

MEMORIAS DE CÁLCULO Y SISTEMA DE MEDIDA  
**SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO ON GRID 99 kW – SFV 1**  
**AGPE No. 1436443**

BUCARAMANGA  
2022

## **1. OBJETO**

Este documento contempla las memorias de cálculo y sistema de medida para la construcción del sistema solar fotovoltaico de conexión a la red de 99 kW para la cuenta No. 1436443, localizada en la calle 41 No. 10-15 (Gobernación de Santander) del municipio de Bucaramanga, Santander.

## **2. PRESENTACIÓN DEL PROYECTO**

A continuación, se presenta la información del proyecto.

### **2.1. LOCALIZACIÓN**

El sistema de generación fotovoltaico se encuentra en la latitud 7,1165 y longitud -73,1300, coordenadas pertenecientes a la cuenta No. 1436443, localizada en la calle 41 No. 10-15 (Gobernación de Santander) del municipio de Bucaramanga, Santander.

### **2.2. PROPIETARIO**

Los datos del propietario del sistema solar fotovoltaico se describen a continuación.

- Nombre: Departamento de Santander
- NIT: 890.201.235-6

### **2.3. DISEÑADOR**

Los datos del diseñador del sistema solar fotovoltaico se describen a continuación.

- Nombre: Empresa de Servicios Públicos de Santander
- NIT.:900.648.934-0
- Número celular: (57) 3213011913
- Número teléfono fijo: (607) 7000420
- Correo electrónico: esantenergia@esant.com.co

### **2.4. NORMATIVIDAD**

El diseño del sistema mencionado se realizó con la última edición de las siguientes normas y reglamentos:

- Reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE

- Norma técnica Colombiana NTC 2050
- Norma técnica Colombiana NTC 4552
- Norma técnica Colombiana NTC 1340
- Normas para cálculo y diseño de sistemas de distribución ESSA SA ESP
- Adenda modificatoria a la norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución ESSA SA ESP
- Resolución CREG 047 del 2004
- Resolución CREG 030 de 2018
- Resolución CREG 038 de 2014
- Standard IEEE 80
- Norma técnica EPM RA8-030

## 2.5. DATOS DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

El sistema solar fotovoltaico trifásico y de conexión a la red tiene las siguientes características:

- Módulos fotovoltaicos: doscientos cuarenta (240) paneles solares monocristalinos ZXM6-NHLDD144-455/M
- Inversores: tres (03) inversores ON GRID S5-GC30K-LV
- Sistema de monturas: Hersic International
- Potencia instalada en DC: 109,2 kW DC
- Potencia instalada (capacidad instalada o nominal) en AC: 99 kW AC
- Desconexión: sistema shutdown automático
- Protección anti-isla: integrada a los inversores
- Circuito operador de red: No. 28509 S/E SUR
- Transformador: No. 102808 (propiedad del usuario)

## 2.6. DATOS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN

El sistema de medida de frontera nivel 2 (13,2 kV) existente y en funcionamiento es un punto de medición tipo 3 por capacidad instalada y transferencia de energía con requisitos de exactitud establecidos en la resolución CREG 038 del 2014. Al instalar un AGPE con venta de excedentes de energía generados, se requiere instalar un medidor electrónico bidireccional trifásico tetrafilar (4 cuadrantes) con las siguientes características:

**Tabla 1.** Información medidora frontera (CM)  
 Fuente. Elaboración propia

MEDIDOR FRONTERA				
TIPO DE MEDIDA	TENSIÓN [V]	CORRIENTE [A]	FRECUENCIA [Hz]	CLASE ACTIVA / REACTIVA
INDIRECTA BIDIRECCIONAL	3x57.7/100...227/480	1(10)	60	0,5s/ 2

Dado a que la frontera comercial se encuentra formalizada y legalizada, se asume que los transformadores de medida (CT's y PT's) cumplen con las exigencias establecidas en la resolución CREG 038 del 2014 y las revisiones quinquenales obligatorias.

Para el sistema de medida de la energía generada por el SFV 1 (TM1) se requiere instalar un sistema de medida semidirecta con las siguientes características:

**Tabla 2.** Información medidora – TM1  
 Fuente. Elaboración propia

MEDIDOR DE GENERACIÓN				
TIPO DE MEDIDA	TENSIÓN [V]	CORRIENTE [A]	FRECUENCIA [Hz]	CLASE ACTIVA / REACTIVA
SEMIDIRECTA BIDIRECCIONAL	3x57,7/100...227/480	1(10)	60	1 / 2

**Tabla 3.** Información CT's – TM1  
 Fuente. Elaboración propia

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (CT) - SISTEMA DE MEDIDA DE GENERACIÓN				
CAPACIDAD INSTALADA [kVA]	CAPACIDAD INSTALADA [A]	CORRIENTE PRIMARIA NOMINAL		
		LIMITE INFERIOR [A]	NOMINAL [A]	LIMITE SUPERIOR [VA]
99	259,81	240	300	360
CLASE	RELACIÓN	CARGA NOMINAL		
		LIMITE INFERIOR [VA]	BURDEN CALCULADO [VA]	BURDEN NOMINAL [VA]
0.5	300/5	1,3	4,1575	5

**Tabla 4.** Cálculo de burden CT's – TM1  
 Fuente. Elaboración propia

CALCULO DE BURDEN CT'S - SISTEMA DE MEDIDA DE GENERACIÓN						
CONDUCTOR CALIBRE [AWG]	RAC [ $\Omega/m$ ]	LONITUD TOTAL [m]	CARGA NOMINAL (BURDEN)			
			CONDUCTOR [VA]	MEDIDOR [VA]	DEVANADO [VA]	TOTAL [VA]
10	0,0042	1,5	0,1575	4	0	4,1575

## 2.7. DIAGRAMA UNIFILAR

Se adjuntan los planos y diagramas eléctricos asociados al sistema de generación solar fotovoltaico. Ver **anexo A**.

## 3. ANÁLISIS Y CUADROS DE CARGAS

A continuación, se observan los cuadros de cargas en corriente continua (DC) y corriente alterna (AC) asociados al sistema de generación SFV 1, en los cuales se especifica la selección del calibre y tipo de conductores a utilizar y las protecciones eléctricas asociadas.

**Tabla 5. Cuadro de cargas DC**  
 Fuente. Elaboración propia

SFV 1													
CUADRO DE CARGAS DC													
SUBSISTEMA / INVERSOR	MPPT	STRING	MODULOS					ARREGLO					
			Wp	Vmax	Voc	Imax	Isc	SERIE	PARAL.	TOT.	P. TOT.	V	I MAX
			[W]	[V]	[V]	[A]	[A]						
INV 1	1	1	455	42,3	50,7	10,76	11,65	20	1	20	9100	846	10,76
	2	1	455	42,3	50,7	10,76	11,65	20	1	20	9100	846	10,76
	3	1	455	42,3	50,7	10,76	11,65	20	1	20	9100	846	10,76
	4	1	455	42,3	50,7	10,76	11,65	20	1	20	9100	846	10,76
INV 2	1	1	455	42,3	50,7	10,76	11,65	20	1	20	9100	846	10,76
	2	1	455	42,3	50,7	10,76	11,65	20	1	20	9100	846	10,76
	3	1	455	42,3	50,7	10,76	11,65	20	1	20	9100	846	10,76
	4	1	455	42,3	50,7	10,76	11,65	20	1	20	9100	846	10,76
INV 3	1	1	455	42,3	50,7	10,76	11,65	20	1	20	9100	846	10,76
	2	1	455	42,3	50,7	10,76	11,65	20	1	20	9100	846	10,76
	3	1	455	42,3	50,7	10,76	11,65	20	1	20	9100	846	10,76
	4	1	455	42,3	50,7	10,76	11,65	20	1	20	9100	846	10,76

**Tabla 6. Cuadro de cargas DC (continuación)**  
 Fuente. Elaboración propia

SFV 1													
CUADRO DE CARGAS DC													
SUBSISTEMA / INVERSOR	MPPT	STRING	V PROT.	PROTECCIÓN SOBRECORRIENTE SELECCIONADA	I PROT.	PROTECCIÓN SOBRECORRIENTE SELECCIONADA	CONDUCTOR SELECCIONADO						
								[V]	[A]	[A]	[V]	[V]	[A]
INV 1	1	1	1014	DPS DC TIPO IHE 1000V	11,65	MCB DC 16A + Fusible 15A + Portafusible 30A 1000V	2No.4mm <sup>2</sup> +1No.12AWG(T) Cu XLPE HFFR						
	2	1	1014	DPS DC TIPO IHE 1000V	11,65	MCB DC 16A + Fusible 15A + Portafusible 30A 1000V	2No.4mm <sup>2</sup> +1No.12AWG(T) Cu XLPE HFFR						
	3	1	1014	DPS DC TIPO IHE 1000V	11,65	MCB DC 16A + Fusible 15A + Portafusible 30A 1000V	2No.4mm <sup>2</sup> +1No.12AWG(T) Cu XLPE HFFR						
	4	1	1014	DPS DC TIPO IHE 1000V	11,65	MCB DC 16A + Fusible 15A + Portafusible 30A 1000V	2No.4mm <sup>2</sup> +1No.12AWG(T) Cu XLPE HFFR						
INV 2	1	1	1014	DPS DC TIPO IHE 1000V	11,65	MCB DC 16A + Fusible 15A + Portafusible 30A 1000V	2No.4mm <sup>2</sup> +1No.12AWG(T) Cu XLPE HFFR						
	2	1	1014	DPS DC TIPO IHE 1000V	11,65	MCB DC 16A + Fusible 15A + Portafusible 30A 1000V	2No.4mm <sup>2</sup> +1No.12AWG(T) Cu XLPE HFFR						
	3	1	1014	DPS DC TIPO IHE 1000V	11,65	MCB DC 16A + Fusible 15A + Portafusible 30A 1000V	2No.4mm <sup>2</sup> +1No.12AWG(T) Cu XLPE HFFR						
	4	1	1014	DPS DC TIPO IHE 1000V	11,65	MCB DC 16A + Fusible 15A + Portafusible 30A 1000V	2No.4mm <sup>2</sup> +1No.12AWG(T) Cu XLPE HFFR						
INV 3	1	1	1014	DPS DC TIPO IHE 1000V	11,65	MCB DC 16A + Fusible 15A + Portafusible 30A 1000V	2No.4mm <sup>2</sup> +1No.12AWG(T) Cu XLPE HFFR						
	2	1	1014	DPS DC TIPO IHE 1000V	11,65	MCB DC 16A + Fusible 15A + Portafusible 30A 1000V	2No.4mm <sup>2</sup> +1No.12AWG(T) Cu XLPE HFFR						
	3	1	1014	DPS DC TIPO IHE 1000V	11,65	MCB DC 16A + Fusible 15A + Portafusible 30A 1000V	2No.4mm <sup>2</sup> +1No.12AWG(T) Cu XLPE HFFR						
	4	1	1014	DPS DC TIPO IHE 1000V	11,65	MCB DC 16A + Fusible 15A + Portafusible 30A 1000V	2No.4mm <sup>2</sup> +1No.12AWG(T) Cu XLPE HFFR						

**Tabla 7. Cuadro de cargas AC**  
 Fuente. Elaboración propia

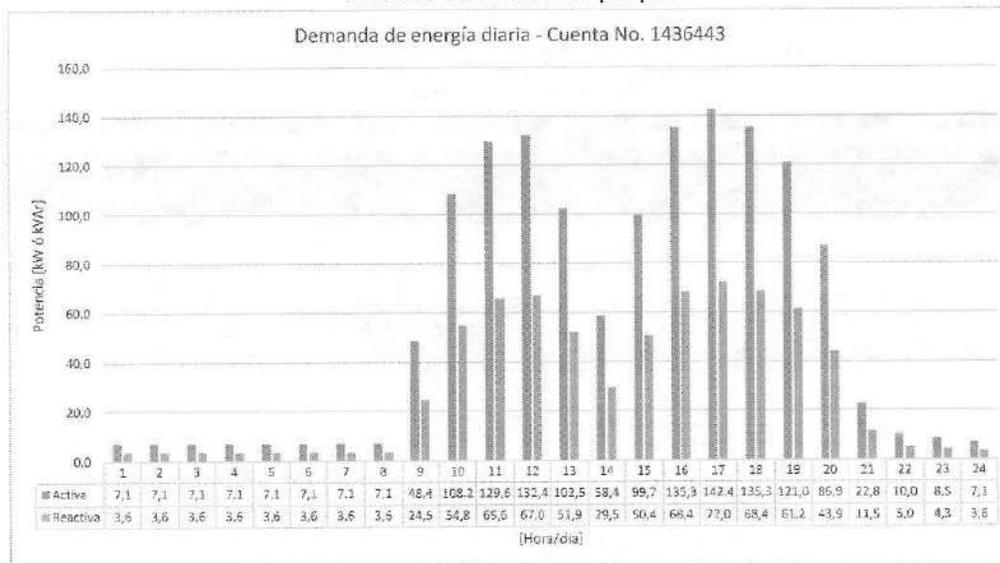
SFV 1												
CUADRO DE CARGAS AC												
SUBSISTEMA / INVERSOR	CAPACIDAD NOMINAL	POTENCIA FASE			POTENCIA TOTAL			S MAX	V	I MAX	I PROT.	I COND.
		R	S	T	P	FP	Q					
	[W]	[W]	[W]	[W]	[W]	[W]	[VAR]	[VA]	[V]	[A]	[A]	[A]
<b>BAJA TENSIÓN</b>												
INV 1	33.000	11.000	11.000	11.000	33.000	1,00	0,0	33.000	220	86,6	99,6	108,3
INV 2	33.000	11.000	11.000	11.000	33.000	1,00	0,0	33.000	220	86,6	99,6	108,3
INV 3	33.000	11.000	11.000	11.000	33.000	1,00	0,0	33.000	220	86,6	99,6	108,3
<b>TOTAL</b>		33.000	33.000	33.000	99.000	1,00	0,0	99.000	220	259,8	259,8	259,8

**Tabla 8.** Cuadro de cargas AC (continuación)  
 Fuente. Elaboración propia

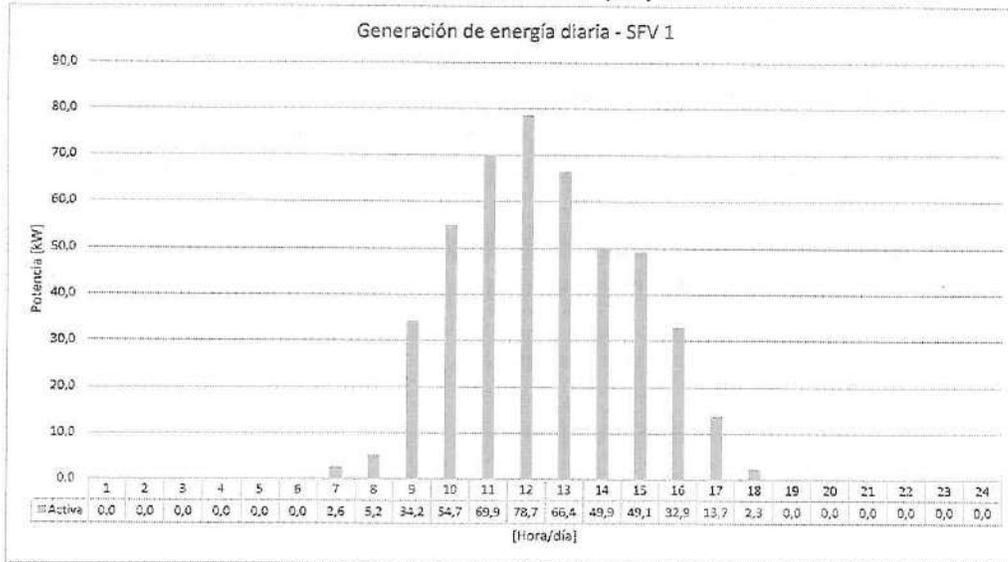
SP-1						
CUADRO DE CARGAS AC						
SUBSISTEMA / DIVISOR	V	EMPAK	PROF.	COND.	PROTECCIÓN SOBRECORRIENTE SELECCIONADA	COORDINADOR SELECCIONADO
	[V]	[A]	[A]	[A]		
<b>BALAJE TENDÓN</b>						
INV 1	220	85,6	95,6	105,3	3x100A	$3I_{B(2AVWQF)} + I_{N(2AVWQ)} + I_{M(2AVWQ)}$ Cu TH=H LSP-F
INV 2	220	86,6	96,6	106,3	3x100A	$2I_{B(2AVWQF)} + I_{N(2AVWQ)} + I_{M(2AVWQ)}$ Cu TH=H LSP-F
INV 3	220	86,6	96,6	106,3	3x100A	$3I_{B(2AVWQF)} + I_{N(2AVWQ)} + I_{M(2AVWQ)}$ Cu TH=H LSP-F
<b>TOTAL</b>	<b>220</b>	<b>258,8</b>	<b>258,8</b>	<b>258,8</b>	<b>3x200A</b>	$6I_{B(2AVWQF)} + 2I_{N(2AVWQ)} + I_{M(2AVWQ)}$ Cu TH=H LSP-F
						Desde INV 1 hasta TCI
						Desde INV 2 hasta TCI
						Desde INV 3 hasta TCI
						Desde TCI hasta TGBT 2 S/E Nueva

Para determinar el factor de potencia del sistema general se analiza la curva de demanda diaria teórica para usuario comercial definida por la ESSA ESP (ver figura 1, se usó como referencia el consumo promedio diario de la cuenta asociada) y la curva de generación diaria del sistema de generación solar fotovoltaico (ver figura 2, se usó como referencia la generación promedio diaria teórica del sistema diseñado). El consumo mensual promedio es de 42167 kWh/mes y la penalización de consumo de reactiva inductiva es de 250 kVARh/mes según la factura del servicio de energía eléctrica del mes de diciembre del 2021. La generación mensual promedio obtenida por el sistema solar fotovoltaico diseñado es de 13788 kWh/mes.

