGO POR ARCOS ELÉCTRICOS

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica se pueden presentar quemaduras eléctricas por malos contacto , cortocircuitos.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Utilizar avisos de precaución, tableros bien cerrados y debidamente rotulados.

RIESGO A EVALUAR:	Electrocución o quemadura	por	Arcos Eléctricos	(al) o (en)	RED SECUNDARIA 480/277 V
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	x	REAL		FRECUENCIA

CONSECUENCIAS						E	D	C	B	A
	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 año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o mas muertes E5	Daño grave en infraestructura Interrupción regional.	Contaminación irreparable.	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	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	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve E2	Efecto menor	Local E2	2	BAJO	X	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto E1	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

FACTOR DE RIESGO POR AUSENCIA DE ELECTRICIDAD (DETERMINADOS CASOS)

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica se pueden presentar quemaduras eléctricas por malos contacto , cortocircuitos.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Utilizar avisos de precaución, tableros bien cerrados y debidamente rotulados.

RIESGO A EVALUAR:	Electrocución o quemadura	por	AUSENCIA	(al) o (en)	RED SECUNDARIA 480/277 V
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	x	REAL		FRECUENCIA				
				E	D	C	B	A
	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 año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Una o mas muertes E5	Daño grave en infraestructura Interrupción regional.	Contaminación irreparable.	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	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	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve E2	Efecto menor	Local E2	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto E1	Interna	1	X	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

FACTOR DE RIESGO POR CONTACTO DIRECTO

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación primaria en media tensión se pueden presentar electrocución por negligencia de técnicos y por violación de las distancias mínimas de a seguridad.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Establecer distancias de seguridad, utilizar elementos de protección personal, instalar puestas a tierra solidas.

RIESGO A EVALUAR:	Electrocución o quemadura:	por	Contacto directo	(al) o (en)	RED SECUNDARIA 480/277 V
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X	REAL		FRECUENCIA

							E	D	C	B	A
	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 año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Una o mas muertes E5	Daño grave en infraestructura. Interrupción	Contaminación irreparable.	Internacional	5		MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	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	3		BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve E2	Efecto menor	Local E2	2		BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto E1	Interna	1		MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

FACTOR DE RIESGO POR CONTACTO INDIRECTO

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica de media tensión se puede presentar electrocución por fallas de aislamiento, por falta de conductor de puesta a tierra o quemaduras por inducción al violar distancias de seguridad.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Establecer distancias de seguridad, utilizar elementos de protección personal, instalar puestas a tierra solidas, hacer mantenimiento preventivo y correctivo.

RIESGO A EVALUAR:	Quemaduras	por	Contacto indirecto	(al) o (en)	RED SECUNDARIA 480/277 V
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X	REAL		FRECUENCIA

							E	D	C	B	A
	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 año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Una o mas muertes E5	Daño grave en infraestructura. Interrupción	Contaminación irreparable.	Internacional	5		MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	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	3		BAJO	X	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve E2	Efecto menor	Local E2	2		BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto E1	Interna	1		MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

FACTOR DE RIESGO POR CORTOCIRCUITO

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica de media tensión se puede presentar electrocución por fallas de aislamiento, por falta de conductor de puesta a tierra o quemaduras por inducción al violar distancias de seguridad.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Establecer distancias de seguridad, utilizar elementos de protección personal, instalar puestas a tierra solidas, hacer mantenimiento preventivo y correctivo.

RIESGO A EVALUAR:	Quemaduras	por	Cortocircuitos	(al) o (en)	RED SECUNDARIA 480/277 V
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X	REAL		FRECUENCIA				
				E	D	C	B	A
CONSECUENCIAS	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 año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción	Contaminación irreparable.	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente E4	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	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve. E2	Efecto menor	Local	2	BAJO	X	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto E1	Interna E1	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

FACTOR DE RIESGO POR RAYOS

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica de media tensión se puede presentar electrocución por fallas de aislamiento, por falta de conductor de puesta a tierra o quemaduras por inducción al violar distancias de seguridad.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Instalar puestas a tierras solidas, equipotencialización.

RIESGO A EVALUAR:	Quemaduras, Electrocución	por	Rayos	(al) o (en)	Sistema de puesta a tierra
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X	REAL		FRECUENCIA

CONSECUENCIAS						E	D	C	B	A
	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 año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o mas muertes E5	Daño grave en infraestructura. Interrupción	Contaminación irreparable.	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	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	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	Sin efecto E1	Interna E1	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

FACTOR DE RIESGO POR SOBRECARGA

POSIBLES CAUSAS: En las instalaciones eléctricas de media tensión se pueden presentar incendios, daños a equipos, por corrientes nominales superiores de los equipos y conductores, instalaciones que no cumplen con normas técnicas y conexiones flojas.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Usar interruptores automáticos con relés de sobrecarga, dimensionamiento técnico de conductores y equipos

RIESGO A EVALUAR:	Incendio	por	Sobrecarga	(al) o (en)	Conductores, equipos y/o red secundaria
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X	REAL		FRECUENCIA

							E	D	C	B	A
	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 año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción	Contaminación irreparable.	Internacional	5		MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	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	3		BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve. E2	Efecto menor	Local	2		BAJO	X	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral) E1	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto E1	Interna E1	1		MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

FACTOR DE RIESGO POR TENSIÓN DE CONTACTO

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica de media tensión tensión se pueden presentar electrocución por falla de aislamiento en conductores y fallas a tierra.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Hacer puestas a tierra de baja resistencia y equipotencializar.

RIESGO A EVALUAR:	Electrocución	por	Tensión de contacto	(al) o (en)	Conductores y equipos
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X	REAL		FRECUENCIA				
				E	D	C	B	A
				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
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa				
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción	Contaminación irreparable.	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	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	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad) E2	Daños importantes Interrupción breve. E2	Efecto menor	Local	2	BAJO	X	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto E1	Interna E1	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

FACTOR DE RIESGO POR TENSIÓN DE PASO

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica interna y externas de baja tensión se pueden presentar electrocución por falla de aislamiento en conductores y fallas a tierra.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Hacer puestas a tierra de baja resistencia y equipotencializar.

RIESGO A EVALUAR:	Electrocución	por	Tensión de paso	(al) o (en)	Conductores y equipos
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X	REAL		FRECUENCIA				
				E	D	C	B	A
	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 año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura Interrupción regional.	Contaminación irreparable.	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	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	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad) E2	Daños importantes Interrupción breve. E2	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto E1	Interna E1	1	MUY BAJO	X	BAJO	BAJO	MEDIO

FACTOR DE RIESGO POR ELECTRICIDAD ESTÁTICA

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica interna y externas de baja tensión se pueden presentar electrocución por falla de aislamiento en conductores y fallas a tierra.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Hacer puestas a tierra de baja resistencia y equipotencializar.

RIESGO A EVALUAR:	Electrocución	por	Electricidad estática	(al) o (en)	biente o manipulación de equi
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X	REAL		FRECUENCIA

CONSECUENCIAS						E	D	C	B	A
	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 año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura Interrupción regional.	Contaminación irreparable.	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	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	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad) E2	Daños importantes Interrupción breve. E2	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral) E1	Daños leves, No Interrupción E1	Sin efecto E1	Interna E1	1	X	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

FACTOR DE RIESGO POR EQUIPO DEFECTUOSO

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica primaria externa se pueden presentar quemaduras eléctricas por malos contactos, cortocircuitos o contactos con equipos energizados a través de equipos defectuosos.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Utilizar guantes dieléctricos de clase clase 2 para media tensión y gafas de protección ultravioleta; además de ropa de dotación hecha a base de algodón. Efectuar mantenimiento a los equipos utilizados.

RIESGO A EVALUAR:	Electrocución o quemaduras	por	Equipo defectuoso	(al) o (en)	biente o manipulación de equi
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X	REAL		FRECUENCIA

						E	D	C	B	A
	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 año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura Interrupción	Contaminación irreparable.	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	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	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad) E2	Daños importantes Interrupción breve. E2	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral) E1	Daños leves, No Interrupción E1	Sin efecto E1	Interna E1	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

B. ANALISIS DE NIVEL DE RIESGO POR RAYOS

Se calcula el riesgo por descargas atmosféricas teniendo en cuenta que la edificación NO POSEE un sistema de apantallamiento desde la etapa inicial, para determinar el nivel de riesgo sin ninguna protección con el fin de identificar el NIVEL adecuado.

Se parametriza la hoja de cálculo tomando como referencia, ninguna medida de protección.

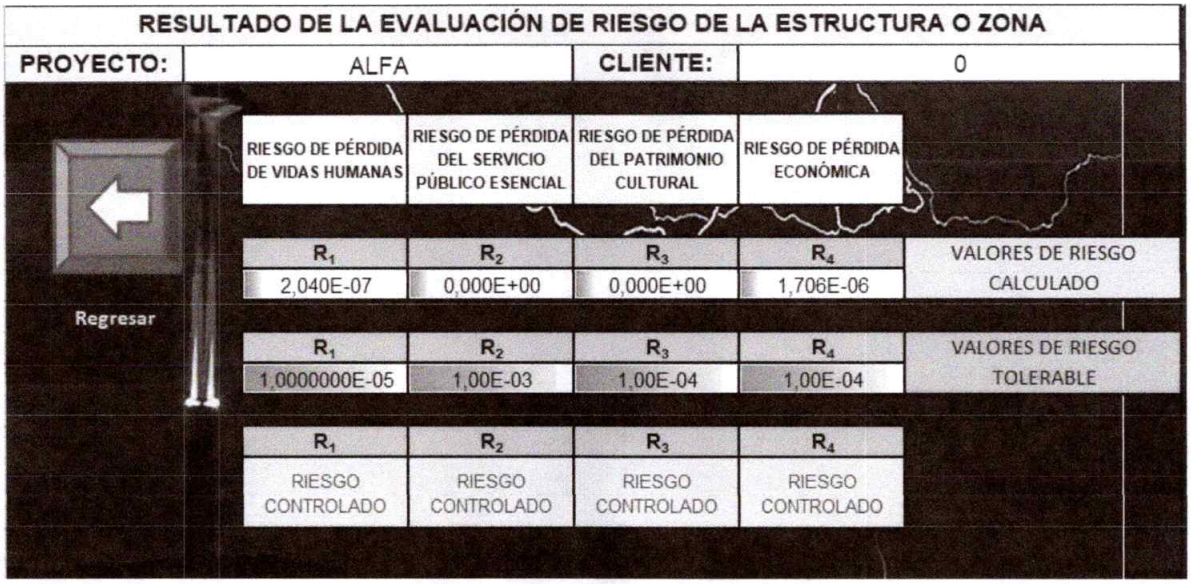
DIMENSIONES DE LA ESTRUCTURA A PROTEGER			CARACTERÍSTICAS DEL ENTORNO		
Largo de la estructura **L** (m)	14		Seleccione la localización de la estructura a ser protegida.	Rodeada de objetos o árboles de igual altura o r	
Ancho de la estructura **W** (m)	13		Ambiente donde están las acometidas de la estructura.	Rural	
Altura máxima de la estructura **H** (m)	5		Seleccione el tipo de piso en la estructura a proteger	Prado, concreto.	
Marque si la estructura posee parte sobresaliente.	☐	Ejemplo de dimensiones de estructura	Ingrese la resistividad del suelo ρ (Ωm)	13,86	
Altura máxima de la estructura **Hp** (m)	5		Densidad de rayos a tierra (Rayos/km²-año) **DDT**	2	Mapas de DDT

CARACTERÍSTICAS DE LAS ESTRUCTURAS ADYACENTES DE DONDE PROVIENEN LAS ACOMETIDAS DE SERVICIOS					
ACOMETIDA DE POTENCIA (se asume una sola acometida de potencia)			ACOMETIDAS DE COMUNICACIONES (Si hay acometidas por diferentes rutas, tome los valores de la más expuesta)		
Marque si la estructura a proteger tiene una estructura adjacente de donde proviene la acometida de potencia	☐	Ejemplo de estructura adyacente	Marque si la estructura a proteger tiene una estructura adjacente de donde proviene la acometida de comunicaciones	☐	Ejemplo de estructura adyacente
Longitud de la estructura adjacente **La** (m)	NA		Longitud de la estructura adjacente **La** (m)	NA	
Ancho de la estructura adjacente **Wa** (m)	NA		Ancho de la estructura adjacente **Wa** (m)	NA	
Altura de la estructura adjacente **Ha** (m)	NA		Altura de la estructura adjacente **Ha** (m)	NA	
Seleccione la localización de la estructura adjacente	Rodeada de objetos o árboles de igual altura o n		Seleccione la localización de la estructura adjacente	Aislada: sin otros objetos en las proximidades (3h	
Seleccione la forma de instalación de la acometida de potencia	Acometida subterránea		Ingrese el número de acometidas de comunicaciones	1	
Seleccione el tipo de acometida de potencia	Acometida con Transformador		Seleccione la forma de instalación de la acometida de comunicaciones	Acometida subterránea con puesta a tierra en los	
Ingrese la longitud de la acometida de potencia (m)	10		Ingrese la longitud de la acometida de comunicaciones (m)	49	

ACCIONES PREVENTIVAS FRENTE AL RIESGO POR RAYO					
Medidas tomadas frente a descargas eléctricas por tensiones de paso o de contacto por rayos en la estructura o en las acometidas de servicios.	Sin medidas de protección	☑	Seleccione el nivel de protección de la estructura	Seleccione las características de la acometida de potencia	
	Avisos de advertencia	☐	Estructura no protegida	Acometida subterránea apantallada con la pantalla conectada a la misma tierra de	
	Aislamiento eléctrico de bajantes expuestas	☐	Seleccione el SPI en la estructura.	Seleccione las características de la acometida de telecomunicaciones	
	Equipotencialización efectiva a nivel del suelo	☐	Sistema de protección interno coordinado en Nivel III ó I	Acometida aérea apantallada con la pantalla conectada a la misma tierra de los ec	
	Refuerzos estructurales como bajantes o restricciones físicas	☐	**Marque la casilla si la estructura a proteger posee paredes y techos metálicos con un espesor mayor o**	**Ingrese el menor valor de tensión soportable al impulso tipo rayo en kV, del sistema a proteger (BIL equipos) Uw**	2000
Tipo de cableado	Con pantalla metálica o canalizaciones metálicas puesta a tierra en ambos extremos				

