

**Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico On-Grid del Colegio Nuestra Señora
del Rosario, Cachira Norte de Santander**

Anderson Enrique Corzo Ariza – 2182188

Andrés Mantilla Pereira – 2182183

Jorge Luis Ortega Guerrero – 2182198

Universidad Industrial de Santander

Bucaramanga

2025

Tabla de Contenido

Ubicación Geográfica	4
Consumo de la energía eléctrica	4
Selección del Área	8
Disponibilidad de Operación AGPE	8
Grado de Inclinação Optimo y Perdidas	9
Irradiación Solar	11
Cálculo de los Paneles Solares	12
Tensión máxima del sistema FV	17
Corriente máxima del circuito	19
Capacidad de corriente de los conductores	20
Valor nominal de dispositivo contra sobrecorriente	23
Desconexión del sistema FV.....	23
Sistema de puesta a tierra	24
Selección del Inversor	25
Simulación PVsyst	27
Retorno de la Inversión (ROI).....	29

Índice de Tablas

Tabla 1 Energía consumida en un día	5
Tabla 2 Consumo de energía en un mes.....	7
Tabla 3 Área disponible.....	8
Tabla 4 Irradiancia solar	12
Tabla 5 Perdidas tomadas para el sistema	14
Tabla 6 Corriente de salida para los distintos arreglos.....	19
Tabla 7 Corriente del conductor.....	21
Tabla 8 Protección en DC para el sistema FV	23

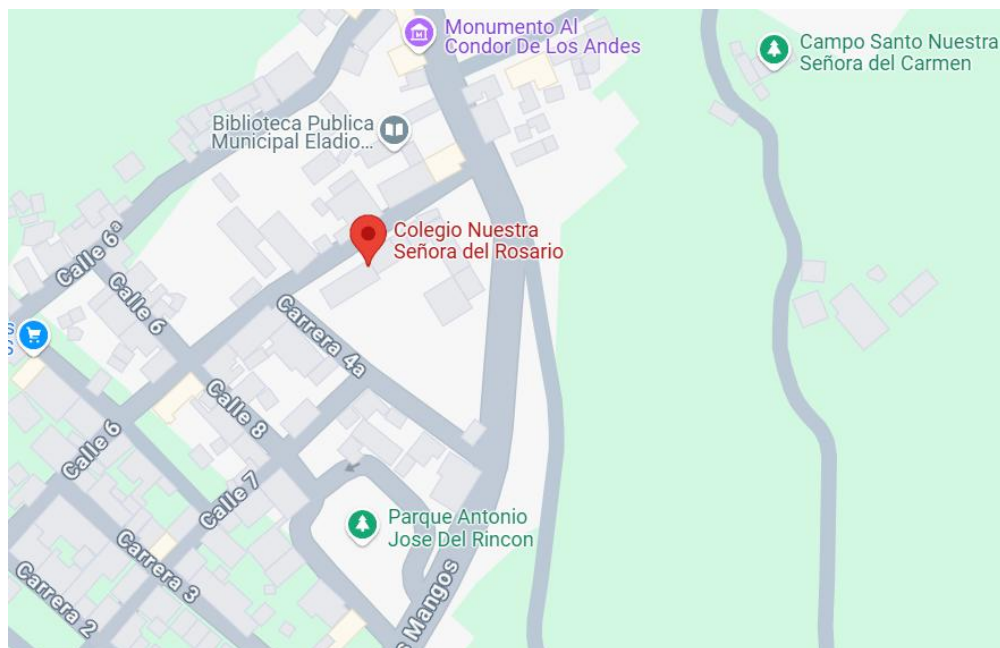
Índice de figuras

Figura 1 Ubicación geográfica	4
Figura 2 Curva de consumo de energía en un día.....	6
Figura 3 Datos del transformador.....	9
Figura 4 Disponibilidad de la red.....	9
Figura 5 Ángulos y orientación.....	10
Figura 6 Interfaz POWER NASA.....	11
Figura 7 Perdidas en el sistema.....	13
Figura 8 Expresión para calcular el PR	13
Figura 9 Panel FV seleccionado.....	16
Figura 10 Especificaciones del panel FV.....	17
Figura 11 Factor de correccion po temperatura ambiente.....	18
Figura 12 Factor de corrección por número de conductores.....	22
Figura 13 Factor de corrección por temperatura ambiente y temperatura nominal del conductor	22
Figura 14 fotografía del inversor seleccionado.....	26
Figura 15 Datasheet del inversor seleccionado.....	26
Figura 16 Resultados de la simulación en PVsyst	29

Ubicación Geográfica

Figura 1

Ubicación geográfica



El proyecto FV está localizado en la siguiente dirección geográfica:

Ubicación: a 5-84,, Cl. 6 #52, Cachira, Cáchira, Norte de Santander

Coordenadas: Latitud [7.739999715137274], Longitud [-73.04912234915007]

Enlace a Google maps: <https://maps.app.goo.gl/9HMrm3qzt7Y99LhDA>

Consumo de la energía eléctrica

Como no se tiene un consumo promedio de la carga nueva, se realiza una estimación basándonos en la curva de demanda del sector comercial del operador de red, pero manteniendo una esencia de como funciona un colegio. La siguiente tabla muestra el consumo estimado para el colegio en un día de funcionamiento.