**Figura 1.** Demanda de energía diaria  
 Fuente. Elaboración propia

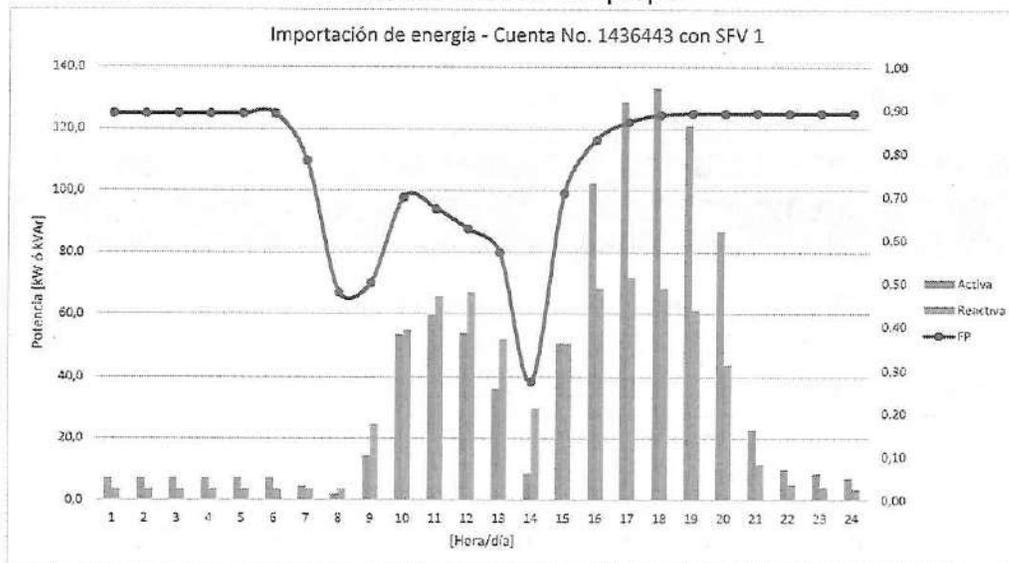


**Figura 2. Generación de energía diaria**  
 Fuente. Elaboración propia



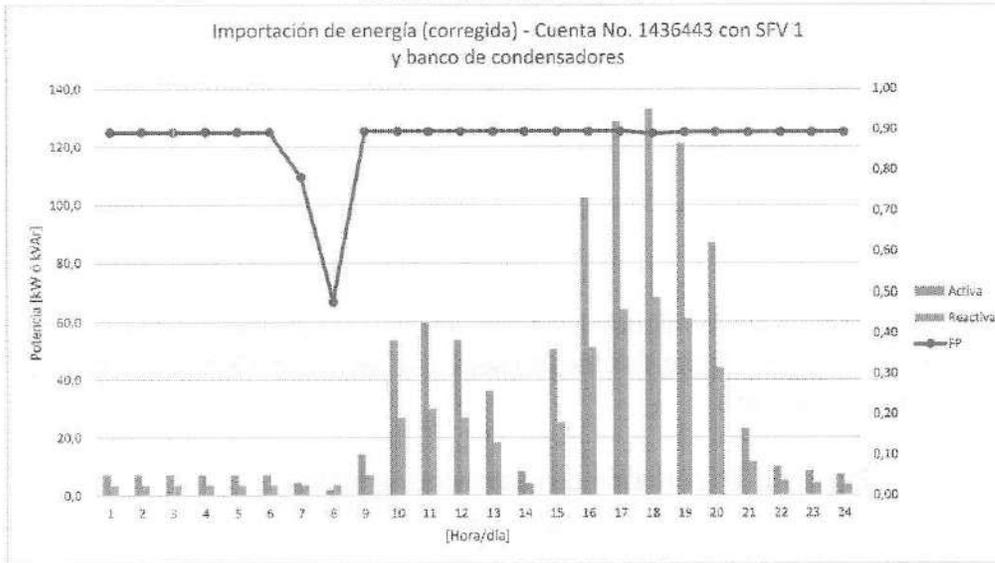
El balance de energía horario obtenido (ver figura 3, importación de energía) indica una caída del factor de potencia en atraso con respecto al límite establecido según la resolución CREG 047 del 2004 en el periodo de generación solar fotovoltaica.

**Figura 3. Importación de energía diaria teórica**  
 Fuente. Elaboración propia



Se concluye que es necesario instalar un banco de condensadores (BC 1) con capacidad estimada de 40 kVAr (2 pasos de 2,5 kVAr – 3 pasos de 5 kVAr – 2 pasos de 10 kVAr) que opere con control de factor de potencia de 06:00 am - 06:00 pm. En la tabla 9 se especifica la selección del calibre y tipo de conductores a utilizar y las protecciones eléctricas asociadas al banco de condensadores. Este dimensionamiento debe validarse una vez se haya instalado y conectado el sistema generador, caracterizando la curva real de demanda y generación del sistema. El balance de energía teórico con compensación reactiva se visualiza en la figura 4. Ver diagrama unifilar eléctrico en el **anexo A**.

**Figura 4.** Importación energía diaria teórica con compensación  
 Fuente. Elaboración propia



**Tabla 9.** Cuadro de cargas AC banco de condensadores (BC1)  
 Fuente. Elaboración propia

BANCO DE CONDENSADORES BC1									
CUADRO DE CARGAS AC									
SUBSISTEMA / INVERSOR	POTENCIA		V	I MAX	I PROT.	I COND.	PROTECCIÓN SOBRECORRIENTE SELECCIONADA	CONDUCTOR SELECCIONADO	OBSERVACIONES
	Q	S							
	[VA-]	[VA]	[V]	[A]	[A]	[A]			
<b>BAJA TENSIÓN</b>									
C1	2500	2.500	220	6,6	7,5	8,2	3x15A	3No.12AWG(F)+1No.12AWG(T) Cu THHN LSHF	Paso 1
C2	2500	2500	220	6,6	7,5	8,2	3x15A	3No.12AWG(F)+1No.12AWG(T) Cu THHN LSHF	Paso 2
C3	5000	5.000	220	13,1	15,1	15,4	3x20A	3No.12AWG(F)+1No.12AWG(T) Cu THHN LSHF	Paso 3
C4	5000	5.000	220	13,1	15,1	15,4	3x20A	3No.12AWG(F)+1No.12AWG(T) Cu THHN LSHF	Paso 4
C5	5000	5.000	220	13,1	15,1	15,4	3x20A	3No.12AWG(F)+1No.12AWG(T) Cu THHN LSHF	Paso 5
C6	10000	10.000	220	26,2	30,2	32,8	3x40A	3No.8AWG(F)+1No.10AWG(T) Cu THHN LSHF	Paso 6
C7	10000	10.000	220	26,2	30,2	32,8	3x40A	3No.8AWG(F)+1No.10AWG(T) Cu THHN LSHF	Paso 7
<b>TOTAL</b>	<b>40000,0</b>	<b>40.000</b>	<b>220</b>	<b>105,0</b>	<b>105,0</b>	<b>105,0</b>	<b>3x125A</b>	<b>3No.1/0AWG(F)+1No.6AWG(T) Cu THHN LSHF</b>	Desde TGBT 2 S/E Nueva hasta BC 1

El sistema de generación fotovoltaico emplea equipos inversores ON GRID con factor de potencia entre 0,8 en atraso y 0,8 en adelanto, programados inicialmente para inyectar potencia con factor de potencia igual a 1. Ver **anexo B**.

Los inversores ON GRID seleccionados proporcionan un porcentaje de distorsión armónica inferior al 3% en su salida AC. Se asume así que la distorsión armónica total en corriente (THDi) en el punto de conexión de la carga no es superior al 15%, luego y tanto no se aplican factores de corrección en conductores o barras en función de la proporción de armónicos de tercer orden. A su vez, se asume que la distorsión armónica total en tensión (THDv) en el punto de conexión de la carga no es superior al 5% y por ende no requiere implementar filtros activos de armónicos. Ver **anexo B**.

#### **4. ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO**

El aislamiento a la tensión máxima del sistema de distribución se seleccionará de acuerdo con el nivel de tensión del servicio, en este caso, y según la tabla 5,1 "Aislamiento para conductores" de las normas para cálculo y diseño de sistemas de distribución ESSA SA ESP, para un nivel de baja tensión el aislamiento para conductores de corriente alterna debe ser de 600 V. Los conductores de corriente continua deben tener una tensión nominal superior a la tensión de circuito abierto de los diferentes arreglos de paneles solares. Ver cuadros de carga DC.

#### **5. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO Y FALLA A TIERRA**

El objetivo del análisis de cortocircuito es calcular el valor máximo de corriente y su comportamiento durante el tiempo que esta permanece. Esto permite determinar el valor de corriente que debe interrumpirse y conocer el esfuerzo al que son sometidos los equipos durante el tiempo transcurrido desde que se presenta la falla hasta que se aísla dicha corriente.

A continuación, se muestra el cálculo de las corrientes de cortocircuito mediante la metodología punto a punto desde el transformador de distribución (TRF 2) asociado a la cuenta hasta el tablero de conexión del sistema de generación solar fotovoltaico (TC 1).

**Tabla 10. Análisis de cortocircuito acometida BT**  
 Fuente. Elaboración propia

CALCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO											
Capacidad del transformador [kVA]	150	Tensión de línea en el secundario [V]	220	Corriente nominal en el secundario [A]	393,65	Impedancia característica Zcc [%]	4,0%	Corriente de falla simétrica L-L-L-T [A]	9841,20	Corriente de falla simétrica L-N [A]	5681,82
Tramo	Tensión de línea [V]	Longitud [m]	Número de Conductores (fase)	Calibre (fase) [AWG]	Material del conductor	Tipo de canalización	Constante C	Factor F	Multiplicador	Corriente de falla simétrica L-L-L [A]	
TRF 2	TGBT 2	220	5,50	2	250	Cu	ACERO	4.063,23	0,0524	0,9502	9350,86
TGBT 2	TC 1	220	40,70	2	4/0	Cu	ACERO	3.759,88	0,3985	0,7151	6686,56
TC 1	INV 1	220	5,50	1	2	Cu	ACERO	1.465,99	0,1975	0,8351	5583,75
TC 1	INV 2	220	5,50	1	2	Cu	ACERO	1.465,99	0,1975	0,8351	5583,75
TC 1	INV 3	220	5,50	1	2	Cu	ACERO	1.465,99	0,1975	0,8351	5583,75
Tramo	Tensión de Fase [V]	Longitud [m]	Número de Conductores (neutro)	Calibre (neutro) [AWG]	Material del conductor	Tipo de canalización	Constante C	Factor F	Multiplicador	Corriente de falla simétrica L-N [A]	
TRF 2	TGBT 2	127	5,50	2	250	Cu	ACERO	4.063,23	0,1211	0,8920	5068,00
TGBT 2	TC 1	127	40,70	2	4/0	Cu	ACERO	3.759,88	0,8639	0,5365	2718,97
TC 1	INV 1	127	5,50	1	2	Cu	ACERO	1.465,99	0,1606	0,8616	2342,64
TC 1	INV 2	127	5,50	1	2	Cu	ACERO	1.465,99	0,1606	0,8616	2342,64
TC 1	INV 3	127	5,50	1	2	Cu	ACERO	1.465,99	0,1606	0,8616	2342,64

La corriente de cortocircuito de las protecciones trifásicas a instalar para la conexión del sistema de generación solar fotovoltaico debe cumplir con los valores correspondientes a la corriente de falla simétrica L-L-L calculada ( $I_{sc} > 10 \text{ kA}$ ).

En caso de presentarse una falla en bornes del sistema fotovoltaico (salida de corriente alterna del inversor), la corriente generada por los paneles, debido a su tecnología, es de 1,05 veces su corriente nominal, hecho que no representa una corriente de cortocircuito significativa aportada por el sistema generador. Además, el inversor ON GRID cuenta con una protección de cortocircuito AC. Ver **anexo B**.

## 6. ANÁLISIS DE NIVEL DE RIESGO POR RAYOS Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

La instalación del sistema de generación solar fotovoltaico no modifica el volumen de la infraestructura civil existente, por ende, no modifica el nivel de riesgo por rayos. La Gobernación de Santander debe realizar un análisis de nivel de riesgo por rayos de la edificación existente y diseñar el sistema de apantallamiento idóneo contra rayos bajo los lineamientos de la norma NTC 4552, secciones 2 y 3.

Se toma la decisión de instalar DPS's de DC tipo I + II con el objetivo de proteger los equipos inversores por sobretensiones inducidas en los conductores que vienen de los arreglos de paneles solares y equipotencializar todas las partes metálicas y equipos al sistema de puesta a tierra existente de la subestación eléctrica.

## 7. ANÁLISIS DE RIESGO DE ORIGEN ELÉCTRICO Y MEDIDAS PARA MITIGARLOS

Este análisis busca adoptar las medidas necesarias para eliminar o minimizar los riesgos derivados de la utilización de energía eléctrica. Ver **anexo C**.

## 8. ANÁLISIS DEL NIVEL DE TENSIÓN

En el presente proyecto se consideran los niveles de tensión normalizados en Colombia según la tabla 2 de la NTC 1340. El análisis del nivel de tensión en el punto de conexión del sistema de generación solar fotovoltaico se presenta a continuación.

**Tabla 11.** Análisis del nivel de tensión  
 Fuente. NTC 1340

<b>Nivel de tensión</b>	Baja Tensión - Nivel 1
<b>Tipo de servicio</b>	Trifásico F-F-F-N
<b>Tensión Nominal [V]</b>	127/220
<b>Tensión máxima [% nominal]</b>	+5
<b>Tensión mínima [% nominal]</b>	-8

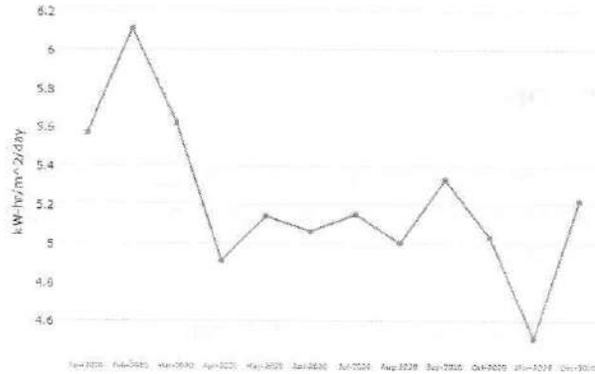
## 9. CALCULO DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS

Según el artículo 14,4 del RETIE, el análisis de campos electromagnéticos debe incluirse en los diseños de líneas o subestaciones de tensión superior a 57,5 kV. De lo anterior, para el presente diseño no se requiere dicho análisis, debido a que el nivel de tensión de los equipos asociados y el punto de conexión del sistema de generación solar fotovoltaico es de 127/220 V.

## 10. CÁLCULO DE TRANSFORMADORES Y SISTEMA DE GENERACIÓN

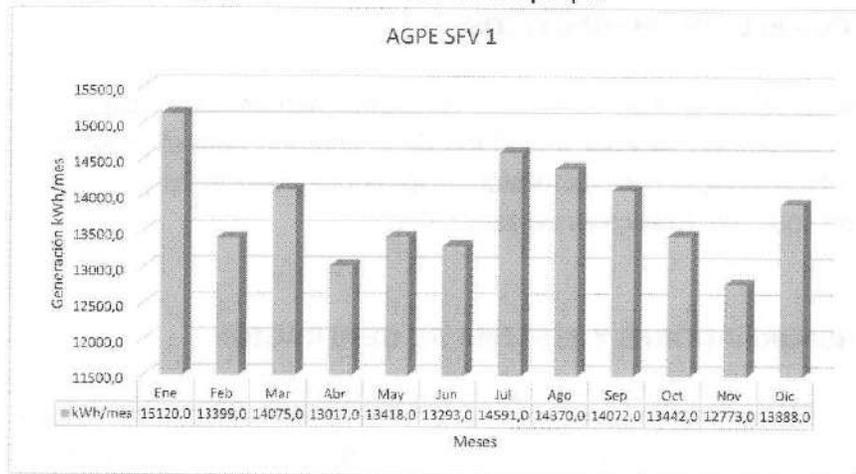
Para el dimensionamiento del sistema de generación solar fotovoltaico es necesario realizar un análisis de radiación. En la figura 5 podemos apreciar la irradiancia de onda corta en la ubicación del proyecto para el periodo anual 2020.