FACTORES PARA EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS			
FACTORES ASOCIADOS A PÉRDIDAS DE VIDAS HUMANAS			
Seleccione el uso de la estructura		Seleccione el riesgo por fuego o explosión en la estructura	
Industrial, comercial, oficinas		Riesgo Bajo de fuego (Estructuras que almacenen material combustible en pequeñas cantidades	
Seleccione la medida de prevención para reducir las consecuencias por fuego		Seleccione la situación especial de peligro	
Sin medida de prevención		Sin situación especial de peligro o riesgo.	
Daños a las personas debidos a fallas en los equipos eléctricos y	Sistemas eléctricos o electrónicos críticos para la seguridad. Ej. Ascensore	**El daño físico a la estructura involucra estructuras alrededor o el medio ambiente como emisiones químicas o radiactivas o derrames de**	○ Si ● No
FACTORES PARTICULARES ASOCIADOS A LA PÉRDIDA DE SERVICIOS ESENCIALES		FACTORES PARTICULARES ASOCIADOS A LA PÉRDIDA DE HERENCIA CULTURAL	
Seleccione el tipo de servicio público que no se debería perder.	No existen servicios esenciales	**Existe herencia cultural irreemplazable en la edificación a proteger?**	○ Si ● No
FACTORES PARTICULARES ASOCIADOS A LAS PÉRDIDAS ECONÓMICAS			
Clasificación de la estructura en relación con los bienes perdidos por daño a la infraestructura.	Hospitales, industrias, museos, agricultura.	**Hay presencia de animales mayores en el lugar a proteger**	○ Si ● No
Clasificación de la estructura en relación con los bienes perdidos por falla en los sistemas eléctricos y	Hospitales, industrias, oficinas, hoteles, centros comercia	**Tipo de suelo donde pueden permanecer animales que podrían estar en riesgo.**	Prado, concreto.

A partir de esta información se evalúa el nivel de riesgo.



RESULTADO DE LA EVALUACIÓN DE RIESGO DE LA ESTRUCTURA O ZONA			
PROYECTO:	ALFA	CLIENTE:	0

RIESGO DE PÉRDIDA DE VIDAS HUMANAS	RIESGO DE PÉRDIDA DEL SERVICIO PÚBLICO ESENCIAL	RIESGO DE PÉRDIDA DEL PATRIMONIO CULTURAL	RIESGO DE PÉRDIDA ECONÓMICA	
R_1	R_2	R_3	R_4	VALORES DE RIESGO CALCULADO
2,040E-07	0,000E+00	0,000E+00	1,706E-06	
R_1	R_2	R_3	R_4	VALORES DE RIESGO TOLERABLE
1,0000000E-05	1,00E-03	1,00E-04	1,00E-04	
R_1	R_2	R_3	R_4	
RIESGO CONTROLADO	RIESGO CONTROLADO	RIESGO CONTROLADO	RIESGO CONTROLADO	

Regresar

De acuerdo al análisis no se presentan riesgos, por lo cual no requiere un sistema de apantallamiento.

C. CUADROS DE CARGA Y FACTOR DE POTENCIA THD.

- CUADROS DE CARGA:

SAN PABLO DE BORBUR							
	KWH MES	HORAS MES (PROMEDIO	KWH	KWH*DIA	KWH ANUAL	CARGA INSTALADA SISTEMA	APORTE
SEDE ALCALDIA	1658	360	4,61	55,3	19896,0	5,0	33%
COLISEO SANTA BARBARA	1300	360	3,61	43,3	15600,0	4,3	36%
PLAZA DE MERCADO	1402	360	3,89	46,7	16824,0	4,3	31%
COLISEO CENTRO	1745	360	4,85	58,2	20940,0	4,9	30%
CONCEJO MUNICIPAL	465	360	1,29	15,5	5580,0	1,9	40%
EDIFICIO PLANTA CACAO	151	360	0,42	5,0	1812,0	1,2	87%
		12 HORAS DE USO PICO					

D. ANALISIS DE COORDINACION DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO

NO APLICA, SISTEMA EXISTENTE.

E. ANALISIS DE CORTOCIRCUITO Y FALLA A TIERRA.

NO APLICA, SISTEMA EXISTENTE.

F. ANALISIS NIVEL DE TENSION.

Tomando como base las condiciones del proyecto, se verifica que el nivel de tensión requerido por el usuario es de 120V-2'8v, correspondiente a Nivel de conexión N° 1 baja tensión MT TITULO 9 RETIE.

G. CALCULO CAMPOS ELECTROMAGNETICOS

NO APLICA, En atención a lo expresado en el artículo 3.3.3.2 del RETIE "Cálculo y medición de campos electromagnéticos". La densidad de flujo magnético se debe calcular para corrientes mayores a 1kA y debe medirse sobre conductos y conductores que estén ubicados hasta 100 cm de lugares de trabajo continuo o en zonas de circulación de público, en el proyecto los conductores vienen del cuarto eléctrico a una profundidad de 1.5m y no se tiene esa densidad de corriente en circulaciones.

H. CALCULO DE TRANSFORMADORES

NO APLICA, NO SE TIENEN TRANSFORMADORES.

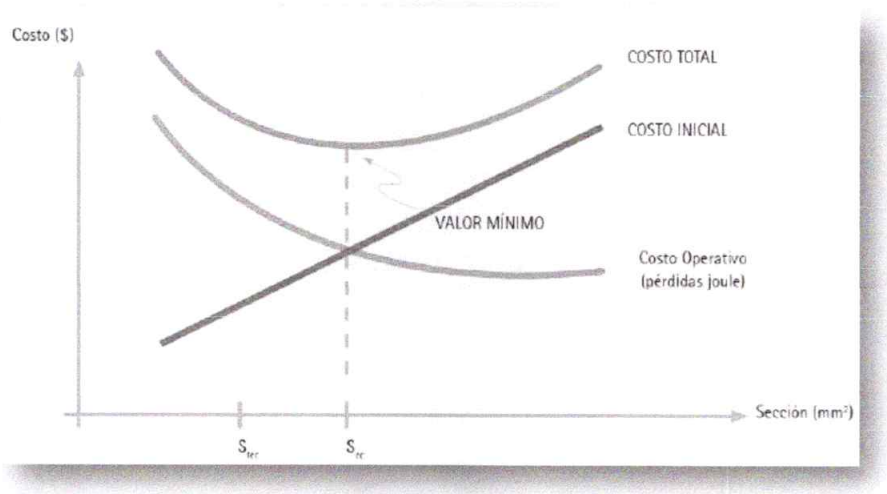
I. CALCULO SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

NO APLICA, SISTEMA EXISTENTE.

J. CALCULO ECONOMICO DE CONDUCTORES

CÁLCULO ECONÓMICO DE CONDUCTORES ELÉCTRICOS

Costo de Inversión Vs Costo de Operación



Costo de Inversión

$$Costo_{Inversión} = Costo_{Suministro} + Costo_{Instalación}$$

Costo de Operación

$Costo_{Operación}$: *Costo de pérdidas Joule durante la vida útil del conductor*

$$P_{Joule} = P_{J1} + P_{Jh}$$

$$P_{Jh} = R_h * {I_h}^2 * \Delta t$$

$$R = \rho \frac{l}{S}$$

Costo Total

$$Costo_{Total} = Costo_{Inversión} + Costo_{Operación}$$

$$Costo_{Total} = C_{Inversión} + I_{max}^2 * R * l * F$$

$$R(S) = \frac{\rho_{20} * [1 + \alpha_{20} * (T_m - 20)] * 10^6}{S}$$

Magnitud Financiera

$$F = N_P * N_C * (t * P + D)\frac{Q}{(1 + i/100)}$$

$$Q = \frac{1 - r^N}{1 - r}$$

$$r = \frac{(1 + \frac{a}{100})^2 * (1 + \frac{b}{100})}{(1 + \frac{i}{100})}$$

Cálculo de Sección Económica

$$S_\$ = 100 * \sqrt{\left[\frac{I^2 * F * \rho_{20} * [1 + \alpha_{20} * (T_m - 20)]}{A}\right]}$$

$$T_m = \frac{(T - T_a)}{3} + T_a$$

SECCIÓN Y CALIBRE ECONÓMICO

Acometida				Longitud	Corriente Máx por Conductor	Sección Técnica		Sección Económica		% CT S_{Eco}/S_{Tec}
Ref	Protección	Material	# Cond	[m]	[A]	[mm2]	[AWG]	[mm2]	[AWG]	%
INVERSOR	32	Cu	1	10	32,00	5,52	10	53,5	1/0	31

K. VERIFICACION DE CORTO CIRCUITO DE CONDUCTORES

La verificación de la protección de los conductores se realiza a partir de la estimación de la corriente de corto circuito máxima admisible por el conductor cuya fórmula se expone a continuación:

Formula Aplicada

$$I_{cc} = A\sqrt{\frac{0,0297 \log\left[\frac{T_2 + 234}{T_1 + 234}\right]}{t}}$$

Donde:

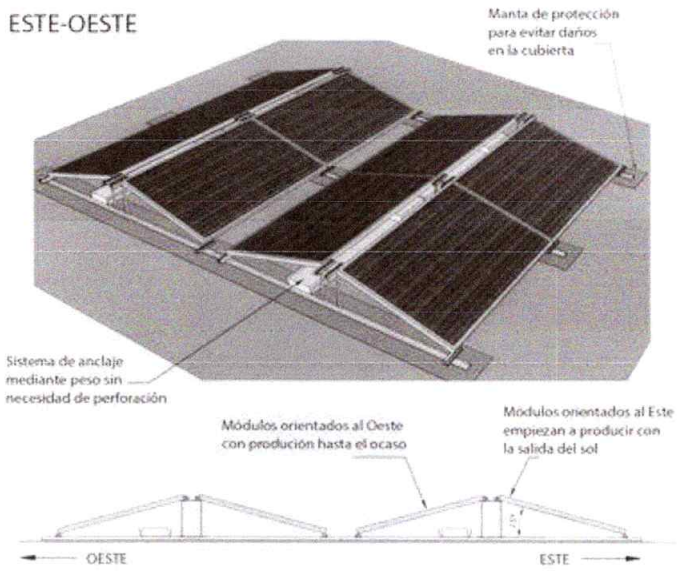
Icc: Corriente de Corto Circuito
A: Área del Conductor en MCM
t: Tiempo de Corto Circuito en seg.
T1: Temperatura de operación del cable
T2: Temperatura Max. De Corto Circuito

Calculo de Corriente máxima de Corto Circuito

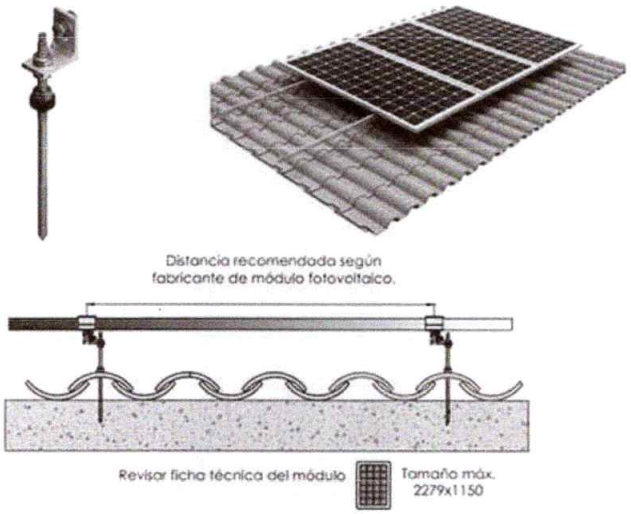
Calibre del Cable:	10	
Área:	10380	CMIL
Frecuencia:	60	Hz
Duración del Corto C:	30	Ciclos
	0,50	Seg
Temp. De Operación:	90	°C
Temp. Max Corto C:	250	°C
Corriente de CC:	**1,06**	**kA**

L. CALCULO MECANICO DE ESTRUCTURAS

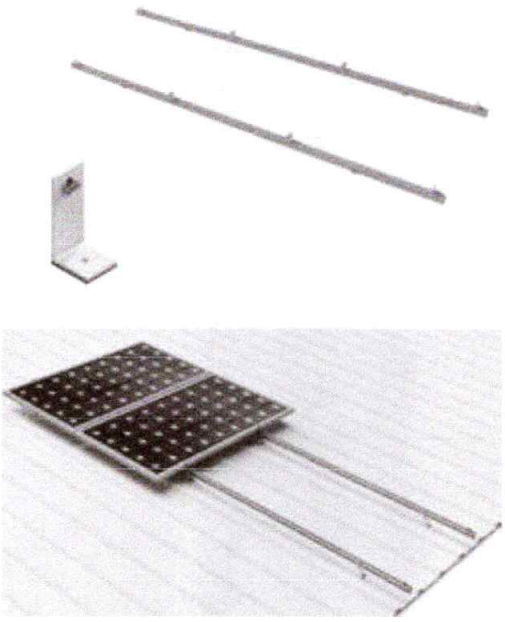
SE DEBE VALIDAR CON EL COMPONENTE ESTRUCTURAL EL PESO Y RESISTENCIA MECANICA DE LAS CUBIERTAS.