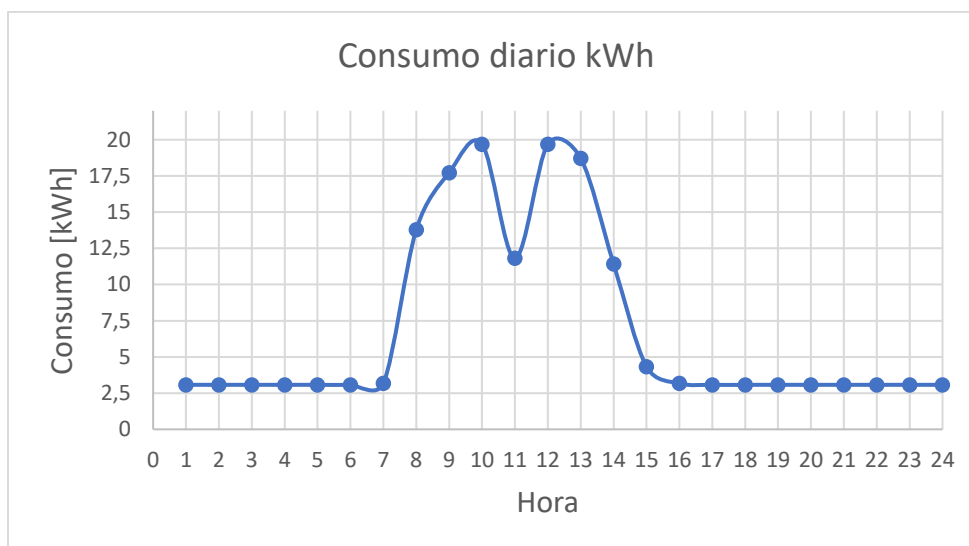
Tabla 1*Energia consumida en un dia*

Hora	Potencia_kW
1	3,073
2	3,073
3	3,073
4	3,073
5	3,073
6	3,073
7	3,171
8	13,789
9	17,728
10	19,698
11	11,819
12	19,698
13	18,713
14	11,425
15	4,334
16	3,171
17	3,073
18	3,073
19	3,073
20	3,073
21	3,073
22	3,073
23	3,073
24	3,073

La grafica de la tabla anterior muestra el comportamiento del consumo de energía con baches y picos como es normal en una instalación como una institución educativa.

Figura 2

Curva de consumo de energía en un día



Para calcular el consumo de energía en el mes se tuvieron en cuenta parámetros como que el mes tuviera 30 días, que en el mes no hubo días festivos, los fines de semana el consumo era igual todo el día que al comportamiento de consumo en la noche de la gráfica anterior y el auditorio se utilizó 1 vez al mes, la siguiente tabla muestra el consumo por día del colegio en un mes junto con el consumo total en todo ese mes.

Tabla 2*Consumo de energia en un mes*

Día	Consumo [kWh]
1	166,57
2	166,57
3	166,57
4	166,57
5	166,57
6	73,87
7	73,87
8	166,57
9	166,57
10	166,57
11	166,57
12	166,57
13	73,87
14	73,87
15	175,36
16	166,57
17	166,57
18	166,57
19	166,57
20	73,87
21	73,87
22	166,57
23	166,57
24	166,57
25	166,57
26	166,57
27	73,87
28	73,87
29	166,57
30	166,57
TOTAL, MES	4264,29

Selección del Área

Para este proyecto se cuenta con varias cubiertas donde van a ir instalados los paneles solares, en el lado de los salones se cuentan con 8 cubiertas, cada una con un área de $25,3 \text{ [m}^2\text{]}$, en donde se encuentra la sala de informática se cuenta con un área aproximada de $80,13 \text{ [m}^2\text{]}$, las dimensiones de cada espacio disponible se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 3

Área disponible

Cubierta	Largo [m]	Ancho [m]	Cantidad	Area total [m^2]
Salones	6,09	4,16	8	202,6752
Sala de informatica	16,32	4,91	1	80,1312

Disponibilidad de Operación AGPE

El sistema fotovoltaico propuesto cumple con los requisitos de la Resolución CREG 174 de 2021 para usuarios generadores de energía para autoconsumo con excedentes (AGPE), por las siguientes razones: en primer lugar, la potencia de inyección máxima al sistema de distribución se limita a 22,5 kW, equivalente al 50 % de la capacidad del transformador de 45 kVA, de acuerdo con los criterios técnicos de disponibilidad de la red; en segundo lugar, la energía exportada anual estimada ($\approx 39.303 \text{ kWh}$) es inferior al consumo proyectado del colegio ($\approx 51.171 \text{ kWh/año}$), asegurando que no se inyecte más energía de la que el usuario realmente consume; y finalmente, la relación DC/AC del sistema fotovoltaico ($\approx 1,12$) se encuentra dentro del rango permitido por la normativa ($\leq 1,25$), lo cual garantiza que no se sobredimensiona de manera excesiva. En conjunto, estas condiciones permiten que el sistema opere dentro de los límites técnicos y regulatorios exigidos por dicha resolución.