**Figura 5.** Irradiancia de onda corta 2020 - Gobernación de Santander  
 Fuente. Power – Data Access Viewer (NASA)



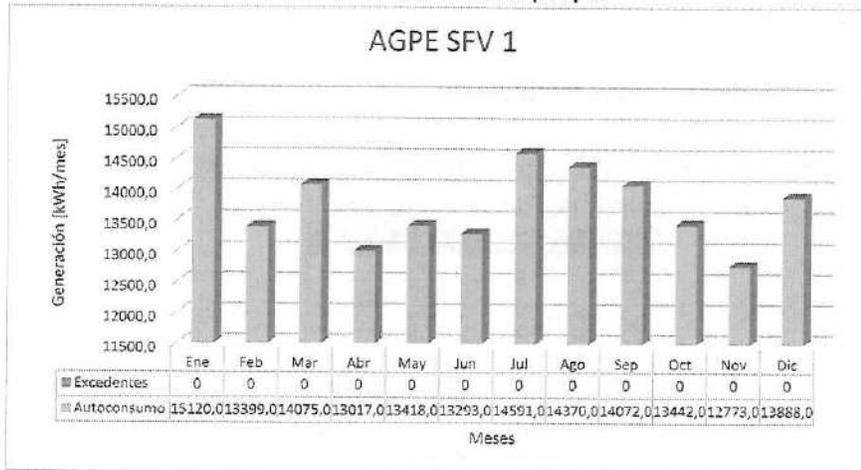
Una vez confirmadas las áreas efectivas de generación, reduciendo al mínimo el efecto sombra de edificaciones y/u objetos adyacentes, se diseña y dimensiona el sistema. El sistema de generación solar fotovoltaico diseñado cuenta con tres subsistemas conectados en paralelo en el tablero de conexión TC 1, con una capacidad instalada total (AC) de 99 kW. En el **anexo A** se detallan los componentes del sistema y las conexiones respectivas. A continuación, se presenta la energía efectiva proyectada total a generar por el SFV 1 diseñado en cada uno de los meses del año, según el modelo y simulación realizada en el software PVSYST, ver **anexo D**.

**Figura 6.** Generación promedio mensual de energía  
 Fuente. Elaboración propia



La energía efectiva proyectada total a generar (mes a mes) será para autoconsumo. Sin embargo, al tener una curva de demanda teórica, se debe inscribir el proyecto ante el operador de red para una posible venta de excedentes de energía generados.

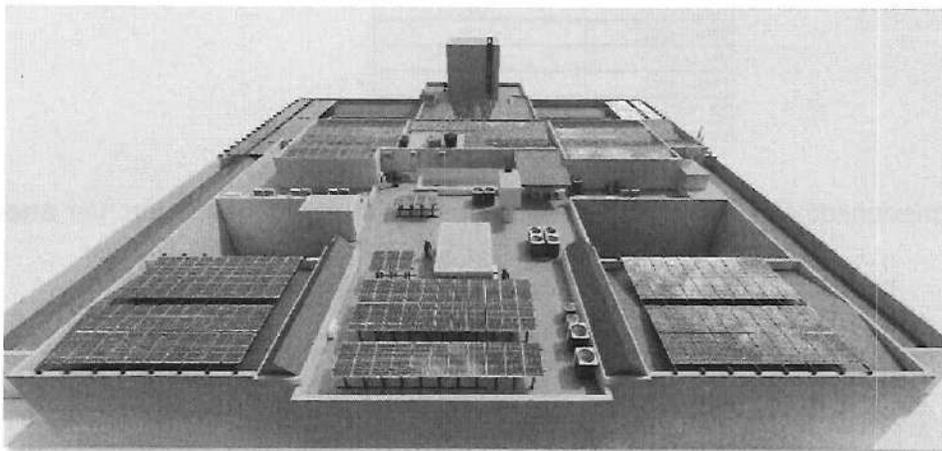
**Figura 7.** Generación promedio mensual de energía para autoconsumo y venta de excedentes  
 Fuente. Elaboración propia



Desde el punto de vista de responsabilidad social, la Gobernación de Santander (cuenta No.1436443) mediante esta sustitución de generación de energía, tienen la capacidad de contribuir con cerca de 62,4 toneladas de CO<sub>2</sub> dejadas de emitir anualmente a la atmósfera.

En el **anexo E** se aprecia el modelado en 3D (render) de la ubicación de la totalidad de los paneles solares y sus estructuras de elevación y montaje sobre la cubierta de la edificación; el render involucra paneles solares asociados al SFV 2.

**Figura 8.** Modelado 3D ubicación de paneles solares Gobernación de Santander  
 Fuente. Elaboración propia



## 10.1. SUBSISTEMA 1

Las características técnicas del subsistema 1 se presentan a continuación:

- Un (01) inversor ON GRID de 30 kW. Ver **anexo B**.

**Tabla 12.** Características técnicas inversor subsistema 1  
 Fuente. Hersic International

INVERSOR 30 kW	
Marca	Solis
Referencia	S5-GC30K-LV
Fases operativas	3
Wmáx in [W]	30000
Vmáx in [Vdc]	1100
Vinicio [Vdc]	195
Rango MPPT [Vdc]	180-1000
No. MPPT	4
Imáx in por MPPT	32
Wout [W]	33000
Vout [Vac]	3/(N)/PE, 220 V
Imáx out [Iac]	85,6
Fr [Hz]	50/60

- Ochenta (80) paneles solares monocristalinos bifaciales doble celda de 455 W c/u para una potencia en DC de 36400 W. Ver **anexo B**.

**Tabla 13.** Características técnicas paneles subsistema 1  
 Fuente. Hersic International

PANELES SOLARES	
Marca	ZNSHINESOLAR
Referencia	ZXM6-NHLDD144-455/M
Wp [W]	455
Vmax [Vdc]	42,3
Voc [Vdc]	50,7
I Max [Adc]	10,76
Isc [Adc]	11,65
Dimensiones [mm]	2089*1039*30

- Comprende el conexionado eléctrico en DC especificado en la tabla a continuación. Ver **anexo A**.

**Tabla 14.** Conexionado eléctrico paneles subsistema 1  
 Fuente. Elaboración propia

	Descripción	ARREGLO DE PANELES SOLARES							
		MPPT1		MPPT2		MPPT3		MPPT4	
		String 1	String 2	String 1	String 2	String 1	String 2	String 1	String 2
INV 1	Módulos serie	20	0	20	0	20	0	20	0
	Módulos paralelo	1	0	1	0	1	0	1	0
	Módulos totales	20	0	20	0	20	0	20	0
	Potencia entrada [W]	9100	0	9100	0	9100	0	9100	0
	Tensión entrada [V]	846	0	846	0	846	0	846	0
	Corriente entrada [A]	10,76	0	10,76	0	10,76	0	10,76	0

- El inversor de 30 kW seleccionado no necesita un transformador de conexión debido a que su tensión de salida es 220 V<sub>ac</sub>. Ver **anexo B**.

## 10.2. SUBSISTEMA 2

Las características técnicas del subsistema 2 se presentan a continuación:

- Un (01) inversor ON GRID de 30 kW. Ver **anexo B**.

**Tabla 15.** Características técnicas inversor subsistema 2

Fuente. Hersic International

INVERSOR 30 kW	
Marca	Solis
Referencia	S5-GC30K-LV
Fases operativas	3
W <sub>máx in</sub> [W]	30000
V <sub>máx in</sub> [Vdc]	1100
V <sub>inicio</sub> [Vdc]	195
Rango MPPT [Vdc]	180-1000
No. MPPT	4
I <sub>máx in</sub> por MPPT	32
W <sub>out</sub> [W]	33000
V <sub>out</sub> [Vac]	3/(N)/PE, 220 V
I <sub>máx out</sub> [Iac]	86,6
Fr [Hz]	50/60

- Ochenta (80) paneles solares monocristalinos bifaciales doble celda de 455 W c/u para una potencia en DC de 36400 W. Ver **anexo B**.

**Tabla 16.** Características técnicas paneles subsistema 2

Fuente. Hersic International

PA NELES SOLA RES	
Marca	ZNSHINESOLAR
Referencia	ZXM6-NHLDD144-455/M
W <sub>p</sub> [W]	455
V <sub>max</sub> [Vdc]	42,3
V <sub>oc</sub> [Vdc]	50,7
I <sub>Max</sub> [Adc]	10,76
I <sub>sc</sub> [Adc]	11,65
Dimensiones [mm]	2089*1039*30

- Comprende el conexionado eléctrico en DC especificado en la tabla a continuación. Ver **anexo A**.

**Tabla 17.** Conexionado eléctrico paneles subsistema 2  
 Fuente. Elaboración propia

		ARREGLO DE PANELES SOLARES							
Descripción	MPPT1		MPPT2		MPPT3		MPPT4		
	String 1	String 2	String 1	String 2	String 1	String 2	String 1	String 2	
INV 2	Módulos serie	20	0	20	0	20	0	20	0
	Módulos paralelo	1	0	1	0	1	0	1	0
	Módulos totales	20	0	20	0	20	0	20	0
	Potencia entrada [W]	9100	0	9100	0	9100	0	9100	0
	Tensión entrada [V]	846	0	846	0	846	0	846	0
	Corriente entrada [A]	10,76	0	10,76	0	10,76	0	10,76	0

- El inversor de 30 kW seleccionado no necesita un transformador de conexión debido a que su tensión de salida es 220 V<sub>ac</sub>. Ver **anexo B**.

### 10.3. SUBSISTEMA 3

Las características técnicas del subsistema 3 se presentan a continuación:

- Un (01) inversor ON GRID de 30 kW. Ver **anexo B**.

**Tabla 18.** Características técnicas inversor subsistema 3  
 Fuente. Hersic International

INVERSOR 30 kW	
Marca	Solis
Referencia	S5-GC30K-LV
Fases operativas	3
W <sub>máx in</sub> [W]	30000
V <sub>máx in</sub> [Vdc]	1100
V <sub>inicio</sub> [Vdc]	195
Rango MPPT [Vdc]	180-1000
No. MPPT	4
I <sub>máx in por MPPT</sub>	32
W <sub>out</sub> [W]	33000
V <sub>out</sub> [Vac]	3/(N)/PE, 220 V
I <sub>máx out</sub> [Iac]	86,6
Fr [Hz]	50/60

- Ochenta (80) paneles solares monocristalinos bifaciales doble celda de 455 W c/u para una potencia en DC de 36400 W. Ver **anexo B**.

**Tabla 19.** Características técnicas paneles subsistema 3  
 Fuente. Hersic International

PANELES SOLARES	
Marca	ZNSHINESOLAR
Referencia	ZXM6-NHLDD144-455/M
W <sub>p</sub> [W]	455
V <sub>max</sub> [Vdc]	42,3
V <sub>oc</sub> [Vdc]	50,7
I <sub>Max</sub> [Adc]	10,76
I <sub>sc</sub> [Adc]	11,65
Dimensiones [mm]	2089*1039*30

- Comprende el conexionado eléctrico en DC especificado en la tabla a continuación. Ver **anexo A**.

**Tabla 20.** Conexionado eléctrico paneles subsistema 3  
 Fuente. Elaboración propia

Descripción		ARREGLO DE PANELES SOLARES							
		MPPT1		MPPT2		MPPT3		MPPT4	
		String 1	String 2	String 1	String 2	String 1	String 2	String 1	String 2
INV 3	Módulos serie	20	0	20	0	20	0	20	0
	Módulos paralelo	1	0	1	0	1	0	1	0
	Módulos totales	20	0	20	0	20	0	20	0
	Potencia entrada [W]	9100	0	9100	0	9100	0	9100	0
	Tensión entrada [V]	846	0	846	0	846	0	846	0
	Corriente entrada [A]	10,76	0	10,76	0	10,76	0	10,76	0

- El inversor de 30 kW seleccionado no necesita un transformador de conexión debido a que su tensión de salida es 220 V<sub>ac</sub>. Ver **anexo B**.

## 11. CÁLCULO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Se debe garantizar la equipotencialidad de todas las partes metálicas y equipos al sistema de puesta a tierra existente de la subestación eléctrica teniendo en cuenta la corriente nominal de los dispositivos automáticos de protección según los requisitos generales y específicos descritos en la sección 250 de la NTC 2050. Los calibres de continuidad de puesta a tierra para los circuitos del diseño se pueden apreciar en los cuadros de carga y en los planos adjuntos.

El sistema de puesta a tierra de la subestación eléctrica debe garantizar los valores de resistencia de puesta a tierra establecidos en la tabla 15.4 del RETIE, que para el caso en particular es de 10 Ω; y las tensiones de paso, contacto y transferidas deben mantenerse en los valores permitidos.

Se recomienda realizar mantenimientos periódicos preventivos y/o correctivos al sistema de puesta a tierra existente de manera que se cumplan las características estipuladas en el RETIE.

## 12. CÁLCULO ECONÓMICO DE CONDUCTORES

El cálculo económico de conductores no aplica para el presente proyecto. La conexión del sistema generador en baja tensión no implica el cambio del conductor principal o acometida en media tensión (MT) de la subestación eléctrica. El circuito de alimentación del sistema generador, es decir, el conductor que inyecta la energía generada por el sistema fotovoltaico es de cobre, se selecciona este material para evitar el par galvánico dado a que la instalación interna de la edificación es en cobre. El dimensionamiento del calibre del conductor cumple con los criterios técnicos requeridos y es

seleccionado por capacidad amperimétrica, regulación de tensión y pérdidas de energía y potencia, cumpliendo con los requisitos mínimos del operador de red incumbente.

### 13. VERIFICACIÓN DE LOS CONDUCTORES

En la tabla a continuación se presentan los conductores seleccionados para el presente proyecto, validando condiciones de capacidad amperimétrica, regulación de tensión, pérdidas de energía y potencia, y protecciones eléctricas.

**Tabla 21.** Verificación de conductores  
 Fuente. Elaboración propia

VERIFICACIÓN DE CONDUCTORES													
Tramo	Tipo de corriente	Longitud [m]	Demanda [kVA]	Fases	Tensión [V]	Corriente [A]	Factor de potencia	Protección [A]	Material	Conductor			
										Número de conductores	Calibre	Capacidad [A]	
PANELES	INV 1	Continua	42,90	N/A	N/A	846	10,76	N/A	16	Cu XLPE HFFR	1	4 mm <sup>2</sup>	41
PANELES	INV 2	Continua	64,90	N/A	N/A	846	10,76	N/A	16	Cu XLPE HFFR	1	4 mm <sup>2</sup>	41
PANELES	INV 3	Continua	61,60	N/A	N/A	846	10,76	N/A	16	Cu XLPE HFFR	1	4 mm <sup>2</sup>	41
INV 1	TC 1	Alterna	5,50	33,00	3	220	86,60	1,00	100	Cu THHN LSHF	1	2	102,6
INV 2	TC 1	Alterna	5,50	33,00	3	220	86,60	1,00	100	Cu THHN LSHF	1	2	102,6
INV 3	TC 1	Alterna	5,50	33,00	3	220	86,60	1,00	100	Cu THHN LSHF	1	2	102,6
TC1	TGBT 2	Alterna	40,70	99,00	3	220	259,81	1,00	320	Cu THHN LSHF	2	4/0	421,2
TGBT 2	BC1	Alterna	5,50	40,00	3	220	105,00	N/A	125	Cu THHN LSHF	1	1/0	135,0

### 14. CÁLCULOS MECÁNICOS

Las áreas efectivas para instalación de los paneles solares se establecen en el **anexo A**. En el **anexo F** se aprecia el análisis de carga estructural por área efectiva. Para el SFV 1 se utilizan las siguientes áreas efectivas:

- Área efectiva 4: La estructura existente soporta la carga de los paneles solares seleccionados y su sistema de monturas y anclaje.
- Área efectiva 5: La estructura existente soporta la carga de los paneles solares seleccionados y su sistema de monturas y anclaje.
- Área efectiva 6: La estructura existente soporta la carga de los paneles solares seleccionados y su sistema de monturas y anclaje.
- Área efectiva 7: La estructura existente soporta la carga de los paneles solares seleccionados y su sistema de monturas y anclaje.
- Área efectiva 8: La estructura nueva soporta la carga de los paneles solares seleccionados y su sistema de monturas y anclaje, ver planos de detalle en **anexo F**.
- Área efectiva 9: La placa de concreto existente soporta la carga de los paneles solares seleccionados y su sistema de monturas y anclaje, dado a que está diseñada para resistir cargas vivas o de

circulación mínimas de 1,8 KN/m<sup>2</sup> y para resistir cargas muertas o fijas de 3,6 KN/m<sup>2</sup>, y en este caso la carga de los equipos a instalar es de 0,16 KN/m<sup>2</sup>.