DISEÑO TIPICO PARA MONTAJE DE PANELES EN EL EDIFICIO PLANTA DE CACAO Y PLAZA DE MERCADO



DISEÑO TIPICO PARA MONTAJE DE PANELES EN EL EDIFICIO ALCALDIA Y CONCEJO



DISEÑO TIPICO PARA MONTAJE DE PANELES EN COLISEOS

M. CÁLCULO Y COORDINACION DE PROTECCIONES

CARACTERISTICAS CIRCUITOS SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS SAN PABLO DE BORBUR														
TABLERO		Tipo de circuito	longitud	Tipo de red	N.Fases	Tensión	Factor de potencia	Potencia aparente	Corriente nominal	Factor corriente protección	Corriente Ajustada	Protección		
			[m]			[V]	atraso	[kVA]	[A]		[A]	[A]		
SSFV AL	SISTEMA SOLAR ALCALDIA	Alimentador	10,0 m	FN+T	3	208 V	0,9	5,00 kVA	13,9 A	1,25	17,3 A	3	X	30 A
SSFV CSB	SISTEMA SOLAR COLISEO SANTA B	Alimentador	10,0 m	FN+T	3	208 V	0,9	4,30 kVA	11,9 A	1,25	14,9 A	3	X	30 A
SSFV PLZ	SISTEMA SOLAR PLAZA	Alimentador	10,0 m	FN+T	3	208 V	0,9	4,30 kVA	11,9 A	1,25	14,9 A	3	X	30 A
SSFV CC	SISTEMA SOLAR COLISEO CENTRO	Alimentador	10,0 m	FN+T	3	208 V	0,9	5,00 kVA	13,9 A	1,25	17,3 A	3	X	30 A
SSFV CJ	SISTEMA SOLAR CONSEJO	Alimentador	10,0 m	FN+T	1	120 V	0,9	2,20 kVA	18,3 A	1,25	22,9 A	1	X	30 A
SSFV ASCB	SISTEMA SOLAR ASOCACABO	Alimentador	10,0 m	FN+T	1	120 V	0,9	1,20 kVA	10,0 A	1,25	12,5 A	1	X	30 A

N. CALCULO DE CANALIZACIONES

CARACTERISTICAS CIRCUITOS SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICO					SELECCIÓN CALIBRE CONDUCTORES												SELECCIÓN CANALIZACIÓN								
TABLERO		Tipo de circuito	longitud	Tipo de red	# conductores	Fase		Neutro		Tierra		cond. Tierra mínimo	Tipo de condutor	Capacidad corriente coductor tabla 310.16 NTC2050			Cond. Fases	Cond. Neutro	Cond. tierra	Σ Secc.Cond	tipo de ducto		Secc.int.ducto	% llenado	EVALUACIÓN CRITERIO %<40%
			[m]			AWG	mm²	AWG	mm²	AWG	mm²	AWG-Cu					[mm²]	[mm²]	[mm²]	[mm²]	material	diametro	[mm²]		NTC 2050
SSFV AL	SISTEMA SOLAR ALCALDIA	Alimentador	10,0 m	FFN+T	1	10	5,26	10	5,26	12	3,31	10	Cobre	30 A	60°C	CUMPLE	15,55	15,55	11,64	73,85	EMT	Ø 3/4"	344,04	21,5%	CUMPLE
SSFV CSB	SISTEMA SOLAR COLISEO SANTA B	Alimentador	10,0 m	FFN+T	1	10	5,26	10	5,26	12	3,31	10	Cobre	30 A	60°C	CUMPLE	15,55	15,55	11,64	73,85	EMT	Ø 3/4"	344,04	21,5%	CUMPLE
SSFV PLZ	SISTEMA SOLAR PLAZA	Alimentador	10,0 m	FFN+T	1	10	5,26	10	5,26	12	3,31	10	Cobre	30 A	60°C	CUMPLE	15,55	15,55	11,64	73,85	EMT	Ø 3/4"	344,04	21,5%	CUMPLE
SSFV CC	SISTEMA SOLAR COLISEO CENTRO	Alimentador	10,0 m	FFN+T	1	10	5,26	10	5,26	12	3,31	10	Cobre	30 A	60°C	CUMPLE	15,55	15,55	11,64	73,85	EMT	Ø 3/4"	344,04	21,5%	CUMPLE
SSFV CJ	SISTEMA SOLAR CONSEJO	Alimentador	10,0 m	FN+T	1	10	5,26	10	5,26	12	3,31	10	Cobre	30 A	60°C	CUMPLE	15,55	15,55	11,64	42,75	EMT	Ø 3/4"	344,04	12,4%	CUMPLE
SSFV [illegible]	SISTEMA SOLAR ASOCACABO	Alimentador	10,0 m	FN+T	1	10	5,26	10	5,26	12	3,31	10	Cobre	30 A	60°C	CUMPLE	15,55	15,55	11,64	42,75	EMT	Ø 3/4"	344,04	12,4%	CUMPLE

O. CALCULOS DE PERDIDAS DE ENERGIA

CARACTERISTICAS CIRCUITOS SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICO					IÓN CALIBRE CONDUC			PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA														
TABLERO		Tipo de circuito	longitud	Tipo de red	# conductores	Fase		curva de consumo	Potencia promedio	Potencia pico	Factor de carga	Factor de perdidas	Resistencia Cond.Fases R c.a (75°C)	Perdidas de potencia	% perdidas	Evaluación perdidas de potencia	Σ Cu	k	P_E	$\%P_E$	Evaluación perdidas de energía
			[m]			AWG	mm²		%	%	%	%	[Ω/Km]	[kW]	Pp %				[kWh-dia]		
SSFV AL	SISTEMA SOLAR ALCALDIA	Alimentador	10,0 m	FFN+T	1	10	5,26	Op.continua	100,0%	100,0%	100,0%	100%	3,9400	22,767	0,51%	CUMPLE	24,000	1,000	0,025	0,51%	CUMPLE
SSFV CSB	SISTEMA SOLAR COLISEO SANTA B	Alimentador	10,0 m	FFN+T	1	10	5,26	Op.continua	100,0%	100,0%	100,0%	100%	3,9400	16,839	0,44%	CUMPLE	24,000	1,000	0,022	0,44%	CUMPLE
SSFV PLZ	SISTEMA SOLAR PLAZA	Alimentador	10,0 m	FFN+T	1	10	5,26	Op.continua	100,0%	100,0%	100,0%	100%	3,9400	16,839	0,44%	CUMPLE	24,000	1,000	0,022	0,44%	CUMPLE
SSFV CC	SISTEMA SOLAR COLISEO CENTRO	Alimentador	10,0 m	FFN+T	1	10	5,26	Op.continua	100,0%	100,0%	100,0%	100%	3,9400	22,767	0,51%	CUMPLE	24,000	1,000	0,025	0,51%	CUMPLE
SSFV CJ	SISTEMA SOLAR CONSEJO	Alimentador	10,0 m	FN+T	1	10	5,26	Op.continua	100,0%	100,0%	100,0%	100%	3,9400	26,446	1,34%	CUMPLE	24,000	1,000	0,038	1,34%	CUMPLE
SSFV [illegible]	SISTEMA SOLAR ASOCACABO	Alimentador	10,0 m	FN+T	1	10	5,26	Op.continua	100,0%	100,0%	100,0%	100%	3,9400	7,868	0,73%	CUMPLE	24,000	1,000	0,021	0,73%	CUMPLE

P. CALCULO DE REGULACION

CARACTERISTICAS CIRCUITOS SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICO					CIÓN CALIBRE CONDUC			CAIDAS DE TENSIÓN											
TABLERO		Tipo de circuito	longitud	Tipo de red	# conductores	Fase		Momento	Resistencia Rc.a (75°C)	Reactancia inductiva XL (75°C)	Impedancia conductores (75°C)	KG	K	f.s.	Caida tensión fase-neutro	Caida tensión fase-fase	Regulación Parcial	Regulación Acumulada	EVALUACIÓN CRITERIO
			[m]			AWG	mm²	[kVA-m]	[Ω/Km]	[Ω/Km]	[Ω/Km]		[%/kVA-m]		[ΔV_{LN}]	[ΔV_{LN}]	[%ΔV]	[%ΔV]	NTC 2050
SSFV AL	SISTEMA SOLAR ALCALDIA	Alimentador	10,0 m	FFN+T	1	10	5,26	50,000	3,940	0,207	3,637	363,71	8,4067E-03	1	0,5 V	0,9 V	0,42%	0,42%	CUMPLE
SSFV CSB	SISTEMA SOLAR COLISEO SANTA B	Alimentador	10,0 m	FFN+T	1	10	5,26	43,000	3,940	0,207	3,637	363,71	8,4067E-03	1	0,4 V	0,8 V	0,36%	0,36%	CUMPLE
SSFV PLZ	SISTEMA SOLAR PLAZA	Alimentador	10,0 m	FFN+T	1	10	5,26	43,000	3,940	0,207	3,637	363,71	8,4067E-03	1	0,4 V	0,8 V	0,36%	0,36%	CUMPLE
SSFV CC	SISTEMA SOLAR COLISEO CENTRO	Alimentador	10,0 m	FFN+T	1	10	5,26	50,000	3,940	0,207	3,637	363,71	8,4067E-03	1	0,5 V	0,9 V	0,42%	0,42%	CUMPLE
SSFV CJ	SISTEMA SOLAR CONSEJO	Alimentador	10,0 m	FN+T	1	10	5,26	22,000	3,940	0,207	3,637	363,71	2,5220E-02	6	0,7 V	--	3,33%	3,33%	CUMPLE
SSFV ASCB	SISTEMA SOLAR ASOCACABO	Alimentador	10,0 m	FN+T	1	10	5,26	12,000	3,940	0,207	3,637	363,71	2,5220E-02	6	0,4 V	--	1,82%	1,82%	CUMPLE

Q. CLASIFICACION DE AREAS.

En las instalaciones contempladas en el capítulo 5 del código eléctrico colombiano, se describe y se relaciona los lugares peligrosos divididos en 3 clases.

- Clase I " GASES,VAPORES Y LIQUIDOS", este grupo se subdivide en 4 grupos:
  - Grupo A: Contenido de acetileno.
  - Grupo B: Contenido de Hidrogeno.
  - Grupo C: Contenido de Etileno.
  - Grupo D: Contenido de gasolina, gas natural, propano, butano.

- Clase II "Polvos Combustibles"
  - Grupo E: Polvos de metales.
  - Grupo F: Derivados del Carbón.
  - Grupo G: Productos Químicos.

- Clase III "Fibras y partículas en el aire de fácil ignición".

Estas 3 clases de lugares se pueden considerar en dos divisiones de riesgo:

- División 1: En esta división se consideran los lugares que en condiciones normales del ambiente y funcionamiento existe una alta concentración del material inflamable.
- División 2: Se consideran los lugares que en condiciones normales de funcionamiento se tiene el material inflamable en contenedores y envases adecuados.

EN ESTE PROYECTO NO SE TIENE AREAS QUE SE ENCUENTREN COMO CLASIFICADAS.

R. DIAGRAMAS UNIFILARES

- Los Diagramas se encuentran en el PLANO SERIE 3 y Cuadros de Carga ANEXO

S. ELABORACION DE PLANOS

- Los planos se encuentran como ANEXO

T. ESPECIFICACIONES COMPLEMENTARIAS

- Las especificaciones se encuentran como ANEXO

U. DISTANCIAS DE SEGURIDAD REQUERIDAS

Para este ítem se deben tener en cuenta los requerimientos del RETIE.

Las redes de MT son subterráneas por lo cual las distancias de seguridad conforme a distribución en media tensión solo son aplicables a redes aéreas. Con base en lo establecido por el RETIE TITULO 10 "Distancias de seguridad" junto con las recomendaciones consignadas en la NFPA-70e "Seguridad Eléctrica en Lugares de Trabajo", se deberán contar con los suficientes espacios de trabajo de tal modo que el montaje, operación y manteniendo de los equipos, sean posibles y de forma segura.

DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES		
Descripción	**Tensión nominal entre fases (kV)**	**Distancia (m)**
Distancia vertical "**a**" sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas y siempre que el propietario o tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control tanto de la instalación como de la edificación (Figura 13.1).	44/34,5/33	3,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	3,8
	<1	0,45
Distancia horizontal "**b**" a muros, balcones, salientes, ventanas y diferentes áreas independientemente de la facilidad de accesibilidad de personas. (Figura 13.1)	66/57,5	2,5
	44/34,5/33	2,3
	13,8/13,2/11,4/7,6	2,3
	<1	1,7
Distancia vertical "**c**" sobre o debajo de balcones o techos de fácil acceso a personas, y sobre techos accesibles a vehículos de máximo 2,45 m de altura. (Figura 13.1)	44/34,5/33	4,1
	13,8/13,2/11,4/7,6	4,1
	<1	3,5
Distancia vertical "**d**" a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular. (Figura 13.1) para vehículos de más de 2,45 m de altura.	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5

Igualmente, en instalaciones construidas bajo criterio de la norma **IEC 60364**, para tensiones mayores de **1 kV**, se deben tener en cuenta y aplicar las distancias de la **IEC 61936 -1**.

Únicamente se permite el paso de conductores por encima de construcciones (distancia vertical "**a**") cuando el tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control, tanto de la instalación eléctrica como de las modificaciones de la edificación o estructura de la planta. Entendido esto como la administración, operación y mantenimiento, tanto de la edificación como de la instalación eléctrica.

En ningún caso se permitirá el paso de conductores de redes o líneas del servicio público, por encima de edificaciones donde se tenga presencia de personas.