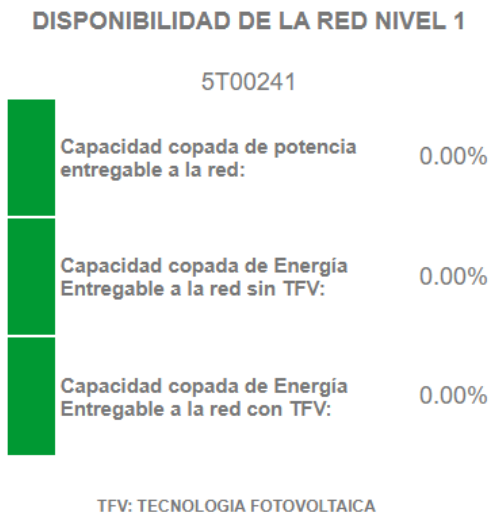
Figura 3

Datos del transformador

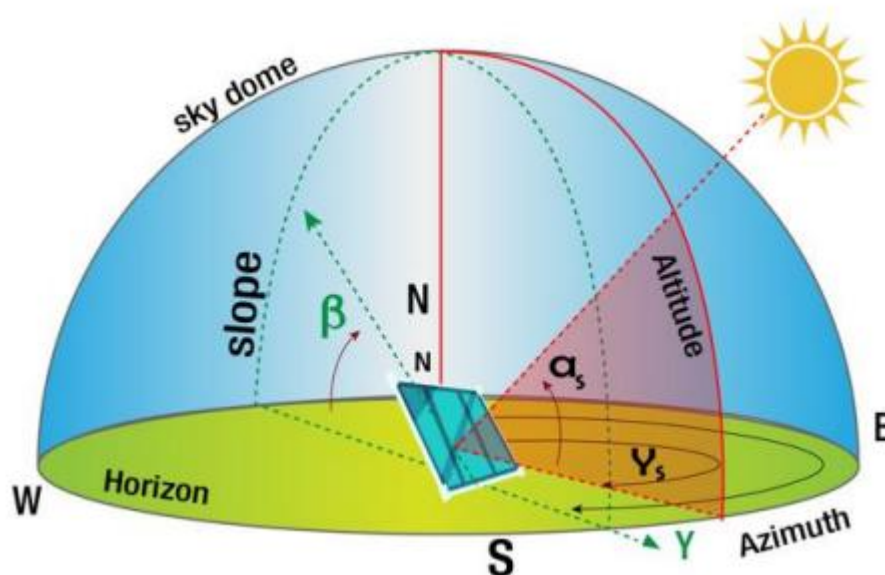
RESULTADO DE BUSQUEDA TRAF0: 5T00241
Transformador: 5T00241
Latitud: 7.73966817
Longitud: -73.04986585
Capacidad_Instalada_del_Transformador_(kVA):45 kVA
Tensión_Pto._Conexión_Baja_del_Transformador_(V):127/208 V
#_Fases_del_transformador: (3F) ABC
Circuito_Alimentador: CACHIRA
Subestación_Principal: CACHIRA
Tensión_Nominal_Subestación_(kV): 13.8 kV
Capacidad_de_Subestacion_(MVA): 1 MVA
Corriente_cortocircuito_trifásica_(kA): 10.8kA
Capacidad_Copada_Potencia_Entregable_a_la_red_(kW): 0 kW
Capacidad_Copada_Energía_Entregable_a_la_red_sin_TFV_(kWh): 0 kWh
Capacidad_Copada_Energía_Entregable_a_la_red_con_TFV_(kWh) 0 kWh
Límite_de_potencia_inyectar_(kW): 22.5 kVA
Limite_de_energia_inyectar_sin_TFV_(kWh): 14.50195 kWh
Limite_de_energia_inyectar_con_TFV_(kW): 10.89878 kWh
Disponibilidad_por_potencia: 22.5
Disponibilidad_por_energia: 22.5 kWh
Propiedad_del_Transformador: EMPRESA
Cantidad_de_usuarios_conectados: 95
Cantidad_de_usuarios_AGPE: 0
20/3/2025 16:3

Figura 4

Disponibilidad de la red



Grado de Inclinación Optimo y Perdidas

Figura 5*Ángulos y orientación*

Se debe calcular el ángulo óptimo (β_{opt}) al cual deben estar situados los paneles para obtener el máximo provecho, para esto se utiliza una ecuación que toma el valor de la latitud (φ) en grados despreciando el signo donde se va a realizar el proyecto que en este caso es 7 grados.

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * |\varphi|$$

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * |7|$$

$$\beta_{opt} = 8,53^\circ$$

Para garantizar una limpieza autónoma de los paneles solares aprovechando la gravedad con la lluvia se aproxima este ángulo óptimo al siguiente valor:

$$\beta_{real} = 10^\circ$$

Por más que se coloquen los paneles de manera adecuada existen pérdidas por mala orientación que deben tenerse en cuenta, estas pérdidas tienen un valor aproximado del 0,08%. Con la siguiente expresión se calculan las pérdidas por inclinación y orientación para ángulos de inclinación de los módulos menores a 15 grados.

