

**DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA LOS EDIFICOS
DE LAS SEDES DE LA UNIVERSIDAD POPULAR DEL CESAR VALLEDUPAR EN
BASE A SU COMPORTAMIENTO ENERGÉTICO**

MARIA CAMILA BARRIOS MEJIA

BEYURLIS JISEL CUJIA BENJUMEA

**UNIVERSIDAD POPULAR DEL CESAR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y TECNOLÓGICAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA
VALLEDUPAR - CESAR**

2024

**DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA LOS EDIFICOS
DE LAS SEDES DE LA UNIVERSIDAD POPULAR DEL CESAR VALLEDUPAR EN
BASE A SU COMPORTAMIENTO ENERGÉTICO**

MARÍA CAMILA BARRIOS MEJÍA

BEYURLIS JISEL CUJIA BENJUMEA

TESIS DE GRADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRÓNICO.

DIRECTOR DE PROYECTO:

Dra. LUISA JULIA SALAZAR GIL

UNIVERSIDAD POPULAR DEL CESAR

FACULTAD DE INGENIERÍA Y TECNOLÓGICAS

INGENIERÍA ELECTRÓNICA

VALLEDUPAR – CESAR

2024

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Valledupar, -- marzo de 2024

DEDICATORIA

Con gran emoción y profundo agradecimiento, dedico este trabajo a Dios, quien ha sido mi guía y mi aliento constante a lo largo de este desafiante proceso, en especial, agradezco su presencia en los momentos donde la duda intentó nublar mi camino, recordándome que, con fe y perseverancia, todo es posible.

A mi casa de estudios la Universidad Popular del Cesar, son tantos los recuerdos que me llevo. En tus aulas recibí la formación que hoy me da para cristalizar mis estudios al desarrollar este trabajo de grado.

A mi amada madre, Piedad Benjumea Torres, este logro es tuyo con todo mi corazón te lo dedico, has sido mi compañera incansable, fuente inagotable de motivación, sostén en los momentos difíciles y apoyo incondicional en cada paso de este camino. Agradezco tu paciencia, comprensión y, sobre todo, por ser la luz que ha iluminado mi sendero, guiándome con amor y sabiduría.

A mi directora de proyecto Dra. Luisa Julia Salazar Gil, le expreso mi sincero agradecimiento, por su apoyo constante, por facilitar su conocimiento y por brindar su orientación fundamental para el desarrollo de este trabajo.

A mi familia, amigos profesores y seres queridos, en especial a MARÍA CAMILA BARRIOS MEJÍA mi compañera de tesis, les dedico este trabajo de corazón por su paciencia, comprensión y aliento a lo largo de esta travesía. Su presencia ha sido mi fortaleza para alcanzar este logro en mi vida académica.

A todas aquellas personas que, aunque hoy no me acompañan, fueron seres indispensables en su momento; Agradezco su contribución a mi crecimiento. Este logro es un reconocimiento a sus aportes, que han dejado una huella imborrable en mi trayectoria.

Con gratitud y amor,

Beyurlis Jisel Cujia Benjumea

DEDICATORIA

A aquel que ha sido mi guía constante en este arduo pero gratificante camino hacia la culminación de este proyecto académico. Su amor y misericordia han sido mi fuerza y refugio en los momentos de desafío y dificultad, Dios.

A la Universidad Popular del Cesar, mi casa de estudio con su presencia en la región impulsa la formación de profesionales con las competencias para el ejercicio laboral.

A mi familia, en especial a mi abuela Elvia Pineda y mis padres, Eduar Barrios y Mirian Mejía, les dedico este logro, su apoyo inquebrantable y sus enseñanzas han sido la luz que ha iluminado mi camino.

A mi pareja, a mi amiga y compañera de tesis Beyurlis Jisel Cujia Benjumea, a mi directora de trabajo de grado Dra. Luisa Salazar, mis profesores y seres queridos, por su paciencia, comprensión y aliento a lo largo de esta travesía.

María Camila Barrios Mejía

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Dios por otorgarnos sabiduría y brindarnos la fortaleza para perseverar.

A nuestros padres, quienes nos alentaron a estudiar y nos brindaron un apoyo inquebrantable. A pesar de los desafíos que encontramos en el camino, siempre estuvieron presentes, guiándonos y apoyándonos en todo momento.

A nuestros docentes, quienes fueron parte fundamental de nuestro proceso de aprendizaje. Con su paciencia y sabias palabras, nos inspiraron a esforzarnos cada día y llevar con orgullo el título de egresados de la Universidad Popular del Cesar.

Por último, pero no menos importante, queremos agradecer de manera especial a la Dra. Luisa Julia Salazar Gil, Con sus conocimientos, paciencia, orientación y palabras alentadoras, nos motivó a seguir adelante con este proyecto. A pesar de los desafíos temporales que enfrentamos, logramos sacarlo adelante gracias a su apoyo incondicional.

Beyurlis Jisel Cujia Benjumea

María Camila Barrios Mejía

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	13
1. MARCO REFERENCIAL.....	13
1.1. ANTECEDENTES.....	13
1.1.1 En el contexto internacional.....	13
1.1.2 En el contexto nacional.....	15
1.1.3 En el contexto local	17
1.2. MARCO TEÓRICO.....	18
1.2.1 Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico.....	18
1.2.2 Paneles solares.....	20
1.2.3 Radiación solar.....	21
1.2.4 Hora solar pico.....	23
1.2.5 Orientación de paneles.....	23
1.2.6 Inversores.....	25
1.2.7 Consumo energético y Patrones de demanda.....	26
1.2.8 Eficiencia de los componentes del sistema.....	26
1.3. MARCO HISTÓRICO.....	28
1.4. MARCO CONCEPTUAL.....	33
1.5. MARCO LEGAL.....	37
CAPÍTULO II.....	42
2. DISEÑO METODOLÓGICO.....	42
2.1. Censo de carga eléctrica UPC Sede Sabanas	43
2.1.1 Distribución general de la carga por edificio.....	44
2.1.2 Carga base	45
2.2 Información general de las edificaciones y análisis de viabilidad de la UPC sede Sabanas edificio	46
2.2.1 Inspección de la estructura de los edificios	48
2.2.2 Selección de edificios óptimos para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico On-Grid en la UPC Sede Sabana	49
2.2.3 Descripción y orientación de las condiciones circu-ambientales en el Edificio Administrativo	51
2.2.4 Descripción y orientación de las condiciones circu-ambientales en el Bloque P	54

2.2.5 Descripción del sistema eléctrico de suministro de la UPC sede Sabanas	56
2.3 Dimensionamiento fotovoltaico	62
2.3.1 Estimación de consumo	63
2.3.2 Número de módulos FV	66
2.3.3 Características técnicas del módulo fotovoltaico	70
2.3.4 Correcciones por temperatura	71
2.3.5 Número de Inversores	73
2.3.6 Rango de Paneles Solares a Colocar en Serie	75
2.3.7 Verificación de selección	75
2.3.8 Rango de Paneles Solares a Colocar en Paralelo	76
2.3.9 Verificación de esta selección	77
2.3.10 Cálculo de cableado DC positivo y negativo (de panel a inversor)	78
2.3.11 Cálculo del fusible DC	84
2.3.12 Cálculos de Breaker DC (de panel a inversor):	85
2.3.13 Cálculo del DPS DC (de panel a inversor)	85
2.3.14 Cálculos para el cableado Ac	87
2.3.15 Interruptores AC del inversor	89
2.3.16 Cálculo de cableado de tierra	90
2.3.17 Disposición de módulos	91
2.3.18 Cálculo de sombras	92

2.4 Aplicación de las herramientas de diseño y simulación como AutoCAD, SketchUP, PVSyst y PVSOL Premium para la optimización y análisis del dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos	93
2.4.1 Introducción al software utilizado	94
2.4.2 Metodología propuesta	95
2.4.3 Diseño de plantillas a emplear para la construcción de la geometría sede Sabanas Bloque Administrativo	97
2.4.4 Introducción al software PVSYST	100
2.5 Introducción al software PVSOL Premium	120
2.5.1 Bloque administrativo sede Sabanas	120
2.6 Realización de evaluación económica y análisis financiero detallado de los sistemas fotovoltaicos, incluyendo la tasa interna de retorno (TIR).....	130
2.6.1 Análisis económico PVSyst.....	135
2.6.2 Análisis económico PVSOL premium	142
2.7 Elaboración de planos de instalación del sistema fotovoltaico mediante AutoCAD	145
2.8 Dimensionamiento fotovoltaico	146
2.8.1 Estimación de consumo.....	146
2.8.2 Número de módulos FV	149
2.8.3 Características técnicas del módulo fotovoltaico.....	153
2.8.4 Correcciones por temperatura	154
2.8.5 Rango de Paneles Solares a Colocar en Serie	156
2.8.6 Verificación de selección	156
2.8.7 Rango de Paneles Solares a Colocar en Paralelo	157
2.8.8 Verificación de esta selección	158
2.8.9. Número de Inversores	158
2.8.10 Cálculo de cableado DC positivo y negativo (de panel a inversor)	160
2.8.11 Cálculo del fusible DC	166

2.8.12 Cálculos de Breaker DC (de panel a inversor)	167
2.8.13 Cálculo del DPS DC (de panel a inversor)	167
2.8.14 Cálculos para el cableado Ac	169
2.8.15 Interruptores AC del inversor	171
2.8.16 Cálculo de cableado de tierra	172
2.8.17 Disposición de módulos	173
2.8.18 Cálculo de sombras	173
2.9 Diseño de plantillas a emplear para la construcción de la geometría sede Sabanas Bloque Administrativo	175
2.9.1 Introducción al software.....	177
2.9.2 Simulación PV*SOL Premium Bloque P sede Sabanas.....	181
2.10 Análisis económico PVSyst.....	185
2.10.1 Análisis económico en el software PV*SOL Premium Bloque P sede Sabanas	190
2.11 Elaboración de planos de instalación del sistema fotovoltaico mediante AutoCAD	194
2.12 Descripción del Sistema eléctrico UPC sede Hurtado.....	195
2.12.1 Carga base	196
2.12.2 Información general de las edificaciones sede Hurtado.....	197
2.13 Selección de Edificios Óptimos para el Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico On-Grid en la UPC Sede Hurtado	198
2.13.1 Descripción y orientación de las condiciones circu-ambientales del edificio administrativo UPC sede Hurtado.....	199
2.14 Dimensionamiento fotovoltaico.....	202
2.14.1 Dimensionamiento de los módulos FV, cableado DC y AC del sistema fotovoltaico, así como el cálculo y selección de los conductores y dispositivos de protección eléctrica..	202
2.14.2 Cálculos teóricos para el edificio administrativo UPC sede Hurtado	203
2.14.2.1 Estimación del consumo	203
2.14.2.2 Número de módulos FV.....	206

2.14.2.3	Número de Inversores	209
2.14.2.4	Rango de paneles solares a colocar en serie.....	211
2.14.2.5	Verificación de selección	212
2.14.2.6	Rango de paneles solares a colocar en paralelo	212
2.14.2.7	Verificación de esta selección.....	213
2.14.2.8	Cálculo de cableado DC positivo y negativo (de panel a inversor)	216
2.14.2.9	Cálculo del fusible DC.....	222
2.14.2.10	Cálculos de Breaker DC (de panel a inversor)	222
2.14.2.11	Cálculo del DPS DC (de panel a inversor)	223
2.14.2.12	Cálculos para el cableado AC	225
2.14.2.13	Interruptores AC después del inversor	228
2.14.2.14	Cálculo de cableado de tierra	228
2.14.3	Disposición de módulos	230
2.14.4	Calculo de sombras	230
2.15	Diseño de plantillas a emplear para la construcción de la geometría sede Hurtado	
	Bloque Administrativo	231
2.15.1	Introducción al software.....	233
2.16	Análisis económico en PVSyst	243
2.17	Elaboración de planos de instalación del sistema fotovoltaico mediante AutoCAD.....	252
CAPÍTULO III.....		253
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS.....		253
3.1. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		282
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		285

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Edificaciones y espacios de la UPC Sede Sabanas.....	47
Tabla 2. Distribución general de consumo de la UPC Sede Sabanas por edificio	49
Tabla 3. Distribución general de consumo de la UPC Sede Sabanas.	50
Tabla 4. Censo de carga para el edificio Administrativo Sede Sabanas.	63
Tabla 5 Características técnicas del módulo fotovoltaico modelo JAM72S30 550/MR JA SOLAR	70
Tabla 6. Características técnicas del inversor MAX 50KTL3-XL2 GROWATT	76
Tabla 7. Factores de corrección por temperatura nominal de conductor.	79
Tabla 8. Cables CENTELSA Fotovoltaico según la normativa RETIE.....	80
Tabla 9. propiedades de los conductores	82
Tabla 10. Capacidades de corriente (A) permisibles para conductores aislados para 0 a 2000v nominales	87
Tabla 11. Tamaño mínimo de los conductores de puesta a Tierra para canalizaciones equipos	91
Tabla 12. Censo de cara base para el bloque p sede sabanas de la UPC	146
Tabla 13. Características técnicas del módulo fotovoltaico modelo JAM72S30 550/MR JA SOLAR	153
Tabla 14. Características técnicas del inversor MAC 15KTL3-XL GROWATT	159
Tabla 15. Factores de corrección por temperatura nominal de conductor	161
Tabla 16. Cables CENTELSA Fotovoltaico según la normativa RETIE	162
Tabla 17. propiedades de los conductores	164
Tabla 18. Capacidades de corriente (A) permisibles para conductores aislados para 0 a 2000v nominales	169
Tabla 19. Tamaño mínimo de los conductores de puesta a Tierra para canalizaciones equipos ...	173
Tabla 20. Espacios físicos de la UPC sede Hurtado	198
Tabla 21. Censo de carga para el edificio Administrativo Sede Hurtado	203
Tabla 22. Información meteorológica obtenida mediante la base de datos del programa Meteonorm versión 8.2	206

Tabla 23. Características técnicas del inversor MAX 70KTL3-XL2 GROWATT	210
Tabla 24. Factores de corrección por temperatura nominal de conductor	217
Tabla 25. Cables CENTELSA Fotovoltaico según la normativa RETIE	217
Tabla 26. Propiedades de los conductores Tabla 8 NTC 2050	219
Tabla 27. Tabla 310.15(B) (16) (Antes Tabla 310.16) Capacidades de corriente (Ampacity) permisibles en conductores aislados para tensiones nominales de hasta e incluyendo 2 000 V y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, o cable o tierra (enterrados directamente), basadas en una temperatura ambiente de 30	225
Tabla 28. Tamaño mínimo de los conductores de puesta a Tierra para canalizaciones equipos ...	229
Tabla 29. Cuadro comparativo entre PVSyst y PVSol del bloque Administrativo sede Sabanas..	273
Tabla 30. Cuadro comparativo entre PVSyst y PVSol del bloque P sede Sabanas	275
Tabla 31. Cuadro comparativo entre PVSyst y PVSol del bloque Administrativo sede Hurtado...	278

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Modelo de implementación de módulos FV	19
Figura 2. Mapa de irradiación solar	22
Figura 3. Consumo nacional de energía	38
Figura 4. Ilustración de instalaciones aplicando las normativas RETIE.	40
Figura 5. Distribución de carga por edificio en la Universidad Popular del Cesar sede Sabanas	45
Figura 6. Campus universitario sede Sabanas	46
Figura 7. Edificio Administrativo	52
Figura 8. Orientación y trayectoria solar sobre el Edificio Administrativo	53
Figura 9. Caras del Edificio Administrativo	53
Figura 10. Edificio Bloque P	54
Figura 11. Orientación y trayectoria solar sobre el Bloque P	55
Figura 12. Caras edificio Bloque P	56
Figura 13. Tendido de la red de distribución de energía eléctrica de la UPC Sede Sabanas	56
Figura 14. Subestación Eléctrica de media tensión encapsulada principal	57
Figura 15. Diagrama unifilar de distribución - Subestación principal	58
Figura 16. Tablero de la subestación 2	59
Figura 17. Diagrama unifilar de distribución - Subestación 2	60
Figura 18. Tablero de la subestación 3	61
Figura 19. Diagrama unifilar de distribución- Subestación 3	62
Figura 20. Información meteorológica obtenida mediante la base de datos del programa Meteonorm versión 8.2	67
Figura 21. Promedio mensual de radiación global Valledupar tomado del IDEAM	68
Figura 22. criterio térmico normativa NTC 2050, ARTÍCULO 690 — SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS FV I	79
Figura 23. equivalencias de calibre en milímetros. Tomado de MasVoltaje tienda de electricidad	81
Figura 24. Directrices para la instalación y ubicación óptimas de Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS) en un sistema fotovoltaico	85
Figura 25. Montaje de los DPS según la normativa RETIE	86
Figura 26. Distancia para considerar para el cálculo de la distancia mínima entre ramas	92
Figura 27. Planos de arquitectura del primer piso del bloque administrativo y Biblioteca de la Universidad Popular del Cesar sede Sabanas	97
Figura 28. Planos de arquitectura del segundo piso del bloque administrativo y biblioteca de la Universidad Popular del Cesar sede Sabanas	98
Figura 29. Bloque Administrativo y biblioteca modelado en 3D	99

Figura 30. (a)(b) Simulación con Sketchup 2017 del Bloque Administrativo Y Biblioteca de la UPC Sede Sabanas.	100
Figura 31. Pantalla de inicio y bienvenida del software PVsyst.	101
Figura 32. (a)(b)(c)(d) Uso de la base de datos de Meteonorm para la importación de datos meteorológicos y selección e importación de sitio geográfico en el mapa interactivo, con sus respectivas coordenadas geográficas	103
Figura 33. Configuración del nombre del sitio, país y región, junto con la muestra de las coordenadas geográficas del punto seleccionado previamente	104
Figura 34. Importación de datos adicionales, como la irradiación difusa horizontal, irradiación horizontal global, temperatura, velocidad del viento, turbidez y humedad relativa, desde la fuente de datos de Meteonorm	105
Figura 35. Pantalla de inicio con las características del sitio geográfico incluido, visualización de datos y verificación	106
Figura 36. Gráfica de datos generados sintéticamente a partir de valores de irradiación vs tiempo	107
Figura 37. (a)(b) Selección de inversor a partir de la base de datos del software	108
Figura 38. Ventana del nombre del proyecto, archivo del sitio y archivo Meteonorm	108
Figura 39. Configuración de inclinación y azimut, junto con la visualización de la gráfica de pérdidas	109
Figura 40. Ventana de visualización de la selección del módulo, selección del inversor y la configuración del conjunto de número de módulos y cadenas	110
Figura 41. Diagrama de la relación entre el voltaje y la corriente del conjunto, junto con la distribución de potencia de salida dimensionada del inversor	111
Figura 42. Ventana de visualización de la opción de parámetro de envejecimiento de módulo FV y gráfica correspondiente con demás características	112
Figura 43. Ventana de visualización de indisponibilidad del sistema y períodos de indisponibilidad	113
Figura 44. Ventana de visualización de parámetro térmico con factor de pérdidas térmicas del campo	113
Figura 45. Pérdidas óhmicas en el conjunto en circuito CC y pérdidas CA después del inversor	114
Figura 46. Calidad del módulo, degradación inducida por luz, pérdidas de desajuste de módulo, desajuste de voltaje de las cadenas	115
Figura 47. Factor de pérdida de suciedad anual	116
Figura 48. Modificador del ángulo de incidencia	116
Figura 49. Dibujo lineal de horizonte y trayectoria solar bloque administrativo	117
Figura 50. Compatibilidad con parámetros, orientación y sistema. Escena 3D sombreados cercanos, construcción/perspectiva	118
Figura 51. Escena de construcción 3D para análisis y animación de sombreado	118
Figura 52. Sistema de configuración de cableado FV general y análisis de sombreado	119
Figura 53. Diagrama unifilar bloque administrativo	120
Figura 54. Datos del proyecto	120

Figura 55. Ubicación geográfica, Red de CA, datos climáticos, tipo de instalación, tipo de planificación	121
Figura 56. Consumo	122
Figura 57. Escena 3D, configuración y disposición de módulos FV	122
Figura 58. Incorporación del horizonte utilizando Meteonorm 8.0 en la representación tridimensional de la escena	123
Figura 59. Análisis y frecuencias de sombras en módulos FV	124
Figura 60. Configuración de cableado	125
Figura 61. Plan de cableado con su respectiva configuración y visualización de cantos	126
Figura 62. Diseño del sistema con visualización 3D	127
Figura 63. Configuración de cables de CA (todos los inversores) y símbolo de circuito después de la carga	127
Figura 64. Configuración de cables de CA (MAX 50KTL3-XL), símbolos del circuito integrado en el inversor	128
Figura 65. Cables en conductores de líneas (seguidor MPPT)	128
Figura 66. Diagrama unifilar para el bloque administrativo de la sede Sabanas utilizando PVsol Premium	129
Figura 67. Contenido del modelo	131
Figura 68. Costos de instalación, módulos FV e inversores	136
Figura 69. Costos de instalación de otros componentes, accesorios, cableado, caja de conexiones, sistemas de medición	136
Figura 70. Costos de estudios, análisis e instalación	137
Figura 71. Seguro de construcción, seguro de transporte, seguro de responsabilidad, demora en el seguro de puesta en marcha	138
Figura 72. IVA, impuestos federales, impuestos estatales, impuestos locales, otros impuestos	139
Figura 73. Parámetros financieros, periodo de simulación, variaciones proyectadas, gastos dependientes de ingresos, amortización fiscal	140
Figura 74. Venta de electricidad y otros parámetros generales	141
Figura 75. Ventana de parámetros económicos, parámetros de rentabilidad, tarifa de compra, factor de cambio del precio del costo del consumo energético	143
Figura 76. Balance de costos, únicos pagos (no amortizables), subvenciones, costos anuales de operación, diversos costos anuales, diversos ingresos	144
Figura 77. Costes de la inversión, flujo de caja y TIR	145
Figura 78. Esquema representativo de instalación de módulos FV, inversor, medidor bidireccional, diagrama unifilar bloque administrativo sede sabanas	146
Figura 79. Información meteorológica obtenida mediante la base de datos del programa Meteonorm versión 8.2	150
Figura 80. Promedio mensual de radiación global Valledupar tomado del IDEAM	151
Figura 81. criterio térmico normativa NTC 2050, ARTÍCULO 690 — SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS FV	161

Figura 82. equivalencias de calibre en milímetros. Tomado de MasVoltaje tienda de electricidad	163
Figura 83 . Directrices para la instalación y ubicación óptimas de Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS) en un sistema fotovoltaico	167
Figura 84. Montaje de los DPS según la normativa RETIE	168
Figura 85. Distancia para considerar para el cálculo de la distancia mínima entre ramas	174
Figura 86. Planos de arquitectura del tercer piso del bloque P y bloque I de la Universidad Popular del Cesar sede Sabanas	176
Figura 87. Planos de arquitectura del cuarto piso del bloque P y bloque I de la Universidad Popular del Cesar sede Sabanas	177
Figura 88. Simulación con SketchUp 2017 del Bloque P y bloque I de la UPC Sede Sabanas	177
Figura 89. Ventana de visualización de la selección del módulo, selección del inversor y la configuración del conjunto de número de módulos y cadenas	178
Figura 90. Dibujo lineal de horizonte y trayectoria solar bloque P	179
Figura 91. Escena de construcción 3D para análisis y animación de sombreado	180
Figura 92: Sistema de configuración de cableado FV general y análisis de sombreado	181
Figura 93. Diagrama unifilar bloque P	181
Figura 94. Escena 3D, configuración y disposición de módulos FV	182
Figura 95. Incorporación del horizonte utilizando Meteonorm 8.0 en la representación tridimensional de la escena	182
Figura 96. (a)(b) Análisis y frecuencias de sombras en módulos FV	184
Figura 97. Configuración de cableado	184
Figura 98: Visualización de módulo FV con soporte en escena 3D	184
Figura 99: Diagrama unifilar para el bloque P de la sede Sabanas utilizando PVsol Premium	185
Figura 100: Costos de instalación, módulos FV e inversore	186
Figura 101: Costos de instalación de otros componentes, accesorios, cableado, caja de conexiones, sistemas de medición. Costos de estudios, análisis e instalación	187
Figura 102: Seguro de construcción, seguro de transporte, seguro de responsabilidad, demora en el seguro de puesta en marcha	188
Figura 103: IVA, impuestos federales, impuestos estatales, impuestos locales, otros impuestos	188
Figura 104: Costos de operación (OPEX), mantenimiento, seguro, impuestos, subsidios 1	189
Figura 105: Parámetros financieros, período de simulación, variaciones proyectadas, gastos dependientes de ingresos, amortización fiscal	190
Figura 106: Tipo de tarifa, tarifa de alimentación, otros parámetros generales	190
Figura 107: Ventana de parámetros económicos, parámetros de rentabilidad, tarifa de compra, factor de cambio del precio del costo del consumo energético	191
Figura 108: Parámetros generales, período de consideración, interés del capital, IVA	191
Figura 109: Balance de costos, únicos pagos (no amortizables), subvenciones, costos anuales de operación, diversos costos anuales, diversos ingresos, flujo de caja y TIR	193
Figura 110: Esquema representativo de instalación, inversor de módulos FV, medidor bidireccional, diagrama unifilar bloque P sede sabanas.	194
Figura 111. Tendido de la red de distribución de energía eléctrica de la UPC Sede Hurtado	196

Figura 112. Espacios físicos de la UPC Sede hurtado	198
Figura 113. Ubicación del bloque administrativo de la UPC Sede Hurtado	200
Figura 114. Bloque administrativo como punto central	200
Figura 115. Vistas del bloque Administrativo – Sede Hurtado	201
Figura 116. Promedio mensual de radiación global Valledupar tomado del IDEAM	208
Figura 117. Criterio térmico normativa NTC 2050, ARTÍCULO 690 — SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS FV	216
Figura 118. equivalencias de calibre en milímetros. Tomado de MasVoltaje tienda de electricidad	219
Figura 119. Directrices para la instalación y ubicación óptimas de Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS) en un sistema fotovoltaico	223
Figura 120. Montaje de los DPS según la normativa RETIE	224
Figura 121. Distancia para considerar para el cálculo de la distancia mínima entre ramas	230
Figura 122. Planos de arquitectura del primer y segundo piso del bloque D y ADMINISTRATIVO de la Universidad Popular del Cesar sede Hurtado	232
Figura 123. (a)(b) Simulación en SketchUp 2017 bloque Administrativo sede Hurtado	233
Figura 124. Ventana de visualización de la selección del módulo, selección del inversor y la configuración del conjunto de número de módulos y cadenas	234
Figura 125. Dibujo de la línea de horizonte y trayectoria sede Hurtado	235
Figura 126. Escena de construcción 3D para análisis y animación de sombreado	236
Figura 127. Sistema de configuración de cableado FV general	237
Figura 128. Diagrama unifilar bloque Administrativo sede Hurtado	238
Figura 129. Diseño del sistema con visualización 3D	239
Figura 130. Incorporación del horizonte utilizando Meteonorm 8.0 en la representación tridimensional de la escena	239
Figura 131. Análisis y frecuencias de sombras en módulos FV	240
Figura 132. (a)(b)(c)(d) Configuración de cableado	242
Figura 133. Diagrama unifilar para el bloque administrativo de la sede Hurtado utilizando PVsol Premium	243
Figura 134. Costos de instalación, módulos FV e inversores	244
Figura 135. Costos de instalación de otros componentes, accesorios, cableado, caja de conexiones, sistemas de medición	245
Figura 136. . Costos de estudios, análisis e instalación	245
Figura 137. Seguro de construcción, seguro de transporte, seguro de responsabilidad, demora en el seguro de puesta en marcha	246
Figura 138. IVA, impuestos federales, impuestos estatales, impuestos locales, otros impuestos	246
Figura 139. Costos de operación (OPEX), mantenimiento, seguro, impuestos, subsidios	247
Figura 140. Parámetros financieros, periodo de simulación, variaciones proyectadas, gastos dependientes de ingresos, amortización fiscal	248
Figura 141. Ventana de parámetros económicos, parámetros de rentabilidad, tarifa de compra, factor de cambio del precio del costo del consumo energético	248
Figura 142. Parámetros generales, período de consideración, interés del capital, IVA	249

Figura 143. . Balance de costos, únicos pagos (no amortizables), subvenciones, costos anuales de operación, diversos costos anuales, diversos ingresos, flujo de caja y TIR	251
Figura 144. Esquema representativo de instalación, inversor de módulos FV, medidor bidireccional, diagrama unifilar Bloque Administrativo sede Hurtado	252
Figura 145. Diagrama de voltaje vs corriente de pérdidas del conjunto para 800W/m2	255
Figura 146. Análisis de sombreado Bloque Administrativo sede Sabanas	257
Figura 147. Distribución de probabilidad del punto de inyección, incertidumbres sobre la simulación y los parámetros	258
Figura 148. Análisis de sombreado Bloque P sede Sabanas	261
Figura 149. Análisis de sombreado Bloque Administrativo sede Hurtado	263
Figura 150. Curva I/V para condiciones de día despejado, Irrad=69W/m2	265
Figura 151. Distribución de probabilidad, incertidumbres sobre la simulación y los parámetros	266
Figura 152(a)(b)(c)(d) Ventana de visualización de resumen del sistema, resumen financiero	269
Figura 153. Ventana de visualización de resumen del sistema, resumen financiero, flujo de caja anual, reducción de emisiones CO2 y TIR	271
Figura 154. (a)(b)(c)(d) Ventana de visualización de resumen del sistema, resumen financiero	273

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Censo de carga del sistema de iluminación en la UPC sede Sabanas.	289
Anexo 2. Censo de carga de aires acondicionados en la UPC sede Sabanas.	292
Anexo 3. Censo de carga de motores y bombas en la UPC sede Sabanas.	293
Anexo 4. Censo de carga de otros equipos en la UPC sede Sabanas.	294
Anexo 5. Censo de carga de equipos de oficina en la UPC sede Sabanas.	301
Anexo 6. Censo de carga base de la UPC sede Sabanas.	305
Anexo 7. Censo de carga base de la UPC sede Hurtado.	311
Anexo 8. Censo de carga base sede Hurtado.	313
Anexo 9. Cálculos de análisis económico.	317
Anexo 10. El costo de la generación de energía anual evaluado en un periodo de 25 años	319
Anexo 11. Presupuesto de inversiones.	320
Anexo 12. Costos de operación	321
Anexo 13. Depreciaciones y diferidos.	322
Anexo 14. Flujo de producción.	324
Anexo 15. Flujo neto de caja y Tasa Interna de Retorno (TIR).	325

LISTA DE ABREVIATURAS

Definición	Abr.
Amperios	A
Instituciones De Educación Superior	IES
Standard Test Conditions	STC
Hercio	Hz
Tasa Interna De Retorno	TIR
International Organization for Standardization	ISO
Watt	W
Kilowatts	KW
Kilowatts hora por día	KWH/día
Kilovoltios	KV
Kilovoltios Amperios	KVA
Metros	m
Metros cuadrados	m ²
Sistema Internacional de Medidas	SI
Universidad Popular del Cesar	UPC
Unidad de Emprendimiento	UdE
Watts por metro cuadrado	W/m ²
Voltios	V
Sistema Fotovoltaico	SF
Fuentes No Convencionales de Energía Renovables	FNCER

RESUMEN

El siguiente trabajo aborda el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico para los edificios de las sedes de la Universidad Popular del Cesar (UPC) Valledupar, con un enfoque en su comportamiento energético. Para lograr este propósito, se emplean programas como PVsyst y PV*SOL Premium, que facilitan el diseño y dimensionamiento de Sistemas Fotovoltaicos (SF). El estudio incluye la evaluación de la carga base y la carga conectada, considerando las políticas de transición energética establecidas para las edificaciones de Instituciones de Educación Superior (IES) públicas, así como la determinación de las condiciones arquitectónicas, espaciales y eléctricas del edificio con la mayor carga base conectada para la posible instalación del SF en las sedes de la UPC en Valledupar. Finalmente, se propone una solución para la implementación de los SF en los edificios seleccionados.

El trabajo desarrollado incluyó el análisis detallado de la viabilidad económica y ambiental de la implementación de los SF en los edificios de la UPC-Valledupar. Este análisis abarcó aspectos como el retorno de la inversión, los beneficios en términos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, y el impacto en la sostenibilidad e imagen institucional de la UPC-Valledupar. Asimismo, se realizó una comparación entre diferentes configuraciones y tecnologías de SF para la determinación de la opción más eficiente y rentable en el contexto específico de la sede de la UPC-Valledupar en estudio.

Palabras claves: Sistema fotovoltaico, Dimensionamiento de sistemas On-Grid, Análisis económico, Tasa interna de retorno (TIR), Transición energética.

SUMMARY

The following work addresses the sizing of a photovoltaic system for the buildings of the Universidad Popular del Cesar (UPC) Valledupar, with a focus on its energy behavior. To achieve this purpose, programs such as PVsyst and PV*SOL Premium are used, which facilitate the design and sizing of Photovoltaic Systems (SF). The study includes the evaluation of the base load and the connected load, considering the energy transition policies established for the buildings of public Higher Education Institutions (IES), as well as the determination of the architectural, spatial and electrical conditions of the building with the greater connected base load for the possible installation of SF at the UPC headquarters in Valledupar. Finally, a solution is proposed for the implementation of the photovoltaic system in the selected buildings.

In addition to the aforementioned aspects, the degree work included the development and detailed analysis of the economic and environmental viability of the implementation of SF in the buildings of the UPC-Valledupar. This analysis covered aspects such as the return on investment, the benefits in terms of reducing greenhouse gas emissions, and the impact on the sustainability and institutional image of the UPC-Valledupar. Likewise, a comparison was made between different SF configurations and technologies to determine the most efficient and profitable option in the specific context of the UPC-Valledupar headquarters under study.

Keywords: Photovoltaic system, Sizing of On-Grid systems, Economic analysis, Internal rate of return (IRR), Energy transition.

INTRODUCCIÓN

Las fuentes de energía renovable **es** un tema de suma importancia debido a la preocupación por el cambio climático y la sostenibilidad ambiental. En este **contexto Colombia** plantea el desarrollo de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER), donde la energía solar **es** considerada una de ellas, lo que la hace una de las soluciones más prometedoras para la generación de electricidad limpia y sostenible, debido al alto potencial de radiación solar que tiene el país, donde destaca la Región Caribe, aunado al compromiso de ampliar la matriz energética con la participación de esta, lo cual es fundamental en el proceso de transición energética llevado a cabo en la actualidad [1].

La UPC Valledupar está ubicada en el Departamento del Cesar, región geográfica con irradiación solar promedio diaria entre 4,5 y los 5,5 kilovatios hora metro cuadrado útil año (kWh/m²), superior al promedio nacional (4,5kWh/m²), por lo que no se hace ajena a participar en el proceso de transición energética que lleva Colombia, en ese sentido se ha dedicado a buscar alternativas para mejorar la eficiencia energética y reducir su impacto ambiental, Una de las soluciones viables es la instalación de sistemas fotovoltaicos. Para **lo cual** es fundamental comprender en detalle los patrones de consumo de energía de los edificios involucrados, **lo cual** fue llevado a cabo en dos proyectos de investigación financiados por la UPC – Valledupar **los cuales** fueron:

Convocatoria Interna: “Influencia del Diseño Arquitectónico y Entorno Climático en el Consumo de Energía de las Edificaciones de la Universidad Popular del Cesar Sede Sabanas”. Desarrollado por Dra. Luisa Julia Salazar Gil (Investigador Principal) y Magister José Luis Consuegra González (Coinvestigador) Grupo de Investigación DSP ASIC BUILDER GROUP en los años 2022 – 2023.

Joven Investigador: “Análisis del Consumo de Energía Eléctrica de los Edificios de la Universidad Popular del **cesar** Sede Valledupar con Base a Uso Finales de la Energía y la Arquitectura Bioclimática”, desarrollado por el Ing. Iván Atencio Álvarez Grupo de Investigación DSP ASIC BUILDER GROUP en el 2023,

Basado en los resultados obtenidos por los proyectos de investigación (Convocatoria Interna y Joven Investigador) anteriormente nombrados, se plantea el desarrollo de un estudio con el propósito de analizar el comportamiento energético de la UPC - Valledupar y de manera de

establecer el dimensionamiento óptimo del que pueda satisfacer de manera eficiente las necesidades energéticas de los edificios de mayor carga conectada.

Determinar el tamaño adecuado de un SF es un proceso que implica la evaluación de varios factores, como el consumo de energía, el potencial solar, el marco regulatorio, los cuales podrían influir en el tamaño y la capacidad del sistema. Asimismo, la eficiencia de los paneles fotovoltaicos, el peso de cada uno de los componentes utilizados, los materiales que conforman la estructura, el terreno disponible o el espacio o tipo de techo, son aspectos críticos a tener en cuenta al dimensionar un SF. No menos importante, por el orden en que se presenta es el analizar el impacto económico a corto, mediano y largo plazo, así como las perspectivas de expansión futura.

Para el desarrollo de este trabajo fueron tomados en cuenta, los aspectos expuestos en el párrafo anterior para establecer la implementación del SF eficiente y rentable de las sedes de la UPC – Valledupar. [2], de tal manera que se plantearon :

Tres capítulos, que abarcan los objetivos específicos establecidos en la propuesta:

En el Capítulo 1 expone el marco referencial, presenta los antecedentes, marco teórico, marco histórico, marco conceptual y marco legal, basado en el dimensionamiento de un SF conectado a la red (On-Grid) en las sedes de la UPC - Valledupar con base a su comportamiento energético.

En el Capítulo 2 presenta la metodología utilizada para desarrollar las actividades, el estudio de factibilidad económica y los resultados obtenidos.

En el Capítulo 3 se presentan el análisis de resultados, conclusiones y recomendaciones metodológicas, académicas y prácticas.

En resumen, esta tesis se enfocará en analizar en detalle el dimensionamiento, la eficiencia y la integración de SF On – Grid, con el objetivo de proporcionar una guía práctica para la implementación de soluciones energéticas y ofrecer una contribución significativa por parte de la UPC al proceso de transición energética y la sostenibilidad ambiental.

ANTECEDENTES

A continuación, se presentan investigaciones realizadas a nivel internacional, nacional y local que destacan la importancia del trabajo desarrollado:

1.1.1 En el contexto internacional

- ❖ El trabajo realizado por **OMAR HERNÁNDEZ HERNÁNDEZ**, para optar al título de Maestro en Ciencias e Ingeniería Ambientales en la **UNIVERSIDAD AUTONOMA METROPOLIANA (UAM) en MÉXICO** año 2020, titulado: **DISEÑO TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA RECONVERSIÓN DEL USO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CONVENCIONAL A ENERGÍA SOLAR EN LA UAM-A: SISTEMA DE INTERCONEXIÓN.**

En la presente investigación se evalúa la posibilidad de instalar un Sistema Fotovoltaico Interconectado (SFVI) en la red eléctrica de la Universidad Autónoma Metropolitana unidad Azcapotzalco (UAM-A). Se aprovecha el abundante recurso solar en la Zona Norte de la Ciudad de México, que en promedio supera los 5.3 kWh/día de irradiación. Además, se consideran las nuevas tecnologías más eficientes en celdas fotovoltaicas, la reducción de los costos de los componentes y los cambios legales derivados de la reforma energética en México, como la Ley de Transición Energética (LTE, 2015) y la Ley de la Industria Eléctrica (LIE, 2014). Estas leyes permiten la generación de energía eléctrica limpia para el autoconsumo y la venta de excedentes a usuarios en baja y media tensión mediante los modelos de Generación Distribuida Limpia (GDL) establecidos en la LIE.

Este trabajo se relaciona con la investigación desarrollada ya que realiza un análisis detallado del perfil de consumo de energía eléctrica y la demanda de potencia en la UAM-A. Proporcionando información clave sobre el comportamiento energético de los edificios universitarios, que es fundamental para dimensionar adecuadamente el SF y estimar la capacidad requerida para cubrir la demanda eléctrica de los edificios de mayor consumo en las sedes de la UPC – Valledupar-

Con base en lo expuesto por **OMAR HERNÁNDEZ HERNÁNDEZ**, se puede llegar a la conclusión de que el dimensionamiento e instalación de un SF On-Grid en los edificios de la UPC-Valledupar es una opción viable y beneficiosa. El trabajo proporciona datos sobre el recurso solar disponible, los cambios legales favorables y el comportamiento energético de los edificios universitarios, lo cual respalda la viabilidad técnica, económica y ambiental del proyecto.

- ❖ El trabajo realizado por **LUCÍA DE LA ROSA PINEDA**, para optar al título de Máster en Tecnología Energética para el desarrollo sostenible en la **UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA en ESPAÑA**, para el año 2020, desarrolló el trabajo titulado: **DISEÑO DE UNA INSTALACION DE AUTOCONSUMO PARA EL EDIFICIO 3P DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA (UPV)**.

La UPV, ubicada en el Campus de Vera en Camí de Vera s/n 46022 de Valencia, alberga una variedad de edificios, algunos destinados a la investigación y otros a la docencia. Estas actividades requieren una gran cantidad de energía. Los edificios de investigación están equipados con maquinarias de alto consumo que a veces deben funcionar las 24 horas del día. Además, la docencia tiene un impacto significativo, principalmente debido a la climatización de las aulas. Con el objetivo de servir como ejemplo para la sociedad y promover el desarrollo, se seleccionó la universidad como lugar para llevar a cabo un estudio sobre la instalación de energías renovables.

El objetivo principal de este trabajo fue diseñar una instalación de autoconsumo en el Edificio 3P de la UPV y analizar su viabilidad técnica y económica. Al llevar a cabo este proyecto de transición ecológica, también se buscaba reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Este trabajo se relaciona con la investigación en curso ya que proporciona un caso de estudio y aprendizaje sobre la implementación exitosa de energía solar en el entorno universitario. La experiencia de la UPV demuestra que es posible aprovechar la energía solar disponible para generar electricidad limpia y sostenible, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y servir como ejemplo para la comunidad académica y la sociedad en general.

Los dos proyectos presentados como referencia internacional buscan reducir la demanda de energía proveniente de fuentes convencionales y aprovechar la energía solar como una fuente sostenible y limpia. Además, se centran en el dimensionamiento de los SF para adaptarlos a las necesidades energéticas específicas de las universidades, considerando tanto aspectos técnicos como económicos. Esto ayudo al desarrollo del trabajo en los cálculos económicos como los de dimensionamiento.

1.1.2 En el contexto nacional

- ❖ El trabajo realizado por **VALENTINA CASTRO LANDÍNEZ en la UNIVERSIDAD DE LOS ANDES en BOGOTÁ - COLOMBIA** en el año 2020, desarrollo el Trabajo de grado para optar al título de ingeniera mecánica titulado: **EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO IMPLEMENTADO EN EL EDIFICIO SANTO DOMINGO DE LA UNIVERSIDAD DE LOS ANDES MEDIANTE UN MODELO COMPUTACIONAL.**

La Universidad de los Andes construyó un parque solar fotovoltaico en la azotea del edificio Julio Mario Santo Domingo (conocido como bloque SD). El funcionamiento de éste empezó el primero de julio del año 2019. Este edificio debe ser proveído de energía eléctrica constantemente ya que cuenta con siete niveles de parqueadero, galería, aulas, oficinas, biblioteca, restaurante y un sistema completo de seguridad. Para suplir esta demandan energética, la universidad instaló 200 paneles solares, los cuales tienen como fin no solo contribuir al abastecimiento de energía, sino también hacer aportes académicos en energías renovables utilizándolo como un espacio de experimentación. Este parque solar tiene 80.06 kWp de potencia nominal (también conocida como potencia instalada), es decir que los módulos -paneles- deberían producir esa potencia durante su funcionamiento en condiciones STC (Standard Test Conditions). Además, es un sistema conectado a la red. El área neta que ocupan las superficies de los paneles es de 415 mt. La empresa a cargo de la instalación de este proyecto solar fue la empresa colombiana Solenergy.

Durante el tiempo que la institución lleva con el parque solar en funcionamiento han surgido distintas preguntas académicas que han impulsado la investigación alrededor de este proyecto. Entre estas dudas y motivaciones están el determinar el Performance Ratio, el cual ayuda a dar una magnitud a la calidad de una instalación fotovoltaica. Otra motivación fue comparar el diseño real del sistema con un diseño modelado computacionalmente. Y, finalmente, los costos reflejados en el valor del kilowatt por hora. Con esto en mente, el propósito de este trabajo fue evaluar el desempeño, la capacidad de producción y el costo nivelado de energía del parque solar fotovoltaico instalado en la universidad para poder proponer un diseño de instalación distinto. El indicador de desempeño (PR) de este proyecto se calculó con base en el estándar internacional IEC 61724 *Photovoltaic system performance*, el cual da los lineamientos de cómo calcular este indicador. Se hizo un modelo computacional con ayuda de SAM *System Advisor Model*, herramienta que contribuyó a la comparación entre los datos reales extraídos del sistema ya instalado y la propuesta hecha y explicada en este trabajo [11].

Este trabajo se relaciona con la investigación en curso porque ambos proyectos comparten el enfoque de dimensionar sistemas fotovoltaicos en edificios universitarios. Ambos buscan evaluar el rendimiento, la capacidad de producción y los costos asociados a los sistemas solares fotovoltaicos.

Además, este aporte permitirá servir como base para la realización del proyecto ya que se centra en el análisis y diseño de los sistemas en función de su comportamiento energético.

Esta información puede ser utilizada para mejorar los dimensionamientos e impulsar la adopción de tecnologías solares fotovoltaicas en el contexto universitario, contribuyendo así a la sostenibilidad energética y al conocimiento en el campo de las energías renovables.

1.1.3 En el contexto local

- ❖ El trabajo realizado por **MANCHEGO HERNÁNDEZ BAIRO RAÚL, OJEDA ARIAS JAIRO ALONSO, PEÑALOZA CÓRDOBA YESID ALBERTO**, para optar al título de ingeniero electromecánico en la **UNIVERSIDAD ANTONIO NARIÑO (UAN) en VALLEDUPAR – COLOMBIA**, para el año 2022, desarrolló el trabajo titulado: **“IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO OFF-THE-GRID DE 1,5 KW DE POTENCIA PARA ALIMENTAR DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS EN LA SALA DE CÓMPUTO DEL BLOQUE C DE LA UNIVERSIDAD ANTONIO NARIÑO SEDE VALLEDUPAR.”**.

El propósito de la tesis es fomentar el uso eficiente de la energía a través de SF y mejorar la eficiencia a través del uso de luces que consumen menos energía y son más eficientes, lo que resulta en obtener un ahorro en los costos de energía. En esta tesis se formula la pregunta que describe el problema la cual cuestiona ¿Cómo se puede contribuir para la reducción del consumo de energía eléctrica y generar un impacto positivo para la comunidad educativa de la sede Valledupar de la Universidad Antonio Nariño? Motivados por esta situación, el proyecto buscó promover el uso de energía limpia, teniendo un impacto positivo en el medio ambiente, alineándose con el interés nacional de fortalecer el uso de energías renovables. Además, responde a las necesidades de autoabastecimiento de energía eléctrica en el Departamento del Cesar y la ciudad de Valledupar, así como al aprovechamiento del potencial para generar energía a través de SF. Por último, busca generar interés en la academia por un tema relevante y actual, tanto para la universidad como para la región y el país. Este proyecto aspira a ser un pequeño aporte hacia los cambios necesarios en el sector energético y eléctrico, tanto en el presente como en el futuro.

Este trabajo permitió el aporte de evaluaciones de viabilidad económica para el desarrollo de esta ya que sirvió de base para plantear en detalle los costos y beneficios de la implementación del SF en los edificios seleccionados de las diferentes sedes de la UPC Valledupar. Al tener en cuenta el dimensionamiento de los SF en base al comportamiento energético específico de las sedes universitarias.

LÍNEA Y TEMA DE INVESTIGACIÓN

El trabajo DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA LOS EDIFICIOS DE LA UNIVERSIDAD POPULAR DEL CESAR VALLEDUPAR EN BASE A SU COMPORTAMIENTO ENERGÉTICO, está desarrollado en función de los objetivos obtenidos de dos proyectos de investigación del Grupo DSP ASIC BUILDER GROUP, financiado por la Vicerrectoría de Investigación de la UPC, referidos a:

Proyecto de Convocatoria Interna: Influencia del Diseño Arquitectónico y Entorno Climático en el Consumo de Energía de las Edificaciones de la Universidad Popular del Cesar sede Sabanas.

Proyecto Joven Investigador: Análisis del Consumo de Energía Eléctrica de los Edificios de la Universidad Popular del Cesar sede Valledupar con Base a Uso Finales de la Energía y Arquitectura Bioclimática.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, y en lo establecido en el Acuerdo No. 003 del 08 de julio de 2021, para el Programa de Ingeniería Electrónica el trabajo permite el desarrollo de la Línea de Investigación: Energía, Automática e Instrumentación Electrónica, basado en la Sub Línea: Sostenibilidad y Área temática: Eficiencia Energética.

DESCRIPCIÓN Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

En diversos países, incluyendo a Colombia, se ha reconocido la importancia de implementar políticas que fomenten la eficiencia y el ahorro energético en diversos sectores, en particular en el sector educativo [3]. Esto se debe al papel fundamental que la educación desempeña en la promoción del conocimiento y la conciencia sobre el uso responsable de la energía.

Actualmente la Universidad Popular del Cesar (UPC) Valledupar en sus diferentes sedes, el suministro de energía eléctrica depende de la red eléctrica pública, en algunas de sus sedes ciertos edificios tienen plantas de respaldo de combustible fósil. La UPC Valledupar ha presentado un consumo energético anual variante que puede fluctuar en función de las condiciones climáticas y de la ocupación de sus espacios educativos, determinado por las actividades que se lleven a cabo a lo largo del año. Analizando el periodo comprendido entre los años 2018- 2023 en las tres sedes de la UPC en Valledupar se tiene un costo por consumo de energía en promedio de \$29 499 755 para la Sede Hurtado, \$4 617 307 Sede Bellas Artes y \$82 325 624 Sede Sabanas, para un total de \$116.442.686 lo que genera un problema financiero ya que al tener facturación costosa y fluctuantes por el aumento de la tarifa eléctrica esto hace que disminuya el presupuesto asignado a la universidad y por tanto trae limitaciones en la disposición de dinero para otros rubros que son necesarios para el buen funcionamiento de esta.

JUSTIFICACIÓN

El replanteamiento de la política de eficiencia energética en Colombia, junto con una mayor disponibilidad de información y análisis en los sectores prioritarios de consumo (transporte e industria), ha permitido identificar las características de este, incluyendo aspectos energéticos, tecnológicos, procesos y prácticas operacionales. Además, se han propuesto medidas de Eficiencia Energética más costo efectivas [4]. Estos avances presentan un desafío adicional para lograr objetivos en el corto y mediano plazo (2022).

La Eficiencia Energética se reconoce como un enfoque fundamental para garantizar un suministro energético seguro. Su base radica en la adopción de tecnologías innovadoras y la promoción de hábitos de consumo responsables, con el objetivo de optimizar la gestión y la utilización de los recursos energéticos disponibles [5]. La implicación de los sistemas fotovoltaicos con la eficiencia energética radica en su capacidad para generar electricidad de manera limpia y renovable [6].

Lo que se busca en este estudio es dimensionar un sistema fotovoltaico ya que su principal ventaja es aprovechar una fuente de energía limpia y renovable esto conlleva a generar electricidad a partir de la radiación solar, lo cual reduce la cantidad de energía suministrada por la red eléctrica convencional. Esto es uno de los motivos para llevar a cabo la realización del proyecto porque puede resultar en ahorros significativos en la facturación por consumo de energía eléctrica, especialmente a largo plazo. Según el documento de “Política de transición energética” CONPES (CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA Y SOCIAL) 4075, el cual consolida el proceso de transición energética del país a través de la formulación e implementación de acciones y estrategias intersectoriales que fomenten el crecimiento económico, energético, tecnológico, ambiental y social con el fin de avanzar hacia la transformación energética. Indica que se puede reducir en un 20% por sede el consumo energético de la universidad, esto traerá un impacto económico favorable asociado a los costos por consumo de energía de la UPC Valledupar [7].

La implementación de un sistema fotovoltaico en la UPC Valledupar se justifica aún más en el contexto de la Ley 2099 del 10 de julio de 2021 del Congreso de la República de Colombia, la cual establece medidas para la promoción de las energías renovables en el país. Esta legislación respalda y fortalece las razones previamente mencionadas para llevar a cabo este proyecto. A parte de que este trabajo permitirá desarrollar e impulsar la línea de investigación Energía, Automática e

Instrumentación Electrónica del Programa de Ingeniería Electrónica permitiendo a la UPC tener presencia en las metas impuestas por los compromisos nacionales e internacionales en materia de Eficiencia Energética adoptados por Colombia.

OBJETIVOS

Objetivos Generales

- ❖ Dimensionar un sistema fotovoltaico para los edificios de las sedes de la Universidad Popular Del Cesar Valledupar en base a su comportamiento energético.

Objetivos Específicos

- ❖ Estudiar la carga base y la carga conectada teniendo en cuenta las políticas de transición energética definidas en el CONPES 4075 con respecto a las edificaciones de instituciones de educación superior públicas.
- ❖ Determinar si el edificio con la mayor carga base conectada presenta las condiciones (arquitectura, espacio y sistema eléctrico) para colocar el sistema fotovoltaico.
- ❖ Plantear una propuesta para el sistema fotovoltaico en los edificios seleccionados.
- ❖ Estudiar la viabilidad de inversión económica y energética para el desarrollo del proyecto.

CAPÍTULO I

1. MARCO REFERENCIAL

En este capítulo se expone el marco referencial del trabajo, el cual se fundamenta en el dimensionamiento de sistemas de energía solar fotovoltaica (On-Grid) para las tres sedes de la UPC-Valledupar en base a su comportamiento energético; se abordan: los antecedentes, el marco teórico, el marco histórico, el marco conceptual y el marco legal, presentándose la información relevante que permitió el desarrollo del proyecto.

1.1. ANTECEDENTES

A continuación, se presentan investigaciones realizadas a nivel internacional, nacional y local que destacan la importancia del trabajo desarrollado:

1.1.1 En el contexto internacional

- ❖ El trabajo realizado por **OMAR HERNÁNDEZ HERNÁNDEZ**, para optar al título de Maestro en Ciencias e Ingeniería Ambientales en la **UNIVERSIDAD AUTONOMA METROPOLIANA (UAM) en MÉXICO** año 2020, titulado: **DISEÑO TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA RECONVERSIÓN DEL USO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CONVENCIONAL A ENERGÍA SOLAR EN LA UAM-A: SISTEMA DE INTERCONEXIÓN.**

En la presente investigación se evalúa la posibilidad de instalar un Sistema Fotovoltaico Interconectado (SFVI) en la red eléctrica de la Universidad Autónoma Metropolitana unidad Azcapotzalco (UAM-A). Se aprovecha el abundante recurso solar en la Zona Norte de la Ciudad de México, que en promedio supera los 5.3 kWh/día de irradiación. Además, se consideran las nuevas tecnologías más eficientes en celdas fotovoltaicas, la reducción de los costos de los componentes y los cambios legales derivados de la reforma energética en México, como la Ley de Transición Energética (LTE, 2015) y la Ley de la Industria Eléctrica (LIE, 2014). Estas leyes permiten la generación de energía eléctrica limpia para el autoconsumo y la venta de excedentes a usuarios en baja y media

tensión mediante los modelos de Generación Distribuida Limpia (GDL) establecidos en la LIE.

Este trabajo se relaciona con la investigación desarrollada ya que realiza un análisis detallado del perfil de consumo de energía eléctrica y la demanda de potencia en la UAM-A. Proporcionando información clave sobre el comportamiento energético de los edificios universitarios, que es fundamental para dimensionar adecuadamente el SF y estimar la capacidad requerida para cubrir la demanda eléctrica de los edificios de mayor consumo en las sedes de la UPC – Valledupar-

Con base en lo expuesto por **OMAR HERNÁNDEZ HERNÁNDEZ**, se puede llegar a la conclusión de que el dimensionamiento e instalación de un SF On-Grid en los edificios de la UPC-Valledupar es una opción viable y beneficiosa. El trabajo proporciona datos sobre el recurso solar disponible, los cambios legales favorables y el comportamiento energético de los edificios universitarios, lo cual respalda la viabilidad técnica, económica y ambiental del proyecto.

- ❖ El trabajo realizado por **LUCÍA DE LA ROSA PINEDA**, para optar al título de Máster en Tecnología Energética para el desarrollo sostenible en la **UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA en ESPAÑA**, para el año 2020, desarrolló el trabajo titulado: **DISEÑO DE UNA INSTALACION DE AUTOCONSUMO PARA EL EDIFICIO 3P DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA (UPV)**.

La UPV, ubicada en el Campus de Vera en Camí de Vera s/n 46022 de Valencia, alberga una variedad de edificios, algunos destinados a la investigación y otros a la docencia. Estas actividades requieren una gran cantidad de energía. Los edificios de investigación están equipados con maquinarias de alto consumo que a veces deben funcionar las 24 horas del día. Además, la docencia tiene un impacto significativo, principalmente debido a la climatización de las aulas. Con el objetivo de servir como ejemplo para la sociedad y promover el desarrollo, se seleccionó la universidad como lugar para llevar a cabo un estudio sobre la instalación de energías renovables.

El objetivo principal de este trabajo fue diseñar una instalación de autoconsumo en el Edificio 3P de la UPV y analizar su viabilidad técnica y económica. Al llevar a cabo este proyecto de transición ecológica, también se buscaba reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Este trabajo se relaciona con la investigación en curso ya que proporciona un caso de estudio y aprendizaje sobre la implementación exitosa de energía solar en el entorno universitario. La experiencia de la UPV demuestra que es posible aprovechar la energía solar disponible para generar electricidad limpia y sostenible, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y servir como ejemplo para la comunidad académica y la sociedad en general.

Los dos proyectos presentados como referencia internacional buscan reducir la demanda de energía proveniente de fuentes convencionales y aprovechar la energía solar como una fuente sostenible y limpia. Además, se centran en el dimensionamiento de los SF para adaptarlos a las necesidades energéticas específicas de las universidades, considerando tanto aspectos técnicos como económicos. Esto ayudó al desarrollo del trabajo en los cálculos económicos como los de dimensionamiento.

1.1.2 En el contexto nacional

- ❖ El trabajo realizado por **VALENTINA CASTRO LANDÍNEZ en la UNIVERSIDAD DE LOS ANDES en BOGOTÁ - COLOMBIA** en el año 2020, desarrollo el Trabajo de grado para optar al título de ingeniera mecánica titulado: **EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO IMPLEMENTADO EN EL EDIFICIO SANTO DOMINGO DE LA UNIVERSIDAD DE LOS ANDES MEDIANTE UN MODELO COMPUTACIONAL.**

La Universidad de los Andes construyó un parque solar fotovoltaico en la azotea del edificio Julio Mario Santo Domingo (conocido como bloque SD). El funcionamiento de éste empezó el primero de julio del año 2019. Este edificio debe ser proveído de energía

eléctrica constantemente ya que cuenta con siete niveles de parqueadero, galería, aulas, oficinas, biblioteca, restaurante y un sistema completo de seguridad. Para suplir esta demanda energética, la universidad instaló 200 paneles solares, los cuales tienen como fin no solo contribuir al abastecimiento de energía, sino también hacer aportes académicos en energías renovables utilizándolo como un espacio de experimentación. Este parque solar tiene 80.06 kWp de potencia nominal (también conocida como potencia instalada), es decir que los módulos -paneles- deberían producir esa potencia durante su funcionamiento en condiciones STC (Standard Test Conditions). Además, es un sistema conectado a la red. El área neta que ocupan las superficies de los paneles es de 415 mt. La empresa a cargo de la instalación de este proyecto solar fue la empresa colombiana Solenergy.

Durante el tiempo que la institución lleva con el parque solar en funcionamiento han surgido distintas preguntas académicas que han impulsado la investigación alrededor de este proyecto. Entre estas dudas y motivaciones están el determinar el Performance Ratio, el cual ayuda a dar una magnitud a la calidad de una instalación fotovoltaica. Otra motivación fue comparar el diseño real del sistema con un diseño modelado computacionalmente. Y, finalmente, los costos reflejados en el valor del kilowatt por hora. Con esto en mente, el propósito de este trabajo fue evaluar el desempeño, la capacidad de producción y el costo nivelado de energía del parque solar fotovoltaico instalado en la universidad para poder proponer un diseño de instalación distinto. El indicador de desempeño (PR) de este proyecto se calculó con base en el estándar internacional IEC 61724 *Photovoltaic system performance*, el cual da los lineamientos de cómo calcular este indicador. Se hizo un modelo computacional con ayuda de SAM *System Advisor Model*, herramienta que contribuyó a la comparación entre los datos reales extraídos del sistema ya instalado y la propuesta hecha y explicada en este trabajo [11].

Este trabajo se relaciona con la investigación en curso porque ambos proyectos comparten el enfoque de dimensionar sistemas fotovoltaicos en edificios universitarios. Ambos buscan evaluar el rendimiento, la capacidad de producción y los costos asociados a los sistemas solares fotovoltaicos.

Además, este aporte permitirá servir como base para la realización del proyecto ya que se centra en el análisis y diseño de los sistemas en función de su comportamiento energético.

Esta información puede ser utilizada para mejorar los dimensionamientos e impulsar la adopción de tecnologías solares fotovoltaicas en el contexto universitario, contribuyendo así a la sostenibilidad energética y al conocimiento en el campo de las energías renovables.

1.1.3 En el contexto local

- ❖ El trabajo realizado por **MANCHEGO HERNÁNDEZ BAIRO RAÚL, OJEDA ARIAS JAIRO ALONSO, PEÑALOZA CÓRDOBA YESID ALBERTO**, para optar al título de ingeniero electromecánico en la **UNIVERSIDAD ANTONIO NARIÑO (UAN) en VALLEDUPAR – COLOMBIA**, para el año 2022, desarrolló el trabajo titulado: **“IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO OFF-THE-GRID DE 1,5 KW DE POTENCIA PARA ALIMENTAR DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS EN LA SALA DE CÓMPUTO DEL BLOQUE C DE LA UNIVERSIDAD ANTONIO NARIÑO SEDE VALLEDUPAR.”**.

El propósito de la tesis es fomentar el uso eficiente de la energía a través de SF y mejorar la eficiencia a través del uso de luces que consumen menos energía y son más eficientes, lo que resulta en obtener un ahorro en los costos de energía. En esta tesis se formula la pregunta que describe el problema la cual cuestiona ¿Cómo se puede contribuir para la reducción del consumo de energía eléctrica y generar un impacto positivo para la comunidad educativa de la sede Valledupar de la Universidad Antonio Nariño? Motivados por esta situación, el proyecto buscó promover el uso de energía limpia, teniendo un impacto positivo en el medio ambiente, alineándose con el interés nacional de fortalecer el uso de energías renovables. Además, responde a las necesidades de autoabastecimiento de energía eléctrica en el Departamento del Cesar y la ciudad de Valledupar, así como al aprovechamiento del potencial para generar energía a través de

SF. Por último, busca generar interés en la academia por un tema relevante y actual, tanto para la universidad como para la región y el país. Este proyecto aspira a ser un pequeño aporte hacia los cambios necesarios en el sector energético y eléctrico, tanto en el presente como en el futuro.

Este trabajo permitió el aporte de evaluaciones de viabilidad económica para el desarrollo de esta ya que sirvió de base para plantear en detalle los costos y beneficios de la implementación del SF en los edificios seleccionados de las diferentes sedes de la UPC Valledupar. Al tener en cuenta el dimensionamiento de los SF en base al comportamiento energético específico de las sedes universitarias.

1.2. MARCO TEÓRICO

En esta sección se desarrollan todas las consideraciones básicas que conforman la estructura teórica con el fin de permitir al lector asimilar de forma general el contenido del proyecto.

1.2.1 Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico

El dimensionamiento de un SF se refiere al proceso para determinar los componentes y características necesarios para diseñar un SF que cumpla con los requisitos de generación de energía específicos. Esto implica calcular la capacidad de los paneles solares, la capacidad del inversor, el tamaño de las baterías (si se utilizan) y otros elementos del sistema.

Según el artículo científico "*Optimal Sizing of Stand-Alone Solar Photovoltaic Systems Based on Life Cycle Cost Analysis*" publicado por Chuku et al. en la revista *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (2017), el dimensionamiento óptimo de un SF, Figura 1, implica considerar múltiples factores, como la demanda de energía, la ubicación geográfica, las condiciones climáticas, los costos de los componentes y el análisis del ciclo de vida.



Figura 1. Modelo de implementación de módulos FV

Fuente: Elaboración propia

La investigación sugiere que el dimensionamiento adecuado de un SF debe tener en cuenta los siguientes aspectos clave:

- **Demanda de energía:** Evaluar el consumo de energía esperado, considerando la carga eléctrica diaria y estacional, así como los picos de demanda.
- **Recursos solares:** Analizar la radiación solar disponible en la ubicación del sistema para determinar la capacidad de generación fotovoltaica potencial.
- **Eficiencia y pérdidas:** Considerar las eficiencias de los paneles solares, inversores y otros componentes, así como las posibles pérdidas debido a sombras, suciedad o inclinación subóptima.
- **Almacenamiento de energía (opcional):** Determinar si se requieren baterías para almacenar energía durante períodos de baja generación solar o para respaldo en caso de fallas en la red.
- **Análisis económico:** Realizar un análisis de costos del ciclo de vida que incluya la inversión inicial, los costos de operación y mantenimiento, y los beneficios económicos esperados, como los ahorros en facturas de electricidad y los incentivos gubernamentales [12].

1.2.2 Paneles solares

Los paneles solares, también conocidos como módulos fotovoltaicos, desempeñan un papel fundamental en la conversión de la energía solar en energía eléctrica utilizable. Estos módulos están compuestos por células fotovoltaicas, que son dispositivos semiconductores capaces de generar electricidad cuando la luz solar incide sobre ellos.

El principio de funcionamiento de los paneles solares se basa en el efecto fotoeléctrico. Cuando los fotones de la radiación solar inciden sobre las células fotovoltaicas, los electrones en los materiales semiconductores se liberan, creando una corriente eléctrica. Esta corriente eléctrica generada es en forma de corriente continua (CC), que es adecuada para la mayoría de las aplicaciones eléctricas.

Las células fotovoltaicas están fabricadas generalmente a partir de silicio, un material semiconductor ampliamente utilizado en la industria solar. El silicio puede ser de tipo monocristalino, policristalino o amorfo, cada uno con sus propias características de eficiencia y costo. Estas células están interconectadas y protegidas por un material encapsulante y se ensamblan en un módulo fotovoltaico para proporcionar mayor durabilidad y facilidad de instalación.

La generación de energía eléctrica a través de paneles solares ofrece numerosas ventajas, como su carácter renovable y sostenible, la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y la independencia energética. Además, los paneles solares son una solución de energía limpia y silenciosa, con un mantenimiento relativamente bajo y una vida útil prolongada [13].

1.2.3 Radiación solar

La radiación solar es la energía liberada por el sol a través de reacciones de fusión nuclear que resultan en una pérdida de masa del sol, transformándose en energía. Esta fuente de energía presenta diversas pérdidas al interactuar con los paneles solares, como el polvo y el ángulo de deflexión del panel, entre otros factores [14]. Existen tres tipos principales de radiación solar:

- Radiación directa: Es aquella que proporciona mayor energía, ya que no sufre cambios significativos al ingresar a la superficie terrestre.
- Radiación difusa: Esta radiación se ve afectada por obstáculos como nubes, contaminación o partículas presentes en la atmósfera, lo que ocasiona su desviación.
- Radiación reflejada: Se refiere a la energía solar que choca con la superficie terrestre y rebota o se refleja.