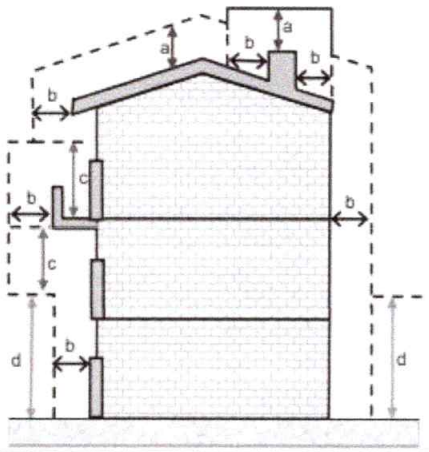
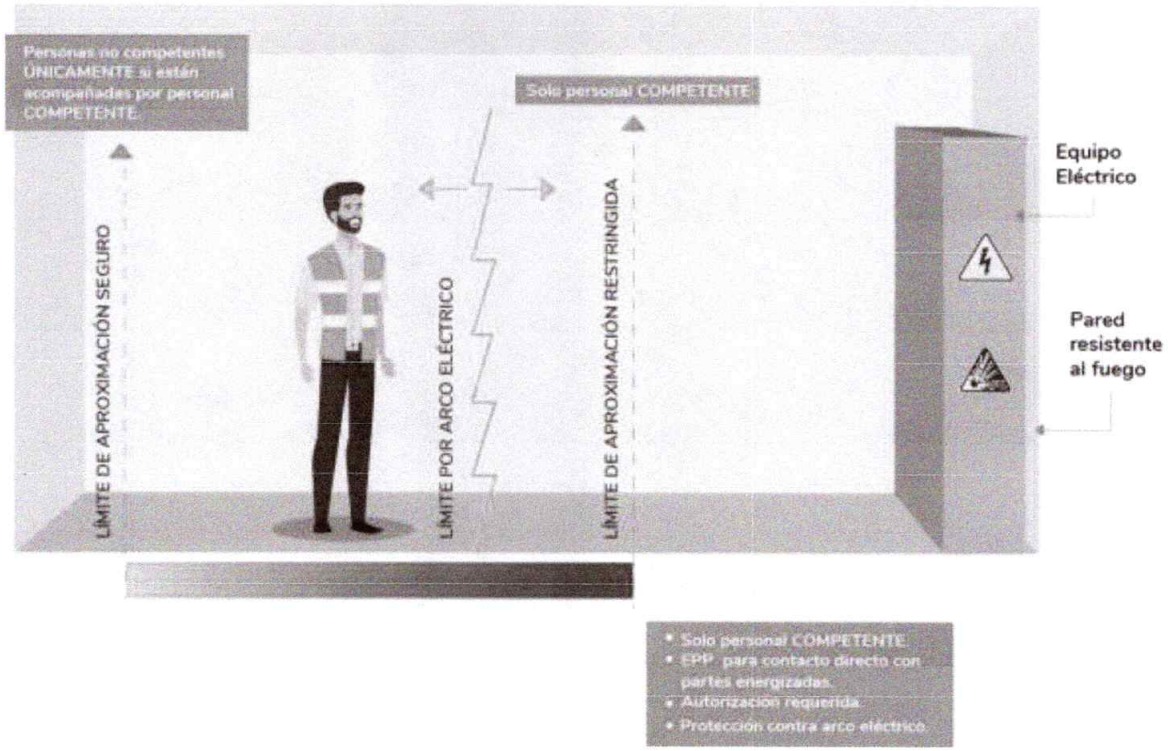


Figura 13.1. Distancias de seguridad en zonas con construcciones

Demarcar con pinturas reflectivas las zonas acercamiento seguro alrededor de los equipos albergados en la subestación.

El lugar donde se construirá la subestación eléctrica se deberán prever los espacios (Incluyendo los accesos) suficientes para el montaje, operación y mantenimiento de equipos y demás componentes, de tal manera que se garantice la seguridad tanto de las personas como de la misma instalación.



DISTANCIAS DE SEGURIDAD	Equipos de media tensión (VL = 11,4KV)	Equipos de baja tensión (VL = 208 V)
	Parte fija expuesta	Parte fija expuesta
Límite de aproximación seguro [m]	1.5 m	1.0 m
Límite de aproximación restringida (m)	70 cm	Evitar
Incluye movimientos involuntarios.		contacto

Para actividades de mantenimiento como cambio de interruptores o partes de él, intervenciones sobre transformadores de corriente, mantenimiento de barrajes, instalación y retiro de medidores, apertura de condensadores, medición de tensión y corriente, entre otras; deben cumplirse procedimientos seguros como los establecidos en la NFPA 70 E o IEC 60364.

a. Fijar etiquetas donde se indique el nivel de riesgo y el equipo requerido.
b. Realizar una correcta señalización del área de trabajo y de las zonas aledañas a ésta.
c. Tener un entrenamiento apropiado para trabajar en tensión, si es el caso.
d. Tener un plano actualizado y aprobado por un profesional competente.
e. Tener una orden de trabajo firmada por la persona que lo autoriza.
f. Usar equipos de protección personal certificados para el nivel de tensión y energía incidente involucrados, los cuales no deben tener nivel de protección menor al establecido en el RETIE.

Nivel mínimo de protección.

NIVEL MINIMO DE PROTECCION TERMICA NFPA70E	
CATEGORIA	NIVEL MINIMO DE PROTECCION Cal/cm3
0	prenda normal de algodón.
1	4
2	8
3	25
4	40

h. Las personas no calificadas, no deben sobrepasar el límite de aproximación seguro.
i. El límite de aproximación restringida debe ser señalizado ya sea con una franja visible hecha con pintura reflectiva u otra señal que brinde un cerramiento temporal y facilite al personal no autorizado identificar el máximo acercamiento permitido.
j. Cumplir las distancias mínimas de aproximación a equipos energizados del RETIE según corresponda, las cuales son adaptadas de la NFPA 70 e IEEE 1584. Estas distancias son barreras que buscan prevenir lesiones al trabajador y son básicas para la seguridad eléctrica.

V. DESVIACIONES TECNICAS

- No se tienen desviaciones, se utilizaron los lineamientos del RETIE y se complementaron con la NTC 2050 Segunda Edición 2020..

Vertex N

N-type i-TOPCon BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE

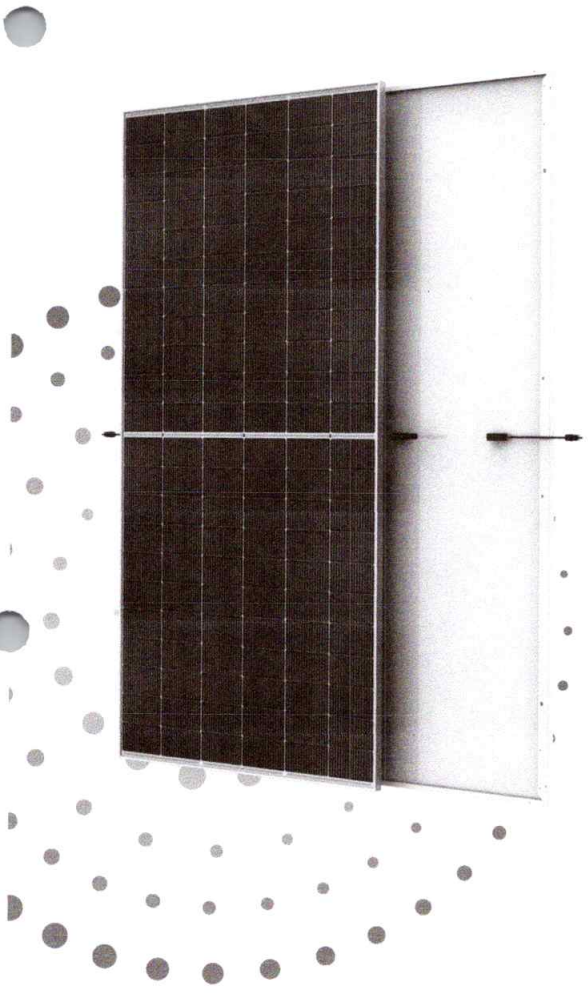
PRODUCT: TSM-NE19R

POWER RANGE: 595-625W

625W
MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

23.1%
MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Standardized module size with flagship module power, 30W higher compared with conventional technology
- Low Voltage design with higher string power, effectively reducing BOS (Balance of System) and LCOE (Levelized Cost of Energy) by 1%~5%
- Suitable for all scenario, especially C&I, residential, and ground applications
- Higher container space utilization effectively reduces the freight cost
- Excellent compatibility with existing mainstream system components

High power up to 625W

- Up to 23.1% module efficiency, on 210 innovative platform
- Patented i-TOPCon technology with continuous efficiency improvement, including contact resistance reduction, rear reflection enhancement and edge quality repairment

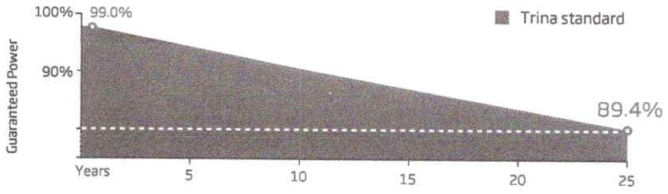
High reliability

- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology and high-density packaging
- Reduced risks of hot-spot with half-cut technology
- Certified high resistance against salt, ammonia, sand, PID, LID, LeTID
- Sustainable in harsh environments and extreme weather conditions

High energy yield

- Excellent low irradiation performance, validated by 3rd party
- Lower temperature coefficient (-0.29%/°C)

Trina Solar's Backsheet Performance Warranty



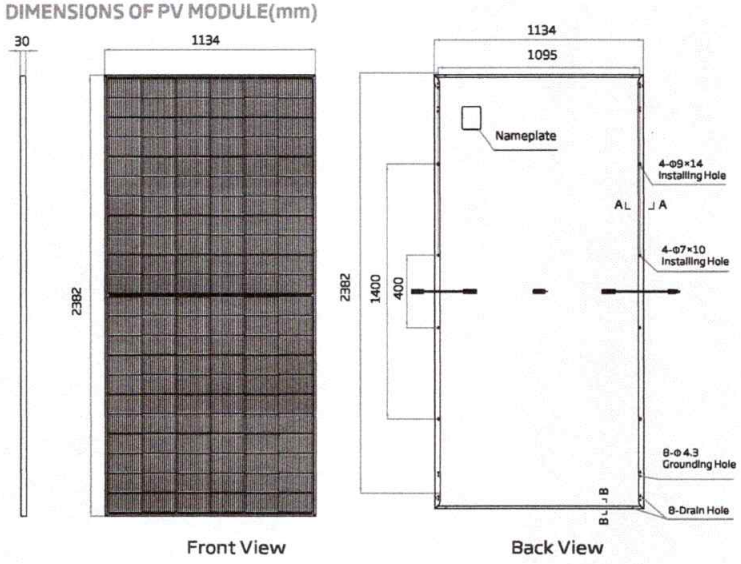
Comprehensive Products and System Certificates

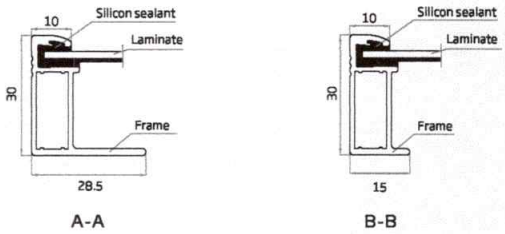
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

Trinasolar

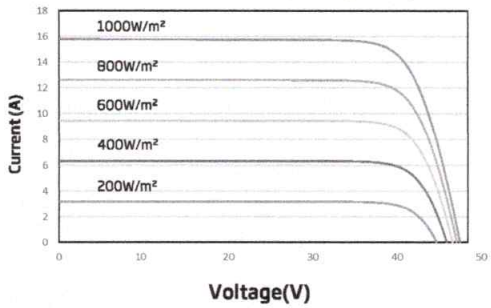
Vertex N-type i-TOPCon backsheet MONOCRYSTALLINE MODULE

DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)

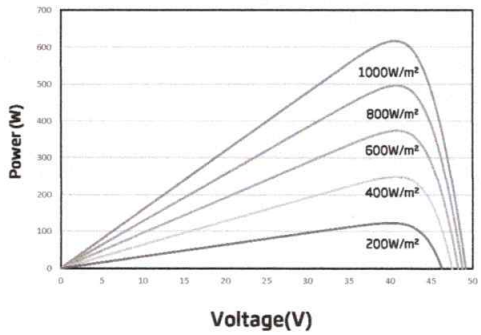




I-V CURVES OF PV MODULE(610W)



P-V CURVES OF PV MODULE(610 W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-PMAX (Wp)*	595	600	605	610	615	620	625
Power Tolerance-PMAX (W)	0 ~ +5						
Maximum Power Voltage-VMPP (V)	40.0	40.3	40.5	40.8	41.1	41.4	41.6
Maximum Power Current-IMPP (A)	14.89	14.91	14.94	14.96	14.98	14.99	15.00
Open Circuit Voltage-Voc (V)	48.1	48.4	48.7	49.0	49.3	49.6	49.8
Short Circuit Current-Isc (A)	15.76	15.80	15.83	15.86	15.89	15.91	15.93
Module Efficiency η m (%)	22.0	22.2	22.4	22.6	22.8	23.0	23.1

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-PMAX (Wp)	454	459	462	466	470	474	477
Maximum Power Voltage-VMPP (V)	37.6	37.9	38.1	38.3	38.6	38.8	39.0
Maximum Power Current-IMPP (A)	12.07	12.11	12.13	12.16	12.19	12.20	12.21
Open Circuit Voltage-Voc (V)	45.7	46.0	46.2	46.5	46.8	47.1	47.3
Short Circuit Current-Isc (A)	12.69	12.73	12.75	12.78	12.80	12.82	12.84

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	N-type i-TOPCon Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2382×1134×30 mm (93.78×44.65×1.18 inches)
Weight	27.9kg (61.51 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Backsheet	White
Frame	30mm(1.18 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²) Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4 Plus / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of PMAX	- 0.29%/°C
Temperature Coefficient of Voc	- 0.24%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	30A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty

25 year Power Warranty

1% first year degradation

0.4% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 36 pieces

Modules per 40' container: 720 pieces

Trinasolar

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2024 Trina Solar Co.,Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Version number: TSM_EN_2024_A

www.trinasolar.com

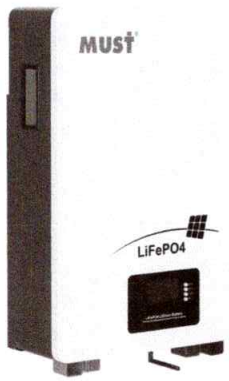
MUST
Solar Power System

LITHIUM IRON PHOSPHATE (LIFEPO4) BATTERY

LP1600 Series

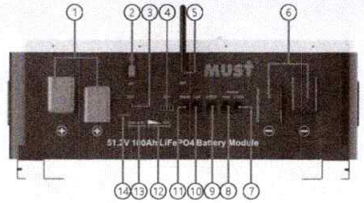
2.56~10.24KWH | WIFI

The LP1600 Series offers a versatile and reliable power solution. Combine up to 15 units for energy capacities ranging from 2560Wh to 10240Wh. With WiFi Remote Monitoring, stay connected and in control. Whether it's wall-mounted convenience, stacked-mounting (up to 5 units) for space efficiency, or rack-mounted for industrial power management, this series offers seamless adaptability.