$$Perdidas(\%) = 100 * (1,2 * 10^{-4} * (\beta - \varphi + 10)^2) \text{ para } \beta \leq 15^\circ$$

$$Perdidas(\%) = 100 * (1,2 * 10^{-4} * (10 - 7 + 10)^2)$$

$$Perdidas(\%) = 2,028$$

A estas pérdidas le sumamos las mencionadas anteriormente y por lo tanto las pérdidas totales aproximándolas serían:

$$Perdidas(\%) = 2,028 + 0,08$$

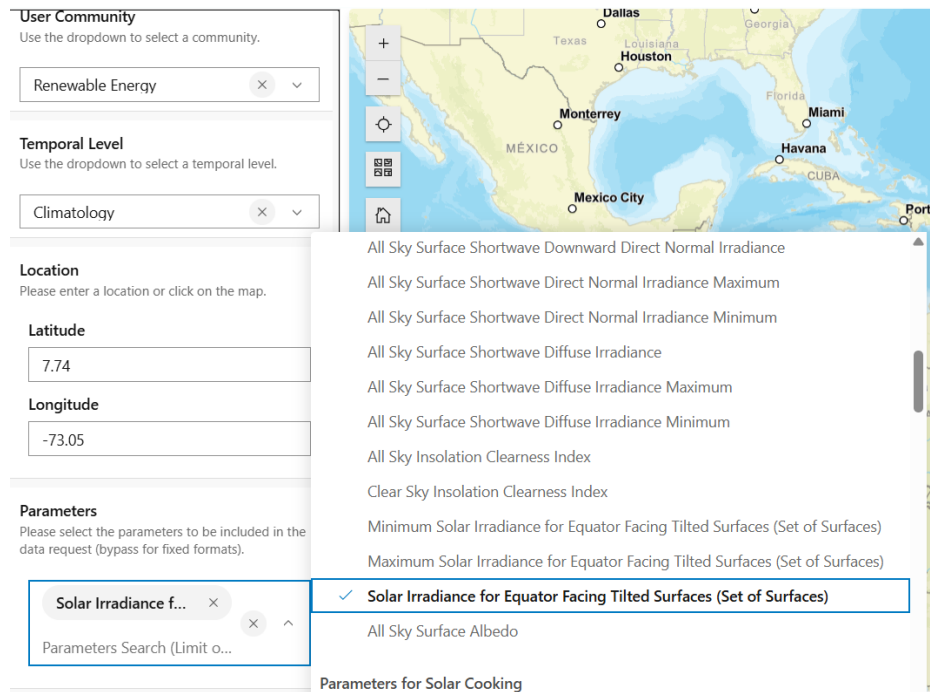
$$Perdidas(\%) = 2,1$$

Irradiación Solar

Para un sistema ON-GRID se utiliza la irradiación solar promedio anual diario de los últimos 20 años, utilizando la pagina de POWER NASA se pueden calcular esos parámetros con las coordenadas geográficas.

Figura 6

Interfaz POWER NASA



Luego de configurar todo como se mostró en la imagen anterior, se descarga el archivo CSV con todos los datos, para nuestro caso se toma el promedio de cada mes diario (SI_TILTED_AVG_LATITUDE) que viene dado en [kWh/m²/día] y el que se usa es el promedio anual (ANN) como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 4

Irradiancia solar

PARAMETER	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
SI_TILTED_AVG_HORIZONTAL	4.92	5.0	4.32	4.03	4.17	4.39	4.53	4.62	4.54	4.17	4.02	4.39	4.44
SI_TILTED_AVG_LAT_MINUS15	4.54	4.71	4.17	3.94	4.1	4.33	4.48	4.53	4.4	3.99	3.78	4.03	4.27
SI_TILTED_AVG_LATITUDE	5.24	5.23	4.41	4.07	4.19	4.39	4.54	4.66	4.62	4.31	4.22	4.69	4.56
SI_TILTED_AVG_LAT_PLUS15	5.69	5.5	4.47	4.04	4.1	4.27	4.4	4.6	4.64	4.44	4.47	5.12	4.64
SI_TILTED_AVG_VERTICAL	4.08	3.51	2.54	2.18	2.28	2.38	2.33	2.42	2.47	2.72	3.07	3.87	2.62
SI_TILTED_AVG_OPTIMAL	5.83	5.53	4.47	4.08	4.19	4.39	4.54	4.67	4.66	4.44	4.51	5.3	4.64
SI_TILTED_AVG_OPTIMAL_ANG	37.0	29.5	19.0	11.5	7.0	4.0	3.5	9.5	16.0	24.0	32.5	37.5	20.5
SI_TILTED_AVG_OPTIMAL_ANG_ORT	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S

Al dato tomado anteriormente se le restan las pérdidas totales calculadas anteriormente del 2,1% y esta es la HSP (Hora Solar Pico) que se usará para dimensionar el sistema.

$$HSP = 4,56(1 - 0,021)$$

$$HSP = 4,46 \text{ [kWh/m}^2\text{/día]}$$

Cálculo de los Paneles Solares

Para determinar la cantidad de paneles solares se debe utilizar una expresión que asocia la irradiancia promedio anual, la energía consumida al día, el performance ratio de la instalación y el porcentaje de carga del escenario. Esta expresión se conoce como capacidad instalada.

$$C_I = \frac{E_{dia}}{HSP * PR} \text{ [kW/día]}$$

C_I : Capacidad instalada

E_{dia} : Energía diaria consumida [Wh]

HSP : Irradiancia promedio diaria [kWh/m^2)/dia]

PR : Performance ratio de la instalacion

El único dato que hacen falta para calcular la capacidad instalada es el performance ratio de la instalación (PR). el PR se calcula hallando las pérdidas que pueden existir en el sistema como se muestra a continuación.