Además de los tipos de radiación solar, es importante tener en cuenta otros conceptos relacionados [15]:

- Irradiación: Se refiere a la densidad de energía solar recibida en un período de tiempo, medida en Wh/m^2 , Figura 2.
- Irradiancia: Es la densidad de potencia instantánea recibida, medida en W/m^2 .
- Constante Solar: Denotada como B_0 , representa la irradiancia que recibe una

superficie perpendicular al sol en el exterior de la atmósfera. Su valor es aproximadamente 1.367 W/m².

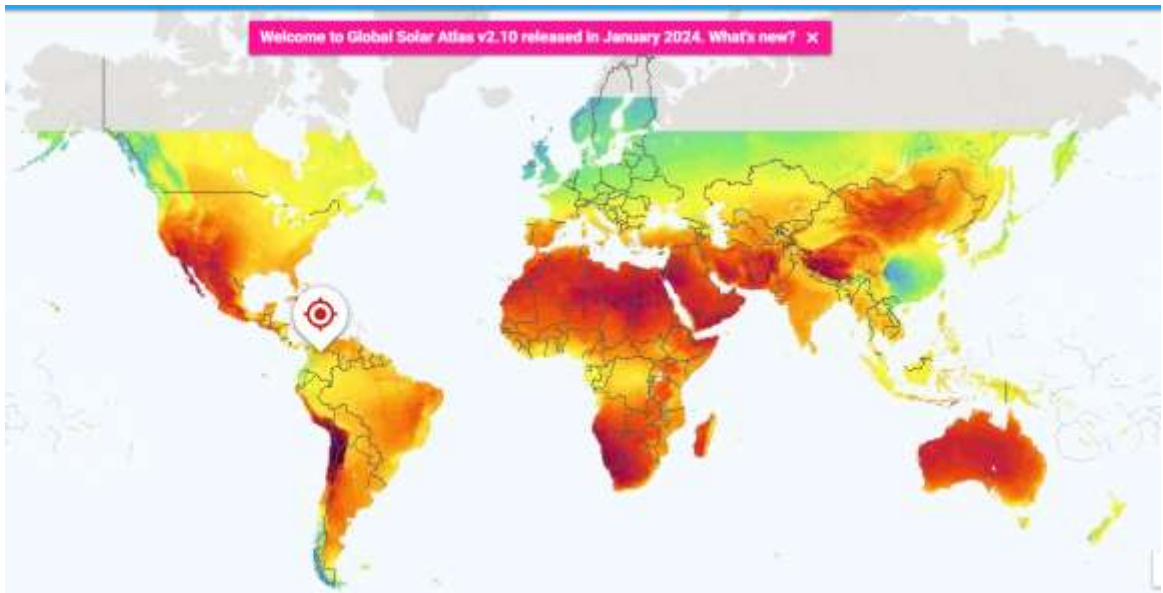


Figura 2. Mapa de irradiación solar

Fuente: Global solar atlas v2.10

1.2.4 Hora solar pico

La "hora solar pico", se refiere al número de horas en las que se dispone de una irradiación solar hipotética constante de 1000 W/m^2 sobre los módulos solares fotovoltaicos. En otras palabras, una hora solar pico equivaldría a recibir 1 kWh/m^2 o 3.6 MJ/m^2 de energía solar. Esto es una forma de contabilizar la energía recibida del sol agrupándola en paquetes, donde cada "paquete" corresponde a una hora de radiación solar a una intensidad constante de 1000 watts/m^2 [16].

1.2.5 Orientación de paneles

La cantidad de radiación solar que incide en un módulo fotovoltaico está influenciada por la inclinación y orientación del panel, específicamente por el ángulo de incidencia θ entre la normal a la superficie del panel y el haz de radiación solar. Cuando la radiación solar es perpendicular a la superficie del panel, la captación de energía es máxima.

Para maximizar la cantidad de energía recolectada, se pueden utilizar sistemas de seguimiento solar que mantienen la superficie de los paneles siempre perpendicular a la radiación solar. Sin embargo, estos sistemas son costosos y requieren mantenimiento continuo. En su lugar, se elige una orientación fija para los paneles solares.

La inclinación óptima del panel depende de la latitud del lugar donde se encuentra el proyecto. En los países del hemisferio sur, se orienta el panel hacia el norte para captar la mayor cantidad de radiación solar.

La orientación de los paneles solares se puede especificar mediante dos coordenadas angulares:

- Orientación o ángulo acimutal (α): Es el ángulo formado por la proyección de la perpendicular a la superficie del panel sobre el plano horizontal y el meridiano del lugar. Se considera que la orientación sur del panel tiene un ángulo de 0° , mientras que la orientación oeste tiene un ángulo de 90° , la orientación norte tiene un ángulo de 180° y la orientación este tiene un ángulo de 270° .
- Inclinación o ángulo de elevación (β): Es el ángulo formado por la superficie del panel y el plano horizontal. Un panel horizontal tiene una inclinación de 0° , mientras que un panel vertical tiene una inclinación de 90° . En instalaciones fijas, el ángulo de inclinación se determina según la latitud del lugar.

La mayor cantidad de energía que pueden absorber los paneles solares se logra cuando están ubicados de manera perpendicular a los rayos solares. Sin embargo, en algunas aplicaciones, los paneles solares no se mantienen fijos. Para casos en los que los paneles están en posiciones estáticas, es necesario determinar la posición óptima de los paneles [17].

1.2.6 Inversores

Los inversores solares son equipos electrónicos esenciales en los sistemas de energía solar fotovoltaica que convierten la corriente continua (CC) generada por los paneles solares en corriente alterna (CA) utilizable para alimentar la carga inyectando la energía en sistemas conectados o sin conectar a la red eléctrica.

Características principales de los inversores solares:

- **Conversión de corriente:** La función principal de los inversores solares es transformar la CC generada por los paneles solares en CA de voltaje y frecuencia adecuados. Esto permite la compatibilidad con los sistemas eléctricos estándar y la utilización eficiente de la energía generada.
- **Eficiencia energética:** Los inversores solares se diseñan para maximizar la eficiencia durante el proceso de conversión de energía. Una alta eficiencia es esencial para garantizar que se aproveche al máximo la energía solar generada y para minimizar las pérdidas durante la conversión.
- **Monitoreo y protección:** Los inversores solares suelen estar equipados con sistemas de monitoreo y protección integrados. Estos sistemas supervisan el rendimiento de los paneles solares y del inversor, proporcionan información sobre la generación de energía, los voltajes, las corrientes y posibles problemas de funcionamiento. Además, pueden incluir características de protección, como protección contra sobretensiones, cortocircuitos y condiciones de baja o alta frecuencia.
- **Interfaz y conectividad:** Los inversores solares pueden tener interfaces de usuario que permiten controlar y configurar el sistema. También pueden estar equipados con opciones de conectividad, como conexiones *Wi-Fi* o interfaces de comunicación, que permiten la monitorización remota y la integración con sistemas de gestión de energía [18].

1.2.7 Consumo Energético y Patrones de Demanda El consumo energético y los patrones de demanda son aspectos fundamentales para considerar al analizar la implementación de SF. El consumo energético se refiere a la cantidad de energía utilizada en un edificio, hogar o industria en un período determinado. Este consumo puede variar según los aparatos electrónicos presentes, la potencia contratada en la vivienda y la eficiencia de los dispositivos utilizados. Por otro lado, los patrones de demanda se refieren a la distribución de consumo de energía en diferentes momentos del día y días de la semana, lo que puede ayudar a gestionar la demanda de energía de manera más eficiente. Es importante comprender en detalle los perfiles de consumo de energía, ya que estos registros detallados permiten identificar los patrones de consumo y estimar la potencia eléctrica necesaria para satisfacer las necesidades energéticas. Además, el conocimiento de la eficiencia energética, el consumo responsable y el ahorro energético son aspectos relevantes para realizar un consumo energético adecuado [19].

1.2.8 Eficiencia de los componentes del Sistema La eficiencia de los componentes del SF es un factor crucial al considerar la implementación de sistemas de energía solar. Esta eficiencia se refiere a la capacidad de los componentes, como los paneles solares y otros dispositivos, para convertir la energía solar en electricidad de manera óptima. La eficiencia de los componentes del SF es importante por varias razones. En primer lugar, la eficiencia influye directamente en la cantidad de energía que puede ser generada por el sistema. Componentes más eficientes pueden producir más electricidad a partir de la misma cantidad de luz solar, lo que resulta en un mayor rendimiento del sistema en general. Esto es especialmente relevante en áreas con condiciones de luz solar variables, donde la eficiencia de los componentes puede marcar la diferencia en la cantidad de energía generada. Además, la eficiencia de los componentes del sistema fotovoltaico también impacta en la rentabilidad y el retorno de la inversión. Componentes más eficientes pueden significar una mayor producción de energía a lo largo del tiempo, lo que puede traducirse en ahorros significativos en costos de energía a largo plazo. Asimismo, una mayor eficiencia puede implicar la necesidad de menos componentes para alcanzar ciertos niveles de producción de energía, lo que puede reducir los costos iniciales de instalación [20].

1.3. MARCO HISTÓRICO

El marco histórico del dimensionamiento de la energía solar fotovoltaica, la eficiencia energética y las energías limpias ha evolucionado considerablemente a lo largo de los años. Los paneles solares se han utilizado para aprovechar la energía solar desde el siglo XIX, pero no fue hasta mediados del siglo XX cuando ganaron importancia como fuente viable de energía renovable. El desarrollo de sistemas conectados a la red en la década de 1970 impulsó aún más la adopción de paneles solares para uso residencial y comercial [21].

La eficiencia energética siempre ha sido una preocupación, y con la creciente demanda de energía limpia y sostenible, se ha vuelto aún más crítica. En los primeros tiempos de la tecnología de paneles solares, los niveles de eficiencia eran relativamente bajos, lo que dificultaba la generación de cantidades significativas de electricidad. Sin embargo, los avances en la tecnología de las células solares y los procesos de fabricación han mejorado la eficiencia de los paneles solares con el tiempo. Hoy en día, la eficiencia media de los paneles solares oscila entre el 15% y el 20%, y algunos paneles de gama alta alcanzan eficiencias superiores al 25%.

El tamaño de los sistemas SF también ha experimentado cambios significativos a lo largo de la historia. Al principio, los paneles solares se utilizaban sobre todo para aplicaciones a pequeña escala, como la alimentación de calculadoras y satélites. A medida que mejoraba la tecnología y aumentaba la demanda de energía limpia, los sistemas de paneles solares crecían en tamaño y capacidad. Hoy en día, los sistemas solares fotovoltaicos pueden dimensionarse para satisfacer las necesidades energéticas de viviendas residenciales, edificios comerciales e incluso comunidades enteras [22].

Breve Historia del Aprovechamiento de la Energía Solar a Escala Global

El descubrimiento del efecto fotovoltaico por Alexandre Edmond Becquerel en 1838 marcó el inicio de la historia del panel solar. Este efecto permitía generar electricidad a partir de la luz solar mediante electrodos metálicos.

1958: Uso en el espacio

La energía solar comenzó a utilizarse en el espacio en 1958. Con el tiempo y nuevos descubrimientos, se integró en la vida cotidiana, convirtiéndose en la energía renovable más utilizada en la actualidad. Las instalaciones de placas solares son comunes en viviendas unifamiliares y el sector industrial.

Evolución de los paneles solares en la historia

Siglo III a.C: Primeros usos de la luz solar con espejos

Civilizaciones antiguas emplearon la luz solar para generar energía térmica, con ejemplos como los espejos cóncavos utilizados por Arquímedes en la batalla de Siracusa en el siglo III a.C.

20 d.C: Uso del cristal para conservar el calor solar

Los romanos emplearon vidrio en las ventanas para concentrar el calor solar en sus hogares, además de desarrollar invernaderos para conservar plantas exóticas.

Siglos I-VI d.C: Desarrollo de la arquitectura solar

Durante el Imperio romano, se desarrolló una arquitectura que aprovechaba la luz solar eficientemente, con normativas que garantizaban el acceso a los rayos solares y la construcción de hogares adaptados a las estaciones. Además, se inventó el "horno solar" o heliocaminus.

Siglo XIII d.C: Casas orientadas al Sol

La civilización amerindia Anasazi del suroeste de Norteamérica desarrolló casas orientadas al Sol, utilizando edificios de adobe y piedra con terrazas escalonadas que seguían la dirección de las trayectorias solares. Estas estructuras les proporcionaban calor y protección contra el frío.

1767: Primer horno solar: Horace Bénédict de Saussure construyó el primer horno solar, una caja aislada recubierta de capas de cristal que podía alcanzar temperaturas de hasta 110°C y cocinar alimentos de manera eficiente utilizando la luz solar.

1839: Reconocimiento del efecto fotovoltaico: Alexandre-Edmond Becquerel descubre el efecto fotovoltaico al observar que una pila electrolítica expuesta a la luz solar generaba corriente eléctrica en uno de sus electrodos.

1866: Primer colector solar parabólico: Augustin Mouchot desarrolla el primer colector solar parabólico, que concentraba los rayos solares en una caldera de agua para producir vapor y generar electricidad.

1873: Descubrimiento de la fotoconductividad del selenio: Willoughby Smith descubre la fotoconductividad del selenio, un avance crucial para la posterior invención de la célula fotovoltaica.

1876: Primera célula fotovoltaica de selenio: William Grylls Adams y Richard Evans Day crean la primera célula fotovoltaica de selenio, aunque su eficiencia era limitada en comparación con las tecnologías actuales.

1883: Panel solar compuesto por selenio y revestido de pan de oro: Charles Fritts fabrica un panel solar con selenio y revestimiento de pan de oro, generando corriente continua a partir de la exposición a la luz solar.

1891: El primer calentador solar de agua: Clarence Kemp inventa el primer calentador solar de agua, utilizando un tanque pintado de negro dentro de una caja recubierta de vidrio para calentar el agua mediante la luz solar.

1916: Validación experimental de la teoría fotoeléctrica: Robert Andrews Millikan valida experimentalmente la teoría fotoeléctrica de Albert Einstein, contribuyendo al reconocimiento de este fenómeno.

1921: Albert Einstein gana el Premio Nobel: Albert Einstein es galardonado con el Premio Nobel por sus contribuciones al estudio del efecto fotoeléctrico.

1953: Primeros cálculos teóricos sobre células solares: Dan Trivich realiza los primeros cálculos teóricos sobre las eficiencias de las células solares con diferentes materiales.

1954: Primera célula fotovoltaica funcional: Los laboratorios Bell presentan la primera célula fotovoltaica funcional, con una eficiencia del 4%, desarrollada por Daryl Chapin, Calvin Souther Fuller y Gerald Pearson.

1957: Mejora de la eficiencia a un 8%: Herman Leslie Hoffman mejora la eficiencia de las células solares al 8%, inspirado por la tecnología fotovoltaica.

1958: Primer satélite con energía solar: El satélite Vanguard 1 se convierte en el primer satélite en órbita con energía fotovoltaica, transmitiendo datos durante 6 años utilizando células solares.

1963: Primer faro con tecnología fotovoltaica: Se instala el primer faro alimentado por energía fotovoltaica en Ogami, Japón, mientras Sharp desarrolla la primera producción en masa de paneles solares en el mismo año.

1970: La NASA regala paneles solares a una tribu: La NASA dona paneles solares a la reserva de la tribu india de Papago, marcando uno de los primeros usos sociales de la energía solar.

1981: Primera aeronave con paneles solares: Paul MacCredy crea la primera aeronave propulsada únicamente por paneles solares, cruzando el canal de la Mancha.

1982: Vuelta al continente con un vehículo de energía solar: Hans Tholstrup viaja por Australia en un vehículo solar llamado "The Quiet Achiever", mientras Arco Solar construye el primer parque solar en California.

1983: Segundo parque solar: Arco Solar inaugura el segundo parque solar en California, demostrando el potencial de la energía solar para la producción de energía.

1985: Primera célula solar de silicio: El equipo de Martin Green en la UNSW crea la primera célula solar de silicio del mundo, con una eficiencia superior al 20%.

1993: Primer sistema de energía distribuida: Pacific Gas & Electric instala el primer sistema fotovoltaico alimentado por la red en California, marcando un hito en la energía distribuida.

1998: Tejas solares flexibles de silicio: Subhendu Guha inventa las tejas solares flexibles de silicio, facilitando su instalación en tejados residenciales.

2005: Paneles solares de bricolaje: Se introducen en el mercado los paneles solares de bricolaje, ideales para países en desarrollo debido a su bajo costo y facilidad de producción.

2016: Energía sin sol: Se descubre la propiedad de los nanomateriales para producir electricidad a partir del calor, sin necesidad de luz solar, abriendo nuevas posibilidades en la generación de energía [40].

La energía solar en Colombia

En Colombia, el uso de tecnologías teniendo como fuente de energía el sol data de los años 20 del siglo pasado. En esa época, hace ya un siglo, se introdujeron en el país los calentadores de agua solares por parte de las compañías bananeras que los instalaron en las casas de sus funcionarios en Santa Marta. En esa época, los calentadores solares eran comunes en los estados de California y la Florida, Estados Unidos, y muy seguramente de allá los trajeron al país. A finales de los 60 una misión de la Unesco montó calentadores solares israelíes en la Universidad Industrial de Santander; y a mediados de los 70, la Fundación Centro Las Gaviotas, fundada y dirigida por Paolo Lugari, se dedicó a desarrollar aplicaciones térmicas de la energía solar.

En su centro experimental en la Orinoquia, el Centro Las Gaviotas fabricó los calentadores solares de agua que le dieron renombre mundial. Los primeros sistemas se instalaron en 1979 en la Urbanización Villa Valle de Aburrá, en Medellín, para 950 apartamentos. Posteriormente, durante los ochenta se montaron en Bogotá en Ciudad Tunal calentadores para 5.500 apartamentos, en Nueva Santafé para 1.260 apartamentos y en la urbanización Sauzalito en Ciudad Salitre para 1.250 apartamentos. También se instalaron calentadores solares de gran capacidad, como el de la antigua sede de la Empresa de Energía de Bogotá, sobre la avenida Eldorado.

Todo esto llevó a que a finales de los 80 el país fuera reconocido por tener uno de los mayores parques de calentadores solares en el mundo: cerca de 9.500 instalados por el Centro Las Gaviotas, más otro par de miles instalados por fabricantes de Manizales, Medellín y Cali [41].

Hacia finales del siglo pasado, se comenzaron a formular normativas específicas para los calentadores solares, en parte debido a la extensa instalación de estos dispositivos en la Costa Atlántica, impulsada por el Programa Especial de Energía de la Costa Atlántica (PESENCA). Este programa, llevado a cabo en colaboración con CORELCA, el ICA y la GTZ, incluyó experimentos y evaluaciones en el campo experimental de Turipaná (Córdoba) para determinar la eficacia de los sistemas solares.

En cuanto al uso de sistemas fotovoltaicos, el Programa de Telecomunicaciones Rurales de Telecom instaló inicialmente 2950 pequeños generadores fotovoltaicos de 3 a 4 kWp para radioteléfonos rurales. En la actualidad, estos sistemas son fundamentales para las comunicaciones rurales en Colombia.

Actualmente, la energía solar se emplea en áreas rurales para proporcionar iluminación y alimentar equipos de comunicaciones, ventiladores, refrigeradores y televisores. El Estado financia estas actividades a través del FAZNI y emprende acciones para optimizar y ampliar la electrificación rural, a cargo del IPSE (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas).

A pesar de los avances, aún queda mucho por investigar y desarrollar en cuanto al uso y aprovechamiento de la energía solar en Colombia. Por lo tanto, se destaca la importancia de que las entidades estatales correspondientes lideren estudios y consideren la energía solar como un negocio rentable, que puede ser gestionado tanto por el Estado como por entidades privadas o asociaciones público-privadas (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas, 2015) [42].

En los diferentes campus de la (UPC) Valledupar, se ha notado un aumento en el consumo de energía eléctrica en los últimos años debido a la utilización de equipos de climatización y otros dispositivos eléctricos. Esto ha ocasionado un incremento en los costos de energía de la institución, por ende, es necesario tomar medidas para reducir el consumo de energía y promover la eficiencia energética a través del dimensionamiento de los SF conectados a la red dado que estos representan una solución viable para generar electricidad en edificios que se encuentran acoplados con la red pública. Estos sistemas permiten devolver a la red o utilizar para autoconsumo el exceso de energía producido por los paneles solares, lo que puede reportar beneficios económicos a la institución.

1.4. MARCO CONCEPTUAL

- Facturación de energía: se refiere al proceso de cobrar a los usuarios por el consumo de energía en edificaciones que tienen servicio de suministro de energía eléctrica.

- Potencial solar: se refiere a la radiación del sol capaz de producir calor, provocar reacciones químicas o generar electricidad. La cantidad total de energía solar que incide en la Tierra supera ampliamente las necesidades energéticas actuales y previstas del mundo. Si se aprovecha adecuadamente, esta fuente altamente difusa tiene el potencial de satisfacer todas las necesidades energéticas futuras.
- Cenit: intersección de la vertical con la esfera celeste. Situado encima del horizonte
- Nadir: punto opuesto al cenit situado debajo del horizonte
- Paralelos: son líneas imaginarias con dirección este-oeste. El paralelo que se toma como referencia es el ECUADOR (0°) que divide la Tierra en dos hemisferios, el norte y el sur. Los paralelos los dibujaremos hacia el hemisferio norte y el sur haciendo líneas paralelas al ecuador.
- Meridianos: Son líneas imaginarias dirección norte-sur, que unen los polos (polo norte y polo sur). El meridiano de Greenwich (0°) es el que se toma como referencia.
- Latitud: es la distancia que existe desde un paralelo al Ecuador. Su valor oscila desde 0° (ecuador) hasta 90° (los polos)
- Longitud: es la distancia que existe desde un meridiano al meridiano de Greenwich. Su valor oscila desde 0° (meridiano de Greenwich) hasta 180° (meridiano opuesto a Greenwich).
- Cinturón Solar: se refiere al grupo de 60 países que reciben mayor cantidad de radiación solar del planeta. Se ubican entre los paralelos 40° Norte y 35° Sur, entre los trópicos de Cáncer y de Capricornio.
- Equinoccio: En el equinoccio el sol recorre una trayectoria solar aparente, situada en planos que forman ángulos con el Cenit iguales a sus latitudes. Los equinoccios son las fechas en las que los días y las noches tienen igual duración. 21 de marzo y septiembre.
- Solsticios: son las fechas del año en las que el Sol alcanza su mayor o menor altura aparente en el cielo, y por tanto la duración del día o de la noche son las máximas del año. 21 de junio y diciembre.
- Piranómetro: también llamado solarímetro o actinómetro, es un instrumento para medición de la radiación solar en diferentes componentes. Se utiliza para mediciones de radiación global y, junto con una pantalla, para mediciones de radiación solar difusa. Midiendo la densidad del flujo de radiación solar en un campo de 180 grados.

- Analizador de redes: es un instrumento especializado que puede medir parámetros en una red eléctrica, como el valor eficaz, la distorsión armónica, la potencia y el factor de potencia, entre otros.
- Trayectoria solar: hace referencia al ángulo del eje de rotación de la Tierra con respecto al sol en las diferentes estaciones del año.
- Módulo FV: Un módulo fotovoltaico es un dispositivo semiconductor que convierte la luz solar directamente en electricidad mediante el efecto fotovoltaico. Está compuesto por celdas solares interconectadas y encapsuladas para protegerlas de las condiciones ambientales. Cada celda solar está fabricada generalmente a partir de materiales semiconductores, como el silicio, que, al ser expuestos a la luz solar, generan corriente eléctrica. Los módulos fotovoltaicos son la unidad básica en la construcción de sistemas de energía solar y se instalan en paneles para capturar y convertir la energía solar en electricidad utilizable [22].
- Panel FV: Un panel fotovoltaico, también conocido como panel solar, es un dispositivo tecnológico compuesto por múltiples módulos fotovoltaicos interconectados [22].
- Módulo Monocristalino: Los módulos monocristalinos funcionan mejor en condiciones con poca luz o en altas temperaturas. Las celdas fotovoltaicas tienen el silicio más puro, son capaces de captar mucho mejor la energía solar y, por lo tanto, tienden a ser de menor tamaño. Hay garantías que llegan hasta los 25 años de vida útil. Tienen una eficiencia entre el 17% al 23%.
- Módulo Policristalino: Son más sensibles al calor que los monocristalinos: cuando la temperatura es muy alta, su sistema no capta tanta energía como a una temperatura normal. Por otro lado, no tiene el mismo nivel de eficiencia que los monocristalinos y por lo tanto, tienden a ser más grandes que su contraparte, para lograr el mismo grado de potencia. Tienen una eficiencia entre el 13 y el 16%.
- Corriente y tensión de máxima potencia (I_{mp} , V_{mp}): Son los puntos de la curva I-V ubicados en la zona no lineal, donde se transfiere la máxima potencia.
- Tensión de circuito abierto (V_{oc}): Es la máxima tensión en los terminales de la celda solar, cuando no tiene carga conectada.
- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): Es el máximo valor de corriente que puede circular por la celda solar, cuando sus terminales están en cortocircuito

- Factor de forma: Es el cociente entre la máxima potencia que puede entregar la celda a la carga, y el producto de la VOC y la ISC. Los valores típicos de FF son 0,7 o 0,8.
- Conexión en serie módulos fotovoltaicos: La conexión en serie de módulos idénticos dará un arreglo con un voltaje de salida dado como la suma de los voltajes de cada módulo mientras conservan la misma corriente de un solo módulo.
- Conexión en paralelo módulos fotovoltaicos: La conexión en paralelo de módulos fotovoltaicos idénticos formará una asociación cuya corriente de salida será igual a la suma de las corrientes individuales de cada módulo. La condición es que todos ellos tengan idénticas características eléctricas. Si tenemos dos módulos de la misma tensión y potencia no hay problema. Si dos módulos son de diferente potencia y tensión no es posible la conexión en paralelo, el módulo con la tensión más baja absorbería la corriente en vez de producirla.
- Conexión mixta módulos fotovoltaicos: combina las características de la conexión en serie y en paralelo; Este tipo de conexión se usa generalmente para sistemas de considerable potencia.
- Sistema fotovoltaico: Un Sistema Fotovoltaico consiste en la unificación de varios elementos, cada uno de ellos cumpliendo con una o más funciones específicas, con la finalidad de que éste pueda satisfacer la demanda de energía eléctrica asignada por el tipo de carga, usando como fuente la energía solar. Esto establece que la carga eléctrica determina el tipo de elementos que deberán utilizarse en el sistema.
- Tipos de Carga: Existen tres tipos de cargas: DC, AC, y mixta (DC y AC).
- Valor Energético: representa el total de energía que la carga consumirá dentro de un período establecido, en horas por día. Para sistemas pequeños este valor estará dado en Wh día, Para sistemas de mayor consumo en kWh día.
- Régimen de Uso: El régimen de uso responde a dos características: cuándo la energía generada es usada y la rapidez de su uso. La rapidez del consumo determina el valor de la potencia máxima requerida por la carga, dependiendo del uso que se le dé a la energía, se tendrá un régimen diurno, nocturno o mixto.
- Carga base: se refiere a la demanda mínima de energía (en vatios) en un período de tiempo específico.

- Carga conectada: se refiere a la carga eléctrica total (en vatios) de todos los equipos en funcionamiento de un sistema eléctrico. [22]

1.5. MARCO LEGAL

Todos los esfuerzos destinados a reducir el impacto ambiental causado por el consumo energético para el bienestar humano se consideran contribuciones significativas para alcanzar un equilibrio en el desarrollo de la sociedad, es decir, para lograr el desarrollo sostenible. En el contexto actual, las alteraciones en la composición atmosférica, principalmente por la acumulación de gases de efecto invernadero, han generado cambios climáticos extremos. Con el fin de abordar este problema, se han establecido acuerdos internacionales, como el Acuerdo de París de 2015, que propone un plan de acción para la mitigación y reducción de emisiones de CO₂, ratificado por Colombia a través de la Ley 1844 de 2017 [23].

Dentro de las medidas para la mitigación y adaptación al cambio climático se encuentran la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo Carbono, el Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático, la Estrategia Nacional de Reducción de Emisiones por Deforestación y Degradación de los Bosques, y el Sistema Nacional de Cambio Climático según el Decreto 298 de 2016. Asimismo, el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del Sector Minero Energético y el Plan Energético Nacional 2020-2050 abordan la transformación energética hacia fuentes renovables y nuevas tendencias en el mercado energético mundial [24].

El Ministerio de Minas y Energía (MME) y Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) (2016) estiman, a través del Balance Energético Colombiano (BECO), que los costos asociados al desperdicio de energía ascienden a los USD 4.700 millones al año. Dentro del balance del consumo final de energía del MME, el sector de las edificaciones representa alrededor del 22,04 % (Figura 3).

Sector	Participación porcentual
Transporte	40,9
Industria	29,36
Edificaciones ^(a)	22,04
No identificado	6,31
Minero	1,2
Agropecuario	0,17
Construcción	0,03
Total	100

Figura 3. Consumo nacional de energía

Fuente: Ministerio de Minas y Energía y UPME (2016), PROURE.

Notas: (a) Los datos correspondientes a uso residencial, comercial y público fueron agrupadas como edificaciones dada su connotación como construcción cerrada cubierta [25].

En el ámbito público, se evidencia una alta ineficiencia energética (aproximadamente del 20%) y recursos insuficientes para implementar medidas de gestión eficiente de la energía. Las edificaciones públicas administrativas, de salud y educación demandan alrededor de 2.264 GWh/año de energía eléctrica, pero solo algunas cumplen con los reglamentos técnicos. Se identifica la necesidad de inversiones en iluminación, climatización, sustitución de equipos y mejoras en redes eléctricas internas, con un costo total estimado de 74,3 millones de dólares, contemplado según la normativa del CONPES 4075 [26].

La ley 1715 de 2014 tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, sistemas de almacenamiento de tales fuentes y uso eficiente de la energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico [38].

La Ley 2099 de 2021 establece disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético y la reactivación económica del país, con un enfoque en la promoción y utilización de fuentes no convencionales de energía, así como el uso eficiente de los recursos energéticos. En el contexto de las energías renovables en edificaciones, la ley busca promover la integración de fuentes no convencionales de energía, como la energía solar fotovoltaica, en el

sistema energético nacional y en la prestación de servicios públicos domiciliarios, incluyendo el servicio de alumbrado público [39].

La ley establece que la inversión en proyectos de generación de energía eléctrica a partir de FNCER debe ser evaluada y certificada como tal. Además, se introducen modificaciones y adiciones a la legislación existente, como la Ley 1715 de 2014, para regular la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. También se contemplan beneficios tributarios, como la exclusión del IVA, aranceles y depreciación acelerada de activos para quienes produzcan energía renovable.

La Resolución CREG 174 de 2021, emitida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) de Colombia, tiene como objetivo regular las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). A continuación, se presentan los aspectos clave de esta resolución:

- La resolución promueve fuentes de energía renovable, simplifica los procedimientos de conexión y fomenta asociaciones en el sector de energía renovable.
- Se definen las fuentes de energía renovable no convencionales como aquellas que son amigables con el medio ambiente y sostenibles, incluyendo la hidroeléctrica, eólica, geotérmica, solar, entre otras.
- Se priorizan proyectos asignados a través de subastas gubernamentales, lo que indica un enfoque en el desarrollo y regulación de energías renovables.
- Se aborda el tema de cómo las plantas solares han contribuido al crecimiento de la generación de energía renovable en Colombia, con un aumento observado a partir de mayo de 2021.
- La comisión es responsable de regular las tarifas de energía y gas, así como todo el mercado eléctrico del país.
- La resolución aborda el tema de la capacidad de la red, proporcionando opciones para aumentar la capacidad del transformador o utilizar equipos para controlar la inyección en la

red, Además que en ella se determinan políticas de subsidios y contribuciones para diferentes categorías de usuarios.

Asimismo, La resolución 180134 de 2017, también conocida como el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), establece requerimientos detallados para la construcción, operación, mantenimiento, inspección y ensayo de las instalaciones eléctricas, abordando aspectos como protección contra descargas eléctricas, protección contra incendios, protección contra contactos directos e indirectos, entre otros. En ella se definen los parámetros técnicos que deben cumplir los equipos eléctricos y se establecen condiciones para su certificación y marcado [27].

Es de suma importancia que los fabricantes, importadores, distribuidores, instaladores y usuarios de equipos y sistemas eléctricos cumplan con los requisitos establecidos en el RETIE, Figura 4, ya que en control de estas medidas existen autoridades competentes las cuales son responsables de la vigilancia, control y aplicación de sanciones en caso de incumplimiento de la normativa.



Figura 4. Ilustración de instalaciones aplicando las normativas RETIE. Fuente: Elaboración propia

El artículo 30 de la Ley 1715 del 2014, modificado por el artículo 237 de la Ley 2294 de 2023 por el cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, establece lo siguiente:

Edificios pertenecientes a las administraciones públicas: El Gobierno nacional, y el resto de las administraciones públicas, en un término no superior a un (1) año, a partir de la entrada en vigencia de la presente Ley realizarán una auditoría energética de sus instalaciones, con una periodicidad de cada cuatro (4) años y establecerán objetivos de ahorro de energía a ser alcanzados a través de medidas de eficiencia energética y la implementación de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Cada entidad deberá implementar en el siguiente año posterior a las auditorías energéticas, estrategias que permitan un ahorro en el consumo de energía de mínimo 15% respecto del consumo del año anterior, y a partir del segundo año, metas sostenibles definidas por la auditoría y a ser alcanzadas a más tardar en el año 2026 [28].

Para tal efecto, es responsabilidad de cada entidad destinar los recursos necesarios para cumplir con tales medidas de gestión eficiente de la energía. Las entidades públicas que implementen medidas de eficiencia energética, así como proyectos de autogeneración con FNCER, podrán utilizar los ahorros producto de dichos proyectos para pagar las inversiones realizadas y nuevas inversiones.

La UPME determinará la metodología para el cálculo de la línea base de consumo y el ahorro estimado, los cuales deberán atender las entidades en la elaboración e implementación de sus medidas para dar cumplimiento a este artículo. Cada entidad deberá reportar a la UPME anualmente los resultados de la implementación de las medidas de eficiencia energética”. Para la elaboración de dicha metodología, se tomaron como insumos, entre otros, los resultados de las distintas iniciativas de eficiencia energética lideradas por la UPME y otras entidades de orden nacional, específicamente las asociadas a auditorías energéticas, tales como la Guía de Planes de Gestión Eficiente de la Energía para entidades públicas [29].

Como soporte normativo y apoyo en el proceso de elaboración de la metodología de la Línea Base de consumo Energética, se tuvo en cuenta lo siguiente:

Protocolo Internacional de Medición y Verificación del Desempeño — IPMVP ISO 50001:2018 —
Sistemas de Gestión de la Energía.

ISO 50002:2014 — Auditorías Energéticas Requisitos con Orientación para su Uso.

ISO 50006:2014 — Sistemas de Gestión de la Energía. Medición del Desempeño Energético Usando Líneas Base Energéticas (LBEn) e Indicadores de Desempeño Energético (IDEn). Principios Generales y Orientación

ISO 50008 — Gestión de Energía y Ahorro de Energía. Gestión de Datos de Energía de Edificios para el Desempeño Energético. Orientación para un Enfoque de Intercambio de Datos Sistémico.

ISO 50015:2015 — Sistemas de Gestión de la Energía. Medición y Verificación del Desempeño Energético de Organizaciones. Principios Generales y Orientación.

ISO 17747 — Determination of Energy Savings in Organizations: Esta norma proporciona pautas y metodologías para determinar y calcular los ahorros de energía en organizaciones.

ISO 50046 — Métodos generales para Predecir el Ahorro de Energía.

ISO 50047 — Ahorro de Energía. Determinación del Ahorro de Energía en las Organizaciones.

ASHRAE 90.1 2016, Apéndice G: Este apéndice de la norma ASHRAE 90.1 proporciona parámetros de ajuste de línea base y estimación de ahorro energético en edificios con consumo en sistemas HVAC (Heating, Ventilation and Air Conditioning).

Como resultado de lo anterior, se establece la metodología para el cálculo de la línea base de consumo y la estimación del ahorro energético, así como el reporte de los resultados de la implementación de las medidas de eficiencia energética a la UPME por parte de las entidades públicas según establece el artículo 237 de la Ley 2294 de 2023.

CAPÍTULO II

2. DISEÑO METODOLÓGICO

En este capítulo se presenta la metodología que viabiliza la ejecución de las actividades establecidas en el anteproyecto, orientadas a la consecución de los objetivos específicos definidos, a través de una estructura lógica que se vincula con el desarrollo del trabajo. Mediante un enfoque descriptivo,

se delinear las características fundamentales y relevantes del objeto de estudio las tres sedes de la UPC Valledupar.

El diseño metodológico de este trabajo se centra en el dimensionamiento del SF en las dos sedes de la UPC: Sabanas y Hurtado. En la sede Sabanas, se abordaron tanto el bloque administrativo como el Bloque P. El proceso de dimensionamiento para cada bloque se organizó en cuatro etapas, alineadas con los cuatro objetivos específicos planteados.

Con el propósito de establecer una metodología organizada, a continuación, se divide el diseño metodológico por sedes. Cada sede se detalla en función de cuatro etapas, las cuales, se encuentran desarrolladas conforme a los objetivos específicos establecidos al inicio del proyecto, de la siguiente manera:

SEDE SABANAS

- ❖ **ETAPA 1: Estudio de la carga base y la carga conectada teniendo en cuenta las políticas de transición energética definidas en el CONPES 4075 con respecto a las edificaciones de instituciones de educación superior públicas.**

2.1. Censo de carga eléctrica UPC Sede Sabanas.

La UPC sede Sabanas alberga una variedad de equipos distribuidos en distintos espacios, que incluyen aulas de clases, laboratorios, oficinas, auditorios, bibliotecas, baños, entre otros. Esta diversidad de espacios motivó la clasificación de los equipos electrónicos en cinco grupos distintos, que son los siguientes:

- Luminarias
- Aire acondicionado
- Motores y bombas
- Otros equipos
- Equipos de oficina

En la sección de Anexos se presenta el censo de carga general de esta sede, el cual abarca la iluminación, sistemas de aire acondicionado, motores y bombas, así como otros equipos y dispositivos de oficina. Este censo incluye información detallada como el tipo de equipo, su potencia en kilovatios (KW), la cantidad de equipos, las horas de uso diario, los días de uso mensual, el consumo estimado diario, el consumo estimado mensual y la carga conectada estimada en kilovatios (KW) [30].

2.1.1. Distribución general de la carga por edificio

Como resultado del estudio de cargas, se genera el diagrama ilustrado en la Figura 5, el cual muestra la distribución de carga por edificio con el propósito de identificar cuál de ellos tiene la carga conectada más alta [30].

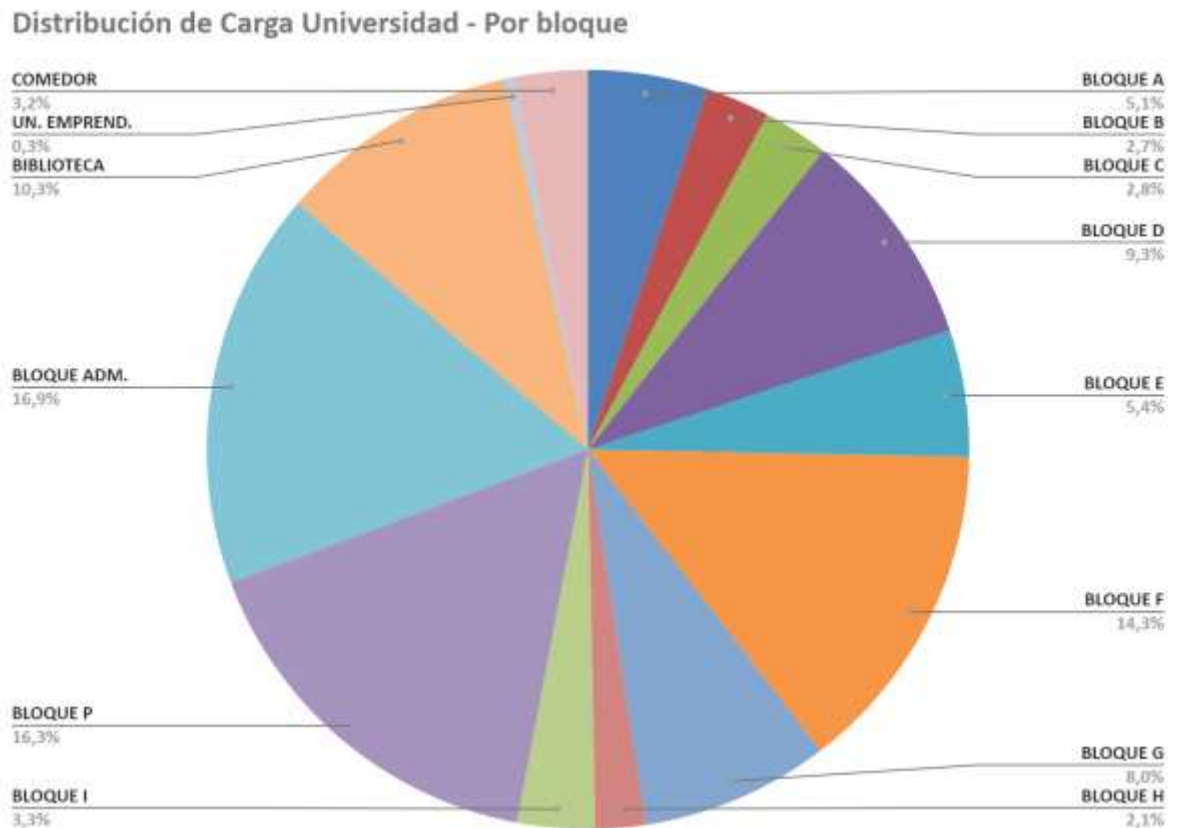


Figura 5. *Distribución de carga por edificio en la Universidad Popular del Cesar sede Sabanas*
Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Sabanas.

De acuerdo con lo anterior, se puede observar que los bloques que tienen una mayor carga conectada en la UPC sede Sabanas son, en primer lugar, el Bloque Administrativo y en segundo lugar, el Bloque P; Cada uno con un porcentaje de 16,9 y 16,3 respectivamente.

2.1.2. Carga base

Durante los períodos de inactividad en los edificios, especialmente durante los recesos y días no laborables, se llevaron a cabo los cálculos para determinar la carga base total conectada de la universidad, considerando el censo general de consumo eléctrico. Los periodos seleccionados para obtener estas cargas fueron del 12 de junio al 12 de agosto y del 7 de diciembre al 7 de febrero abarcando así el periodo vacacional. En estos periodos observamos que la sede sabanas disminuye en un gran porcentaje su consumo debido a que solo trabajan algunas oficinas administrativas, se realizan algunos eventos en el auditorio, se ofrecen algunos cursos vacacionales y solo permanecen conectados algunos de los equipos de laboratorio, motores y luminarias. Luego siguiendo las pautas establecidas en la ley CONPES 4075, se aplicó un factor del 20% de esta carga base para calcular el dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos.

En la sección de Anexos se encuentra el censo de carga base de esta sede que contiene iluminación, aire acondicionado, motores y bombas, otros equipos y equipos de oficina con datos como el tipo de equipo, su potencia en KW, cantidad de equipos, horas de uso diaria, días de uso mensual, consumo estimado diario, consumo estimado mensual y la carga base conectada estimada en KW.

- ❖ **ETAPA 2: Determinación del edificio con la mayor carga base conectada presenta las condiciones (arquitectura, espacio y sistema eléctrico) para colocar el sistema fotovoltaico.**

2.2. Información general de las edificaciones y análisis de viabilidad de la UPC sede Sabanas

La sede Sabanas de la UPC, ilustrada en la Figura 5, está ubicada en la República de Colombia, al sur de Valledupar, en el departamento de Cesar, coordenadas geográficas Latitud: 10.451069 y Longitud: -73.261385. Este campus cubre un área de 63.664 m² y consta de un conjunto de 15 edificios conectados por pasillos, escaleras y zonas de esparcimiento, entre otros elementos.

La disposición del espacio en este campus se divide en edificios de 1, 2, 4 y 5 pisos dedicados a fines de investigación, como laboratorios, una biblioteca, oficinas administrativas y otros espacios físicos especificados en la Tabla 1. Principalmente, estos espacios albergan clases de programas de pregrado que incluyen disciplinas como Administración de Empresas, Administración de Empresas Turísticas y Hoteleras, Comercio Internacional, Contaduría Pública, Economía, Ingeniería Agroindustrial, Ingeniería Ambiental y Sanitaria, Ingeniería de Sistemas, Ingeniería Electrónica, Microbiología, Enfermería, Instrumentación Quirúrgica, Licenciatura en Educación Física, Recreación y Deportes, Licenciatura en Ciencias Naturales y Educación Ambiental, Licenciatura en Español e Inglés, Licenciatura en Literatura y Lengua Castellana, Licenciatura en Matemáticas, Licenciatura en Matemáticas y Física, Derecho, Sociología y Psicología. [30].



Figura 6. *Campus universitario sede Sabanas.*

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Sabanas

Tabla 1. *Edificaciones y espacios de la UPC Sede Sabanas*

Espacios físicos	Edificaciones
Aulas de clases	Bloque A
Auditorios	Bloque B
Biblioteca	Bloque C
Bloques (A, B, C, D, E, F, G, H, I y P)	Bloque D
Biblioteca	Bloque E
Centro de copiado	Bloque F
Comedor estudiantil	Bloque G
IPS	Bloque H
Laboratorios	Bloque I
Oficinas	Bloque P
Parqueaderos	Comedor estudiantil
Plaza ceremonial	Edificio administrativo
Salas de apoyo	Edificio biblioteca
Salas de trabajo en cubículo	Parque La Vallenata
Salas de trabajo en grupo	Unidad de emprendimiento

Servicios generales

Servicios sanitarios

Unidad de emprendimientos

Zonas de estar

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Sabanas.

2.2.1. Inspección de la estructura de los edificios

Materiales de construcción edificios sede Sabanas

Superficies opacas y vidriadas

Las superficies opacas hacen alusión a los materiales de construcción, así como a los colores y otros elementos similares. En el caso específico de determinar los materiales utilizados en la construcción de la UPC sede Sabanas, no se dispone de información documentada al respecto. Por esta razón, se presume el uso de estándares comunes en la construcción de edificaciones para inferir los materiales empleados [30].

Los materiales pueden ser:

- Ladrillo macizo con ancho de 5.5 cm (55 mm), alto de 12.5 cm (125 mm) y 25 cm (250 mm) de largo.
- Concreto de 20.33 cm (203.3 mm) de espesor.
- Columnas de concreto armado (cemento con piedra y arena lavada).
- Tejas de Eternit con espesor de 0.55 cm (5.5 mm).
- Tejas de zinc con espesor de 0.17 cm (1.7 mm).

Techos

La UPC sede Sabanas presenta una variedad de techos que incluyen Eternit, zinc, placa de concreto y metálico. Los techos inclinados están revestidos con tradicionales tejas de Eternit en los Bloques

A, B, C, D, F y G. Asimismo, las escaleras que conectan los pisos están cubiertas con láminas de zinc. En contraste, el Bloque E cuenta con un techo inclinado de placa de concreto, diseñado para aislar el calor y reducir el ruido.

En cuanto al Bloque I, su techo está compuesto por tejas de Eternit y una parte está formada por placa de concreto, utilizada como base para algunos condensadores y un tanque de agua. Por otro lado, el Bloque P cuenta con un techo completamente plano de placa de concreto, que alberga todos los condensadores de los aires acondicionados.

La Biblioteca presenta un techo similar al del Bloque I, con tejas de Eternit y secciones de placa de concreto. El Edificio Administrativo está equipado con un techo de placa de concreto, además de una cúpula que facilita la iluminación natural interna.

Finalmente, el Bloque H posee un techo de placa de concreto, mientras que el Comedor cuenta con un techo enteramente metálico. Por su parte, la Unidad de Emprendimiento tiene tejas de Eternit en su techo, con áreas también revestidas con placa de concreto [30].

2.2.2. Selección de edificios óptimos para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico On-Grid en la UPC Sede Sabana.

La elección de los edificios para llevar a cabo el dimensionamiento del sistema fotovoltaico On-Grid en la sede Sabana de la UPC implicó considerar diversos factores, como la ubicación general de los edificios, el tipo de techo, así como la distribución general de la carga por edificio (Figura 5) y el censo de carga eléctrica (Tabla 2, Tabla 3).

Tabla 2. Distribución general de consumo de la UPC sede Sabanas por edificio

Edificio	Luminaria (kW)	Climatización (kW)	Motores (kW)	Equipos de oficina (kW)	Otros Equipos (kW)	Total (kW)	Porcentaje Relativo (%)	Porcentaje Acumulado (%)
Bloque A	6,656	40,510	0,000	4,020	23,036	74,222	4,725378969	5%
Bloque B	3,702	27,840	0,000	7,080	0,862	39,484	2,513767659	7%
Bloque C	6,292	34,202	0,000	0,065	0,296	40,855	2,601053027	10%
Bloque D	6,486	107,630	0,000	9,019	12,781	135,916	8,653156853	18%
Bloque E	12,935	53,677	5,500	2,352	4,131	78,595	5,003788096	23%
Bloque F	13,119	72,471	9,259	9,253	103,939	208,041	13,24502932	37%
Bloque G	8,183	66,486	20,807	2,440	18,787	116,703	7,42995206	44%
Bloque H	12,893	18,316	9,750	9,479	36,783	87,221	5,552966493	50%
Bloque I	9,052	38,920	1,500	33,286	21,059	103,817	6,609558735	56%
Bloque P	17,294	151,200	9,607	15,789	43,976	237,866	15,14385214	71%
Bloque Adm.	12,648	217,600	0,000	13,440	3,310	246,998	15,72524527	87%
Biblioteca	21,843	57,340	5,500	32,098	32,960	149,741	9,53333206	97%
Unid. Empren	1,216	3,090	0,000	0,748	0,000	5,054	0,3217653163	97%
Comedor	5,962	5,249	5,500	0,000	29,486	46,197	2,941154	100%
Total	138,281	894,531	67,423	139,069	331,406	1570,710		

Fuente: Diagnostico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar sede Sabanas.

Tabla 3. Distribución general de consumo de la UPC sede Sabanas.

PARTE VI CENSO DE CARGA PROMEDIO. PARETO							
Grupo de carga	Carga Conectada (KW)	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Porcentaje Relativo (%)	Porcentaje Acumulado (%)
Aire Acondicionado	957,213	16	25	15315,41	382885,20	58,0195831	58%
Motores	77,130	4	25	308,52	7713,00	4,675083231	63%
Iluminación	159,752	16	25	2556,03	63900,80	9,683053238	72%
Otros equipos	310,639	8	25	2485,11	62127,84	18,82878406	91%
Equipos de Oficina	145,076	7	22	1015,53	22341,70	8,793496367	100%
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA				21680,61	538968,54		
Carga Conectada Total	1649,81						

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar sede Sabanas.

Tras el análisis de los factores, se determinó que los edificios que mejor cumplen con estas características son:

- EDIFICIO ADMINISTRATIVO
- BLOQUE P

Esta selección se justifica de la siguiente manera:

En primera instancia se tomó la decisión de hacer el dimensionamiento del sistema fotovoltaico (SF) sobre los techos de los edificios seleccionados, debido a que, la UPC sede Sabanas no cuenta con el espacio suficiente para colocar el SF en terreno, por lo tanto, se realizó una inspección visual de los techos de las dos edificaciones, teniendo como resultado que cuenta con techos planos de concreto, lo que los hace idóneos para colocar una estructura para soporte del SF, soportar el peso del sistema y además aparte estos tienen un área considerable para su implementación. Cabe destacar que no se realizó un análisis estructural que indique si los techos pueden soportar el SF.

El otro aspecto determinante fue el censo de carga eléctrica de los edificios, donde se constató que estos edificios tienen la mayor cantidad de equipos y sistemas, destinados a oficinas administrativas, laboratorios de diversas áreas (Salud, Física, electromagnetismo) y aulas de estudio virtual. Esta alta concentración de equipamiento conlleva un mayor consumo energético y un horario de operación más prolongado, lo que los posiciona como los principales demandantes de energía en comparación con los otros edificios de la UPC sede Sabanas, ya que la distribución de cargas por edificio, Figura 5; se tiene que el Edificio Administrativo representa el 16.9% y el Bloque P el 16.3% de la demanda energética total de la UPC Sede Sabana. A continuación, se presenta una breve descripción de los edificios de la UPC Sabanas seleccionados para la realización de este trabajo, organizados por proximidad, su orientación y las condiciones ambientales que presenta.

2.2.3. Descripción y orientación de las condiciones circ-ambientes en el Edificio Administrativo

La Figura 7 representa el edificio administrativo, situado al sureste del perímetro del campus universitario. Las oficinas del edificio administrativo se distribuyen en dos plantas de manera simétrica, lo que crea un corredor circular, y cuenta con un parasol metálico en uno de sus lados.

- **Norte:** En su orientación hacia el norte sus fachadas dan hacia el Bloque I y Bloque P.
- **Sur:** En su orientación hacia el sur sus fachadas dan hacia la avenida Fundación.
- **Este:** En su orientación hacia el este sus fachadas dan hacia la avenida Fundación.

- **Oeste:** En su orientación hacia el oeste sus fachadas dan hacia el parque La Vallenata.



Figura 7. Edificio Administrativo

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Sabanas.

Para evaluar la incidencia de la radiación solar en el edificio, se selecciona un punto central de referencia. Se consideran las orientaciones geográficas para calcular la trayectoria del sol sobre estos edificios, como se ilustra en la Figura 8 [30].

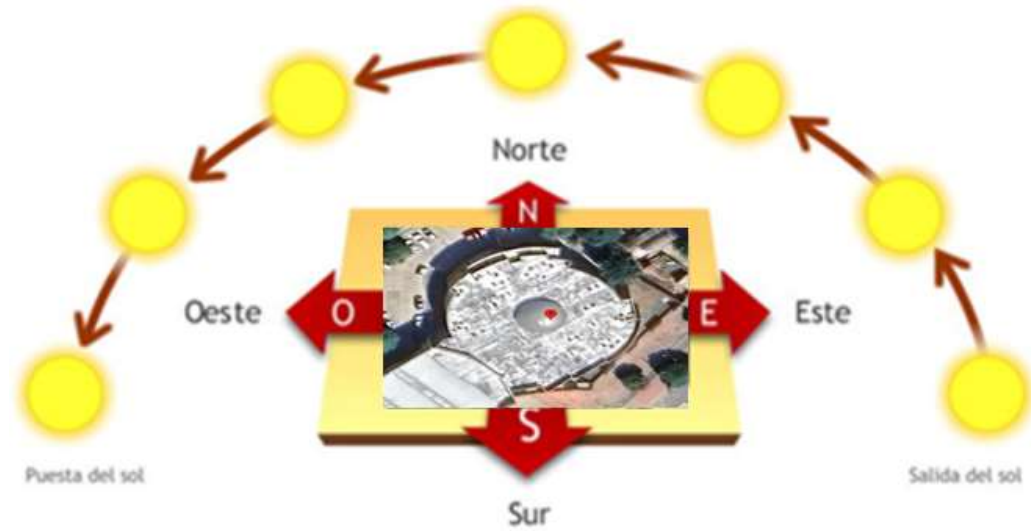


Figura 8. Orientación y trayectoria solar sobre el Edificio Administrativo.

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Sabanas.

Una vez que se conoce la trayectoria solar, se asignó números a las caras que corresponden a la edificación como es mostrado en la Figura 9 para una descripción más precisa.



Figura 9. Caras del Edificio Administrativo

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Sabanas.

2.2.4. Descripción y orientación de las condiciones circu-ambientes en el Bloque P.

El edificio denominado Bloque P, ilustrados en la Figura 10, se sitúa al este del límite del campus Sabanas, generando un efecto de sombra mutua en determinadas horas del día, exclusivamente dedicado actividades de laboratorios [30].

- **Norte:** En su orientación hacia el norte sus fachadas dan hacia una porción del Bloque F.
- **Sur:** En su orientación hacia el sur sus fachadas dan hacia la biblioteca.
- **Este:** En su orientación hacia el este sus fachadas dan hacia el edificio administrativo.
- **Oeste:** En su orientación hacia el oeste sus fachadas dan hacia el Conjunto de bloques.



Figura 10. Edificio Bloque P

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Sabanas.

Para determinar la trayectoria del sol sobre el Bloque P, se ubica este en un punto central teniendo en cuenta las orientaciones para determinar la trayectoria del sol sobre el edificio como es presentado en la Figura 11.

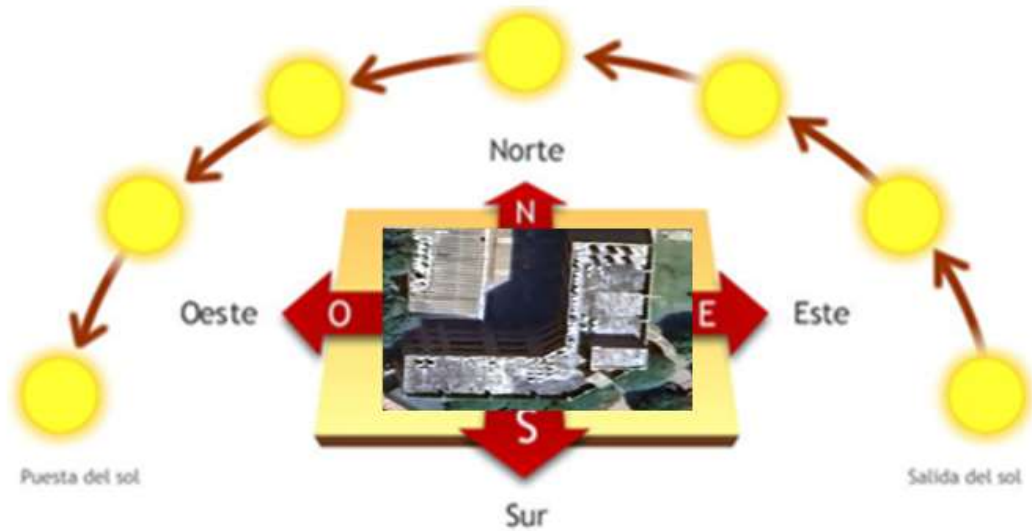


Figura 11. Orientación y trayectoria solar sobre el Bloque P

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Sabanas.

Una vez que se conoce la trayectoria solar, se asignó números a las caras que corresponden al Edificio Bloque P como es mostrado en la Figura 12 para una descripción más precisa.



Figura 12. *Caras edificio Bloque P*

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Sabanas.

2.2.5. Descripción del sistema eléctrico de suministro de la UPC sede Sabanas.

El sistema eléctrico de la UPC Sede Sabanas se distingue por estar alimentado en media tensión 13,200 V - 60 Hz. La energía eléctrica es suministrada a través de una acometida en dos tramos; un tramo aéreo, representado por una línea continua, y otro tramo subterráneo, representado por una línea punteada, como es mostrado en la Figura 13, los cuales energizan un total de 5 subestaciones eléctricas de distribución, la energía a los diferentes sectores de la sede [30].



Figura 13. *Tendido de la red de distribución de energía eléctrica de la UPC Sede Sabanas*

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Sabanas.

❖ Subestación principal

Subestación eléctrica situada en la primera planta del bloque E, y debido a su ubicación en un espacio cerrado, dispone de ventilación limitada. En la Figura 14, se presentan los gabinetes que albergan los tableros de control, así como dos transformadores por donde ingresan los 13.2 kV de la acometida. Estos transformadores, uno en aceite y el otro seco, tienen una capacidad de 630 kVA cada uno. Cada transformador está equipado con un seccionador de tres barras y un fusible de 50A por fase.



Figura 14. *Subestación Eléctrica de media tensión encapsulada principal*

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Sabanas.

A continuación, en la Figura 15 es presentado el diagrama unifilar que corresponde a la subestación principal ubicada en el Conjunto de Bloques.

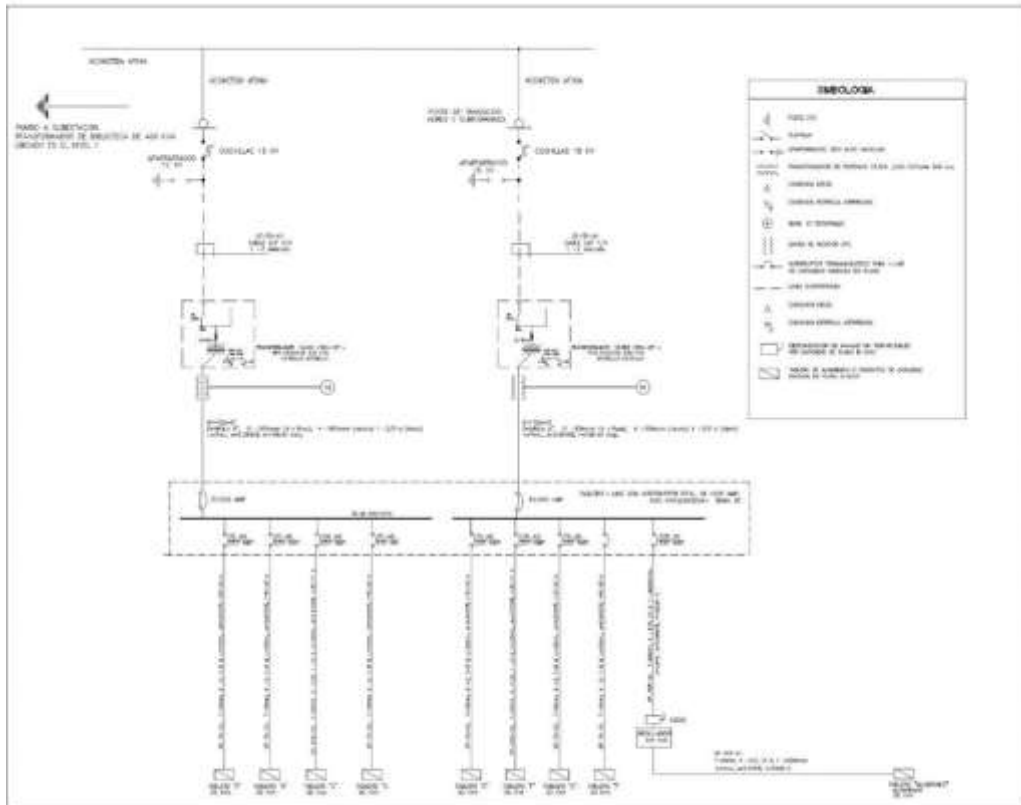


Figura 15. Diagrama unifilar de distribución - Subestación principal

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Sabanas.

❖ **Subestación 2**

La energía es suministrada desde la acometida aérea a 13.2 kV hacia el Edificio Administrativo. En este edificio, se encuentra un transformador trifásico seco de 300 kVA que proporciona una salida de 220 - 110 V para alimentar la edificación. La Figura 16 muestra el tablero de la subestación 2.



Figura 16. *Tablero de la subestación 2*

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Sabanas.

El diagrama unifilar Figura 17 corresponde a la distribución en el Edificio Administrativo donde se ubica la subestación 2.

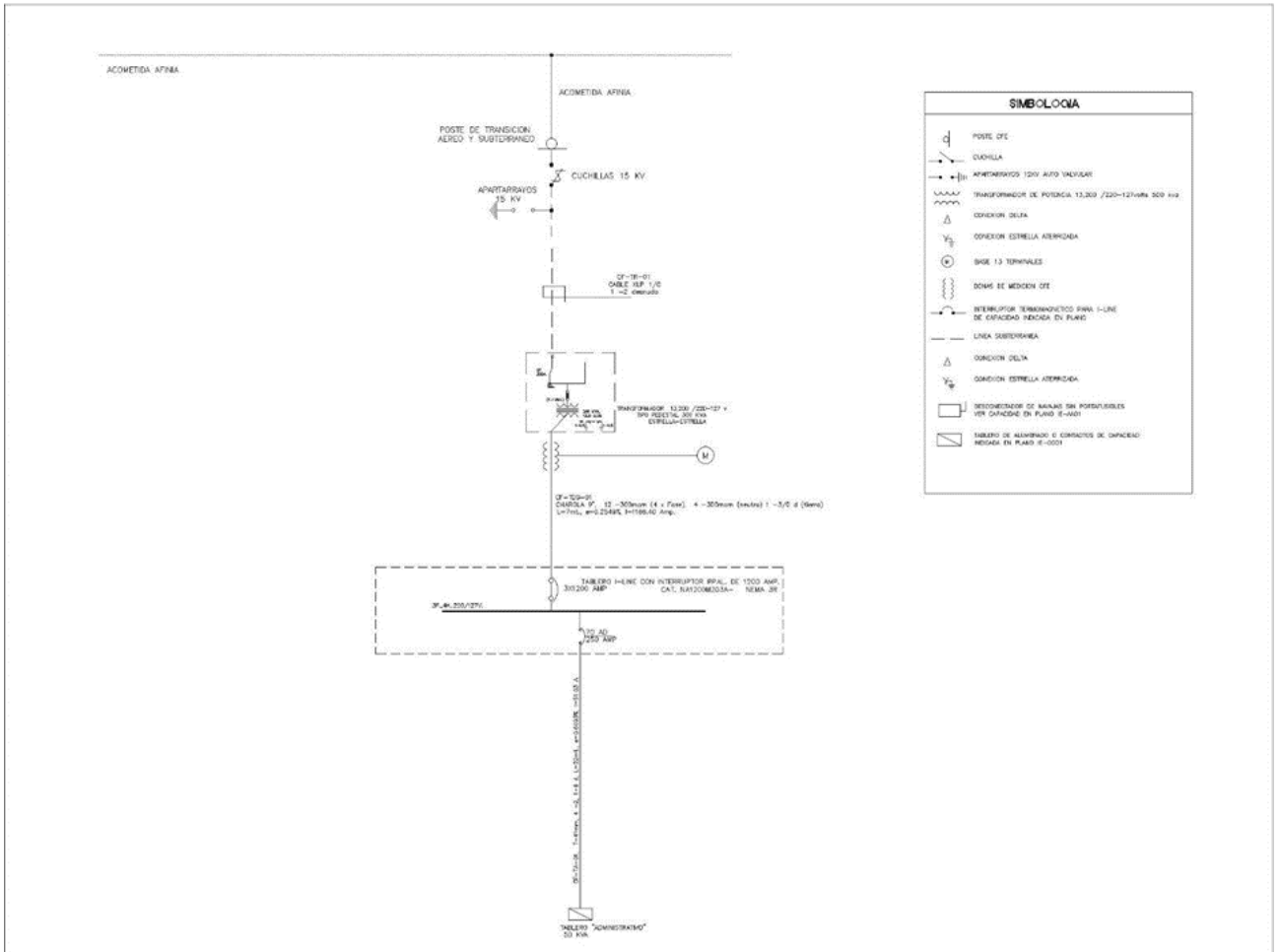


Figura 17. Diagrama unifilar de distribución - Subestación 2

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Sabanas.

❖ **Subestación 3**

La energía es suministrada desde el Edificio Administrativo hacia el Bloque P a través de una conexión subterránea. En el Bloque P se encuentra un transformador trifásico seco de 300 kVA que opera con una media tensión de 13.2 kV. Este transformador proporciona salidas de 220 – 110 V para alimentar toda la edificación del Bloque P. La subestación correspondiente se muestra en la Figura 18.



Figura 18. *Tablero de la subestación 3.*

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Sabanas

En el diagrama de la Figura 19 se muestra la distribución unifilar en el Bloque P, donde se puede observar la ruta que sigue la energía desde que es recibida hasta que sale a una tensión de 220 - 110 V.