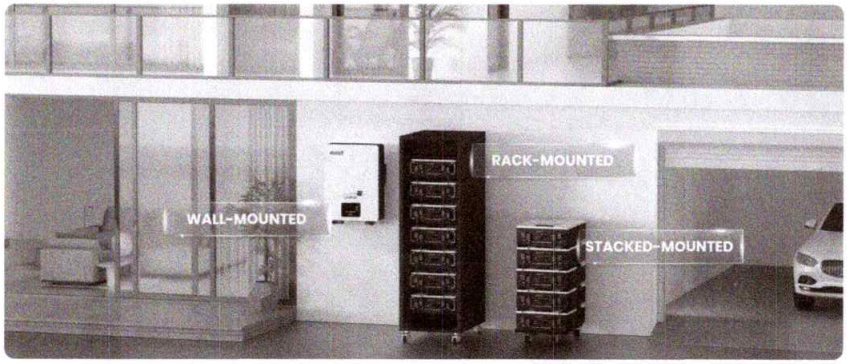
- 3-in-1: Wall-mounted, Stacked-mounted, Rack-mounted(optional)
- Large capacity, high power output
- Safest lithium iron phosphate battery cell with high energy density
- Modular design: supports up to 15 units in parallel
- IP21 protection for both indoor use
- Support CAN & RS485 communication with mainstream inverters
- Local monitoring via LCD monitor
- Built-in WiFi Smart BMS Module

Back panel description



1. BAT+
2. Start buttons
3. RST port
4. DRY port
5. WiFi
6. BAT-
7. Parallel output port
8. Parallel input port
9. RS232 communication port
10. CAN communication port
11. RS485 communication port
12. SOC indicator
13. Status indicator
14. ON/OFF indicator

Installation method



Technical Data		LP16-24100	LP16-24200	LP16-48100	LP16-48200
Nominal Voltage		25.6V		51.2V	
Nominal Capacity		100Ah	200Ah	100Ah	200Ah
Nominal energy		2560Wh	5120Wh	5120Wh	10240Wh
Life Cycles		6000 cycles @ 80% DOD, 25°C			
Recommended Charge Voltage		29.2V		58.4V	
Recommended Charge Current		20A	40A	20A	40A
End Of Discharge Voltage		22V		44V	
Standard Method	Charge	20A	40A	20A	40A
	Discharge	50A	100A	50A	100A
Maximum Continuous Current	Charge	100A	150A	100A	150A
	Discharge	100A	150A	100A	150A
BMS Cut-Off Voltage	Charge	29.2 V (3.65V/Cell)		58.4 V (3.65V/Cell)	
	Discharge	22.0V (2s) (2.75V/Cell)		44.0V (2.75V/Cell)	
Temperature	Charge	0 ~ 45°C			
	Discharge	-10 ~ 55°C			
Storage Temperature		-5~35°C			
Shipment voltage		≥25.6V		≥51.2V	
Module Parallel		Up to 15 units			
Communication		CAN2.0/RS232/RS485			
Case Material		SPPC			
Machine Dimension (H*W*D) (mm)		485.5*442*177	486.5*442*250	625.5*442*177	686.5*442*250
Package Dimension (W*H*D) (mm)	carton box	557*547*227	557*547*300	688*557*227	non
	wooden box	555*565*340	555*565*410	696*565*335	759*569*391
N.W (kg)		27	44	45	80
G.W (kg)	carton box	30	48	48	non
	wooden box	40	57	58	97

* Variations in dimensions and weights may occur due to production batches.

Charge Retention And Capacity Recovery Capability	Standard charge the battery, and then put aside at room temperature for 28d or 55°C for 7d, Charge retention rate≥90%, Recovery rate of charge≥90
Certification & Standards	CE-EMC (EN 61000-6-3: 2007+A1: 2011+AC: 2012 EN IEC 61000-6-1: 2019) IEC62619-1:2018; IEC62619:2022, IEC62619:2017; UN38.3 / MSDS

New Energy · New Life · New Future

YOUR TRUSTED POWER OF CHOICE

Advanced Solar energy system Solutions

SNADI®

FOSHAN SNAT ENERGY ELECTRICAL TECHNOLOGY CO;LTD

Web Site: www.snadisolar.com
Tel: 0757-81816130
Fax: 0757-81816130
E-Mail: exportdept@snadi.com.cn
Address: Xiadong economic development zone , Pingzhou, Nanhai district, Foshan City

SNADI®

Safe
Renewable
Reliable
Efficient



Off Grid
Solar Product
Manufacturer

-Since 2010

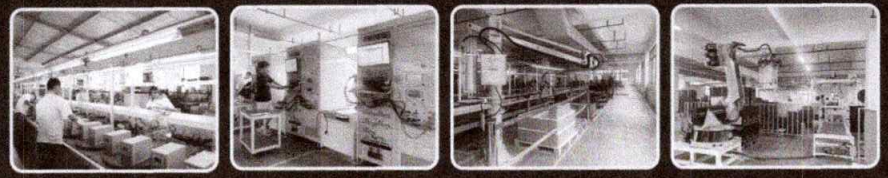
PRODUCT
CATALOGUE

COMPANY PROFILE

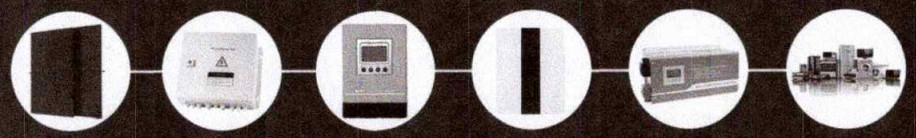
Foshan SNAT Energy(SNADI Solar) Electrical Technology Co., LTD. was established in 2010, specialized in R&D and manufacturing of solar power system products, is a high-tech enterprise certificated.

SNADI's main products include:
Solar inverter, Solar charge Controller, UPS, Solar power system,
Lithium energy storage battery, Lead-acid gel battery, etc

- 25000㎡ — Production Space
- 2 — Factories
- 200+ — Employees
- 10+ — Automatic Production Lines
- 26+ — Million USD Investment



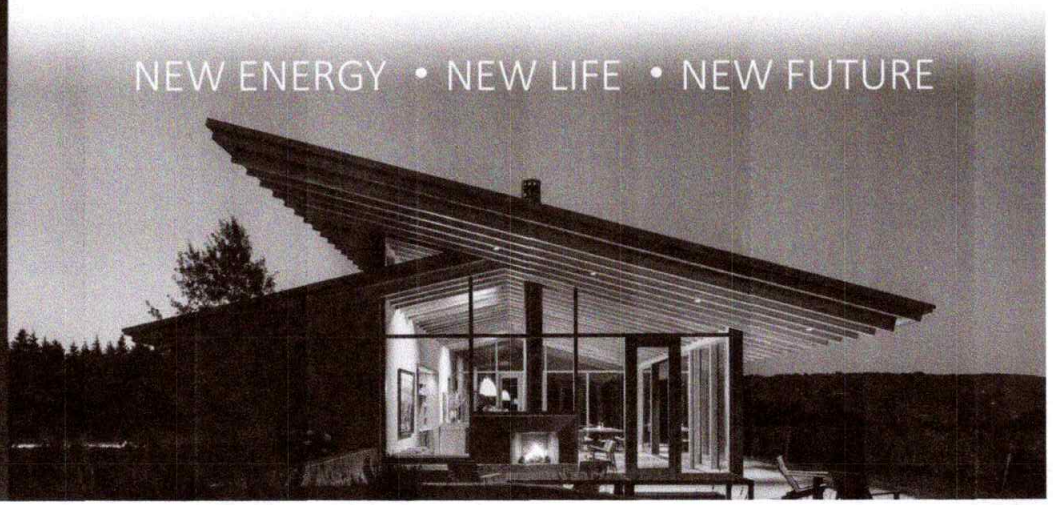






CONTENTS

AL Solar Power System	01/02
Power Inverter Series	03/07
Solar Controller Series	08/09
Solar Inverter Series	10/14
PV Combiner Box	15/16
LiFePO4 Lithium Battery Bank	17/18
Solar Power Generator & Stacked Lithium Battery System	19/20
Case Show	21/22

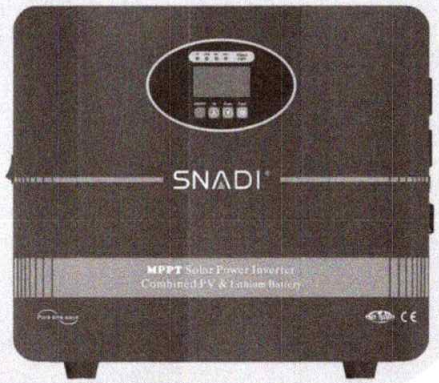


AL Solar Power System

(AL-S600、AL-S1200、AL-S2200、AL-S3500、AL-S5000)

MAIN FEATURES

- Overcharge protection and overdischarge protection for a longer battey life
- LCD and LEDS for visualization of operation status of the equipment
- Solar array and battery connrnon-anode systern input;



Product Specifications

	Model:AL	AL-S600	AL-S1200	AL-S2200	AL-S3500	AL-S5000
Inverter	Battery Voltage	12.8V	25.6V			
	In-built Battery Specification	50AH/12.8V	50AH/25.6V	100AH/25.6V	75AH/51.2V	100AH/51.2V
	Rated Power	600W	1200W	2200W	3500W	5000W
	Output Voltage	110/220VAC				
	Output Frequency	50/60Hz				
	Output Waveform	Pure Sine Wave				
	Input Voltage Range	72-138/145-275VAC		85-138/170-275VAC		
	Input Frequency	45-65Hz				
MPPT Charge	Maximum Photovoltaic Voltage	≤100V	≤100V		≤150V	
	PV Input Range Voltage	18-100V	35-100V		60-150V	
	Rated Charge Current	MPPT 30A				60A(MAX.)
	Maximum Power	420Wp	840Wp		1600Wp	3000Wp
	Voltage Of Floating Charge	14.2V	28.4V		56.8V	
	MPPT Efficiency	≥97%			≥99%	
DC Output	Voltage Of High-voltage Protection	16V	32V		64V	
	Voltage Of High Voltage Recovery	14.5V	29V		58V	
	Voltage Of Low Voltage Recovery	13V	26V		52V	
	Voltage Of Low Voltage Protection	11.2V	22.4V		44.8V	
	5VDC USB Output Port	2 Units/MAX 2A				
	12VDC Output Port	2DC Ports/MAX 2A				
Other	Heat Dissipation/Cooling	Temperature Control By Intelligent Exhaust Fan				
	Ambient Temperature For Operation	-20-+50℃				
	Ambient Temperature For Storage	-25 -+55℃				
	Operation/Storage Conditions	0-90% (no condensation)				
	External Dimensions: DxWxH (mm)	460*182*397	485*202*406	540*229*464	577*350*644	627*405*664
	Packing Dimensions: DxWxH (mm)	527*267*470	552*277*477	570*310*535	665*450*825	715*505*845

All In One Solar Energy System

LiFePO4 Battery Inbuilt (Solar Generator)

(2KW、3KW、4KW、5KW、6KW)

MAIN FEATURES

- Combined solar inverter, MPPT Solar charge controller,and LiFePo4 ithium battery
- Simple installation and free maintenance to user
- Pure sine wave inverter power supply stable electricity to house applicances



Product Specifications

	Model:ALP	2KW	3KW	4KW	5KW	6KW
Inverter	Battery/System Voltage	51.2VDC/48VDC				
	Built-in LiFePO4 Lithium	100AH/150AH/200AH*51.2V				
	Rated Power	2000W	3000W	4000W	5000W	6000W
	Input Voltage (VAC)	85-138VAC/170-275VAC				
	Input Frequency (Hz)	45-65				
	Output Voltage (VAC)	110/220				
	Output Frequency (Hz)	50/60				
	Output Wave	Pure Sine Wave				
MPPT Solar Input	MPPT Voltage Range	60VDC-150VDC				
	PV Power	1500W		3000W		
	Rated Charge Current	30A (Max.)		60A (Max.)		
	MPPT Efficiency	≥99%				
	Floating Charge Voltage	57.6VDC				
	Maximum Power	3200Wp				
DC Output	Low Voltage Recovery Voltage	57.6VDC				
	Low Voltage Protection Voltage	53.6VDC				
	5VDC USB Output	2PCS/Max.2A				
	12VDC Output Ports	2PCS/Max.2A				
Other Parameters	Operating Ambien Temperature	-20℃-50℃				
	Storage Ambient Temperature	-25℃-55℃				
	Operating/Storage Ambient	0-90% No Condensation				
	Heat Dissipation/Cooling	Temperature Control By Intelligent Exhaust Fan				
	Display	Digital LCD				
	Packing Dimensions: DxWxH (mm)	620*420*580				

FT Series Pure Sine Wave Inverter With Charger

(1KW、1.5KW、2KW、3KW、4KW、5KW、6KW、8KW、10KW)

MAIN FEATURES

- Pure sine wave output for compatibility with loads of different types
- Visualization of operation status of the equipment through a digital LCD
- A wide range of input voltage, accurate output and automatic voltage stabilization