- Área efectiva 10: La estructura nueva soporta la carga de los paneles solares seleccionados y su sistema de monturas y anclaje, ver planos de detalle en **anexo F**.

## 15. CÁLCULO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTES

No aplica para el presente proyecto.

## 16. CÁLCULO DE CANALIZACIONES

A continuación, se seleccionan los diámetros de la ductería a instalar. La ocupación de la tubería cumple con lo especificado en la tabla 1, capítulo 9 de la NTC 2050.

**Tabla 22.** Cálculo de canalizaciones  
 Fuente. Elaboración propia

CÁLCULO DE CANALIZACIONES															
Tramo	Material	Conductores						Sección total conductores [mm <sup>2</sup> ]	Ductería	Sección total ductería [mm <sup>2</sup> ]	Ocupación ductería [%]				
<b>CORRIENTE ALTERNA</b>															
INV 1	TC 1	Cu THHN LSHF	4	x	2	+	1	x	8	316,31	1	x	1 1/2"	1140,09	28%
INV 2	TC 1	Cu THHN LSHF	4	x	2	+	1	x	8	316,31	1	x	1 1/2"	1140,09	28%
INV 3	TC 1	Cu THHN LSHF	4	x	2	+	1	x	8	316,31	1	x	1 1/2"	1140,09	28%
TC 1	TGBT 2	Cu THHN LSHF	8	x	4/0	+	1	x	4	1661,05	1	x	3"	4560,38	36%
TGBT 2	BC 1	Cu THHN LSHF	3	x	1/0	+	1	x	6	382,97	1	x	1 1/2"	1140,09	34%
<b>CORRIENTE CONTINUA</b>															
PANALES	INV	Cu XLPE HFFR	1	x	4mm <sup>2</sup>	+	1	x	12	32,30	1	x	1/2"	126,68	25%
PANALES	INV	Cu XLPE HFFR	2	x	4mm <sup>2</sup>	+	1	x	12	55,63	1	x	3/4"	285,02	20%
PANALES	INV	Cu XLPE HFFR	3	x	4mm <sup>2</sup>	+	1	x	12	78,96	1	x	3/4"	285,02	28%
PANALES	INV	Cu XLPE HFFR	4	x	4mm <sup>2</sup>	+	1	x	12	102,29	1	x	3/4"	285,02	36%
PANALES	INV	Cu XLPE HFFR	5	x	4mm <sup>2</sup>	+	1	x	12	125,61	1	x	1"	506,71	25%
PANALES	INV	Cu XLPE HFFR	8	x	4mm <sup>2</sup>	+	1	x	12	195,60	1	x	1"	506,71	39%

## 17. CÁLCULOS DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS

A continuación, se observa el cálculo de regulación para el circuito eléctrico de alimentación AC del sistema generador en baja tensión.

**Tabla 23.** Cálculos de regulación de tensión AC  
 Fuente. Elaboración propia

SFV 1															
CÁLCULO DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS AC															
Tramo	Longitud [m]	Demanda [kVA]	Fases	Tensión [V]	Corriente [A]	Factor de potencia	Conductor			Regulación					
							Número	Material	Calibre	R [Ω/km]	XL [Ω/km]	KG	Parcial [%]	Acumulada [%]	
INV 1	TC 1	5,50	33,00	3	220	86,60	1,00	1	Cu THHN LSHF	2	0,623	0,148	62,3000	0,234	0,234
INV 2	TC 1	5,50	33,00	3	220	86,60	1,00	1	Cu THHN LSHF	2	0,623	0,148	62,3000	0,234	0,234
INV 3	TC 1	5,50	33,00	3	220	86,60	1,00	1	Cu THHN LSHF	2	0,623	0,148	62,3000	0,234	0,234
TC 1	TGBT 2	40,70	99,00	3	220	259,81	1,00	2	Cu THHN LSHF	4/0	0,203	0,135	20,3000	0,845	1,079

A continuación, se observan los cálculos de pérdidas de potencia y energía para el circuito eléctrico de alimentación AC del sistema generador en baja tensión.

**Tabla 24.** Cálculos de pérdidas de potencia y energía AC  
 Fuente. Elaboración propia

SFV 1																
CÁLCULO DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS AC																
Tramo	Longitud [m]	Demanda [kVA]	Fases	Tensión [V]	Corriente [A]	Factor de potencia	Conductor			Pérdidas de Potencia			Pérdidas de Energía			
							Número	Material	Calibre	R [Ω/km]	[W]	Parcial [%]	Acumulada [%]	Parcial [%]	Acumulada [%]	
INV 1	TC 1	5,50	33,00	3	220	86,60	1,00	1	Cu THHN LSHF	2	0,623	0,0771	0,234	0,234	0,131	0,13
INV 2	TC 1	5,50	33,00	3	220	86,60	1,00	1	Cu THHN LSHF	2	0,623	0,0771	0,234	0,234	0,131	0,13
INV 3	TC 1	5,50	33,00	3	220	86,60	1,00	1	Cu THHN LSHF	2	0,623	0,0771	0,234	0,234	0,131	0,13
TC 1	TGBT 2	40,70	99,00	3	220	259,81	1,00	2	Cu THHN LSHF	4/0	0,203	0,1183	0,422	0,655	0,237	0,37

A continuación, se observa el análisis de pérdidas en DC para la selección del conductor de los arreglos de paneles con mayores longitudes (críticas).

**Tabla 25.** Análisis de pérdidas DC  
 Fuente. The Energy Development Co-operative Limited (solar-wind.co.uk); y elaboración propia

SFV 1									
ANÁLISIS DE PÉRDIDAS DC									
Subsistema / Inversor	MPPT	String	Longitud [m]	Tensión [V]	Corriente [A]	Conductor			Pérdidas Acceptables
						Número	Material	Calibre	
INV 1	2	1	85,8	846	10,76	1	Cu XLPE HFFR	4 mm2	< 3%
INV 2	4	1	129,8	846	10,76	1	Cu XLPE HFFR	4 mm2	< 3%
INV 3	3	1	123,2	846	10,76	1	Cu XLPE HFFR	4 mm2	< 3%

## 18. CLASIFICACIÓN DE ÁREAS

El presente proyecto, al ser un sistema solar fotovoltaico, está catalogado como una instalación especial. Este diseño cumple con lo establecido en los primeros cuatro (4) capítulos y en la sección 690 de la NTC 2050.

## 19. ELABORACIÓN DE PLANOS Y ESQUEMAS ELÉCTRICOS PARA CONSTRUCCIÓN

Para este proyecto se elaboraron los planos descritos a continuación (ver **anexo A**):

Plano 1 de 2, CONTIENE: **PLANO DE LOCALIZACIÓN / DIAGRAMA UNIFILAR / PLANO PLANTA DE CUBIERTA / PLANO PLANTA DE S/E EDIFICIO NUEVO / CÁLCULOS ELÉCTRICOS / DETALLES DE TABLEROS**

Plano 2 de 2, CONTIENE: **PLANO DE UBICACIÓN SISTEMA DE ANCLAJES / PLANO DE UBICACIÓN RIELES DE ALUMINIO / PLANO DE UBICACIÓN MID CLAMPS Y END CLAMPS / PLANO DE LOCALIZACIÓN SISTEMA DE TIERRAS / PLANO PLANTA DE ÁREAS EFECTIVAS / DETALLES DE SISTEMA DE MONTURAS Y CABLEADO DC**

## **20. ESPECIFICACIONES DE CONSTRUCCIÓN COMPLEMENTARIAS A LOS PLANOS**

A continuación, se describen algunas especificaciones complementarias a los planos para el presente proyecto.

### **20.1. ESTRUCTURAS DE ELEVACIÓN**

En el **anexo F** se encuentran los planos constructivos de las estructuras metálicas de elevación para las áreas efectivas 8 y 10.

### **20.2. IMPERMEABILIZACIÓN DE CUBIERTAS**

Debe realizarse un tratamiento de impermeabilización en los puntos de anclaje de las estructuras de elevación y sistema de monturas de los paneles solares, empleando membranas líquidas a base de poliuretano, para evitar posibles filtraciones de agua.

## **21. DISTANCIAS DE SEGURIDAD REQUERIDAS**

Las partes energizadas a las que el trabajador pueda estar expuesto se deben poner en condición de trabajo eléctricamente seguro antes de trabajar en o cerca de ellas, a menos que se demuestre que desenergizar introduzca riesgos adicionales.

El arco genera radiación térmica hasta de 20000 °C, presenta un aumento súbito de presión hasta de 30 t/m<sup>2</sup> con niveles de ruido por encima de 120 dB y expide vapores metálicos tóxicos por desintegración de productos. Se debe tomar como frontera de protección contra arco eléctrico, para sistemas mayores a 50 voltios, la distancia a la cual la energía incidente es igual a 5 J/cm<sup>2</sup> (1,2 cal/cm<sup>2</sup>).

Para actividades tales como cambio de interruptores o partes de él, intervenciones sobre transformadores de corriente, mantenimiento de barrajes, instalación y retiro de medidores, apertura

de condensadores, macro mediciones, medición de tensión y corriente, entre otras; deben cumplirse procedimientos seguros como los establecidos en la NFPA 70 E o IEC 60364. En todo caso se deben cumplir los siguientes requisitos:

- a. Realizar un análisis de riesgos donde se tenga en cuenta la tensión, la potencia de cortocircuito y el tiempo de despeje de la falla, para definir la categoría del riesgo que determina el elemento de protección a utilizar. El análisis de arco debe revisarse en periodos no mayores a cinco años o cuando se realicen modificaciones mayores.
- b. Fijar etiquetas donde se indique el nivel de riesgo y el equipo requerido.
- c. Realizar una correcta señalización del área de trabajo y de las zonas aledañas a ésta.
- d. Tener un entrenamiento apropiado para trabajar en tensión, si es el caso.
- e. Tener un plano actualizado y aprobado por un profesional competente.
- f. Tener una orden de trabajo firmada por la persona que lo autoriza.
- g. 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 la Tabla 13.6.

**Tabla 26.** Nivel mínimo de protección térmica  
 Fuente. RETIE

CATEGORÍA	NIVEL MÍNIMO DE PROTECCIÓN Cal/cm <sup>2</sup>
0	Prenda normal de algodón
1	4
2	8
3	25
4	40

**Tabla 13.6** Nivel mínimo de protección térmica según NFPA 70E

- h. Las personas no calificadas, no deben sobrepasar el límite de aproximación seguro. Los OR atenderán las solicitudes de cubrimiento o aislamiento temporal para redes de media tensión y baja tensión que haga el usuario cuando requiera intervenir su fachada, el costo estará a cargo del usuario.
- i. El límite de aproximación restringida debe ser señalado 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 de las Tablas 13.7 o 13.8 y la Figura 13.4 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.

**Tabla 27.** Distancias mínimas para trabajos en corriente alterna  
 Fuente. RETIE

Tensión nominal del sistema (fase – fase)	Límite de aproximación seguro [m]		Límite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios.	Límite de aproximación técnica (m)
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta		
50 V – 300 V	3,0	1,0	Evitar contacto	Evitar contacto
301 V – 750 V	3,0	1,0	0,30	0,025
751 V – 15 kV	3,0	1,5	0,7	0,2
15,1 kV – 36 kV	3,0	1,8	0,8	0,3
36,1 kV – 46 kV	3,0	2,5	0,8	0,4
46,1 kV – 72,5 kV	3,0	2,5	1,0	0,7
72,6 kV – 121 kV	3,3	2,5	1,0	0,8
138 kV – 145 kV	3,4	3,0	1,2	1,0
161 kV – 189 kV	3,6	3,6	1,3	1,1
230 kV – 242 kV	4,0	4,0	1,7	1,6
345 kV – 362 kV	4,7	4,7	2,8	2,6
500 kV – 560 kV	5,8	5,8	3,6	3,5

Tabla 13.7. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente alterna

**Tabla 28.** Distancias mínimas para trabajos en corriente continua  
 Fuente. RETIE

Tensión nominal	Límite de aproximación seguro [m]		Límite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios.	Límite de aproximación técnica (m)
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta		
100 V – 300 V	3,0 m	1,0 m	Evitar contacto	Evitar contacto
301 V – 1 kV	3,0 m	1,0 m	0,3 m	25 mm
1,1 kV – 5 kV	3,0 m	1,5 m	0,5 m	0,1 m
5,1 kV – 15 kV	3,0 m	1,5 m	0,7 m	0,2 m
15,1 kV – 45 kV	3,0 m	2,5 m	0,8 m	0,4 m
45,1 kV – 75 kV	3,0 m	2,5 m	1,0 m	0,7 m
75,1 kV – 150 kV	3,3 m	3,0 m	1,2 m	1,0 m
150,1 kV – 250 kV	3,6 m	3,6 m	1,6 m	1,5 m
250,1 kV – 500 kV	6,0 m	6,0 m	3,5 m	3,3 m
500,1 kV – 800 kV	8,0 m	8,0 m	5,0 m	5,0 m

Tabla 13.8. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente continua.

**Figura 9.** Límites de aproximación  
 Fuente: RETIE

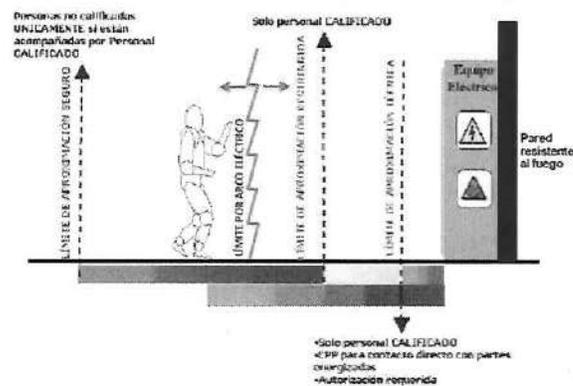


Figura 13.4. Límites de aproximación

## 22. DESVIACIÓN DE LA NTC 2050

No aplica para el presente proyecto.

## **23. ESTUDIOS ADICIONALES**

Para el presente proyecto se realizan los análisis descritos a continuación.

### **23.1. ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS Y PRESUPUESTO**

El análisis de precios unitarios y presupuesto de obra (a costo, es decir, sin márgenes de utilidad dada la naturaleza del proyecto y modelo de negocio PPA) se observan en el **anexo G**. El presupuesto involucra las actividades asociadas al diseño, suministro, instalación e inscripción del proyecto AGPE SFV de la gobernación de Santander (SFV 1 y SFV 2).

### **23.2. ANÁLISIS FINANCIERO Y MODELO DE NEGOCIO**

Los aspectos e indicadores financieros obtenidos en el modelo de negocio planteado para la ejecución del proyecto y su comercialización de energía producida por el sistema de generación solar fotovoltaico se presentan en el **anexo H**. En este anexo podemos encontrar a demás una minuta de contrato de comercialización de energía generada.

### **23.3. CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DE OBRA**

El cronograma de ejecución de obra se presenta en el **anexo I**. Este cronograma de ejecución involucra las actividades asociadas al diseño, suministro, instalación e inscripción del proyecto AGPE SFV de la gobernación de Santander (SFV 1 y SFV 2), no involucra los tiempos de importación de equipos, que, en caso de no disponer de ellos en bodega, es de aproximadamente cuatro (04) meses calendario.

**ANEXO A**  
**PLANOS Y DIAGRAMAS ELÉCTRICOS**  
**(Documento adjunto)**

**ANEXO B**  
**FICHAS TÉCNICAS**  
**(Documento adjunto)**

**ANEXO C**  
**ANÁLISIS DE RIESGO DE ORIGEN ELÉCTRICO Y MEDIDAS PARA MITIGARLOS**  
**(Documento adjunto)**

**ANEXO D**  
**SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN**  
**(Documento adjunto)**

**ANEXO E**  
**MODELO 3D UBICACIÓN PANELES SOLARES**  
**(Documento adjunto)**

**ANEXO F**  
**ANÁLISIS ESTRUCTURAL DE CUBIERTAS**  
**(Documento adjunto)**

**ANEXO G**  
**ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS Y PRESUPUESTO DE OBRA**  
**(Documento adjunto)**

**ANEXO H**  
**ANÁLISIS FINANCIERO Y MODELO DE NEGOCIO**  
**(Documento adjunto)**

**ANEXO I**  
**CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DE OBRA**  
**(Documento adjunto)**

Proyecto aspectos técnicos: Ing. Jaime Calderón Ardila – Contratista ESANT SA ESP  
Proyecto aspectos técnicos: Ing. Edgar Pinzón Peña – Contratista ESANT SA ESP  
Reviso aspectos técnicos: Ing. Fernando Rodríguez Velandia – Director de Operaciones ESANT SA ESP  
Reviso aspectos financieros: Mayerly Noriega Jaimes – Directora Financiera ESANT SA ESP  
Reviso aspectos jurídicos: Carol Murillo – Directora Jurídica ESANT SA ESP

---

Calle 36 # 31-39 / Oficina 131, Centro Empresarial Chica mocha – Bucaramanga / Santander/ Colombia.