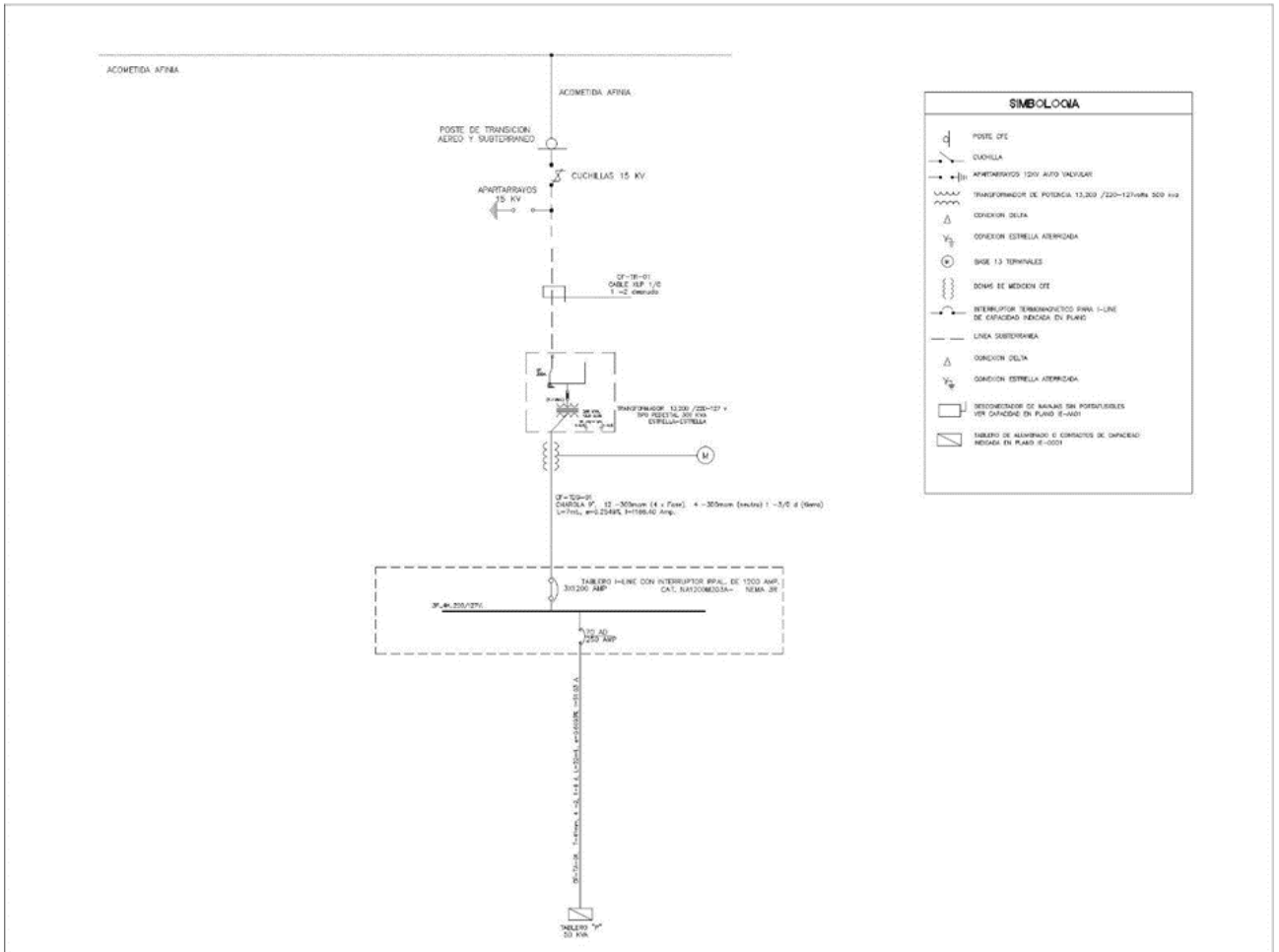


Figura 19. Diagrama unifilar de distribución - Subestación 3

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Sabanas.

❖ **ETAPA 3: Plantear una propuesta para el sistema fotovoltaico en los edificios seleccionados.**

2.3. Dimensionamiento fotovoltaico

En esta etapa se realizó el dimensionamiento del SF, donde se llevó a cabo el procedimiento mediante el cual se calcula y diseña el SF para satisfacer la demanda energética específica de las edificaciones objeto de estudio, lo cual implicó la evaluación de variables como la ubicación geográfica, la radiación solar disponible, las necesidades de energía del sitio y la eficiencia de los

equipos solares. El objetivo principal es optimizar la configuración del sistema para garantizar un suministro energético confiable y eficiente, minimizando los costos de instalación y operación.

Bloque Administrativo Sede Sabanas.

2.3.1. Estimación de consumo.

Tabla 4. Censo de carga para el edificio Administrativo Sede Sabanas.

Grupo de carga	Carga Conectada (KW)	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Porcentaje Relativo (%)	Porcentaje Acumulado (%)
Aire Acondicionado	217,600	8	22	1740,80	38297,60	65	65%
Iluminación	12,648	6	22	79,05	1739,10	5	70%
Equipos de Oficina	13,440	6	22	79,68	1752,96	15	85%
Otros equipos	3,310	7	23,5	23,47	550,50	15	100%
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA				1923,00	42340,16		
Carga Conectada Total	247,00						

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar Sede Sabanas.

$$\text{Consumo diario} = 1923 \text{ kWh/día}$$

El consumo diario en KWH/día es el consumo energético teórico (ET), el cual se trabajó con el 20%, siguiendo lo establecido en el CONPES 4075, ley que indica que hay una pérdida de energía del 20% en las instituciones públicas.

Dado que la estimación del 20 % del consumo energético del edificio implica una elevada demanda de energía y, en consecuencia, una mayor cantidad de paneles solares a instalar en el sitio, se identificó que esta situación genera limitaciones de espacio en el techo del Bloque Administrativo. Estas limitaciones podrían aumentar las pérdidas por efecto sombra, lo que afectaría el tiempo de recuperación del sistema. Como resultado de este análisis, se decidió dividir este porcentaje entre dos edificaciones de la UPC sede Sabanas, asignando un 10 % al Bloque Administrativo y un 10 %

al Bloque P, logrando así alcanzar el total del porcentaje estimado conforme a lo establecido por la ley.

Se procede entonces a calcular la energía teórica del bloque administrativo sede sabanas con el 10%:

$$\text{Consumo Energético Teórico diario (ET)} = 1923 \frac{kWh}{\text{día}} * 0,10$$

$$ET = 192,3 \frac{kWh}{\text{día}}$$

A partir de la ET se calcula el consumo energético real (E), el cual es necesario para hacer frente a los múltiples factores de pérdidas que van a existir:

$$E = \frac{ET}{PR}$$

Donde:

ET: es el Consumo energético teórico diario.

PR: Es el parámetro de rendimiento global de la instalación, conocido como Performance Ratio (PR).

PR, mide el rendimiento de una instalación una vez descontadas las pérdidas de potencia relativas a un sistema fotovoltaico y es independiente de la irradiación.

Un PR medio por debajo del 70%, es decir, con pérdidas del 30%, es el mínimo valor que cabría esperar, ya que por debajo de este valor la instalación sería ineficiente.

Vamos a tomar como valor del PR el 80% que es el óptimo, es decir, 0,8, estos valores típicos de rendimiento en sistemas con inversor están entre 0.65 – 0.9.

El rendimiento global fotovoltaico viene definido por:

$$PR = (1 - K_b - K_c - K_v) \times \left(1 - \frac{K_a \times N}{P_d}\right)$$

Siendo los factores siguientes:

K_b: Coeficiente de pérdidas por rendimiento del acumulador:

- 0,05 en sistemas que no demanden descargas intensas.
- 0,1 en sistemas con descargas profundas.

K_c: Coeficiente de pérdidas en el convertidor:

- 0,05 para convertidores senoidales puros, trabajando en régimen óptimo.
- 0,1 en otras condiciones de trabajo, lejos del óptimo.

K_v: Coeficiente de pérdidas varias:

- Agrupa otras pérdidas como (rendimiento de red, efecto Joule, etc.)
- 0,05 a 0,15 como valores de referencia.

K_a: Coeficiente de autodescarga diaria:

- 0,002 para baterías de baja autodescarga, Ni-Cd
- 0,005 para baterías estacionarias de Pb-Ácido (las más habituales)
- 0,012 para baterías de alta autodescarga (arranque de automóviles)

P_d: Profundidad de descarga diaria de la batería:

- No excederá del 80% (referida a la capacidad nominal del acumulador), ya que la eficiencia de éste decrece en gran medida con ciclos de carga-descarga profundos.

N: Número de días de autonomía de la instalación:

- Serán los días que la instalación deba operar bajo una irradiación mínima (días nublados continuos), en los cuales se va a consumir más energía de la que el sistema fotovoltaico va a ser capaz de generar.
- De 4 a 10 días como valores de referencia.

Reemplazando en la ecuación por la que se calcula el PR se tiene lo siguiente:

$$PR = (1 - 0,1 - 0,1 - 0,05) * (1)$$

Debido a que no se utilizan baterías en este diseño, los coeficientes Ka, Pd y N son iguales a cero. entonces: $PR = 0,75$

Por esta razón se dice que el PR o pérdidas del sistema está estimado en un 25%, o menor a este valor. Por tanto, para dar frente a este valor de pérdidas se dimensiona el sistema a partir del siguiente valor de energía real.

$$E = \frac{192,3 \text{ kWh/día}}{0,75}$$

$$E = 256,4 \text{ kWh/día}$$

2.3.2 Número de módulos FV:

Para calcular el número de módulos FV que requiere el sistema se utiliza la siguiente fórmula:

$$\#módulos = \frac{E}{HSP * Pnom} \quad (1)$$

Donde:

E= Es el consumo energético real

HSP: Es la hora solar pico

Pnom: Es la potencia nominal del módulo FV seleccionado modelo JAM72S30 550/MR fabricante JA Solar.

Para determinar la hora solar pico, se empleó la base de datos climáticos Meteonorm 8.2. Esta selección se justifica por ser una fuente de información actualizada y fiable sobre las condiciones meteorológicas de la zona bajo estudio. Dentro de esta base de datos, se encuentran registros detallados de la irradiación horizontal global mensual. A partir de estos datos, se calcula un

promedio anual que sirve de base para determinar las horas solares pico según el siguiente procedimiento:

	Irradiación horizontal global kWh/m ² /día	Irradiación difusa horizontal kWh/m ² /día	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s	Turbidez Linke [-]	Humedad relativa %
Enero	5.57	1.90	27.4	3.10	5.001	73.6
Febrero	6.01	2.41	27.8	3.70	6.067	71.0
Marzo	5.85	2.88	28.5	3.80	6.564	70.5
Abril	5.66	2.92	28.9	3.10	7.000	73.2
Mayo	6.00	2.91	29.5	2.19	6.333	74.2
Junio	6.21	2.67	29.3	2.00	6.159	75.4
Julio	6.10	2.73	29.7	2.19	6.118	72.4
Agosto	5.70	2.87	29.5	2.10	5.645	74.6
Septiembre	5.22	2.74	28.6	1.81	5.561	79.2
Octubre	4.60	2.82	28.3	1.70	5.278	79.9
Noviembre	4.87	2.33	27.7	1.79	5.070	80.9
Diciembre	5.57	1.74	27.8	2.49	5.060	76.2

Figura 20. Información meteorológica obtenida mediante la base de datos del programa Meteororm versión 8.2

Fuente: Meteororm 8.2

$$HSP = \frac{5.57 + 6.01 + 5.85 + 5.66 + 6.00 + 6.21 + 6.10 + 5.70 + 5.22 + 4.60 + 4.87 + 5.57}{12}$$

$$HSP = 5.61$$

Para corroborar la HSP obtenidas, a continuación, se presenta la Figura 21, el histograma de promedios mensuales de la radiación global en Valledupar, tomada del IDEAM.

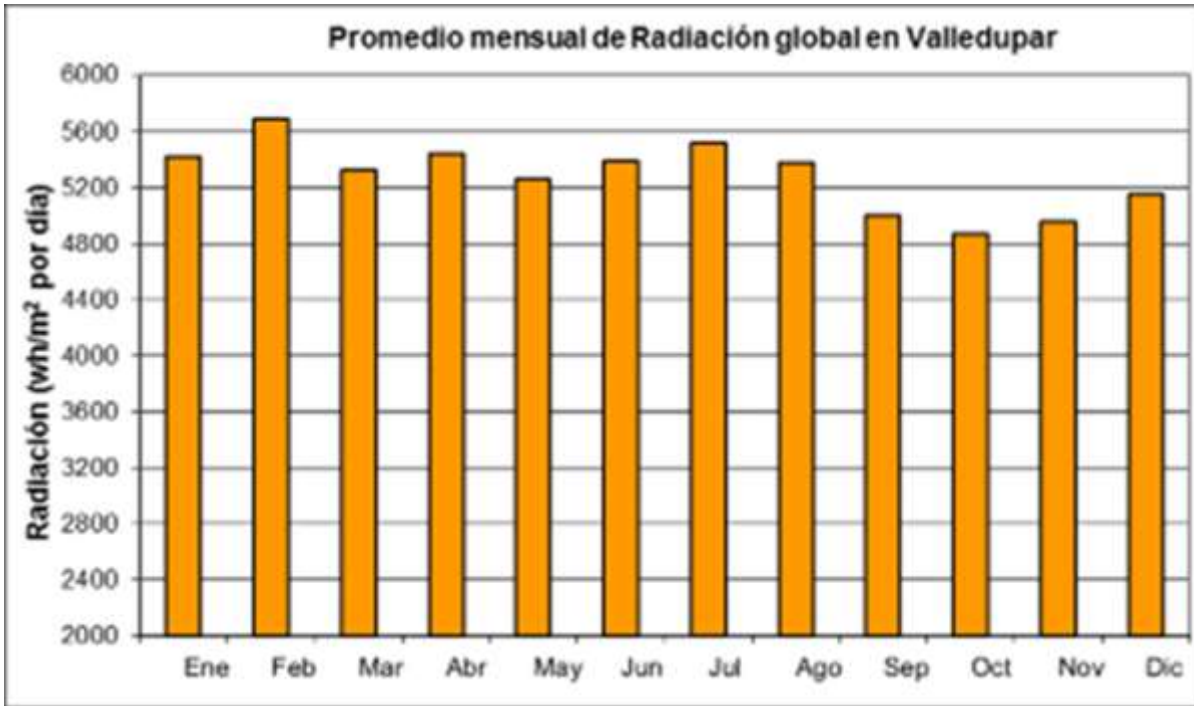


Figura 21. Promedio mensual de radiación global Valledupar tomado del IDEAM.

Histograma según el IDEAM

Fuente: IDEAM

$$RP = \left(\frac{5500}{1000} + \frac{5700}{1000} + \frac{5350}{1000} + \frac{5500}{1000} + \frac{5300}{1000} + \frac{5400}{1000} + \frac{5550}{1000} + \frac{5450}{1000} + \frac{5000}{1000} + \frac{4900}{1000} + \frac{4950}{1000} + \frac{5150}{1000} \right) = 63,75$$

Donde:

RP: Es la radiación promedio

$$HSP = \frac{63,75}{12 \text{ meses}}$$

$$HSP = 5,31$$

Seleccionando un número exacto se tiene que:

$$HSP \cong 5h$$

La cifra se redondea a 5 para garantizar precisión, considerando que trabajar con números enteros es más práctico y realista, dado que las HSP se miden en horas. Esta decisión se fundamenta en el hecho de que, en Valledupar, el porcentaje promedio del cielo cubierto con nubes experimenta

fluctuaciones significativas a lo largo del año. Por lo general, el período más despejado en Valledupar abarca desde aproximadamente el 13 de diciembre hasta cerca del 23 de marzo, con una duración aproximada de 3,3 meses. Destaca en particular el mes de enero como el más despejado del año en Valledupar, con un promedio del 42% del tiempo con cielo despejado, mayormente despejado o parcialmente nublado.

Por otro lado, el período más nublado comienza alrededor del 23 de marzo y se extiende durante 8,7 meses, finalizando cerca del 13 de diciembre. Mayo se destaca como el mes más nublado del año en Valledupar, con un promedio del 91% del tiempo con cielo nublado o mayormente nublado (tomado de, informes meteorológicos Weather Spark).

Teniendo en cuenta la información anterior, es poco probable que se supere este número de horas mencionado en las diferentes bases de datos.

*Potencia de un módulo en promedio durante la HSP = 5h * 550W = 2750 W diarios*

$$\#módulos = \frac{256,4 \frac{Kwh}{día}}{2750wh} = 93,23 \cong 94 \text{ módulos}$$

De acuerdo con las características del módulo JAM72S30 550/MR JA SOLAR presentadas en la ficha técnica, se tiene que:

Teniendo el área de cada módulo la cual se consigue multiplicando el largo por el ancho:

Largo: 2,278m

Ancho: 1,134m

$$\text{Área Módulo} = 2.583m^2$$

Con esta información es posible calcular cual es el área total que ocupará el emplazamiento:

$$A_{Total} = \#módulos * \text{Área Módulo}$$

$$A_{Total} = 94 * 2,583 = 242,80m^2$$

2.3.3 Características técnicas del módulo fotovoltaico

Tabla 5. Características técnicas del módulo fotovoltaico modelo JAM72S30 550/MR JA SOLAR

PARÁMETROS MECÁNICOS DEL MÓDULO FV	VALOR
MARCA DEL PANEL	JA SOLAR
MODELO	JAM72S30 550/MR
TIPO DE CELDA	MONOCRISTALINA
Nº DE CELDAS	144(6X24)
DIMENSIONES	2278X1134X30 mm
PESO	27,8 kg
TAMAÑO DE LA SECCIÓN TRANSVERSAL DEL CABLE	4mm ² (IEC), 12 AWG(UL)
CONECTOR	MC4-EVO2/ QC 4. 10-351
CAJA DE CONEXIÓN	IP68, 3 diodos

PARÁMETROS ELECTRICOS EN STC DEL MÓDULO FV	VALOR
POTENCIA MÁXIMA NOMINAL [W]	550
VOLTAJE DE CIRCUITO ABIERTO VOC [V]	49.90
VOLTAJE DE MÁXIMA POTENCIA VMPP [V]	41.96
CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO ISC [A]	14.00
CORRIENTE DE MÁXIMA POTENCIA IMPP [A]	13.11
EFICIENCIA DEL MÓDULO [%]	21.3
TOLERANCIA DE POTENCIA	0-5W

PARÁMETROS ELÉCTRICOS EN STC DEL MÓDULO FV	VALOR
COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE ISC	0.045%/°C
COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE VOC	0.275%/°C
COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE PMÁX	0.350%/°C
STC	IRRADIACION 1000W/m ² , temp de celdas 25°C, AM1.5G

Fuente: Elaboración propia, datos tomados de la ficha técnica del módulo fotovoltaico modelo JAM72S30 550/MR JA SOLAR.

Datos ambientales (condiciones críticas)

$$T_{\text{máx}} = 85^{\circ}\text{C}$$

$$T_{\text{mín}} = -40^{\circ}\text{C}$$

Donde:

T_{máx}: Es la temperatura máxima

T_{mín}: Es la temperatura mínima.

2.3.4 Correcciones por temperatura:

Es fundamental incorporar correcciones por temperatura al dimensionar sistemas fotovoltaicos para garantizar un diseño preciso y maximizar su eficiencia energética. Estas correcciones permiten estimar con mayor precisión la producción de energía, considerando la disminución de eficiencia de los paneles solares a medida que la temperatura aumenta. Al tener en cuenta estas fluctuaciones ambientales, se optimiza la rentabilidad del proyecto y se minimiza el riesgo de subestimar o sobreestimar la producción de energía, asegurando una operación confiable y eficiente a lo largo del tiempo. Además, cumplir con normativas y estándares de la industria que requieren estas correcciones garantiza el cumplimiento de requisitos técnicos y de rendimiento.

Para calcular la corrección por temperatura, es imprescindible contar con datos ambientales relevantes, como la temperatura de operación de los módulos fotovoltaicos. Esta información se encuentra detallada en la hoja de especificaciones proporcionada por el fabricante:

Para obtener la tensión mínima que proporciona el panel, se deben realizar las correcciones por temperatura, para ello se aplica la siguiente ecuación:

Rango inferior:

$$corrRi[\%] = (T_{m\acute{a}x[^\circ C]} - T_{STC[^\circ C]}) * (V_{OC}(\beta)[\%/^\circ C])$$

Donde:

$corrRi[\%]$: es la corrección de temperatura para el rango inferior

$T_{m\acute{a}x[^\circ C]}$: es la temperatura máxima

$T_{STC[^\circ C]}$: es la temperatura en condiciones STC del panel

$V_{OC}(\beta)[\%/^\circ C]$: es el coeficiente de temperatura de voltaje de circuito abierto.

Reemplazando los valores se tiene que:

$$corrRi[\%] = (85^\circ C - 25^\circ C) * (0,275[\%/^\circ C])$$

$$corrRi[\%] = 16,5$$

El resultado de la ecuación representa un porcentaje de V_{mpp} , para obtener V_{min} se aplica la ecuación:

$$V_{min}[V] = V_{mpp}[V] * \left(1 - \frac{corrRi[\%]}{100}\right)$$

$$V_{min}[V] = 41,96 * \left(1 - \frac{16,5}{100}\right)$$

$$V_{min}[V] = 35,03V$$

El cual representa la tensión mínima que proporciona el panel aplicando las pérdidas por temperatura.

Rango superior:

$$corrRs[\%] = (T_{min}[^{\circ}C] - T_{STC}[^{\circ}C]) * (V_{OC}(\beta)[\%/^{\circ}C])$$

Donde:

$corrRs[\%]$: es la corrección de temperatura para el rango superior

$T_{min}[^{\circ}C]$: es la temperatura mínima

$T_{STC}[^{\circ}C]$: es la temperatura en condiciones STC del panel

$V_{OC}(\beta)[\%/^{\circ}C]$: es el coeficiente de temperatura de voltaje de circuito abierto

Reemplazando los valores se tiene que:

$$corrRi[\%] = (-40^{\circ}C - 25^{\circ}C) * (-0,275[\%/^{\circ}C])$$

$$corrRi[\%] = -17,87$$

El resultado de la ecuación representa un porcentaje de V_{mpp} , para obtener $V_{m\acute{a}x}$. se aplica la ecuación:

$$V_{m\acute{a}x}[V] = VOC[V] * \left(1 - \frac{corrRs[\%]}{100}\right)$$

$$V_{m\acute{a}x}[V] = 49,90 * \left(1 - \frac{17,87}{100}\right)$$

$$V_{\text{máx}}[V] = 58,81V$$

El cual representa la tensión máxima que proporciona el panel aplicando las pérdidas por temperatura.

2.3.5 Número de Inversores

Para calcular el número de inversores que requiere el sistema se hace necesario inicialmente calcular la potencia de inversor requerida por el sistema de la siguiente forma:

$$P_{\text{inversor}} = P_{\text{nom}} * \#\text{módulos}$$

$$P_{\text{inversor}} = 550W * 94$$

$$P_{\text{inversor}} = 51,7 \text{ Kw}$$

Teniendo la potencia del módulo se procede a calcular el número de inversores requeridos y la selección de los mismos:

$$\#\text{inversores} = \frac{P_{\text{inversor}}}{P_{\text{inversor_comercial}}}$$

$$\#\text{inversores} = \frac{51,7 \text{ kW}}{50 \text{ kW}}$$

$$\#\text{inversores} = 1,03 \cong 1$$

Por lo cual se puede seleccionar un inversor con una potencia nominal de 50 kW (MAX50KTL3-XL2 GROWATT) o en su defecto se pueden colocar inversores de menor potencia en paralelo, que sumen una potencia total de 51,7KW.

En este diseño se considera óptimo según su rentabilidad seleccionar el inversor con las siguientes características:

Tabla 6. Características técnicas del inversor MAX 50KTL3-XL2 GROWATT

Referencia del Inversor	MAX 50KTL3-XL2 de la marca
-------------------------	----------------------------

	Growatt
Datos de entrada DC	
Max potencia FV recomendada	100.000W
Rango de potencia máx:	370-600V
Voltaje de arranque	195V
Voltaje nominal	550V
Rango de voltaje MPPT	180V/850VDC
Número de MPPTS	8
Cadenas por MPPTS	2
Máxima corriente por MPPT	40 ^a
Corriente ISC por MPPT	50 ^a
Datos de salida AC	
Potencia nominal AC	50.000W
Potencia aparente	55.000VA
Voltaje nominal CA (rango)	127/220V
Frecuencia de red CA	50/60HZ
Corriente de máx salida	145,8A a 220V
Factor de potencia	>0.99
TDH	<3%
Tipo de conexión CA	3L + N + PE
Eficiencia	98,8%

2.3.6 Rango de Paneles Solares a Colocar en Serie:

mín N° de paneles en serie ≤ N° de paneles en serie ≤ máx N° de paneles

$$\text{mín } N^{\circ} \text{ de paneles en serie} = \frac{V_{inv_{mín}}}{V_{mín}}$$

donde:

$V_{inv_{mín}}$: es el voltaje mínimo del inversor

$V_{mín}$: es la tensión mínima que proporciona el panel

$$\text{mín } N^{\circ} \text{ de paneles en serie} = \frac{195V}{35,03V}$$

$$\text{mín } N^{\circ} \text{ de paneles en serie} = 5,56 \cong 6$$

$V_{inv_{max}}$: es el voltaje máximo del inversor

V_{max} : es la tensión máxima que proporciona el panel

$$\text{máx } N^{\circ} \text{ de paneles en serie} = \frac{V_{inv_{máx}}}{V_{máx}}$$

$$\text{máx } N^{\circ} \text{ de paneles en serie} = \frac{850V}{58,81V}$$

$$\text{máx } N^{\circ} \text{ de paneles en serie} = 14,5 \cong 15$$

2.3.7 Verificación de selección:

En el diseño se optó por configurar 15 paneles en serie para los 8 MPPT presentes en el inversor MAX 50KTL3-XL2 de la marca Growatt.

$$V_{máx_{op}} = N^{\circ} \text{ paneles en serie} * V_{máx}[VDC]$$

$$Vmáx_{op} = 15 * 58,81V$$

$$Vmáx_{op} = 882,15V$$

2.3.8 Rango de Paneles Solares a Colocar en Paralelo:

Para calcular la cantidad de paneles solares en paralelo (llamados también ramas) necesarios para cada inversor, se lleva a cabo una estimación inicial. Esta estimación se basa en suponer que los paneles operan en condiciones STC, donde cada panel genera su máxima potencia, Pmax. Por lo tanto, se requiere determinar cuántos paneles son necesarios para alcanzar la potencia nominal del inversor, utilizando la siguiente ecuación.

$$N^{\circ} \text{ de Paneles}_{aprox} = \frac{P_{Inversor_{nom}}}{P_{max}}$$

$$N^{\circ} \text{ de Paneles}_{aprox} = \frac{50000w}{550w} = 90,90 \text{ Paneles}$$

Una vez obtenido el número de paneles solares aproximados, se debe tomar en cuenta que, en condiciones climáticas reales, un generador fotovoltaico nunca trabajará en condiciones STC.

Donde:

N° de Paneles: Es el número de paneles.

Actualmente los fabricantes de inversores están incorporando en su ficha técnica la potencia máxima de entrada en corriente continua en condiciones STC, para tener una mejor orientación a la hora de diseñar. Una vez obtenido el número de paneles solares que cumpla la condición anterior, es posible establecer el número de ramas que tendrá asociado cada inversor. Para ello se aplica la ecuación 3

$$N^{\circ} \text{ de Ramas} = \frac{N^{\circ} \text{ de Paneles}}{N^{\circ} \text{ Paneles}_{Serie}}$$

$$N^{\circ} \text{ de Ramas} = \frac{94}{15} = 6,26 \cong 6 \text{ ramas}$$

2.3.9 Verificación de esta selección

Corriente máxima de cortocircuito:

$$I_{cc} = N^{\circ} \text{ de Ramas} * I_{cc}$$

$$I_{cc} = 6 \text{ ramas} * 14A = 84A$$

Bajo esta condición no se superan los 145.8 A que el inversor es capaz de soportar.

Para este sistema procurando no operar entre los límites de operación del inversor, se distribuyeron los paneles en 1 cadena con 12 módulos en serie para los primeros 6 MPPT del inversor MAX50KTL3-XL2, Asimismo, se eligió una configuración de 1 cadena con 11 paneles en serie para los 2 últimos MPPT del inversor mencionado anteriormente. En conjunto, esta disposición totaliza 8 MPPT y 94 módulos en el sistema.

Cadena 1 de 12 módulos en serie para los 6 primeros MPPT del inversor MAX 50KTL3-XL2 de la marca Growatt:

$$V_{m\acute{a}x_{op}} = 12 * 58,81V$$

$$V_{m\acute{a}x_{op}} = 705,72V$$

Cadena 1 de 11 módulos en serie para los 2 últimos MPPT del inversor MAX 50KTL3-XL2 de la marca Growatt:

$$V_{m\acute{a}x_{op}} = 11 * 58,81V$$

$$V_{m\acute{a}x_{op}} = 646,91V$$

Éste mismo proceso aplica para hallar el voltaje mínimo de operación ($V_{min_{op}}$)

$$V_{min_{op}} = N^{\circ} \text{ paneles en serie} * V_{min}[V_{Dc}]$$

$$V_{min_{op}} = 15 * 35,03V$$

$$V_{min_{op}} = 525,45V$$

Cadena 1 de 12 módulos en serie para los 6 primeros MPPT del inversor MAX 50KTL3-XL2 de la marca Growatt:

$$V_{min_{op}} = 12 * 35,03V$$

$$V_{min_{op}} = 420,36V$$

Cadena 1 de 11 módulos en serie para los 2 últimos MPPT del inversor MAX 70KTL3-XL2 de la marca Growatt:

$$V_{min_{op}} = 11 * 35,03V$$

$$V_{min_{op}} = 385,33V$$

Esta selección posibilita la ampliación del número de paneles solares a instalar hasta un máximo de 14 por cadena, lo cual incrementa la capacidad de generación energética para futuras consideraciones del usuario.

2.3.10 Cálculo de cableado DC positivo y negativo (de panel a inversor):

(1) **Corrientes del circuito de la fuente fotovoltaica.** Se debe calcular la corriente máxima por uno de los siguientes métodos:

- (1) La suma de corrientes de cortocircuito de capacidad nominal del módulo FV conectadas en paralelo multiplicada por 125 %.
- (2) Para sistemas FV con una capacidad generadora de 100 kW o superior, se debe permitir un diseño de sistema FV documentado y estampado, empleando un método normalizado industrial y provisto por un ingeniero eléctrico profesional autorizado. El valor calculado de corriente máxima debe basarse en el promedio de corriente más elevado en 3 h resultante de la irradiación local simulada en la red FV teniendo en cuenta la elevación y la orientación. El valor de corriente empleado por este método no debe ser inferior al 70 % del valor calculado empleando la sección 690.8 (A) (1) (1).

NOTA INFORMATIVA *Sandia National Laboratories* ofrece un método normalizado industrial para calcular la corriente máxima de un sistema FV, referencia SAND 2004-3535, *Photovoltaic Array Performance Model*. Este modelo es utilizado por el programa de simulación *System Advisor Model* provisto por el *National Renewable Energy Laboratory*.

Figura 22. criterio térmico normativa NTC 2050, ARTÍCULO 690 — SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS FV.

Fuente: NTC 2050

La intensidad máxima que recorrerá cada rama (paneles en serie), y por el cable, es la intensidad de cortocircuito del panel, que en este caso es $I_{sc}=14A$. Por lo tanto, la corriente de diseño será igual a la fórmula correspondiente:

$$I_d = (14 \times \text{Numero de cadenas}(1) \times 1.25) = 17,5A$$

Aplicando el factor de corrección por temperatura ambiente, que se encuentra entre 31-35°C, la corriente del conductor (positivo como negativo), de acuerdo con la Tabla 690.31 del NTC 2050, que es la correspondiente Tabla 7.

Tabla 7. Factores de corrección por temperatura nominal de conductor.

Tabla 690.31 (A) Factores de corrección

Temperatura nominal de conductor				
Temperatura ambiente (°C)	60 °C	75 °C	90 °C	105 °C
30	1,00	1,00	1,00	1,00
31-35	0,91	0,94	0,96	0,97
36-40	0,82	0,88	0,91	0,93
41-45	0,71	0,82	0,87	0,89
46-50	0,58	0,75	0,82	0,86
51-55	0,41	0,67	0,76	0,82
56-60	-	0,58	0,71	0,77
61-70	-	0,33	0,58	0,68
71-80	-	-	0,41	0,58

Fuente: NTC 2050

$$I_c = 17,5A \times 0,96 = 16,8A$$

Tabla 8. Cables CENTELSA Fotovoltaico según la normativa RETIE.

CABLE CENTELSA FOTOVOLTAICO H12222-K 1,0 kV AC (1,5 kV DC) 90°C HF FR									
Conductor		Aislamiento		Cubierta		Peso Total Aproximado	Ampacidad ^(*)		
Calibre	Resistencia Eléctrica DC a 20°C	Esesor Nominal	Diametro Aproximado	Esesor Nominal	Diametro Aproximado		Un Cable al Aire	Un Cable Sobre una Superficie	Dos Cables en Contacto Sobre Superficie
mm ²	Ω/km	mm	mm	mm	mm	kg/km	A		
1,5	13,2980	0,70	3,06	0,80	4,74	31	30	29	24
2,5	7,9693	0,70	3,53	0,80	5,21	42	41	39	33
4	4,9408	0,70	4,08	0,80	5,76	58	55	52	44
6	3,2906	0,70	4,66	0,80	6,34	78	70	67	57
10	1,8928	0,70	5,65	0,80	7,33	120	98	93	79
16	1,2036	0,70	6,54	0,90	8,44	183	132	125	107
25	0,7717	0,90	8,21	1,00	10,31	280	176	167	142
35	0,5484	0,70	9,38	1,10	11,66	380	218	207	176
50	0,3815	1,00	11,08	1,20	13,58	537	276	262	221
70	0,2689	1,10	13,05	1,20	15,55	752	347	330	278
95	0,2038	1,10	15,24	1,30	17,94	980	416	395	333
120	0,1592	1,20	17,26	1,30	19,96	1254	488	464	390
150	0,1281	1,40	19,31	1,40	22,23	1549	566	538	453
185	0,1048	1,60	21,40	1,60	24,72	1893	644	612	515
240	0,0793	1,70	27,77	1,70	31,31	2593	775	736	620



(*) Los logos de los entes certificadoros aquí dispuestos de forma general pertenecen a productos específicos, pueden ser validados en nuestra página web.

Fuente: CENTELSA.

Por esta razón, se elige un cable solar fotovoltaico CENTELSA H1Z2Z2-K color rojo de 2.5mm^2 XLPE 1500VDC 90°C para positivo, y un cable solar fotovoltaico CENTELSA H1Z2Z2-K color negro de 2.5mm^2 XLPE 1500VDC 90°C para negativo, los cuales soportan corrientes de hasta 41A.

La principal razón por la que se seleccionaron cables de 90°C es por economía y eficiencia. Según el Capítulo 20 del RETIE, Artículo 20.2.3, trabajar con cable solar de 90°C es preferible sobre uno de 75°C , debido a su capacidad para soportar temperaturas más altas sin degradarse. Esto es crucial en instalaciones fotovoltaicas, donde los cables están expuestos a condiciones ambientales extremas, como altas temperaturas, radiación solar directa y variaciones térmicas significativas. Un cable con una temperatura nominal más alta permite una mayor corriente de carga sin riesgo de sobrecalentamiento, lo que mejora la seguridad y la eficiencia del sistema. Además, no necesita disponer de la instalación de tuberías para proteger al cable, lo que implica reducción de costos en el sistema.

Aplicando caída de tensión, según el criterio establecido en la NTC 2050, no debe ser superior al 1.5% de la tensión de máxima potencia del arreglo fotovoltaico. En este caso, dado que tenemos 12 y 11 módulos en serie y $V_{mpp} = 41,96\text{V}$, la caída de tensión máxima será alrededor de lo siguiente:

FOTO	CALIBRE / AWG	SECCIÓN EN MM2	CONSUMO DE CORRIENTE
	4	25mm ²	Muy alto
	6	16mm ²	Alto
	8	10mm ²	Medio - alto
	10	6mm ²	Medio
	12	4mm ²	Medio - bajo
	14	2.5mm ²	Bajo
	16	1.5mm ²	Muy bajo

Figura 23. Equivalencias de calibre en milímetros. Tomado de MasVoltaje tienda de electricidad. Fuente: MasVoltaje tienda de electricidad.

A continuación, se presenta la selección de cables fotovoltaicos, en este caso se optó por utilizar los cables **CENIELSA H1Z2Z2-K de 2.5 mm²** con aislamiento **XLPE**, con una tensión nominal de **1500 VDC** y una capacidad térmica de hasta **90°C**. A partir del análisis mostrado en la Figura 23, se ha determinado que el calibre equivalente del cable de 2.5 mm² en el sistema AWG es de **14 AWG**.

Una vez establecida la equivalencia del conductor, se procede a consultar la Tabla 8, donde se detallan las propiedades de los conductores. A partir de esta información, se selecciona la resistencia adecuada del conductor con el fin de calcular con precisión la caída de tensión.

La caída de tensión DC se corrige utilizando la Tabla 9, del NTC 2050. Ver Tabla 8 del actual documento.

Tabla 9. propiedades de los conductores.

Tabla 8. Propiedades de conductores

Sección transversal o calibre			Conductores				Resistencia en corriente continua a 75 °C		
AWG o kcmil	mm ²	Mils circulares	Trenzado		Total		Cobre		Aluminio ohm/km
			# hilos	Diámetro mm	Diámetro mm	Área mm ²	No recubiertos ohm/km	Recubiertos ohm/km	
18	0,823	1 620	1	—	1,02	0,823	25,5	26,5	42,0
18	0,823	1 620	7	0,39	1,16	1,06	26,1	27,7	42,8
16	1,31	2 580	1	—	1,29	1,31	16,0	16,7	26,4
16	1,31	2 580	7	0,49	1,46	1,68	16,4	17,3	26,9
14	2,08	4 110	1	—	1,63	2,08	10,1	10,4	16,6
14	2,08	4 110	7	0,62	1,85	2,68	10,3	10,7	16,9
12	3,31	6 530	1	—	2,05	3,31	6,34	6,57	10,45
12	3,31	6 530	7	0,78	2,32	4,25	6,50	6,73	10,69
10	5,261	10 380	1	—	2,588	5,26	3,984	4,148	6,561
10	5,261	10 380	7	0,98	2,95	6,76	4,070	4,226	6,679
8	8,367	16 510	1	—	3,264	8,37	2,506	2,579	4,125
8	8,367	16 510	7	1,23	3,71	10,76	2,551	2,653	4,204
6	13,30	26 240	7	1,56	4,67	17,09	1,608	1,671	2,652
4	21,15	41 740	7	1,96	5,89	27,19	1,010	1,053	1,666
3	26,67	52 620	7	2,20	6,60	34,28	0,802	0,833	1,320
2	33,62	66 360	7	2,47	7,42	43,23	0,634	0,661	1,045
1	42,41	83 690	19	1,69	8,43	55,80	0,505	0,524	0,829
1/0	53,49	105 600	19	1,89	9,45	70,41	0,399	0,415	0,660
2/0	67,43	133 100	19	2,13	10,62	88,74	0,3170	0,329	0,523
3/0	85,01	167 800	19	2,39	11,94	111,9	0,2512	0,2610	0,413
4/0	107,2	211 600	19	2,68	13,41	141,1	0,1996	0,2050	0,328
250	127	—	37	2,09	14,61	168	0,1687	0,1753	0,2778
300	152	—	37	2,29	16,00	201	0,1409	0,1463	0,2318
350	177	—	37	2,47	17,30	235	0,1205	0,1252	0,1984
400	203	—	37	2,64	18,49	268	0,1053	0,1084	0,1737
500	253	—	37	2,95	20,65	336	0,0845	0,0869	0,1391
600	304	—	61	2,52	22,68	404	0,0704	0,0732	0,1159
700	355	—	61	2,72	24,49	471	0,0603	0,0622	0,0994
750	380	—	61	2,82	25,35	505	0,0563	0,0579	0,0927
800	405	—	61	2,91	26,16	538	0,0528	0,0544	0,0868
900	456	—	61	3,09	27,79	606	0,0470	0,0481	0,0770
1 000	507	—	61	3,25	29,26	673	0,0423	0,0434	0,0695
1 250	633	—	91	2,98	32,74	842	0,0338	0,0347	0,0554
1 500	760	—	91	3,26	35,86	1 011	0,02814	0,02814	0,0464
1 750	887	—	127	2,98	38,76	1 180	0,02410	0,02410	0,0397
2 000	1 013	—	127	3,19	41,45	1 349	0,02109	0,02109	0,0348

1. Estos valores de resistencia son válidos solamente para los parámetros indicados. Al usar conductores con hilos recubiertos, de distinto tipo de trenzado y especialmente a otras temperaturas, cambia la resistencia.
2. Ecuación para el cambio de temperatura: $R_x = R_0 [1 + \alpha (T_x - 75)]$ donde $\alpha_{Cu} = 0.00323$, $\alpha_{Al} = 0.00330$ a 75 °C.
3. Los conductores con trenzado compacto o comprimido tienen aproximadamente un 9 % y un 3 %, respectivamente, menos de diámetro del conductor desnudo que los conductores mostrados. Para las dimensiones reales de los cables compactos, Ver la Tabla 5A.
4. Las conductividades usadas, según la IACS: cobre desnudo = 100 %, aluminio = 61 %.
5. El trenzado de Clase B está listado también como sólido para algunos calibres. Su área y diámetro total son los de la circunferencia circunscrita.

NOTA INFORMATIVA La información sobre construcción de los cables cumple con NEMA WC/70-2009 o ANSI/UL 1581-2011. La resistencia se calcula de acuerdo con el Manual de la Oficina Nacional de Normas 100, de 1966 y el Handbook 109, de 1972.

CÓDIGO ELÉCTRICO COLOMBIANO - NTC 2050 (Segunda actualización) 

Fuente: NTC 2050

$$V_{max} = (V_{mpp} \times \text{max} N^{\circ} \text{ de paneles a colocar en serie})$$

$$V_{max} = (41,96V \times 15) = 629.4V$$

$$\Delta V_{max} = 629,4V \times 0.015 = 9,44V$$

Una vez calculado este valor se aplica la siguiente fórmula:

$$\Delta V = 2 * I * L * R$$

Donde:

ΔV es la caída de tensión en voltios.

I es la corriente de máxima potencia.

L es la longitud del cable en metros (longitud más larga de cable para cada zona).

R es la resistencia medida en ohm/Kilómetros.

Como se seleccionó el cable solar de $2,5 \text{ mm}^2$, que es equivalente al cable AWG #14 de 1 hilo el cual

posee la siguiente resistencia de acuerdo con la Tabla 8 de la NTC 2050:

$$R = 10,4 \frac{\Omega}{Km}$$

$$I = 13,11 A$$

$$L = 15 m$$

Reemplazando:

$$\Delta V = 2 * 13,11A * \frac{30}{1000} Km * 10,7 \Omega/Km$$
$$\Delta V = 8,41 V$$

Lo cual equivale al siguiente porcentaje:

$$V\% = \frac{\Delta V}{V_{nom}} * 100\%$$
$$V\% = \frac{8,41V}{41,96V} * 100\%$$
$$V\% = 20\%$$

Se puede apreciar que la caída de tensión para los cables solares de 2,5mm² teniendo en cuenta la distancia desde los módulos hasta el barraje, que aproximadamente es de 30m de longitud para la instalación la cual es igual a 8,41 V , no excede la máxima caída de tensión permitida por el sistema la cual es de 9,44 V. Por ende, el cable solar anteriormente mencionado es el ideal para colocar en el sistema.

Antes de entrar al inversor, se ha de pasar el cableado por un cuadro de nivel compuesto por fusibles para poder aislar los paneles en caso de que algo fallase.

2.3.11 Cálculo del fusible DC:

$$VDC_Fusible= VOC \times \text{No de paneles en serie} \times 1.25$$

$$VDC_Fusible= 49,29V \times 12 \times 1.25= 739,35V.$$

La corriente que circula por el sistema es la corriente de cortocircuito. Por lo tanto, se debe seleccionar un fusible que pueda soportar una corriente 30% superior a la esperada, calculada como

$$IN = 14A \times 1.30 = 18,2 A.$$

En este caso, se utilizará un fusible Leader con luz indicadora led de 20 amperios y 1000VDC junto con porta fusible y certificación CE IEC 60269.

2.3.12 Cálculos de Breaker DC (de panel a inversor):

Dado que hay 1 cadena por MPPT la corriente que entra a cada MPPT es de 17,5A y el cable solar de 2.5mm² tiene una capacidad de carga de 41A, se ha seleccionado un disyuntor DC de 32A y 1000V con una capacidad de ruptura (I_{kk}) mayor a 6KA, de la marca FEEO. Esto garantiza una protección adecuada para el sistema, asegurando que el disyuntor pueda soportar la corriente máxima esperada y proteger los componentes contra posibles sobrecargas o cortocircuitos.

2.3.13 Cálculo del DPS DC (de panel a inversor):

La protección integral tiene que contemplar las entradas y salidas de los sistemas fotovoltaicos en A.C y D.C, un Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS), también conocido como supresor de picos, es un componente vital para la seguridad de tus equipos electrónicos. Su función principal es protegerlos contra daños ocasionados por picos de voltaje, ya sean transitorios (como los causados por rayos) o permanentes (originados por fallos en la red eléctrica).



Figura 24. Directrices para la instalación y ubicación óptimas de Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS) en un sistema fotovoltaico

Fuente: RETIE

La adopción de protección contra sobretensiones eléctricas en el sistema fotovoltaico garantizará una mayor longevidad del sistema. Según el artículo 20.16.1 REQUISITOS DE PRODUCTO del RETIE, U_c . Tensión Máxima de Servicio (RMS o DC), indica la tensión máxima en la cual el protector puede operar de manera continua esta tensión debe ser mayor o igual a 1.1 veces la tensión máxima del sistema en régimen permanente.

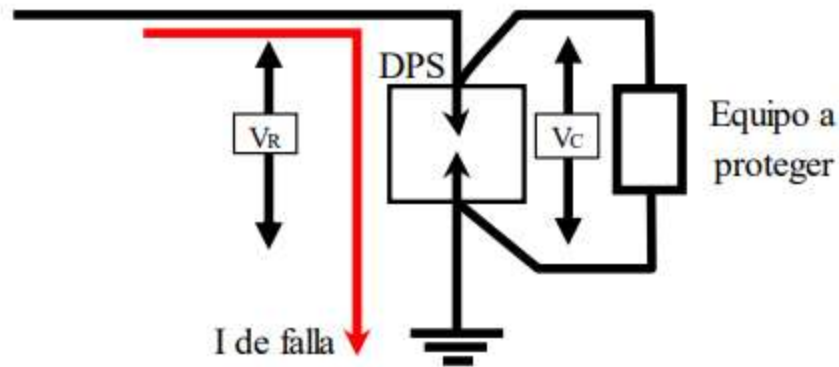


Figura 25. Montaje de los DPS según la normativa RETIE.

Fuente: Montaje de los DPS, RETIE

En este caso se toma el máximo número de paneles que se puedan colocar en serie según los cálculos anteriores, con el fin de darle mayor protección al sistema:

$$VOC = 49,90V$$

$$VOC_{total} = 49,90V \times 15 = 748,5V$$

$$VDPS = 1,1 \times 748,5V = 823,35V$$

Donde:

VOC: Voltaje de circuito abierto de los módulos

VDPS: Voltaje del DPS

Por tanto, la protección DC contra sobretensiones (DPS) a utilizar es:

- DPS 1KV, 3P con $I_{kk} > 40KA$

2.3.14 Cálculos para el cableado Ac:

Como se está realizando el diseño para un sistema trifásico, y el inversor también es trifásico, implica que se tengan y se dimensionen 3 cables de fase, como estamos en la red eléctrica colombiana es importante tener un cable de neutro y un cable de tierra para poder conectarnos a la red.

- **Cables de fase**

$$I_{inv} = \frac{S}{\sqrt{3} * VL}$$

Donde:

I_{inv} : es la corriente de salida del inversor

S : es la potencia aparente del inversor

VL : es el voltaje de línea

Sustituyendo en la fórmula anterior se obtiene los siguiente:

$$I_{inv} = \frac{50000 VA}{\sqrt{3} * 220V}$$

$$I_{inv} = 131,21A$$

Tabla 10. Capacidades de corriente (A) permisibles para conductores aislados para 0 a 2000v nominales.

Conductor		Temperatura nominal del conductor					
Sección transv. [mm ²]	Calibre AWG ó kcmil	60 °C TW		75 °C THW		90 °C XLP	
		Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
0,82	18	-	-	-	-	14	-
1,31	16	-	-	-	-	18	-
2,08	14	20*	-	20*	-	25	-
3,3	12	25*	20*	25*	20*	30*	25*
5,25	10	30	25	35*	30*	40*	35*
8,36	8	40	30	50	40	55	45
13,29	6	55	40	65	50	75	60
21,14	4	70	55	85	65	95	75
26,68	3	85	65	100	75	110	85
33,62	2	95	75	115	90	130	100
42,2	1	110	85	130	100	150	115
53,5	0	125	100	150	120	170	135
67,44	00	145	115	175	135	195	150
85,02	000	165	130	200	155	225	175
107,21	0000	195	150	230	180	260	205
126,67	250	215	170	255	205	290	230
152,01	300	240	190	285	230	320	255
177,34	350	260	210	310	250	350	280
202,68	400	280	225	335	270	380	305
253,35	500	320	260	380	310	430	350
304,02	600	355	285	420	340	475	385
354,69	700	385	310	460	375	520	420
380,02	750	400	320	475	385	535	435
405,36	800	410	330	490	395	555	450
456,03	900	435	355	520	425	585	480
506,7	1000	455	375	545	445	615	500
633,38	1250	495	405	590	485	685	545
760,05	1500	520	435	625	520	705	585
886,73	1750	545	455	650	545	735	615
1013,4	2000	560	470	665	560	750	630

Tabla 3.15 Capacidades de corriente (A) permisibles para conductores aislados para 0 a 2000 V nominales. Para no más de 3 conductores en canalización, cable o directamente enterrados. Temperatura ambiente 30 °C

Fuente: RETIE

De acuerdo con la tabla 3.15, TABLA 10, del respectivo documento de símbolos RETIE, llamada capacidades de corriente permitida para conductores aislados para 0 a 2000v el cable adecuado a utilizar es:

✓ Cable AWG #1 Cu XLP el cual soporta 150A

- **Cable de Neutro**

Según la normativa NTC 2050, en acometidas trifásicas tetra filares (4 hilos) y cuando se enfrentan cargas lineales, el conductor neutro debe calcularse como mínimo del 70% del amperaje de las fases.

$$IN = I_{inv} * 0.70$$

$$IN = 131,21A * 0.70$$

$$IN = 91,84A$$

por tal razón se debería elegir el cable AWG #4 de Cu XLP el cual soporta corrientes de 95A. Se observa que el neutro es de un calibre más delgado que los cables de fase.

Sin embargo, en la actualidad, hay una proliferación de equipos de carga no lineal. Por lo tanto, los fabricantes de acometidas han optado por ensamblarlas con los 4 conductores de igual calibre, por tal razón se eligió

✓ Cable AWG #1 de Cu XLP el cual soporta 150A.

- **Cable de Tierra**

Este cable se elige con base a la corriente de trabajo del inversor en AC, la cual se encuentra especificada en la hoja de datos del fabricante:

$$Máx I_{out AC} = 145,8A$$

Por tanto, el cableado requerido para la puesta a tierra del inversor Según la Tabla 250.122 contenida en la normativa NTC 2050 segunda actualización, es:

✓ 1 Cable AWG #6 Cu desnudo

2.3.15 Interruptores AC del inversor

El interruptor Ac del inversor se elige para salvaguardar toda la instalación Ac que se encuentra después del inversor, contra sobrecargas y cortocircuitos gracias a su protección térmica y magnética. Por esta razón teniendo en cuenta las características de la red eléctrica colombiana la cual opera en un rango de (110-120) VAC o (220-240) VAC en algunos casos, se procede a elegir el siguiente componente:

✓ Breaker AC de 3p 200A, 240VAC con $I_{kk} > 50kA$ marca ABB 15DAO66778R1.

2.3.16 Cálculo de cableado de tierra

El objeto de la instalación de puesta a tierra es limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, tanto fijas como móviles, posibilitar la detección de defectos a tierra y asegurar la actuación y coordinación de las protecciones eliminando o minimizando el riesgo que supone una avería en el material eléctrico utilizado.

Esta instalación dispondrá de una red de tierras, a la que se unirán las masas metálicas de la instalación no sometidas a tensión eléctrica. La puesta a tierra se realizará de forma que no altere la de la compañía eléctrica distribuidora, con el fin de no transmitir defectos a la misma. Asimismo, las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora [24].

La estructura soporte, así como los módulos fotovoltaicos se conectarán a tierra con motivo de reducir el riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas. Con esta medida se consigue limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar las masas metálicas, permitir a los vigilantes de aislamiento la detección de corrientes de fuga, así como propiciar el paso a tierra de las corrientes de falta o descarga de origen atmosférico. A esta misma tierra se conectarán también las masas metálicas de la parte de alterna (fundamentalmente el inversor).

La puesta a tierra de los módulos fotovoltaicos debe efectuarse mediante conductores unidos a sus marcos, no bastando con su unión física. Este conductor será aislado de 6 mm² de sección y se unirá al módulo aprovechando la unión atornillada de este con la estructura.

Por tanto, se realizará una toma de tierra a la que se conectarán directamente las estructuras soporte del generador fotovoltaico, los marcos de los módulos y la borna de puesta a tierra del inversor. La sección del conductor de protección será, como mínimo como la del conductor de fase correspondiente.

Según la Tabla 250.122 calibre mínimo de conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos de la normativa NTC 2050, que establece el calibre mínimo de conductores de puesta a tierra, en este caso, el cable de puesta a tierra debe ser de cobre **AWG #6 Cu desnudo**. Esto se basa en la corriente del Breaker, asegurando una adecuada capacidad de

conducción para la puesta a tierra y cumpliendo con los estándares de seguridad establecidos en la normativa.

Tabla 11. Tamaño mínimo de los conductores de puesta a Tierra para canalizaciones equipos.

Tabla 250-122.- Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos

Capacidad o ajuste del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, canalizaciones, etc., sin exceder de: (amperes)	Tamaño			
	Cobre		Cable de aluminio o aluminio con cobre	
	mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil
15	2.08	14	-	-
20	3.31	12	-	-
60	5.26	10	-	-
100	8.37	8	-	-
200	13.30	6	21.20	4
300	21.20	4	33.60	2
400	33.60	2	42.40	1
500	33.60	2	53.50	1/0
600	42.40	1	67.40	2/0
800	53.50	1/0	85.00	3/0
1000	67.40	2/0	107	4/0
1200	85.00	3/0	127	250
1600	107	4/0	177	350
2000	127	250	203	400
2500	177	350	304	600
3000	203	400	304	600
4000	253	500	380	750
5000	355	700	608	1200
6000	405	800	608	1200

Para cumplir con lo establecido en 250-4(a)(5) o (b)(4), el conductor de puesta a tierra de equipos podría ser de mayor tamaño que lo especificado en esta Tabla.
 *Véase 250-120 para restricciones de instalación.

Fuente: NTC2050

2.3.17 Disposición de módulos

En el presente diseño, la orientación será hacia el sur, ya que el edificio se encuentra en el hemisferio norte. Para obtener la mejor inclinación de los módulos, se aplica la siguiente ecuación:

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

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * 10,45 = 10,91 \cong 11^\circ$$

A pesar de que el ángulo de inclinación óptimo durante todo el año da como resultado aproximadamente 11°, lo ideal y recomendado es que este ángulo para fines prácticos sea igual a 14 o 15° debido al auto mantenimiento de los módulos.

2.3.18 Cálculo de sombras

La separación entre las filas de paneles ha de estar calculada según el criterio de sombras. Si la separación fuese inferior a la mínima, esto provocaría sombras en los paneles que resultarían en una pérdida de generación.

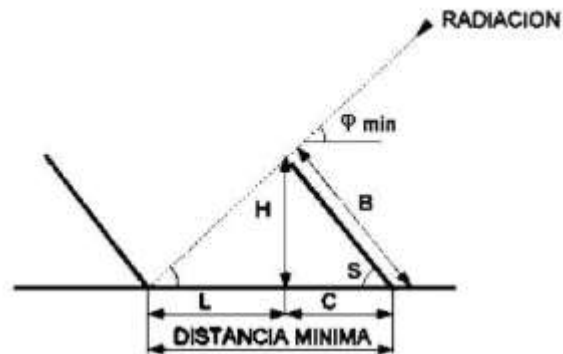


Figura 26. Distancia para considerar para el cálculo de la distancia mínima entre ramas.

Se puede establecer las siguientes relaciones geométricas apoyándonos en la Figura 26.

$$B = 2 * l = 2 * 2,278 = 4,556m$$

$$C = B * \cos (S) = 4,556m * \cos (14^\circ) = 4,42m$$

$$H = B * \sin (S) = 4,556m * \sin (14^\circ) = 1,078m$$

La distancia mínima entre líneas de captadores para que la fila anterior no proyecte sombras en la posterior se determina mediante trigonometría simple:

$$latitud: 10,45^\circ$$

$$\tan (\varphi_{min}) = \frac{H}{L} = \frac{B * \sin (S)}{Dist_{min} - B * \cos (S)}$$

$$\varphi_{min} = 90 - latitud - 23,45$$

$$\varphi_{min} = 90 - 10,45^\circ - 23,45 = 56.1$$

$$Dist_{min} = B * \left(\cos (S) + \frac{\sin (S)}{\tan (\varphi_{min})} \right)$$

$$Dist_{min} = 4,556m * \left(\cos (14^\circ) + \frac{\sin (14^\circ)}{\tan (56,1)} \right) = 5,16m$$

Donde:

S: Inclinación del panel.

B: Longitud del panel.

φ_{min} : Ángulo mínimo de la incidencia

Al resultado anterior, agregando un factor de seguridad de 125%

$$Dist_{min} = 5,16m * 1,25 = 6,45m$$

2.4 Aplicación de las herramientas de diseño y simulación como AutoCAD, SketchUp, PVSyst y PVSOL Premium para la optimización y análisis del dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos.

Para llevar a cabo la simulación del dimensionamiento fotovoltaico, se emplearon los softwares PVSYST y PVSOL Premium, reconocidos en el mercado fotovoltaico. Estas herramientas posibilitan la validación y predicción mediante simulación de factores críticos para evaluar el comportamiento y la viabilidad del sistema en estudio. Además, son idóneas para la generación de documentos técnicos y de cálculo, como expedientes y memorias técnicas, y para el diseño descriptivo. Entre los factores analizados se incluyen el rendimiento, efecto de sombra, producción fotovoltaica, selección de tecnologías y componentes óptimos para mejorar la eficiencia y el ahorro energético, pérdidas y análisis económico.

2.4.1 Introducción al software utilizado

Para la simulación del diseño del dimensionamiento fotovoltaico, el dibujo de los planos arquitectónicos, el levantamiento de los edificios en 3D y la simulación del rendimiento con el uso de los softwares PV*SOL premium y PVsyst se realizó un estudio previo sobre los softwares mencionados con anterioridad.

Sketchup es un software de diseño 3D que permite a usuarios de diversas industrias crear modelos tridimensionales de edificios, interiores, paisajes, productos y más. Su interfaz intuitiva y facilidad de uso lo hacen popular entre arquitectos, diseñadores de interiores, ingenieros y entusiastas del diseño. Permite experimentar con diferentes diseños, distribuciones y conceptos antes de llevarlos a la realidad. SketchUp se utiliza para visualizar proyectos arquitectónicos, diseñar interiores, crear paisajes exteriores, modelar productos y generar presentaciones visuales impactantes. Es una herramienta versátil que facilita la comunicación de ideas y la toma de decisiones en el proceso de diseño y planificación.

PVsyst es un software especializado en el análisis, diseño y simulación de sistemas de energía solar fotovoltaica. Es utilizado por profesionales del sector para evaluar el rendimiento y la viabilidad de instalaciones solares, teniendo en cuenta factores como la ubicación geográfica, la radiación solar, la inclinación y orientación de los paneles, sombreado, y otros parámetros climáticos y técnicos. Además, permite realizar análisis económicos detallados, incluyendo estimaciones de producción de energía, costos y retorno de la inversión, lo que facilita la toma de decisiones informadas en proyectos fotovoltaicos. PVsyst es una herramienta esencial para el diseño y evaluación de sistemas de energía solar fotovoltaica, proporcionando análisis precisos y completos para proyectos de energía renovable.

*PV*SOL Premium* es un software de simulación especializado en el diseño y análisis de sistemas de energía solar fotovoltaica. Es utilizado por profesionales y diseñadores del sector para realizar estudios detallados sobre la viabilidad y el rendimiento de instalaciones solares, considerando aspectos como la ubicación geográfica, la inclinación y orientación de los paneles solares, sombreado, características técnicas de los componentes y condiciones climáticas específicas. Además, PV*SOL Premium permite realizar análisis económicos exhaustivos, incluyendo el cálculo

de la producción de energía, los costos asociados y el retorno de la inversión, lo que facilita la toma de decisiones informadas en proyectos fotovoltaicos. En resumen, PV*SOL Premium es una herramienta esencial para el diseño preciso y la evaluación integral de sistemas de energía solar fotovoltaica, proporcionando información valiosa para el desarrollo exitoso de proyectos de energía renovable.

2.4.2 Metodología propuesta

En base a la metodología propuesta se establecieron fases secuenciales basados en criterios técnicos con el fin de alcanzar los objetivos propuestos y que los resultados sean lo más aproximado posible a lo real. Es por ello que se establecen las siguientes actividades:

- **Creación de la geometría de la UPC con SketchUp**

La construcción geométrica del edificio se realiza dentro de la herramienta *SketchUp*, donde inicialmente se configura el sistema de unidades para trabajar en metros. Después, mediante utilizando la opción de importar se escoge el archivo .dwg perteneciente al plano previamente acondicionado en *AutoCAD*. Con las herramientas que proporciona el plug-in *OpenStudio* se crean los diferentes espacios con los que cuenta el edificio y se bosquejan las divisiones sobre el plano previamente importado para después realizar las paredes, puertas, ventanas y techos con las medidas obtenidas en el trabajo de campo.

- **Simulación del dimensionamiento fotovoltaico empleando el software PVsyst.**

En esta etapa se llevó una serie de pasos como los siguientes: primero, crear un proyecto e ingresar los detalles del sitio y del sistema fotovoltaico; luego, configurar los datos meteorológicos y modelar posibles sombreados; a continuación, ejecutar las simulaciones y analizar los resultados obtenidos, ajustando parámetros si es necesario; finalmente, generar informes detallados que resuman los hallazgos y conclusiones del análisis realizado. Estos pasos permiten evaluar el rendimiento y la viabilidad de un sistema fotovoltaico de manera efectiva.

- **Simulación del dimensionamiento fotovoltaico empleando el software PV*SOL Premium.**

En esta etapa se llevó una serie de pasos como los siguientes: primero, se crea un nuevo proyecto y se introduce los parámetros del sitio y del sistema fotovoltaico; luego, se configura los datos meteorológicos y se modela posibles sombreados; después, se ejecuta las simulaciones y se analiza los resultados obtenidos, ajustando parámetros según sea necesario; por último, se genera informes detallados que resuman los resultados y conclusiones del análisis realizado. Estos pasos permiten evaluar el rendimiento y la viabilidad de un sistema fotovoltaico utilizando PVSOL Premium de manera eficiente y precisa.

- **Cálculo de la evaluación económica y el retorno de inversión.**

Para finalizar, ambos programas realizan análisis detallados teniendo en cuenta diversos factores como la ubicación geográfica del proyecto, la radiación solar, la inclinación y orientación de los paneles solares, los costos de los componentes, la financiación, los incentivos fiscales y las tarifas eléctricas.

En PVsyst, el cálculo de la evaluación económica y el retorno de inversión se basa en la producción de energía esperada del sistema fotovoltaico, que se estima mediante simulaciones detalladas de la radiación solar y otros parámetros climáticos. Con esta información, el programa calcula los ingresos esperados por la venta de energía generada, así como los costos asociados a la instalación, mantenimiento y financiamiento del proyecto. PVsyst permite realizar análisis económicos detallados, incluyendo el cálculo de indicadores financieros como el período de retorno de la inversión (ROI), la tasa interna de retorno (TIR), el valor actual neto (VAN) y otros.

Por otro lado, PVSOL *Premium* también realiza un cálculo económico detallado teniendo en cuenta aspectos similares a PVsyst. El programa evalúa los ingresos generados por la energía solar producida, así como los costos asociados a la instalación, mantenimiento y financiamiento del sistema. PVSOL *Premium* permitió simular diferentes escenarios financieros y calcular indicadores como el ROI, la TIR, el VAN y otros parámetros económicos relevantes que son necesarios para la toma de decisiones financieras.

2.4.3 Diseño de plantillas a emplear para la construcción de la geometría sede Sabanas Bloque Administrativo.

Para realizar el dimensionamiento en PVSYST, se sigue un protocolo meticuloso que optimiza el diseño del sistema. Inicialmente, se llevó a cabo la simulación de los planos arquitectónicos de la infraestructura mediante el software AUTOCAD. Para garantizar la precisión, se realizó un estudio de sitio en las tres sedes de la Universidad Popular del Cesar Valledupar, incluyendo mediciones de longitud, anchura y altura. Asimismo, se obtuvieron los planos de arquitectura de la institución para una representación fiel. En cuanto a la instrumentación, se empleó un distanciómetro digital para obtener medidas exactas de cada bloque. Las simulaciones en AutoCAD para el bloque administrativo de la sede de Sabanas se llevaron a cabo con rigurosidad y precisión, de la siguiente manera, Figura 27 y Figura 28:



Figura 27. Planos de arquitectura del primer piso del bloque administrativo y Biblioteca de la Universidad Popular del Cesar sede Sabanas.

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Sabanas.



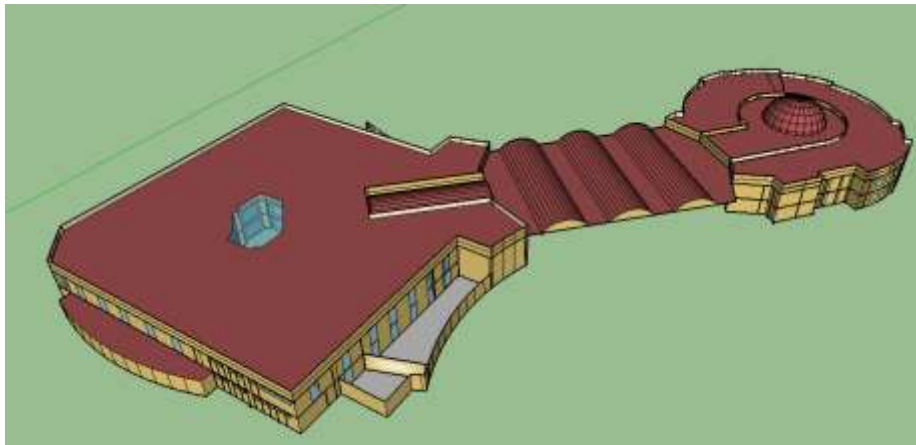
Figura 28. Planos de arquitectura del segundo piso del bloque administrativo y biblioteca de la Universidad Popular del Cesar sede Sabanas.