Figura 7

Pérdidas en el sistema

Concepto	Pérdidas en %
...	
Polvo y suciedad	1-8
Dispersión de parámetros entre módulos	2
Autodescarga de las baterías	0,5
Rendimiento del proceso de carga y descarga	5-10
Inversor	5-20
Regulador	5-10
Cableado desde los paneles al regulador	1,5
Cableado del resto de la instalación	3-5
Fuente: Jutglar Banyeres, L. (2012). <i>Generación de energía solar fotovoltaica</i> . Marcombo.	

Para sacar el PR se utiliza la siguiente expresión.

Figura 8

Expresión para calcular el PR

$$PR = \left(1 - \frac{p1}{100}\right) \times \left(1 - \frac{p2}{100}\right) \times \dots \times \left(1 - \frac{pn}{100}\right)$$

La siguiente tabla muestra las pérdidas por cada concepto y el PR que se va a utilizar para hallar la capacidad instalada de los paneles solares.

Tabla 5

Perdidas tomadas para el sistema

Perdidas	
Psuciedad	1%
Ptemp	5%
PJouleDC	1%
PJouleAC	2%
Pinv	4%
Potros	7%
Ptotal	20%
PR	80,00%

$$C_I = \frac{142143}{4,46 * 0,8} = 39,8383 [kW/dia]$$

Para este proyecto se utilizarán paneles de 610 W, para calcular cuantos paneles fotovoltaicos son necesarios se utiliza la siguiente expresión:

$$N_{pv} = \frac{C_I}{P_{max,panel}}$$

$$N_{pv} = \frac{39838,3 [W]}{610 [W]} = 65,3087$$

Se aproxima el número de paneles a uno mayor, es decir, para este proyecto se utilizarán 66 paneles Fotovoltaicos de 610 W cada uno. Como se consideró un panel de más de vuelve a calcular la capacidad instalada y posteriormente la energía generada.

$$C_I = 610 \times 66 = 40,260 [kW]$$

$$E_{gen} = C_I * HSP * PR [Wh/dia]$$

$$E_{gen} = 40,260 \times 10^3 \times 4,46 \times 0,8 [Wh/dia]$$

$$E_{gen} = 143,6477[kWh/dia]$$

Con la energía generada y la energía consumida calculamos el porcentaje solicitado:

$$\%Relacion_{\frac{E_{gen}}{E_{cons}}} = \frac{E_{gen}}{E_{cons}} \times 100\%$$

$$\%Relacion_{\frac{E_{gen}}{E_{cons}}} = \frac{143647,7}{142143} \times 100\%$$

$$\%Relacion_{\frac{E_{gen}}{E_{cons}}} = 101,0586\%$$

El panel fotovoltaico elegido se muestra a continuación:

Figura 9

Panel FV seleccionado

Hi-MO X6 Max Explorer

LR7-72HTH

605~615M

- Adecuado para el mercado DG
- Diseño sencillo que incorpora un estilo moderno
- Máxima eficiencia con la mejor generación de energía
- Mejor garantía del producto, mejor servicio



15 años de garantía de producto



25 años de garantía de rendimiento



Figura 10*Especificaciones del panel FV*

Características eléctricas	STC : AM1.5 1000W/m ² 25°C		NOCT : AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s		Incertidumbre de la prueba para Pmax ±3%	
Tipo de módulo	LR7-72HTH-609M		LR7-72HTH-610M		LR7-72HTH-615M	
Condiciones de ensayo	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia máxima (Pmax/W)	605	452.1	610	455.9	615	459.6
Voltaje en circuito abierto (Voc/V)	52.27	49.17	52.42	49.22	52.57	49.36
Corriente de cortocircuito (Isc/A)	14.74	11.91	14.80	11.95	14.87	12.01
Voltaje a máxima potencia (Vmp/V)	44.03	40.18	44.18	40.32	44.33	40.46
Corriente a máxima potencia (Imp/A)	13.75	11.26	13.81	11.31	13.88	11.36
Eficiencia del módulo (%)	22.4		22.6		22.8	

Parámetros operativos		Carga mecánica	
Temperatura de funcionamiento	-40°C ~ +85°C	Máxima carga estática en superficie frontal	5400Pa
Tolerancia de potencia nominal	0 ~ 3%	Máxima carga estática en superficie posterior	2400Pa
Voltaje máximo del sistema	DC1500V (IEC)	Test de granizo	Granizo de 25mm a la velocidad de 23m/s
Capacidad máxima del fusible	25A	Coefficientes de temperatura (STC)	
Temperatura de operación nominal de la celda	45±2°C	Coefficiente de temperatura en Isc	+0.050%/°C
Nivel de protección	Clase II	Coefficiente de temperatura en Voc	-0.230%/°C
Clasificación de resistencia al fuego	IEC Clase C	Coefficiente de temperatura en Pmax	-0.280%/°C

Tensión máxima del sistema FV

Según la NTC 2050 artículo 690.7(A)(2) la tensión máxima del sistema FV debe ser de 1000 V o menos. Para realizar el calculo se utiliza la Tabla de factores de corrección de la tensión para módulos de silicio cristalinos y multicristalinos con la ecuación que tiene en cuenta la tensión máxima de circuito abierto del módulo FV.