PBX: (7) 7000420 – Cel: 3202635285 – 3202163512 - NIT: 900.648.934-0

[esantsaesp@esant.com.co](mailto:esantsaesp@esant.com.co)

[www.esant.com.co](http://www.esant.com.co)

**MEMORIAS DE CÁLCULO Y SISTEMA DE MEDIDA  
SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO ON GRID 96,7 kW – SFV 2  
AGPE No. 1436442**

**BUCARAMANGA  
2022**

## **1. OBJETO**

Este documento contempla las memorias de cálculo y sistema de medida para la construcción del sistema solar fotovoltaico de conexión a la red de 96,7 kW para la cuenta No. 1436442, localizada en la calle 41 No. 10-15 (Governación de Santander) del municipio de Bucaramanga, Santander.

## **2. PRESENTACIÓN DEL PROYECTO**

A continuación, se presenta la información del proyecto.

### **2.1. LOCALIZACIÓN**

El sistema de generación fotovoltaico se encuentra en la latitud 7,1157 y longitud -73,1300, coordenadas pertenecientes a la cuenta No. 1436442, localizada en la calle 41 No. 10-15 (Governación de Santander) del municipio de Bucaramanga, Santander.

### **2.2. PROPIETARIO**

Los datos del propietario del sistema solar fotovoltaico se describen a continuación.

- Nombre: Departamento de Santander
- NIT: 890.201.235-6

### **2.3. DISEÑADOR**

Los datos del diseñador del sistema solar fotovoltaico se describen a continuación.

- Nombre: Empresa de Servicios Públicos de Santander
- NIT.:900.648.934-0
- Número celular: (57) 3213011913
- Número teléfono fijo: (607) 7000420
- Correo electrónico: esantenergia@esant.com.co

### **2.4. NORMATIVIDAD**

El diseño del sistema mencionado se realizó con la última edición de las siguientes normas y reglamentos:

- Reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE

- Norma técnica Colombiana NTC 2050
- Norma técnica Colombiana NTC 4552
- Norma técnica Colombiana NTC 1340
- Normas para cálculo y diseño de sistemas de distribución ESSA SA ESP
- Adenda modificatoria a la norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución ESSA SA ESP
- Resolución CREG 047 del 2004
- Resolución CREG 030 de 2018
- Resolución CREG 038 de 2014
- Standard IEEE 80
- Norma técnica EPM RA8-030

## 2.5. DATOS DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

El sistema solar fotovoltaico trifásico y de conexión a la red tiene las siguientes características:

- Módulos fotovoltaicos: doscientos dieciséis (216) paneles solares monocristalinos ZXM6-NHLDD144-455/M
- Inversores: tres (03) inversores ON GRID S5-GC30K-LV
- Sistema de monturas: Hersic International
- Potencia instalada en DC: 98,28 kW DC
- Potencia instalada (capacidad instalada o nominal) en AC: 96,70 kW AC
- Desconexión: sistema shutdown automático
- Protección anti-isla: integrada a los inversores
- Circuito operador de red: No. 28509 S/E SUR
- Transformador: No. 102806 (propiedad del usuario)

## 2.6. DATOS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN

El sistema de medida frontera nivel 1 (220 V) existente y en funcionamiento es un punto de medición tipo 3 por capacidad instalada con requisitos de exactitud establecidos en la resolución CREG 038 del 2014. Al instalar un AGPE con venta de excedentes de energía generados, se requiere instalar un medidor electrónico bidireccional trifásico tetrafilar (4 cuadrantes) con las siguientes características:

**Tabla 1.** Información medidora frontera (CM)

Fuente. Elaboración propia

TIPO DE MEDIDA	MEDIDOR			
	TENSIÓN [V]	CORRIENTE [A]	FRECUENCIA [Hz]	CLASE ACTIVA / REACTIVA
SEMIDIRECTA BIDIRECCIONAL	3x57.7/100...227/480	1(10)	60	0,5s/ 2

Dado a que la frontera comercial se encuentra formalizada y legalizada, se asume que los transformadores de medida (CT's) cumplen con las exigencias establecidas en la resolución CREG 038 del 2014 y las revisiones quinquenales obligatorias.

Para el sistema de medida de la energía generada por el SFV 2 (TM2) se requiere instalar un sistema de medida semidirecta con las siguientes características:

**Tabla 2. Información medidora – TM2**  
 Fuente. Elaboración propia

MEDIDOR DE GENERACIÓN				
TIPO DE MEDIDA	TENSIÓN [V]	CORRIENTE [A]	FRECUENCIA [Hz]	CLASE ACTIVA / REACTIVA
SEMIDIRECTA BIDIRECCIONAL	3x57.7/100...227/480	1(10)	60	1 / 2

**Tabla 3. Información CT's – TM2**  
 Fuente. Elaboración propia

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (CT) - SISTEMA DE MEDIDA DE GENERACIÓN				
CAPACIDAD INSTALADA [kVA]	CAPACIDAD INSTALADA [A]	CORRIENTE PRIMARIA NOMINAL		
		LIMITE INFERIOR [A]	NOMINAL [A]	LIMITE SUPERIOR [VA]
96,708	253,79	240	300	360
CLASE	RELACIÓN	CARGA NOMINAL		
		LIMITE INFERIOR [VA]	BURDEN CALCULADO [VA]	BURDEN NOMINAL [VA]
0.5	300/5	1,3	4,1575	5

**Tabla 4. Cálculo de burden CT's – TM2**  
 Fuente. Elaboración propia

CALCULO DE BURDEN CT'S - SISTEMA DE MEDIDA DE GENERACIÓN						
CONDUCTOR CALIBRE [AWG]	RAC [ $\Omega/m$ ]	LONDTUD TOTAL [m]	CARGA NOMINAL (BURDEN)			
			CONDUCTOR [VA]	MEDIDOR [VA]	DEVANADO [VA]	TOTAL [VA]
10	0,0042	1,5	0,1575	4	0	4,1575

## 2.7. DIAGRAMA UNIFILAR

Se adjuntan los planos y diagramas eléctricos asociados al sistema de generación solar fotovoltaico. Ver **anexo A**.

## 3. ANÁLISIS Y CUADROS DE CARGAS

A continuación, se observan los cuadros de cargas en corriente continua (DC) y corriente alterna (AC) asociados al sistema de generación SFV 2, en los cuales se especifica la selección del calibre y tipo de conductores a utilizar y las protecciones eléctricas asociadas.

**Tabla 5. Cuadro de cargas DC**  
 Fuente. Elaboración propia

SFV 2													
CUADRO DE CARGAS DC													
SUBSISTEMA / INVERSOR	MPPT	STRING	MODULOS					ARREGLO					
			Wp	Vmax	Voc	I <sub>max</sub>	I <sub>sc</sub>	SERIE	PARAL.	TOT.	P. TOT.	V	I MAX
			[W]	[V]	[V]	[A]	[A]						
INV 4	1	1	455	42,3	50,7	10,76	11,65	18	1	18	8190	761,4	10,76
	2	1	455	42,3	50,7	10,76	11,65	18	1	18	8190	761,4	10,76
	3	1	455	42,3	50,7	10,76	11,65	18	1	18	8190	761,4	10,76
	4	1	455	42,3	50,7	10,76	11,65	18	1	18	8190	761,4	10,76
INV 5	1	1	455	42,3	50,7	10,76	11,65	18	1	18	8190	761,4	10,76
	2	1	455	42,3	50,7	10,76	11,65	18	1	18	8190	761,4	10,76
	3	1	455	42,3	50,7	10,76	11,65	18	1	18	8190	761,4	10,76
	4	1	455	42,3	50,7	10,76	11,65	18	1	18	8190	761,4	10,76
INV 6	1	1	455	42,3	50,7	10,76	11,65	18	1	18	8190	761,4	10,76
	2	1	455	42,3	50,7	10,76	11,65	18	1	18	8190	761,4	10,76
	3	1	455	42,3	50,7	10,76	11,65	18	1	18	8190	761,4	10,76
	4	1	455	42,3	50,7	10,76	11,65	18	1	18	8190	761,4	10,76

**Tabla 6. Cuadro de cargas DC (continuación)**  
 Fuente. Elaboración propia

SFV 2															
CUADRO DE CARGAS DC															
SUBSISTEMA / INVERSOR	MPPT	STRING	V PROT.	PROTECCION SOBRETENSION SELECCIONADA	I PROT.	PROTECCION SOBRECORRIENTE SELECCIONADA	CONDUCTOR SELECCIONADO								
								[V]	[A]						
								[V]	[A]						
INV 4	1	1	912,6	DPS DC TIPO IHE 1000V	11,65	MCB DC 16A + Fusible 15A + Portafusible 30A 1000V	2No.4mm <sup>2</sup> +1No.12AWG(T) Cu XLPE HFR								
	2	1	912,6	DPS DC TIPO IHE 1000V	11,65	MCB DC 16A + Fusible 15A + Portafusible 30A 1000V	2No.4mm <sup>2</sup> +1No.12AWG(T) Cu XLPE HFR								
	3	1	912,6	DPS DC TIPO IHE 1000V	11,65	MCB DC 16A + Fusible 15A + Portafusible 30A 1000V	2No.4mm <sup>2</sup> +1No.12AWG(T) Cu XLPE HFR								
	4	1	912,6	DPS DC TIPO IHE 1000V	11,65	MCB DC 16A + Fusible 15A + Portafusible 30A 1000V	2No.4mm <sup>2</sup> +1No.12AWG(T) Cu XLPE HFR								
INV 5	1	1	912,6	DPS DC TIPO IHE 1000V	11,65	MCB DC 16A + Fusible 15A + Portafusible 30A 1000V	2No.4mm <sup>2</sup> +1No.12AWG(T) Cu XLPE HFR								
	2	1	912,6	DPS DC TIPO IHE 1000V	11,65	MCB DC 16A + Fusible 15A + Portafusible 30A 1000V	2No.4mm <sup>2</sup> +1No.12AWG(T) Cu XLPE HFR								
	3	1	912,6	DPS DC TIPO IHE 1000V	11,65	MCB DC 16A + Fusible 15A + Portafusible 30A 1000V	2No.4mm <sup>2</sup> +1No.12AWG(T) Cu XLPE HFR								
	4	1	912,6	DPS DC TIPO IHE 1000V	11,65	MCB DC 16A + Fusible 15A + Portafusible 30A 1000V	2No.4mm <sup>2</sup> +1No.12AWG(T) Cu XLPE HFR								
INV 6	1	1	912,6	DPS DC TIPO IHE 1000V	11,65	MCB DC 16A + Fusible 15A + Portafusible 30A 1000V	2No.4mm <sup>2</sup> +1No.12AWG(T) Cu XLPE HFR								
	2	1	912,6	DPS DC TIPO IHE 1000V	11,65	MCB DC 16A + Fusible 15A + Portafusible 30A 1000V	2No.4mm <sup>2</sup> +1No.12AWG(T) Cu XLPE HFR								
	3	1	912,6	DPS DC TIPO IHE 1000V	11,65	MCB DC 16A + Fusible 15A + Portafusible 30A 1000V	2No.4mm <sup>2</sup> +1No.12AWG(T) Cu XLPE HFR								
	4	1	912,6	DPS DC TIPO IHE 1000V	11,65	MCB DC 16A + Fusible 15A + Portafusible 30A 1000V	2No.4mm <sup>2</sup> +1No.12AWG(T) Cu XLPE HFR								

**Tabla 7. Cuadro de cargas AC**  
 Fuente. Elaboración propia

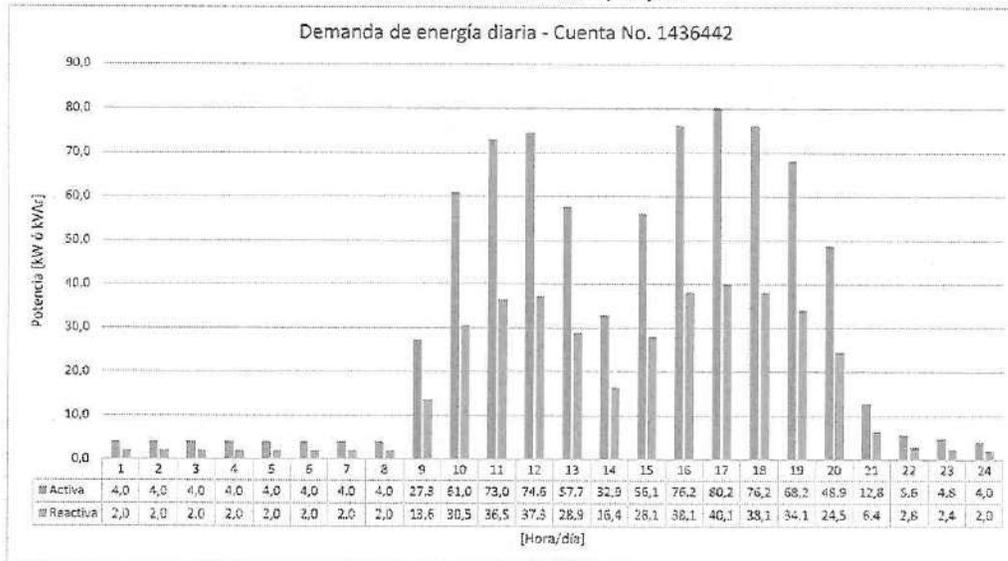
SFV 2												
CUADRO DE CARGAS AC												
SUBSISTEMA / INVERSOR	CAPACIDAD NOMINAL	POTENCIA FASE			POTENCIA TOTAL			S MAX	V	I MAX	I PROT.	I COND.
		R	S	T	P	FP	Q					
		[W]	[W]	[W]	[W]	[W]	[VAr]					
<b>BAJA TENSION</b>												
INV 4	32.236	10.745	10.745	10.745	32.236	1,00	0,0	32.236	220	84,6	97,3	105,7
INV 5	32.236	10.745	10.745	10.745	32.236	1,00	0,0	32.236	220	84,6	97,3	105,7
INV 6	32.236	10.745	10.745	10.745	32.236	1,00	0,0	32.236	220	84,6	97,3	105,7
<b>TOTAL</b>		32.236	32.236	32.236	96.708	1,00	0,0	96.708	220	253,8	253,8	

**Tabla 8.** Cuadro de cargas AC (continuación)  
 Fuente. Elaboración propia

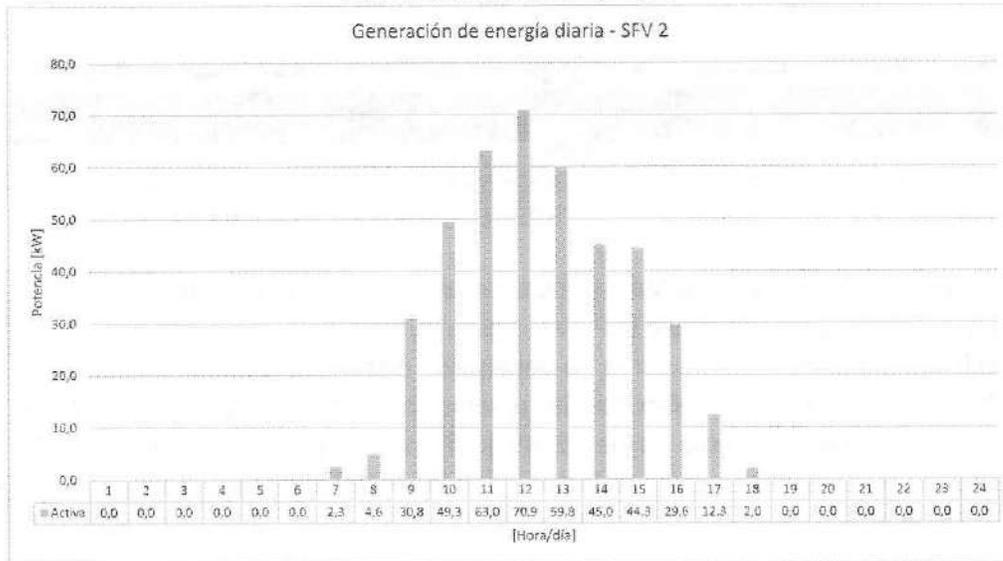
SPV 2							
CUADRO DE CARGAS AC							
SUBESTACIÓN / DIVERSOR	V (V)	E MAX (A)	I PROT. (A)	I COND. (A)	PROTECCIÓN SOPRACORRIENTE SELECCIONADA	CONDUCTOR SELECCIONADO	OBSERVACIONES
<b>BASA TENDÓN</b>							
BM 4	220	84,6	97,3	105,7	3x10DA	2No.3AWG(F)+1No.2AWG(N)+1No.8AWG(T) Cu THHN LSHF	Desde BM 4 hasta TC2
BM 5	220	84,6	97,3	105,7	3x10DA	2No.2AWG(F)+1No.2AWG(N)+1No.8AWG(T) Cu THHN LSHF	Desde BM 5 hasta TC2
BM 6	220	84,6	97,3	105,7	3x10DA	2No.3AWG(F)+1No.2AWG(N)+1No.8AWG(T) Cu THHN LSHF	Desde BM 6 hasta TC2
<b>TOTAL</b>	<b>220</b>	<b>253,8</b>	<b>293,8</b>	<b>311,1</b>	<b>3x30GA</b>	<b>8No.4AWG(F)+2No.4AWG(N)+1No.4AWG(T) Cu THHN LSHF</b>	Desde TC2 hasta TGBT 5/E Arropia

Para determinar el factor de potencia del sistema general se analiza la curva de demanda diaria teórica para usuario comercial definida por la ESSA ESP (ver figura 1, se usó como referencia el consumo promedio diario de la cuenta asociada) y la curva de generación diaria del sistema de generación solar fotovoltaico (ver figura 2, se usó como referencia la generación promedio diaria teórica del sistema diseñado). El consumo mensual promedio es de 23749 kWh/mes y la penalización de consumo de reactiva inductiva es de 0 kVARh/mes según la factura del servicio de energía eléctrica del mes de diciembre del 2021. La generación mensual promedio obtenida por el sistema solar fotovoltaico diseñado es de 12420 kWh/mes.