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Sabanas.

En el siguiente paso, se llevó a cabo una simulación detallada en el programa SketchUp para evaluar los bloques seleccionados en función de su consumo energético, tamaño, uso, horario de operación y potencial solar, identificando así los edificios más adecuados en cada sede. SketchUp, una herramienta de diseño que permite la representación precisa en 3D de estructuras y objetos, desplegó una animación de sombreado a lo largo de todo el año para anticipar el impacto en la eficiencia del sistema fotovoltaico. La integración de SketchUp con PVSYST resulta esencial, ya que este último carece de capacidad avanzada en simulaciones 3D. Al exportar los diseños de SketchUp en formatos .3DS o DAE, se logra una transición fluida hacia PVSYST, mejorando así la precisión y el análisis de sombreado de manera profesional y visualmente atractiva, compensando de esta manera la limitación de esta herramienta de simulación fotovoltaica. Los diseños realizados en SketchUp para cada sede se presentan a continuación:

El primer paso implica importar los planos arquitectónicos en formato digital al software SketchUp. Estos planos suelen incluir plantas, alzados y secciones del edificio.

Utilizando las herramientas de dibujo disponibles, se procede a la extrusión de las formas bidimensionales presentes en los planos para representar la volumetría tridimensional del edificio. Esto implica crear paredes, techos y pisos de acuerdo con las especificaciones del diseño como se evidencia en la Figura 29.



(a)

Figura 29. Bloque Administrativo y biblioteca modelado en 3D

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Sabanas.

Se presta especial atención a la precisión de las dimensiones y proporciones durante todo el proceso. Es importante garantizar que el modelo en 3D refleje fielmente las especificaciones del diseño original.

Se lleva a cabo una revisión exhaustiva del modelo para identificar y corregir posibles errores o inconsistencias. Esto incluye verificar la alineación de los elementos, la uniformidad de las texturas y la coherencia del diseño en su conjunto reflejado en la Figura 30.



(b)

Figura 30. (a)(b) Simulación con Sketchup 2017 del Bloque Administrativo Y Biblioteca de la UPC Sede Sabanas

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Sabanas.

2.4.4 Introducción al software PVSYST.

- **Bloque administrativo sede Sabanas**

Definición de parámetros iniciales: Antes de iniciar el proyecto en PVSYST, es crucial definir los parámetros iniciales del sistema fotovoltaico, como la ubicación geográfica del sitio, la inclinación y orientación de los paneles solares, la capacidad de los inversores, y otros detalles técnicos relevantes reflejado en la Figura 31.

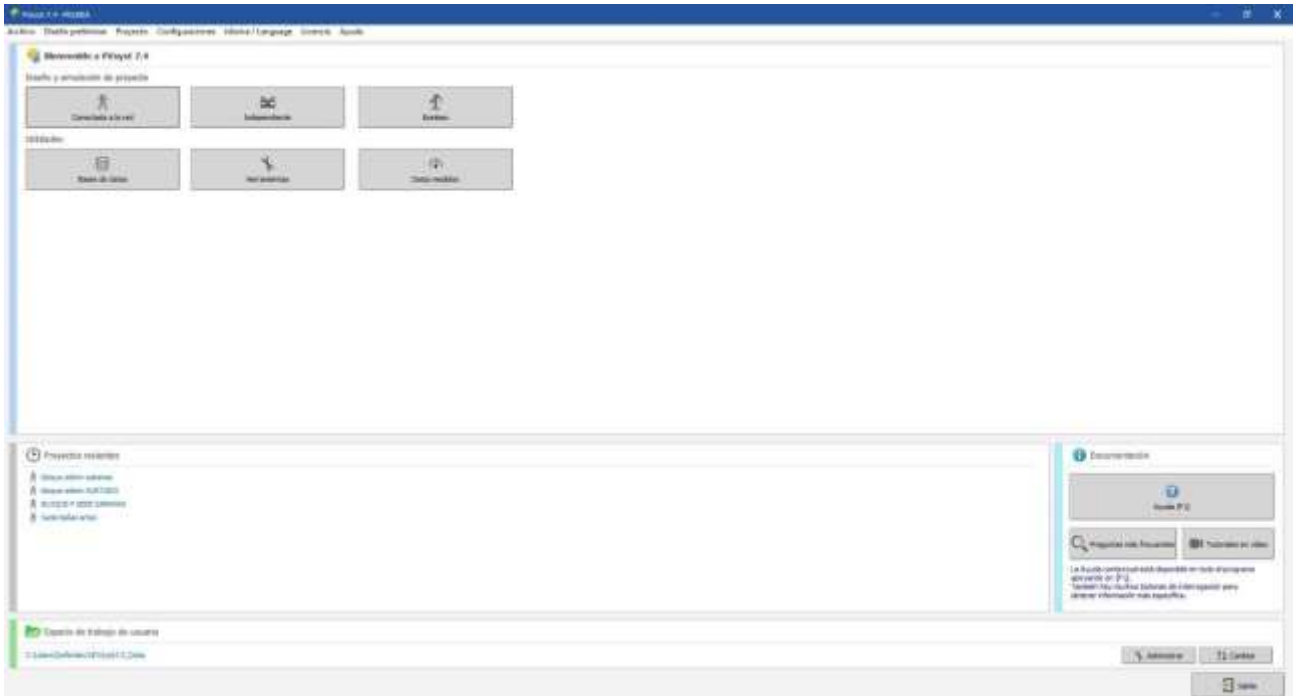
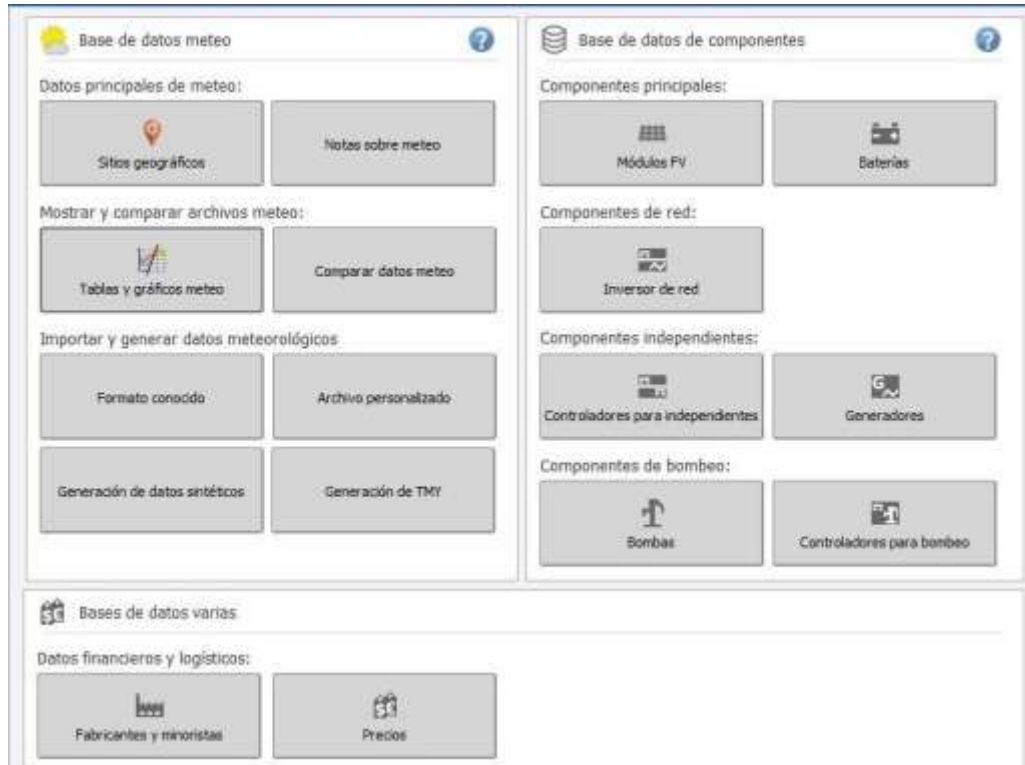


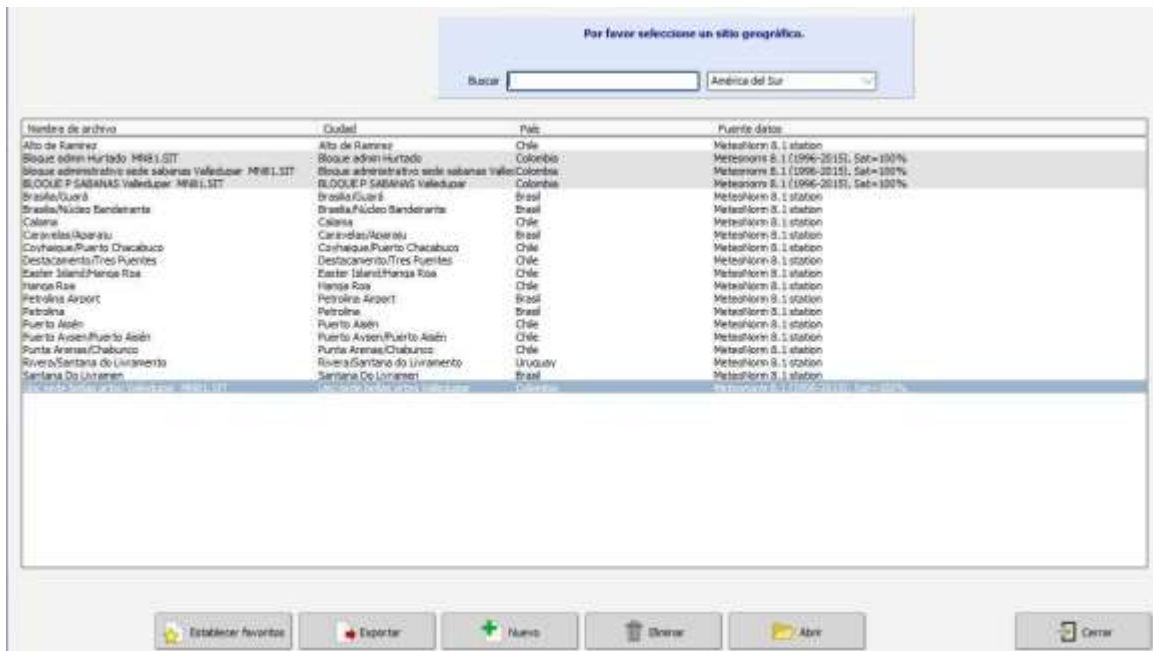
Figura 31. Pantalla de inicio y bienvenida del software PVsyst.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

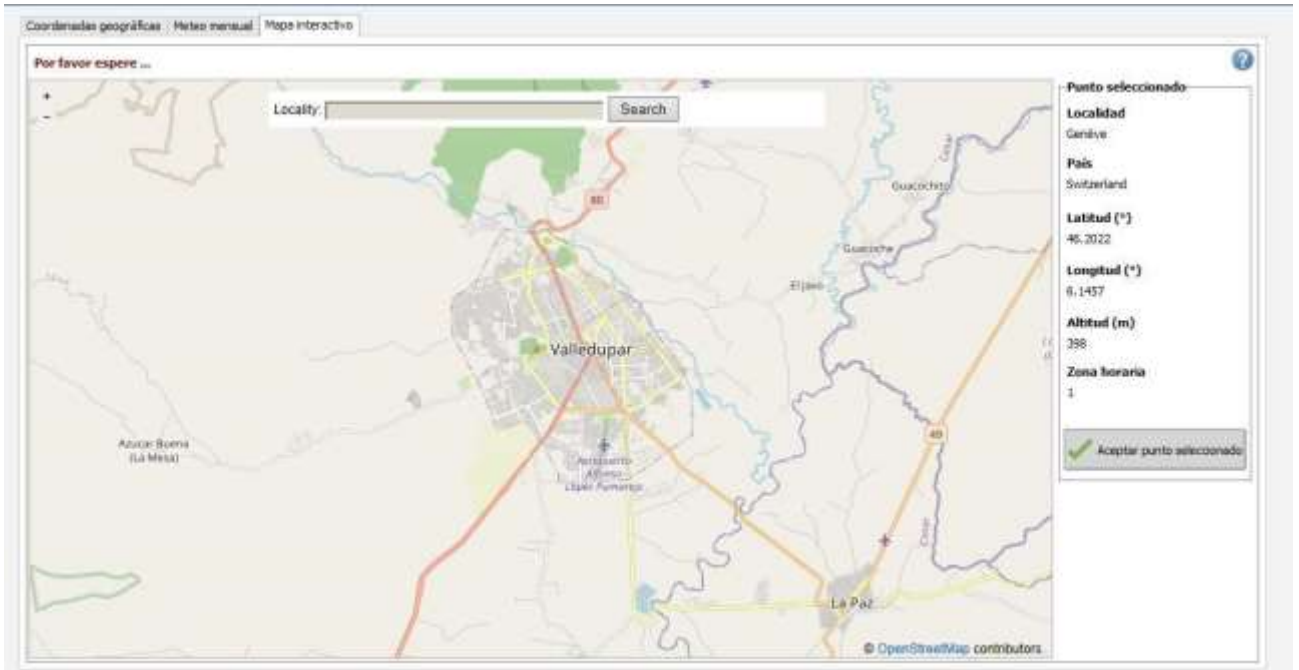
Importación de datos meteorológicos: El siguiente paso implica la importación de datos meteorológicos específicos del sitio, tales como la radiación solar, la temperatura, la velocidad del viento y otros parámetros climáticos. Estos datos son fundamentales para realizar simulaciones precisas y realistas en PVSYST, se reflejan en la Figura 31, Figura 32; Figura 33.



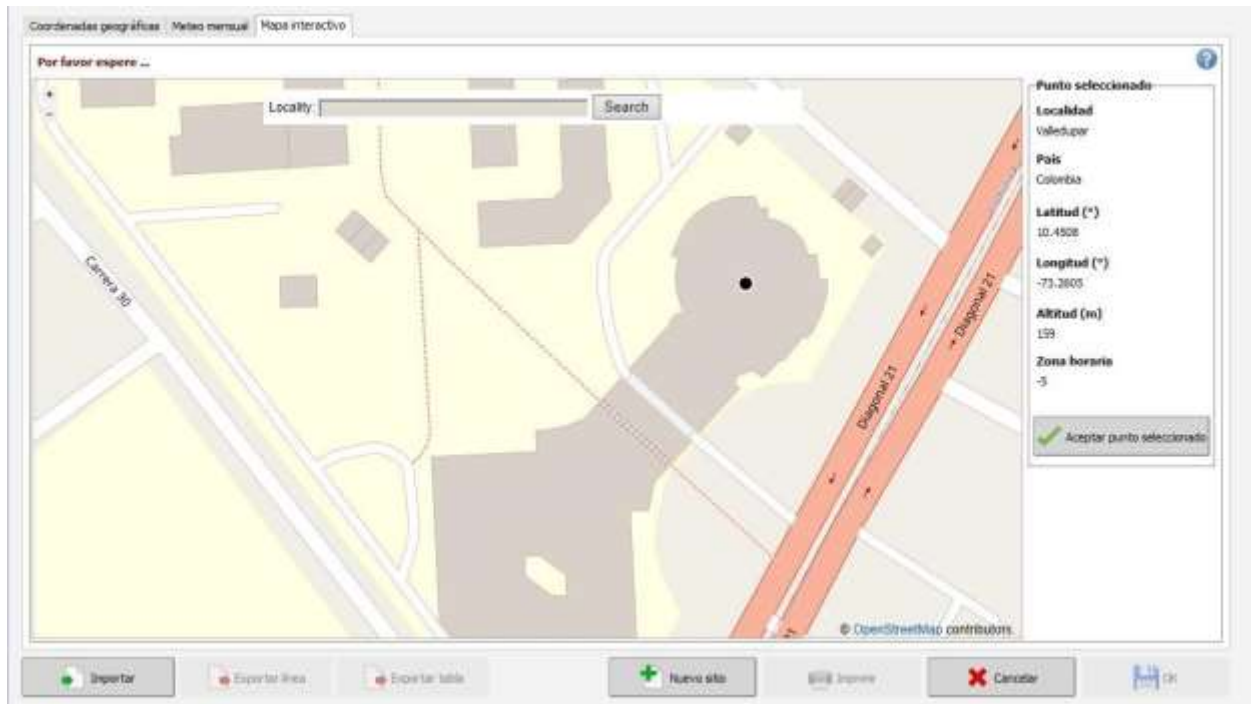
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 32. (a)(b)(c)(d) Uso de la base de datos de Meteonorm para la importación de datos meteorológicos y selección e importación de sitio geográfico en el mapa interactivo, con sus respectivas coordenadas geográficas.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

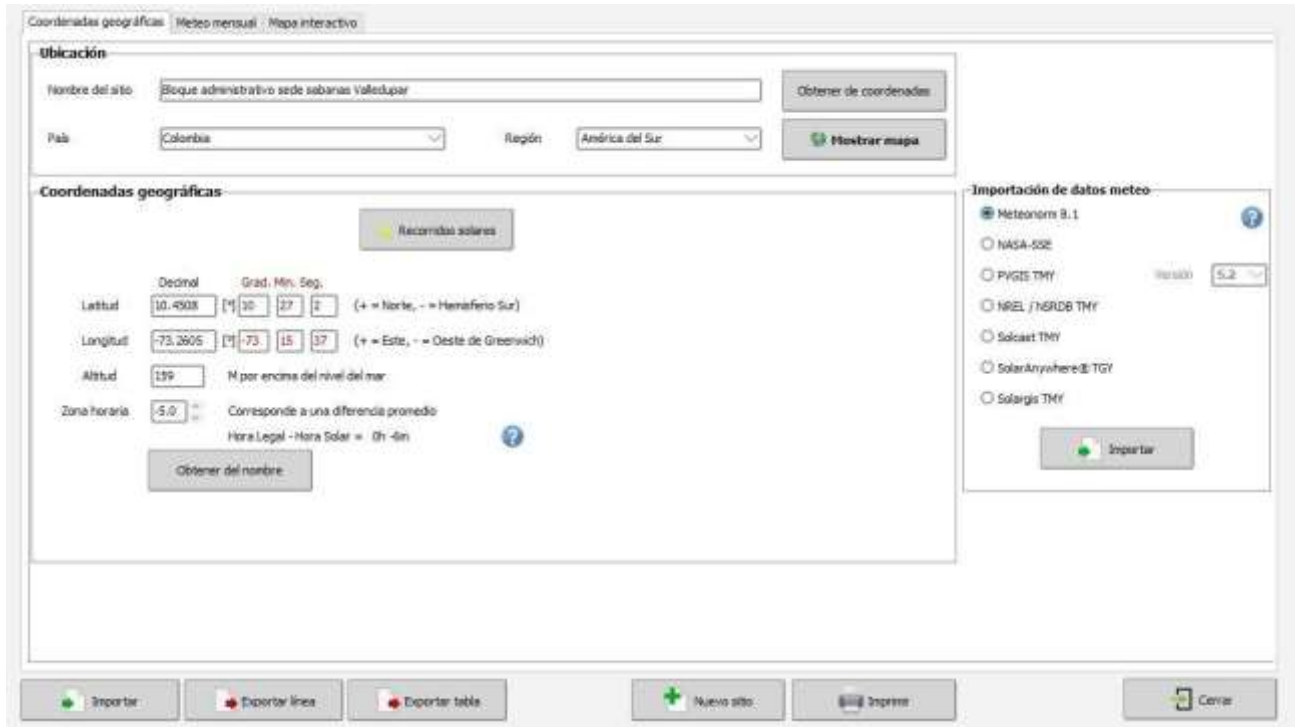


Figura 33. Configuración del nombre del sitio, país y región, junto con la muestra de las coordenadas geográficas del punto seleccionado previamente.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

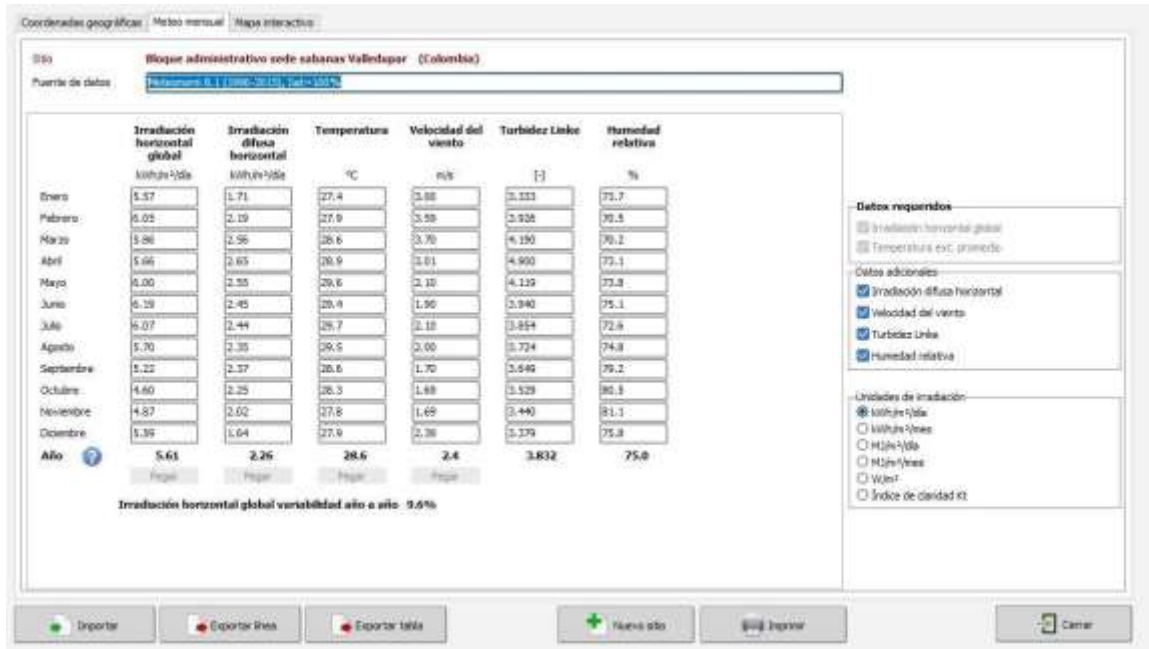


Figura 34. Importación de datos adicionales, como la irradiación difusa horizontal, irradiación horizontal global, temperatura, velocidad del viento, turbidez y humedad relativa, desde la fuente de datos de Meteorología.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYS Versión 7.14

Nota: Los datos de la irradiación fueron confirmados en la base de datos del IDEAM.

Configuración del sistema fotovoltaico: Una vez que se han establecido los parámetros iniciales y se han importado los datos meteorológicos, se procede a configurar el sistema fotovoltaico en PVSYS. Esto incluye la definición de la disposición de los paneles solares, la selección de los inversores, la conexión a la red eléctrica, y otros aspectos técnicos del diseño del sistema reflejado en la Figura 34, Figura 35, Figura 36, Figura 37 y Figura 38.

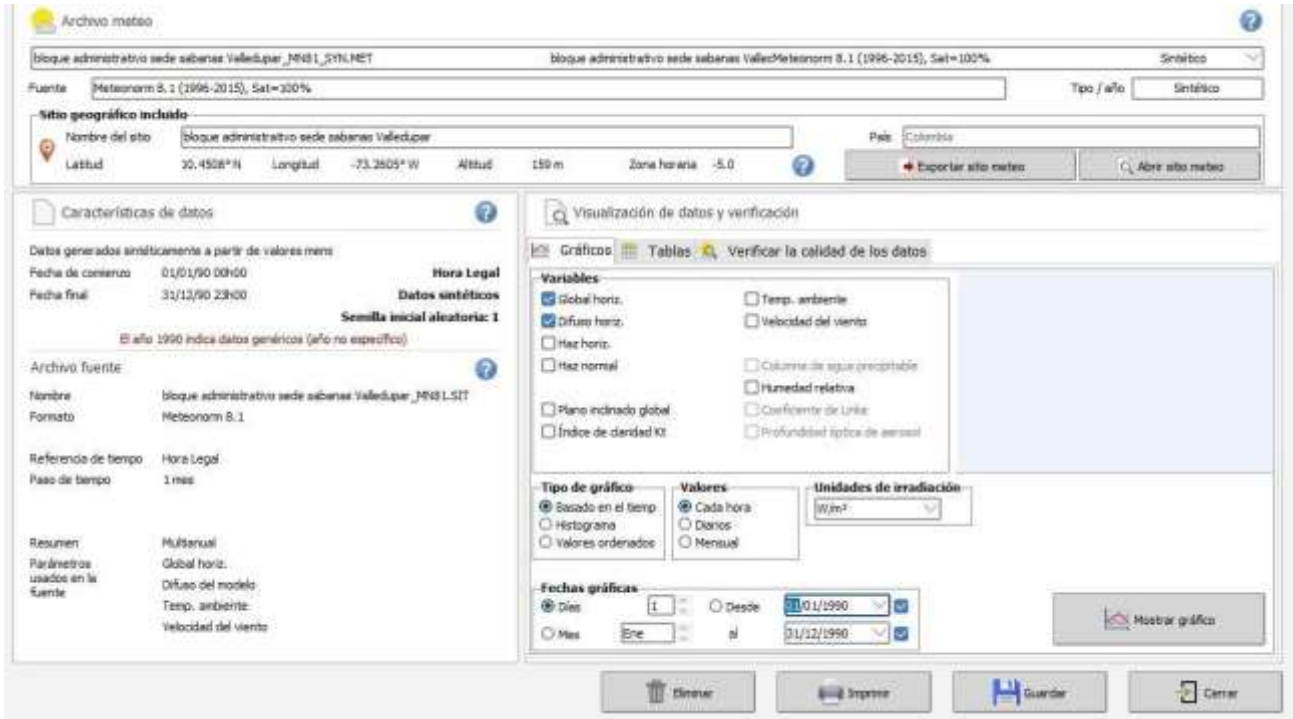


Figura 35. Pantalla de inicio con las características del sitio geográfico incluido, visualización de datos y verificación.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

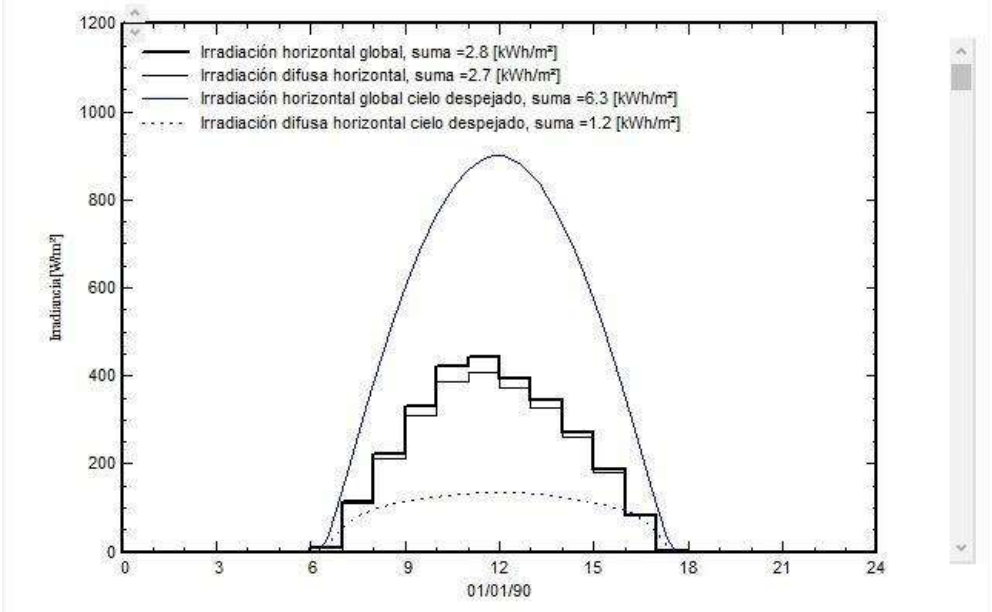


Figura 36. Gráfica de datos generados sintéticamente a partir de valores de irradiación vs tiempo

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

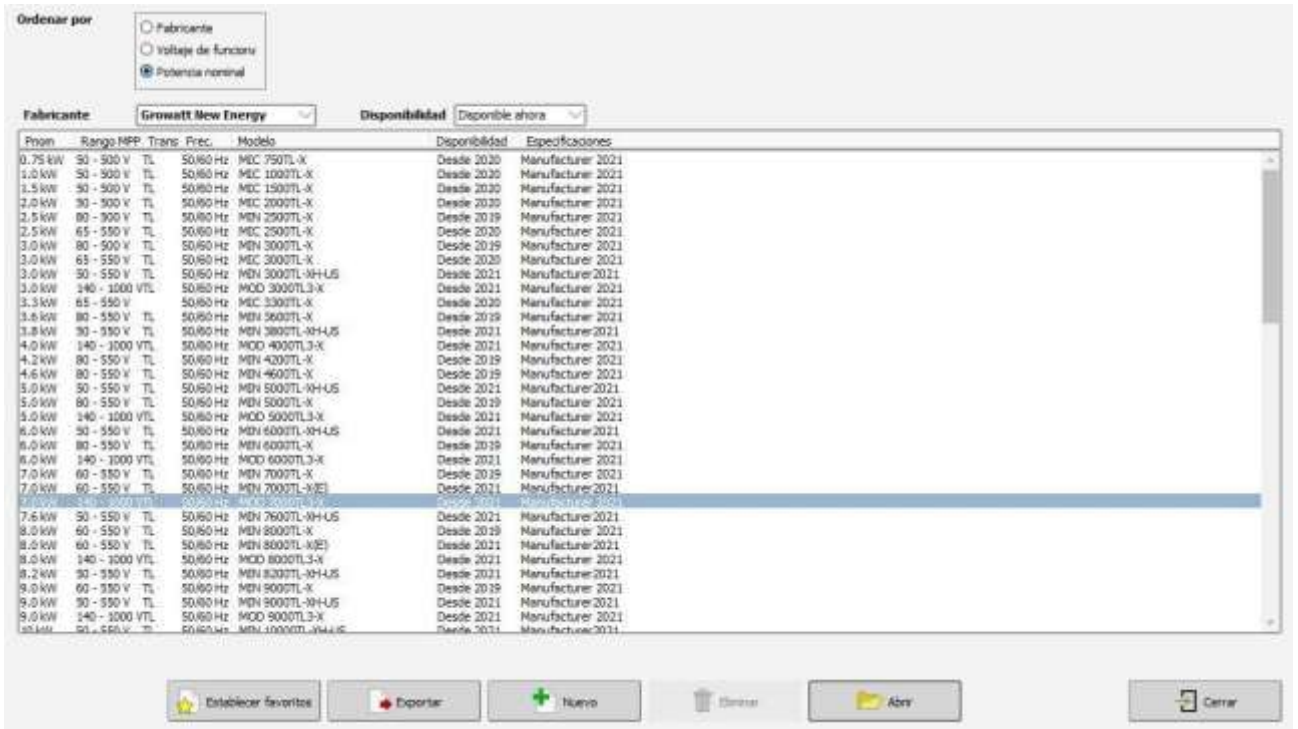
Ordenar por: Fabricante Tecnología Potencia nominal

Fabricante: JA Solar Disponibilidad: Disponible ahora

Proton	Tecnol.	Modelo	Disponibilidad	Especificaciones
395 Wp 34V	Si-mono	JAM72-509-395-PR	Desde 2020	Datasheets 2020
400 Wp 34V	Si-mono	JAM72-503-400-PR	Desde 2021	Datasheets 2021
400 Wp 35V	Si-mono	JAM72-510-400-PR	Desde 2020	Datasheets 2020
405 Wp 35V	Si-mono	JAM72-510-405-PR	Desde 2020	Datasheets 2020
410 Wp 35V	Si-mono	JAM72-510-410-PR	Desde 2020	Datasheets 2020
435 Wp 34V	Si-mono	JAM72-020-435-MB	Desde 2020	Manufacturer-RETIC 2020
435 Wp 37V	Si-mono	JAM78-510-435-MR	Desde 2020	Datasheets 2020
440 Wp 34V	Si-mono	JAM72-020-440-MB	Desde 2020	Manufacturer-RETIC 2020
440 Wp 34V	Si-mono	JAM72-520-440-MR	Desde 2020	Manufacturer-RETIC 2020
440 Wp 38V	Si-mono	JAM78-510-440-MR	Desde 2020	Datasheets 2020
445 Wp 34V	Si-mono	JAM72-020-445-MB	Desde 2020	Manufacturer-RETIC 2020
445 Wp 35V	Si-mono	JAM72-520-445-MR	Desde 2020	Manufacturer-RETIC 2020
445 Wp 38V	Si-mono	JAM78-510-445-MR	Desde 2020	Datasheets 2020
450 Wp 35V	Si-mono	JAM72-020-450-MB	Desde 2020	Manufacturer-RETIC 2020
450 Wp 35V	Si-mono	JAM72-520-450-MR	Desde 2020	Manufacturer-RETIC 2020
450 Wp 38V	Si-mono	JAM78-510-450-MR	Desde 2020	Datasheets 2020
455 Wp 35V	Si-mono	JAM72-020-455-MB	Desde 2020	Manufacturer-RETIC 2020
455 Wp 35V	Si-mono	JAM72-520-455-MR	Desde 2020	Manufacturer-RETIC 2020
455 Wp 39V	Si-mono	JAM78-510-455-MR	Desde 2020	Datasheets 2020
460 Wp 35V	Si-mono	JAM72-020-460-MB	Desde 2020	Manufacturer-RETIC 2020
460 Wp 35V	Si-mono	JAM72-520-460-MR	Desde 2020	Manufacturer-RETIC 2020
525 Wp 35V	Si-mono	JAM72-030-525-MB	Desde 2021	Manufacturer-RETIC 2021
525 Wp 35V	Si-mono	JAM72-530-525-MR	Desde 2021	Manufacturer-RETIC 2021
530 Wp 35V	Si-mono	JAM72-030-530-MB	Desde 2021	Manufacturer-RETIC 2021
530 Wp 35V	Si-mono	JAM72-530-530-MR	Desde 2021	Manufacturer-RETIC 2021
535 Wp 35V	Si-mono	JAM72-030-535-MB	Desde 2021	Manufacturer-RETIC 2021
535 Wp 35V	Si-mono	JAM72-530-535-MR	Desde 2021	Manufacturer-RETIC 2021
540 Wp 35V	Si-mono	JAM72-030-540-MB	Desde 2021	Manufacturer-RETIC 2021
540 Wp 35V	Si-mono	JAM72-530-540-MR	Desde 2021	Manufacturer-RETIC 2021
545 Wp 35V	Si-mono	JAM72-030-545-MB	Desde 2021	Manufacturer-RETIC 2021
545 Wp 35V	Si-mono	JAM72-530-545-MR	Desde 2021	Manufacturer-RETIC 2021
550 Wp 35V	Si-mono	JAM72-030-550-MB	Desde 2021	Manufacturer-RETIC 2021
550 Wp 35V	Si-mono	JAM72-530-550-MR	Desde 2021	Manufacturer-RETIC 2021

Establecer favorita Exportar Nuevo Eliminar Abrir Cerrar

(a)



(b)

Figura 37. (a)(b) Selección de inversor a partir de la base de datos del software

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYS Versión 7.14



Figura 38. Ventana del nombre del proyecto, archivo del sitio y archivo Meteornorm

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYS Versión 7.14

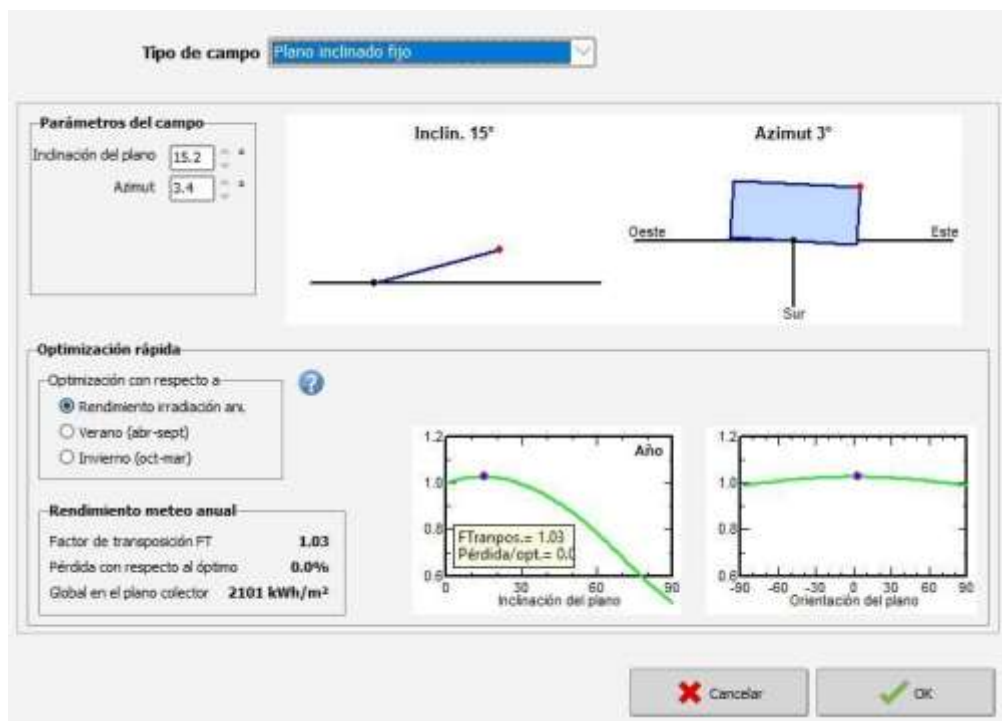


Figura 39. Configuración de inclinación y azimut, junto con la visualización de la gráfica de pérdidas.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

En la Figura 40, además de la selección de los módulos y el inversor pertinentes para el sistema, se presenta un resumen del sistema global. Este resumen indica que se necesitan 96 módulos fotovoltaicos para satisfacer la demanda energética del sistema, los cuales ocuparán un área de 248m². Asimismo, se requiere un inversor de 50 kW. La potencia nominal instalada de los paneles fotovoltaicos es de 51,7 kWp.

Subconjunto

Nombre y orientación del subconjunto
 Nombre:
 Oriente: **Plano inclinado fijo** Inclinación: **15°** Azimut: **0°**

Ayuda de pre-dimensionamiento
 Sin dimensionamiento Ingrese potencia planeada: kWp
 ... o área disponible (módulos): m²
 Redimens.

Selección del módulo FV
 Disponible ahora: Filtro: Módulos necesarios aprox.: **94**
 550 Wp 35V Si-mono JAM72-S30-550-MR Desde 2021 Manufacturer-RETC
 Usar optimizador
 Dimensiona. voltaje: Vmpp (60°C) **36.6 V**
 Voc (-10°C) **54.6 V**

Selección del inversor
 Disponible ahora: Voltaje de salida: 400 V Tri 50Hz 50 Hz 60 Hz
 50 kW 200 - 1000 V TL 50/60 Hz MAX 50KTL3 LV Desde 2019
 Núm. de entradas MPPT: Voltaje de funcionamiento: **200-1000 V** Potencia del inversor utilizada: **50.0 kWca**
 Utilizar multi-MPPT Voltaje máximo de entrada: **1100 V** **inversor con 6 MPPT**
No hay reparto de potencia entre MPPTs

Diseño del conjunto
Núm. de módulos y cadenas
 Mód. en serie: entre 6 y 20
 Núm. cadenas: entre 6 y 7
 Pérdida sobrecarga: **0.0 %**
 Proporción Phom: **1.06**

Condiciones de operación
 Vmpp (60°C) **586 V**
 Vmpp (20°C) **677 V**
 Voc (-10°C) **873 V**

Irradia. plena **1000 W/m²**
 Impp (STC) **78.7 A** Potencia de funcionamiento máx. **52.5 kW**
 Isc (STC) **84.0 A** (en 1004 W/m² y 50°C)
 Isc (en STC) **84.0 A** **Potencia nom. conjunto (STC) 52.8 kWp**

Lista de subconjuntos

Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT
Generador FV		
JA Solar - JAM72-S30-550-MR	16	6
Growatt New Energy - MAX 50K...	1	6

Resumen sistema global

Núm. de módulos	96
Área del módulo	248 m²
Núm. de inversores	1
Potencia FV nominal	52.8 kWp
Potencia de CA nominal	50.0 kWCA
Proporción Phom	1.056

Figura 40. Ventana de visualización de la selección del módulo, selección del inversor y la configuración del conjunto de número de módulos y cadenas.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

Simulación y análisis: Con el sistema configurado, se lleva a cabo la simulación en PVSYST para evaluar el rendimiento y la viabilidad del proyecto. Durante esta etapa, el software realiza cálculos detallados sobre la producción de energía esperada, las pérdidas por sombreado, la eficiencia del sistema, y otros parámetros relevantes donde se ve reflejado en la Figura 41.

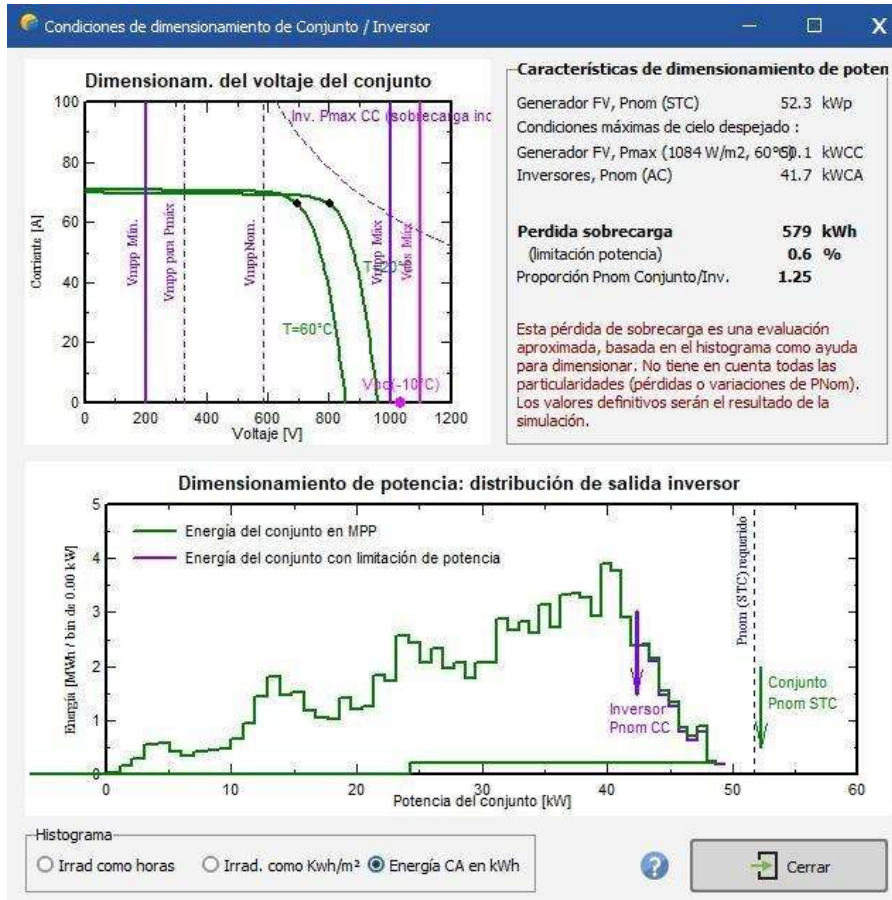


Figura 41. Diagrama de la relación entre el voltaje y la corriente del conjunto, junto con la distribución de potencia de salida dimensionada del inversor.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYS Versión 7.14.

A continuación, en la Figura 42, se presenta la ventana de visualización correspondiente al gráfico y los parámetros de envejecimiento de los módulos fotovoltaicos (FV) durante su vida útil de 25 años. En esta figura, se observa que, al estimar un desajuste anual creciente, se generan pérdidas del 17,3%.

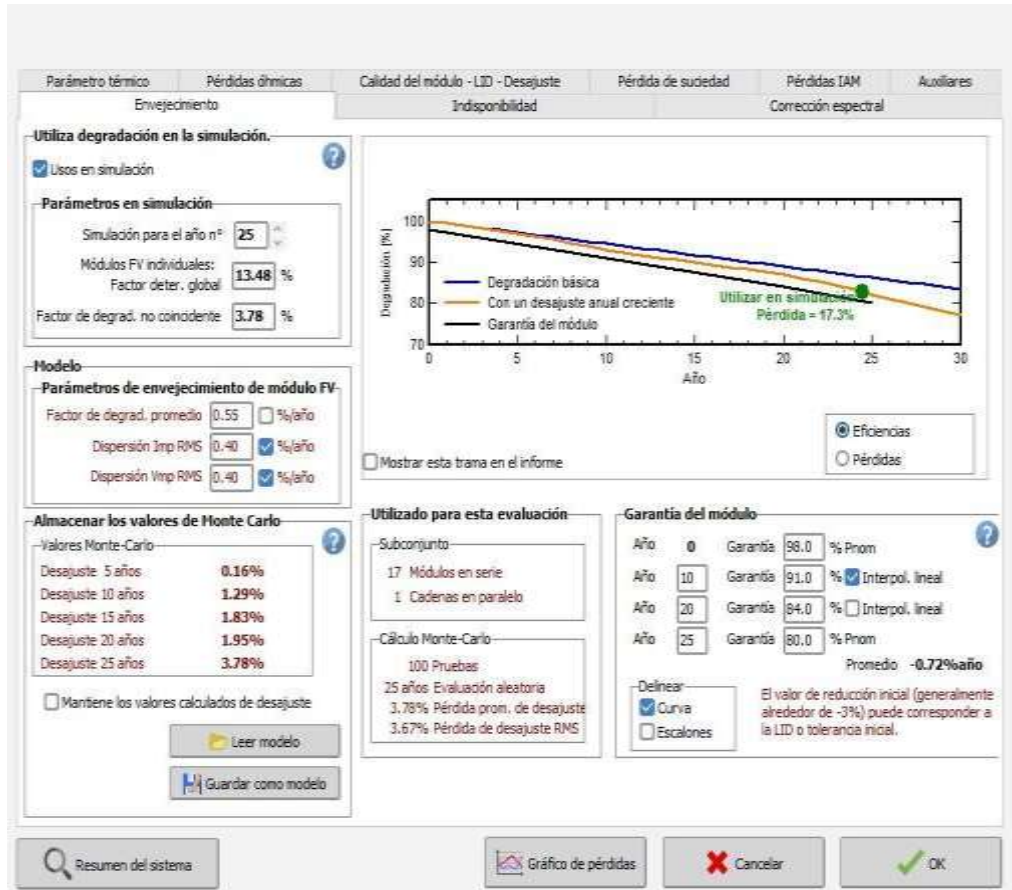


Figura 42. Ventana de visualización de la opción de parámetro de envejecimiento de módulo FV y gráfica correspondiente con demás características

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYS Versión 7.14

La Figura 43 hace referencia a las pérdidas por indisponibilidad del sistema, las cuales normalmente se estiman en un 2% de tiempo de indisponibilidad anual.

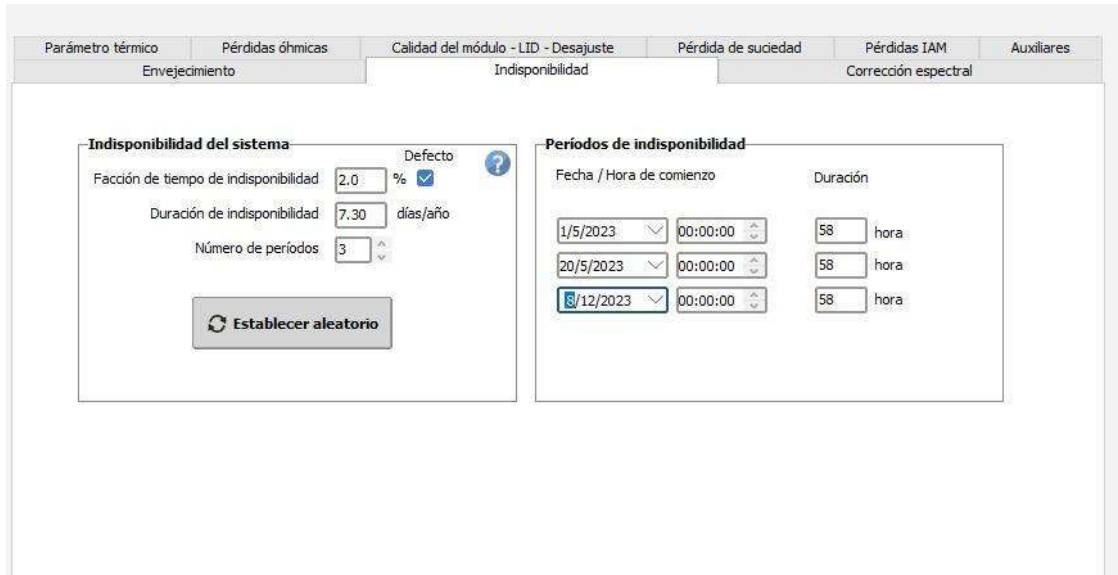


Figura 43. Ventana de visualización de indisponibilidad del sistema y períodos de indisponibilidad.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYS Versión 7.14

A continuación, en la figura 44, se ilustra el factor de pérdidas térmicas del campo.

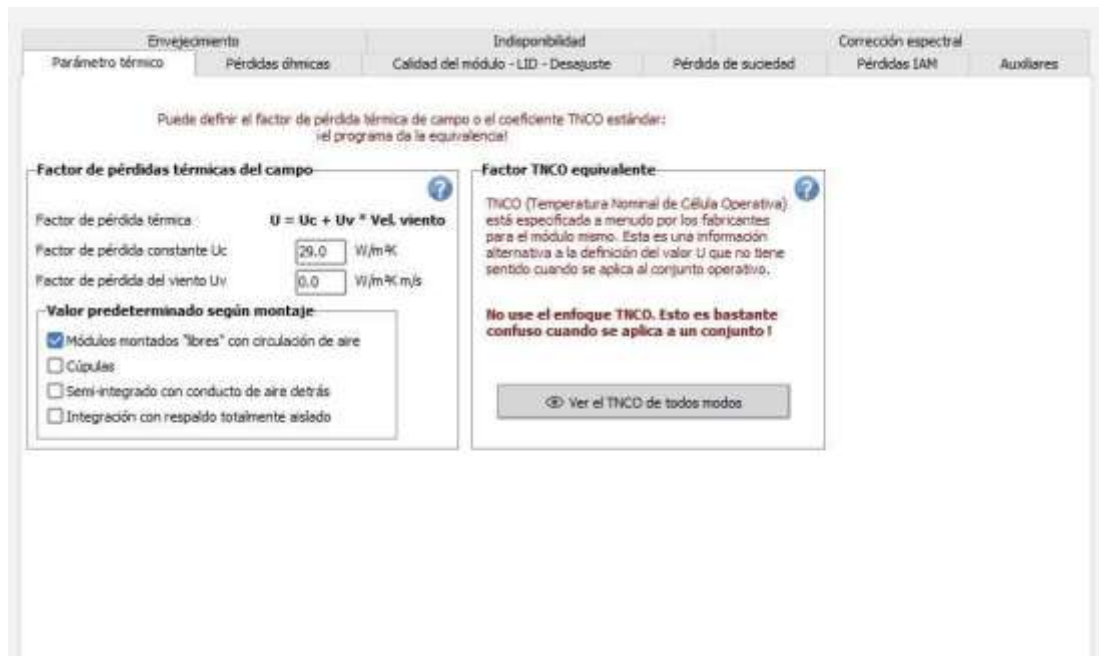


Figura 44. Ventana de visualización de parámetro térmico con factor de pérdidas térmicas del campo.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYS Versión 7.14

En la figura 45 se ilustran las pérdidas óhmicas en el conjunto, tomando en cuenta la caída de tensión, la longitud del cable en CA que va desde el inversor hasta el tablero y la fracción de pérdida en STC para la sede Sabanas.

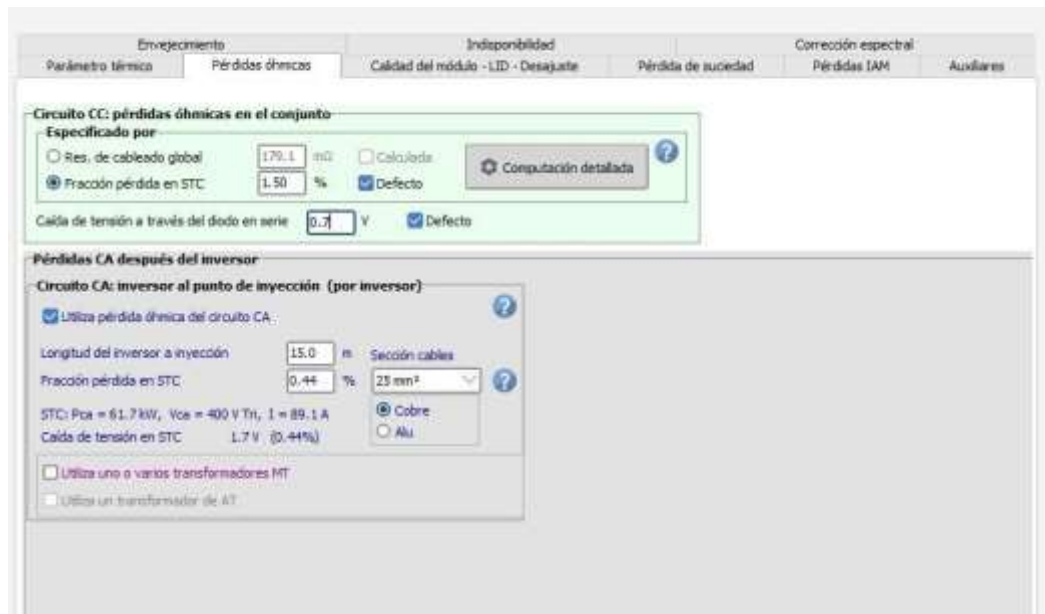


Figura 45. Pérdidas óhmicas en el conjunto en circuito CC y pérdidas CA después del inversor.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYS Versión 7.14

En las figuras 46, 47, 48 se ilustran las pérdidas por eficiencia del módulo, las pérdidas de potencia por MPP, las pérdidas de degradación inducida por luz, las pérdidas por suciedad anual y las pérdidas por el modificador del ángulo de incidencia.

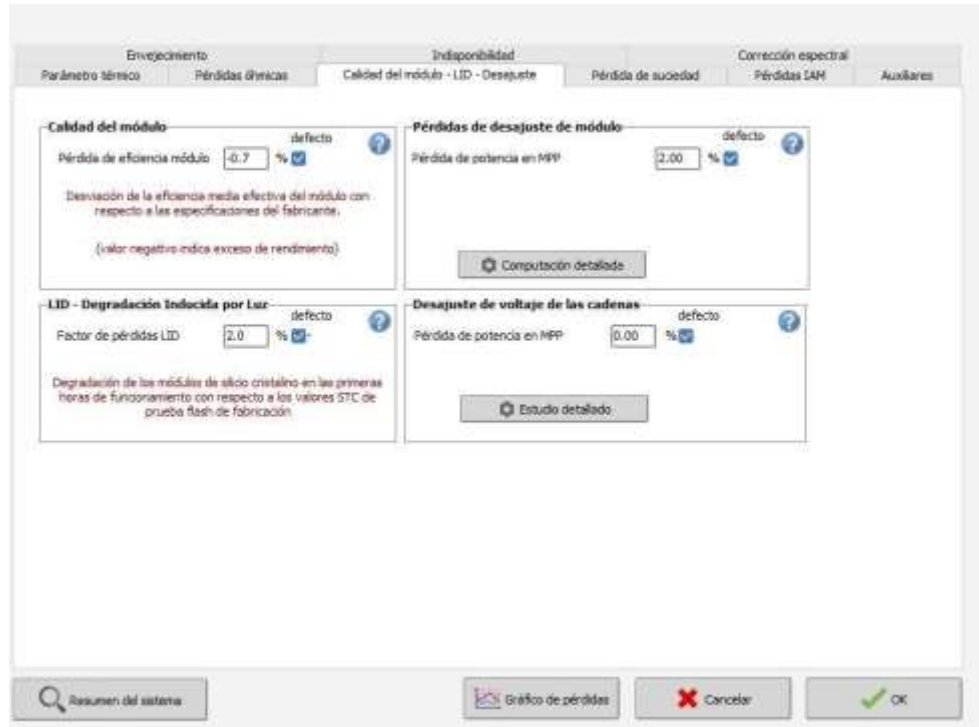


Figura 46. Calidad del módulo, degradación inducida por luz, pérdidas de desajuste de módulo, desajuste de voltaje de las cadenas.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYS Versión 7.14

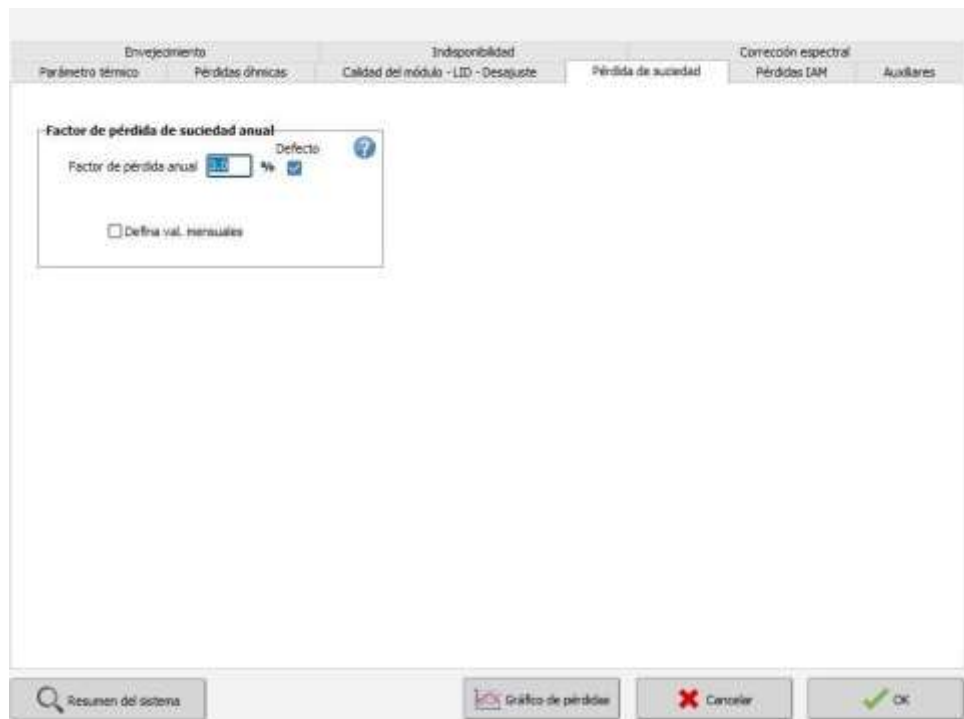


Figura 47. Factor de pérdida de suciedad anual.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

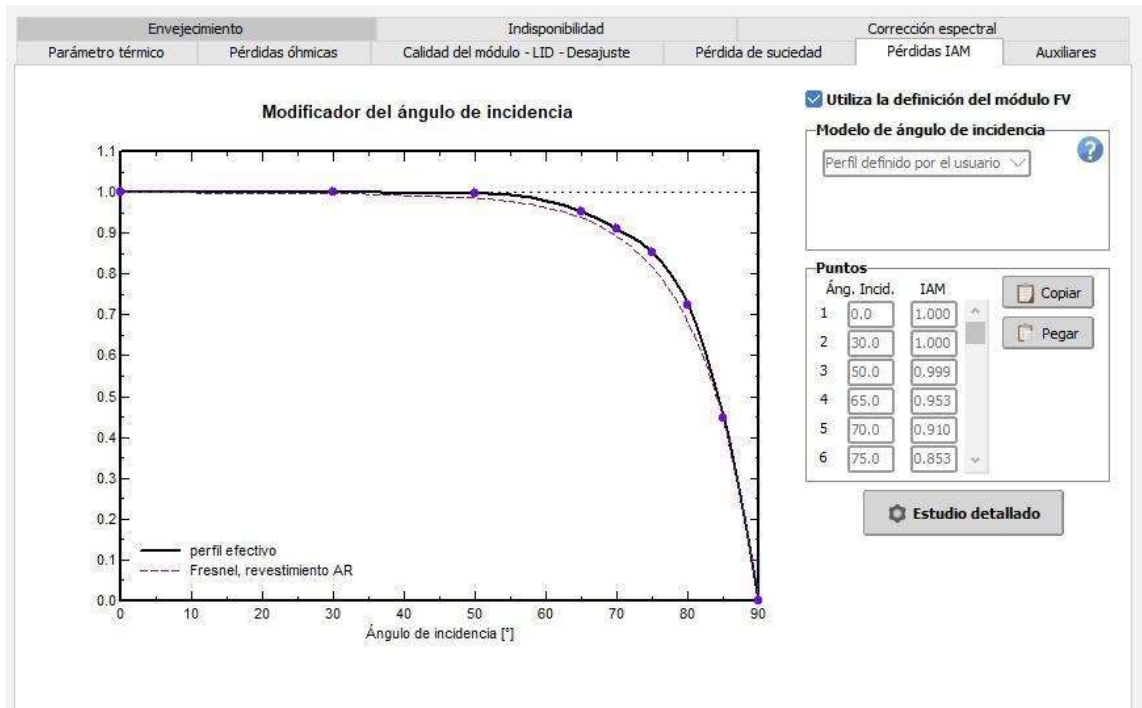


Figura 48. Modificador del ángulo de incidencia.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

A continuación, se muestra la gráfica que representa la trayectoria solar y línea de horizonte en la sede Sabanas. Figura 49.

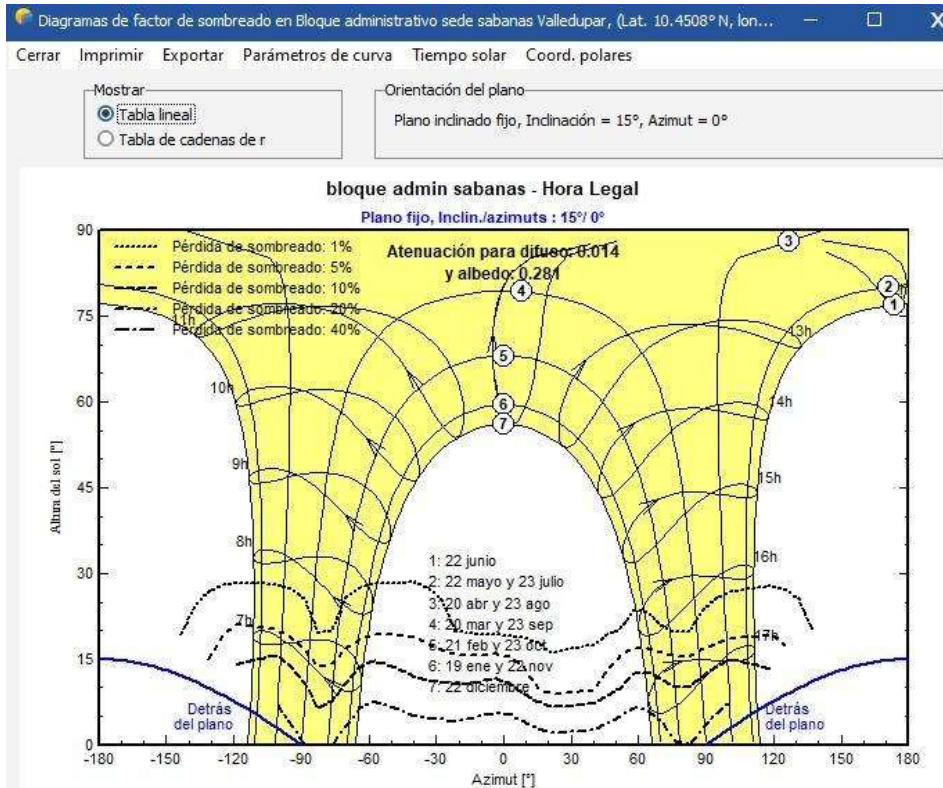


Figura 49. Dibujo lineal de horizonte y trayectoria solar bloque administrativo.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

A continuación, se presenta para la sede Sabanas la pestaña de visualización para definir los sombreados cercanos, los cuales deben ser compatibles con los parámetros de diseño de la escena 3D. Se han considerado varios factores importantes, como la distancia entre strings, que es aproximadamente de 6 metros, y la ubicación de los módulos, asegurándose de que no estén demasiado cerca de los bordes ni del domo de la estructura, para minimizar las pérdidas por sombreado. Además, se decidió instalar 6 estructuras con 2 filas de módulos cada una para optimizar el espacio. Todo esto se refleja en las figuras 50 y 51.

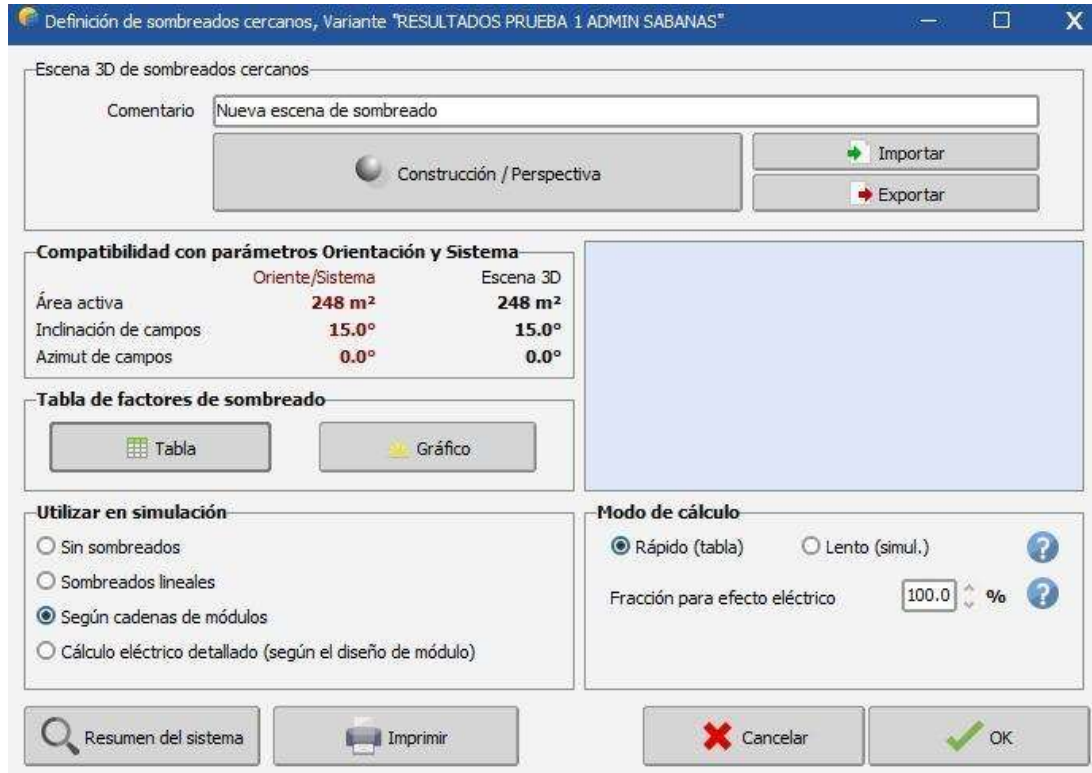


Figura 50. Compatibilidad con parámetros, orientación y sistema. Escena 3D sombreados cercanos, construcción/perspectiva.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

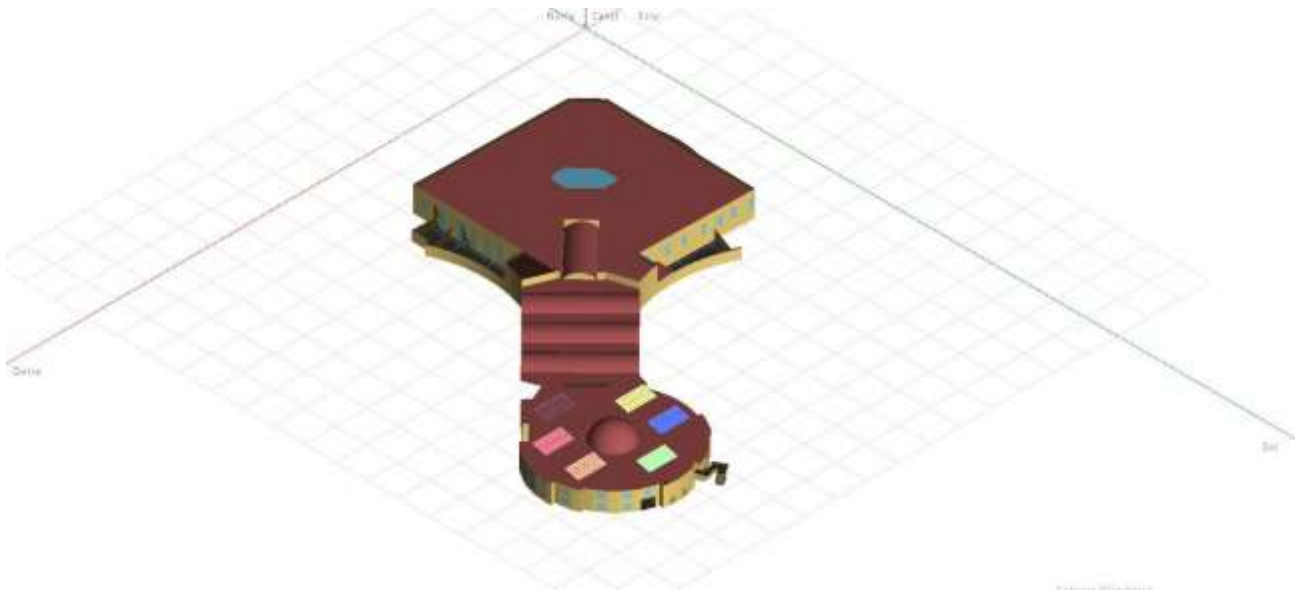


Figura 51. Escena de construcción 3D para análisis y animación de sombreado.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

A continuación, se define el sistema de configuración de cableado FV general y como incide el sombreado en los parámetros eléctricos, mecánicos del sistema y la curva corriente tensión de los módulos. Ver figura 52.