Product Specifications

Model:FT		1KW	1.5KW	2KW	3KW	4KW	5KW	6KW	8KW	10KW
Rated Power		1000W	1500W	2000W	3000W	4000W	5000W	6000W	8000W	10000W
Battery	Rated Voltage	12VDC/24VDC/48VDC				24VDC/48VDC		48VDC/96VDC		
	Charge Current	30A (default) -CO-C6								
	Battery Type	U0-U7								
Input	Voltage Range	85-138VAC/170-275VAC								
	Frequency	45-65Hz								
	Product Size:L*W*H(mm)	486*247*179				555*307*189		653*332*260		
	Package Size: L*W*H(mm)	550*310*230				640*370*240		715*365*310		
Output	Voltage Range	110VAC/220VAC; ±5%(Inversion mode)								
	Frequency	50/60Hz±1%(Inversion mode)								
	Output Wave	Pure Sine Wave								
	Conversion Time	<10ms(Typical load)								
	Efficiency	>85% (80% resistive load)								
	Overload	110-120%/30S; >160%/300ms;								
	Protection Function	Battery overvoltage protection, battery undervoltage protection, overload protection, short circuit protection, overtemperature protection, etc.								
	Operation Of Ambient Temperature	0-40℃								
	Ambient Temperature For Storage	-15-+50℃								
	Operation/Storage Ambient	0-90% No Condensation								

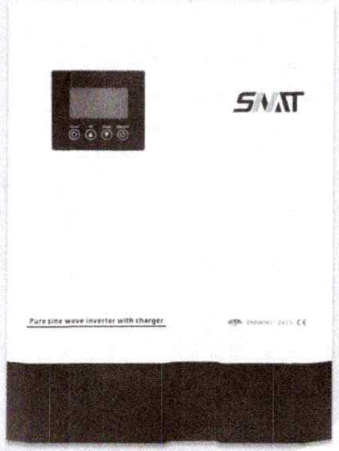
P.S. We keep the right to change without any information

FT Pro Series Pure Sine Wave Inverter With Charger

(3KW、4KW、5KW、6KW)

MAIN FEATURES

- Comptible to Lead acid battery & Lithium battery
- Adjustable LCD screen to set charging current and voltage based on your battery



Product Specifications

Model:FT		3KW	4KW	5KW	6KW
Rated Power		3000W	4000W	5000W	6000W
Battery	Rated Voltage	12VDC/24VDC/48VDC	24VDC/48VDC		48VDC/96VDC
	Charge Current	30A (default) -CO-C6			
	Battery Type	U0-U7			
Input	Voltage Range	85-138VAC/170-275VAC			
	Frequency	45-65Hz			
	Product Size:L*W*H(mm)	486*247*179	555*307*189		
	Package Size: L*W*H(mm)	550*310*230	640*370*240		
Output	Voltage Range	110VAC/220VAC; ±5%(Inversion mode)			
	Frequency	50/60Hz±1%(Inversion mode)			
	Output Wave	Pure Sine Wave			
	Conversion Time	<10ms(Typical load)			
	Efficiency	>85% (80% resistive load)			
	Overload	110-120%/30S; >160%/300ms;			
	Protection Function	Battery overvoltage protection, battery undervoltage protection, overload protection, short circuit protection, overtemperature protection, etc.			
	Operation Of Ambient Temperature	0-40℃			
	Ambient Temperature For Storage	-15-+50℃			
	Operation/Storage Ambient	0-90% No Condensation			

P.S. We keep the right to change without any information

FT-B Series Pure Sine Wave Inverter With Charger

(0.3KW、0.5KW、0.7KW、1KW)

MAIN FEATURES

- Pure sine wave output for compatibility with loads of different types
- Visualization of operation status of the equipment through a digital LCD
- A wide range of input voltage, accurate output and automatic voltage stabilization



Product Specifications

Model:FT-B		0.3KW	0.5KW	0.7KW	0.7KW	1KW
Rated Power		300W	500W	700W	700W	1000W
Battery	Rated Voltage	12VDC/24VDC		24VDC	12VDC	12VDC/24VDC
Input	Voltage Range	73-138VAC/145-275VAC				
	Frequency	45-65Hz				
	Product Size:L*W*H(mm)	302*122*188			316*149*215	
	Package Size: L*W*H(mm)	375*195*260			410*215*280	
Output	Voltage Range	110VAC/220VAC, ±5%(Inversion mode)				
	Frequency	50/60Hz±1%(Inversion mode)				
	Output Wave	Pure Sine Wave				
	Conversion Time	<10ms(Typical load)				
	Efficiency	>85% (80% resistive load)				
	Overload	110-120%/30S; >160%/300ms;				
	Protection Function	Battery overvoltage protection, battery undervoltage protection, overload protection, short circuit protection, overtemperature protection, etc				
	Operation Of Ambient Temperature	0-40℃				
	Ambient Temperature For Storage	-15-+50℃				
	Operation/Storage Ambient	0-90% No Condensation				

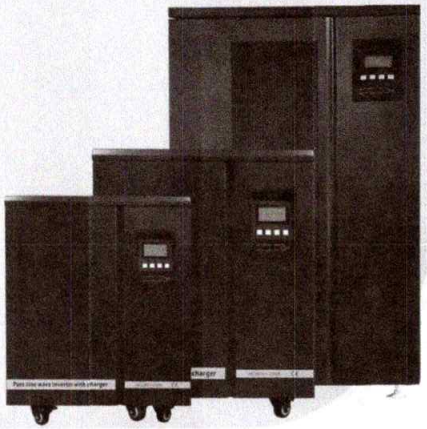
P.S We keep the right to change without any information

SN Single-phase IGBT Low Frequency Inverter

(6KW、8KW、10KW、12KW、15KW、20KW、30KW)

MAIN FEATURES

- A wide range of input frequency, which realizes stable operation of fuel generators
- A power-on test function, which can avoid the faults because of hazards of the inverter
- Overall automatic protection and alarms such as output overload protection

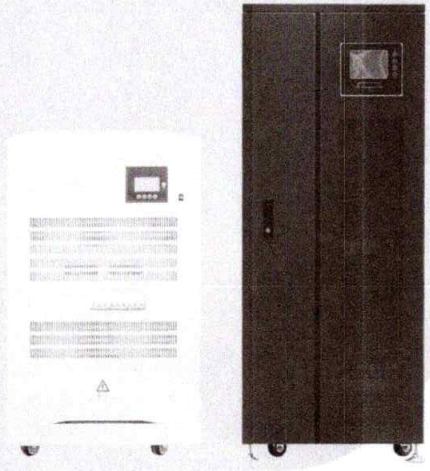


Product Specifications

Model:SN-		6KW	8KW	10KW	12KW	15KW	20KW	30KW
Rated Power		6KW	8KW	10KW	12KW	15KW	20KW	30KW
Battery	Rated Voltage	96VDC/192VDC				192VDC		
	Charge Current	10A-20A						
	Low Voltage Protection	84VDC/168VDC				168VDC		
Input	Voltage Range	88-132VAC/176-264VAC						
	Frequency	45-65Hz						
Output	Voltage Range	110VAC/220VAC, ±5%(Inversion mode)						
	Frequency	50/60Hz±1%(Inversion mode)						
	Output Wave	Pure Sine Wave						
	Conversion Time	<10ms(Typical load)						
	Efficiency	>85% (100% Resistive Load)			>90% (100% Resistive Load)			
	Overload	110-120%/30S; >160%/300ms;						
	Protection Function	Battery overvoltage protection, battery undervoltage protection, overload protection, short circuit protection, overtemperature protection, etc						
	Operation Of Ambient Temperature	0-40℃						
	Ambient Temperature For Storage	-15-+50℃						
	Operation/Storage Ambient	0-90% No Condensation						
	Product Dimensions:DxWxH(mm)	638*260*750					690*370*810	740*720*1340
	Gross Weight (KG)	80	90	110	130	150	170	227

TP Three-phase IGBT Low Frequency Inverter

(10KW、20KW、30KW、50KW、60KW、80KW、100KW、150KW、200KW)



MAIN FEATURES

- Intelligent battery charge
- Efficient IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) inversion technology
- Suitability for industrial applications such as machine tools and wire cutters

Product Specifications

Model:TP-		TP-10KW	TP-20KW	TP-30KW	TP-50KW	TP-60KW	TP-80KW	TP-100KW	TP-150KW	TP-200KW
Rated Power		10KW	20KW	30KW	50KW	60KW	80KW	100KW	150KW	200KW
Working methods and principles		PWM (pulse width modulation) based on DSP accurate control technology and double built-in MCUs Complete isolation of the output power supply								
AC Input	Phase	Three phase N+G								
	Voltage	AC220V/AC380V±20%								
	Frequency	50Hz/60Hz±5%								
DC Input	DC voltage	DC192V/DC220V/DC240V/DC384V			DC384V					
	Floating battery	13.6V of each battery x battery quantity [13.6V x 16 batteries = 217.6V]								
	Cut-off voltage	10.8V of each battery x battery quantity [10.8V x 16 batteries =172.8V]								
AC Output	Phase	Three phase N+G								
	Voltage	AC220V/AC380V ± 1% (steady load)								
	Frequency	50Hz/60Hz±5%(mains) 50Hz±0.5% (battery)								
	Efficiency	≥90% (Load100%)								
	Output wave form	Sine wave								
	Total harmonic distortion	Linear load<3% Non-linear loads<5%								
	Dynamic load voltage	<±5% (From 0 to 100%)								
	Instant recovery time	<100ms								
	Battery and mains switching	3S-5S			<4ms					
	Unbalanced voltage	<±3% <±1% (Unbalanced load voltage)								
	Overload	120%, 20s; > 150%, 100ms			125%,20s; >150%,1s					
System Specifications	Working efficiency	≥90% (load: 100%)								
	Computer communication	RS232/485 (SNMP Remote Monitoring Network Adapters)								
	Operating temperature	0-40℃								
	Relative humidity (no condensation)	0-90% (no condensation)								
	Noise from the machine 1M	40-50dB			50-60dB					
Structure	Dimensions:D×W×H(mm)	580*750*920			608*728*1475		1138*795*1725		1138*945*1725	
	Weight (Kg)	180	220	300	470	620	680	730	954	980

CM-MPPT Solar Charge Controller

(12-48V/30A、40A、50A、60A、80A、100A)



MAIN FEATURES

- High precision and high effciency with DSP chip control
- Display technology parameter with 7 inch touch screen
- RS485 remote communication and data transmission(optional)

Product Specifications

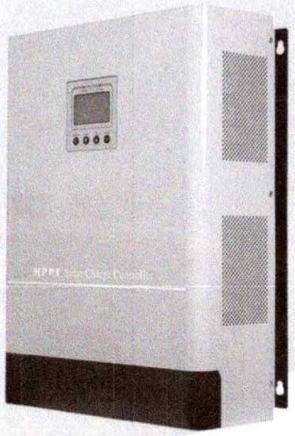
Model:CM-			30A	40A	50A	60A	80A	100A
Charging Mode			MPPT Automatic Maximum Power Point Tracking					
Charging Method			Three stages: Constant Current (MPPT), Balanced Charging, Floating Charge					
System Type		12V/24V/48V	Automatic Identification/Manual Setting					
System Identification Voltage Range		12V System	DC9V-DC15V					
		24V System	DC18V-DC30V					
		48V System	DC36V-DC60V					
Soft Start Time		12V/24V/48V	≤10s					
Dynamic Response Recovery Time		12V/24V/48V	≤500us					
Static Power		12V/24V/48V	≤2W					
Machine Efficiency		12V/24V/48V	≥96.5%					
PV Module Utilization		12V/24V/48V	≤99%					
Input Characteristics								
MPPT Operating Voltage Range		12V System	DC18V-DC150V					
		24V System	DC34V-DC150V					
		48V System	DC65V-DC150V					
Maximum Solar Panel Input Power		12V System	420W	570W	700W	900W	1100W	1400W
		24V System	840W	1130W	1400W	1700W	2200W	2800W
		48V System	1650W	2270W	2800W	3400W	4400W	5600W
Output Characteristics								
Optional Battery Type (Default is lead-acid maintenance- free battery)		12V/24V/48V	Lead-acid maintenance-free Battery, Gel Battery, Lithium Battery (Can also be customized for other types of battery)					
Current Limiting Protection		12V/24V/48V	32A	42A	52A	62A	82A	102A
Temperature Coefficient		12V/24V/48V	± 0.02%/℃					
Temperature Compensation		12V/24V/48V	14.2V-(Maximum Temperature -25℃)*0.3					
Output Regulation Accuracy		12V/24V/48V	≤±15%					
Protection	Input Low Voltage Protection		Reference Input Characteristics					
	Input High Voltage Protection		Reference Input Characteristics					
	Short Circuit Protection		After 5 trial starts will enter the protection state, Restart Recovery					
	Temperature Protection		90℃					
	Temperature Rise Protection		Reduce Power Output When Exceed 85℃					
Other Parameters	Noise		≤50dB					
	Heat Dissipation Method		Forced air cooling, fan speed is adjusted by temperature					
	Mechanical Protection Type		IP21					
	Humidity		0-90%RH (No condensation)					
	System Battery Voltage		PV module load voltage (Recommended Value)					
PV Module Configuration	12V System		18V-60V (30V module*1 string, 36V module*1 string)					
	24V System		36V-72V (30V module*2 string, 36V module*2 string)					
	48V System		72V-144V (30V module*3 string, 36V module*3 string)					

CM-MPPT High Voltage Charge Controller

(96-192V / 50A、100A)

MAIN FEATURES

- Innovative maximum power point tracking technology, the conversion rate of up to 97%
- Quick scan of the entire I-V curve, Efficient track the maximum power point.
- RS485 communication interface