**Figura 1.** Demanda de energía diaria  
 Fuente. Elaboración propia

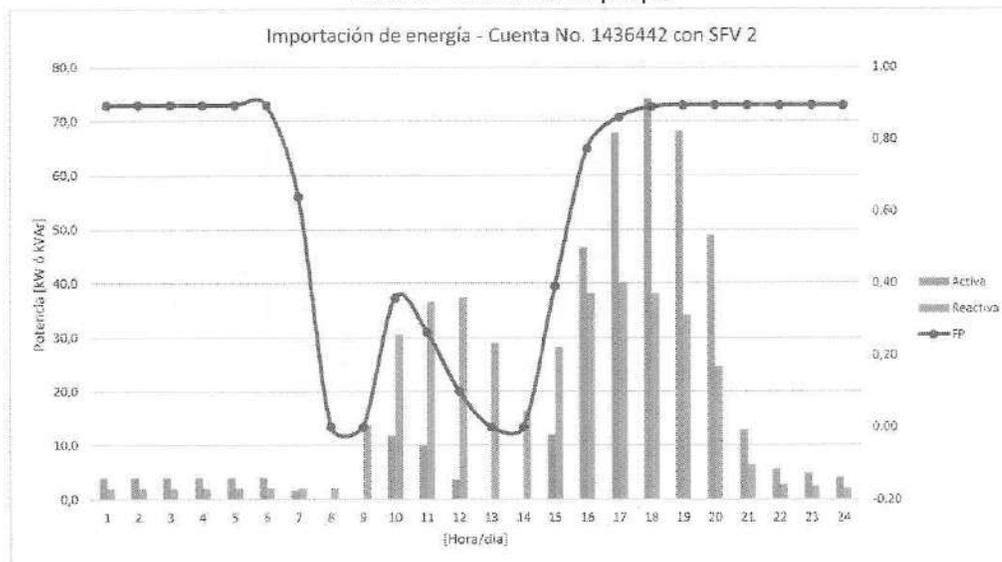


**Figura 2. Generación de energía diaria**  
 Fuente. Elaboración propia



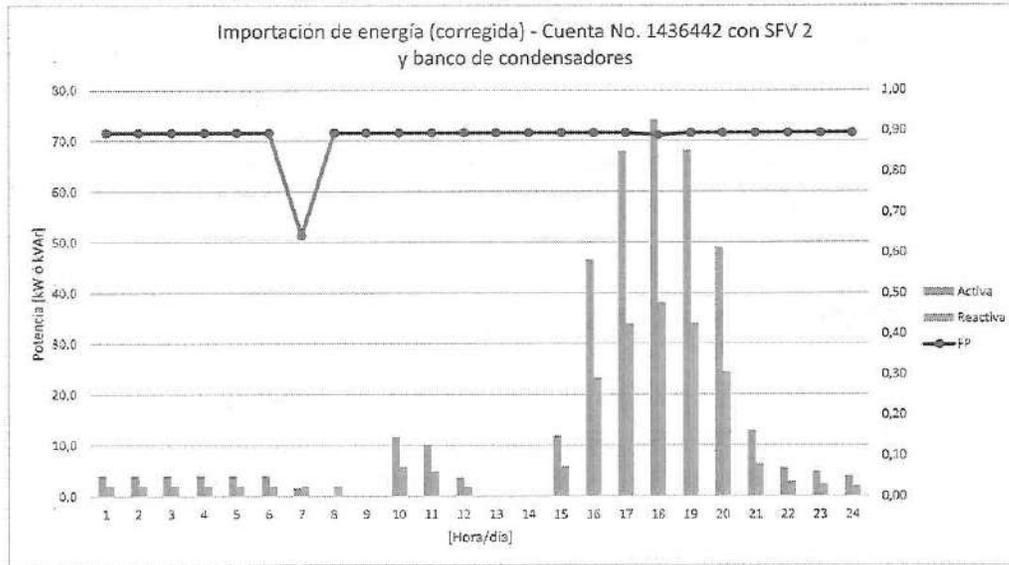
El balance de energía horario obtenido (ver figura 3, importación de energía) indica una caída del factor de potencia en atraso con respecto al límite establecido según la resolución CREG 047 del 2004 en el periodo de generación solar fotovoltaica.

**Figura 3. Importación de energía diaria teórica**  
 Fuente. Elaboración propia



Se concluye que es necesario instalar un banco de condensadores (BC 2) con capacidad estimada de 40 kVAR (2 pasos de 2,5 kVAR – 3 pasos de 5 kVAR – 2 pasos de 10 kVAR) que opere con control de factor de potencia de 06:00 am - 06:00 pm. En la tabla 9 se especifica la selección del calibre y tipo de conductores a utilizar y las protecciones eléctricas asociadas al banco de condensadores. Este dimensionamiento debe validarse una vez se haya instalado y conectado el sistema generador, caracterizando la curva real de demanda y generación del sistema. El balance de energía teórico con compensación reactiva se visualiza en la figura 4. Ver diagrama unifilar eléctrico en el **anexo A**.

**Figura 4.** Importación energía diaria teórica con compensación  
 Fuente. Elaboración propia



**Tabla 9.** Cuadro de cargas AC banco de condensadores (BC2)  
 Fuente. Elaboración propia

BANCO DE CONDENSADORES BC2									
CUADRO DE CARGAS AC									
SUBSISTEMA / INMERSOR	POTENCIA		V	I MAX	I PROT.	I COND.	PROTECCIÓN SOBRECORRIENTE SELECCIONADA	CONDUCTOR SELECCIONADO	OBSERVACIONES
	Q [VA-]	S [VA]							
<b>BAJA TENSION</b>									
C1	2500	2.500	220	6,6	7,5	8,2	3x15A	3No.12AWG(F)+1No.12AWG(T) Cu THHN LSHF	Paso 1
C2	2500	2500	220	6,6	7,5	8,2	3x15A	3No.12AWG(F)+1No.12AWG(T) Cu THHN LSHF	Paso 2
C3	5000	5.000	220	13,1	15,1	16,4	3x20A	3No.12AWG(F)+1No.12AWG(T) Cu THHN LSHF	Paso 3
C4	5000	5.000	220	13,1	15,1	16,4	3x20A	3No.12AWG(F)+1No.12AWG(T) Cu THHN LSHF	Paso 4
C5	5000	5.000	220	13,1	15,1	16,4	3x20A	3No.12AWG(F)+1No.12AWG(T) Cu THHN LSHF	Paso 5
C6	10000	10.000	220	26,2	30,2	32,8	3x40A	3No.8AWG(F)+1No.10AWG(T) Cu THHN LSHF	Paso 6
C7	10000	10.000	220	26,2	30,2	32,8	3x40A	3No.8AWG(F)+1No.10AWG(T) Cu THHN LSHF	Paso 7
<b>TOTAL</b>	<b>40000,0</b>	<b>40.000</b>	<b>220</b>	<b>105,0</b>	<b>105,0</b>	<b>105,0</b>	<b>3x125A</b>	<b>3No.1/0AWG(F)+1No.6AWG(T) Cu THHN LSHF</b>	Desde TGBT S/E Arigua hasta BC 2

El sistema de generación fotovoltaico emplea equipos inversores ON GRID con factor de potencia entre 0,8 en atraso y 0,8 en adelante, programados inicialmente para inyectar potencia con factor de potencia igual a 1. Ver **anexo B**.

Los inversores ON GRID seleccionados proporcionan un porcentaje de distorsión armónica inferior al 3% en su salida AC. Se asume así que la distorsión armónica total en corriente (THDi) en el punto de conexión de la carga no es superior al 15%, luego y tanto no se aplican factores de corrección en conductores o barras en función de la proporción de armónicos de tercer orden. A su vez, se asume que la distorsión armónica total en tensión (THDv) en el punto de conexión de la carga no es superior al 5% y por ende no requiere implementar filtros activos de armónicos. Ver **anexo B**.

#### **4. ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO**

El aislamiento a la tensión máxima del sistema de distribución se seleccionará de acuerdo con el nivel de tensión del servicio, en este caso, y según la tabla 5,1 "Aislamiento para conductores" de las normas para cálculo y diseño de sistemas de distribución ESSA SA ESP, para un nivel de baja tensión el aislamiento para conductores de corriente alterna debe ser de 600 V. Los conductores de corriente continua deben tener una tensión nominal superior a la tensión de circuito abierto de los diferentes arreglos de paneles solares. Ver cuadros de carga DC.

#### **5. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO Y FALLA A TIERRA**

El objetivo del análisis de cortocircuito es calcular el valor máximo de corriente y su comportamiento durante el tiempo que esta permanece. Esto permite determinar el valor de corriente que debe interrumpirse y conocer el esfuerzo al que son sometidos los equipos durante el tiempo transcurrido desde que se presenta la falla hasta que se aísla dicha corriente.

A continuación, se muestra el cálculo de las corrientes de cortocircuito mediante la metodología punto a punto desde el transformador de distribución (TRF) asociado a la cuenta hasta el tablero de conexión del sistema de generación solar fotovoltaico (TC 2).

**Tabla 10. Análisis de cortocircuito acometida BT**  
 Fuente. Elaboración propia

CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO											
Capacidad del transformador [KVA]	200	Tensión de línea en el secundario [V]	220	Corriente nominal en el secundario [A]	524,86	Impedancia característica Zcc [%]	5,0%	Corriente de falla simétrica L-L-L-T [A]	10497,28	Corriente de falla simétrica L-N [A]	5060,51
Tramo	Tensión de línea [V]	Longitud [m]	Número de Conductores (fase)	Calibre (fase) [AWG]	Material del conductor	Tipo de canalización	Constante C	Factor F	Multiplicador	Corriente de falla simétrica L-L-L [A]	
TRF	TGBT	220	5,50	2	250	Cu	ACERO	4.063,23	0,0559	0,9470	9941,22
TGBT	TC 2	220	82,50	2	4/0	Cu	ACERO	3.759,88	0,8587	0,5380	5348,56
TC 2	INV 4	220	5,50	1	2	Cu	ACERO	1.465,99	0,1580	0,8636	4618,86
TC 2	INV 5	220	5,50	1	2	Cu	ACERO	1.465,99	0,1580	0,8636	4618,86
TC 2	INV 6	220	5,50	1	2	Cu	ACERO	1.465,99	0,1580	0,8636	4618,86
Tramo	Tensión de fase [V]	Longitud [m]	Número de Conductores (neutro)	Calibre (neutro) [AWG]	Material del conductor	Tipo de canalización	Constante C	Factor F	Multiplicador	Corriente de falla simétrica L-N [A]	
TRF	TGBT	127	5,50	2	250	Cu	ACERO	4.063,23	0,1292	0,8856	5367,21
TGBT	TC 2	127	82,50	2	4/0	Cu	ACERO	3.759,88	1,8546	0,3503	1880,18
TC 2	INV 4	127	5,50	1	2	Cu	ACERO	1.465,99	0,1111	0,9000	1692,20
TC 2	INV 5	127	5,50	1	2	Cu	ACERO	1.465,99	0,1111	0,9000	1692,20
TC 2	INV 6	127	5,50	1	2	Cu	ACERO	1.465,99	0,1111	0,9000	1692,20

La corriente de cortocircuito de las protecciones trifásicas a instalar para la conexión del sistema de generación solar fotovoltaico debe cumplir con los valores correspondientes a la corriente de falla simétrica L-L-L calculada ( $I_{sc} > 10 \text{ kA}$ ).

En caso de presentarse una falla en bornes del sistema fotovoltaico (salida de corriente alterna del inversor), la corriente generada por los paneles, debido a su tecnología, es de 1,05 veces su corriente nominal, hecho que no representa una corriente de cortocircuito significativa aportada por el sistema generador. Además, el inversor ON GRID cuenta con una protección de cortocircuito AC. Ver **anexo B**.

## 6. ANÁLISIS DE NIVEL DE RIESGO POR RAYOS Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

La instalación del sistema de generación solar fotovoltaico no modifica el volumen de la infraestructura civil existente, por ende, no modifica el nivel de riesgo por rayos. La Gobernación de Santander debe realizar un análisis de nivel de riesgo por rayos de la edificación existente y diseñar el sistema de apantallamiento idóneo contra rayos bajo los lineamientos de la norma NTC 4552, secciones 2 y 3.

Se toma la decisión de instalar DPS's de DC tipo I + II con el objetivo de proteger los equipos inversores por sobretensiones inducidas en los conductores que vienen de los arreglos de paneles solares y equipotencializar todas las partes metálicas y equipos al sistema de puesta a tierra existente de la subestación eléctrica.

## 7. ANÁLISIS DE RIESGO DE ORIGEN ELÉCTRICO Y MEDIDAS PARA MITIGARLOS

Este análisis busca adoptar las medidas necesarias para eliminar o minimizar los riesgos derivados de la utilización de energía eléctrica. Ver **anexo C**.

## 8. ANÁLISIS DEL NIVEL DE TENSIÓN

En el presente proyecto se consideran los niveles de tensión normalizados en Colombia según la tabla 2 de la NTC 1340. El análisis del nivel de tensión en el punto de conexión del sistema de generación solar fotovoltaico se presenta a continuación.

**Tabla 11.** Análisis del nivel de tensión  
Fuente. NTC 1340

<b>Nivel de tensión</b>	Baja Tensión - Nivel 1
<b>Tipo de servicio</b>	Trifásico F-F-F-N
<b>Tensión Nominal [V]</b>	127/220
<b>Tensión máxima [% nominal]</b>	+5
<b>Tensión mínima [% nominal]</b>	-8

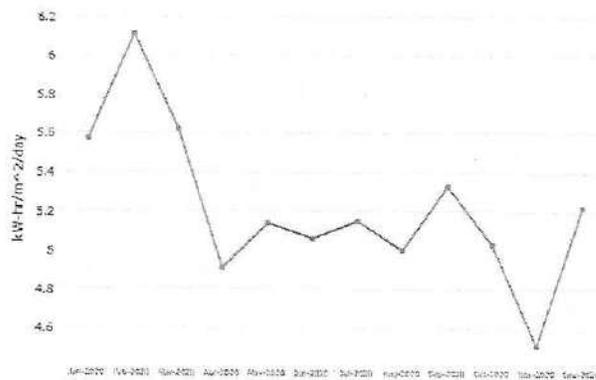
## 9. CALCULO DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS

Según el artículo 14,4 del RETIE, el análisis de campos electromagnéticos debe incluirse en los diseños de líneas o subestaciones de tensión superior a 57,5 kV. De lo anterior, para el presente diseño no se requiere dicho análisis, debido a que el nivel de tensión de los equipos asociados y el punto de conexión del sistema de generación solar fotovoltaico es de 127/220 V.

## 10. CÁLCULO DE TRANSFORMADORES Y SISTEMA DE GENERACIÓN

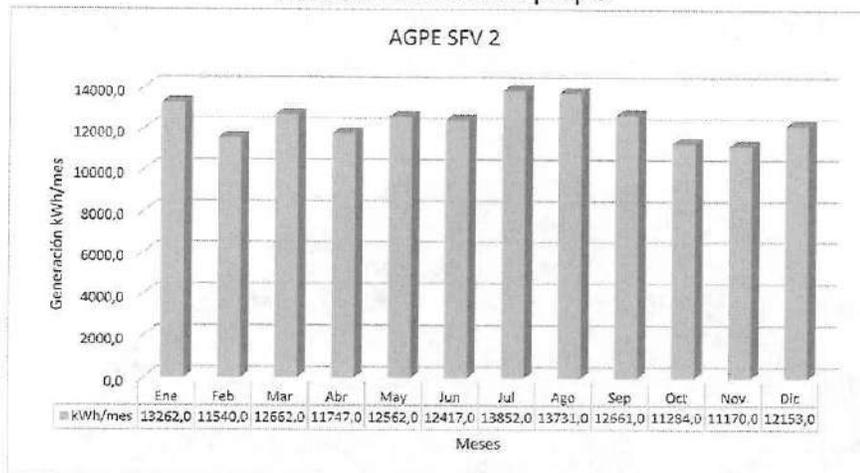
Para el dimensionamiento del sistema de generación solar fotovoltaico es necesario realizar un análisis de radiación. En la figura 5 podemos apreciar la irradiancia de onda corta en la ubicación del proyecto para el periodo anual 2020.