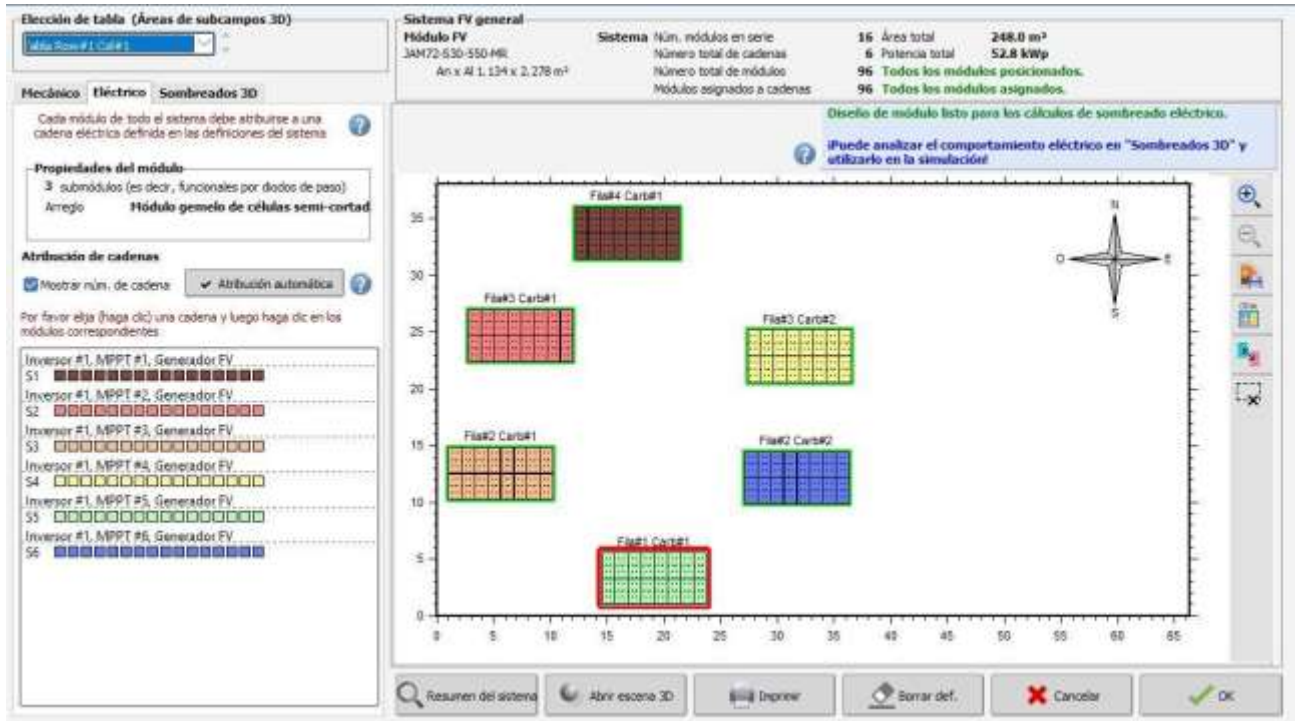


Figura 52. Sistema de configuración de cableado FV general y análisis de sombreado.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

A continuación, se ilustra el diagrama unifilar general para la sede Sabanas, proporcionado por el software PVSystem. Figura 53.



Figura 53. Diagrama unifilar bloque administrativo

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYS Versión 7.14

2.5 Introducción al software PVSOL Premium.

2.5.1 Bloque administrativo sede Sabanas.

Crear un Nuevo Proyecto: Una vez que PVsol Premium está abierto, se selecciona la opción para crear un nuevo proyecto desde el menú principal. Este paso te lleva a una nueva ventana donde se puede comenzar a configurar los parámetros básicos del proyecto reflejado en la Figura 54.

Figura 54. Datos del proyecto

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSol PREMIUM Versión de prueba.

Configuración del Proyecto: En esta etapa, se ingresa información relevante sobre el proyecto. Esto incluye detalles como la ubicación geográfica, la orientación del sistema solar, la inclinación de los paneles solares, y otros parámetros importantes que afectarán el rendimiento del sistema reflejado en la Figura 55 y Figura 56.

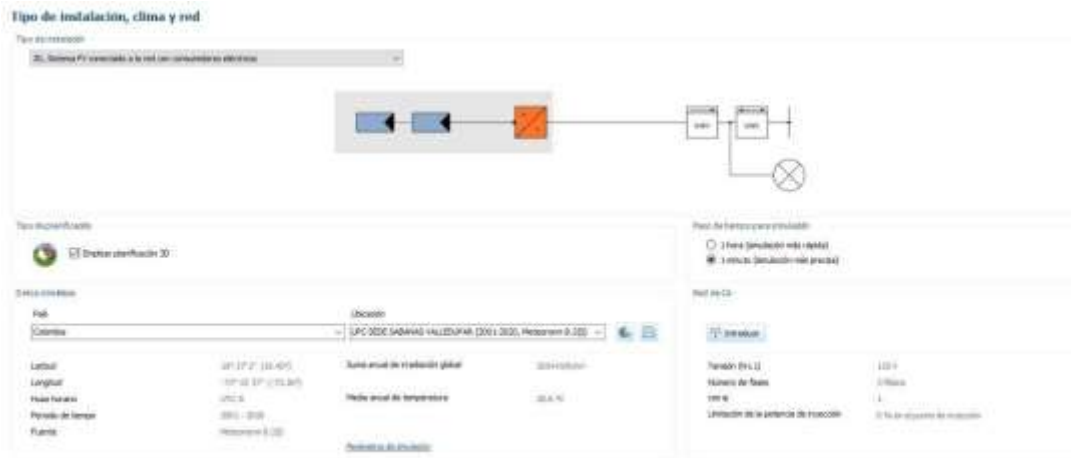


Figura 55. Ubicación geográfica, Red de CA, datos climáticos, tipo de instalación, tipo de planificación

Fuente: Elaboración propia, PVSol PREMIUM Versión de prueba.

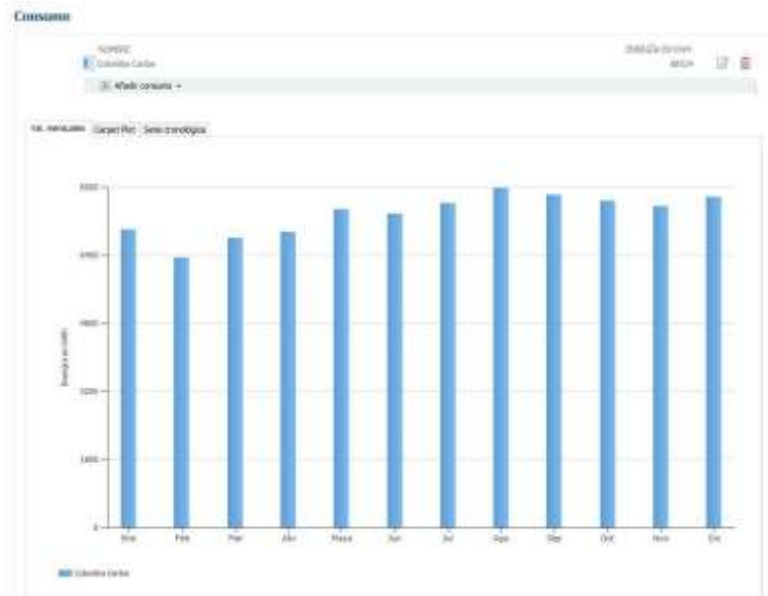


Figura 56. Consumo

Fuente: *Elaboración propia, PVSol PREMIUM Versión de prueba.*

Configuración de Paneles Solares: En esta fase, se ajustaron las características individuales de los paneles solares seleccionados, como la potencia nominal, la eficiencia, y otras especificaciones técnicas relevantes reflejado en la Figura 57.

Selección de Componentes: Una vez que la configuración básica del proyecto se completó, se seleccionó los componentes específicos que se utilizaron en el sistema. Esto incluye la elección de los paneles solares, inversores, estructuras de montaje y otros equipos necesarios para la instalación además se hizo la incorporación del horizonte utilizando Meteonorm 8.0 en la representación tridimensional de la escena reflejado en la Figura 58.



Figura 57. Escena 3D, configuración y disposición de módulos FV

Fuente: *Elaboración propia, PVSol PREMIUM Versión de prueba.*

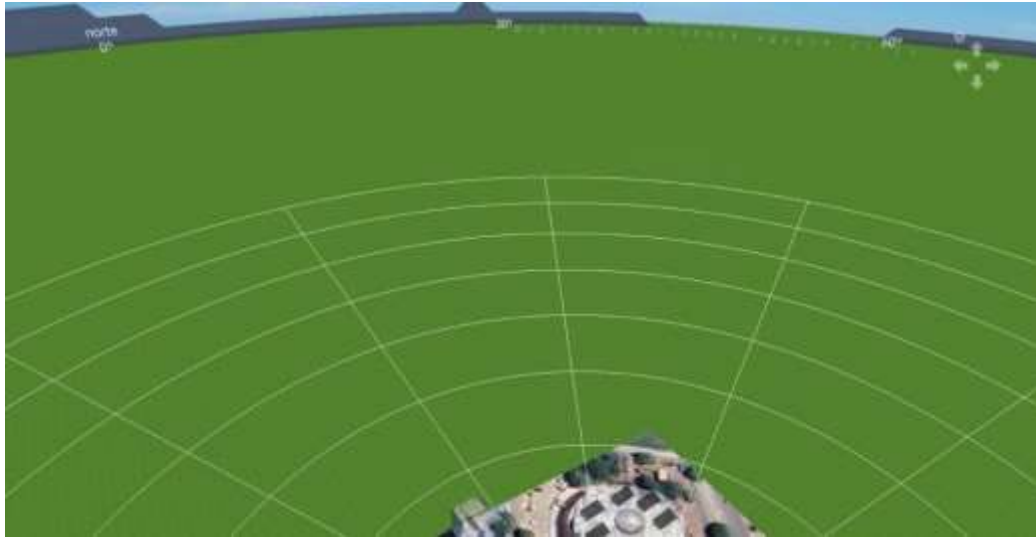


Figura 58. Incorporación del horizonte utilizando Meteonorm 8.0 en la representación tridimensional de la escena.

Fuente: *Elaboración propia, PVSol PREMIUM Versión de prueba.*

Diseño del Sistema Solar: Con todos los componentes seleccionados y configurados, se procede con el diseño detallado del sistema. Utilizando herramientas intuitivas de diseño, se colocó los paneles solares en el lugar deseado y se configuró la disposición óptima para maximizar la captación de energía solar y a su vez se hizo un análisis de la frecuencia de sombras para el conjunto de módulos simulados donde se obtuvo un sombreado muy bajo reflejado en la Figura 59.

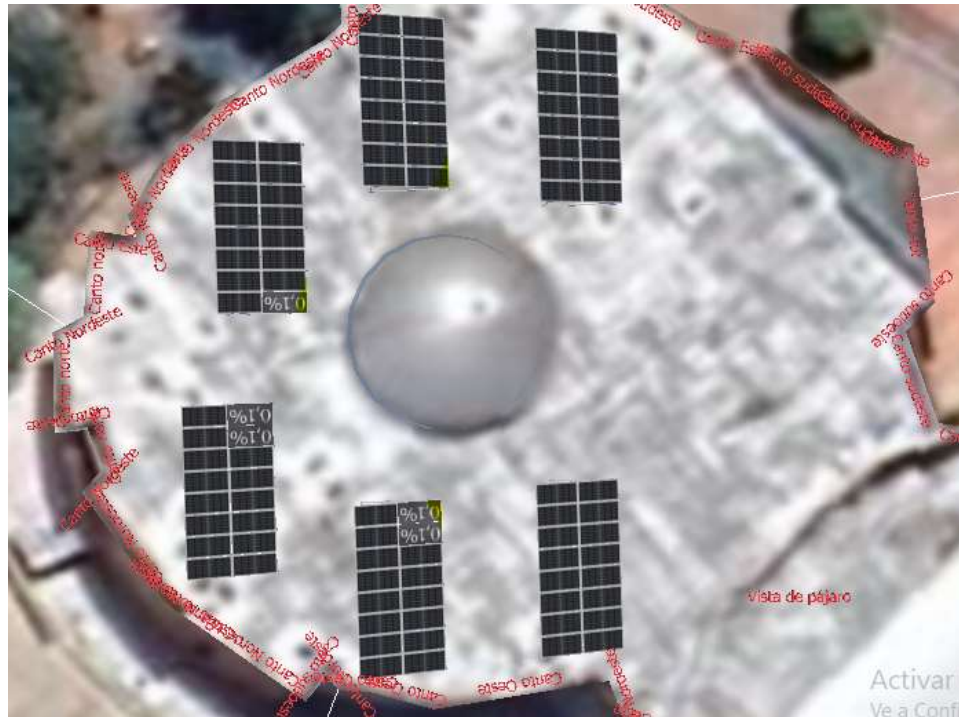


Figura 59. Análisis y frecuencias de sombras en módulos FV

Fuente: *Elaboración propia, PVSol PREMIUM Versión de prueba.*

En la figura 60, se muestra la conexión, configuración y distribución entre módulos FV para cada una de las cadenas del sistema.

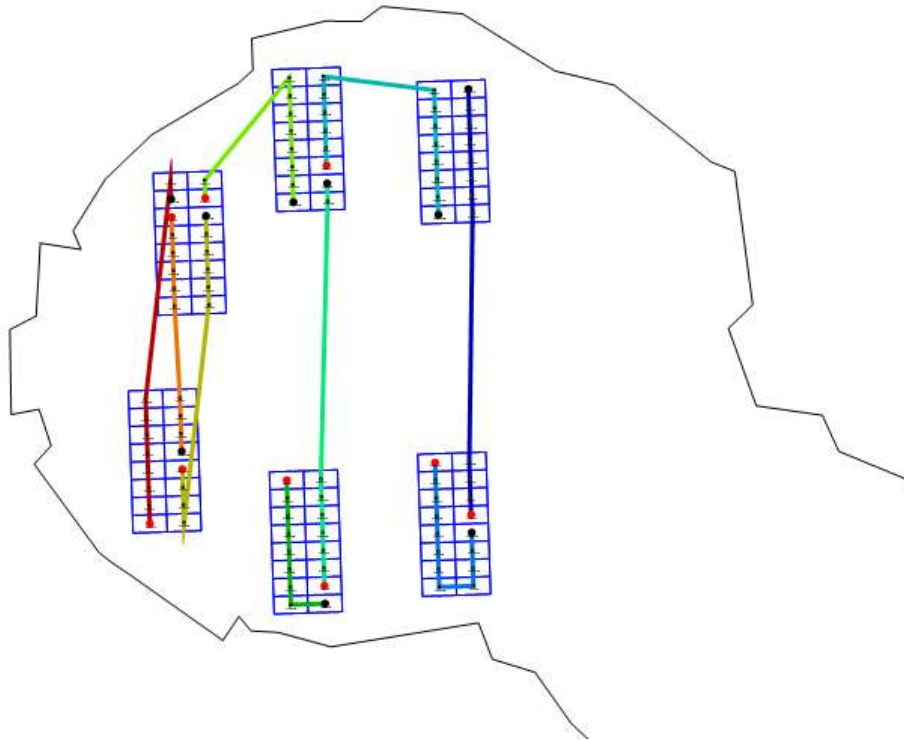


Figura 60. Configuración de cableado

Fuente: *Elaboración propia, PVSol PREMIUM Versión de prueba.*

Simulación y Análisis: Una vez completado el diseño del sistema, PVSol, se simuló el rendimiento esperado del sistema en condiciones de funcionamiento reales. Esto incluye la generación de informes detallados que analiza la producción de energía, el rendimiento financiero, y otros aspectos relevantes del proyecto reflejado en la Figura 61.

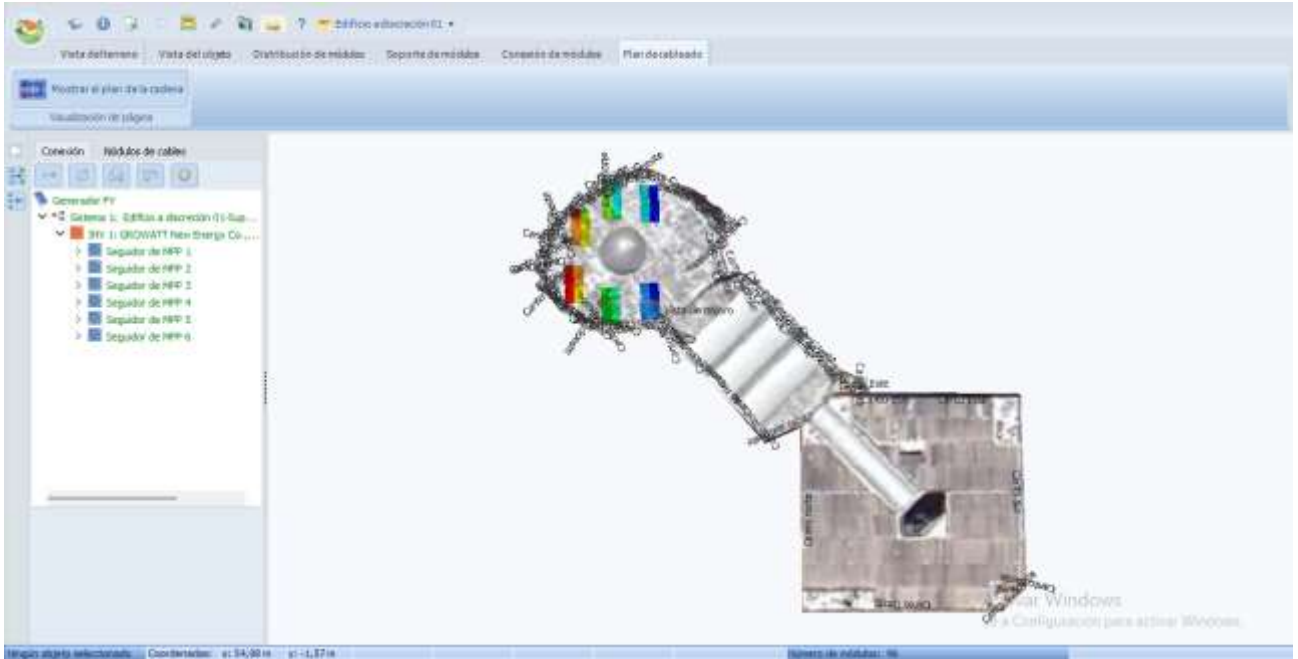


Figura 61. Plan de cableado con su respectiva configuración y visualización de cantos.

Fuente: *Elaboración propia, PVSol PREMIUM Versión de prueba.*

En la figura 62, se muestra el diseño del sistema con visualización 3D para la sede Sabanas bloque administrativo, donde se observa que en total se dimensionaron 96 módulos FV, 1 inversor y una potencia del generador FV de 52,8 kWp. En las figuras 63, 64, y 65 se muestra la pestaña de visualización donde se eligen todos los componentes que harán parte del sistema en CA en el software PVSol Premium.



Figura 62. Diseño del sistema con visualización 3D

Fuente: *Elaboración propia, PVSol PREMIUM Versión de prueba.*

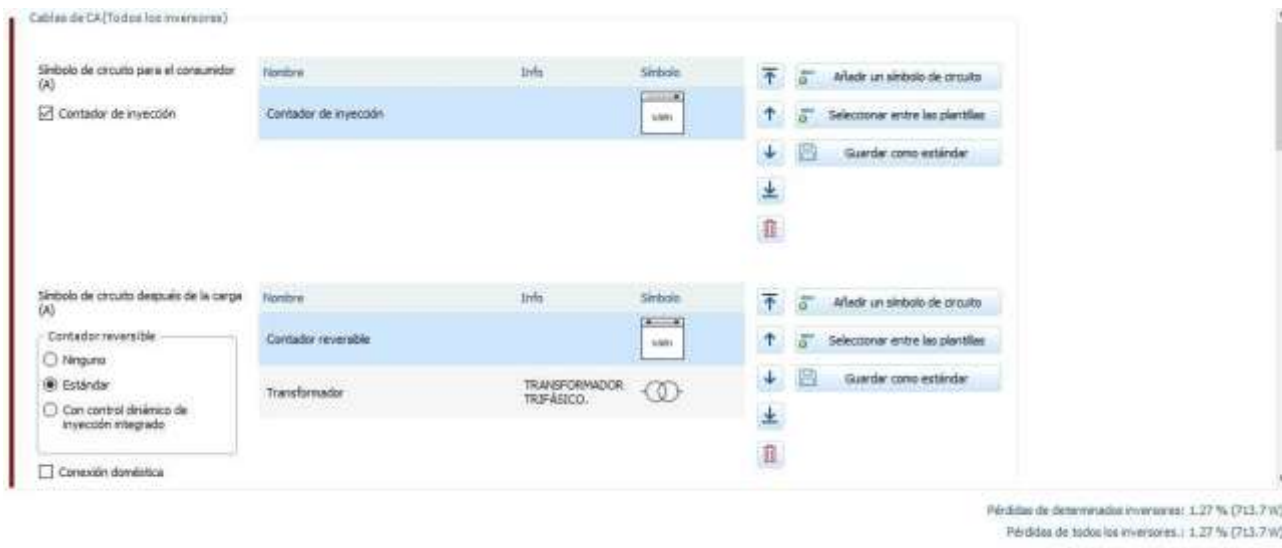


Figura 63. Configuración de cables de CA (todos los inversores) y símbolo de circuito después de la carga

Fuente: *Elaboración propia, PVSol PREMIUM Versión de prueba.*

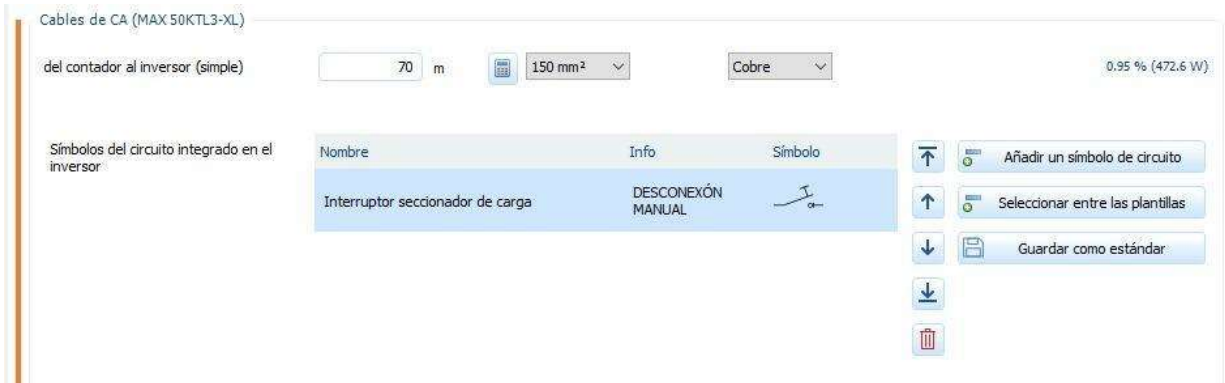


Figura 64. Configuración de cables de CA (MAX 50KTL3-XL), símbolos del circuito integrado en el inversor.

Fuente: Elaboración propia, PVsol PREMIUM Versión de prueba.

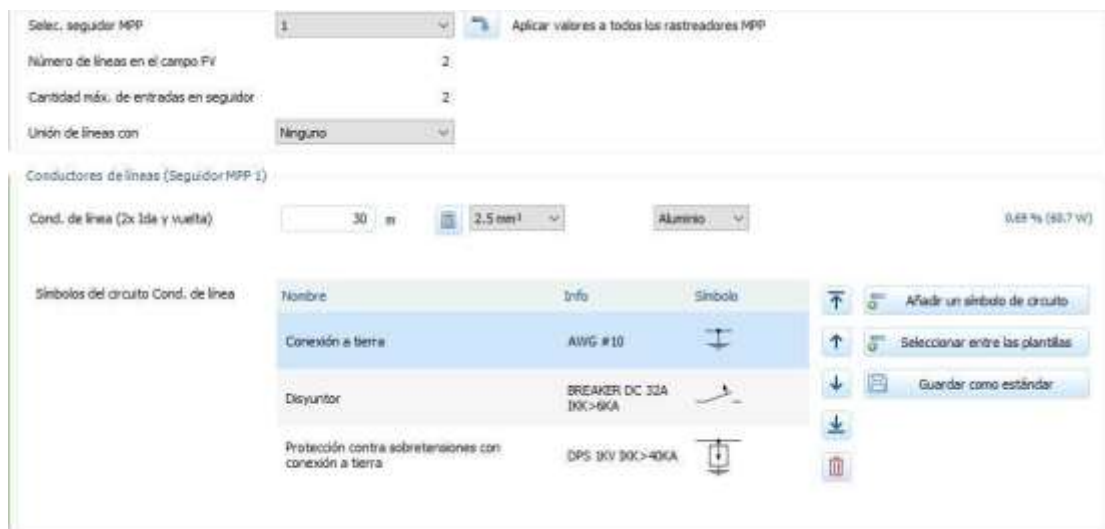


Figura 65. Cables en conductores de líneas (seguidor MPPT).

Fuente: Elaboración propia, PVsol PREMIUM Versión de prueba.

En la figura 66, se muestra el diagrama unifilar para el bloque administrativo de la sede Sabanas utilizando PVsol Premium.

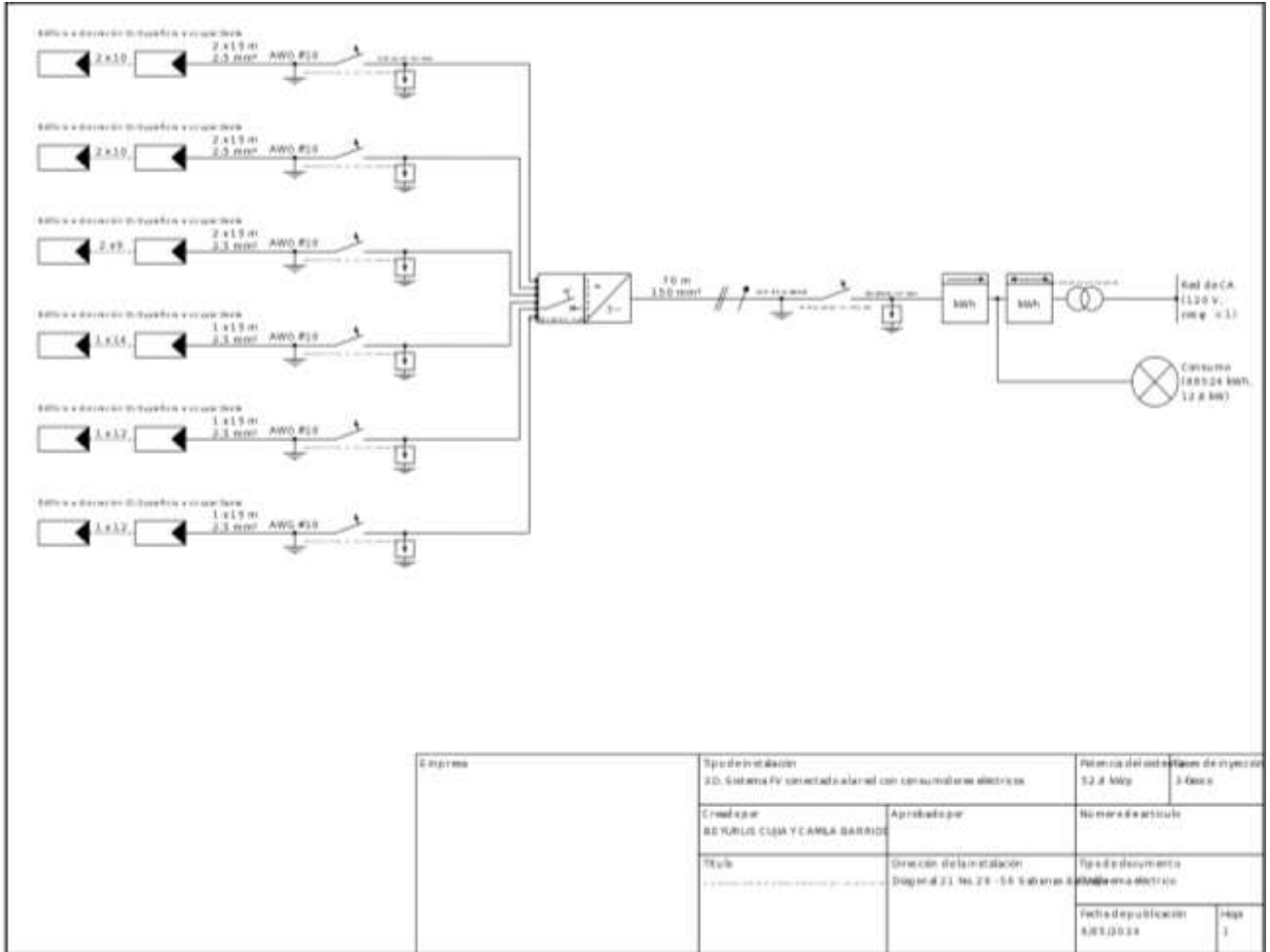


Figura 66. Diagrama unifilar para el bloque administrativo de la sede Sabanas utilizando PVsol Premium.

Fuente: Elaboración propia, PVsol PREMIUM Versión de prueba.

- ❖ ETAPA 4: Estudiar la viabilidad de inversión económica y energética para el desarrollo del proyecto.

2.6 Realización de evaluación económica y análisis financiero detallado de los sistemas fotovoltaicos, incluyendo la tasa interna de retorno (TIR).

La evaluación económica constituye una fase fundamental en el desarrollo de este proyecto, siendo determinante para evaluar la viabilidad del diseño propuesto. En este sentido, se emplea la relación costo-beneficio como criterio primordial. Dado que los proyectos fotovoltaicos requieren una inversión inicial considerable para la adquisición de los componentes necesarios, los interesados pueden optar por financiar el proyecto a través de recursos propios o mediante créditos bancarios.

Para llevar a cabo esta evaluación, se ha desarrollado una metodología estándar adaptada a las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR). Esta metodología permite modelar el flujo de efectivo de cada proyecto, teniendo en cuenta las características específicas de diversas tecnologías, como eólica, solar, biomasa, biogás y geotermia. Además, se incluye una estructura de costos apropiada y la información técnica necesaria para estimar la producción de energía. Integrando estos datos con los precios de mercado, se elaboran los ingresos del proyecto.

Este enfoque también incluye el cálculo del Costo Nivelado de Energía (LCOE), que permite comparar los costos unitarios asociados a la tecnología seleccionada y utilizada para la generación de energía a lo largo del ciclo de vida del proyecto. El LCOE se determina considerando la cantidad de energía producida y calculando el valor presente del costo por unidad de electricidad generada (MWh), que representa la relación entre el gasto total durante la vida útil del proyecto y la cantidad total de electricidad producida en ese mismo período, Figura 67.

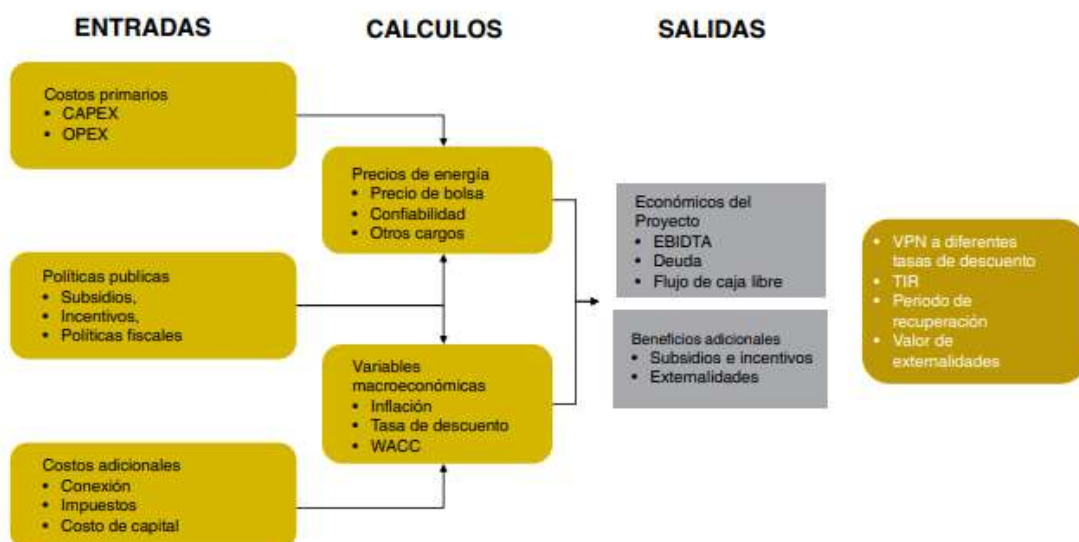


Figura 67. *Contenido del modelo.*

Fuente: *Elaboración propia, datos tomados de libro de gestión de proyectos de Juan José Miranda Miranda.*

En los datos de entrada encontramos todos aquellos conceptos que se relacionan con los costos del proyecto y de inversión como lo son los costos primarios, políticas públicas y costos adicionales.

Entre los costos primarios tenemos:

- **Costos de Inversión (CAPEX):**

Los costos de inversión, esenciales para la implementación del proyecto, se desglosan en cuatro componentes cruciales vinculados a la infraestructura y facilidades asociadas al proyecto (Balance of Plant). Este balance de planta abarca el precio integral de los módulos, inversores, protecciones, cableado y demás elementos utilizados en el diseño. Estos elementos constituyen activos amortizables del proyecto, encargados de periodificar el gasto en activos no corrientes, indispensables para la actividad productiva de la empresa.

La amortización de estos activos se calcula mediante la fórmula:

$$A = \frac{\text{valor inicial} - \text{valor residual}}{\text{vida útil}}$$

Ecuación. *Calculo de la amortización de activos.*

donde el valor contable se establece por el precio de compra o los costos de producción. Además, dentro del CAPEX, se incorporan los costos de desarrollo del proyecto, que abarcan la investigación, estudios de ingeniería, permisos necesarios para la instalación, estudios ambientales y el análisis económico del proyecto.

En referencia a los costos de interconexión, se contempla la construcción de subestaciones y líneas de interconexión. Es pertinente destacar que la inclusión o exclusión de estos costos en el proyecto depende de si los activos se consideran de conexión o de uso. Asimismo, se consideran los costos de instalación global, transporte de componentes, ajustes, seguros (con cobertura durante la

construcción, puesta en marcha, transporte y responsabilidad), inversiones en predios, que incluyen terrenos y servidumbres necesarias para instalaciones y líneas de conexión. Además, se contemplan costos de infraestructura asociados con obras civiles y vías tanto en las etapas de construcción como en las de operación del proyecto. El CAPEX también abarca el pago de impuestos contemplados por la normativa colombiana para este tipo de sistemas.

Este enfoque estructurado garantiza la consideración exhaustiva y precisa de los diversos componentes que conforman los costos de inversión, proporcionando una base sólida para la planificación y ejecución financiera del proyecto.

- **Costos de operación (OPEX)**

Los costos de operación representan los gastos recurrentes esenciales para el funcionamiento continuo y eficiente de un sistema, proyecto o empresa. Estos costos abarcan una variedad de actividades, incluyendo el mantenimiento del sistema, que implica los costos asociados con la preservación y reparación de activos físicos. Además, se incluyen los subsidios, que son ayudas financieras externas destinadas a respaldar ciertos aspectos de las operaciones.

La gestión efectiva de los costos operativos es esencial para garantizar la sostenibilidad y rentabilidad a largo plazo de la entidad en consideración. En el marco de este proyecto, se consideran como gastos de operación anual el mantenimiento y las reparaciones del sistema. Estas actividades requieren realizarse con una periodicidad mínima de tres veces al año, dada la naturaleza del sistema, que genera amplia producción y exige un mantenimiento constante para asegurar su funcionamiento eficiente. Es crucial destacar que el sistema debe operar sin fallas para garantizar su eficiencia.

Asimismo, en los gastos de operación se contempla un subsidio equivalente al 5% del costo total de la instalación. Esta consideración garantiza un respaldo financiero adicional para las operaciones, contribuyendo a la viabilidad y continuidad del proyecto en el tiempo.

Este enfoque detallado y proactivo en la gestión de los costos de operación asegura la operación óptima y la rentabilidad sostenida del proyecto a lo largo de su vida útil.

- **Políticas públicas:**

- **Políticas fiscales**

El gobierno colombiano ofrece una variedad de incentivos fiscales para promover la energía solar en el país. Algunos de los incentivos más destacados incluyen:

- **Exención del impuesto sobre la renta:** Las empresas que inviertan en proyectos de energía solar pueden ser elegibles para la exención del impuesto sobre la renta durante un período determinado. Esta medida busca estimular la inversión en energía solar y reducir los costos iniciales.

- **Deducciones de impuestos:** Los individuos y las empresas que instalen sistemas de energía solar en sus propiedades pueden acceder a deducciones fiscales que les permiten recuperar parte de la inversión realizada. Estas deducciones pueden ayudar a hacer que la adopción de la energía solar sea más accesible y rentable.

- **Incentivos:**

Además de los incentivos fiscales, el gobierno colombiano ha implementado varios programas para fomentar la adopción de la energía solar en el país. Estos programas brindan apoyo financiero y técnico a individuos y empresas interesados en utilizar la energía solar. Algunos de los programas más destacados son:

- **Programa de incentivos para la generación de energía solar:** Este programa ofrece subsidios y financiamiento preferencial para proyectos de generación de energía solar. Está diseñado para promover la instalación de sistemas solares fotovoltaicos a gran escala y contribuir a la diversificación de la matriz energética del país.

- **Programa de autoconsumo solar:** Este programa busca incentivar la instalación de sistemas de energía solar en hogares y empresas para el autoconsumo. Proporciona financiamiento y asesoramiento técnico a los participantes, lo que les permite reducir sus costos de energía y contribuir a la protección del medio ambiente.

- **Costos adicionales:**

- **Conexión del Sistema:**

En el contexto de un sistema On-Grid sin inyección de excedentes, es esencial evaluar los costos asociados a la conexión a la red eléctrica. Esto puede involucrar tarifas de conexión, permisos y trámites administrativos necesarios para la integración efectiva del sistema a la red. Además, se

debe considerar la posible necesidad de realizar mejoras en la infraestructura existente para garantizar una conexión eficiente y segura.

- **Impuestos:**

- **Impuesto de renta (25%) y ganancia ocasional (10%):** el impuesto sobre la renta tiene cubrimiento nacional y grava las utilidades derivadas de las operaciones ordinarias de la empresa. El impuesto de ganancia ocasional es complementario al impuesto sobre la renta y grava las ganancias derivadas de actividades no contempladas en las operaciones ordinarias. Para los análisis conducidos a través de las simulaciones que conducen a los resultados acá presentados se asume tan solo el costo de impuesto de renta sobre las utilidades provenientes de la venta de energía. En el caso de créditos de energía para el caso de sistemas solar FV no se aplica dicho impuesto.

- **Impuesto sobre la renta para la equidad -CREE- (8%):** el CREE es un impuesto de carácter nacional y consiste en un aporte de las personas jurídicas en beneficio de los trabajadores, la generación de empleo y la inversión social. El CREE se aplica sobre los ingresos que sean susceptibles de incrementar el patrimonio de las empresas, teniendo en cuenta que la Ley 1715 de 2014 establece que las inversiones en proyectos con FNCE podrán ser deducidas del impuesto de renta, en el caso de los análisis acá realizados.

También es fundamental tener en cuenta las siguientes características del proyecto:

- **Variables microeconómicas:**

Vida útil: para efectos del análisis se toma en cuenta como horizonte temporal la vida útil del proyecto por tecnología. Solar: 25 años; eólica: 25 años; geotermal: 30 años; biomasa y biogás: 20 años

Tasa de descuento: dentro de los datos financieros utilizados en el modelo, para efectos de los resultados ilustrativos acá presentados se optó por utilizar una tasa de descuento correspondiente a un WACC (Weightedg Average Cost of Capital) de 7,9%, la cual fue utilizada por igual para todos los casos analizados. Sin embargo, el modelo permite igualmente usar una tasa de costo del capital como tasa de descuento, mientras que para el caso de la evaluación económica de los proyectos se trabaja con una tasa social de descuento que para este caso fue establecida en el 12%.

Inflación: para la tasa de Índice de precios al consumidor, IPC, se tomaron las proyecciones realizadas por el Banco de la República a noviembre de 2014. Para la tasa de inflación externa de Estados Unidos a partir de 2019, se proyectó un crecimiento del 3%.

- **Venta de electricidad:**

En el contexto colombiano, la consideración de la tarifa de energía adquiere una relevancia significativa en los sistemas de generación de energía solar fotovoltaica ON-GRID. La viabilidad financiera de estos proyectos se ve directamente influenciada por la capacidad de balancear el costo total del consumo mensual a través de la inyección de excedentes a la red eléctrica. Es importante destacar que, hasta la fecha, la ausencia de regulación para instituciones públicas limita la posibilidad de realizar ventas de excedentes de energía al operador de red local.

En este proyecto específico, la imposibilidad de inyectar excedentes a la red se traduce en la falta de aprovechamiento directo de esta modalidad de compensación. No obstante, se implementa una estrategia eficiente al utilizar los excedentes generados como autoconsumo en los bloques cercanos al emplazamiento del sistema. Esta táctica asegura que la energía adicional producida no se desperdicie, optimizando su utilización en el entorno inmediato.

Es crucial destacar que, ante la ausencia de regulación para la venta de energía a la red en instituciones públicas, la maximización del autoconsumo se elige como una alternativa estratégica para optimizar la eficiencia y rentabilidad del sistema. Este enfoque no solo demuestra adaptabilidad a las condiciones normativas actuales, sino que también evidencia un compromiso con la eficiencia operativa y la utilización óptima de los recursos energéticos generados por el proyecto.

2.6.1 Análisis económico PVSyst

Bloque Administrativo sede Sabanas

Para iniciar la evaluación económica del bloque, se procedió con una secuencia de pasos que fueron calculados de forma manual y posteriormente ingresados en una tabla de Excel. En primer lugar, se describirán conceptos relevantes que facilitarán la comprensión del análisis económico. Luego, se emplearon las herramientas de software PVSyst y PVsol Premium como soporte para la ejecución de los cálculos necesarios. Los detalles de los cálculos realizados para el bloque se encuentran en la zona de los anexos.

Incorporación de datos financieros: Una vez que se han delimitado con precisión los parámetros del sistema, se procede a ingresar información financiera pertinente al proyecto. Este proceso implica la inclusión del costo inicial de adquisición e instalación del sistema, así como la proyección de los costos de operación y mantenimiento durante la vida útil del proyecto.

Además, se incorporan minuciosamente detalles relativos a los incentivos fiscales disponibles, tales como créditos fiscales o programas de subsidios gubernamentales, y se definen las tasas de interés pertinentes para el financiamiento del proyecto. Asimismo, se consideran detenidamente los precios de la electricidad, dado que estos factores ejercen una influencia directa sobre los ingresos derivados de la venta de la energía solar generada reflejado en la Figura 68 y Figura 69.

<input type="checkbox"/> Módulos FV				30,409.92	USD
JAM72-S30-550-MR	96.00	217.32		20,862.72	USD
Soportes para módulos	96.00	99.45		9,547.20	USD
<input type="checkbox"/> Inversores				5,976.09	USD
MAX 50KTL3 LV	1.00	5,976.09		5,976.09	USD

Figura 68. Costos de instalación, módulos FV e inversores.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14.

<input type="checkbox"/> Otros componentes				7,889.46	USD
Accesorios, sujetadores	1.00	3,994.01		3,994.01	USD
Cableado	100.00	19.54		1,954.00	USD
Caja de conexiones	1.00	115.25		115.25	USD
Sistema de monitoreo, pant...	1.00	548.93		548.93	USD
Sistema de medición, piranó...	1.00	1,277.27		1,277.27	USD
Pararrayos	0.00	0.00		0.00	USD

Figura 69. Costos de instalación de otros componentes, accesorios, cableado, caja de conexiones, sistemas de medición.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14.

Transporte y logística: El traslado de los equipos solares desde los proveedores hasta el lugar de instalación implica costos de transporte y logística que deben ser incluidos en el presupuesto del proyecto. Estos costos pueden variar dependiendo de la distancia entre los proveedores y el sitio de instalación, así como del tamaño y peso de los equipos solares. Es importante coordinar eficientemente la logística para garantizar la entrega oportuna de los materiales y minimizar los retrasos en la ejecución del proyecto reflejado en la Figura 70.

Estudios y análisis			8,077.36	USD
Ingeniería	4.00	757.25	3,029.00	USD
Permisos y otras tarifas ad...	1.00	2,524.18	2,524.18	USD
Estudios ambientales	1.00	1,262.09	1,262.09	USD
Análisis Económico	1.00	1,262.09	1,262.09	USD
Instalación			14,923.12	USD
Costo de instalación global p...	96.00	126.21	12,116.16	USD
Costo de instalación global p...	1.00	126.21	126.21	USD
Transporte	1.00	2,554.54	2,554.54	USD
Ajustes	1.00	126.21	126.21	USD
Conexión a la red	0.00	0.00	0.00	USD

Figura 70. Costos de estudios, análisis e instalación.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

Gastos adicionales: Además de los costos directos de adquisición e instalación, es importante considerar otros gastos asociados con la puesta en marcha del proyecto. Estos pueden incluir seguros de construcción, garantías de equipos, pruebas de funcionamiento, capacitación del personal y otros gastos incidentales. La inclusión de estos costos adicionales en el presupuesto inicial

contribuye a una planificación financiera más precisa y una ejecución exitosa del proyecto solar reflejado en la Figura 71.

Seguro		7,622.19		USD
Seguro de construcción	1.00	3,090.38	3,090.38	USD
Seguro de transporte	1.00	3,707.71	3,707.71	USD
Seguro de responsabilidad	1.00	412.05	412.05	USD
Demora en el seguro de pue...	1.00	412.05	412.05	USD

Figura 71 . Seguro de construcción, seguro de transporte, seguro de responsabilidad, demora en el seguro de puesta en marcha.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

Seguro de Construcción: Este tipo de seguro ofrece cobertura durante la fase de construcción del proyecto solar. Protege contra daños materiales, pérdidas financieras y responsabilidad civil que puedan surgir durante el proceso de construcción, incluidos los accidentes laborales, daños a la propiedad y retrasos en la obra. El seguro de construcción brinda tranquilidad a los inversionistas y contratistas, mitigando los riesgos asociados con imprevistos durante la ejecución del proyecto.

Seguro de Transporte: El seguro de transporte cubre los riesgos asociados con el traslado de equipos solares desde los proveedores hasta el lugar de instalación. Ofrece protección contra daños, pérdidas o robo de los equipos durante el transporte terrestre, marítimo o aéreo. Este seguro es crucial para garantizar la integridad de los equipos solares durante su desplazamiento y su entrega oportuna en el lugar de instalación.

Seguro de Responsabilidad Civil: Para los proyectos de sistemas fotovoltaicos, el seguro de responsabilidad civil juega un papel crucial en la protección contra posibles reclamaciones y daños que puedan surgir durante la instalación, operación y mantenimiento de las instalaciones solares. Dado que estos proyectos involucran la instalación de equipos y la realización de trabajos de ingeniería en áreas diversas, existe la posibilidad de que se produzcan accidentes, daños a la propiedad o lesiones personales.

El seguro de responsabilidad civil para proyectos de sistemas fotovoltaicos generalmente abarca aspectos como la responsabilidad general del contratista, la responsabilidad profesional de los ingenieros y diseñadores, así como la cobertura contra daños a terceros y propiedad. Además, este tipo de seguro puede ser un requisito contractual tanto para los propietarios de los proyectos como para los contratistas y subcontratistas involucrados en la ejecución del proyecto.

Demora en el Seguro de Puesta en Marcha: La demora en el seguro de puesta en marcha puede representar un desafío significativo para los proyectos de sistemas fotovoltaicos, ya que cualquier retraso en la obtención de la cobertura de seguro puede exponer al proyecto a riesgos no cubiertos durante el periodo de construcción y puesta en funcionamiento. Este periodo puede ser crítico, ya que las instalaciones solares están sujetas a diversos riesgos, incluyendo condiciones climáticas adversas, accidentes laborales y problemas técnicos durante la instalación y la comprobación de la operatividad.

Por lo tanto, es imperativo que los desarrolladores y contratistas de proyectos de sistemas fotovoltaicos planifiquen con anticipación la adquisición del seguro y gestionen de manera eficiente el proceso de suscripción para minimizar cualquier demora en la obtención de cobertura adecuada. Esto puede implicar la identificación temprana de las necesidades de seguro, la evaluación de los riesgos asociados al proyecto y la colaboración estrecha con corredores de seguros y compañías aseguradoras especializadas en energía renovable reflejado en la Figura 72 y Figura 73.

⊕ Costos del terreno			0.00	USD
Cargos bancarios del préstamo	0.00	0.00	0.00	USD
⊖ Impuestos			9,947.04	USD
IVA (%)	19.00%	de 52,352.83	9,947.04	USD
Impuestos federales (%)	0.00%	de 0.00	0.00	USD
Impuestos estatales (%)	0.00%	de 0.00	0.00	USD
Impuestos locales (%)	0.00%	de 0.00	0.00	USD
Otros impuestos (%)	0.00%	de 0.00	0.00	USD

Figura 72. IVA, impuestos federales, impuestos estatales, impuestos locales, otros impuestos.

Fuente: *Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14*



Figura 73. Parámetros financieros, periodo de simulación, variaciones proyectadas, gastos dependientes de ingresos, amortización fiscal.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYS Versión 7.14

Durante todo el año, las tarifas de energía han sido un tema recurrente tanto para el sector energético como para los usuarios. Según el Departamento Nacional de Estadística (Dane), la variación anual de la inflación en el servicio de energía en 2022 alcanzó un 22,4%.

A nivel regional, se destaca que Sincelejo, Montería y Valledupar registraron las mayores variaciones anuales hasta diciembre del año pasado. Sin embargo, este patrón se extiende por toda la Costa Caribe, ya que las siete capitales de los departamentos presentan cifras superiores a otras ciudades del país.

En detalle, Sincelejo experimentó una variación del 37,1%, Montería del 37% y Valledupar del 36%. En el caso de Cartagena, la variación fue del 35,8%, seguida de Riohacha con un 33,9%, Barranquilla con un 32%, y la única ciudad que se sitúa por debajo del 30% en este ranking es Santa Marta, con un 26,9% [33]. Figura 74.

Otros parámetros generales	
Impuesto de conexión anual	0.000 USD/año
Variación de tarifa anual	36.00 %/año
Duración de la garantía de tarifas	25 años
Reducción de tarifa de alimentación después de la garantía	0.0 %

Figura 74. Venta de electricidad y otros parámetros generales.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

El factor de emisión de CO2 es una medida que varía según las características energéticas de cada país. Se deriva del análisis de la matriz energética nacional y representa la cantidad de dióxido de carbono emitido por cada kWh de energía generado a partir de fuentes convencionales no renovables. [32]

La ecuación de cálculo del método MO (margen de operación) simple ajustado se muestra a continuación:

$$EF_{\text{grid,OM-adj,y}} = (1 - \lambda_y) \cdot \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} + \frac{\sum_k EG_{k,y} \cdot EF_{EL,k,y}}{\sum_k EG_{k,y}}$$

Ecuación. Cálculo del Margen de Operación simple ajustado.

Donde:

$EF_{grid,OM-adj,y}$	Factor de emisión margen de operación simple ajustado para el año "y" [t CO ₂ /MWh]
λ_y	Factor porcentual del tiempo en que las unidades low-cost/must-run marginaron en el año "y"
$EG_{m,y}$	Energía neta entregada a la red por cada unidad de generación "m" en el año "y" [MWh]
$EG_{k,y}$	Energía neta entregada a la red por cada unidad de generación "k" en el año "y" [MWh]
$EF_{EL,m,y}$	Factor de emisión de las unidades de generación "m" en el año "y" [t CO ₂ /MWh]
$EF_{EL,k,y}$	Factor de emisión de las unidades de generación "k" en el año "y" [t CO ₂ /MWh]
m	Unidades de generación conectadas a la red a excepción de las unidades low-cost/must-run
k	Unidades de generación conectadas a la red consideradas como unidades low-cost/must-run
y	Año correspondiente a los datos utilizados

Variables con su respectiva descripción.

Fuente: Solsta. (2023)

2.6.2 Análisis económico PVSOL Premium

- **Bloque Administrativo sede Sabanas.**

A continuación, en las figuras 75, 76 y 77 se ilustra la evaluación económica del bloque administrativo sede sabanas en el software PVSol, incluyendo los parámetros económicos, parámetros de rentabilidad, tarifa de compra, factor de cambio del precio del costo del consumo energético, balance de costos y flujo de caja.

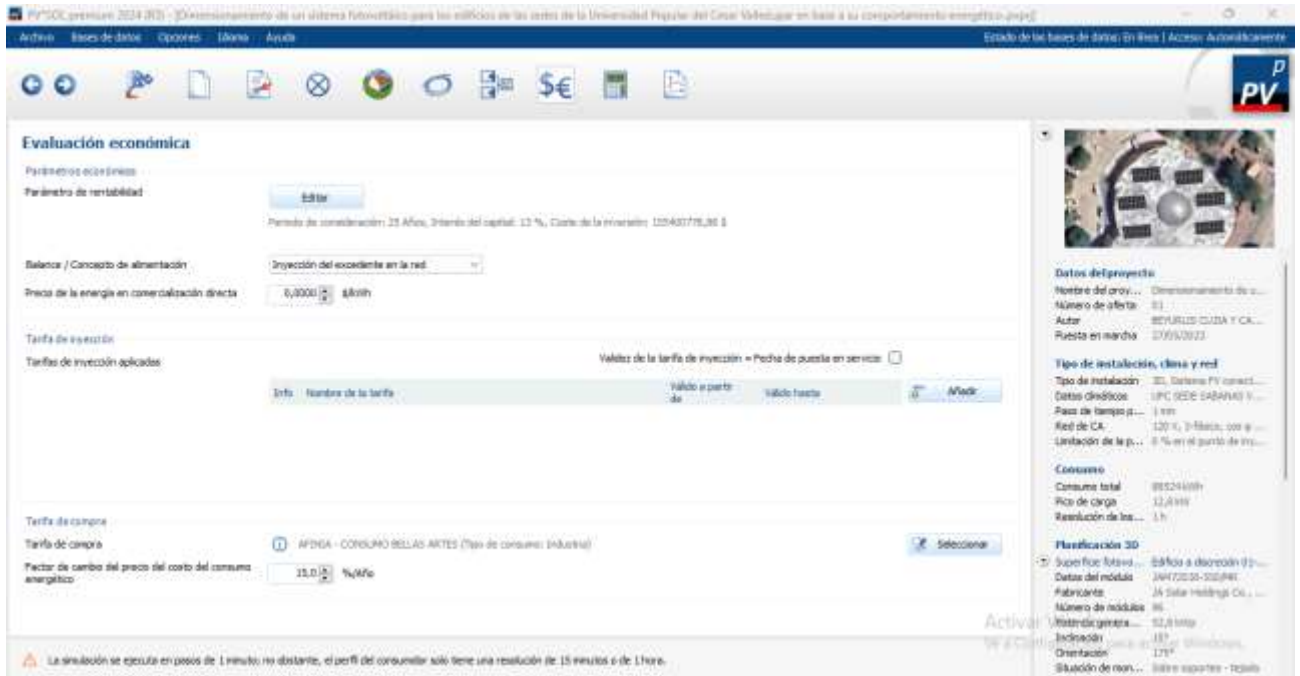


Figura 75. Ventana de parámetros económicos, parámetros de rentabilidad, tarifa de compra, factor de cambio del precio del costo del consumo energético.

Fuente: Elaboración propia, PVSol PREMIUM Versión de prueba.



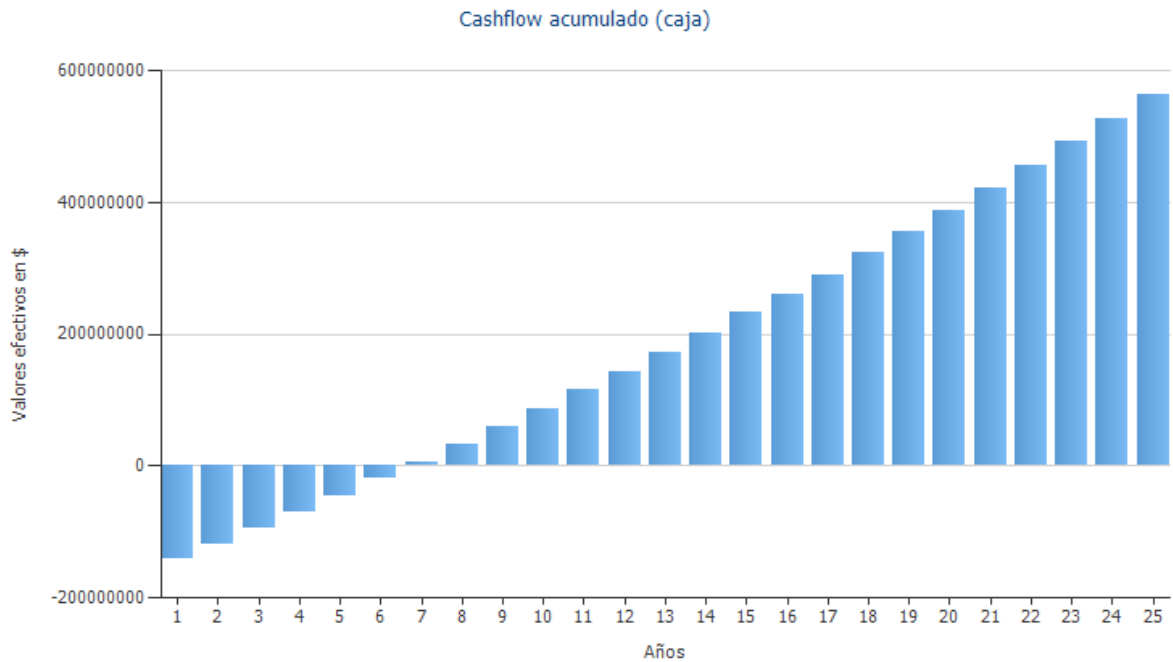
Figura 76. Balance de costos, únicos pagos (no amortizables), subvenciones, costos anuales de operación, diversos costos anuales, diversos ingresos.

Fuente: Elaboración propia, PVSol PREMIUM Versión de prueba.

► **Coste de la inversión**

Posición N°	Posición	Importe [€]	Tiempo de funcionamiento	Factor de cambio de
1	96 PANELES SOLARES MONOCRISTALINOS DE 550W	81181850,88	25	0,00
2	1 INVERSOR GROWATT 50KTL3-XL	22795043,00	15	0,00
3	56 Perfiles acero galvanizado 6 m. Ranurado. Calibre 22	8450400,00	25	0,00
4	55 Grapas fin de panel, acero galvanizado con tornillos	6898320,00	25	0,00
5	55 Grapas intermedia de panel, acero galvanizado con tornillos	5360437,00	25	0,00
6	220 Angulo de soporte de acero galvanizado con ranuras	2623588,00	25	0,00
7	200 Tuerca, tornillo y arandela 5/8" de acero galvanizado	1320000,00	20	0,00
8	1 Terminal de cobre AWG #10 tubular (PAQUETE DE 1000	124674,00	20	0,00
9	100 Tubería PVC tipo corasa 3/4" conduit (3 m)	647500,00	25	0,00
10	8 Caja de empalme Largo x Ancho x Profundidad	1458080,00	25	0,00
11	50 Conector liquid Tight de 3/4"	390000,00	25	0,00
12	20 Ducto PVC Conduit de 2" (3 m)	327000,00	20	0,00
13	2 Gabinete galvanizado para interperie 100x80x25 cm	486780,00	25	0,00
14	50 Riel chanel 2 m galvanizado (3 m)	3460000,00	25	0,00
15	40 Canaleta ranurada 80mmx80mm*2 m	3465440,00	25	0,00

(a)



(b)

Datos del sistema	
Inyección en la red en el primer año (incl. degradación del módulo)	0 kWh/Año
Potencia generador FV	52,8 kWp
Puesta en marcha de la instalación	27/05/2023
Periodo de consideración	25 Años
Interés del capital	13 %
Parámetros económicos	
Tasa interna de retorno (TIR)	30,14 %
Cashflow acumulado (caja)	564.503.661,44 \$
Duración amortización	6,8 Años
Costes de producción de energía	882,1562 \$/kWh

(c)

Figura 77. Costes de la inversión, flujo de caja y TIR

Fuente: Elaboración propia, PVSol PREMIUM Versión de prueba.

2.7 Elaboración de planos de instalación del sistema fotovoltaico mediante AutoCAD.

Para concluir esta fase, se cuenta con los planos de instalación elaborados en AutoCAD, los cuales servirán como guía detallada para la correcta implementación de los módulos fotovoltaicos. Los planos de instalación proporcionan información detallada sobre la disposición, ubicación y conexiones de los componentes del sistema fotovoltaico, incluyendo aspectos como la distribución de los paneles solares, la ubicación de los inversores, los trazados de cableado y los requisitos de montaje. Estos documentos son fundamentales para garantizar una instalación precisa y conforme a los estándares requeridos reflejado en la Figura 78.

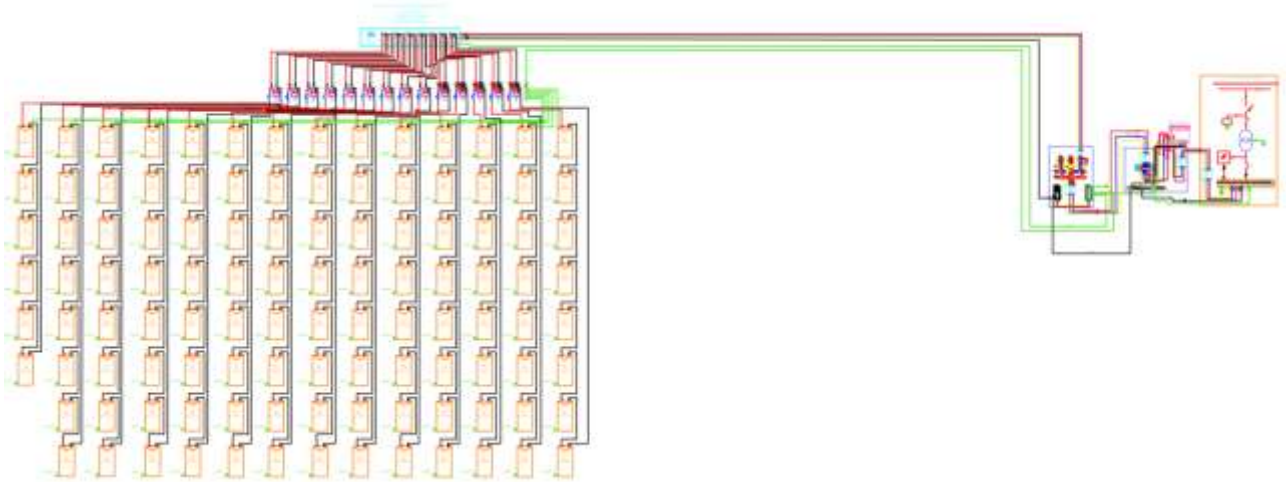


Figura 78. Esquema representativo de instalación de módulos FV, inversor, medidor bidireccional, diagrama unifilar bloque administrativo sede sabanas.

Fuente: Elaboración propia, realizado en el software AutoCAD 2D.

2.8 Dimensionamiento fotovoltaico

Bloque P Sede Sabanas.

Cálculos de dimensionamiento Bloque P sede Sabanas

2.8.1 Estimación de consumo.

Tabla 12. Censo de cara base para el bloque p sede sabanas de la UPC.

Grupo de carga	Carga Conectada (KW)	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Porcentaje Relativo (%)	Porcentaje Acumulado (%)	Acumulado
Aire Acondicionado	24,320	14	27,3	340,48	9306,45	0,663463548	66%	9306,45
Motores	9,607	4	10,4	40,97	426,13	0,030378969	69%	9732,58
Iluminación	4,374	13	23,7	54,68	1293,61	0,092222395	79%	11026,19
Equipos de Oficina	7,322	7	13	53,08	672,40	0,047936126	83%	11698,60
Otros equipos	3,234	24	30,0	77,62	2328,48	0,165998963	100%	14027,08
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA				566,83	14027,08		1	
Carga Conectada Total	48,86							

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar Sede Sabanas.

$$\text{Consumo diario} = 566,83 \text{ kWh/día}$$

El consumo diario es el consumo energético teórico diario (ET), el cual se trabajó con el 20%, siguiendo lo establecido en el CONPES 4075, que indica que hay una pérdida de energía del 20% en las instituciones públicas. Sin embargo, para esta ocasión solo se toma el 10% debido a que el otro 10% se encuentra distribuido en el bloque administrativo sabanas.

$$\text{Consumo Energético Teórico diario (ET)} = 566,83 \frac{\text{kWh}}{\text{día}} * 0,10$$

$$ET = 56,683 \text{ kWh/día}$$

A partir del ET se calcula el consumo energético real (E), el cual es necesario para hacer frente a los múltiples factores de pérdidas que van a existir:

$$E = \frac{ET}{PR}$$

Donde:

ET: es el Consumo energético teórico diario.

PR: Es el parámetro de rendimiento global de la instalación, conocido como Performance Ratio (PR).