Product Specifications

Model:CM-		50A	100A
Charging Mode		MPPT Automatic Maximum Power Point Tracking	
Charging Method		Three stages: Constant Current (MPPT), Balanced Charging, Floating Charge	
System Type		96V/192V	
System Voltage Range	96V System	DC72V-DC120V	
	192V System	DC144V-DC240V	
Soft Start Time	96V/192V	≤10s	
Dynamic Response Recovery Time	96V/192V	≤500us	
Static Power	96V/192V	≤6W	
Machine Efficiency	96V/192V	≤96.5%	
PV Module Utilization	96V/192V	≤99%	
Input Characteristics			
MPPT Operating Voltage Range	96V System	DC130V-DC180V / DC130V-DC420V	
	192V System	DC260V-DC420V	
Maximum Solar Panel Input Power	96V System	5300W	10600W
	192V System	8000W	20000W
Output Characteristics			
Optional Battery Type (Default is lead-acid maintenance-free battery)	96V/192V	Lead-acid maintenance-free Battery, Gel Battery, Lithium Battery (Can also be customized for other types of battery)	
Current Limiting Protection	96V/192V	82A	102A
Temperature Coefficient	96V/192V	± 0.02%/℃	
Temperature Compensation	96V/192V	14.2V-(Maximum Temperature -25°C)*0.3	
Output Regulation Accuracy	96V/192V	≤±1.5%	
Protection	Input Low Voltage Protection	Reference Input Characteristics	
	Input High Voltage Protection	Reference Input Characteristics	
	Short Circuit Protection	After 5 trial starts will enter the protection state, Restart Recovery	
	Temperature Protection	90℃	
	Temperature Rise Protection	Reduce Power Output When Exceed 85℃	
Other Parameters	Noise	≤50dB	
	Heat Dissipation Method	Forced air cooling, fan speed is adjusted by temperature	
	Mechanical Protection Type	IP21	
	Humidity	0-90%RH (No condensation)	
PV Module Configuration	System Battery Voltage	PV module load voltage (Recommended Value)	
	96V System	144V-320V (30V module9 string, 36V module*8 string)	
	192V System	230V-420V (30V module*11 string, 36V module*10 string)	

NKM Series Hybrid Solar Inverter

(6KW、8KW、10KW)

MAIN FEATURES

- Double CPU intelligent control technology, performance excellence
- The power mode / energy saving mode / battery mode can be set up.Flexible application
- The LCD real-time display device parameters



Product Specifications

Model:NKM-		6KW	8KW	10KW
Power Rating(w)		6KW	8KW	10KW
Battery	Rated Voltage(VDC)	48VDC		
	Charge Current	30A MAX		
	Battery Type	Can be set		
Input	Voltage Range	170-275VAC		
	Frequency	45-65Hz		
Output	Voltage Range	220VAC, ±5%(Inverter mode)		
	Frequency	50/60Hz±1%(Inverter mode)		
	Output Wave	Pure Sine Wave		
	Change Time	<10ms(Typical load)		
	Frequency	>85% (80% Resistive load)		
	Overcharge	110-120%/30S, >160%/300ms;		
	Protection Function	Battery over-voltage and low-voltage protection, overload protection, short circuit protection, over-temperature protection		
Solar Controller	MPPT Voltage Range	48VDC 60V~150VDC		
	PV Power	4000W	4000W	5000W
	Rated Charge Current	80A(Max)	80A(Max)	100A(Max)
	MPPT Efficiency	≥99%		
	Average Charging Voltage(lead acid battery)	56.8VDC		
	Floating Charge Voltage	55.2VDC		
	Operating Ambient Temperature	-15-+50℃		
	Storage Ambient Temperature	-20-+50℃		
	Operating / storage Environment	0-90% No Condensation		
	Dimensions:W*D*H (mm)	476*269*680	476*319*77	
	Packing size: W*D*H (mm)	575*370*860	575*420*950	

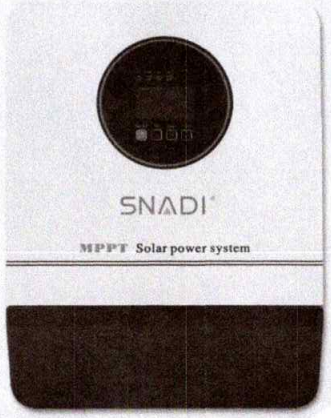
Note: Our company has the right of changing this user manual without any information

NKM Series Hybrid Solar Inverter

(0.3KW、0.5KW、0.7KW、1KW、1.5KW、2KW、3KW、4KW、5KW、6KW)

MAIN FEATURES

- Double CPU intelligent control technology, performance excellence
- The power mode / energy saving mode / battery mode can be set up.Flexible application
- The LCD real-time display device parameters



Product Specifications

Model:NKM-		0.3-1KW			1.5-6KW		
Power Rating(w)		300	700	1500	3000	5000	
		500	1000	2000	4000	6000	
Battery	Rated Voltage(VDC)	12/24		12/24/48	24/48	48	
	Charge Current	10A MAX		30A MAX			
	Battery Type	Can be set					
Input	Voltage Range	73-138VAC/145-275VAC		85-138VAC/170-275VAC			
	Frequency	45-65Hz					
Output	Voltage Range	110VAC/220VAC, ±5%(Inverter mode)					
	Frequency	50/60Hz±1%(Inverter mode)					
	Output Wave	Pure Sine Wave					
	Change Time	<10ms(Typical load)					
	Frequency	>85% (80% Resistive load)					
	Overcharge	110-120%/30S; >160%/300ms;					
	Protection Function	Battery over-voltage and low-voltage protection, overload protection, short circuit protection, over-temperature protection					
Solar Controller	MPPT Voltage Range	12VDC 15V-150VDC 24VDC 30V-150VDC 48VDC 60V ~150VDC					
	PV Power	12VDC-30A(400W) ; 24VDC-30A(800W)		12VDC-60A(800W); 24VDC-60A/1600W) ; 48VDC-60A(3200W)			
	Rated Charge Current	30A(Max)		60A(Max)			
	MPPT Efficiency	≥99%					
	Average Charging Voltage(lead acid battery)	12V/14.2VDC;24V/28.4VDC;48V/56.8VDC					
	Floating Charge Voltage	12V/13.75VDC;24V/27.5VDC;48V/55VDC					
	Operating Ambient Temperature	-15-+50℃					
	Storage Ambient Temperature	-20-+50℃					
	Operating / storage Environment	0-90% No Condensation					
	Dimensions:W*D*H (mm)	420*321*125		545*461*170			
	Packing size: W*D*H (mm)	515*380*205		645*555*260			

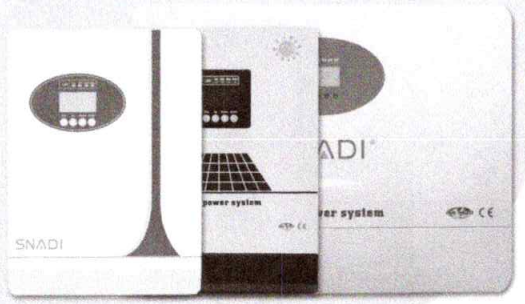
Note: Our company has the right of changing this user manual without any information

NKH High Frequency MPPT Hybrid Solar Inverter

(3.5KVA、5.5KVA、10KVA、12KVA)

MAIN FEATURES

- Overload/ Over temperature/short circuit protection
- Configurable battery charging current based on applications via LCD setting
- Smart battery charger design for optimized battery performance



Product Specifications

Model:NKH-		NKH-3.5KVA	NKH-5.5KVA	NKH-10KVA	NKH-12KVA
	Rated Power	3KW	5KW	8KW	10KW
Input	Voltage	208VAC/220VAC/230VAC/240VAC			
	Selectable Voltage Range	170-280VAC(For Personal Computers)			
		90-280VAC(For Home Appliances)			
	Frequency Range	50Hz/60Hz(Auto sensing)			
	AC Voltage Regulation (Batt .Mode)	208VAC/220VAC/230VAC/240VAC ±5%			
Output	Surge Power	6KW	10KW	16KW	20KW
	Efficiency (Peak)PV to INV	97%			
	Efficiency (Peak)Battery to INV	94%			
	Transfer Time	10 ms			
	Overlord Capacity	1min@102%-110% Load, 10s@110%-130% Load, 3s@130%-150% Load 02s@150% Load			
Battery & AC Charge	Battery Voltage	24VDC	48VDC		
	Floating Charge Voltage	27VDC	54VDC		
	Overcharge Protection	32VDC	64VDC		
PV Charge	Maximum Charge Current	60A	80A	160A	
	Maximum PV Array Power	1500W	5500W	11000W	
	MPPT Range Operating Voltage	30-115VDC	120-430VDC		
	Maximum PV Array Open Circuit Voltage	145VDC	450VDC		
AC+PV Charge	Maximum Charge Current	60A	80A	160A	
	Maximum Efficiency	99%			
	Maximum Charge Current	120A	80A	160A	
Physical	Dimension D*W*H(mm)	439*320*128		640*490*152	
	Net Weight(kg)	8	9.2	20	
Opera Ting Environment	Communication interface	USB/RS232/GPRS/WIFI			
	Humidity	5% to 95% Relative Humidity(Non-condensing)			
	Operating Temperature	0℃-55℃			
	Storage Temperature	-15℃-60℃			

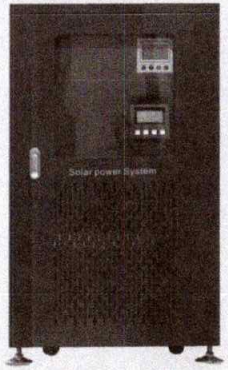
Note: Our company has the right of changing this user manual without any information

NKD Single-phase Inverter With Built-in Charge Controller

(NKD-10KW、NKD-15KW、NKD-20KW、NKD-30KW)

MAIN FEATURES

- A power-on test function, which can avoid the faults because of hazards of the inverter
- A wide range of input frequency, which realizes stable operation of fuel generators
- Frequency tracking, noise filtering and low distortion in inverter output



Product Specifications

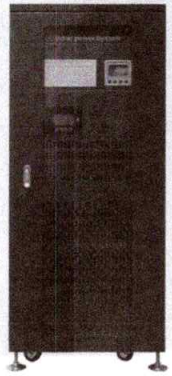
	Model:NKD-	NKD-8KW	NKD-10KW	NKD-15KW	NKD-20KW	NKD-30KW
	Rated Power	8KW	10KW	15KW	20KW	30KW
Battery	Battery Voltage	192VDC/220VDC/240VDC				
	Voltage of Over discharge protection	168VDC/189VDC/210VDC				
	Restart voltage after low battery	216VDC/243VDC/270VDC				
MPPT Controller	Controller Types	With maximum power point tracking (MPPT) function controller				
	Rate Current	Solar1: 50A;Solar 2: 50A				
	Current Limiting Protection	Solar1: 52A;Solar 2: 52A				
	Rate Voltage	192VDC/220VDC/240VDC				
	System Identification Voltage Range	/				
	Operating Voltage Range	DC260V-DC420V				
	Charge mode	Three stages:constant current (quick charge), constant pressure, floating charge				
	Battery Type	Sealed lead-acid battery, colloidal lead-acid battery, open lead-acidbattery (you can customize parameters to charge other types ofbatteries)				
	PV module input power	192VDC:Solar 1,10KW; Solar 2,10KW; 220VDC:Solar 1,11.5KW; Solar 2,11.5KW; 240VDC:Solar 1,12.5KW; Solar 2,12.5KW;				
	Vmax-pv	<420VDC				
	Vlow-py	240VDC/250VDC/270VDC				
	Vstar-pv	260VDC/270VDC/290VDC				
	Vovet-pv	425VDC				
	Floating Charge Votage (Lead Acid Battery)	220.8VDC/248.4VDC/276VDC (Can be customized)				
	Average charging Voltage (Lead Acid Battery)	232VDC/261VDC/290VDC(Can be customized)				
	PV module utilization	≤99.97%				
	Machine Efficiency	≥96.5%				
	Output Regulation Accuracy	≤±1.5%				
	Temperature Coefficient	±0.02%/°C				
	Temperatue Compensation	14.2V-(Maximum Temperature-25C) *0.3				
	Protective function	Input and output over-voltage protection, anti-reverse protection, short circuit protection, etc.				
Inverter	Input voltage	220VAC±20%				
	Input Frequency	50Hz/60Hz±5%				
	Output Voltage	110VAC/220VAC±5%				
	Output Frequency	50/60Hz±1%				
	Output wave	pure sine wave THD<4%(full load)				
	Conversion time	<10ms				
	Overload	110-120%/30S; >150%/300ms;				
	Efficiency	≥90% (100% resistive load)				
	Dynamic load voltage transient	<±5% (0-100%)				
	Defensive function	Output short circuit, overvoltage, low voltage, low battery power protection				
Other	Operating ambient temperature	-10-40℃				
	Environment relative humidity	20-90%(No Condensation)				
	Product Size: L*W*H (mm)	536*560*1015				635*566*1295
	Weight(Kg)	125	148	165	182	252

NKG Three-phase Inverter With Built-in Charge Controller

(NKG-10KW、NKG-15KW、NKG-20KW、NKG-30KW)

MAIN FEATURES

- Visualization of operation status of the equipmentthrough simple LEDs and a LCD
- Settable battery protection parameters, and a function of password protection;
- Excellent performance because of the DSP intelligent control inversion technology