**Figura 5.** Irradiancia de onda corta 2020 - Gobernación de Santander  
 Fuente. Power – Data Access Viewer (NASA)



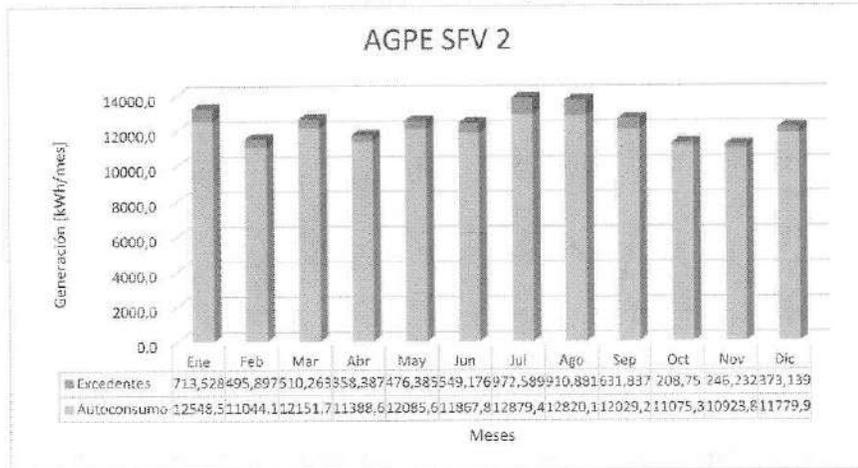
Una vez confirmadas las áreas efectivas de generación, reduciendo al mínimo el efecto sombra de edificaciones y/u objetos adyacentes, se diseña y dimensiona el sistema. El sistema de generación solar fotovoltaico diseñado cuenta con tres subsistemas conectados en paralelo en el tablero de conexión TC 2, con una capacidad instalada total (AC) de 96.7 kW. En el **anexo A** se detallan los componentes del sistema y las conexiones respectivas. A continuación, se presenta la energía efectiva proyectada total a generar por el SFV 2 diseñado en cada uno de los meses del año, según el modelo y simulación realizada en el software PVSYST, ver **anexo D**.

**Figura 6.** Generación promedio mensual de energía  
 Fuente. Elaboración propia



La energía efectiva proyectada total a generar (mes a mes) para autoconsumo y venta de excedentes se presenta a continuación.

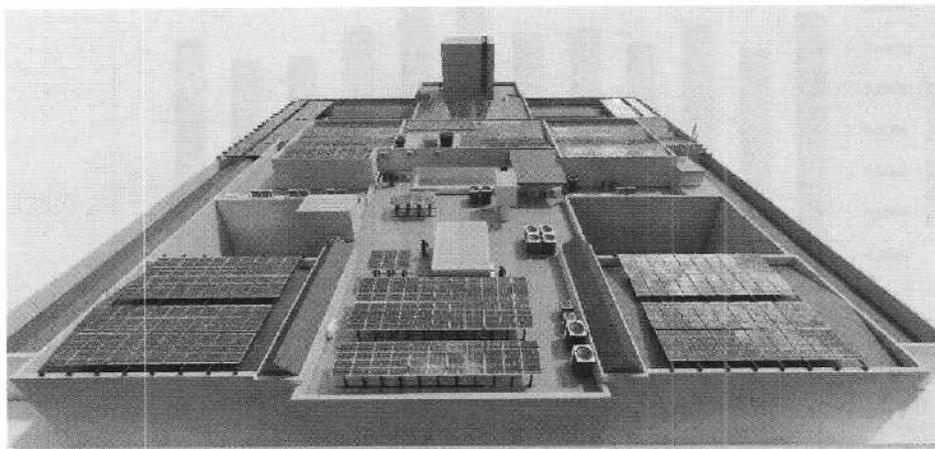
**Figura 7.** Generación promedio mensual de energía para autoconsumo y venta de excedentes  
 Fuente. Elaboración propia



Desde el punto de vista de responsabilidad social, la Gobernación de Santander (cuenta No.1436442) mediante esta sustitución de generación de energía, tienen la capacidad de contribuir con cerca de 56,2 toneladas de CO<sub>2</sub> dejadas de emitir anualmente a la atmósfera.

En el **anexo E** se aprecia el modelado en 3D (render) de la ubicación de la totalidad de los paneles solares y sus estructuras de elevación y montaje sobre la cubierta de la edificación; el render involucra paneles solares asociados al SFV 1.

**Figura 8.** Modelado 3D ubicación de paneles solares Gobernación de Santander  
 Fuente. Elaboración propia



## 10.1. SUBSISTEMA 1

Las características técnicas del subsistema 1 se presentan a continuación:

- Un (01) inversor ON GRID de 30 kW. Ver **anexo B**.

**Tabla 12.** Características técnicas inversor subsistema 1  
 Fuente. Hersic International

INVERSOR 30 kW	
Marca	Solis
Referencia	S5-GC30K-LV
Fases operativas	3
W <sub>máx in</sub> [W]	30000
V <sub>máx in</sub> [Vdc]	1100
Vinicio [Vdc]	195
Rango MPPT [Vdc]	180-1000
No. MPPT	4
I <sub>máx in por MPPT</sub>	32
W <sub>out</sub> [W]	33000
V <sub>out</sub> [Vac]	3/(N)/PE, 220 V
I <sub>máx out</sub> [Iac]	86,6
Fr [Hz]	50/60

- Setenta y dos (72) paneles solares monocristalinos bifaciales doble celda de 455 W c/u para una potencia en DC de 32760 W. Ver **anexo B**.

**Tabla 13.** Características técnicas paneles subsistema 1  
 Fuente. Hersic International

PANELES SOLARES	
Marca	ZNSHINESOLAR
Referencia	ZXM6-NHLDD144-455/M
W <sub>p</sub> [W]	455
V <sub>max</sub> [Vdc]	42,3
V <sub>oc</sub> [Vdc]	50,7
I <sub>Max</sub> [Adc]	10,76
I <sub>sc</sub> [Adc]	11,65
Dimensiones [mm]	2089*1039*30

- Comprende el conexionado eléctrico en DC especificado en la tabla a continuación. Ver **anexo A**.

**Tabla 14.** Conexionado eléctrico paneles subsistema 1  
 Fuente. Elaboración propia

ARREGLO DE PANELES SOLARES									
	Descripción	MPPT1		MPPT2		MPPT3		MPPT4	
		String 1	String 2						
INV 4	Módulos serie	18	0	18	0	18	0	18	0
	Módulos paralelo	1	0	1	0	1	0	1	0
	Módulos totales	18	0	18	0	18	0	18	0
	Potencia entrada [W]	8190	0	8190	0	8190	0	8190	0
	Tensión entrada [V]	761,4	0	761,4	0	761,4	0	761,4	0
	Corriente entrada [A]	10,76	0	10,76	0	10,76	0	10,76	0

- El inversor de 30 kW seleccionado no necesita un transformador de conexión debido a que su tensión de salida es 220 V<sub>ac</sub>. Ver **anexo B**.

## 10.2. SUBSISTEMA 2

Las características técnicas del subsistema 2 se presentan a continuación:

- Un (01) inversor ON GRID de 30 kW. Ver **anexo B**.

**Tabla 15.** Características técnicas inversor subsistema 2

Fuente. Hersic International

INVERSOR 30 kW	
Marca	Solis
Referencia	S5-GC30K-LV
Fases operativas	3
W <sub>máx in</sub> [W]	30000
V <sub>máx in</sub> [Vdc]	1100
Vinicio [Vdc]	195
Rango MPPT [Vdc]	180-1000
No. MPPT	4
I <sub>máx in por MPPT</sub>	32
W <sub>out</sub> [W]	33000
V <sub>out</sub> [Vac]	3/(N)/PE, 220 V
I <sub>máx out</sub> [Iac]	86,6
Fr [Hz]	50/60

- Setenta y dos (72) paneles solares monocristalinos bifaciales doble celda de 455 W c/u para una potencia en DC de 32760 W. Ver **anexo B**.

**Tabla 16.** Características técnicas paneles subsistema 2

Fuente. Hersic International

PANELES SOLARES	
Marca	ZNSHINESOLAR
Referencia	ZXM6-NHLDD144-455/M
W <sub>p</sub> [W]	455
V <sub>max</sub> [Vdc]	42,3
V <sub>oc</sub> [Vdc]	50,7
I <sub>Max</sub> [Adc]	10,76
I <sub>sc</sub> [Adc]	11,65
Dimensiones [mm]	2089*1039*30

- Comprende el conexionado eléctrico en DC especificado en la tabla a continuación. Ver **anexo A**.

**Tabla 17.** Conexionado eléctrico paneles subsistema 2  
 Fuente. Elaboración propia

		ARREGLO DE PANELES SOLARES							
	Descripción	MPPT1		MPPT2		MPPT3		MPPT4	
		String 1	String 2	String 1	String 2	String 1	String 2	String 1	String 2
INV 5	Módulos serie	18	0	18	0	18	0	18	0
	Módulos paralelo	1	0	1	0	1	0	1	0
	Módulos totales	18	0	18	0	18	0	18	0
	Potencia entrada [W]	8190	0	8190	0	8190	0	8190	0
	Tensión entrada [V]	761,4	0	761,4	0	761,4	0	761,4	0
	Corriente entrada [A]	10,76	0	10,76	0	10,76	0	10,76	0

- El inversor de 30 kW seleccionado no necesita un transformador de conexión debido a que su tensión de salida es 220 V<sub>ac</sub>. Ver **anexo B**.

### 10.3. SUBSISTEMA 3

Las características técnicas del subsistema 3 se presentan a continuación:

- Un (01) inversor ON GRID de 30 kW. Ver **anexo B**.

**Tabla 18.** Características técnicas inversor subsistema 3  
 Fuente. Hersic International

INVERSOR 30 kW	
Marca	Solis
Referencia	S5-GC30K-LV
Fases operativas	3
W <sub>máx in</sub> [W]	30000
V <sub>máx in</sub> [Vdc]	1100
V <sub>inicio</sub> [Vdc]	195
Rango MPPT [Vdc]	180-1000
No. MPPT	4
I <sub>máx in por MPPT</sub>	32
W <sub>out</sub> [W]	33000
V <sub>out</sub> [Vac]	3/(N)/PE, 220 V
I <sub>máx out</sub> [Iac]	86,6
Fr [Hz]	50/60

- Setenta y dos (72) paneles solares monocristalinos bifaciales doble celda de 455 W c/u para una potencia en DC de 32760 W. Ver **anexo B**.

**Tabla 19.** Características técnicas paneles subsistema 3  
 Fuente. Hersic International

PANELES SOLARES	
Marca	ZNSHINESOLAR
Referencia	ZXM6-NHLDD144-455/M
W <sub>p</sub> [W]	455
V <sub>max</sub> [Vdc]	42,3
V <sub>oc</sub> [Vdc]	50,7
I <sub>Max</sub> [Adc]	10,76
I <sub>sc</sub> [Adc]	11,65
Dimensiones [mm]	2089*1039*30

- Comprende el conexionado eléctrico en DC especificado en la tabla a continuación. Ver **anexo A**.

**Tabla 20.** Conexionado eléctrico paneles subsistema 3  
 Fuente. Elaboración propia

	Descripción	ARREGLO DE PANELES SOLARES							
		MPPT1		MPPT2		MPPT3		MPPT4	
		String 1	String 2	String 1	String 2	String 1	String 2	String 1	String 2
INV 6	Módulos serie	18	0	18	0	18	0	18	0
	Módulos paralelo	1	0	1	0	1	0	1	0
	Módulos totales	18	0	18	0	18	0	18	0
	Potencia entrada [W]	8190	0	8190	0	8190	0	8190	0
	Tensión entrada [V]	761,4	0	761,4	0	761,4	0	761,4	0
	Corriente entrada [A]	10,76	0	10,76	0	10,76	0	10,76	0

- El inversor de 30 kW seleccionado no necesita un transformador de conexión debido a que su tensión de salida es 220 V<sub>ac</sub>. Ver **anexo B**.

## 11. CÁLCULO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Se debe garantizar la equipotencialidad de todas las partes metálicas y equipos al sistema de puesta a tierra existente de la subestación eléctrica teniendo en cuenta la corriente nominal de los dispositivos automáticos de protección según los requisitos generales y específicos descritos en la sección 250 de la NTC 2050. Los calibres de continuidad de puesta a tierra para los circuitos del diseño se pueden apreciar en los cuadros de carga y en los planos adjuntos.

El sistema de puesta a tierra de la subestación eléctrica debe garantizar los valores de resistencia de puesta a tierra establecidos en la tabla 15.4 del RETIE, que para el caso en particular es de 10 Ω; y las tensiones de paso, contacto y transferidas deben mantenerse en los valores permitidos.

Se recomienda realizar mantenimientos periódicos preventivos y/o correctivos al sistema de puesta a tierra existente de manera que se cumplan las características estipuladas en el RETIE.

## 12. CÁLCULO ECONÓMICO DE CONDUCTORES

El cálculo económico de conductores no aplica para el presente proyecto. La conexión del sistema generador en baja tensión no implica el cambio del conductor principal o acometida en media tensión (MT) de la subestación eléctrica. El circuito de alimentación del sistema generador, es decir, el conductor que inyecta la energía generada por el sistema fotovoltaico es de cobre, se selecciona este material para evitar el par galvánico dado a que la instalación interna de la edificación es en cobre. El dimensionamiento del calibre del conductor cumple con los criterios técnicos requeridos y es

seleccionado por capacidad amperimétrica, regulación de tensión y pérdidas de energía y potencia, cumpliendo con los requisitos mínimos del operador de red incumbente.

### 13. VERIFICACIÓN DE LOS CONDUCTORES

En la tabla a continuación se presentan los conductores seleccionados para el presente proyecto, validando condiciones de capacidad amperimétrica, regulación de tensión, pérdidas de energía y potencia, y protecciones eléctricas.

**Tabla 21.** Verificación de conductores  
 Fuente. Elaboración propia

VERIFICACIÓN DE CONDUCTORES													
Tramo	Tipo de corriente	Longitud [m]	Demanda [kVA]	Fases	Tensión [V]	Corriente [A]	Factor de potencia	Protección [A]	Conductor				
									Material	Número de conductores	Calibre	Capacidad [A]	
PANELES	INV 4	Continúa	136,40	N/A	N/A	761,4	10,76	N/A	16	Cu XLPE HFFR	1	4 mm <sup>2</sup>	41
PANELES	INV 5	Continúa	116,60	N/A	N/A	761,4	10,76	N/A	16	Cu XLPE HFFR	1	4 mm <sup>2</sup>	41
PANELES	INV 6	Continúa	138,60	N/A	N/A	761,4	10,76	N/A	16	Cu XLPE HFFR	1	4 mm <sup>2</sup>	41
INV 4	TC 2	Alterna	5,50	32,24	3	220	84,60	1,00	100	Cu THHN LSHF	1	2	102,6
INV 5	TC 2	Alterna	5,50	32,24	3	220	84,60	1,00	100	Cu THHN LSHF	1	2	102,6
INV 6	TC 2	Alterna	5,50	32,24	3	220	84,60	1,00	100	Cu THHN LSHF	1	2	102,6
TC 2	TGBT	Alterna	82,50	96,71	3	220	253,79	1,00	320	Cu THHN LSHF	2	4/0	421,2
TGBT	BC 2	Alterna	5,50	40,00	3	220	105,00	N/A	125	Cu THHN LSHF	1	1/0	135,0

### 14. CÁLCULOS MECÁNICOS

Las áreas efectivas para instalación de los paneles solares se establecen en el **anexo A**. En el **anexo F** se aprecia el análisis de carga estructural por área efectiva. Para el SFV 2 se utilizan las siguientes áreas efectivas:

- Área efectiva 1: La estructura nueva soporta la carga de los paneles solares seleccionados y su sistema de monturas y anclaje, ver planos de detalle en **anexo F**.
- Área efectiva 2: La estructura existente soporta la carga de los paneles solares seleccionados y su sistema de monturas y anclaje.
- Área efectiva 3: La estructura nueva soporta la carga de los paneles solares seleccionados y su sistema de monturas y anclaje, ver planos de detalle en **anexo F**.

### 15. CÁLCULO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTES

No aplica para el presente proyecto.