PR, mide el rendimiento de una instalación una vez descontadas las pérdidas de potencia relativas a un sistema fotovoltaico y es independiente de la irradiación.

Un PR medio por debajo del 70%, es decir, con pérdidas del 30%, es el mínimo valor que cabría esperar, ya que por debajo de este valor la instalación sería ineficiente.

Vamos a tomar como valor del PR el 80% que es el óptimo, es decir, 0,8, estos valores típicos de rendimiento en sistemas con inversor están entre 0.65 – 0.9.

El rendimiento global fotovoltaico viene definido por:

$$PR = (1 - K_b - K_c - K_v) \times \left(1 - \frac{K_a \times N}{P_d}\right)$$

Siendo los factores siguientes:

Kb: Coeficiente de pérdidas por rendimiento del acumulador:

- 0,05 en sistemas que no demanden descargas intensas.
- 0,1 en sistemas con descargas profundas.

Kc: Coeficiente de pérdidas en el convertidor:

- 0,05 para convertidores senoidales puros, trabajando en régimen óptimo.
- 0,1 en otras condiciones de trabajo, lejos del óptimo.

Kv: Coeficiente de pérdidas varias:

- Agrupa otras pérdidas como (rendimiento de red, efecto Joule, etc.)
- 0,05 a 0,15 como valores de referencia.

Ka: Coeficiente de autodescarga diaria:

- 0,002 para baterías de baja autodescarga, Ni-Cd
- 0,005 para baterías estacionarias de Pb-Acido (las más habituales)
- 0,012 para baterías de alta autodescarga (arranque de automóviles)

Pd: Profundidad de descarga diaria de la batería:

- No excederá del 80% (referida a la capacidad nominal del acumulador), ya que la eficiencia de éste decrece en gran medida con ciclos de carga-descarga profundos.

N: Número de días de autonomía de la instalación:

- Serán los días que la instalación deba operar bajo una irradiación mínima (días nublados continuos), en los cuales se va a consumir más energía de la que el sistema fotovoltaico va a ser capaz de generar.

- De 4 a 10 días como valores de referencia.

Reemplazando en la ecuación por la que se calcula el PR se tiene lo siguiente:

$$PR = (1 - 0,1 - 0,1 - 0,05) * (1)$$

Debido a que no se utilizan baterías en este diseño, los coeficientes Ka, Pd y N son iguales a cero. entonces:

$$PR = 0,75$$

Por esta razón se dice que el PR o pérdidas del sistema está estimado en un 25%, o menor a este valor.

$$E = \frac{56,683 \text{ kWh/día}}{0,75}$$

$$E = 75,577 \text{ kWh/día}$$

2.8.2 Número de módulos FV:

Para calcular el número de módulos FV que requiere el sistema se utiliza la siguiente fórmula:

$$\#módulos = \frac{E}{HSP * Pnom} \quad (1)$$

Donde:

E= Es el consumo energético real

HSP: Es la hora solar pico

Pnom: Es la potencia nominal del módulo FV seleccionado modelo JAM72S30 550/MR fabricante JA Solar

Para determinar la hora solar pico, se empleó la base de datos climáticos Meteonorm 8.2. Esta selección se justifica por ser una fuente de información actualizada y fiable sobre las condiciones meteorológicas de la zona bajo estudio. Dentro de esta base de datos, se encuentran registros

detallados de la irradiación horizontal global mensual. A partir de estos datos, se calcula un promedio anual que sirve de base para determinar las horas solares pico según el siguiente procedimiento:

	Irradiación horizontal global kWh/m ² /día	Irradiación difusa horizontal kWh/m ² /día	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s	Turbidez Linke [-]	Humedad relativa %
Enero	5.57	1.90	27.4	3.10	5.001	73.6
Febrero	6.01	2.41	27.8	3.70	6.067	71.0
Marzo	5.85	2.88	28.5	3.80	6.564	70.5
Abril	5.66	2.92	28.9	3.10	7.000	73.2
Mayo	6.00	2.91	29.5	2.19	6.333	74.2
Junio	6.21	2.67	29.3	2.00	6.159	75.4
Julio	6.10	2.73	29.7	2.19	6.118	72.4
Agosto	5.70	2.87	29.5	2.10	5.645	74.6
Septiembre	5.22	2.74	28.6	1.81	5.561	79.2
Octubre	4.60	2.82	28.3	1.70	5.278	79.9
Noviembre	4.87	2.33	27.7	1.79	5.070	80.9
Diciembre	5.57	1.74	27.8	2.49	5.060	76.2

Figura 79. Información meteorológica obtenida mediante la base de datos del programa Meteonorm versión 8.2

Fuente: Meteonorm 8.2

$$HSP = \frac{5.57 + 6.01 + 5.85 + 5.66 + 6.00 + 6.21 + 6.10 + 5.70 + 5.22 + 4.60 + 4.87 + 5.57}{12}$$

$$HSP = 5.61$$

Para corroborar la HSP obtenidas, a continuación, se presenta la Figura 32, el histograma de promedios mensuales de la radiación global en Valledupar, tomada del IDEAM.

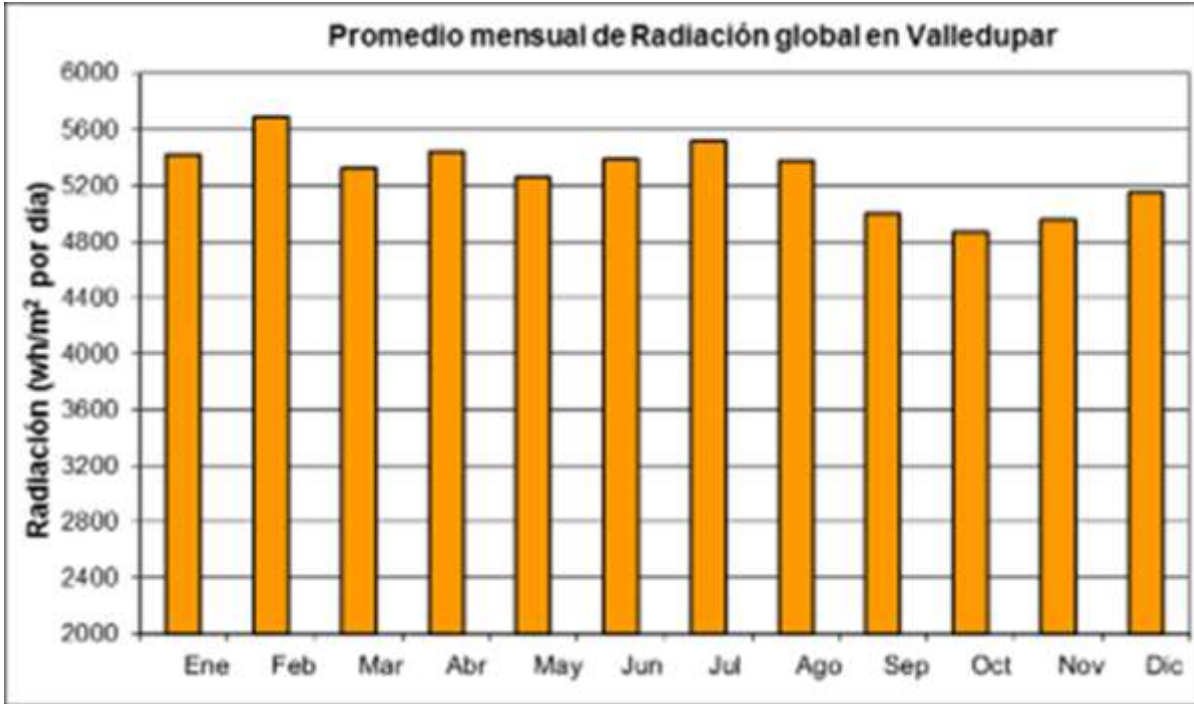


Figura 80. Promedio mensual de radiación global Valledupar tomado del IDEAM.

Histograma según el IDEAM

Fuente: IDEAM.

$$RP = \left(\frac{5500}{1000} + \frac{5700}{1000} + \frac{5350}{1000} + \frac{5500}{1000} + \frac{5300}{1000} + \frac{5400}{1000} + \frac{5550}{1000} + \frac{5450}{1000} + \frac{5000}{1000} + \frac{4900}{1000} + \frac{4950}{1000} + \frac{5150}{1000} \right) = 63,75$$

Donde:

RP: Es la radiación promedio

$$HSP = \frac{63,75}{12 \text{ meses}}$$

$$HSP = 5,31$$

Seleccionando un número exacto se tiene que:

$$HSP \cong 5h$$

La cifra se redondea a 5 para garantizar precisión, considerando que trabajar con números enteros es más práctico y realista, dado que las HSP se miden en horas. Esta decisión se fundamenta en el hecho de que, en Valledupar, el porcentaje promedio del cielo cubierto con nubes experimenta

fluctuaciones significativas a lo largo del año. Por lo general, el período más despejado en Valledupar abarca desde aproximadamente el 13 de diciembre hasta cerca del 23 de marzo, con una duración aproximada de 3,3 meses. Destaca en particular el mes de enero como el más despejado del año en Valledupar, con un promedio del 42% del tiempo con cielo despejado, mayormente despejado o parcialmente nublado.

Por otro lado, el período más nublado comienza alrededor del 23 de marzo y se extiende durante 8,7 meses, finalizando cerca del 13 de diciembre. Mayo se destaca como el mes más nublado del año en Valledupar, con un promedio del 91% del tiempo con cielo nublado o mayormente nublado (tomado de, informes meteorológicos Weather Spark).

Teniendo en cuenta la información anterior, es poco probable que se supere este número de horas mencionado en las diferentes bases de datos.

*Potencia de un módulo en promedio durante la HSP = 5 * 550W = 2750 W diarios*

$$\#módulos = \frac{75,577 \frac{Kwh}{día}}{2750wh} = 27,45 \cong 27 \text{ módulos}$$

De acuerdo con las características del módulo JAM72S30 550/MR JA SOLAR presentadas en la ficha técnica, se tiene que:

Teniendo el área de cada módulo la cual se consigue multiplicando el largo por el ancho:

Largo: 2,278m

Ancho: 1,134m

$$\text{Área Módulo} = 2.583m^2$$

Con esta información es posible calcular cual es el área total que ocupará el emplazamiento:

$$A_{Total} = \#módulos * \text{Área Módulo}$$

$$A_{Total} = 27 * 2,583 = 69,74m^2$$

2.8.3 Características técnicas del módulo fotovoltaico

Tabla 13. Características técnicas del módulo fotovoltaico modelo JAM72S30 550/MR JA SOLAR

PARÁMETROS MECÁNICOS DEL MÓDULO FV	VALOR
MARCA DEL PANEL	JA SOLAR
MODELO	JAM72S30 550/MR
TIPO DE CELDA	MONOCRISTALINA
Nº DE CELDAS	144(6X24)
DIMENSIONES	2278X1134X30 mm
PESO	27,8 kg
TAMAÑO DE LA SECCIÓN TRANSVERSAL DEL CABLE	4mm ² (IEC), 12 AWG(UL)
CONECTOR	MC4-EVO2/ QC 4. 10-351
CAJA DE CONEXIÓN	IP68, 3 diodos

PARÁMETROS ELECTRICOS EN STC DEL MÓDULO FV	VALOR
POTENCIA MÁXIMA NOMINAL [W]	550
VOLTAJE DE CIRCUITO ABIERTO VOC [V]	49.90
VOLTAJE DE MÁXIMA POTENCIA VMPP [V]	41.96
CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO ISC [A]	14.00
CORRIENTE DE MÁXIMA POTENCIA IMPP [A]	13.11
EFICIENCIA DEL MÓDULO [%]	21.3
TOLERANCIA DE POTENCIA	0-5W

PARÁMETROS ELÉCTRICOS EN STC DEL MÓDULO FV	VALOR
COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE ISC	0.045%/°C
COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE VOC	0.275%/°C
COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE PMÁX	0.350%/°C
STC	IRRADIACION 1000W/m ² , temp de celdas 25°C, AM1.5G

Fuente: Elaboración propia, datos tomados de la hoja de especificaciones del módulo FV JA Solar 550WP.

Datos ambientales (condiciones críticas)

$$T_{\text{máx}} = 85^{\circ}\text{C}$$

$$T_{\text{mín}} = -40^{\circ}\text{C}$$

Donde:

T_{máx}: Es la temperatura máxima

T_{mín}: Es la temperatura mínima

2.8.4 Correcciones por temperatura:

Es fundamental incorporar correcciones por temperatura al dimensionar sistemas fotovoltaicos para garantizar un diseño preciso y maximizar su eficiencia energética. Estas correcciones permiten estimar con mayor precisión la producción de energía, considerando la disminución de eficiencia de los paneles solares a medida que la temperatura aumenta. Al tener en cuenta estas fluctuaciones ambientales, se optimiza la rentabilidad del proyecto y se minimiza el riesgo de subestimar o sobreestimar la producción de energía, asegurando una operación confiable y eficiente a lo largo del tiempo. Además, cumplir con normativas y estándares de la industria que requieren estas correcciones garantiza el cumplimiento de requisitos técnicos y de rendimiento.

Para calcular la corrección por temperatura, es imprescindible contar con datos ambientales relevantes, como la temperatura de operación de los módulos fotovoltaicos. Esta información se encuentra detallada en la hoja de especificaciones proporcionada por el fabricante:

Para obtener la tensión mínima que proporciona el panel, se deben realizar las correcciones por temperatura, para ello se aplica la siguiente ecuación:

Rango inferior:

$$corrRi[\%] = (T_{m\acute{a}x[^\circ C]} - T_{STC[^\circ C]}) * (V_{OC}(\beta)[\%/^\circ C])$$

Donde:

$corrRi[\%]$: es la corrección de temperatura para el rango inferior

$T_{m\acute{a}x[^\circ C]}$: es la temperatura máxima

$T_{STC[^\circ C]}$: es la temperatura en condiciones STC del panel

$V_{OC}(\beta)[\%/^\circ C]$: es el coeficiente de temperatura de voltaje de circuito abierto.

Reemplazando los valores se tiene que:

$$corrRi[\%] = (85^\circ C - 25^\circ C) * (0,275[\%/^\circ C])$$

$$corrRi[\%] = 16,5$$

El resultado de la ecuación representa un porcentaje de V_{mpp} , para obtener V_{min} se aplica la ecuación:

$$V_{min}[V] = V_{mpp}[V] * \left(1 - \frac{corrRi[\%]}{100}\right)$$

$$V_{min}[V] = 41,96 * \left(1 - \frac{16,5}{100}\right)$$

$$V_{min}[V] = 35,03V$$

El cual representa la tensión mínima que proporciona el panel aplicando las pérdidas por temperatura.

Rango superior:

$$corrRs[\%] = (T_{min}[^{\circ}C] - T_{STC}[^{\circ}C]) * (V_{OC}(\beta)[\%/^{\circ}C])$$

Donde:

$corrRs[\%]$: es la corrección de temperatura para el rango superior

$T_{min}[^{\circ}C]$: es la temperatura mínima

$T_{STC}[^{\circ}C]$: es la temperatura en condiciones STC del panel

$V_{OC}(\beta)[\%/^{\circ}C]$: es el coeficiente de temperatura de voltaje de circuito abierto

Reemplazando los valores se tiene que:

$$corrRi[\%] = (-40^{\circ}C - 25^{\circ}C) * (-0,275[\%/^{\circ}C])$$

$$corrRi[\%] = -17,87$$

El resultado de la ecuación representa un porcentaje de V_{mpp} , para obtener $V_{m\acute{a}x}$. se aplica la ecuación:

$$V_{m\acute{a}x}[V] = VOC[V] * \left(1 - \frac{corrRs[\%]}{100}\right)$$

$$V_{m\acute{a}x}[V] = 49,90 * \left(1 - \frac{17,87}{100}\right)$$

$$V_{\text{máx}}[V] = 58,81V$$

El cual representa la tensión máxima que proporciona el panel aplicando las pérdidas por temperatura.

2.8.5 Rango de Paneles Solares a Colocar en Serie:

mín N° de paneles en serie ≤ N° de paneles en serie ≤ máx N° de paneles en serie

$$\text{mín N° de paneles en serie} = \frac{V_{\text{inv}_{\text{mín}}}}{V_{\text{mín}}}$$

donde:

$V_{\text{inv}_{\text{mín}}}$: es el voltaje mínimo del inversor

$V_{\text{mín}}$: es la tensión mínima que proporciona el panel

$$\text{mín N° de paneles en serie} = \frac{250V}{35,03V}$$

$$\text{mín N° de paneles en serie} = 7,13 \cong 7$$

$$\text{máx N° de paneles en serie} = \frac{V_{\text{inv}_{\text{máx}}}}{V_{\text{máx}}}$$

$$\text{máx N° de paneles en serie} = \frac{800V}{58,81V}$$

$$\text{máx N° de paneles en serie} = 13,6 \cong 14$$

2.8.6. Verificación de selección:

En el diseño se optó por configurar 9 paneles en serie para los 3 primeros MPPT presentes en el inversor MAC 15KTL3-XL de la marca Growatt.

$$Vmáx_{op} = N^{\circ} \text{ paneles en serie} * Vmáx[VDC]$$

$$Vmáx_{op} = 9 * 58,81V$$

$$Vmáx_{op} = 529,29V$$

Éste mismo proceso aplica para hallar el voltaje mínimo de operación ($Vmin_{op}$)

$$Vmin_{op} = N^{\circ} \text{ paneles en serie} * Vmin[VDC]$$

$$Vmin_{op} = 9 * 35,03V$$

$$Vmin_{op} = 315,27V$$

2.8.7. Rango de Paneles Solares a Colocar en Paralelo:

Para calcular la cantidad de paneles solares en paralelo (llamados también ramas) necesarios para cada inversor, se lleva a cabo una estimación inicial. Esta estimación se basa en suponer que los paneles operan en condiciones STC, donde cada panel genera su máxima potencia, P_{max} . Por lo tanto, se requiere determinar cuántos paneles son necesarios para alcanzar la potencia nominal del inversor, utilizando la siguiente ecuación.

$$N^{\circ} \text{ de Paneles}_{aprox} = \frac{P_{Inversor_{nom}}}{P_{max}}$$

$$N^{\circ} \text{ de Paneles}_{aprox} = \frac{15000w}{550w} = 27,27 \text{ Paneles}$$

Una vez obtenido el número de paneles solares aproximados, se debe tomar en cuenta que, en condiciones climáticas reales, un generador fotovoltaico nunca trabajará en condiciones STC.

Donde:

$N^{\circ} \text{ de Paneles}$: Es el número de paneles.

Actualmente los fabricantes de inversores están incorporando en su ficha técnica la potencia máxima de entrada en corriente continua en condiciones STC, para tener una mejor orientación a la hora de diseñar. Una vez obtenido el número de paneles solares que cumpla la condición anterior, es posible establecer el número de ramas que tendrá asociado cada inversor. Para ello se aplica la ecuación 3

$$N^{\circ} \text{ de Ramas} = \frac{N^{\circ} \text{ de Paneles}}{N^{\circ} \text{ Paneles}_{\text{Serie}}}$$

$$N^{\circ} \text{ de Ramas} = \frac{27,27}{9} = 3,03 \cong 3 \text{ ramas}$$

2.8.8. Verificación de esta selección

Corriente máxima de cortocircuito:

$$I_{cc} = N^{\circ} \text{ de Ramas} * I_{cc}$$

$$I_{cc} = 3 \text{ ramas} * 14A = 42A$$

Bajo esta condición no se superan los 43.7 A que el inversor es capaz de soportar.

2.8.9. Número de Inversores

Para calcular el número de inversores que requiere el sistema se hace necesario inicialmente calcular la potencia de inversor requerida por el sistema de la siguiente forma:

$$P_{\text{inversor}} = P_{\text{nom}} * \#\text{módulos}$$

$$P_{\text{inversor}} = 550W * 27$$

$$P_{\text{inversor}} = 14,850 \text{ Kw}$$

Teniendo la potencia del módulo se procede a calcular el número de inversores requeridos y la selección de los mismos:

$$\#inversores = \frac{P_{inversor}}{P_{inversor_comercial}}$$

$$\#inversores = \frac{14,850 \text{ kW}}{15 \text{ kW}}$$

$$\#inversores = 0,99 \cong 1$$

Por lo cual se puede seleccionar un inversor con una potencia nominal de 15 kW (MAC15KTL3-XL GROWATT) o en su defecto se pueden colocar inversores de menor potencia en paralelo, que sumen una potencia total de 14,850KW.

En este diseño se considera óptimo según su rentabilidad seleccionar el inversor con las siguientes características:

Tabla 14. Características técnicas del inversor MAC 15KTL3-XL GROWATT

Referencia del Inversor	MAC 15KTL3-XL de la marca Growatt
Datos de entrada DC	
Max potencia FV recomendada	22.500W
Rango de potencia máx:	360-650V
Voltaje de arranque	250V
Voltaje nominal	550V
Rango de voltaje MPPT	200V/800VDC
Número de MPPTS	4
Cadenas por MPPTS	2

Máxima corriente por MPPT	26A
Corriente ISC por MPPT	32A
Datos de salida AC	
Potencia nominal AC	15.000W
Potencia aparente	16.600VA
Voltaje nominal CA (rango)	127/220V
Frecuencia de red CA	50/60HZ
Corriente de máx salida	43,7A
Factor de potencia	>0.99
TDH	<3%
Tipo de conexión CA	3L + N + PE
Eficiencia	98,5%

Fuente: Elaboración propia, datos tomados de la ficha técnica del inversor MAC 15KTL3-XL GROWATT

2.8.10. Cálculo de cableado DC positivo y negativo (de panel a inversor):

Según criterio térmico normativa NTC 2050, ARTÍCULO 690 — SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS FV. La corriente máxima para un circuito específico se debe calcular de acuerdo con las secciones 690.8(A)(1) hasta (A)(6). Figura 81.

(1) **Corrientes del circuito de la fuente fotovoltaica.** Se debe calcular la corriente máxima por uno de los siguientes métodos:

- (1) La suma de corrientes de cortocircuito de capacidad nominal del módulo FV conectadas en paralelo multiplicada por 125 %.
- (2) Para sistemas FV con una capacidad generadora de 100 kW o superior, se debe permitir un diseño de sistema FV documentado y estampado, empleando un método normalizado industrial y provisto por un ingeniero eléctrico profesional autorizado. El valor calculado de corriente máxima debe basarse en el promedio de corriente más elevado en 3 h resultante de la irradiación local simulada en la red FV teniendo en cuenta la elevación y la orientación. El valor de corriente empleado por este método no debe ser inferior al 70 % del valor calculado empleando la sección 690.8 (A) (1) (1).

NOTA INFORMATIVA *Sandia National Laboratories* ofrece un método normalizado industrial para calcular la corriente máxima de un sistema FV, referencia SAND 2004-3535, *Photovoltaic Array Performance Model*. Este modelo es utilizado por el programa de simulación *System Advisor Model* provisto por el *National Renewable Energy Laboratory*.

Figura 81. criterio térmico normativa NTC 2050, ARTÍCULO 690 — SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS FV.

Fuente: NTC 2050

La intensidad máxima que recorrerá cada rama (paneles en serie), y por el cable, es la intensidad de cortocircuito del panel, que en este caso es $I_{sc}=14A$. Por lo tanto, la corriente de diseño será igual a la fórmula correspondiente:

$$I_d = (14 \times \text{Numero de cadenas}(1)) \times 1.25 = 17,5A$$

Aplicando el factor de corrección por temperatura ambiente, que se encuentra entre 31-35°C, la corriente del conductor (positivo como negativo), de acuerdo con la Tabla 690.31 del NTC 2050, que es la correspondiente Tabla 15.

Tabla 15. Factores de corrección por temperatura nominal de conductor.

Tabla 690.31 (A) Factores de corrección

Temperatura nominal de conductor				
Temperatura ambiente (°C)	60 °C	75 °C	90 °C	105 °C
30	1,00	1,00	1,00	1,00
31-35	0,91	0,94	0,96	0,97
36-40	0,82	0,88	0,91	0,93
41-45	0,71	0,82	0,87	0,89
46-50	0,58	0,75	0,82	0,86
51-55	0,41	0,67	0,76	0,82
56-60	-	0,58	0,71	0,77
61-70	-	0,33	0,58	0,68
71-80	-	-	0,41	0,58

Fuente: NTC 2050

$$I_c = 17,5A \times 0,96 = 16,8A$$

Tabla 16. Cables CENTELSA Fotovoltaico según la normativa RETIE.

CABLE CENTELSA FOTOVOLTAICO H12222-K 1,0 kV AC (1,5 kV DC) 90°C HF FR									
Conductor		Aislamiento		Cubierta		Peso Total Aproximado kg/km	Ampacidad ^(*)		
Calibre	Resistencia Eléctrica DC a 20°C	Espesor Nominal	Diametro Aproximado	Espesor Nominal	Diametro Aproximado		Un Cable al Aire	Un Cable Sobre una Superficie	Dos Cables en Contacto Sobre Superficie
mm ²	Ω/km	mm	mm	mm	mm		A		
1,5	13,2980	0,70	3,06	0,80	4,74	31	30	29	24
2,5	7,9693	0,70	3,53	0,80	5,21	42	41	39	33
4	4,9408	0,70	4,08	0,80	5,76	58	55	52	44
6	3,2906	0,70	4,66	0,80	6,34	78	70	67	57
10	1,8928	0,70	5,65	0,80	7,33	120	98	93	79
16	1,2036	0,70	6,54	0,90	8,44	183	132	125	107
25	0,7717	0,90	8,21	1,00	10,31	280	176	167	142
35	0,5484	0,70	9,38	1,10	11,66	380	218	207	176
50	0,3815	1,00	11,08	1,20	13,58	537	276	262	221
70	0,2689	1,10	13,05	1,20	15,55	752	347	330	278
95	0,2038	1,10	15,24	1,30	17,94	980	416	395	333
120	0,1592	1,20	17,26	1,30	19,96	1254	488	464	390
150	0,1281	1,40	19,31	1,40	22,23	1549	566	538	453
185	0,1048	1,60	21,40	1,60	24,72	1893	644	612	515
240	0,0793	1,70	27,77	1,70	31,31	2593	775	736	620



(*) Los logos de los entes certificadoros aquí dispuestos de forma general pertenecen a productos específicos, pueden ser válidos en nuestra página web.

Fuente: RETIE

Por esta razón, se elige un cable solar fotovoltaico CENTELSA H1Z2Z2-K color rojo de 2.5mm^2 XLPE 1500VDC 90°C para positivo, y un cable solar fotovoltaico CENTELSA H1Z2Z2-K color negro de 2.5mm^2 XLPE 1500VDC 90°C para negativo, los cuales soportan corrientes de hasta 41A.

Las principales razones por las que se seleccionaron cables de 90°C son por economía y eficiencia. Según el **Capítulo 20 del RETIE, Artículo 20.2.3**, trabajar con cable solar de 90°C es preferible sobre uno de 75°C , debido a su capacidad para soportar temperaturas más altas sin degradarse. Esto es crucial en instalaciones fotovoltaicas, donde los cables están expuestos a condiciones ambientales extremas, como altas temperaturas, radiación solar directa y variaciones térmicas significativas. Un cable con una temperatura nominal más alta permite una mayor corriente de carga sin riesgo de sobrecalentamiento, lo que mejora la seguridad y la eficiencia del sistema. Además, no necesita disponer de la instalación de tuberías para proteger al cable, lo que implica reducción de costos en el sistema.

Aplicando caída de tensión, según el criterio establecido en la NTC 2050, no debe ser superior al 1.5% de la tensión de máxima potencia del arreglo fotovoltaico. En este caso, dado que tenemos 15 módulos en serie y $V_{mpp} = 41,96\text{V}$, la caída de tensión máxima será de alrededor de lo siguiente:

FOTO	CALIBRE / AWG	SECCIÓN EN MM2	CONSUMO DE CORRIENTE
	4	25mm ²	Muy alto
	6	16mm ²	Alto
	8	10mm ²	Medio - alto
	10	6mm ²	Medio
	12	4mm ²	Medio - bajo
	14	2.5mm ²	Bajo
	16	1.5mm ²	Muy bajo

Figura 82. equivalencias de calibre en milímetros. Tomado de MasVoltaje tienda de electricidad. Fuente: MasVoltaje tienda de electricidad.

A continuación, se presenta la selección de cables fotovoltaicos, en este caso se optó por utilizar los cables CENTELSA H1Z2Z2-K de 2.5mm^2 con aislamiento XLPE, con una tensión nominal de

1500 VDC y una capacidad térmica de hasta 90°C. A partir del análisis mostrado en la Figura 23, se ha determinado que el calibre equivalente del cable de 2.5 mm² en el sistema AWG es de 14 AWG.

Una vez establecida la equivalencia del conductor, se procede a consultar la Tabla 8, donde se detallan las propiedades de los conductores. A partir de esta información, se selecciona la resistencia adecuada del conductor con el fin de calcular con precisión la caída de tensión.

La caída de tensión DC se corrige utilizando la Tabla 8, del NTC 2050. Ver Tabla 17 del actual documento.

Tabla 17. propiedades de los conductores.

Tabla 8. Propiedades de conductores

Sección transversal o calibre		Conductores					Resistencia en corriente continua a 75 °C		
		Trenzado		Total			Cobre		Aluminio
AWG o kcmil	mm ²	Mils circulares	# hilos	Diámetro mm	Diámetro mm	Área mm ²	No recubiertos ohm/km	Recubiertos ohm/km	ohm/km
18	0,823	1 620	1	—	1,02	0,823	25,5	26,5	42,0
18	0,823	1 620	7	0,39	1,16	1,06	26,1	27,7	42,8
16	1,31	2 580	1	—	1,29	1,31	16,0	16,7	26,4
16	1,31	2 580	7	0,49	1,46	1,68	16,4	17,3	26,9
14	2,08	4 110	1	—	1,63	2,08	10,1	10,4	16,6
14	2,08	4 110	7	0,62	1,85	2,68	10,3	10,7	16,9
12	3,31	6 530	1	—	2,05	3,31	6,34	6,57	10,45
12	3,31	6 530	7	0,78	2,32	4,25	6,50	6,73	10,69
10	5,261	10 380	1	—	2,588	5,26	3,984	4,148	6,561
10	5,261	10 380	7	0,98	2,95	6,76	4,070	4,226	6,679
8	8,367	16 510	1	—	3,264	8,37	2,506	2,579	4,125
8	8,367	16 510	7	1,23	3,71	10,76	2,551	2,653	4,204
6	13,30	26 240	7	1,56	4,67	17,09	1,608	1,671	2,652
4	21,15	41 740	7	1,96	5,89	27,19	1,010	1,053	1,666
3	26,67	52 620	7	2,20	6,60	34,28	0,802	0,833	1,320
2	33,62	66 360	7	2,47	7,42	43,23	0,634	0,661	1,045
1	42,41	83 690	19	1,69	8,43	55,80	0,505	0,524	0,829
1/0	53,49	105 600	19	1,89	9,45	70,41	0,399	0,415	0,660
2/0	67,43	133 100	19	2,13	10,62	88,74	0,3170	0,329	0,523
3/0	85,01	167 800	19	2,39	11,94	111,0	0,2512	0,2610	0,413
4/0	107,2	211 600	19	2,68	13,41	141,1	0,1996	0,2050	0,328
250	127	—	37	2,09	14,61	168	0,1687	0,1753	0,2778
300	152	—	37	2,29	16,00	201	0,1409	0,1463	0,2318
350	177	—	37	2,47	17,30	235	0,1205	0,1252	0,1984
400	203	—	37	2,64	18,49	268	0,1053	0,1084	0,1737
500	253	—	37	2,95	20,65	336	0,0845	0,0869	0,1391
600	304	—	61	2,52	22,68	404	0,0704	0,0732	0,1159
700	355	—	61	2,72	24,49	471	0,0603	0,0622	0,0994
750	380	—	61	2,82	25,35	505	0,0563	0,0579	0,0927
800	405	—	61	2,91	26,16	538	0,0528	0,0544	0,0868
900	456	—	61	3,09	27,79	606	0,0470	0,0481	0,0770
1 000	507	—	61	3,25	29,26	673	0,0423	0,0434	0,0695
1 250	633	—	91	2,98	32,74	842	0,0338	0,0347	0,0554
1 500	760	—	91	3,26	35,86	1 011	0,02814	0,02814	0,0464
1 750	887	—	127	2,98	38,76	1 180	0,02410	0,02410	0,0397
2 000	1 013	—	127	3,19	41,45	1 349	0,02109	0,02109	0,0348

1. Estos valores de resistencia son válidos solamente para los parámetros indicados. Al usar conductores con hilos recubiertos, de distinto tipo de trenzado y especialmente a otras temperaturas, cambia la resistencia.
2. Ecuación para el cambio de temperatura: $R_x = R_1 [1 + \alpha (T_x - 75)]$ donde $\alpha_{Cu} = 0.00323$, $\alpha_{Al} = 0.00330$ at 75 °C.
3. Los conductores con trenzado compacto o comprimido tienen aproximadamente un 9% y un 3%, respectivamente, menos de diámetro del conductor desnudo que los conductores mostrados. Para las dimensiones reales de los cables compactos, Ver la Tabla 5A.
4. Las conductividades usadas, según la IACS: cobre desnudo = 100 %, aluminio = 61 %.
5. El trenzado de Clase B está listado también como sólido para algunos calibres. Su área y diámetro total son los de la circunferencia circunscrita.

NOTA INFORMATIVA La información sobre construcción de los cables cumple con NEMA WC/70-2009 o ANSI/UL 1581-2011. La resistencia se calcula de acuerdo con el Manual de la Oficina Nacional de Normas 100, de 1966 y el Handbook 109, de 1972.

CÓDIGO ELÉCTRICO COLOMBIANO - NTC 2050 (Segunda actualización) 

Fuente: NTC 2050

$$V_{max} = (41,96V \times 14) = 587.44V$$

$$\Delta V_{max} = 587.44V \times 0.015 = 8,81V$$

$$\Delta V = 2 * I * L * R$$

Donde:

ΔV es la caída de tensión en voltios.

I es la corriente de máxima potencia.

L es la longitud del cable en metros (longitud más larga de cable para cada zona).

R es la resistencia medida en ohm/Kilómetros.

Como se seleccionó el cable solar de 2.5 mm^2 , que es equivalente al cable AWG #14 de 1 hilo el cual

posee la siguiente resistencia de acuerdo con la Tabla 8 de la NTC 2050:

$$R = 10,4 \frac{\Omega}{Km}$$

$$I = 13,11 A$$

$$L = 15 m$$

Reemplazando:

$$\Delta V = 2 * 13,11A * \frac{15}{1000} Km * 10,4 \Omega/Km$$
$$\Delta V = 4,09 V$$

Lo cual equivale al siguiente porcentaje:

$$V\% = \frac{\Delta V}{V_{nom}} * 100\%$$
$$V\% = \frac{4,09V}{41,96V} * 100\%$$
$$V\% = 9,74\%$$

Se puede apreciar que la caída de tensión para los cables solares de 2,5mm² teniendo en cuenta la distancia desde los módulos hasta el barraje, que aproximadamente es de 15m de longitud para la instalación la cual es igual a 4,09 V, no excede la máxima caída de tensión permitida por el sistema la cual es de 9,44 V. Por ende, el cable solar anteriormente mencionado es el ideal para colocar en el sistema.

Antes de entrar al inversor, se ha de pasar el cableado por un cuadro de nivel compuesto por fusibles para poder aislar los paneles en caso de que algo fallase.

2.8.11. Cálculo del fusible DC:

$$VDC_Fusible = VOC \times \text{No de paneles en serie} \times 1.25$$

$$VDC_Fusible = 49,29V \times 14 \times 1.25 = 862,57V.$$

La corriente que circula por el sistema es la corriente de cortocircuito. Por lo tanto, se debe seleccionar un fusible que pueda soportar una corriente 30% superior a la esperada, calculada como

$$IN = 14 \times 1.30 = 18,2 A.$$

En este caso, se utilizará un fusible Leader con luz indicadora led de 20 amperios y 1000VDC junto con porta fusible y certificación CE IEC 60269.

2.8.12. Cálculos de Breaker DC (de panel a inversor):

Dado que hay 2 cadenas por MPPT la corriente que entra a cada MPPT es de 17,5A y el cable solar de 2.5mm² tiene una capacidad de carga de 41A, se ha seleccionado un disyuntor DC de 32A y 1000V con una capacidad de ruptura (I_{kk}) mayor a 6KA, de la marca FEEO. Esto garantiza una protección adecuada para el sistema, asegurando que el disyuntor pueda soportar la corriente máxima esperada y proteger los componentes contra posibles sobrecargas o cortocircuitos.

2.8.13. Cálculo del DPS DC (de panel a inversor):

La protección integral tiene que contemplar las entradas y salidas de los sistemas fotovoltaicos en A.C y D.C, un Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS), también conocido como supresor de picos, es un componente vital para la seguridad de tus equipos electrónicos. Su función principal es protegerlos contra daños ocasionados por picos de voltaje, ya sean transitorios (como los causados por rayos) o permanentes (originados por fallos en la red eléctrica).



Figura 83. Directrices para la instalación y ubicación óptimas de Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS) en un sistema fotovoltaico

Fuente: RETIE

la adopción de protección contra sobretensiones eléctricas en el sistema fotovoltaico garantizará una mayor longevidad del sistema. Según el artículo 20.16.1 REQUISITOS DE PRODUCTO del

RETIE, U_c . Tensión Máxima de Servicio (RMS o DC), indica la tensión máxima en la cual el protector puede operar de manera continua esta tensión debe ser mayor o igual a 1.1 veces la tensión máxima del sistema en régimen permanente.

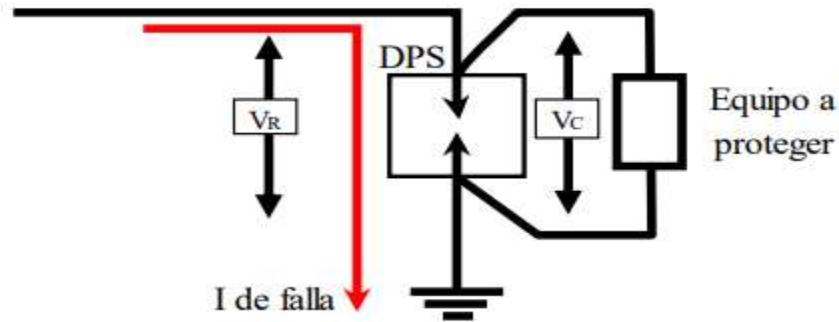


Figura 84. Montaje de los DPS según la normativa RETIE.

Fuente: Montaje de los DPS, RETIE

En este caso se toma el máximo número de paneles que se puedan colocar en serie según los cálculos anteriores, con el fin de darle mayor protección al sistema:

$$VOC = 49,90V$$

$$VOC_{total} = 49,90V \times 14 = 698,6V$$

$$VDPS = 1,1 \times 698,6V = 768,46V$$

Donde:

VOC: Voltaje de circuito abierto de los módulos

VDPS: Voltaje del DPS

Por tanto, la protección DC contra sobretensiones (DPS) a utilizar es:

- DPS 1KV, 3P con $I_{kk} > 40KA$

2.8.14. Cálculos para el cableado **Ac**:

Como se está realizando el diseño para un sistema trifásico, y el inversor también es trifásico, implica que se tengan y se dimensionen 3 cables de fase, como estamos en la red eléctrica colombiana es importante tener un cable de neutro y un cable de tierra para poder conectarnos a la red.

- **Cables de fase**

$$I_{inv} = \frac{S}{\sqrt{3} * VL}$$

Donde:

I_{inv} : es la corriente de salida del inversor

S : es la potencia aparente del inversor

VL : es el voltaje de línea

Sustituyendo en la fórmula anterior se obtiene los siguiente:

$$I_{inv} = \frac{16600 VA}{\sqrt{3} * 220V}$$

$$I_{inv} = 43,56A$$

Tabla 18. Capacidades de corriente (A) permisibles para conductores aislados para 0 a 2000v nominales.

Conductor		Temperatura nominal del conductor					
		60 °C TW		75 °C THW		90 °C XLP	
Sección transv. [mm ²]	Calibre AWG ó kcmil	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
0,82	18	-	-	-	-	14	-
1,31	16	-	-	-	-	18	-
2,08	14	20*	-	20*	-	25	-
3,3	12	25*	20*	25*	20*	30*	25*
5,25	10	30	25	35*	30*	40*	35*
8,36	8	40	30	50	40	55	45
13,29	6	55	40	65	50	75	60
21,14	4	70	55	85	65	95	75
26,68	3	85	65	100	75	110	85
33,62	2	95	75	115	90	130	100
42,2	1	110	85	130	100	150	115
53,5	0	125	100	150	120	170	135
67,44	00	145	115	175	135	195	150
85,02	000	165	130	200	155	225	175
107,21	0000	195	150	230	180	260	205
126,67	250	215	170	255	205	290	230
152,01	300	240	190	285	230	320	255
177,34	350	260	210	310	250	350	280
202,68	400	280	225	335	270	380	305
253,35	500	320	260	380	310	430	350
304,02	600	355	285	420	340	475	385
354,69	700	385	310	460	375	520	420
380,02	750	400	320	475	385	535	435
405,36	800	410	330	490	395	555	450
456,03	900	435	355	520	425	585	480
506,7	1000	455	375	545	445	615	500
633,38	1250	495	405	590	485	665	545
760,05	1500	520	435	625	520	705	585
886,73	1750	545	455	650	545	735	615
1013,4	2000	580	470	665	560	750	630

Tabla 3.15 Capacidades de corriente (A) permisibles para conductores aislados para 0 a 2000 V nominales. Para no más de 3 conductores en canalización, cable o directamente enterrados. Temperatura ambiente 30 °C

Fuente: RETIE

De acuerdo con la tabla 3.15 del documento de símbolos RETIE, tabla 18 del actual documento, llamada capacidades de corriente permitida para conductores aislados para 0 a 2000v el cable adecuado a utilizar es:

✓ cable AWG #8 Cu XLP el cual soporta 55A

- **Cable de Neutro**

Según la normativa NTC 2050, en acometidas trifásicas tetra filares (4 hilos) y cuando se enfrentan cargas lineales, el conductor neutro debe calcularse como mínimo del 70% del amperaje de las fases.

$$IN = I_{inv} * 0.70$$

$$IN = 43,56A * 0.70$$

$$IN = 30,49A$$

por tal razón se debería elegir el cable AWG #10 de Cu XLP el cual soporta corrientes de 40A. Se observa que el neutro es de un calibre más delgado que los cables de fase.

Sin embargo, en la actualidad, hay una proliferación de equipos de carga no lineal. Por lo tanto, los fabricantes de acometidas han optado por ensamblarlas con los 4 conductores de igual calibre, por tal razón se eligió el cable AWG #8 de Cu XLP el cual soporta 55A.

- **Cable de Tierra**

Este cable se elige con base a la corriente de trabajo del inversor en AC, la cual se encuentra especificada en la hoja de datos del fabricante:

$$Máx I_{out AC} = 43,7A$$

Por tanto, el cableado requerido para la puesta a tierra del inversor Según la Tabla 250.122 contenida en la normativa NC 2050 segunda actualización, es:

- ✓ 1 cable AWG #10 Cu desnudo

2.8.15. Interruptores AC del inversor

El interruptor Ac del inversor se elige para salvaguardar toda la instalación Ac que se encuentra después del inversor, contra sobrecargas y cortocircuitos gracias a su protección térmica y magnética. Por esta razón teniendo en cuenta las características de la red eléctrica colombiana la cual opera en un rango de (110-120) VAC o (220-240) VAC en algunos casos, se procede a elegir el siguiente componente:

- Breaker AC de 3p 200A, 240VAC con $I_{kk} > 50Ka$ marca ABB 15DAO66778R1.

2.8.16. Cálculo de cableado de tierra:

El objeto de la instalación de puesta a tierra es limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, tanto fijas como móviles, posibilitar la detección de defectos a tierra y asegurar la actuación y coordinación de las protecciones eliminando o minimizando el riesgo que supone una avería en el material eléctrico utilizado.

Esta instalación dispondrá de una red de tierras, a la que se unirán las masas metálicas de la instalación no sometidas a tensión eléctrica. La puesta a tierra se realizará de forma que no altere la de la compañía eléctrica distribuidora, con el fin de no transmitir defectos a la misma. Asimismo, las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora [24].

La estructura soporte, así como los módulos fotovoltaicos se conectarán a tierra con motivo de reducir el riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas. Con esta medida se consigue limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar las masas metálicas, permitir a los vigilantes de aislamiento la detección de corrientes de fuga, así como propiciar el paso a tierra de las corrientes de falta o descarga de origen atmosférico. A esta misma tierra se conectarán también las masas metálicas de la parte de alterna (fundamentalmente el inversor).

La puesta a tierra de los módulos fotovoltaicos debe efectuarse mediante conductores unidos a sus marcos, no bastando con su unión física. Este conductor será aislado de 6 mm² de sección y se unirá al módulo aprovechando la unión atornillada de este con la estructura.

Por tanto, se realizará una toma de tierra a la que se conectarán directamente las estructuras soporte del generador fotovoltaico, los marcos de los módulos y la borna de puesta a tierra del inversor. La sección del conductor de protección será, como mínimo como la del conductor de fase correspondiente.

Según la Tabla 250.122 calibre mínimo de conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos de la normativa NTC 2050, que establece el calibre mínimo de conductores de puesta a tierra, en este caso, el cable de puesta a tierra debe ser de cobre **AWG #10 Cu desnudo**. Esto se basa en la corriente del Breaker, asegurando una adecuada capacidad de conducción para la puesta a tierra y cumpliendo con los estándares de seguridad establecidos en la normativa.

Tabla 19. Tamaño mínimo de los conductores de puesta a Tierra para canalizaciones equipos.

Tabla 250-122.- Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos

Capacidad o ajuste del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, canalizaciones, etc., sin exceder de: (amperes)	Tamaño			
	Cobre		Cable de aluminio o aluminio con cobre	
	mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil
15	2.08	14	-	-
20	3.31	12	-	-
60	5.26	10	-	-
100	8.37	8	-	-
200	13.30	6	21.20	4
300	21.20	4	33.60	2
400	33.60	2	42.40	1
500	33.60	2	53.50	1/0
600	42.40	1	67.40	2/0
800	53.50	1/0	85.00	3/0
1000	67.40	2/0	107	4/0
1200	85.00	3/0	127	250
1600	107	4/0	177	350
2000	127	250	203	400
2500	177	350	304	600
3000	203	400	304	600
4000	253	500	380	750
5000	355	700	608	1200
6000	405	800	608	1200

Para cumplir con lo establecido en 250-4(a)(5) o (b)(4), el conductor de puesta a tierra de equipos podría ser de mayor tamaño que lo especificado en esta Tabla.
*Véase 250-120 para restricciones de instalación.

Fuente: NTC2050.

2.8.17. Disposición de módulos

En el presente diseño, la orientación será hacia el sur, ya que el edificio se encuentra en el hemisferio norte. Para obtener la mejor inclinación de los módulos, se aplica la siguiente ecuación:

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

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * 10,45 = 10,91 \cong 11^\circ$$

A pesar de que el ángulo de inclinación óptimo durante todo el año da como resultado aproximadamente 11°, lo ideal y recomendado es que este ángulo para fines prácticos sea igual a 14 o 15° debido al auto mantenimiento de los módulos.

2.8.18. Cálculo de sombras

La separación entre las filas de paneles ha de estar calculada según el criterio de sombras. Si la separación fuese inferior a la mínima, esto provocaría sombras en los paneles que resultarían en una pérdida de generación.

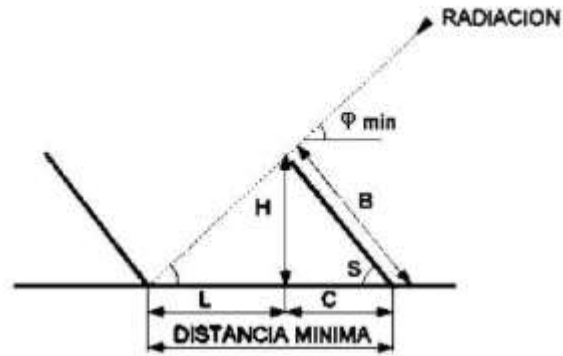


Figura 85. Distancia para considerar para el cálculo de la distancia mínima entre ramas

Se puede establecer las siguientes relaciones geométricas apoyándonos en la Figura 85.

$$B = 2 * l = 2 * 2,278 = 4,556m$$

$$C = B * \cos (S) = 4,556m * \cos (14^\circ) = 4,42m$$

$$H = B * \sin (S) = 4,556m * \sin (14^\circ) = 1,078m$$

La distancia mínima entre líneas de captadores para que la fila anterior no proyecte sombras en la posterior se determina mediante trigonometría simple:

$$\text{latitud: } 10,45^\circ$$

$$\tan (\varphi_{min}) = \frac{H}{L} = \frac{B * \sin (S)}{Dist_{min} - B * \cos (S)}$$

$$\varphi_{min} = 90 - \text{latitud} - 23,45$$

$$\varphi_{min} = 90 - 10,45^\circ - 23,45 = 56,1$$

$$Dist_{min} = B * \left(\cos (s) + \frac{\sin (S)}{\tan (\varphi_{min})} \right)$$

$$Dist_{min} = 4,556m * \left(\cos (14^\circ) + \frac{\sin (14^\circ)}{\tan (56,1)} \right) = 5,16m$$

Donde:

S: Inclinación del panel.

B: Longitud del panel.

φ_{min} : Ángulo mínimo de la incidencia

Al resultado anterior, agregando un factor de seguridad de 125%

$$Dist_{min} = 5,16m * 1,25 = 6,45m$$

2.9. Diseño de plantillas a emplear para la construcción de la geometría sede Sabanas Bloque Administrativo.

En el siguiente paso, se llevó a cabo una simulación detallada en el programa SketchUp para evaluar los bloques seleccionados en función de su consumo energético, tamaño, uso, horario de operación y potencial solar, identificando así los edificios más adecuados en cada sede. SketchUp, una herramienta de diseño que permite la representación precisa en 3D de estructuras y objetos, desplegó una animación de sombreado a lo largo de todo el año para anticipar el impacto en la eficiencia del sistema fotovoltaico. La integración de SketchUp con PVSYST resulta esencial, ya que este último carece de capacidad avanzada en simulaciones 3D. Al exportar los diseños de SketchUp en formatos .3DS o DAE, se logra una transición fluida hacia PVSYST, mejorando así la precisión y el análisis de sombreado de manera profesional y visualmente atractiva, compensando de esta manera la limitación de esta herramienta de simulación fotovoltaica. Los diseños realizados en SketchUp para cada sede se presentan a continuación:

El primer paso implica importar los planos arquitectónicos en formato digital al software SketchUp. Estos planos suelen incluir plantas, alzados y secciones del edificio.

Utilizando las herramientas de dibujo disponibles, se procede a la extrusión de las formas bidimensionales presentes en los planos para representar la volumetría tridimensional del edificio. Esto implica crear paredes, techos y pisos de acuerdo con las especificaciones del

diseño como se evidencia en las simulaciones del plano para el bloque P de la sede sabanas, Figura 86, Figura 87 y Figura 88:



Figura 86. Planos de arquitectura del tercer piso del bloque P y bloque I de la Universidad Popular del Cesar sede Sabanas.

Fuente: Elaboración propia



Figura 87. Planos de arquitectura del cuarto piso del bloque P y bloque I de la Universidad Popular del Cesar sede Sabanas.

Fuente: Elaboración propia

En el siguiente paso, se llevó a cabo una simulación detallada en el programa SketchUp para evaluar el bloque P en función de su consumo energético, tamaño, uso, horario de operación y potencial solar.

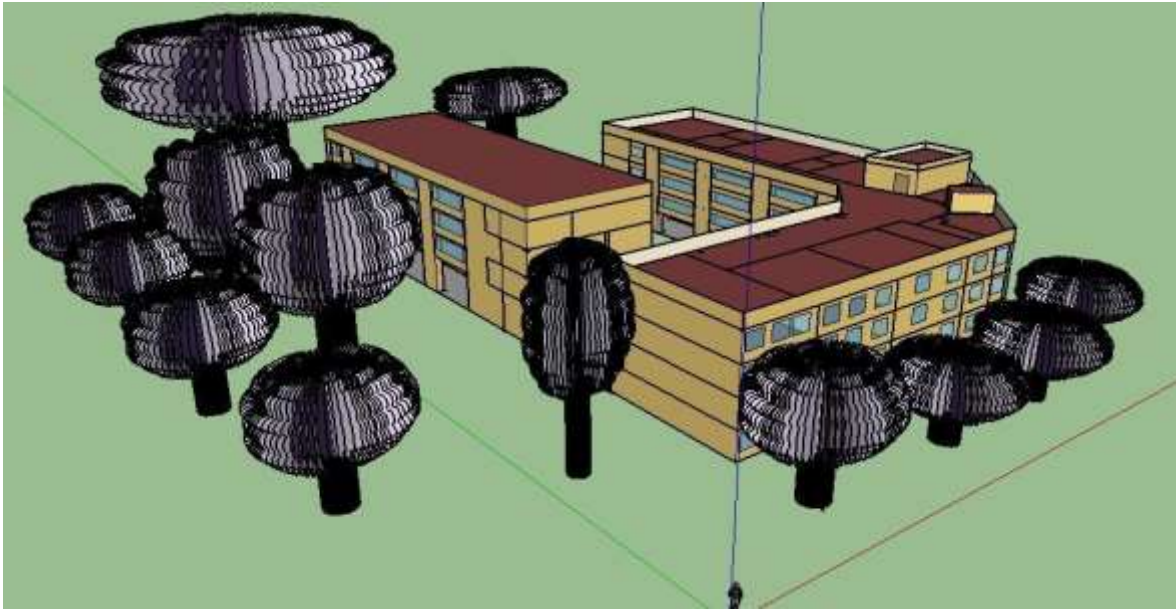


Figura 88. Simulación con SketchUp 2017 del Bloque P y bloque I de la UPC Sede Sabanas

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Sabanas.

2.9.1. Introducción al software

- **Simulación Bloque P sede Sabanas en PVSyst.**

Continuando con el proceso conforme al método empleado para la simulación en PVSYST del bloque administrativo en la sede Sabanas, se procede a realizar el mismo proceso de simulación del bloque P sede Sabanas:

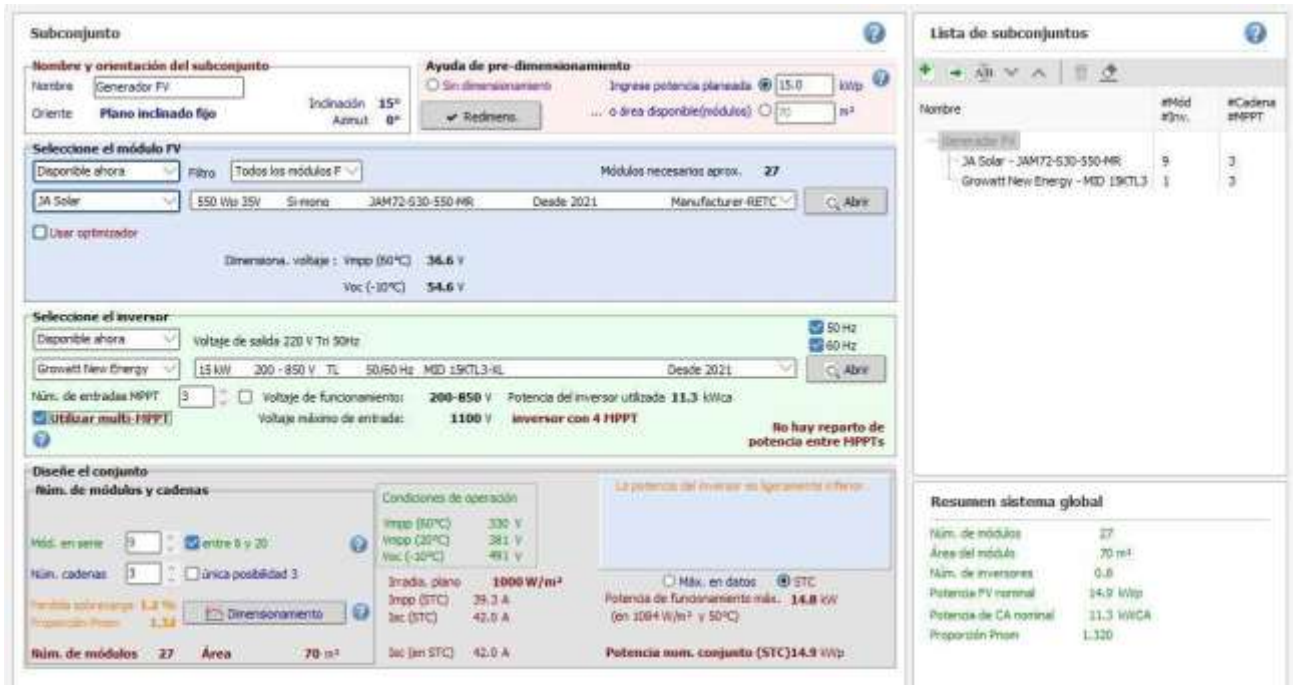


Figura 89: Ventana de visualización de la selección del módulo, selección del inversor y la configuración del conjunto de número de módulos y cadenas.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

En la Figura 90, además de la selección de los módulos y el inversor pertinentes para el sistema, se presenta un resumen del sistema global. Este resumen indica que se necesitan 27 módulos fotovoltaicos para satisfacer la demanda energética del sistema, los cuales ocuparán un área de 70m². Asimismo, se requiere un inversor de 15 kW. La potencia nominal instalada de los paneles fotovoltaicos es de 14,9 kWp.

A continuación, se muestra la gráfica que representa la trayectoria solar y línea de horizonte en la sede Sabanas. Figura 90.

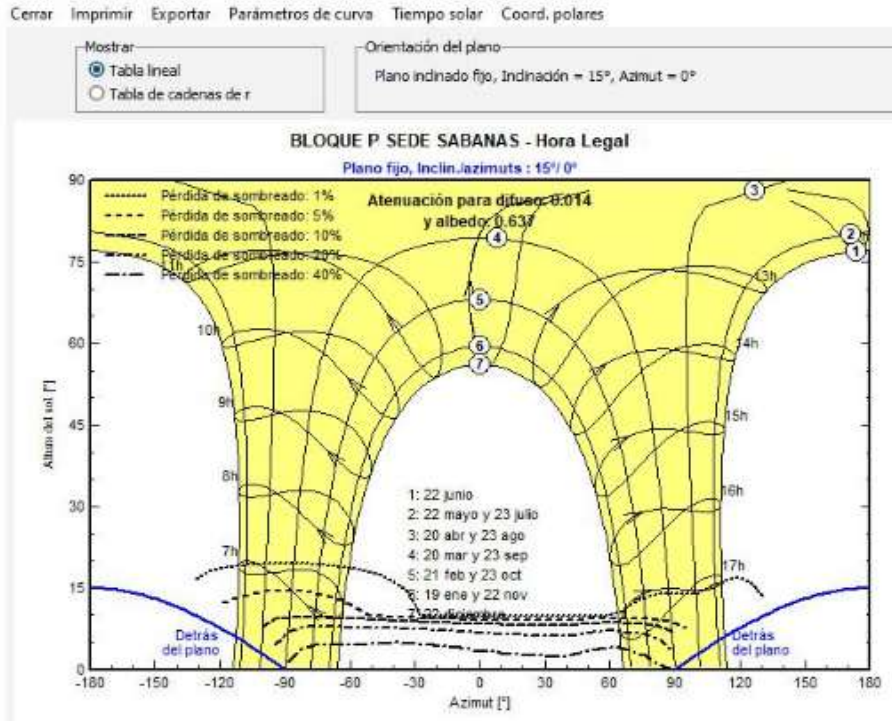


Figura 90: Dibujo lineal de horizonte y trayectoria solar bloque P.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

A continuación, se presenta para la sede Sabanas la pestaña de visualización para definir los sombreados cercanos, los cuales deben ser compatibles con los parámetros de diseño de la escena 3D. Se han considerado varios factores importantes, como la distancia entre strings, que es aproximadamente de 6 metros, y la ubicación de los módulos, asegurándose de que no estén demasiado cerca de los bordes de la estructura, para minimizar las pérdidas por sombreado. Además, se decidió instalar 3 estructuras con 3 filas de módulos cada una para optimizar el espacio. Todo esto se refleja en la figura 91.

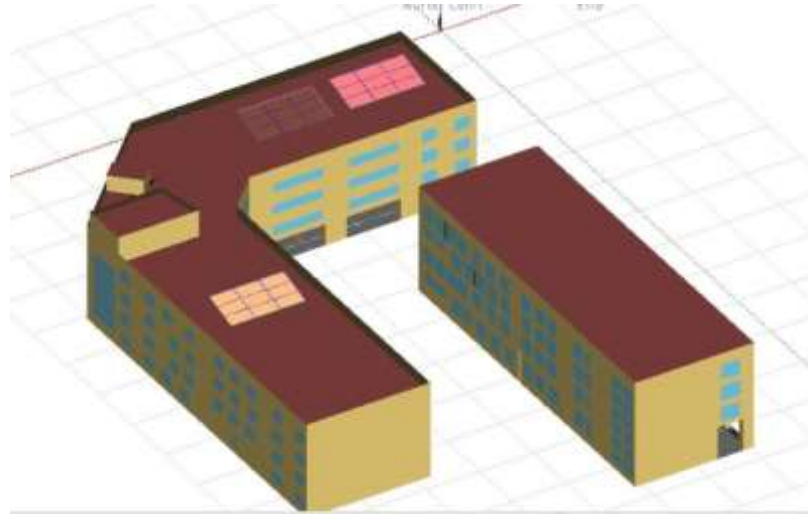


Figura 91: Escena de construcción 3D para análisis y animación de sombreado.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14.

A continuación, se define el sistema de configuración de cableado FV general y como incide el sombreado en los parámetros eléctricos, mecánicos del sistema y la curva corriente tensión de los módulos. Ver figura 92.

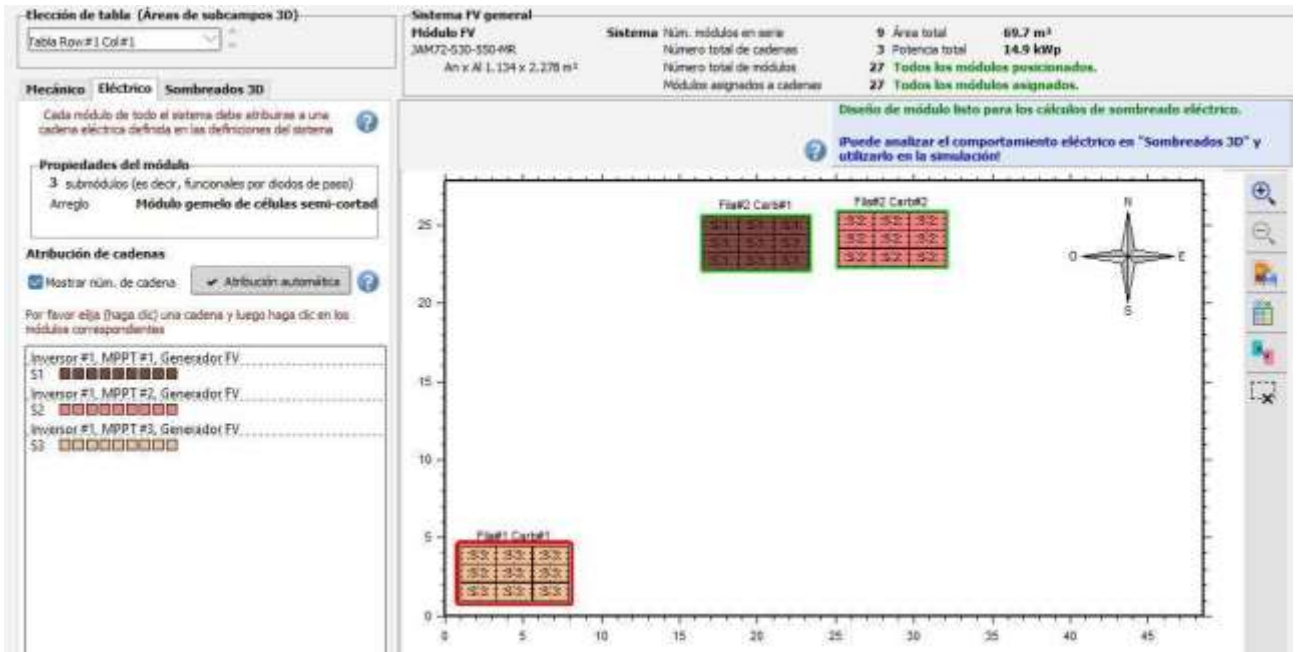


Figura 92: Sistema de configuración de cableado FV general y análisis de sombreado

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

A continuación, se ilustra el diagrama unifilar general para la sede Sabanas bloque P, proporcionado por el software PVSyst. Figura 97.

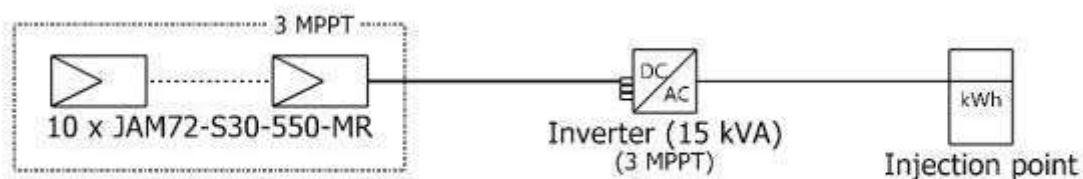


Figura 93: Diagrama unifilar bloque P.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14.

2.9.2. Simulación PV*SOL Premium Bloque P sede Sabanas

En la figura 94, se muestra el diseño del sistema con visualización 3D para la sede Sabanas bloque P, donde se observa que en total se dimensionaron 27 módulos FV, 1 inversor y una potencia del generador FV de 14,85 KWp. En las figuras 99, 100, y 101 y 102 se muestra la pestaña de visualización donde se eligen todos los componentes que harán parte del sistema en CA en el software PVSol Premium.



Número de superficies ocupadas	1
Número de módulos	27
Número de inversores	1
Potencia generador FV	14,85 kWp

Figura 94: Escena 3D, configuración y disposición de módulos FV.

Fuente: *Elaboración propia, PVSol PREMIUM Versión de prueba*

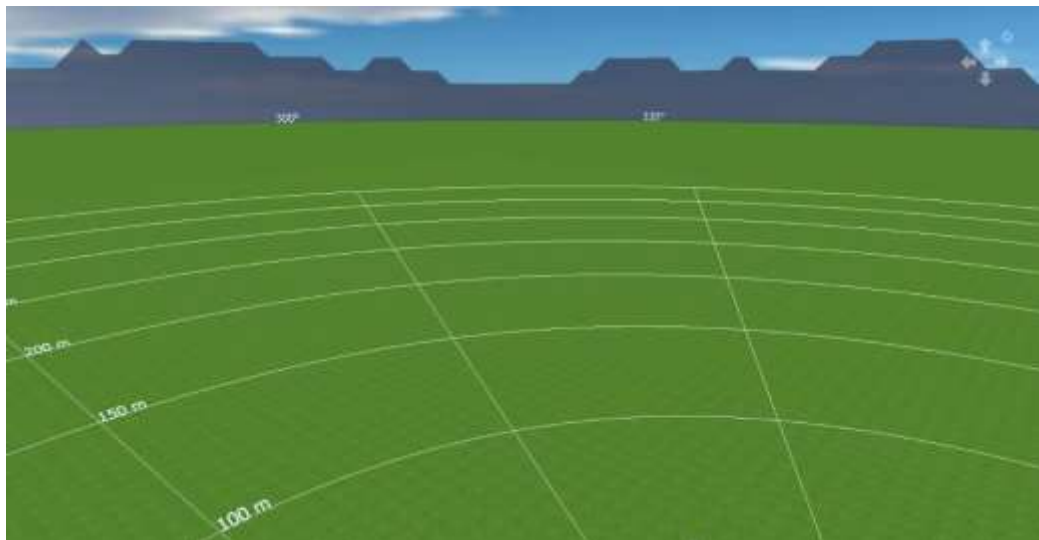


Figura 95: Incorporación del horizonte utilizando Meteonorm 8.0 en la representación tridimensional de la escena.