Figura 11

Factor de correccion po temperatura ambiente

Factores de corrección para temperaturas ambiente inferiores a 25 °C (Se multiplica la tensión nominal de circuito abierto por el factor de corrección adecuado que se muestra a continuación.)	
Temperatura ambiente (°C)	Factor
24 a 20	1,02
19 a 15	1,04
14 a 10	1,06
9 a 5	1,08
4 a 0	1,10
-1 a -5	1,12
-6 a -10	1,14
-11 a -15	1,16
-16 a -20	1,18
-21 a -25	1,20
-26 a -30	1,21
-31 a -35	1,23
-36 a -40	1,25

$$V_{max} = V_{oc} * N_{string} * F$$

V_{max} : Tension maxima del arreglo FV [V]

V_{oc} : Tension maxima nominal de circuito abierto del modulo FV [V]

N_{string} : Numero de paneles en string del arreglo FV

F : Factor de correccion por temperatura ambiente

Para este caso al contar con tantos módulos se realiza un proceso interactivo donde se busca que la tensión cumpla con la normativa. Se toma que la temperatura ambiente mas baja es de 19 a 15 grados Celsius. Los máximos módulos en serie que se pueden colocar para cumplir con la tensión máxima son 18 pero por espacios en la cubierta el máximo que se colocan en serie son 14.

$$V_{max} = 52,42 * 14 * 1,04$$

$$V_{max} = 763,2352 [V]$$

Corriente máxima del circuito

Según la NTC 2050 sección 690.8(A)(1)(1) la corriente máxima del circuito de la fuente fotovoltaica se calcula con la corriente de cortocircuito nominal del módulo FV multiplicada por 125% como se muestra a continuación.

$$I_{max} = 14,8 * 125\%$$

$$I_{max} = 18,5 [A]$$

Para calcular la corriente del circuito fotovoltaico de salida se realiza según la NTC 2050 sección 690.8(A)(2) que dice que la corriente de salida se calcula realizando la suma de las corrientes de los arreglos en paralelo, en la siguiente tabla se calcula la corriente total para todo el sistema FV según las entradas MPPT del inversor seleccionado.

Tabla 6

Corriente de salida para los distintos arreglos

Entrada MPPT Inversor	# cadenas string en paralelo	Corriente de cada cadena de string al 125% [A]	Corriente total de salida [A]
MPPT 1	2	18,5	37
MPPT 2	2	18,5	37
MPPT 3	1	18,5	18,5

El arreglo de todo el sistema FV corresponde a 2 cadenas de 14 paneles en paralelo, esto para el MPPT 1 y 2, el MPPT 3 solo tiene 1 cadena de 10 paneles y por eso la corriente es menor.

Para calcular la corriente máxima de salida del inversor la NTC 2050 sección 690.8(A)(3) la corriente máxima debe ser la nominal permanente de salida del inversor que para este caso es de 94,5 [A].

Capacidad de corriente de los conductores

Las corrientes del sistema fotovoltaico deben ser continuas y para dimensionarlas se deben realizar dos procedimientos, el primero es que a la corriente de salida de la fuente fotovoltaica se debe multiplicar por un factor de 125% y el segundo es después de aplicar factores de ajuste y corrección. De estos dos procedimientos se escoge el que de la mayor corriente para seleccionar el conductor.

Procedimiento 1

Se realiza el calculo para la cadena de 14 paneles FV.

$$I_{cond} = 18,5 * 125\%$$

$$I_{cond} = 23,125 [A]$$

La siguiente tabla muestra el dimensionamiento de los conductores para el sistema FV con el procedimiento 1 para la salida de los módulos, la salida para el sistema FV y para la salida del inversor.

Tabla 7*Corriente del conductor*

Parámetro	$I_{max125\%}$ [A]	I_{cond} [A]
Salida de modulo 14 paneles string	18,5	23,125
Salida modulo 10 paneles string	18,5	23,125
Salida del sistema FV (14 paneles)	37	46,25
Salida del sistema FV (10 paneles)	18,5	23,125
Salida del inversor	94,5	118,125

Procedimiento 2

Para este procedimiento se calculan las corrientes teniendo en cuenta parámetros como la cantidad de conductores en un ducto y la temperatura. Primero se realiza para el arreglo que se encuentra en la sala de informática, para ese caso se tomarían 4 cables portadores de corriente de los 4 arreglos por lo tanto se debe tener en cuenta un factor de corrección de 0,8 como se muestra en la siguiente tabla.

Figura 12

Factor de corrección por número de conductores

Cantidad de conductores ¹	Porcentaje de los valores de las Tablas 310.15(B)(16) hasta 310.15(B)(19) ajustados para la temperatura ambiente, si fuera necesario
4-6	80
7-9	70
10-20	50
21-30	45
31-40	40
41 y más	35
¹ La cantidad de conductores es la cantidad total de conductores en la canalización o cable, incluidos los conductores de reserva. El recuento debe ser ajustado de acuerdo con lo establecido en las secciones 310.15(B)(5) y (6). El recuento no debe incluir conductores que estén conectados a componentes eléctricos, pero que no puedan ser energizados simultáneamente.	

La temperatura ambiente del lugar es de 20 grados Celsius aproximadamente y se tomara una temperatura del calibre del conductor nominal de 90 grados Celsius por tanto el factor de corrección por temperatura es de 1,08 como se muestra en la siguiente tabla.