## 16. CÁLCULO DE CANALIZACIONES

A continuación, se seleccionan los diámetros de la ductería a instalar. La ocupación de la tubería cumple con lo especificado en la tabla 1, capítulo 9 de la NTC 2050.

**Tabla 22.** Cálculo de canalizaciones  
 Fuente. Elaboración propia

CÁLCULO DE CANALIZACIONES															
Tramo	Material	Conductores						Sección total conductores [mm <sup>2</sup> ]	Ductería	Sección total ductería [mm <sup>2</sup> ]	Ocupación ductería [%]				
<b>CORRIENTE ALTERNA</b>															
INV 4	TC 2	Cu THHN LSHF	4	x	2	+	1	x	8	316,31	1	x	1 1/2"	1140,09	28%
INV 5	TC 2	Cu THHN LSHF	4	x	2	+	1	x	8	316,31	1	x	1 1/2"	1140,09	28%
INV 6	TC 2	Cu THHN LSHF	4	x	2	+	1	x	8	316,31	1	x	1 1/2"	1140,09	28%
TC 2	TGBT	Cu THHN LSHF	8	x	4/0	+	1	x	4	1661,05	1	x	3"	4560,38	36%
TGBT	BC 2	Cu THHN LSHF	3	x	1/0	+	1	x	6	382,97	1	x	1 1/2"	1140,09	34%
<b>CORRIENTE CONTINUA</b>															
PANALES	INV	Cu XLPE HFFR	1	x	4mm <sup>2</sup>	+	1	x	12	32,30	1	x	1/2"	126,68	25%
PANALES	INV	Cu XLPE HFFR	2	x	4mm <sup>2</sup>	+	1	x	12	55,63	1	x	3/4"	285,02	20%
PANALES	INV	Cu XLPE HFFR	3	x	4mm <sup>2</sup>	+	1	x	12	78,96	1	x	3/4"	285,02	28%
PANALES	INV	Cu XLPE HFFR	4	x	4mm <sup>2</sup>	+	1	x	12	102,29	1	x	3/4"	285,02	36%
PANALES	INV	Cu XLPE HFFR	5	x	4mm <sup>2</sup>	+	1	x	12	125,61	1	x	1"	506,71	25%
PANALES	INV	Cu XLPE HFFR	8	x	4mm <sup>2</sup>	+	1	x	12	195,60	1	x	1"	506,71	39%

## 17. CÁLCULOS DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS

A continuación, se observa el cálculo de regulación para el circuito eléctrico de alimentación AC del sistema generador en baja tensión.

**Tabla 23.** Cálculos de regulación de tensión AC  
 Fuente. Elaboración propia

SFV 2															
CÁLCULO DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS AC															
Tramo	Longitud [m]	Demanda [kVA]	Fases	Tensión [V]	Corriente [A]	Factor de potencia	Número	Material	Calibre	Regulación					
										R [Ω/km]	XL [Ω/km]	kg	Parcial [%]	Acumulada [%]	
INV 4	TC 2	5,50	32,24	3	220	84,60	1,00	1	Cu THHN LSHF	2	0,623	0,148	62,3000	0,228	0,228
INV 5	TC 2	5,50	32,24	3	220	84,60	1,00	1	Cu THHN LSHF	2	0,623	0,148	62,3000	0,228	0,228
INV 6	TC 2	5,50	32,24	3	220	84,60	1,00	1	Cu THHN LSHF	2	0,623	0,148	62,3000	0,228	0,228
TC 2	TGBT	82,50	96,71	3	220	253,79	1,00	2	Cu THHN LSHF	4/0	0,203	0,135	20,3000	1,673	1,901

A continuación, se observan los cálculos de pérdidas de potencia y energía para el circuito eléctrico de alimentación AC del sistema generador en baja tensión.

**Tabla 24.** Cálculos de pérdidas de potencia y energía AC  
 Fuente. Elaboración propia

SFV 2																
CÁLCULO DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS AC																
Tramo	Longitud [m]	Demanda [kVA]	Fases	Tensión [V]	Corriente [A]	Factor de potencia	Conductor			Pérdidas de Potencia		Pérdidas de Energía				
							Número	Material	Calibre	R [Ω/km]	[kW]	Parcial [%]	Acumulada [%]	Parcial [%]	Acumulada [%]	
INV 4	TC 2	5,50	32,24	3	220	84,60	1,00	1	Cu THHN LSZH	2	0,623	0,0736	0,228	0,228	0,128	0,13
INV 5	TC 2	5,50	32,24	3	220	84,60	1,00	1	Cu THHN LSZH	2	0,623	0,0736	0,228	0,228	0,128	0,13
INV 6	TC 2	5,50	32,24	3	220	84,60	1,00	1	Cu THHN LSZH	2	0,623	0,0736	0,228	0,228	0,128	0,13
TC 2	TGBT	82,50	96,71	3	220	253,79	1,00	2	Cu THHN LSZH	4/0	0,203	0,8090	0,837	1,065	0,468	0,60

A continuación, se observa el análisis de pérdidas en DC para la selección del conductor de los arreglos de paneles con mayores longitudes (críticas).

**Tabla 25.** Análisis de pérdidas DC

Fuente. The Energy Development Co-operative Limited (solar-wind.co.uk); y elaboración propia

SFV 2									
ANÁLISIS DE PÉRDIDAS DC									
Subsistema / Inversor	MPPT	String	Longitud [m]	Tensión [V]	Corriente [A]	Conductor			Pérdidas Aceptables
						Número	Material	Calibre	
INV 4	4	1	136,4	761,4	10,76	1	Cu XLPE HFFR	4 mm2	< 3%
INV 5	1	1	116,6	761,4	10,76	1	Cu XLPE HFFR	4 mm2	< 3%
INV 6	2	1	138,6	761,4	10,76	1	Cu XLPE HFFR	4 mm2	< 3%

## 18. CLASIFICACIÓN DE ÁREAS

El presente proyecto, al ser un sistema solar fotovoltaico, está catalogado como una instalación especial. Este diseño cumple con lo establecido en los primeros cuatro (4) capítulos y en la sección 690 de la NTC 2050.

## 19. ELABORACIÓN DE PLANOS Y ESQUEMAS ELÉCTRICOS PARA CONSTRUCCIÓN

Para este proyecto se elaboraron los planos descritos a continuación (ver **anexo A**):

Plano 1 de 3, CONTIENE: **PLANO DE LOCALIZACIÓN / DIAGRAMA UNIFILAR / PLANO PLANTA DE CUBIERTA**

Plano 2 de 3, CONTIENE: **PLANO PLANTA DE S/E EDIFICIO ANTIGUO / CÁLCULOS ELÉCTRICOS / DETALLES DE TABLEROS**

Plano 3 de 3, CONTIENE: **PLANO DE UBICACIÓN SISTEMA DE ANCLAJES / PLANO DE UBICACIÓN RIELES DE ALUMINIO / PLANO DE UBICACIÓN MID CLAMPS Y END CLAMPS / PLANO DE LOCALIZACIÓN SISTEMA DE TIERRAS / PLANO PLANTA DE ÁREAS EFECTIVAS / DETALLES DE SISTEMA DE MONTURAS Y CABLEADO DC**

## **20. ESPECIFICACIONES DE CONSTRUCCIÓN COMPLEMENTARIAS A LOS PLANOS**

A continuación, se describen algunas especificaciones complementarias a los planos para el presente proyecto.

### **20.1. ESTRUCTURAS DE ELEVACIÓN**

En el **anexo F** se encuentran los planos constructivos de las estructuras metálicas de elevación para las áreas efectivas 1 y 3.

### **20.2. IMPERMEABILIZACIÓN DE CUBIERTAS**

Debe realizarse un tratamiento de impermeabilización en los puntos de anclaje de las estructuras de elevación y sistema de monturas de los paneles solares, empleando membranas líquidas a base de poliuretano, para evitar posibles filtraciones de agua.

## **21. DISTANCIAS DE SEGURIDAD REQUERIDAS**

Las partes energizadas a las que el trabajador pueda estar expuesto se deben poner en condición de trabajo eléctricamente seguro antes de trabajar en o cerca de ellas, a menos que se demuestre que des energizar introduzca riesgos adicionales.

El arco genera radiación térmica hasta de 20000 °C, presenta un aumento súbito de presión hasta de 30 t/m<sup>2</sup> con niveles de ruido por encima de 120 dB y expide vapores metálicos tóxicos por desintegración de productos. Se debe tomar como frontera de protección contra arco eléctrico, para sistemas mayores a 50 voltios, la distancia a la cual la energía incidente es igual a 5 J/cm<sup>2</sup> (1,2 cal/cm<sup>2</sup>).

Para actividades tales como cambio de interruptores o partes de él, intervenciones sobre transformadores de corriente, mantenimiento de barrajes, instalación y retiro de medidores, apertura de condensadores, macro mediciones, medición de tensión y corriente, entre otras; deben cumplirse procedimientos seguros como los establecidos en la NFPA 70 E o IEC 60364. En todo caso se deben cumplir los siguientes requisitos:

- a. Realizar un análisis de riesgos donde se tenga en cuenta la tensión, la potencia de cortocircuito y el tiempo de despeje de la falla, para definir la categoría del riesgo que determina el elemento de protección a utilizar. El análisis de arco debe revisarse en periodos no mayores a cinco años o cuando se realicen modificaciones mayores.
- b. Fijar etiquetas donde se indique el nivel de riesgo y el equipo requerido.

- c. Realizar una correcta señalización del área de trabajo y de las zonas aledañas a ésta.
- d. Tener un entrenamiento apropiado para trabajar en tensión, si es el caso.
- e. Tener un plano actualizado y aprobado por un profesional competente.
- f. Tener una orden de trabajo firmada por la persona que lo autoriza.
- g. 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 la Tabla 13.6.

**Tabla 26.** Nivel mínimo de protección térmica  
 Fuente. RETIE

CATEGORÍA	NIVEL MÍNIMO DE PROTECCION Cal/cm <sup>2</sup>
0	Prenda normal de algodón
1	4
2	8
3	25
4	40

Tabla 13.6 Nivel mínimo de protección térmica según NFPA 70E

- h. Las personas no calificadas, no deben sobrepasar el límite de aproximación seguro. Los OR atenderán las solicitudes de cubrimiento o aislamiento temporal para redes de media tensión y baja tensión que haga el usuario cuando requiera intervenir su fachada, el costo estará a cargo del usuario.
- i. El límite de aproximación restringida debe ser señalado 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 de las Tablas 13.7 o 13.8 y la Figura 13.4 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.

**Tabla 27.** Distancias mínimas para trabajos en corriente alterna  
 Fuente. RETIE

Tensión nominal del sistema (fase - fase)	Límite de aproximación seguro (m)		Límite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios.	Límite de aproximación técnica (m)
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta		
50 V - 300 V	3,0	1,0	Evitar contacto	Evitar contacto
301 V - 750 V	3,0	1,0	0,30	0,025
751 V - 15 kV	3,0	1,5	0,7	0,2
15,1 kV - 36 kV	3,0	1,8	0,8	0,3
36,1 kV - 46 kV	3,0	2,3	0,8	0,4
46,1 kV - 72,5 kV	3,0	2,5	1,0	0,7
72,6 kV - 121 kV	3,3	2,5	1,0	0,8
138 kV - 145 kV	3,4	3,0	1,2	1,0
161 kV - 169 kV	3,6	3,6	1,3	1,1
230 kV - 242 kV	4,0	4,0	1,7	1,6
345 kV - 362 kV	4,7	4,7	2,8	2,6
500 kV - 550 kV	5,8	5,8	3,6	3,5

Tabla 13.7. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente alterna

**Tabla 28.** Distancias mínimas para trabajos en corriente continua  
 Fuente. RETIE

Tension nominal	Límite de aproximación seguro [m]		Límite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios.	Límite de aproximación técnica (m)
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta		
100 V – 300 V	3,0 m	1,0 m	Evitar contacto	Evitar contacto
301 V – 1 kV	3,0 m	1,0 m	0,3 m	25 mm
1,1 kV – 5 kV	3,0 m	1,5 m	0,5 m	0,1 m
5,1 kV – 15 kV	3,0 m	1,5 m	0,7 m	0,2 m
15,1 kV – 45 kV	3,0 m	2,5 m	0,8 m	0,4 m
45,1 kV – 75 kV	3,0 m	2,5 m	1,0 m	0,7 m
75,1 kV – 150 kV	3,3 m	3,0 m	1,2 m	1,0 m
150,1 kV – 250 kV	3,6 m	3,6 m	1,6 m	1,5 m
250,1 kV – 500 kV	6,0 m	6,0 m	3,5 m	3,3 m
500,1 kV – 800 kV	8,0 m	8,0 m	5,0 m	5,0 m

Tabla 13.8. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente continua.

**Figura 9.** Límites de aproximación  
 Fuente: RETIE

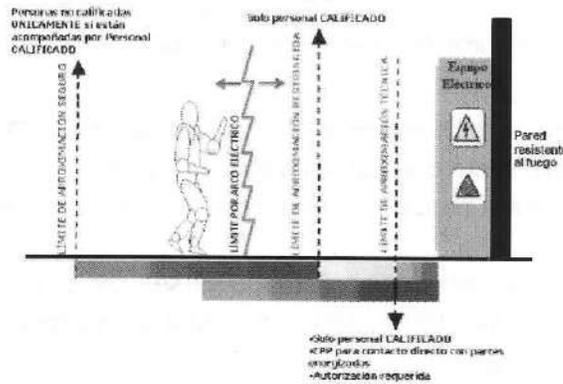


Figura 13.4. Límites de aproximación

## 22. DESVIACIÓN DE LA NTC 2050

No aplica para el presente proyecto.

## 23. ESTUDIOS ADICIONALES

Para el presente proyecto se realizan los análisis descritos a continuación.

### 23.1. ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS Y PRESUPUESTO

El análisis de precios unitarios y presupuesto de obra (a costo, es decir, sin márgenes de utilidad dada la naturaleza del proyecto y modelo de negocio PPA) se observan en el **anexo G**. El presupuesto

involucra las actividades asociadas al diseño, suministro, instalación e inscripción del proyecto AGPE SFV de la gobernación de Santander (SFV 1 y SFV 2).

### **23.2. ANÁLISIS FINANCIERO Y MODELO DE NEGOCIO**

Los aspectos e indicadores financieros obtenidos en el modelo de negocio planteado para la ejecución del proyecto y su comercialización de energía producida por el sistema de generación solar fotovoltaico se presentan en el **anexo H**. En este anexo podemos encontrar a demás una minuta de contrato de comercialización de energía generada.

### **23.3. CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DE OBRA**

El cronograma de ejecución de obra se presenta en el **anexo I**. Este cronograma de ejecución involucra las actividades asociadas al diseño, suministro, instalación e inscripción del proyecto AGPE SFV de la gobernación de Santander (SFV 1 y SFV 2), no involucra los tiempos de importación de equipos, que, en caso de no disponer de ellos en bodega, es de aproximadamente cuatro (04) meses calendario.

**ANEXO A**  
**PLANOS Y DIAGRAMAS ELÉCTRICOS**  
**(Documento adjunto)**

**ANEXO B**  
**FICHAS TÉCNICAS**  
**(Documento adjunto)**

**ANEXO C**  
**ANÁLISIS DE RIESGO DE ORIGEN ELÉCTRICO Y MEDIDAS PARA MITIGARLOS**  
**(Documento adjunto)**

**ANEXO D**  
**SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN**  
**(Documento adjunto)**

**ANEXO E**  
**MODELO 3D UBICACIÓN PANELES SOLARES**  
**(Documento adjunto)**

**ANEXO F**  
**ANÁLISIS ESTRUCTURAL DE CUBIERTAS**  
**(Documento adjunto)**

**ANEXO G**  
**ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS Y PRESUPUESTO DE OBRA**  
**(Documento adjunto)**

**ANEXO H**  
**ANÁLISIS FINANCIERO Y MODELO DE NEGOCIO**  
**(Documento adjunto)**

**ANEXO I**  
**CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DE OBRA**  
**(Documento adjunto)**

Proyecto aspectos técnicos: Ing. Jaime Calderón Ardila – Contratista ESANT SA ESP  
Proyecto aspectos técnicos: Ing. Edgar Pinzón Peña – Contratista ESANT SA ESP  
Reviso aspectos técnicos: Ing. Fernando Rodríguez Velandia – Director de Operaciones ESANT SA ESP  
Reviso aspectos financieros: Mayerly Noriega Jaimes – Directora Financiera ESANT SA ESP  
Reviso aspectos jurídicos: Carol Murillo – Directora Jurídica ESANT SA ESP

---

Calle 36 # 31-39 / Oficina 131, Centro Empresarial Chica mocha – Bucaramanga / Santander/ Colombia.

PBX: (7) 7000420 – Cel: 3202635285 – 3202163512 - NIT: 900.648.934-0

[esantsaesp@esant.com.co](mailto:esantsaesp@esant.com.co)

[www.esant.com.co](http://www.esant.com.co)