Fuente: *Elaboración propia, PVSol PREMIUM Versión de prueba*



(a)



(b)

Figura 96: (a)(b) Análisis y frecuencias de sombras en módulos FV.

Fuente: Elaboración propia, PVSol PREMIUM Versión de prueba

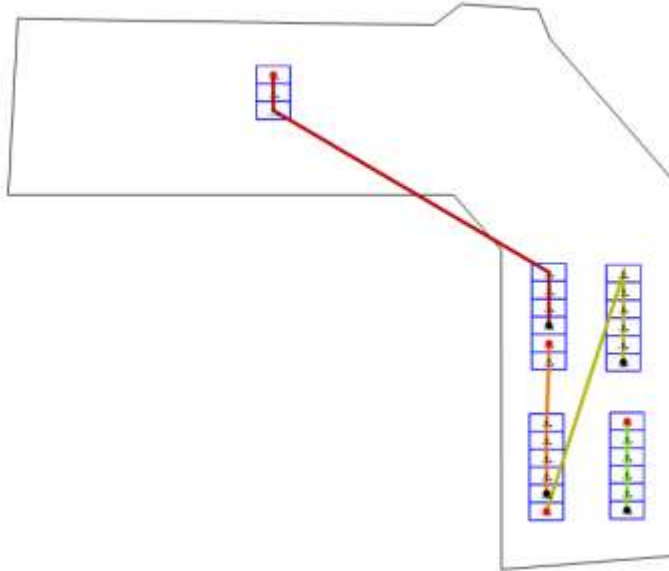


Figura 97: Configuración de cableado.

Fuente: Elaboración propia, PVSol PREMIUM Versión de prueba

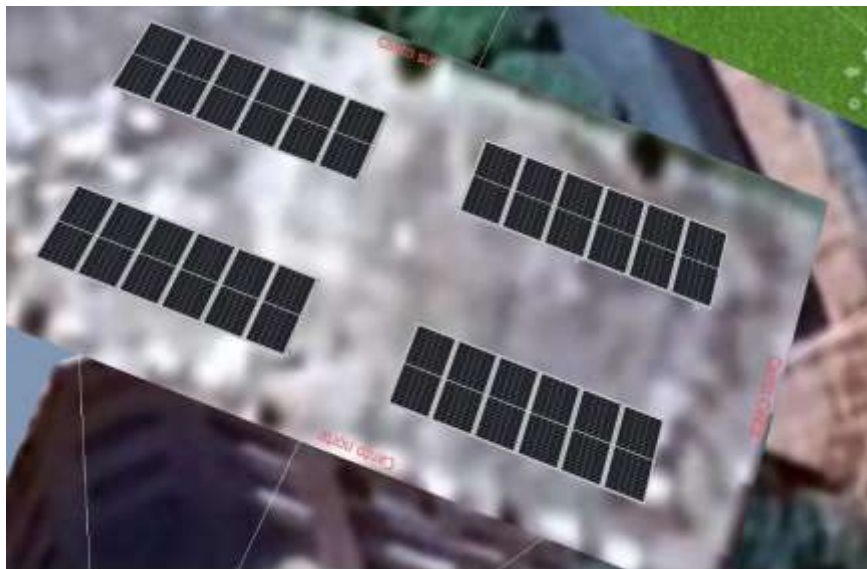


Figura 98: Visualización de módulo FV con soporte en escena 3D.

Fuente: Elaboración propia, PVSol PREMIUM Versión de prueba

En la figura 99, se muestra el diagrama unifilar para el bloque P de la sede Sabanas utilizando PVsol Premium.

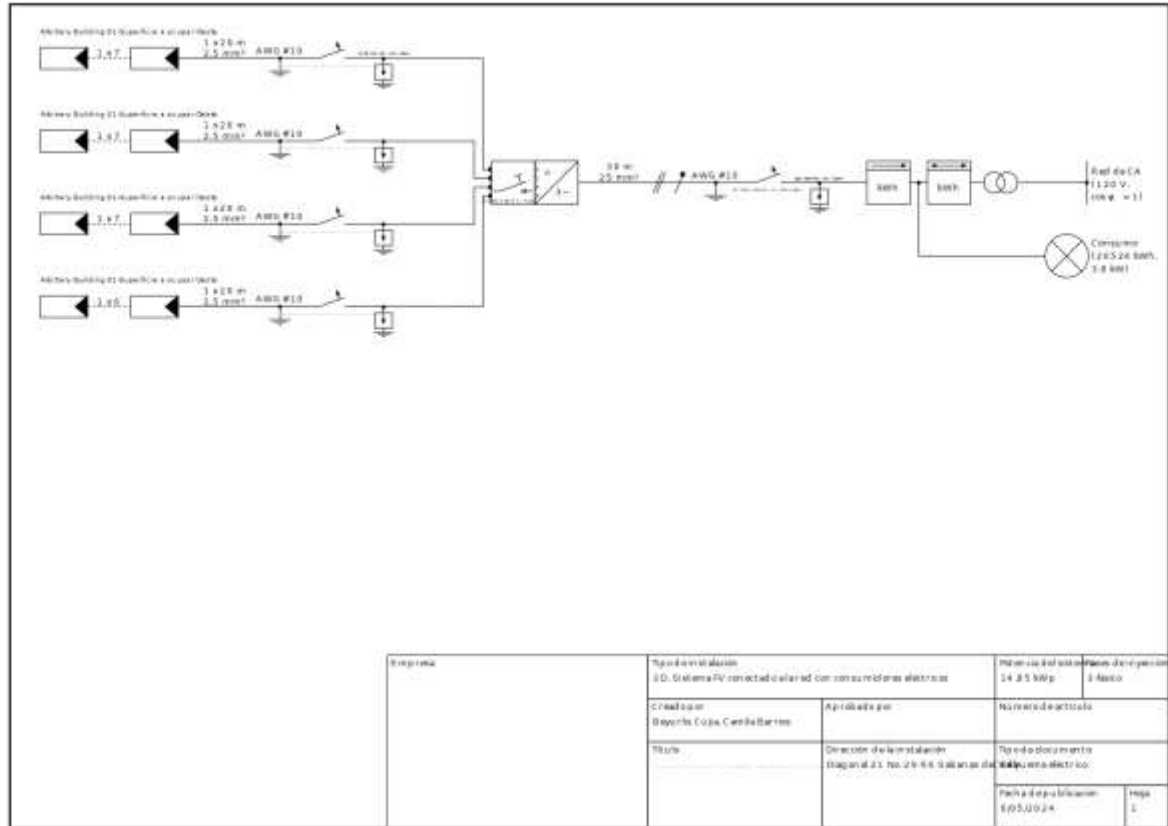


Figura 99: Diagrama unifilar para el bloque P de la sede Sabanas utilizando PVsol Premium.

Fuente: Elaboración propia, PVsol PREMIUM Versión de prueba

2.10. Análisis económico PVsyst

Bloque P sede Sabanas:

Para iniciar la evaluación económica del bloque, se procedió con una secuencia de pasos que fueron calculados de forma manual y posteriormente ingresados en una tabla de Excel. En primer lugar, se describirán conceptos relevantes que facilitarán la comprensión del análisis económico. Luego, se emplearon las herramientas de software PVsyst y PVsol Premium como soporte para la ejecución de

los cálculos necesarios. Los detalles de los cálculos realizados para el bloque se encuentran en la zona de los anexos.

Incorporación de datos financieros: Una vez que se han delimitado con precisión los parámetros del sistema, se procede a ingresar información financiera pertinente al proyecto. Este proceso implica la inclusión del costo inicial de adquisición e instalación del sistema, así como la proyección de los costos de operación y mantenimiento durante la vida útil del proyecto.

Además, se incorporan minuciosamente detalles relativos a los incentivos fiscales disponibles, tales como créditos fiscales o programas de subsidios gubernamentales, y se definen las tasas de interés pertinentes para el financiamiento del proyecto. Asimismo, se consideran detenidamente los precios de la electricidad, dado que estos factores ejercen una influencia directa sobre los ingresos derivados de la venta de la energía solar generada reflejado en la Figura 101 y Figura 102.

☐ Módulos FV				8.552.79	USD
JAM72-S30-550-MR	27.00	217.32	☰	5.867.64	USD
Soportes para módulos	27.00	99.45		2.685.15	USD
☐ Inversores				1.651.27	USD
MID 15KTL3-XL	0.75	2.201.69	☰	1.651.27	USD
☐ Otros componentes				4.813.98	USD
Accesorios, sujetadores	1.00	1.804.58		1.804.58	USD
Cableado	1.00	720.47		720.47	USD
Caja de conexiones	1.00	123.53		123.53	USD
Sistema de monitoreo, pant...	1.00	888.13		888.13	USD
Sistema de medición, piranó...	1.00	1.277.27		1.277.27	USD
Pararrayos	0.00	0.00		0.00	USD

Figura 100: Costos de instalación, módulos FV e inversores.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

<input type="checkbox"/> Estudios y análisis			5.805.61	USD
Ingeniería	1.00	757.25	757.25	USD
Permisos y otras tarifas ad...	1.00	2.524.18	2.524.18	USD
Estudios ambientales	1.00	1.262.09	1.262.09	USD
Análisis Económico	1.00	1.262.09	1.262.09	USD
<input type="checkbox"/> Instalación			6.309.29	USD
Costo de instalación global p...	27.00	126.21	3,407.67	USD
Costo de instalación global p...	0.75	126.21	94.66	USD
Transporte	1.00	2.554.54	2.554.54	USD
Ajustes	1.00	126.21	126.21	USD
Conexión a la red	1.00	126.21	126.21	USD

Figura 101: Costos de instalación de otros componentes, accesorios, cableado, caja de conexiones, sistemas de medición. Costos de estudios, análisis e instalación.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

Transporte y logística: El traslado de los equipos solares desde los proveedores hasta el lugar de instalación implica costos de transporte y logística que deben ser incluidos en el presupuesto del proyecto. Estos costos pueden variar dependiendo de la distancia entre los proveedores y el sitio de instalación, así como del tamaño y peso de los equipos solares. Es importante coordinar eficientemente la logística para garantizar la entrega oportuna de los materiales y minimizar los retrasos en la ejecución del proyecto reflejado en la Figura 102 y 103.

<input type="checkbox"/> Seguro			2.897.67	USD
Seguro de construcción	1.00	1.007.92	1.007.92	USD
Seguro de transporte	1.00	1.620.97	1.620.97	USD
Seguro de responsabilidad	1.00	134.39	134.39	USD
Demora en el seguro de pue...	1.00	134.39	134.39	USD
<input type="checkbox"/> Costos del terreno			0.00	USD
Cargos bancarios del préstamo	0.00	0.00	0.00	USD
<input type="checkbox"/> Impuestos			2.853.43	USD
IVA (%)	19.00%	de 15.018.04	2.853.43	USD

Figura 102: Seguro de construcción, seguro de transporte, seguro de responsabilidad, demora en el seguro de puesta en marcha.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

<input type="checkbox"/> Impuestos			2.853.43	USD
IVA (%)	19.00%	de 15.018.04	2.853.43	USD

Figura 103: IVA, impuestos federales, impuestos estatales, impuestos locales, otros impuestos.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

Gastos adicionales: Además de los costos directos de adquisición e instalación, es importante considerar otros gastos asociados con la puesta en marcha del proyecto. Estos pueden incluir seguros de construcción, garantías de equipos, pruebas de funcionamiento, capacitación del personal y otros gastos incidentales. La inclusión de estos costos adicionales en el presupuesto inicial contribuye a una planificación financiera más precisa y una ejecución exitosa del proyecto solar reflejado en la Figura 104 y 105.

Costos de operación (anual)

Descripción	Costo anual	
Mantenimiento	4.427,84	USD
Provisión para el reempl...	2.763,14	USD
Salarios	0,00	USD
Reparaciones	832,35	USD
Limpieza	832,35	USD
Fondo de seguridad	0,00	USD
Alquiler de terrenos	0,00	USD
Seguro	0,00	USD
Cargos bancarios	0,00	USD
Administrativo, contabili...	0,00	USD
Impuestos	0,00	USD
Subsidios	- 1.644,20	USD
Costos de operación (OPEX)	2.783,64	USD/año

Figura 104: Costos de operación (OPEX), mantenimiento, seguro, impuestos, subsidios.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

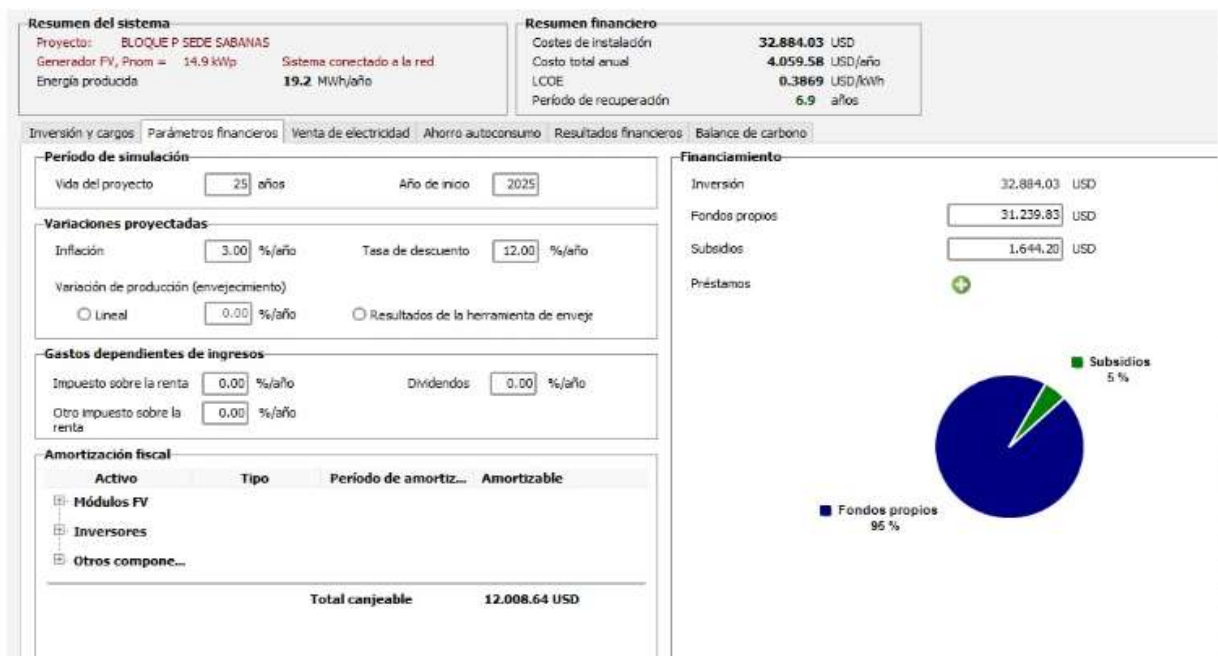


Figura 105: Parámetros financieros, período de simulación, variaciones proyectadas, gastos dependientes de ingresos, amortización fiscal.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

The screenshot shows the 'Parámetros financieros' (Financial Parameters) tab in the PVSYST software. It is divided into two main sections:

- Tipo de tarifa (Tariff Type):** Includes radio buttons for 'Tarifa fija' (selected) and 'Tarifa variable'. Below are checkboxes for 'Tarifa horaria horas de punta/horas valle', 'Tarifa estacional', and 'Tarifa del archivo CSV'. An 'Importar' button is also present.
- Tarifa de alimentación (Feeding Tariff):** A text input field set to '0.30000 USD/kWh'.
- Otros parámetros generales (Other general parameters):** A table of settings:

Impuesto de conexión anual	0.000	USD/año
Variación de tarifa anual	36.00	%/año
Duración de la garantía de tarifas	25	años
Reducción de tarifa de alimentación después de la garantía	0.0	%

Figura 106: Tipo de tarifa, tarifa de alimentación, otros parámetros generales.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

2.10.1. Análisis económico en el software PV*SOL Premium Bloque P sede Sabanas.

The screenshot shows the 'Evaluación económica' (Economic Evaluation) section of the PV*SOL Premium software. It includes several configuration options:

- Parámetros económicos (Economic Parameters):** An 'Editar' (Edit) button is shown. Below it, a summary line reads: 'Periodo de consideración: 25 Años, Interés del capital: 11 %, Coste de la inversión: 56381920,9 \$'.
- Balace / Concepto de alimentación (Balance / Feeding Concept):** A dropdown menu is set to 'Inyección del excedente en la red'.
- Precio de la energía en comercialización directa (Direct Energy Price):** A text input field set to '0,0000 \$/kWh'.
- Tarifa de inyección (Injection Tariff):** A section for 'Tarifas de inyección aplicadas' (Applied Injection Tariffs). It includes a checkbox for 'Validez de la tarifa de inyección = Fecha de puesta en servicio' and a table with columns for 'Info', 'Nombre de la tarifa', 'Válido a partir de', 'Válido hasta', and 'Añadir'.
- Tarifa de compra (Purchase Tariff):** A section for 'Tarifa de compra' (Purchase Tariff) with a dropdown menu set to 'AFINIA - CONSUMO SABANAS BLOQUE P (Tipo de consumo: Industria)'. A 'Seleccionar' (Select) button is next to it.
- Factor de cambio del precio del costo del consumo energético (Energy Cost Price Change Factor):** A text input field set to '15,0 %/Año'.

Figura 107: Ventana de parámetros económicos, parámetros de rentabilidad, tarifa de compra, factor de cambio del precio del costo del consumo energético.

Fuente: Elaboración propia, PVSol PREMIUM Versión de prueba.

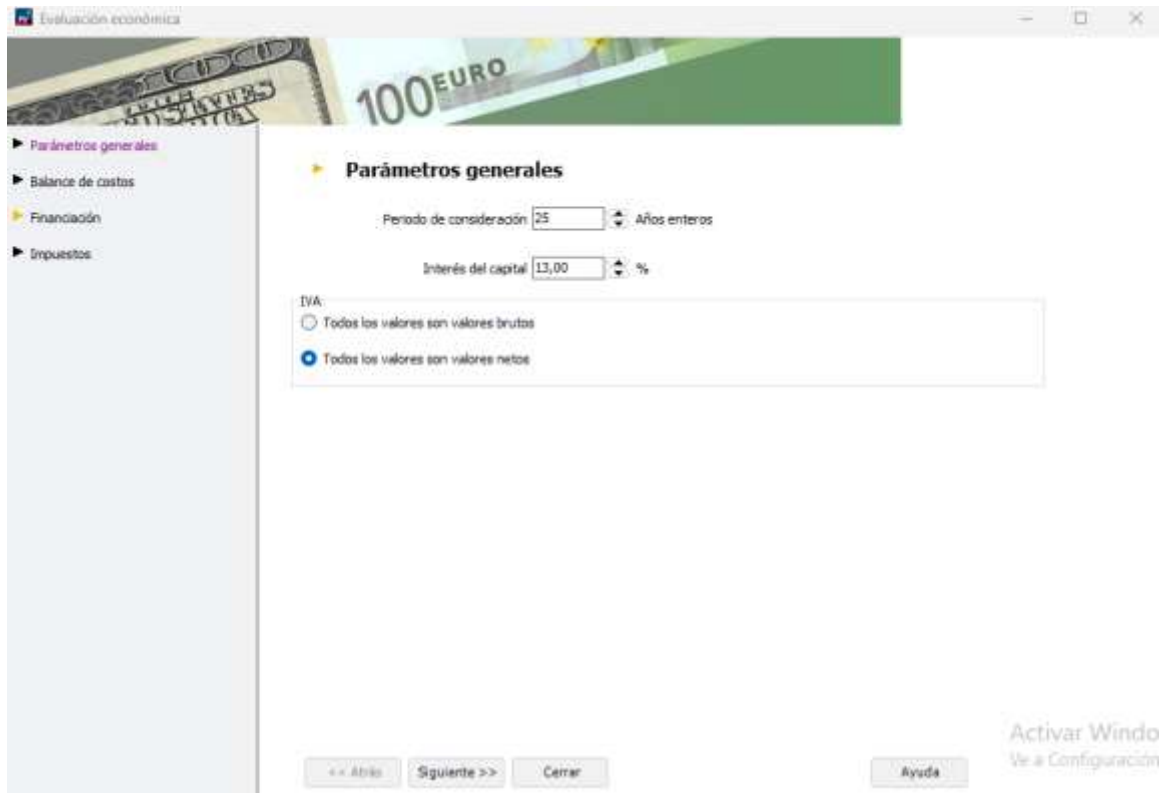


Figura 108: Parámetros generales, período de consideración, interés del capital, IVA.

Fuente: Elaboración propia, PVSol PREMIUM Versión de prueba.

Evaluación económica

100 EURO

▶ Parámetros generales

▶ Balance de costos

▶ Financiación

▶ Impuestos

▶ Balance de costos

Inversiones amortizables 56581920,90 \$ Entrada detallada

Únicos pagos (no amortizables) 10,00 % de las inversiones Entrada detallada

Subvenciones 5,00 % de las inversiones Entrada detallada

Costes anuales de operación 2,00 % de las inversiones / a Factor de cambio de precios 13,00 [%] Entrada detallada

Costes anuales ref. al consumo 0,00 \$/a Factor de cambio de precios 13,00 [%] Entrada detallada

Diversos costes anuales 0,00 \$/a Factor de cambio de precios 13,00 [%] Entrada detallada

Diversos ingresos / ahorros anuales 3,00 % de las inversiones / a Factor de cambio de precios 13,00 [%] Entrada detallada

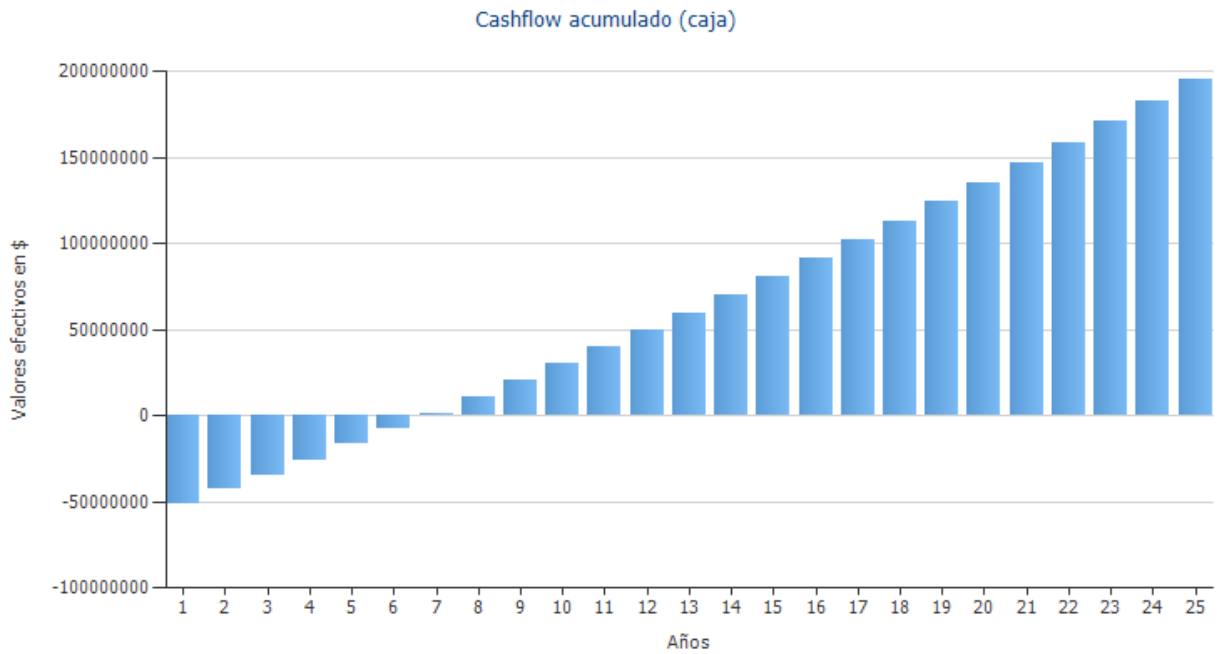
<< Atrás Siguiente >> Cerrar Ayuda

Activar Windo
Ve a Configuración

(a)

Evaluación económica		Calidad técnica de la instalación fotovoltaica	
Tasa interna de retorno (TIR)	29,81 %	Energía de generador FV (Red CA)	26.391 kWh/Año
Beneficios y ahorros	8814872 \$/Año	Rendimiento anual espec.	1.776,68 kWh/kWp
Cashflow acumulado (caja)	195.577.520,49 \$	Coefficiente de rendimiento de la instalación	86,8 %

(b)



(c)

Datos del sistema	
Inyección en la red en el primer año (incl. degradación del módulo)	0 kWh/Año
Potencia generador FV	14,9 kWp
Puesta en marcha de la instalación	10/01/2024
Periodo de consideración	25 Años
Interés del capital	13 %
Parámetros económicos	
Tasa interna de retorno (TIR)	29,81 %
Cashflow acumulado (caja)	195.577.520,49 \$
Duración amortización	6,8 Años
Costes de producción de energía	1042,9642 \$/kWh

(d)

Figura 109: Balance de costos, únicos pagos (no amortizables), subvenciones, costos anuales de operación, diversos costos anuales, diversos ingresos, flujo de caja y TIR.

Fuente: Elaboración propia, PVSol PREMIUM Versión de prueba.

2.11. Elaboración de planos de instalación del sistema fotovoltaico mediante AutoCAD.

Para concluir esta fase, se cuenta con los planos de instalación elaborados en AutoCAD, los cuales servirán como guía detallada para la correcta implementación de los módulos fotovoltaicos. Los planos de instalación proporcionan información detallada sobre la disposición, ubicación y conexiones de los componentes del sistema fotovoltaico, incluyendo aspectos como la distribución de los paneles solares, la ubicación de los inversores, los trazados de cableado y los requisitos de montaje. Estos documentos son fundamentales para garantizar una instalación precisa y conforme a los estándares requeridos reflejado en la Figura 110.

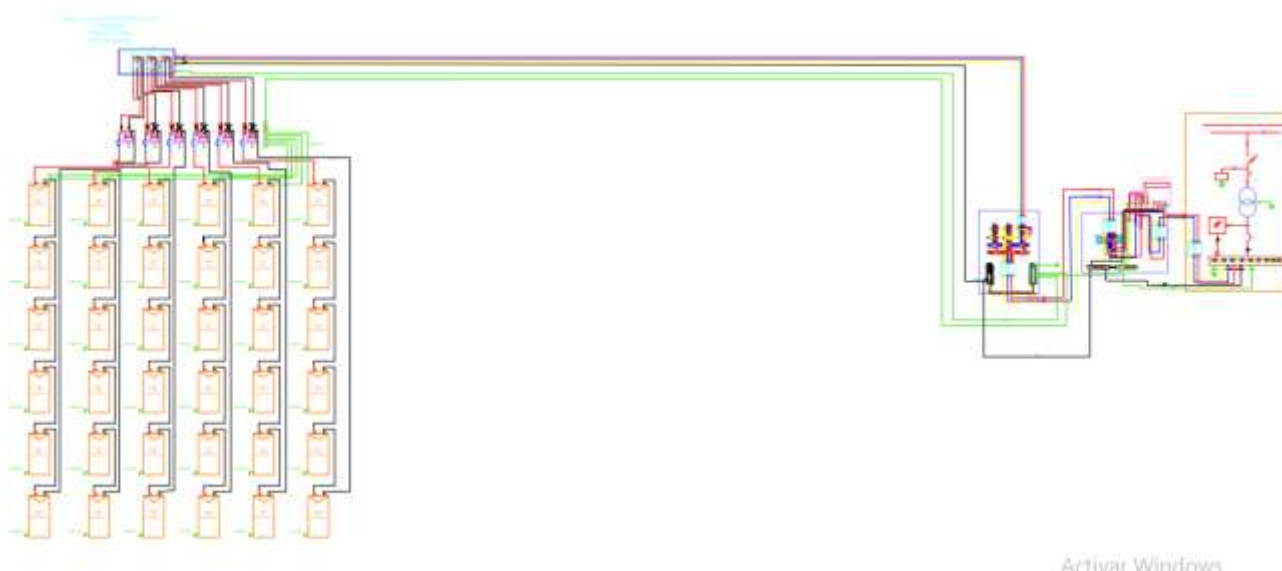


Figura 110. Esquema representativo de instalación, inversor de módulos FV, medidor bidireccional, diagrama unifilar bloque P sede sabanas.

Fuente: *Elaboración propia, realizado en el software AutoCAD 2D.*

SEDE HURTADO

- ❖ **ETAPA 1: Estudio de la carga base y la carga conectada teniendo en cuenta las políticas de transición energética definidas en el CONPES 4075 con respecto a las edificaciones de instituciones de educación superior públicas.**

2.12. Descripción del Sistema eléctrico UPC sede Hurtado.

El sistema eléctrico de la UPC sede Hurtado se distingue por la presencia de un tablero monitoreado ubicado en el bloque D. Este tablero recibe alimentación a través de una acometida vía aérea hasta llegar a un transformador de voltaje de alta (tendido aéreo radial en alta tensión) de 112.5 KVA – 13.200V 208-122 V, Figura 111. La distribución de la energía se realiza mediante cableado, llegando a otro transformador trifásico de 112.5 KVA – 13.200V 208-122 V, situado en el parqueadero principal de la sede. Este transformador está conectado a un tablero de distribución que abastece a diferentes bloques y oficinas del campus. A través del tendido aéreo radial en alta tensión, se conecta a un tercer transformador monofásico de menor capacidad, 15 KVA – 13.200V 120-240 V, encargado de la iluminación de parqueaderos y otros sistemas, como se muestra en las líneas punteadas de la Figura 111. Desde el tablero principal, la distribución se realiza por vía subterránea hasta el tablero de distribución, que se encarga de alimentar el auditorio y otras zonas de los bloques C, B y E. Asimismo, se conecta con tableros secundarios de distribución para el funcionamiento de aires acondicionados, iluminación y otras cargas utilizadas en los distintos bloques del campus [31].

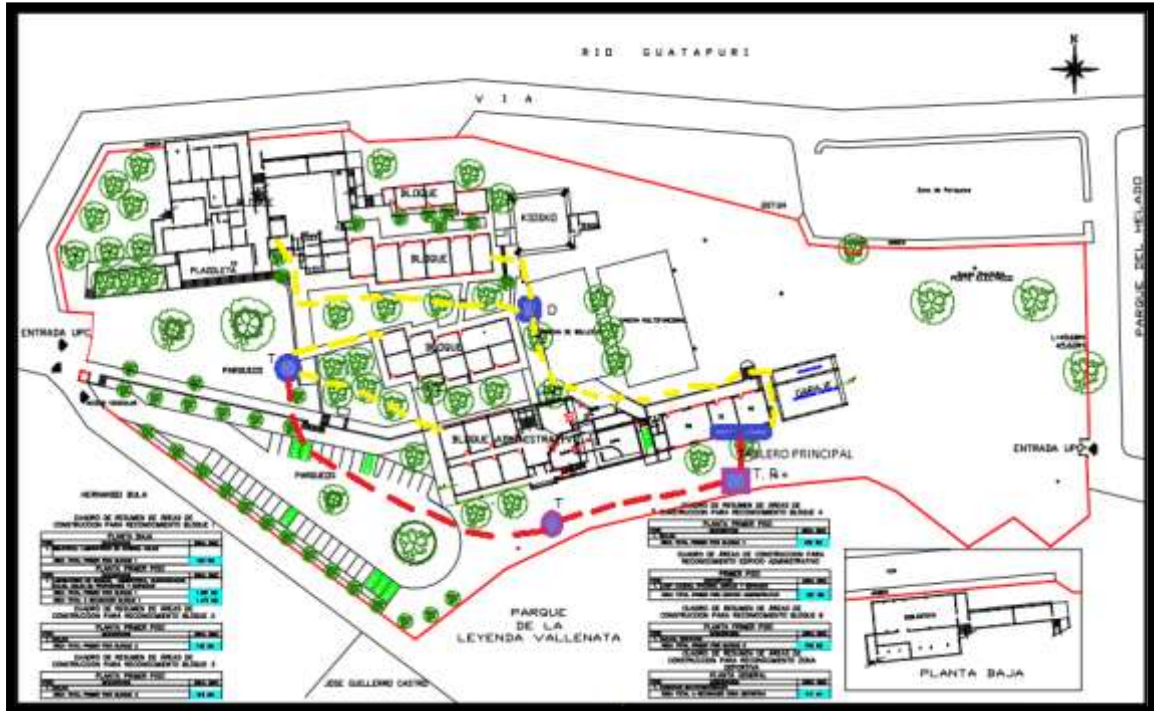


Figura 111. Tendido de la red de distribución de energía eléctrica de la UPC Sede Hurtado.

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la universidad popular del cesar sede hurtado.

Es importante destacar que el sistema eléctrico de la UPC Sede Hurtado cuenta con tableros especializados para la transferencia de cargas. Estos tableros están respaldados por una planta generadora y subtableros que se encargan de la distribución y protección de las cargas relacionadas con el acondicionamiento climático [31].

2.12.1. Carga base

Durante los períodos de inactividad en los edificios, especialmente durante los recesos y días no laborables, se llevaron a cabo los cálculos para determinar la carga base total conectada de la universidad, considerando el censo general de consumo eléctrico. Los periodos seleccionados para obtener las cargas fueron del 12 de junio al 12 de agosto y del 7 de diciembre al 7 de febrero, abarcando así el periodo vacacional. Durante estos intervalos, se observó que la sede Hurtado registra una disminución mínima en su consumo energético. Esto se debe a que, al ser la sede administrativa de la UPC y encargarse de las actividades de postgrado y documentación, mantiene

sus operaciones durante todo el año, con ausencias únicamente por unos pocos días a finales de diciembre y en enero. Siguiendo las pautas establecidas en la ley CONPES 4047, se aplicó un factor del 20% de esta carga base para calcular el dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos.

En la sección de Anexos se encuentra el censo de carga base de esta sede que contiene iluminación, aire acondicionado, motores y bombas, otros equipos y equipos de oficina con datos como el tipo de equipo, su potencia en KW, cantidad de equipos, horas de uso diaria, días de uso mensual, consumo estimado diario, consumo estimado mensual y la carga base conectada estimada en KW.

- ❖ **ETAPA 2: Determinación del edificio con la mayor carga base conectada presenta las condiciones (arquitectura, espacio y sistema eléctrico) para colocar el sistema fotovoltaico.**

2.12.2. Información general de las edificaciones sede Hurtado

La UPC sede Hurtado, ubicada en la República de Colombia, cuenta con su sede administrativa al norte de la ciudad de Valledupar (Cesar). Esta sede cuenta con un área 17968 m², constituida por diversas edificaciones como se presenta en la Tabla 20, conectadas a través de pasillos, escaleras, zonas de esparcimiento, entre otros [31], Figura 112.



Figura 112. *Espacios físicos de la UPC Sede hurtado*

Fuente: Google Earth.

Tabla 20. *Espacios físicos de la UPC sede Hurtado.*

Espacios físicos:	Edificaciones:
<ul style="list-style-type: none">● 5 bloques (B, C, D, E, Administrativo)● Aulas de clase● Auditorio● Oficinas● Biblioteca● Laboratorios● Parqueaderos● Centro de copiado● Zonas de estar● Plaza ceremonial	<ul style="list-style-type: none">● Bloque B● Bloque C● Bloque D● Bloque E● Bloque Administrativo● Kiosco

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar Sede Hurtado

2.13. Selección de Edificios Óptimos para el Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico On-Grid en la UPC Sede Hurtado.

En consonancia con el enfoque aplicado en la selección de edificios para el dimensionamiento del SF en la UPC sede Sabanas, se emplearon los mismos criterios para determinar el edificio más adecuado en la sede Hurtado. Tras un análisis riguroso, se concluyó que el edificio óptimo para esta finalidad es el:

- EDIFICIO ADMINISTRATIVO

Esta selección se fundamenta en la consideración de diversos factores clave, tales como la estructura del edificio, la distribución de carga eléctrica, el horario de operación y el potencial solar. En virtud de su estructura apropiada, alta demanda energética y favorable ubicación, el Edificio Administrativo se posiciona como la elección idónea para el dimensionamiento del SF en la UPC sede Hurtado. Toda la información relevante se muestra a continuación:

2.13.1. Descripción y orientación de las condiciones circu-ambientales del edificio administrativo UPC sede Hurtado

- **Edificio bloque Administrativo.**

La edificación del bloque Administrativo se encuentra geográficamente dentro del perímetro de la Sede Hurtado hacia el Sur como se puede observar en la Figura 114. Ubicando como punto principal al edificio, debemos tener en cuenta sus orientaciones como se muestra en la Figura 115 y determinar su incidencia solar en su entorno.

- Norte: En su orientación Norte se encuentra el edificio del Bloque “B”, divididos por un pasillo que cuenta con sombra proporcionada por la arborización existente por lo que la incidencia solar es realmente baja.
- Sur: En su orientación Sur no hay índices de sombra, dando como consecuencia incidencia directa del sol en todo momento del día, dando paso a un parqueadero de vehículos y después hasta la salida principal de la sede.
- Este: En su dirección Este se encuentra conectado con el bloque “D” en consecuencia no hay radiación solar directa en esta vista.
- Oeste: en su orientación hacia el Oeste no se encuentra arborizada por lo que existen incidencias directas del sol a determinadas horas del día, dando paso a al parqueadero principal de la sede.

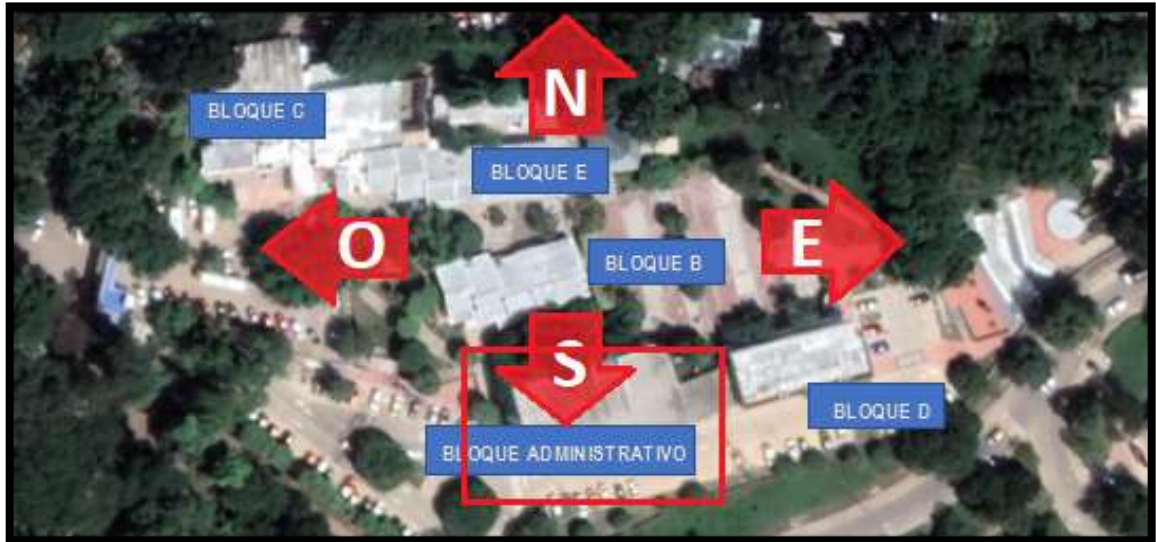


Figura 113. Ubicación del bloque administrativo de la UPC Sede Hurtado.

Fuente: Google Earth

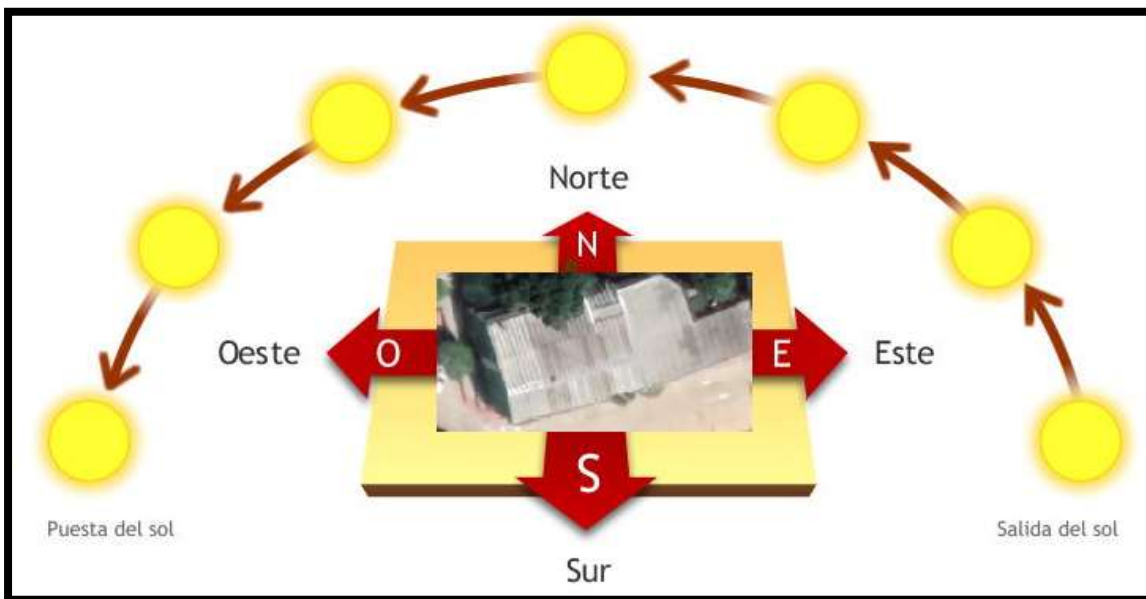


Figura 114. Bloque administrativo como punto central.

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la universidad popular del cesar sede hurtado.

El bloque Administrativo se caracteriza por estar dividido en múltiples oficinas, como se ve en las fotografías de la Figura 115. Sus diferentes espacios como tesorería, oficina de contabilidad, investigación, entre otros. Están adecuados con aire acondicionado y sistema de iluminación. Se

caracteriza porque el material con el cual se encuentra construida esta edificación se conoce como concreto reforzado, y la fachada de la misma es envolvente, rasilla con agujeros para separar el interior del edificio con su exterior y protegerlo de condiciones climáticas adversas. Cuenta con techo falso de Eternit, dentro de sus espacios de trabajo. También se caracteriza por ser el bloque más grande de la sede Hurtado con mayores equipos en uso (carga conectada). [24]



Figura 115. *Vistas del bloque Administrativo – Sede Hurtado*

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la universidad popular del cesar sede hurtado.

- ❖ **ETAPA 3: Plantear una propuesta para el sistema fotovoltaico en los edificios seleccionados.**

2.14. Dimensionamiento fotovoltaico

En esta etapa se llevó a cabo el dimensionamiento del SF, donde se llevó a cabo el procedimiento mediante el cual se calcula y diseña el SF para satisfacer la demanda energética específica de las edificaciones objeto de estudio, lo cual implicó la evaluación de variables como la ubicación geográfica, la radiación solar disponible, las necesidades de energía del sitio y la eficiencia de los equipos solares. El objetivo principal es optimizar la configuración del sistema para garantizar un suministro energético confiable y eficiente, minimizando los costos de instalación y operación.

2.14.1. Dimensionamiento de los módulos FV, cableado DC y AC del sistema fotovoltaico, así como el cálculo y selección de los conductores y dispositivos de protección eléctrica.

Tras el análisis realizado en la sección 2.13 del documento actual, titulada "Selección de Edificios Óptimos para el Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico On-Grid en la UPC sede Hurtado", donde se consideraron las características de orientación de las edificaciones, las condiciones ambientales circundantes, el recurso solar y el censo de carga, se concluyó que el bloque ADMINISTRATIVO cumple con los requisitos necesarios para la implementación de sistemas fotovoltaicos en la sede Hurtado. Una vez establecida esta selección, se llevaron a cabo los cálculos para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico como se muestra a continuación:

Para los cálculos de dimensionamiento del SF de los tres edificios seleccionados de acuerdo con los análisis correspondientes, se utilizó el panel JAM72S30 monocristalinos de 550W marca JA solar, especificaciones técnicas. La elección del panel monocristalino se fundamentó en su eficiencia y rendimiento en condiciones de baja luminosidad, durabilidad prolongada, vida útil extendida, óptimo desempeño en altas temperaturas, debido a las condiciones climáticas de la ciudad de Valledupar – Departamento del Cesar. Asimismo, se seleccionó la marca JA solar debido a su costo uno de los más económicos en el mercado en relación con otras alternativas, así como la disponibilidad local la cual eximía el pago de gastos por transporte internacional.

A continuación, se presenta el desarrollo de los cálculos para el Edificio Administrativo UPC Sede Hurtado.

2.14.2. Cálculos teóricos para el edificio administrativo UPC sede Hurtado

Para realizar el dimensionamiento de un SF, se deben seguir una serie de pasos que permiten realizar los cálculos óptimos para el correcto funcionamiento del sistema, a continuación, se exponen estos:

2.14.2.1. Estimación del consumo:

Para la estimación del consumo energético, se tomaron los datos del censo de carga del edificio administrativo de la UPC sede Hurtado, Tabla 20, cuyos datos se obtuvieron del trabajo titulado "Diagnóstico Preliminar del Consumo Energético de la Universidad Popular del Cesar Sede Hurtado", elaborado por los Ingenieros Diego Hinojoza y Ángel Ortiz, Ver anexo 7.

De este fue tomado la estimación del consumo diario, presentado a continuación:

Tabla 21. Censo de carga para el edificio Administrativo Sede Hurtado.

CENSO DE CARGA. PARETO EDIFICIO ADMINISTRATIVO									
Administrativo	Grupo de carga	Carga	Horas	Días De Uso	Consumo	Consumo	Porcentaje	Acumulado	porcentaje
		Conectada	diarias	Mensual	Diario	Mensual	Relativo		Acumulado
		(KW)	(Hrs / día)	(Días/Mes)	(KWH / día)	(KWH / mes)	(%)		(%)
	AIRES ACON	330,786	8	26	1041,624	27082,224	0,85922228	27082,224	86%
	EQUIPOS DE	32,765	8	26	105,8	2750,8	0,08727306	29833,024	95%
	ILUMINACIO	10,174	8	26	32,144	835,744	0,02651517	30668,768	97%
	OTROS EQUI	28,885	8	8	63,648	509,184	0,01615459	31177,952	99%
	EQUIPOS AD	7,881	5	26	13,135	341,51	0,01083489	31519,462	1
		TOTAL ENERGIA CONSUMIDA:			1256,351	31519,462	1		
	CARGA TOTA	410,491							

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar Sede Hurtado.

$$\text{Consumo diario} = 1256,351 \text{ kWh/día}$$

El consumo diario es el consumo energético teórico diario (ET), el cual se trabajó con el 20%, siguiendo lo establecido en el CONPES 4075, que indica que hay una pérdida de energía del 20% en las instituciones públicas.

$$\text{Consumo Energético Teórico diario (ET)} = 1256,351 \frac{kWh}{\text{día}} * 0,20$$

$$ET = 251,270 kWh/día$$

A partir del ET se calcula el consumo energético real (E), el cual es necesario para hacer frente a los múltiples factores de pérdidas que van a existir:

$$E = \frac{ET}{PR}$$

Donde:

ET: es el Consumo energético teórico diario.

PR: Es el parámetro de rendimiento global de la instalación, conocido como Performance Ratio (PR).

PR, mide el rendimiento de una instalación una vez descontadas las pérdidas de potencia relativas a un sistema fotovoltaico y es independiente de la irradiación.

Un PR medio por debajo del 70%, es decir, con pérdidas del 30%, es el mínimo valor que cabría esperar, ya que por debajo de este valor la instalación sería ineficiente.

Vamos a tomar como valor del PR el 80% que es el óptimo, es decir, 0,8, estos valores típicos de rendimiento en sistemas con inversor son entre 0.65 – 0.9

El rendimiento global fotovoltaico viene definido por:

$$PR = (1 - K_b - K_c - K_v) \times \left(1 - \frac{K_a \times N}{P_d}\right)$$

Siendo los factores siguientes:

Kb: Coeficiente de pérdidas por rendimiento del acumulador:

- 0,05 en sistemas que no demanden descargas intensas.
- 0,1 en sistemas con descargas profundas.

Kc: Coeficiente de pérdidas en el convertidor:

- 0,05 para convertidores sinodales puros, trabajando en régimen óptimo
- 0,1 en otras condiciones lejos del óptimo.

Kv: Coeficiente de pérdidas varias:

- Agrupa otras pérdidas como (rendimiento de red, efecto Joule, etc.)
- 0,05 a 0,15 como valores de referencia.

Ka: Coeficiente de autodescarga diaria:

- 0,002 para baterías de baja autodescarga, Ni-Cd
- 0,005 para baterías estacionarias de Pb-Ácido (las más habituales)
- 0,012 para baterías de alta autodescarga (arranque de automóviles)

Pd: Profundidad de descarga diaria de la batería:

- No excederá del 80% (referida a la capacidad nominal del acumulador), ya que la eficiencia de éste decrece en gran medida con ciclos de carga-descarga profundos.

N: Número de días de autonomía de la instalación:

- Serán los días que la instalación deba operar bajo una irradiación mínima (días nublados continuos), en los cuales se va a consumir más energía de la que el sistema fotovoltaico va a ser capaz de generar.
- De 4 a 10 días como valores de referencia.

Reemplazando en la ecuación por la que se calcula el PR se tiene lo siguiente:

$$PR = (1 - 0,1 - 0,15) * (1)$$

Debido a que no se utilizan baterías en este diseño, los coeficientes Ka, Kb Pd y N son iguales a cero. entonces:

$$PR = 0,75$$

Un valor del PR el 80% que es el óptimo, es decir, que 0,75 es un valor aceptable.

$$E = \frac{251,270 \text{ kWh/día}}{0,75}$$

$$E = 335,026 \text{ kWh/día}$$

2.14.2.2. Número de módulos FV:

Para calcular el número de módulos FV que requiere el sistema se utiliza la siguiente fórmula:

$$\#módulos = \frac{E}{HSP * Pnom}$$

Donde:

E= Es el consumo energético real

HSP: Es la hora solar pico

Pnom: Es la potencia nominal del módulo FV seleccionado modelo JAM72S30 550/MR fabricante JASolar

Para determinar la HSP, se empleó la base de datos climáticos Meteonorm 8.2. Esta selección se justifica por ser una fuente de información actualizada y fiable sobre las condiciones meteorológicas de la zona bajo estudio. Dentro de esta base de datos, se encuentran registros detallados de la irradiación horizontal global mensual. A partir de estos datos, Tabla 21, se calcula un promedio anual que sirve de base para determinar las horas solares pico según el siguiente procedimiento:

Tabla 22. Información meteorológica obtenida mediante la base de datos del programa Meteonorm versión 8.2

	Irradiación horizontal global kWh/m ² /día	Irradiación difusa horizontal kWh/m ² /día	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s	Turbidez Linke [-]	Humedad relativa %
Enero	5.57	1.90	27.4	3.10	5.001	73.6
Febrero	6.01	2.41	27.8	3.70	6.067	71.0
Marzo	5.85	2.88	28.5	3.80	6.564	70.5
Abril	5.66	2.92	28.9	3.10	7.000	73.2
Mayo	6.00	2.91	29.5	2.19	6.333	74.2
Junio	6.21	2.67	29.3	2.00	6.159	75.4
Julio	6.10	2.73	29.7	2.19	6.118	72.4
Agosto	5.70	2.87	29.5	2.10	5.645	74.6
Septiembre	5.22	2.74	28.6	1.81	5.561	79.2
Octubre	4.60	2.82	28.3	1.70	5.278	79.9
Noviembre	4.87	2.33	27.7	1.79	5.070	80.9
Diciembre	5.57	1.74	27.8	2.49	5.060	76.2

Fuente: *Meteororm 8.2*

$$HSP = \frac{5.57 + 6.01 + 5.85 + 5.66 + 6.00 + 6.21 + 6.10 + 5.70 + 5.22 + 4.60 + 4.87 + 5.57}{12}$$

$$HSP = 5.61$$

Para corroborar la HSP obtenidas, a continuación, se presenta la Figura 116, el histograma de promedios mensuales de la radiación global en Valledupar, tomada del IDEAM.

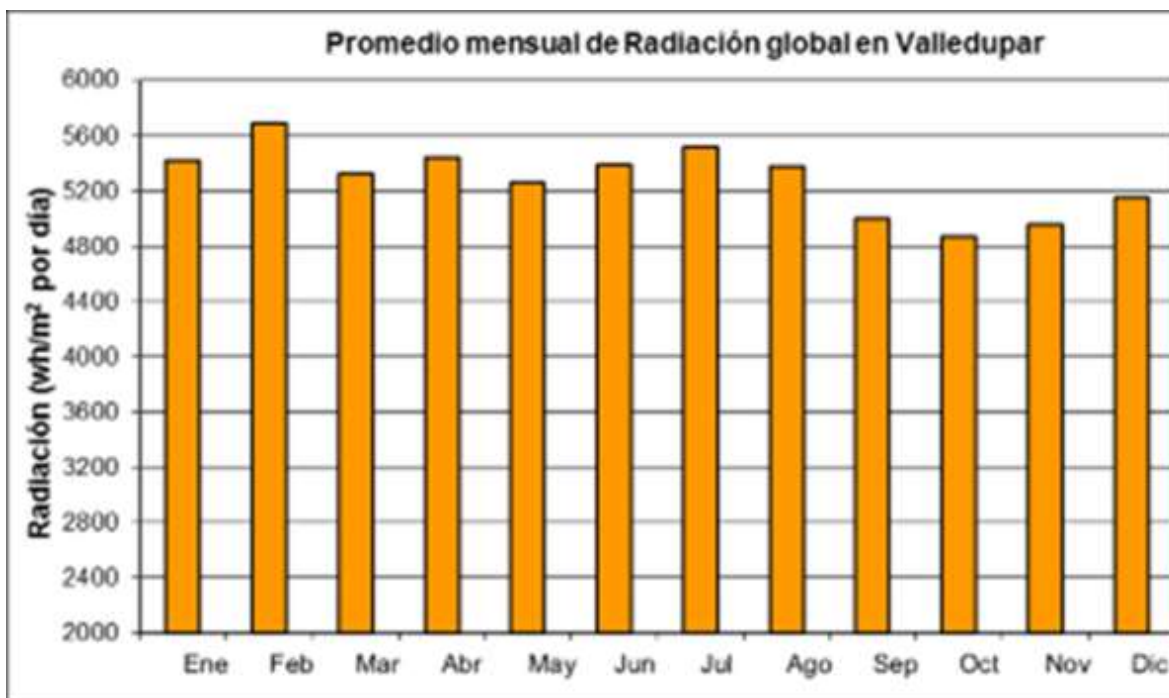


Figura 116. Promedio mensual de radiación global Valledupar tomado del IDEAM.

Fuente: *Histograma según el IDEAM*

$$RP = \left(\frac{5500}{1000} + \frac{5700}{1000} + \frac{5350}{1000} + \frac{5500}{1000} + \frac{5300}{1000} + \frac{5400}{1000} + \frac{5550}{1000} + \frac{5450}{1000} + \frac{5000}{1000} + \frac{4900}{1000} + \frac{4950}{1000} + \frac{5150}{1000} \right) = 63,75$$

Donde:

RP: Es la radiación promedio

$$HSP = \frac{63,75}{12 \text{ meses}}$$

$$HSP = 5,31$$

Seleccionando un número exacto se tiene que:

$$HSP \cong 5h$$

La cifra se redondea a 5 para garantizar precisión, considerando que trabajar con números enteros es más práctico y realista, dado que las HSP se miden en horas. Esta decisión se fundamenta en el hecho de que, en Valledupar, el porcentaje promedio del cielo cubierto con nubes experimenta fluctuaciones significativas a lo largo del año. Por lo general, el período más despejado en Valledupar abarca desde aproximadamente el 13 de diciembre hasta cerca del 23 de marzo, con una duración aproximada de 3,3 meses. Destaca en particular el mes de enero como el más despejado del año en Valledupar, con un promedio del 42% del tiempo con cielo despejado, mayormente despejado o parcialmente nublado.

Por otro lado, el período más nublado comienza alrededor del 23 de marzo y se extiende durante 8,7 meses, finalizando cerca del 13 de diciembre. Mayo se destaca como el mes más nublado del año en Valledupar, con un promedio del 91% del tiempo con cielo nublado o mayormente nublado (tomado de, informes meteorológicos *Wheather Spark*).

Teniendo en cuenta la información anterior, es poco probable que se supere este número de horas mencionado en las diferentes bases de datos.

$$\text{Potencia de un módulo en promedio durante la HSP} = 5 * 550W = 2750 W \text{ diarios}$$

$$\#módulos = \frac{335,026kwh}{2750wh} = 120,82 \cong 120 \text{ módulos}$$

De acuerdo con las características del módulo JAM72S30 550/MR JA SOLAR presentadas en la ficha técnica, se tiene que:

Teniendo el área de cada módulo la cual se consigue multiplicando el largo por el ancho:

Largo: 2,278m

Ancho: 1,134m

$$\text{Área Módulo} = 2.583m^2$$

Con esta información es posible calcular cual es el área total que ocupará el emplazamiento:

$$A_{Total} = \#módulos * \text{Área Módulo}$$

$$A_{Total} = 120 * 2,583 = 309,96m^2$$

2.14.2.3. Número de Inversores

Teniendo en cuenta la potencia del módulo, se hace el cálculo para saber la potencia que necesita el inversor a implementar.

Donde:

$P_{Inversor_{nom}}$ es la Potencia nominal del inversor la cual se obtiene al multiplicar la potencia nominal del módulo por el número de módulos.

$$P_{inversor} = P_{nom} * \#módulos$$

$$P_{inversor} = 550W * 120$$

$$P_{inversor} = 66 Kw$$

Teniendo la potencia del módulo se procede a calcular el número de inversores requeridos y la selección de los mismos:

$$\#inversores = \frac{P_{inversor}}{P_{inversor_comercial}}$$

$$\#inversores = \frac{66 \text{ kW}}{70 \text{ kW}}$$

$$\#inversores = 0,94 \cong 1$$

Por lo cual se puede seleccionar un inversor con una potencia nominal de 70 kW (MAX70KTL3-XL2 GROWATT) o en su defecto se pueden colocar inversores de menor potencia en paralelo, que sumen una potencia total de 66KW.

En este diseño se considera óptimo según su rentabilidad seleccionar el inversor con las siguientes características, Tabla 22:

Tabla 23. Características técnicas del inversor MAX 70KTL3-XL2 GROWATT

Referencia del Inversor	MAX 70KTL3-XL2 de la marca Growatt
Datos de entrada DC	
Max potencia FV recomendada	106.000W
Rango de potencia máx.	370-600V
Voltaje de arranque	195V
Voltaje nominal	550V
Rango de voltaje MPPT	180V/850VDC
Número de MPPTS	8
Cadenas por MPPTS	2
Máxima corriente por MPPT	40 ^a
Corriente ISC por MPPT	50 ^a
Datos de salida AC	
Potencia nominal AC	70.000W
Potencia aparente	66.000VA@208, <u>70.000VA@220V</u>
Voltaje nominal CA (rango)	127/220V

Frecuencia de red CA	50/60HZ
Corriente de máx salida	183,7A a 220V
Factor de potencia	>0.99
TDH	<3%
Tipo de conexión CA	3L + N + PE
Eficiencia	98,8%

Fuente:

Elaboración propia, datos tomados de las características técnicas del inversor MAX 70KTL3-XL2 GROWATT

Debido a que se utilizarán dos simuladores (PVSyst y PVSOL) para corroborar los cálculos, es importante señalar que los softwares PVSyst y PVSOL no incluyen en su base de datos el inversor MAX 70KTL3-XL2 fabricado por Growatt. Debido a que estos programas dividen cada estructura simulada por zonas en el modelado 3D, donde cada zona se considera como un arreglo fotovoltaico particular, fue necesario incorporar los siguientes inversores:

- Un Inversor MID 22KTL3-X
- Tres inversores MID 17KTL3-XL

Para una capacidad total de 73 kW, que abarca la totalidad del sistema, es importante señalar que los costos asociados con estos inversores resultan en una inversión ligeramente superior.

2.14.2.4. Rango de paneles solares a colocar en serie

A continuación, es presentado el cálculo donde de acuerdo con las tensiones se determina el rango de paneles en serie a colocar.

mín N° de paneles en serie ≤ N° de paneles en serie ≤ máx N° de paneles en serie

$$\text{mín N° de paneles en serie} = \frac{V_{inv\text{mín}}}{V_{\text{mín}}}$$

donde:

$V_{inv_{min}}$: es el voltaje mínimo del inversor

V_{min} : es la tensión mínima que proporciona el panel

$$\text{mín } N^{\circ} \text{ de paneles en serie} = \frac{195V}{35,03V}$$

$$\text{mín } N^{\circ} \text{ de paneles en serie} = 5,56 \cong 6$$

$$\text{máx } N^{\circ} \text{ de paneles en serie} = \frac{V_{inv_{máx}}}{V_{máx}}$$

$$\text{máx } N^{\circ} \text{ de paneles en serie} = \frac{850V}{58,81V}$$

$$\text{máx } N^{\circ} \text{ de paneles en serie} = 14,5 \cong 15$$

2.14.2.5. Verificación de selección:

A continuación, es presentado el cálculo donde de acuerdo con las tensiones se determina la verificación de selección del rango de paneles en serie a colocar.

$$Vmáx_{op} = N^{\circ} \text{ paneles en serie} * Vmáx[VDC]$$

$$Vmáx_{op} = 15 * 58,81V$$

$$Vmáx_{op} = 882,15V$$

2.14.2.6. Rango de paneles solares a colocar en paralelo:

Para calcular la cantidad de paneles solares en paralelo (llamados también ramas) es necesario determinar la potencia del inversor, lo cual se calcula de acuerdo con la siguiente ecuación.

Donde:

$P_{inversor_{nom}}$ es la Potencia nominal del inversor la cual se obtiene al multiplicar la potencia nominal del módulo por el número de módulos en serie.

$$P_{inversor} = P_{nom} * \#módulos$$

$$P_{inversor} = 550W * 120$$

$$P_{inversor} = 66 Kw$$

Una vez obtenida la potencia del inversor, se procede a calcular el número de ramas en paralelo

Donde:

N° de Paneles: 120.

Actualmente los fabricantes de inversores están incorporando en su ficha técnica la potencia máxima de entrada en corriente continua en condiciones STC, para tener una mejor orientación a la hora de diseñar. Una vez obtenido el número de paneles solares que cumpla la condición anterior, es posible establecer el número de ramas que tendrá asociado el o los inversor/es. Para ello se aplica la siguiente ecuación:

$$N^{\circ} \text{ de Ramas} = \frac{N^{\circ} \text{ de Paneles}}{N^{\circ} \text{ Paneles}_{\text{Serie}}}$$

$$N^{\circ} \text{ de Ramas} = \frac{120}{15} = 8 \text{ ramas}$$

Por lo cual se puede seleccionar un inversor con una potencia nominal de 70 kW (MAX70KTL3-XL2 GROWATT) o en su defecto se pueden colocar inversores de menor potencia en paralelo, que sumen una potencia total de 66KW.

2.14.2.7. Verificación de esta selección

A continuación, se verifica la selección:

1. Corriente máxima de cortocircuito:

$$I_{cc} = N^{\circ} \text{ de Ramas} * I_{cc}$$

$$I_{cc} = 8 \text{ ramas} * 14A = 112A$$

Bajo esta condición no se superan los 183.7A que el inversor MAX 70KTL3-XL2 de la marca Growatt es capaz de soportar.

A continuación, se presenta el cálculo de voltaje máximo de operación.

$$V_{m\acute{a}x_{op}} = N^{\circ} \text{ paneles en serie} * V_{m\acute{a}x}[V_{Dc}]$$

$$V_{m\acute{a}x_{op}} = 15 * 58,81V$$

$$V_{m\acute{a}x_{op}} = 882.15 V$$

A continuación, se presenta el cálculo de voltaje mínimo de operación.

$$V_{min_{op}} = N^{\circ} \text{ paneles en serie} * V_{min}[V_{Dc}]$$

$$V_{min_{op}} = 15 * 35,03V$$

$$V_{min_{op}} = 525,45V$$

Para este sistema procurando no operar entre los límites de operación del inversor, se distribuyeron los paneles en 2 cadenas con 8 módulos en serie para los primeros 6 MPPT del inversor, Asimismo, se eligió una configuración de 2 cadenas con 6 paneles en serie para los 2 últimos MPPT del inversor mencionado anteriormente. En conjunto, esta disposición totaliza 8 MPPT y 120 módulos en el sistema.

Cadena 1 y 2 de 8 módulos en serie para los 6 primeros MPPT del inversor MAX 70KTL3-XL2 de la marca Growatt:

$$V_{m\acute{a}x_{op}} = 8 * 58,81V$$

$$V_{m\acute{a}x_{op}} = 470.48 V$$

Cadena 1 y 2 de 6 módulos en serie para los 2 últimos MPPT del inversor MAX 70KTL3-XL2 de la marca Growatt:

$$Vmáx_{op} = 6 * 58,81V$$

$$Vmáx_{op} = 352,86V$$

Éste mismo proceso aplica para hallar el voltaje mínimo de operación ($Vmin_{op}$)

Para este sistema procurando no operar entre los límites de operación del inversor, se dividieron los paneles en 2 cadenas con 8 módulos en serie para los primeros 6 MPPT del inversor, Asimismo, se eligió una configuración de 2 cadenas con 6 paneles en serie para los 2 últimos MPPT del inversor mencionado anteriormente. En conjunto, esta disposición totaliza 8 MPPT y 120 módulos en el sistema.

Cadena 1 y 2 de 8 módulos en serie para los 6 primeros MPPT del inversor MAX 70KTL3-XL2 de la marca Growatt:

$$Vmin_{op} = 8 * 35,03V$$

$$Vmin_{op} = 280,24V$$

Cadena 1 y 2 de 6 módulos en serie para los 2 últimos MPPT del inversor MAX 70KTL3-XL2 de la marca Growatt:

$$Vmin_{op} = 6 * 35,03V$$

$$Vmin_{op} = 210,18V$$

Esta selección posibilita la ampliación del número de paneles solares a instalar hasta un máximo de 14 por cadena, lo cual incrementa la capacidad de generación energética para futuras consideraciones del usuario.

2.14.2.8. Cálculo de cableado DC positivo y negativo (de panel a inversor)

Según criterio térmico normativa NTC 2050, ARTÍCULO 690 — SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS FV. La corriente máxima para un circuito específico se debe calcular de acuerdo con las secciones 690.8(A)(1) hasta (A)(6). Figura 117.

(1) **Corrientes del circuito de la fuente fotovoltaica.** Se debe calcular la corriente máxima por uno de los siguientes métodos:

- (1) La suma de corrientes de cortocircuito de capacidad nominal del módulo FV conectadas en paralelo multiplicada por 125 %.
- (2) Para sistemas FV con una capacidad generadora de 100 kW o superior, se debe permitir un diseño de sistema FV documentado y estampado, empleando un método normalizado industrial y provisto por un ingeniero eléctrico profesional autorizado. El valor calculado de corriente máxima debe basarse en el promedio de corriente más elevado en 3 h resultante de la irradiación local simulada en la red FV teniendo en cuenta la elevación y la orientación. El valor de corriente empleado por este método no debe ser inferior al 70 % del valor calculado empleando la sección 690.8 (A) (1) (1).