Figura 13

Factor de corrección por temperatura ambiente y temperatura nominal del conductor

Para temperaturas ambientes distintas a 30 °C, multiplique las capacidades de corriente permisibles especificadas en las tablas de capacidad de corriente (<i>ampacity</i>) por el factor de corrección apropiado mostrado a continuación.			
Temperatura ambiente (°C)	Temperatura nominal del conductor		
	60 °C	75 °C	90 °C
10 o menos	1,29	1,20	1,15
11-15	1,22	1,15	1,12
16-20	1,15	1,11	1,08
21-25	1,08	1,05	1,04
26-30	1,00	1,00	1,00
31-35	0,91	0,94	0,96
36-40	0,82	0,88	0,91
41-45	0,71	0,82	0,87
46-50	0,58	0,75	0,82
51-55	0,41	0,67	0,76
56-60	—	0,58	0,71
61-65	—	0,47	0,65
66-70	—	0,33	0,58
71-75	—	—	0,50
76-80	—	—	0,41
81-85	—	—	0,29

La corriente total para el arreglo del sistema de la sala de informática sería la siguiente:

$$I_{cond} = \frac{18,5}{0,8 * 1,08} = 21,41 [A]$$

La corriente calculada por el procedimiento 1 es mayor así que esa es la que se va a utilizar para dimensionar los cables.

Valor nominal de dispositivo contra sobrecorriente

La sección 690.9(B)(1) dice que no debe ser menor del 125% de las corrientes máximas calculadas en la sección 690.8(A), la siguiente tabla muestra el valor elegido para el sistema FV.

Tabla 8

Protección en DC para el sistema FV

parámetro	$I_{max} [A]$	Protección [A]
String de 14 paneles	18,5	20
String de 10 paneles	18,5	20

De acuerdo con NTC 2050 artículo 690.11, los circuitos FV de más de 80 VDC deben contar con protección contra falla de arco. El inversor Growatt MAC 36KTL3-XL incorpora protección AFCI interna certificada, cumpliendo así con la exigencia normativa sin necesidad de dispositivos externos.

Desconexión del sistema FV

Para la desconexión del sistema FV se utiliza un breaker en el lado de AC de una capacidad de 125 A de 3 Polos, esto se eligió ya que al sobredimensionar la corriente del conductor de la salida del inversor la corriente máxima es de 118,125 [A].

Sistema de puesta a tierra

Para la puesta a tierra de la instalación fotovoltaica se seleccionaron calibres de acuerdo con la NTC 2050 (Artículo 250 y 690):

- Para la estructura de soporte y marcos de los módulos FV, se empleó un conductor de cobre calibre 10 AWG, que garantiza la equipotencialidad de todos los bastidores y su adecuada conexión al sistema de tierras.
- Desde los arreglos FV hasta el inversor (lado DC), se utilizó igualmente conductor de cobre 10 AWG, instalado en la misma canalización que los conductores activos, asegurando la continuidad de la conexión a tierra en la parte de corriente continua.
- En el lado AC, desde el inversor hasta el TABT, el conductor de puesta a tierra se dimensionó en cobre 8 AWG, de acuerdo con la corriente de salida del inversor y la capacidad del dispositivo de protección (breaker de 125 A).

De esta forma se cumple con los requisitos de la norma en cuanto a calibre mínimo, equipotencialidad de las estructuras y continuidad del sistema de puesta a tierra.

Selección del Inversor

La selección del inversor se realizó considerando la potencia de los módulos fotovoltaicos instalados, las condiciones de operación y los requerimientos normativos de la NTC 2050 y la Resolución CREG 174 de 2021. Inicialmente, se calcularon los valores de tensión de circuito abierto (V_{oc}) y tensión de máxima potencia (V_{mp}) de los módulos bajo condiciones de operación, corrigiendo los valores nominales con el coeficiente de temperatura provisto por el fabricante. Con ello, se determinó el número máximo de módulos en serie por cadena, garantizando que la tensión total no superara los 1000 VDC, límite establecido por la normativa colombiana.

Posteriormente, se estableció el número total de módulos y su configuración en cadenas (strings) paralelas, verificando que la corriente resultante no excediera la corriente máxima de entrada permitida por el inversor en cada MPPT (Maximum Power Point Tracker). Asimismo, se validó que la relación entre la potencia nominal del inversor (AC) y la potencia pico instalada en módulos (DC) cumpliera con el rango recomendado de sobredimensionamiento del 10 al 25 %, lo cual mejora la producción energética sin comprometer la vida útil del equipo.

Finalmente, se seleccionó el inversor Growatt MAC 36KTL3-XL de 36 kVA, el cual cuenta con tres MPPT y capacidad máxima de entrada en corriente de 46 A por MPPT. Este equipo permite integrar el campo fotovoltaico diseñado (módulos en orientaciones norte-sur) sin superar los límites eléctricos de tensión y corriente, y con posibilidad de cumplir con el límite de potencia de inyección exigido por CENS (22,5 kW). Además, el inversor dispone de

protecciones integradas contra sobretensiones, inversión de polaridad, fallas a tierra y falla de arco (AFCI), en cumplimiento con lo exigido por la IEC 62109-2 para equipos de conversión de energía en sistemas fotovoltaicos. La siguiente imagen muestra el datasheet del inversor seleccionado.