Product Specifications

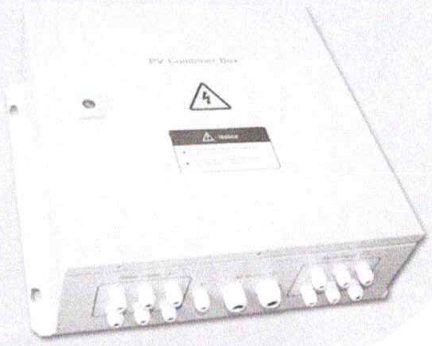
	Model:NKG-	NKG-10KW	NKG-15KW	NKG-20KW	NKG-30KW
	Rated Power	10KW	15KW	20KW	30KW
Battery	Battery Voltage	192VDC/216VDC/240VDC			
	Low power shutdown voltage	172VDC/194VDC/216VDC			
	Restart voltage after low battery	216VDC/243VDC/270VDC			
MPPT Controller	Controller Types	With maximum power point tracking (MPPT) function controller			
	Rate Current	Solar1: 50A;Solar 2: 50A			
	Current Limiting Protection	Solar1: 52A Solar 2: 52A			
	Rate Voltage	192VDC/216VDC/240VDC			
	System Identification Voltage Range	/			
	Operating Voltage Range	DC260V-DC420V			
	Charge mode	Three stages:constant current (quick charge), constant pressure, floating charge			
	Battery Type	Sealed lead-acid battery, colloidal lead-acid battery, open lead-acid battery (you can customize parameters to charge other types of batteries)			
	PV module input power	192VDC:Solar 1: 10KW,Solar 2: 10KW, / 216VDC Solar 1: 11.5KW,Solar 2: 11.5KW, / 240VDC Solar 1: 12.5KW, Solar 2: 12.5KW			
	Vmax-pv	<420VDC			
	Vlow-py	240VDC/250VDC/270VDC			
	Vstar-pv	260VDC/270VDC/290VDC			
	Vovet-pv	425VDC			
	Floating Charge Votage (Lead Acid Battery)	220.8VDC/248.4VDC/276VDC (Can be customized)			
	Average charging Voltage (Lead Acid Battery)	232VDC/261VDC/290VDC(Can be customized)			
	PV module utilization	≤99.97%			
	Machine Efficiency	≥96.5%			
	Output Regulation Accuracy	≤±1.5%			
	Temperature Coefficient	±0.02%/°C			
	Temperatue Compensation	14.2V-(Maximum Temperature-25C) *0.3			
	Protective function	Input and output over-voltage protection, anti-reverse protection, short circuit protection, etc.			
Inverter	Input phase number	Three-phase+N+G			
	Input voltage	AC380VAC±15%			
	Input frequency	50Hz/60Hz±5%			
	Output voltage	AC220V/AC380V±2% (Steady state load)			
	Output frequency	50Hz/60Hz±5%(main supply) 50Hz±0.1% (Battery powered)			
	Efficiency	≥90% (100% resistive load)			
	Output waveform	Pure sine wave			
	Total harmonic distortion	Linear load<3% Nonlinear load<5%			
	Dynamic load voltage transient	<±5% (0-100%)			
	Instantaneous recovery time	<10ms			
	Battery and mains switching time	15-35			
	Unbalanced voltage	<±3% (Balancing load voltage)			
	Overload capacity	120% 20s; > 150%, 100ms			
Other	Operating ambient temperature	-10-40℃			
	Relative humidity	0~90% (No Condensation)			
	Noise	40-50dB			
Struture	Product Size : DxWxH(mm)	635*566*1295			
	Package size: DxWxH(mm)	760*690*1540			
	Weight(Kg)	180	220	263	320

Photovoltaic Array Combiner Box

(H4T、H4T2、H6T、H8T、H10T)

MAIN FEATURES

- Multiple PV input arrays each of which has a maximum current of 16A
- A degree of protection of IP65 for meeting the need of outdoor installation
- A special high-voltage circuit breaker for output control of the PV module



Product Specifications

	Model	H4T	H4T2	H6T	H8T	H10T
Input Data	Number Of PV Input Arrays	4	4	6	8	10
	Maximum Current Of Each PV Input Array	16A				
	Fuse For Each PV Input Array	16A				
	Wire Number Of Each PV Input Array	PG7, 4mm²				
Output Data	Number Of Output Channel	1	2			
	Maximum Output Current	60A	30A/each way, total 60A	30A/each way, total 60A	40A/each way, total 80A	50A/each way, total 100A
	Wire Number Of Each Output Channel	PG16, each way 8mm²	Pg16, each way 8mm²	Pg16, each way 10mm²	Pg16, each way 10mm²	Pg16, each way 12mm²
	Maximum Output Voltage	440VDC				
	DC Output Circuit Breaker	Yes				
Other Data	Protection	IP65				
	Temperature	-30℃ ~ +60℃				
	Reference Weight (net weight/gross weight)	5.3/9.3	8.4/12.9		9.5/14.3	10.8/15.6
	Equipment Dimensions(DXWXH)	340*300*140mm	360*340*145mm		400*420*145mm	
	Packing Dimensions(DXWXH)	450*420*245mm	470*450*255mm		530*510*255mm	
	Cooling Method	Natural Cooling				
	Surge Protection	Yes				
	Ground Wire Number	≥6mm²				

Photovoltaic Array Combiner Box

(HT4、HT6、HT8、HT10、HT16)

MAIN FEATURES

- Single way photovoltaic array output, maximum open circuit voltage 1000V.
- Photovoltaic special high voltage circuit breaker control output
- Photovoltaic special high voltage lightning protection device protection



Product Specifications

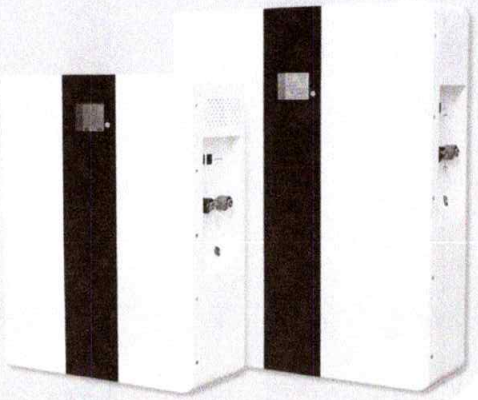
Model	HT4	HT6	HT8	HT10	HT16
PV Array Input Numbers	4	6	8	10	16
Max Single PV Array Current	16A				
Single PV Array Fuse	16A				
Single PV Array Wire Size	4mm²				
Output Numbers	1				
Max Output Current	40A	60A	80A	100A	160A
Output Wire Size mm²	10mm²	16mm²	20mm²	25mm²	35mm²
Max Output Voltage	1000VDC				
DC Output Circuit Breaker	Yes				
Protection	IP65				
Temperature Range	-30℃ - 60℃				
Reference Weight (N.W/G.W.)	7.6 Kg/13Kg			12.2 Kg/18.8Kg	
Machine Size (D*W*H)	458*445*150mm			458*445*150mm	
Packaging Size (D*W*H)	510*500*252mm			620*550*262mm	
Cooling Way	Natural Cooling				
SPD Protection	20KA-40KA				
Ground Wire Size	≥6mm²				

LiFePO4 Lithium Battery Bank

(25.6V&51.2V-100Ah、150Ah、200Ah)

MAIN FEATURES

- Big discharge current, Suitable for solar system
- Smart BMS system to optimize the eormance
- RS485/CAN compatible with different brand of solar inverter



Product Specifications

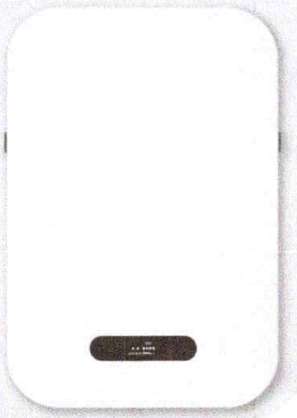
Model	LPBF24100	LPBF24150	LPBF24200	LPBF48100	LPBF48150	LPBF48200
Rated Capacity	2.56KWH	3.84KWH	5.12KWH	5.12KWH	7.68KWH	10.24KWH
Nominal Voltage	25.6	25.6	25.6	51.2	51.2	51.2
Voltage Range	20-28.8	20-28.8	20-28.8	40-57.6	40-57.6	40-57.6
Recommend Charge Cut-off Voltage	28.8	28.8	28.8	57.6	57.6	57.6
Recommend Discharge Cut-off Voltage	20	20	20	40	40	40
MAX. Charge & Discharge Current	100A/150A/200A					
DOD	>95%					
Modules Connection	1~6 in parallel					
Communication	CAN & RS485					
Ingress Protection	IP21					
Cycle Life	>3000 @25℃					
Working Temperature Range	Discharge:-20℃ to +65℃, Charge:+0℃ to +55℃					
Internal Resistance	≤30m Ω					
Maximum Continuous Charging Current	0-70A					
Maximum Continuous Discharge Current	0-100A					
Power Instructions	Have					
Weakness Switch	Often Open Often Closed					
RS485 Communication Port	Two					
Display Screen	Have					
Storage Temperature	Save For Three Months From 0 ℃ To 30℃					
Transport And Storage Form	Static Batteries Shall Betransported And Stored Under Semifilled Conditions（About 70%）					
Charging And Protection Voltage	3.75V±50mV(monomer)					
Overcharge is slow,overvoltage	3.55V±50mV(monomer)					
Discharge Protection Voltage	2.2V±100mV(monomer)					
Overslow, Complex Voltage	2.7V±100mV(monomer)					
Overcurrent Protection	180±10A					
Short circuit Protection	(Release condition is off- load) / MOS Tube Bears The Highest Short Circuit Current					
Balanced Function	Equilibrium Current is 45 ± 5mA					

Rechargeable Li-ion Battery

(51.2V 100Ah)

MAIN FEATURES

- Big discharge current, Suitable for solar system
- Smart BMS system to optimize the eormance
- RS485/CAN compatible with different brand of solar inverter



Product Specifications

Items	Specifications	Remark
Nominal Capacity	100Ah	0.2C Standard discharge
Minimum Capacity	98Ah	
Nominal Voltage	3.2V	Mean Operation Voltage
Delivery Voltage	≥3.2V	Within 10 days from Factory
Charge Voltage	3.65±0.03V	By standard charge method
Standard Charging Method	23±3℃, 0.2C constant current,3.65V constant voltage charge to 3.65V,continue charging till current decline to ≤0.02C	
Charge Current	0.2C,20A	Standard charge, charge time about 7h(Ref)
	0.5C,50A	Rapid Charge, charge time about: 2h(Ref)
Standard Discharging Method	0.2C constant current discharge to2.5V	
Cell Internal Impedance	≤2mΩ	Internal resistance measured at AC 1KHZ after 50% charge
Maximum Charge Current	0.5C,50A	For continuous charging mod
Maximum Discharge Current	1C,100A	For continuous discharging mode
Operation Temperature and relative humidity Range	Charge: 0.2C(0-10℃) 60±25%R.H 0.5C(10-45℃) Discharge:0.2C(-15~15℃)60±25%R.H.1C(15-60C)	Charge at a very low temperature such as blew 0℃,will be get a lower capacity and reduce cycle life of the battery
Storage temperature for a long time	0-45℃60±25%R.H	Do not storage exceed half year. Must charge once when storage for half year. Must charge the battery which with protect circuit when storage for three months.

AL- AC & DC Solar Power Generator

(0.3KW/12V、0.5KW/12V、1KW/12V、1KW/24V、1.5KW/24V)

MAIN FEATURES

- A wide range of applicable loads because of pure sine wave AC output
- Convenient and practicaf 5VDC USB output port and 12VDC output port
- Excellent performance because of an MCU Intelligent control technology



Product Specifications

	Model: AL	0.3KW/12V	0.5KW/12V	1KW/12V	1KW/24V	1.5KW/24V
Inverter	Battery Voltage	12V			24V	
	In-built Battery Specification	1*55AH/12V		100AH/12V	2*55AH/12V、2*100AH/12V	2*100AH/12V
	Rated Power	300W	500W	1000W	1000W	1500W
	Output Voltage	110/220VC				
	Output Frequency	50/60Hz				
	Output Waveform	Pure Sine Wave				
Charge By A Mains Supply	Input Voltage	110/220VAC--*(* means an optional function)				
	Charge Current	10A(MAX) -* ('*' means an optional function)		10A(MAX) -* ('*' means an optional function)		
Solar Input	Maximum Photovoltaic Voltage	≤25V		≤50V		
	Charge Voltage	10-25V		20-50V		
	Rated Charge Current(A)	30A				
	Maximum Power(Wp)	360Wp		720Wp		
DC Output	Voltage Of Overcharge Protection	14.2V		28.4V		
	Voltage Of Overcharge Recovery	14.0V		28.0V		
	Voltage Of Floating Charge	13.7V		27.4V		
	Voltage Of High-voltage Protection	16V		32V		
	Voltage Of High Voltage Recovery	15.2V		30.4V		
	Voltage Of Low Voltage Recovery	12.6V		25.2V		
	Voltage Of Low Voltage Protection	11V		22V		
	5VDC USB Output Port	2 ones/MAX 2A				
	12VDC Output Port	2 DC ports + backboard 12V terminal block (MAX 8A)				
Starting Temperature Of The Exhaust Fan		>45℃				
Ambient Temperature For Operation		0-40℃				
Ambient Temperature For Storage		-25-+55℃				
Operation/Storage Conditions		0-90% (no condensation)				
External Dimensions: DxWxH (mm)		343*225*443		423*260*453		513*310*493
Packing Dimensions: DxWxH (mm)		420*290*490		520*370*520		610*420*550

High Quality Modular&Stacked Lithium Battery System

(51.2V 100-900Ah with 5000 cycles)

MAIN FEATURES

- Optional cell brand and IP rate (IP20/IP65)
- Modular & Stacked design for easy installation and extension
- With LCD screen and CAN/RS485 /RS232 communication interface



Inverter Parameter Table

	Model:	NKH-5KW	NKH-10KW
	Rated Power	5000W	10000W
Mains Input	Rated Input Voltage (Settable)	208VAC/220VAC/230VAC/240VAC	
	Mains Supply Input Voltage Range	170-280VAC； 90-280VAC	
	Mains Supply Input Frequency	50Hz/60Hz(Auto detection)	
Output	Rated Output Voltage (settable)	208VAC/220VAC/230VAC/240VAC ±5%	
	Surge Power	20000VA	
	Efficiency	94%	
	Switching Time	10ms	
	Overload power	1min@102%-110% Load, 10s@110%-130% Load, 3s@130%-150% Load,0.2s@>150% Load	
Battery And AC Charging	Battery Voltage Rating	51.2VDC	
	Floating Charge Voltage	54VDC	
	Overcharge Protection	64VDC	
PV Charging	Maximum Charging Current	80A	160A
	Maximum PV Array Power	PV 5500w	1 way PV 5500w； 2 way PV 5500w
	MPPT Range Operating Voltage	120-430VDC	
	Maximum PV Array Open Circuit Voltage	450VDC	
	Maximum Charge Current	80A	160A
	Maximum Efficiency	98%	
Mains Supply And PV Charging	Mains Supply and PV charging Maximum charging current (AC charger plus PV charger)	80A	160A
Basic Specifications	Communication Interface	USB/RS232/GPRS/WIFI	
Working Environment	Humidity	5% to 95% relative humidity(non-condensing)	
	Operating Temperature Range	0℃-55℃	
	Storage Temperature	-15℃-60℃	
	Dimension (L*W*H)	770*410*222.5mm	930*410*222.5mm

Off Grid
Solar Products
Manufacturer

New Energy · New Life · New Future