Figura 14

fotografía del inversor seleccionado



Figura 15

Datasheet del inversor seleccionado

Datasheet	MAC 15KTL3-XL	MAC 20KTL3-XL	MAC 22KTL3-XL	MAC 25KTL3-XL	MAC 30KTL3-XL	MAC 36KTL3-XL
Input Data(DC)						
Max. recommended PV power (for module 31C)	19500W	26000W	28600W	32500W	39000W	46800W
Max.DC voltage	1100V					
Start voltage	250V					
Nominal voltage	360V					
MPPT voltage range	200V-1000V					
No. of MPPT trackers	3					
No. of PV strings per MPPT tracker	4/4/4					
Max. input current per MPPT tracker	46A/46A/46A					
Max. short-circuit current per MPPT tracker	50A/50A/50A					
Output Data(AC)						
Rated AC output power	15000W	20000W	22000W	25000W	30000W	36000W
Max. AC apparent power	16600VA@220VAC	22200VA@220VAC	24400VA@220VAC	27800VA@220VAC	33300VA@220VAC	36000VA@220VAC 39200VA@240VAC
Nominal AC voltage (range*)	127V/220V(101.6-139.7V)					
AC grid frequency (range*)	50/60 Hz(46-54/56-64Hz)					
Nominal AC output current	39.4A	52.5A	57.7A	65.6A	78.8A	94.5A
Max. output current	43.6A	58.3A	64.0A	73.0A	87.4A	94.5A
Power factor(@nominal power)	> 0.99					
Adjustable power factor	0.8leading ...0.8lagging					
THDI	<3%					
AC grid connection type	3W+N+PE					
Efficiency						
Max. efficiency	98.8%					
European efficiency	98.2%					

Simulacion PVsyst

Para evaluar el desempeño energético del sistema fotovoltaico y validar la selección del inversor, se utilizó el software PVsyst. En la simulación se ingresaron las características técnicas de los módulos seleccionados, así como las condiciones de instalación y los perfiles de consumo energético del colegio.

El campo fotovoltaico se configuró con tres grupos de módulos orientados hacia el sur, norte y este, con un ángulo de inclinación de 10°, valor elegido como compromiso entre la captación solar anual y las restricciones arquitectónicas de las cubiertas. Dado que el inversor seleccionado cuenta con tres seguidores MPPT, se asignó un grupo de módulos a cada entrada, permitiendo optimizar la producción energética y mitigar pérdidas por desajuste entre diferentes orientaciones.

Se ingresó en la simulación el perfil de carga del colegio, con una demanda mensual promedio de 4264,29 kWh, lo cual permitió dimensionar el sistema en función de la autogeneración y el autoconsumo. Asimismo, se aplicaron pérdidas por suciedad del 3 %, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante de módulos y valores típicos utilizados en proyectos similares.

Para cumplir con los requisitos de la Resolución CREG 174 de 2021 y con los límites definidos por CENS, se restringió la potencia máxima de inyección a la red en 22,5 kW. Esta condición se configuró en PVsyst mediante el control de potencia activa del inversor, garantizando que el sistema no excediera la capacidad de entrega permitida por el operador de red.

Los resultados de la simulación permitieron verificar que el sistema es capaz de cubrir una fracción significativa de la demanda energética del colegio, maximizando el autoconsumo y cumpliendo con las restricciones normativas y técnicas de conexión.

La siguiente imagen muestra los resultados arrojados en la simulación con la energía consumida en el colegio y la energía inyectada a la red.

Figura 16*Resultados de la simulación en PVsyst*

Balances and main results										
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	158.1	61.80	19.97	156.8	146.9	5221	4264	1715	3417	2549
February	146.0	62.76	20.35	145.0	136.2	4845	4264	1719	3044	2545
March	150.5	65.70	20.70	149.3	140.3	4915	4264	1708	3120	2557
April	152.2	69.47	20.49	151.4	142.2	5001	4264	1756	3158	2508
May	173.7	68.14	20.96	172.7	162.2	5635	4264	1843	3698	2421
June	165.3	72.93	20.69	164.4	153.8	5566	4264	1889	3587	2375
July	169.9	67.63	20.97	168.7	158.3	5585	4264	1849	3643	2415
August	166.1	72.85	21.41	165.1	154.6	5496	4264	1822	3584	2442
September	152.3	74.78	21.06	151.3	142.0	4930	4264	1767	3080	2497
October	142.4	71.90	20.77	141.2	132.1	4705	4264	1763	2862	2501
November	138.0	71.91	20.20	137.0	127.6	4615	4264	1761	2779	2503
December	155.8	67.00	20.29	154.6	144.2	5175	4264	1759	3332	2505
Year	1870.4	826.87	20.66	1857.5	1740.5	61689	51171	21352	39303	29819

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_User Energy supplied to the user

E_Solar Energy from the sun

E_Grid Energy injected into grid

EFrGrid Energy from the grid

Retorno de la Inversión (ROI)

El cálculo del retorno de inversión (ROI) parte de una inversión inicial negativa de 67 millones de pesos, a la cual se suma el costo de 13 millones correspondientes al consumo de energía de la red en el primer año, dando como resultado un flujo inicial desfavorable. Sin embargo, al incorporar el gasto que se tendría sin sistema fotovoltaico —es decir, el consumo mensual de aproximadamente 4200 kWh multiplicado por 12 meses y por el valor unitario de 966 pesos por kWh— y restarle los 13 millones ya mencionados, se obtiene la diferencia que representa el ahorro neto anual gracias al sistema. Este ahorro se acumula año tras año y, de acuerdo con las proyecciones realizadas, permite recuperar la inversión alrededor del cuarto año, momento en el cual el flujo neto se vuelve positivo y el sistema comienza a generar beneficios económicos.