NOTA INFORMATIVA *Sandia National Laboratories* ofrece un método normalizado industrial para calcular la corriente máxima de un sistema FV, referencia SAND 2004-3535, *Photovoltaic Array Performance Model*. Este modelo es utilizado por el programa de simulación *System Advisor Model* provisto por el *National Renewable Energy Laboratory*.

Figura 117. Criterio térmico normativa NTC 2050, ARTÍCULO 690 — SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS FV.

Fuente: NTC 2050

La intensidad máxima que recorrerá cada rama (paneles en serie), y por el cable, es la intensidad de cortocircuito del panel, que en este caso es $I_{sc}=14A$. Por lo tanto, la corriente de diseño será igual a la fórmula correspondiente:

$$I_d = (14 \times \text{Numero de cadenas (2)}) \times 1.25 = 35A$$

Aplicando el factor de corrección por temperatura ambiente, que se encuentra entre 31-35°C, la corriente del conductor (positivo como negativo), de acuerdo con la Tabla 690.31 del NTC 2050, que es la correspondiente Tabla 24.

Tabla 24. Factores de corrección por temperatura nominal de conductor.

Tabla 690.31 (A) Factores de corrección

Temperatura nominal de conductor				
Temperatura ambiente (°C)	60 °C	75 °C	90 °C	105 °C
30	1,00	1,00	1,00	1,00
31-35	0,91	0,94	0,96	0,97
36-40	0,82	0,88	0,91	0,93
41-45	0,71	0,82	0,87	0,89
46-50	0,58	0,75	0,82	0,86
51-55	0,41	0,67	0,76	0,82
56-60	-	0,58	0,71	0,77
61-70	-	0,33	0,58	0,68
71-80	-	-	0,41	0,58

Fuente: NTC 2050

Se tiene que:

$$I_c = 35A \times 0.96 = 33,6A \quad (14)$$

De la Tabla 25, se selecciona el conductor DC a utilizar.

Tabla 25. Cables CENTELSA Fotovoltaico según la normativa RETIE.

CABLE CENTELSA FOTOVOLTAICO H1Z2Z2-K 1,0 kV AC (1,5 kV DC) 90°C HF FR

Conductor		Aislamiento		Cubierta		Peso Total Aproximado	Ampacidad ⁽¹⁾		
Calibre	Resistencia Eléctrica DC a 20°C	Espesor Nominal	Diametro Aproximado	Espesor Nominal	Diametro Aproximado		Un Cable al Aire	Un Cable Sobre una Superficie	Dos Cables en Contacto Sobre Superficie
mm ²	Ω/km	mm	mm	mm	mm	kg/km	A		
1,5	13,2980	0,70	3,06	0,80	4,74	31	30	29	24
2,5	7,9693	0,70	3,53	0,80	5,21	42	41	39	33
4	4,9408	0,70	4,08	0,80	5,76	58	55	52	44
6	3,2906	0,70	4,66	0,80	6,34	78	70	67	57
10	1,8928	0,70	5,65	0,80	7,33	120	98	93	79
16	1,2036	0,70	6,54	0,90	8,44	183	132	125	107
25	0,7717	0,90	8,21	1,00	10,31	280	176	167	142
35	0,5484	0,70	9,38	1,10	11,66	380	218	207	176
50	0,3815	1,00	11,08	1,20	13,58	537	276	262	221
70	0,2689	1,10	13,05	1,20	15,55	752	347	330	278
95	0,2038	1,10	15,24	1,30	17,94	980	416	395	333
120	0,1592	1,20	17,26	1,30	19,96	1254	488	464	390
150	0,1281	1,40	19,31	1,40	22,23	1549	566	538	453
185	0,1048	1,60	21,40	1,60	24,72	1893	644	612	515
240	0,0793	1,70	27,77	1,70	31,31	2593	775	736	620



(*) Los logos de los entes certificadoros aquí dispuestos de forma general pertenecen a productores específicos, pueden ser validados en nuestra página web.

Fuente: CENTELSA

De la Tabla 25 se selecciona un cable solar fotovoltaico CENTELSA H1Z2Z2-K color rojo de 4mm² XLPE 1500VDC 90°C para positivo, y un cable solar fotovoltaico CENTELSA H1Z2Z2-K color negro de 4mm² XLPE 1500VDC 90°C para negativo, los cuales soportan corrientes de hasta 55A.

A continuación, se aplica el criterio de caída de tensión, según lo establecido en la NTC 2050, la cual no debe ser superior al 1.5% de la tensión de máxima potencia del arreglo fotovoltaico.

La caída de tensión DC se determina utilizando la Tabla 8, del NTC 2050, Tabla 26 del actual documento.

FOTO	CALIBRE / AWG	SECCIÓN EN MM2	CONSUMO DE CORRIENTE
	4	25mm ²	Muy alto
	6	16mm ²	Alto
	8	10mm ²	Medio - alto
	10	6mm ²	Medio
	12	4mm ²	Medio - bajo
	14	2.5mm ²	Bajo
	16	1.5mm ²	Muy bajo

Figura 118. equivalencias de calibre en milímetros. Tomado de MasVoltaje tienda de electricidad.
Fuente: MasVoltaje tienda de electricidad.

A continuación, se presenta la selección de cables fotovoltaicos, en este caso se optó por utilizar los cables **CENTELSA H1Z2Z2-K de 4 mm²** con aislamiento **XLPE**, con una tensión nominal de **1500 VDC** y una capacidad térmica de hasta **90°C**. A partir del análisis mostrado en la Figura 118, se ha determinado que el calibre equivalente del cable de 4 mm² en el sistema AWG es de **12 AWG**.

Una vez establecida la equivalencia del conductor, se procede a consultar la Tabla 8, donde se detallan las propiedades de los conductores. A partir de esta información, se selecciona la resistencia adecuada del conductor con el fin de calcular con precisión la caída de tensión.

Tabla 26. Propiedades de los conductores Tabla 8 NTC 2050.

Tabla 8. Propiedades de conductores

Sección transversal o calibre		Conductores					Resistencia en corriente continua a 75 °C		
AWG o kcmil	mm ²	Mils circulares	# hilos	Diámetro mm	Total		Cobre		Aluminio ohm/km
					Diámetro mm	Área mm ²	No recubiertos ohm/km	Recubiertos ohm/km	
18	0,823	1 620	1	—	1,02	0,823	25,5	26,5	42,0
18	0,823	1 620	7	0,39	1,16	1,06	26,1	27,7	42,8
16	1,31	2 580	1	—	1,29	1,31	16,0	16,7	26,4
16	1,31	2 580	7	0,49	1,46	1,68	16,4	17,3	26,9
14	2,08	4 110	1	—	1,63	2,08	10,1	10,4	16,6
14	2,08	4 110	7	0,67	1,85	2,68	10,3	10,7	16,9
12	3,31	6 530	1	—	2,05	3,31	6,34	6,57	10,45
12	3,31	6 530	7	0,78	2,32	4,25	6,50	6,73	10,69
10	5,261	10 380	1	—	2,588	5,26	3,984	4,148	6,561
10	5,261	10 380	7	0,98	2,95	6,76	4,070	4,226	6,679
8	8,367	16 510	1	—	3,264	8,37	2,506	2,579	4,125
8	8,367	16 510	7	1,23	3,71	10,76	2,551	2,653	4,204
6	13,30	26 240	7	1,56	4,67	17,09	1,608	1,671	2,652
4	21,15	41 740	7	1,96	5,89	27,19	1,010	1,053	1,666
3	26,67	52 620	7	2,20	6,60	34,28	0,802	0,833	1,320
2	33,62	66 360	7	2,47	7,42	43,23	0,634	0,661	1,045
1	42,41	83 690	19	1,69	8,43	55,80	0,505	0,524	0,829
1/0	53,49	105 600	19	1,89	9,45	70,41	0,399	0,415	0,660
2/0	67,43	133 100	19	2,13	10,62	88,74	0,3170	0,329	0,523
3/0	85,01	167 800	19	2,39	11,94	111,9	0,2512	0,2610	0,413
4/0	107,2	211 600	19	2,68	13,41	141,1	0,1996	0,2050	0,328
250	127	—	37	2,09	14,61	168	0,1687	0,1753	0,2778
300	152	—	37	2,29	16,00	201	0,1409	0,1463	0,2318
350	177	—	37	2,47	17,30	235	0,1205	0,1252	0,1984
400	203	—	37	2,64	18,49	268	0,1053	0,1084	0,1737
500	253	—	37	2,95	20,65	336	0,0845	0,0869	0,1391
600	304	—	61	2,52	22,68	404	0,0704	0,0732	0,1159
700	355	—	61	2,72	24,49	471	0,0603	0,0622	0,0994
750	380	—	61	2,82	25,35	505	0,0563	0,0579	0,0927
800	405	—	61	2,91	26,16	538	0,0528	0,0544	0,0868
900	456	—	61	3,09	27,79	606	0,0470	0,0481	0,0770
1 000	507	—	61	3,25	29,26	673	0,0423	0,0434	0,0695
1 250	633	—	91	2,98	32,74	842	0,0338	0,0347	0,0554
1 500	760	—	91	3,26	35,86	1 011	0,02814	0,02814	0,0464
1 750	887	—	127	2,98	38,76	1 180	0,02410	0,02410	0,0397
2 000	1 013	—	127	3,19	41,45	1 349	0,02109	0,02109	0,0348

- Estos valores de resistencia son válidos solamente para los parámetros indicados. Al usar conductores con hilos recubiertos, de distinto tipo de trenzado y especialmente a otras temperaturas, cambia la resistencia.
- Ecuación para el cambio de temperatura: $R_t = R_1 [1 + \alpha (T_t - 75)]$ donde $\alpha_m = 0.00323$, $\alpha_{Al} = 0.00330$ at 75 °C.
- Los conductores con trenzado compacto o comprimido tienen aproximadamente un 9% y un 3%, respectivamente, menos de diámetro del conductor desnudo que los conductores mostrados. Para las dimensiones reales de los cables compactos, Ver la Tabla 5A.
- Las conductividades usadas, según la IACS: cobre desnudo = 100 %, aluminio = 61 %.
- El trenzado de Clase B está listado también como sólido para algunos calibres. Su área y diámetro total son los de la circunferencia circunscrita.

NOTA INFORMATIVA La información sobre construcción de los cables cumple con NEMA WC/70-2009 o ANSI/UL 1581-2011. La resistencia se calcula de acuerdo con el Manual de la Oficina Nacional de Normas 100, de 1966 y el Handbook 109, de 1972.

Fuente: NTC 2050

Realizando el cálculo se tiene:

$$V_{max} = (41,96V \times 15) = 629.4V$$

$$\Delta V_{max} = 629,2V \times 0.015 = 9,44V$$

Una vez calculado este valor se aplica la siguiente fórmula:

$$\Delta V = 2 * I * L * R$$

Donde:

ΔV es la caída de tensión en voltios.

I es la corriente de máxima potencia.

L es la longitud del cable en metros (longitud más larga de cable para cada zona).

R es la resistencia medida en ohm/Kilómetros.

Como se seleccionó el cable solar de 4 mm^2 , que es equivalente al cable AWG #10 de 1 hilo el cual posee la siguiente resistencia de acuerdo con la Tabla 8 de la NTC 2050:

$$R = 6,57 \frac{\Omega}{\text{Km}}$$

$$I = 13,11 \text{ A}$$

$$L = 15 \text{ m}$$

Reemplazando:

$$\Delta V = 2 * 13,11 \text{ A} * \frac{15}{1000} \text{ Km} * 6,57 \Omega/\text{Km}$$

$$\Delta V = 2,58 \text{ V}$$

Lo cual equivale al siguiente porcentaje:

$$V\% = \frac{\Delta V}{V_{nom}} * 100\%$$

$$V\% = \frac{2,58V}{41,96V} * 100\%$$

$$V\% = 6,14\%$$

Se puede apreciar que la caída de tensión para los cables solares de 4mm² teniendo en cuenta la distancia desde los módulos hasta el barraje, que aproximadamente es de 15m de longitud para la instalación la cual es igual a 2,58 V , no excede la máxima caída de tensión permitida por el sistema la cual es de 9,44 V. Por ende, el cable solar anteriormente mencionado es el ideal para colocar en el sistema.

De acuerdo con los esquemas de protección se debe proteger al cable DC y a los módulos, a continuación, se calculan las protecciones en DC.

2.14.2.9. Cálculo del fusible DC

De acuerdo con la siguiente ecuación:

$$VDC_Fusible= VOC \times \text{No de paneles en serie} \times 1.25$$

Se tiene que:

$$VDC_Fusible= 49,29V \times 15 \times 1.25= 924,18V.$$

Como la corriente que circula por el sistema es la corriente de cortocircuito. Por lo que, se debe seleccionar un fusible que pueda soportar una corriente 30% superior a la esperada, calculada como

$$IN = (14 \times 2) \times 1.30 = 36,4 A.$$

Por lo que, se selecciona un fusible de 40 amperios y 1000VDC, modelo NH-1 CRADY, junto con porta fusible.

2.14.2.10. Cálculos de Breaker DC (de panel a inversor):

Dado que hay 2 cadenas por MPPT la corriente que entra a cada MPPT es de 35A y el cable solar de 4mm² tiene una capacidad de carga de 55A, se ha seleccionado un breaker DC de 50A y 1000V con una capacidad de ruptura (I_{kk}) mayor a 6KA, de la marca PROJOY Electric. Esto garantiza una protección adecuada para el sistema, asegurando que el disyuntor pueda soportar la corriente máxima esperada y proteger los componentes contra posibles sobrecargas o cortocircuitos.

2.14.2.11. Cálculo del DPS DC (de panel a inversor):

La protección integral tiene que contemplar las entradas y salidas de los SF en A.C y D.C, un Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS), Figura 119, también conocido como supresor de picos, es un componente vital para la seguridad de tus equipos electrónicos. Su función principal es protegerlos contra daños ocasionados por picos de voltaje, ya sean transitorios (como los causados por rayos) o permanentes (originados por fallos en la red eléctrica).



Figura 119. Directrices para la instalación y ubicación óptimas de Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS) en un sistema fotovoltaico

Fuente: Clamper. (2020). Guía fotovoltaica. EVEC.

La adopción de protección contra sobretensiones eléctricas en el S F garantiza una mayor longevidad del sistema. Según RETIE artículo 20.16.1 REQUISITOS DE PRODUCTO, U_c. Tensión Máxima de Servicio (RMS o DC), indica la tensión máxima en la cual el protector puede operar de manera continua esta tensión debe ser mayor o igual a 1.1 veces la tensión máxima del sistema en régimen permanente, Figura 120.

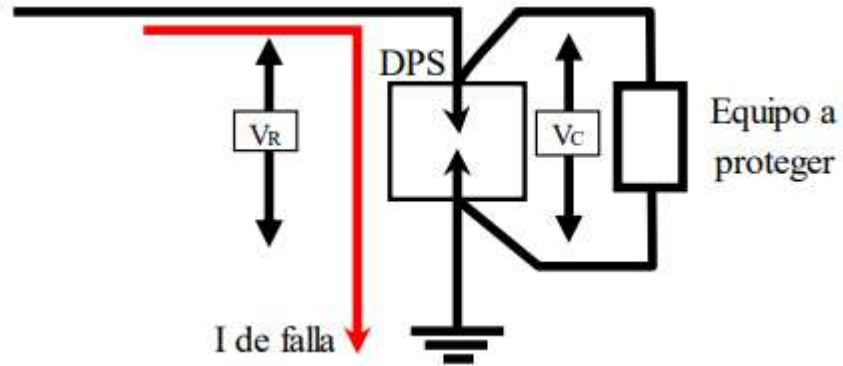


Figura 120. Montaje de los DPS según la normativa RETIE.

Fuente: Clamper. (2020). *Guía fotovoltaica*. EVEC.

En el diseño planteado se toma el máximo número de paneles que se puedan colocar en serie según los cálculos anteriores, con el fin de darle mayor protección al sistema, por lo que:

$$VOC = 49,90V$$

$$\text{máx } N^{\circ} \text{ de paneles en serie} = 15$$

$$VOC_{total} = VOC \times \text{máx } N^{\circ} \text{ de paneles en serie} = 748,5V$$

$$VOC_{total} = 49,90V \times 15 = 748,5V$$

$$VDPS = 1,1 \times VOC_{total} = 823,35 V$$

$$VDPS = 1,1 \times 748,5 = 823,35 V$$

Donde:

VOC: Voltaje de circuito abierto de los módulos

VDPS: Voltaje del DPS

Por tanto, la protección DC contra sobretensiones (DPS) a utilizar es:

- DPS 1KV, 3P con $I_{kk} > 40KA$

2.14.2.12. Cálculos para el cableado AC

A continuación, se tiene el cálculo para el lado AC, el diseño es para un sistema trifásico, por lo que el inversor también es trifásico, implica que se tengan y dimensionen 3 cables de fase, el servicio de energía eléctrica establece también un cable de neutro y un cable de tierra.

A continuación, se presentan los cálculos para el conductor de fase:

- **Cables de fase**

De acuerdo con la ecuación:

$$I_{inv} = \frac{S}{\sqrt{3} * VL}$$

Donde:

I_{inv} : es la corriente de salida del inversor

S : es la potencia aparente del inversor

VL : es el voltaje de línea

Sustituyendo se obtiene los siguiente:

$$I_{inv} = \frac{70000 VA}{\sqrt{3} * 220V}$$

$$I_{inv} = 183,70A$$

Con el valor obtenido se entra en la Tabla 27 para determinar el cable.

Tabla 27. *Tabla 310.15(B) (16) (Antes Tabla 310.16) Capacidades de corriente (Ampacity) permisibles en conductores aislados para tensiones nominales de hasta e incluyendo 2 000 V y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, o cable o tierra (enterrados directamente), basadas en una temperatura ambiente de 30.*

Sección trans.	Temperatura nominal del conductor [Ver Tabla 310.104(A).]						Calibre
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	
	Tipos RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW		Tipos TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, ML, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2		Tipos RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE		
mm ²	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG kcmil
0,82	—	—	14	—	—	—	18**
1,31	—	—	18	—	—	—	16**
2,08	15	20	25	—	—	—	14**
3,30	20	25	30	15	20	25	12**
5,25	30	35	40	25	30	35	10**
8,36	40	50	55	35	40	45	8
13,29	55	65	75	40	50	55	6
21,14	70	85	95	55	65	75	4
26,66	85	100	115	65	75	85	3
33,62	95	115	130	75	90	100	2
42,2	110	130	145	85	100	115	1
53,5	125	150	170	100	120	135	1/0
67,44	145	175	195	115	135	150	7/0
85,02	165	200	225	130	155	175	3/0
107,21	195	230	260	150	180	205	4/0
126,67	215	255	290	170	205	230	250
132,01	240	285	320	195	230	260	300
177,34	260	310	350	210	250	280	350
202,68	280	335	380	225	270	305	400
253,35	320	380	430	260	310	350	500
304,02	350	420	475	285	340	385	600
354,69	385	460	520	315	375	425	700
380,02	400	475	535	320	385	435	750
405,36	410	490	555	330	395	445	800
456,03	435	520	585	355	425	480	900
506,7	455	545	615	375	445	500	1 000
633,38	495	590	665	405	485	545	1 250
760,05	525	625	705	435	520	585	1 500
886,73	545	650	735	455	545	615	1 750
1013,4	555	665	750	470	560	630	2 000

* Para los factores de corrección de la capacidad de corriente (ampacity) cuando la temperatura ambiente es distinta a 30 °C. Ver la sección 310.15(B)(2). Consulte la sección 310.15(B)(3)(a) para más de tres conductores portadores de corriente.

** Para limitaciones de protección contra sobrecorriente del conductor Ver sección 240.4(D).

Fuente: CÓDIGO ELÉCTRICO COLOMBIANO - NTC 2050 (Segunda actualización) 191 ARTÍCULO 310 — CONDUCTORES PARA ALAMBRADO EN GENERAL.

De acuerdo con la tabla 310.15(B) (16) del documento de la NTC 2050, llamada “Capacidades de corriente (Ampacity) permisibles en conductores aislados para tensiones nominales de hasta e incluyendo 2 000 V y 60 °C a 90 °C”:

✓ Cable AWG Calibre 3/0 Cu T HW 75°C el cual soporta 200 A.

- Cable de Neutro

Según la normativa NTC 2050, en acometidas trifásicas tetrafilares (4 hilos) y cuando se enfrentan cargas lineales, el conductor neutro debe calcularse como mínimo del 70% del amperaje de las fases.

$$IN = I_{inv} * 0.70 \quad (21)$$

$$IN = 196,20A * 0.70$$

$$IN = 137,34A$$

Entonces se elegiría el cable AWG 1/0 de Cu THW 75°C, el cual soporta corrientes de 150A de acuerdo con la tabla 310.15(B) (16) del documento de la NTC 2050. Se observa que el neutro es de un calibre más delgado que los cables de fase.

Sin embargo, en la actualidad, hay una proliferación de equipos de carga no lineal. Por lo tanto, los fabricantes de acometidas han optado por ensamblarlas con los 4 conductores de igual calibre, por tal razón se eligió el cable AWG Calibre 3/0 de Cu THW 75°C el cual soporta 200 A según la tabla 310.15(B) (16) del documento de la NTC 2050, llamada “*Capacidades de corriente (Ampacity) permisibles en conductores aislados para tensiones nominales de hasta e incluyendo 2 000 V y 60 °C a 90 °C*”.

A continuación, se determina el cable de tierra.

- ***Cable de Tierra.***

El cable de tierra se elige en base a la corriente de trabajo del inversor del lado AC, la cual se encuentra especificada en la hoja de datos del fabricante, por lo que:

$$Máx I_{out AC} = 183,7A$$

Por tanto, el cableado requerido para la puesta a tierra del inversor Según la Tabla 250. NTC 2050, es:

- ✓ 1 Cable AWG #6 Cu desnudo.

2.14.2.13. Interruptores AC después del inversor.

El interruptor Ac del inversor se elige para salvaguardar toda la instalación Ac que se encuentra después del inversor, contra sobrecargas y cortocircuitos gracias a su protección térmica y magnética. Por esta razón teniendo en cuenta las características de la red eléctrica colombiana la cual opera en un rango de (110-120) VAC ó (220-240) VAC en algunos casos, se procede a elegir el siguiente componente:

- ✓ 2 Breaker AC de 3p 200A, 240VAC con $I_{kk} > 50\text{Ka}$ marca ABB 15DAO66778R1.

2.14.2.14. Cálculo de cableado de tierra

El objeto de la instalación de puesta a tierra es limitar la tensión que con respecto a tierra que puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, tanto fijas como móviles, posibilitar la detección de defectos a tierra y asegurar la actuación y coordinación de las protecciones eliminando o minimizando el riesgo que supone una avería en el material eléctrico utilizado.

Esta instalación dispondrá de una red de tierra, a la que se unirán las masas metálicas de la instalación no sometidas a tensión eléctrica. La puesta a tierra se realizará de forma que no altere la de la compañía eléctrica distribuidora, con el fin de no transmitir defectos a la misma. Asimismo, las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora [24].

La estructura soporte, así como los módulos fotovoltaicos se conectarán a tierra con motivo de reducir el riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas. Con esta medida se consigue limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar las masas metálicas, permitir a los vigilantes de aislamiento la detección de corrientes de fuga, así como propiciar el paso a tierra de las corrientes de falta o descarga de origen atmosférico. A esta misma tierra se conectarán también las masas metálicas de la parte de alterna (fundamentalmente el inversor).

La puesta a tierra de los módulos fotovoltaicos debe efectuarse mediante conductores unidos a sus marcos, no bastando con su unión física. Este conductor será aislado de 6 mm² de sección y se unirá al módulo aprovechando la unión atornillada de este con la estructura.

Por tanto, se realizará una toma de tierra a la que se conectarán directamente las estructuras soporte del generador fotovoltaico, los marcos de los módulos y la borna de puesta a tierra del inversor. La sección del conductor de protección será, como mínimo como la del conductor de fase correspondiente.

Según la Tabla 250.122 calibre mínimo de conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos de la normativa NTC 2050, que establece el calibre mínimo de conductores de puesta a tierra, en este caso, el cable de puesta a tierra debe ser de cobre **AWG #10 Cu desnudo, Tabla 28** esto se basa en la corriente del Breaker, asegurando una adecuada capacidad de conducción para la puesta a tierra y cumpliendo con los estándares de seguridad establecidos en la normativa.

Tabla 28. Tamaño mínimo de los conductores de puesta a Tierra para canalizaciones equipos.

Tabla 250-122.- Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos

Capacidad o ajuste del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, canalizaciones, etc., sin exceder de: (amperes)	Tamaño			
	Cobre		Cable de aluminio o aluminio con cobre	
	mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil
15	2.08	14	-	-
20	3.31	12	-	-
60	5.26	10	-	-
100	8.37	8	-	-
200	13.30	6	21.20	4
300	21.20	4	33.60	2
400	33.60	2	42.40	1
500	33.60	2	53.50	1/0
600	42.40	1	67.40	2/0
800	53.50	1/0	85.00	3/0
1000	67.40	2/0	107	4/0
1200	85.00	3/0	127	250
1600	107	4/0	177	350
2000	127	250	203	400
2500	177	350	304	600
3000	203	400	304	600
4000	253	500	380	750
5000	355	700	608	1200
6000	405	800	608	1200

Para cumplir con lo establecido en 250-4(a)(5) o (b)(4), el conductor de puesta a tierra de equipos podría ser de mayor tamaño que lo especificado en esta Tabla.
*Véase 250-120 para restricciones de instalación.

Fuente: NTC2050.

2.14.3. Disposición de módulos

En el SF diseñado, los módulos tendrán la orientación al sur, ya que la ciudad de Valledupar está al norte de la América del sur, Por encima del Ecuador, en el hemisferio norte. Para obtener la mejor inclinación de los módulos, se aplica la siguiente ecuación:

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

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * 10,45 = 10,91 \cong 11^\circ$$

A pesar de que el ángulo de inclinación óptimo durante todo el año da como resultado aproximadamente 11° , lo ideal y recomendado es que este ángulo para fines prácticos sea igual a 14 o 15° debido al auto mantenimiento de los módulos.

2.14.4. Cálculo de sombras

La separación entre las filas de paneles ha de estar calculada según el criterio de sombras. Si la separación fuese inferior a la mínima, esto provocaría sombras en los paneles que resultarían en una pérdida de generación, Figura 121.

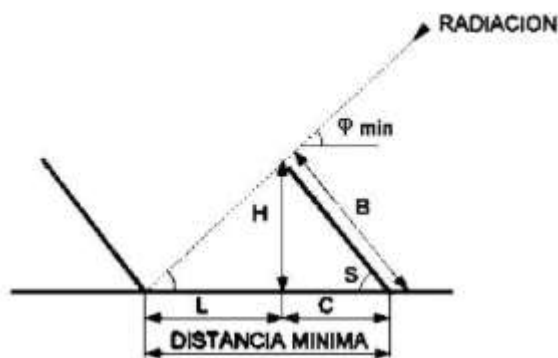


Figura 121. Distancia para considerar para el cálculo de la distancia mínima entre ramas

Fuente: *EliseoSebastian.com. (junio,2023).*

Se puede establecer las siguientes relaciones geométricas de acuerdo con la Figura 29.

$$B = 2 * l = 2 * 2,27 = 4,54m$$

$$C = B * \cos (S) = 4,54m * \cos (14^\circ) = 4,40m$$

$$H = B * \sin (S) = 4,40m * \sin (14) = 1,09m$$

De acuerdo con la figura 121, la distancia mínima entre líneas de captadores para que la fila anterior no proyecte sombras en la posterior se determina mediante trigonometría simple:

$$latitud: 10,45^\circ$$

$$\tan (\varphi_{min}) = \frac{H}{L} = \frac{B * \sin (S)}{Dist_{min} - B * \cos (S)}$$

$$\varphi_{min} = 90 - latitud - 23,45$$

$$\varphi_{min} = 90 - 10,45^\circ - 23,45 = 56,1$$

$$Dist_{min} = B * \left(\cos (s) + \frac{\sin (s)}{\tan (\varphi_{min})} \right)$$

$$Dist_{min} = 4,40m * \left(\cos (14^\circ) + \frac{\sin (14^\circ)}{\tan (56,1)} \right) = 4,98m$$

Donde:

S: Inclinación del panel.

B: Longitud del panel.

φ_{min} : Ángulo mínimo de la incidencia

Al resultado anterior, agregando un factor de seguridad de 125%, por lo que se tiene:

$$Dist_{min} = 4,98m * 1,25 = 6,22m$$

2.15. Diseño de plantillas a emplear para la construcción de la geometría sede Hurtado Bloque Administrativo.

Del mismo modo se realizaron las simulaciones del plano para el bloque Administrativo de la sede Hurtado Figura 122:



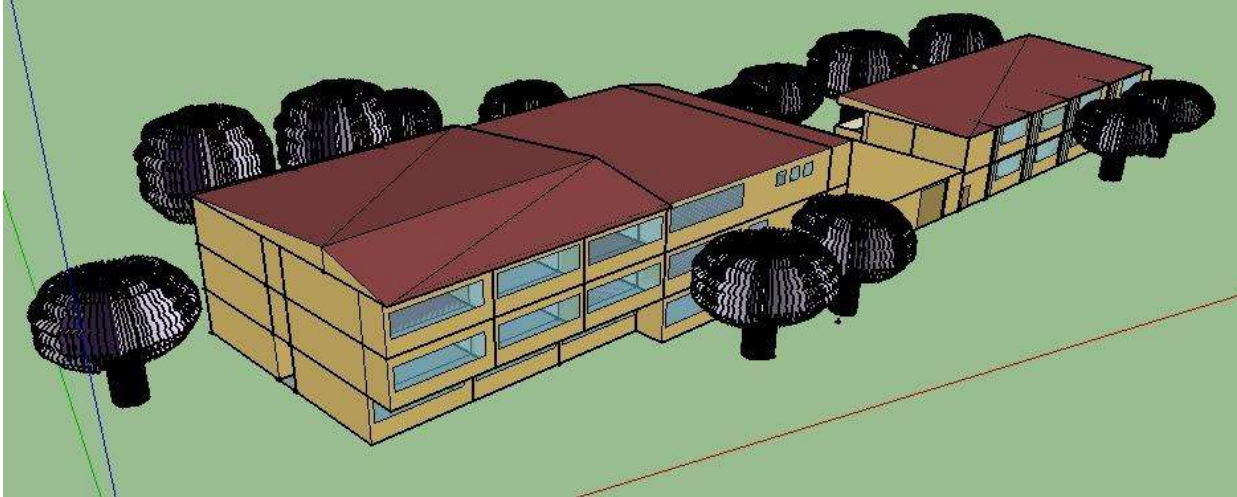
Figura 122. Planos de arquitectura del primer y segundo piso del bloque D y ADMINISTRATIVO de la Universidad Popular del Cesar sede Hurtado.

Fuente: Elaboración propia, realizado en el software AutoCAD 2D.

En el siguiente paso, se llevó a cabo una simulación detallada en el programa SketchUp para evaluar el Bloque Administrativo sede Hurtado en función de su consumo energético, tamaño, uso, horario de operación y potencial solar. Figura 123



(a)



(b)

Figura 123. (a)(b) Simulación en SketchUp 2017 bloque Administrativo sede Hurtado

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Hurtado.

2.15.1 Introducción al software

- **Simulación Bloque Administrativo sede Hurtado en PVSyst**

Continuando con el proceso conforme al método empleado para la simulación en PVSYST del bloque administrativo en la sede Sabanas, se procede con la simulación del bloque Administrativo Hurtado. En este contexto, se destacan las gráficas más significativas obtenidas. Figura 124:

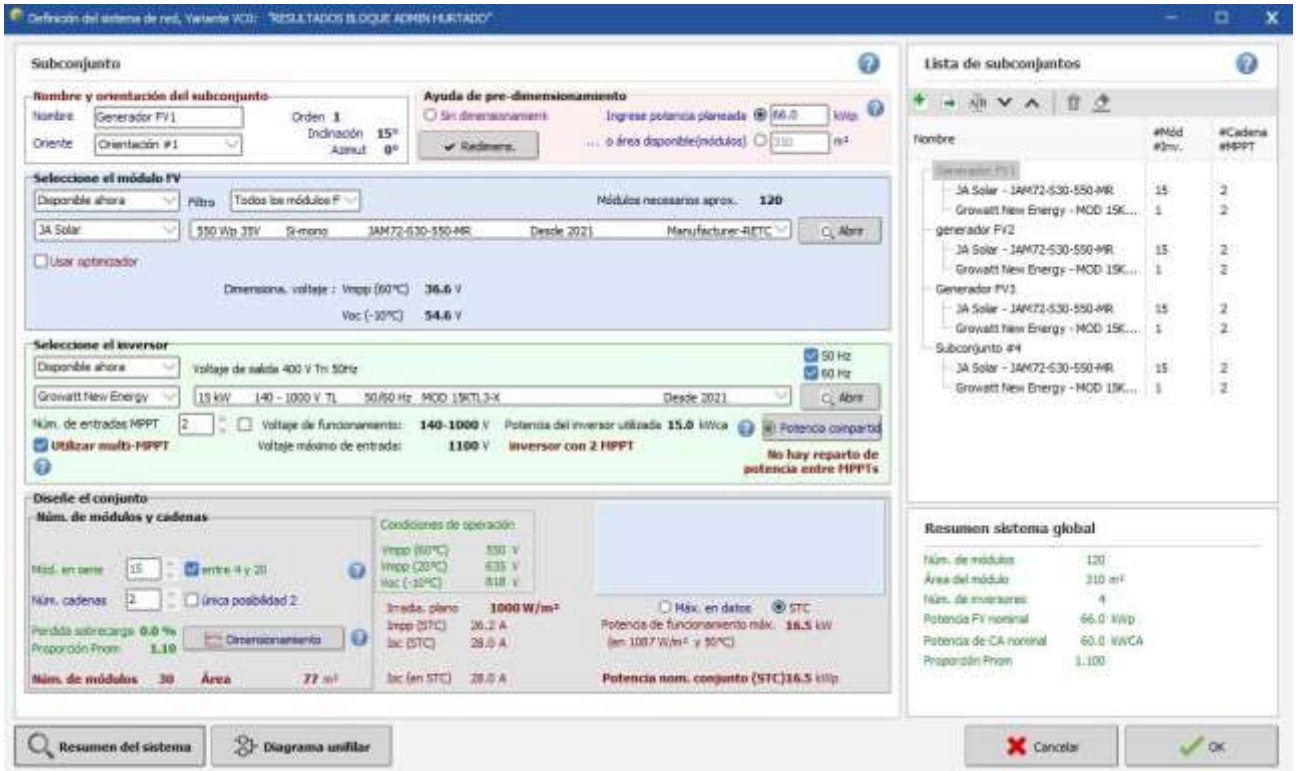


Figura 124. Ventana de visualización de la selección del módulo, selección del inversor y la configuración del conjunto de número de módulos y cadenas.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

En la Figura 125, además de la selección de los módulos y el inversor pertinentes para el sistema, se presenta un resumen del sistema global. Este resumen indica que se necesitan 120 módulos fotovoltaicos para satisfacer la demanda energética del sistema, los cuales ocuparán un área de 310m². Asimismo, se requiere 4 inversores de 15kW para una totalidad de 60kW. La potencia nominal instalada de los paneles fotovoltaicos es de 66 kWp.

A continuación, se muestra la gráfica que representa la trayectoria solar y línea de horizonte en la sede Hurtado. 128

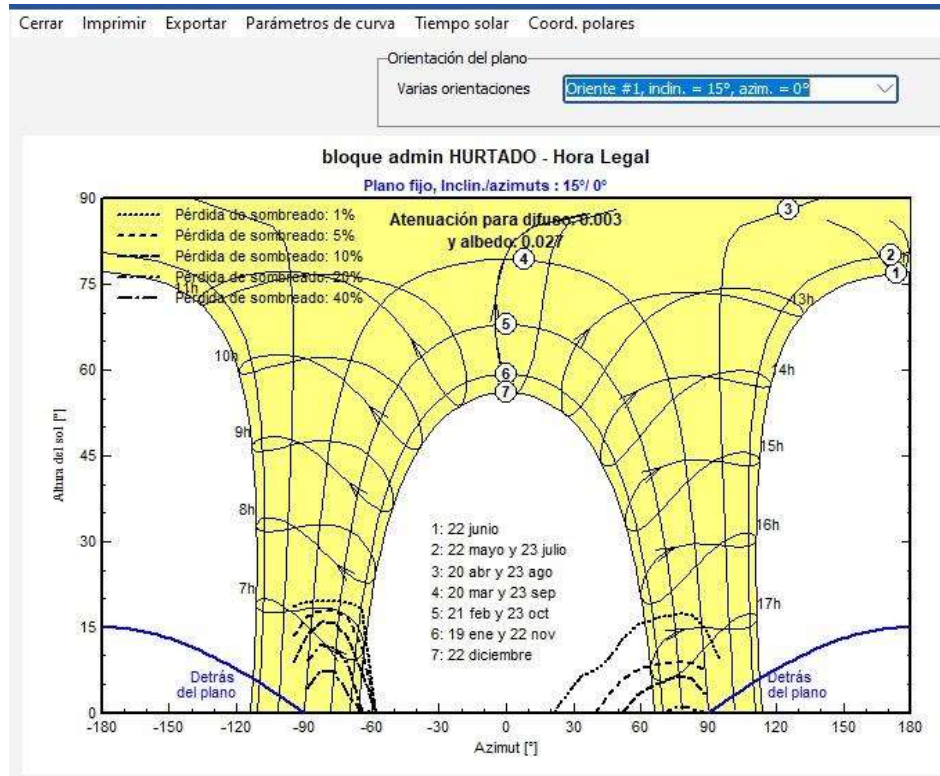


Figura 125 Dibujo de la línea de horizonte y trayectoria sede Hurtado

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

A continuación, se presenta para la sede Hurtado la pestaña de visualización para definir los sombreados cercanos, los cuales deben ser compatibles con los parámetros de diseño de la escena 3D. Se han considerado varios factores importantes, como la distancia entre strings, que es aproximadamente de 6 metros, y la ubicación de los módulos, asegurándose de que no estén demasiado cerca de los bordes ni de los árboles que rodean la estructura, para minimizar las pérdidas por sombreado. Además, se decidió instalar 7 estructuras con 2 filas de módulos cada una para optimizar el espacio. Todo esto se refleja en la figura 126.

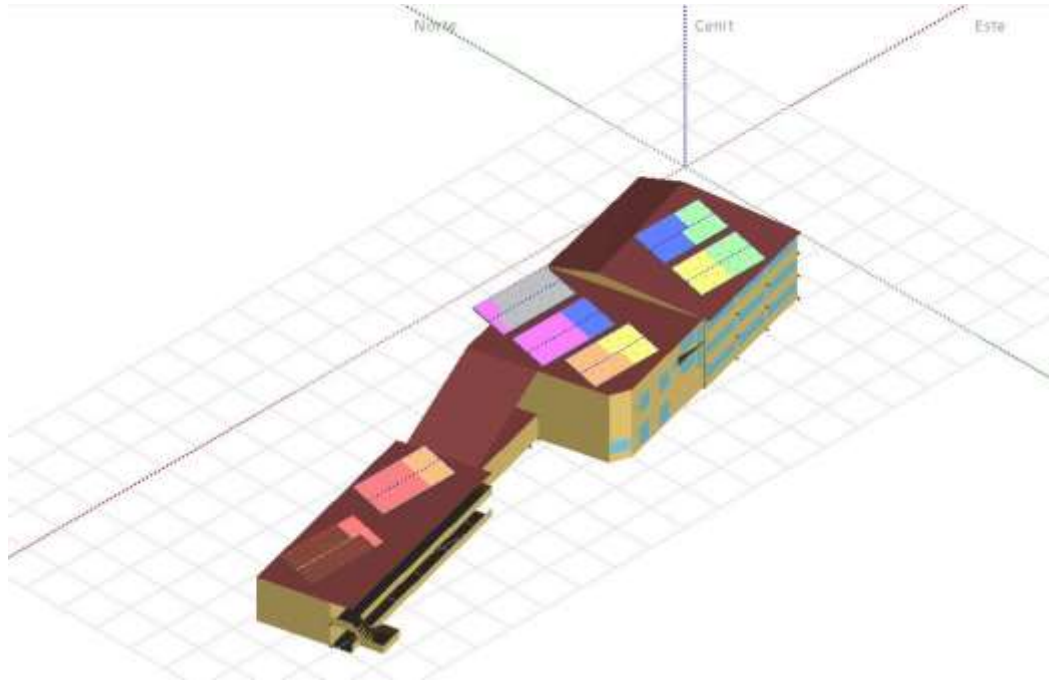
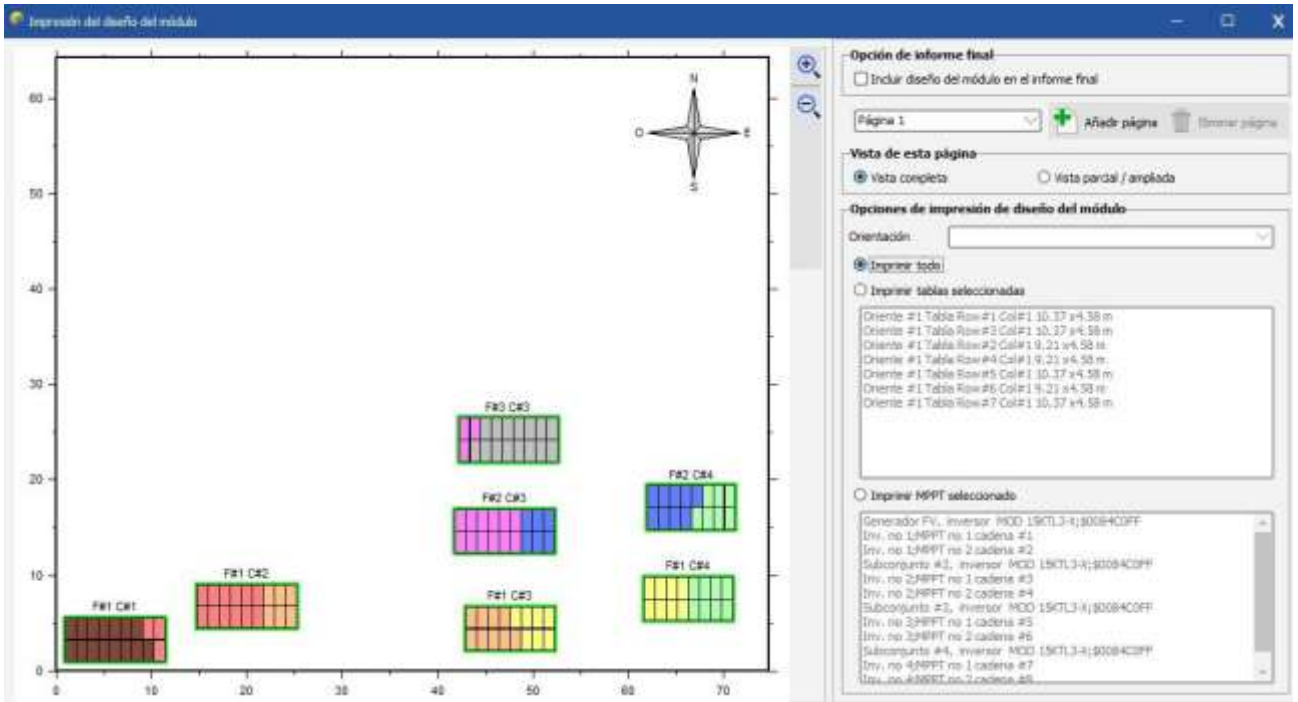


Figura 126. Escena de construcción 3D para análisis y animación de sombreado.

Fuente: *Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14*

A continuación, se define el sistema de configuración de cableado FV general y como incide el sobreado en los parámetros eléctricos, mecánicos del sistema y la curva corriente tensión de los módulos. Ver figura 127.



Conexión de módulos FV por MPPT realizado en el software de simulación PVSYS

Figura 127. Sistema de configuración de cableado FV general

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYS Versión 7.14

A continuación se ilustra el diagrama unifilar general para la sede Hurtado, proporcionado por el software PVSys. Figura 128.

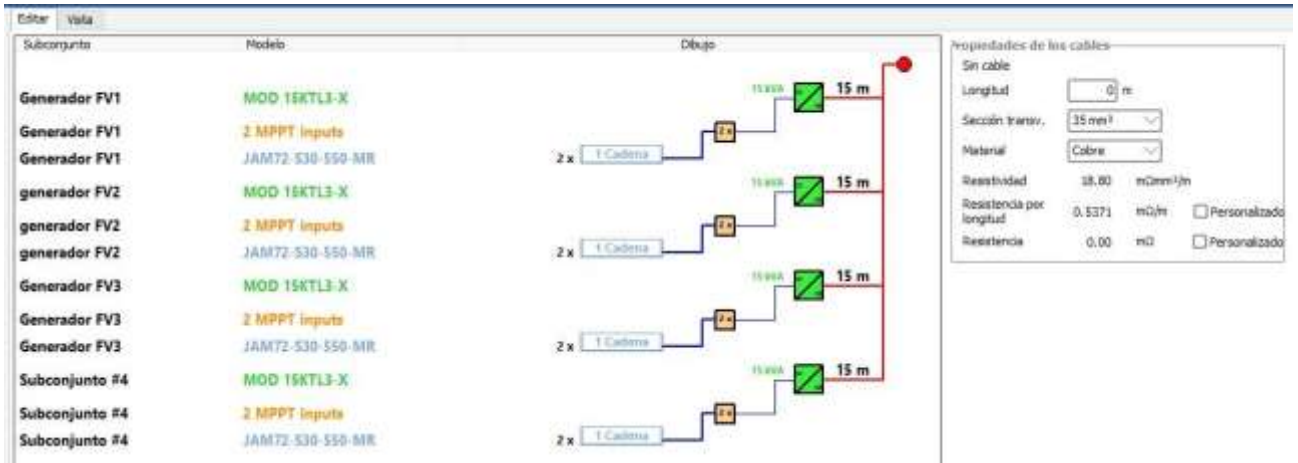


Figura 128. Diagrama unifilar bloque Administrativo sede Hurtado

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYSY Versión 7.14

- **Simulación PV*SOL Premium Bloque Administrativo sede Hurtado**

En la figura 129, se muestra el diseño del sistema con visualización 3D para la sede Sabanas bloque administrativo, donde se observa que en total se dimensionaron 120 módulos FV, 4 inversor y una potencia del generador FV de 66 kWp. En las figuras 130, y 131, se muestra la Incorporación del horizonte utilizando Meteonorm 8.0 en la representación tridimensional de la escena y el Análisis y frecuencias de sombras en módulos FV.



Número de superficies ocupadas	4
Número de módulos	120
Número de inversores	4
Potencia generador FV	66 kWp

Figura 129. Diseño del sistema con visualización 3D

Fuente: *Elaboración propia, PVSol PREMIUM Versión de prueba..*

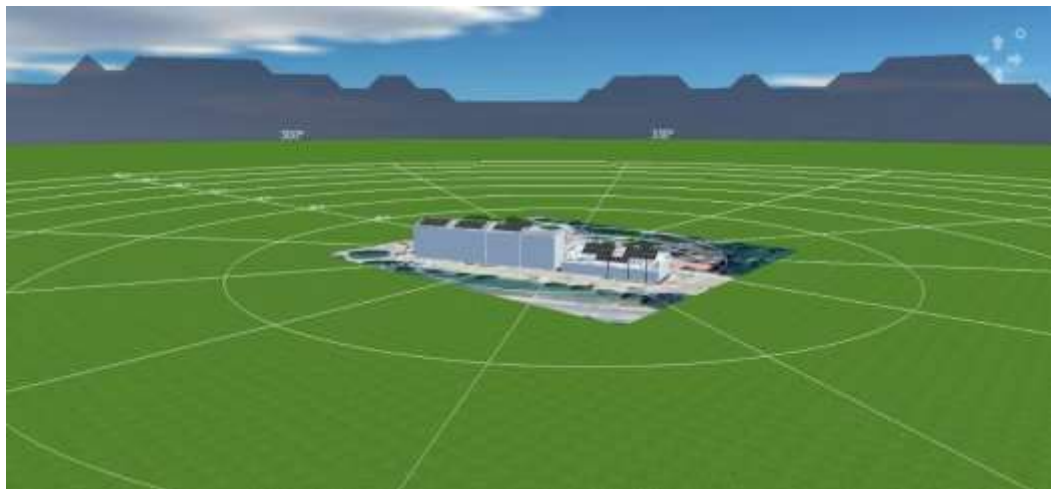


Figura 130. Incorporación del horizonte utilizando Meteonorm 8.0 en la representación tridimensional de la escena.

Fuente: *Elaboración propia, PVSol PREMIUM Versión de prueba..*

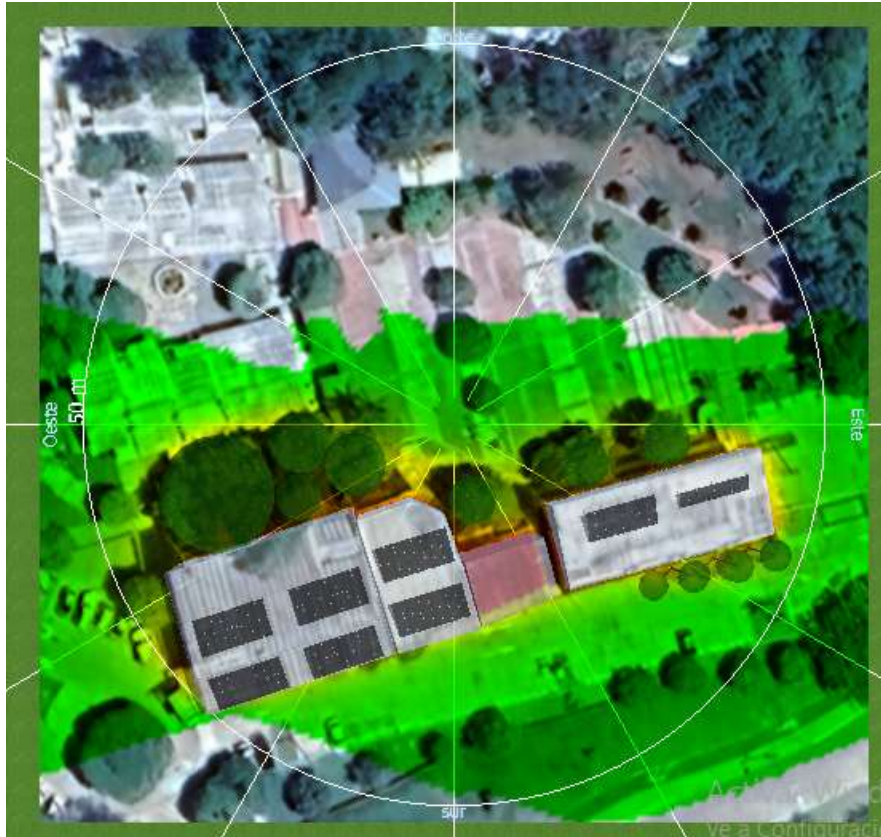
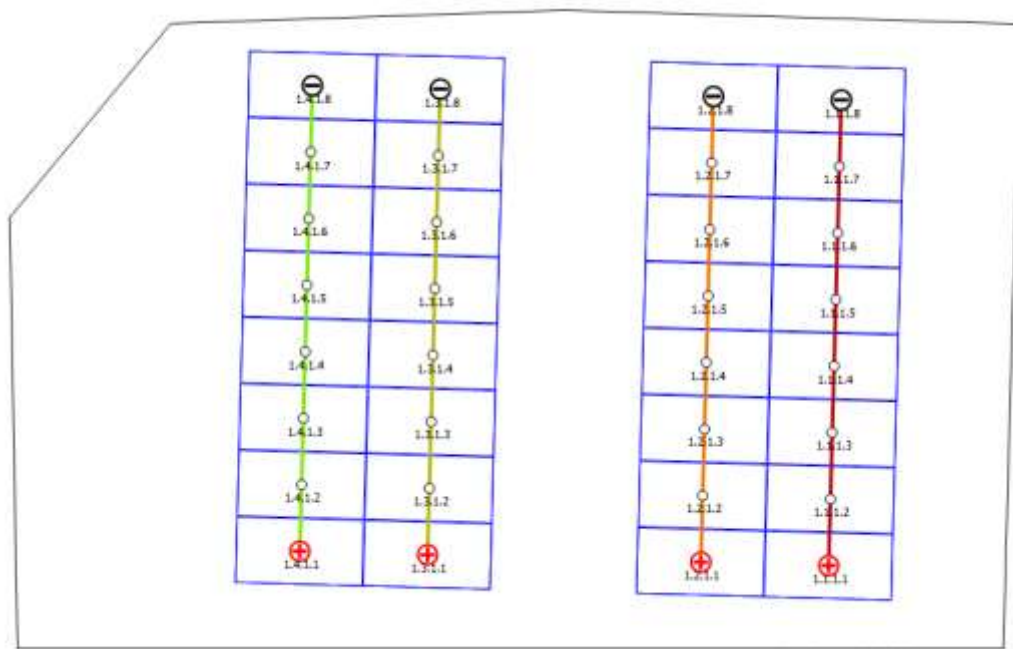


Figura 131. Análisis y frecuencias de sombras en módulos FV

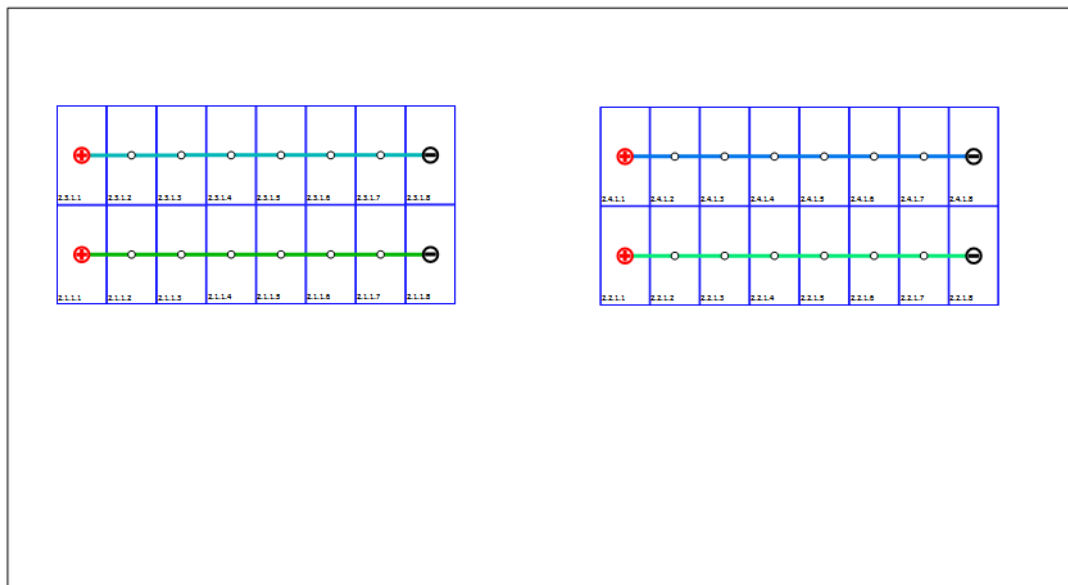
Fuente: *Elaboración propia, PVSol PREMIUM Versión de prueba..*

Diseño del Sistema Solar: Con todos los componentes seleccionados y configurados, se procede con el diseño detallado del sistema. Utilizando herramientas intuitivas de diseño, se colocó los paneles solares en el lugar deseado y se configuró la disposición óptima para maximizar la captación de energía solar, Figura 132.

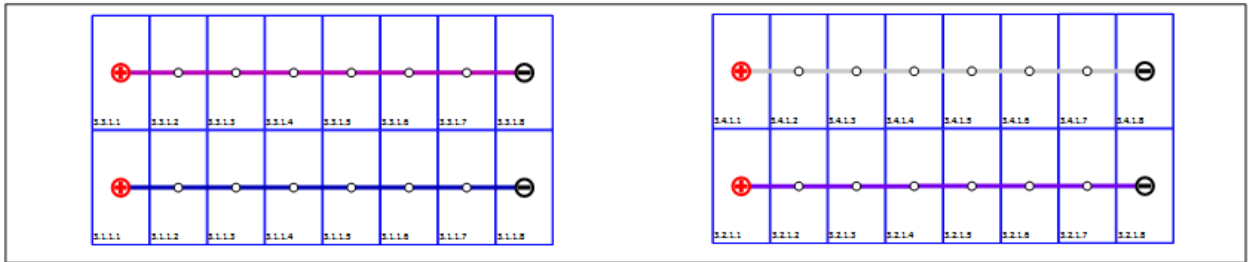


Artistic Modelling

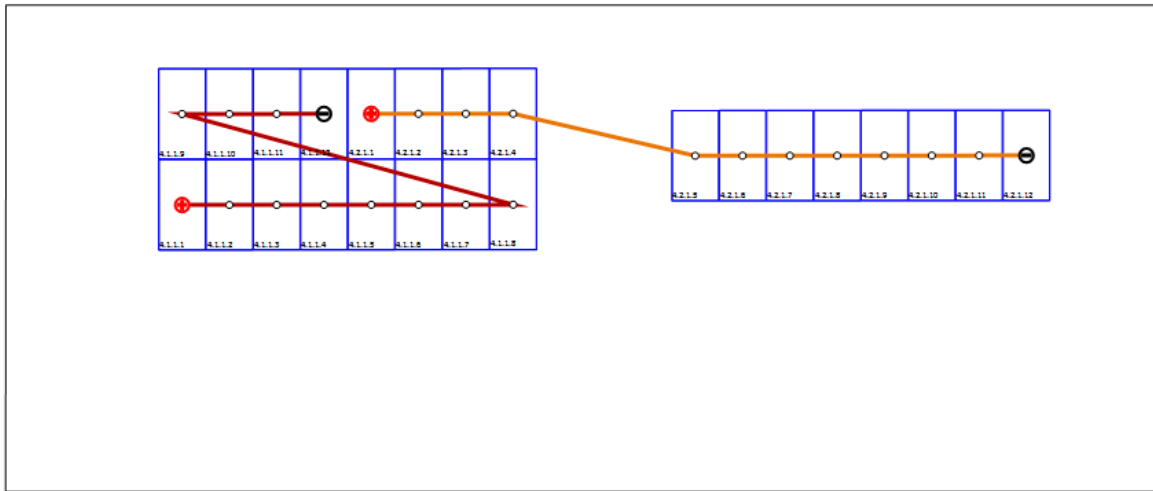
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 132. (a)(b)(c)(d) Configuración de cableado.

Fuente: Elaboración propia, PVSol PREMIUM Versión de prueba..

En la figura 133, se muestra el diagrama unifilar para el bloque administrativo de la sede Hurtado utilizando PVSol Premium.

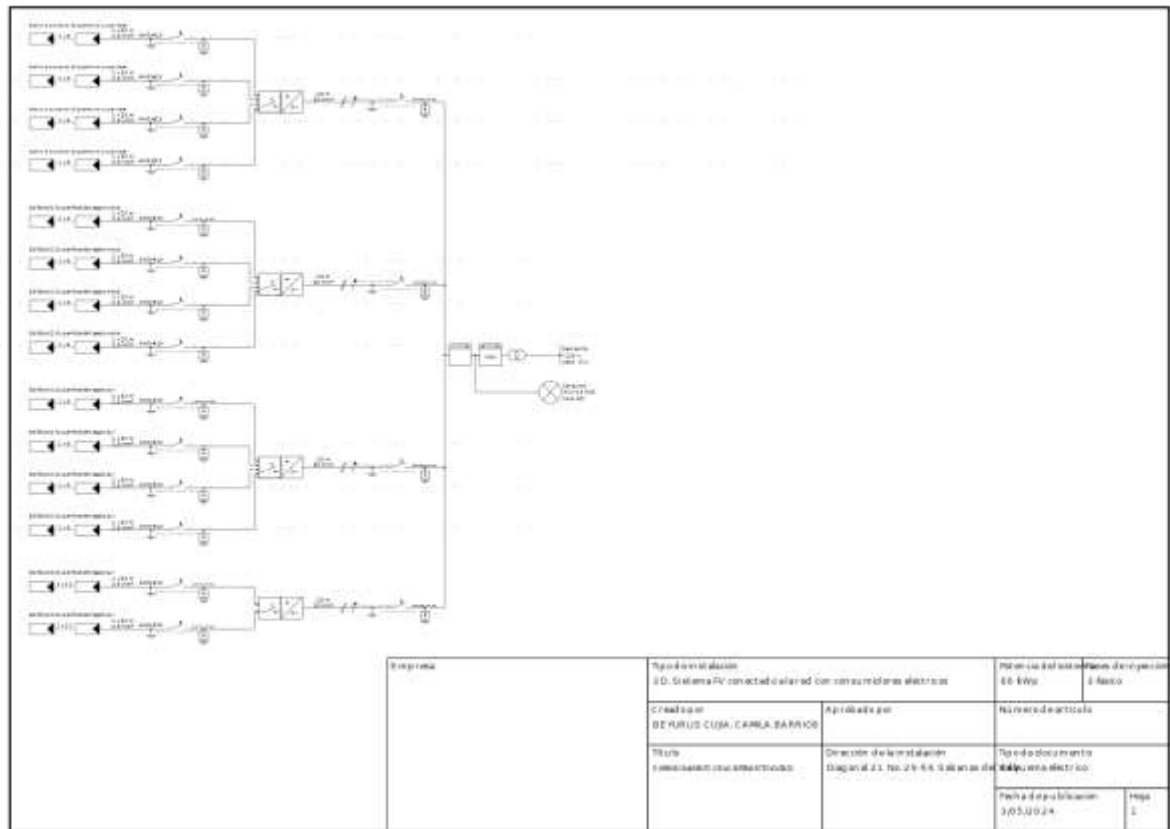


Figura 133. Diagrama unifilar para el bloque administrativo de la sede Hurtado utilizando PVsol Premium.

Fuente: Elaboración propia, PVsol PREMIUM Versión de prueba..

❖ **ETAPA 4: Estudiar la viabilidad de inversión económica y energética para el desarrollo del proyecto.**

2.16. Análisis económico en PVSyst

Bloque Administrativo sede Hurtado

Para iniciar la evaluación económica del bloque, se procedió con una secuencia de pasos que fueron calculados de forma manual y posteriormente ingresados en una tabla de Excel. En primer lugar, se describirán conceptos relevantes que facilitarán la comprensión del análisis económico. Luego, se emplearon las herramientas de software PVSyst y PVsol Premium como soporte para la ejecución de

los cálculos necesarios. Los detalles de los cálculos realizados para el bloque se encuentran en los anexos.

Incorporación de datos financieros: Una vez que se han delimitado con precisión los parámetros del sistema, se procede a ingresar información financiera pertinente al proyecto solar. Este proceso implica la inclusión del costo inicial de adquisición e instalación del sistema, así como la proyección de los costos de operación y mantenimiento durante la vida útil del proyecto.

Además, se incorporan minuciosamente detalles relativos a los incentivos fiscales disponibles, tales como créditos fiscales o programas de subsidios gubernamentales, y se definen las tasas de interés pertinentes para el financiamiento del proyecto. Asimismo, se consideran detenidamente los precios de la electricidad, dado que estos factores ejercen una influencia directa sobre los ingresos derivados de la venta de la energía solar generada. Ver figuras 134, 135, 136, 137, 138, 139 y 140.

Descripción	Cantidad	Precio unitario	Total	
Módulos FV			38,043.60	USD
JAM72-S30-550-MR	120.00	217.48	26,097.60	USD
Soportes para módulos	120.00	99.55	11,946.00	USD
Inversores			8,082.00	USD
MOD 15KTL3-X	4.00	2,020.50	8,082.00	USD

Figura 134. Costos de instalación, módulos FV e inversores

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14.

Otros componentes			6,690.98	USD
Accesorios, sujetadores	1.00	2,435.93	2,435.93	USD
Cableado	1.00	570.85	570.85	USD
Caja de conexiones	1.00	442.30	442.30	USD
Sistema de monitoreo, pant...	1.00	1,964.63	1,964.63	USD
Sistema de medición, piranó...	1.00	1,277.27	1,277.27	USD
Pararrayos	0.00	0.00	0.00	USD

Figura 135. Costos de instalación de otros componentes, accesorios, cableado, caja de conexiones, sistemas de medición.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14.

Estudios y análisis			5,805.61	USD
Ingeniería	1.00	757.25	757.25	USD
Permisos y otras tarifas ad...	1.00	2,524.18	2,524.18	USD
Estudios ambientales	1.00	1,262.09	1,262.09	USD
Análisis Económico	1.00	1,262.09	1,262.09	USD
Instalación			20,728.78	USD
Costo de instalación global p...	120.00	126.21	15,145.20	USD
Costo de instalación global p...	4.00	126.21	504.84	USD
Transporte	1.00	2,554.54	2,554.54	USD
Ajustes	1.00	2,524.20	2,524.20	USD
Conexión a la red	0.00	0.00	0.00	USD

Figura 136. Costos de estudios, análisis e instalación.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14.

Seguro			9,790.29	USD
Seguro de construcción	1.00	3,790.85	3,790.85	USD
Seguro de transporte	1.00	5,494.00	5,494.00	USD
Seguro de responsabilidad	1.00	505.44	505.44	USD
Demora en el seguro de pue...	0.00	0.00	0.00	USD
Costos del terreno			0.00	USD
Cargos bancarios del préstamo	0.00	0.00	0.00	USD

Figura 137. Seguro de construcción, seguro de transporte, seguro de responsabilidad, demora en el seguro de puesta en marcha.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14.


Impuestos			19,108.24	USD
IVA (%)	19.00%	de 100,569.68	19,108.24	USD
Impuestos federales (%)	0.00%	de 0.00	0.00	USD
Impuestos estatales (%)	0.00%	de 0.00	0.00	USD
Impuestos locales (%)	0.00%	de 0.00	0.00	USD
Otros impuestos (%)	0.00%	de 0.00	0.00	USD
Costo total de instalación			108,249.50	USD
Activo amortizable 			48,561.53	USD

Figura 138. IVA, impuestos federales, impuestos estatales, impuestos locales, otros impuestos

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14

Costos de operación (anual)

Descripción	Costo anual	
Mantenimiento	8,021.32	USD
Provisión para el reempl...	6,356.62	USD
Salarios	0.00	USD
Reparaciones	832.35	USD
Limpieza	832.35	USD
Fondo de seguridad	0.00	USD
Alquiler de terrenos	0.00	USD
Seguro	0.00	USD
Cargos bancarios	0.00	USD
Administrativo, contabili...	0.00	USD
Impuestos	0.00	USD
Subsidios	5,983.89	USD
Costos de operación (OPEX)	2,037.43	USD/año

Figura 139. Costos de operación (OPEX), mantenimiento, seguro, impuestos, subsidios.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14.

Resumen del sistema

Proyecto: bloque admin HURTADO
 Generador FV, Phom = 66.0 kWp Sistema conectado a la red
 Energía producida 91.5 MWh/año

Resumen financiero

Costes de instalación **108,249.50** USD
 Costo total anual -3,941.67 USD/año
 LCOE **0.1027** USD/kWh
 Período de recuperación 7.5 años

Período de simulación

Vida del proyecto: 30 años Año de inicio: 2025

Variaciones proyectadas

Inflación: 3.00 %/año Tasa de descuento: 12.00 %/año

Variación de producción (envejecimiento)

Lineal 0.55 %/año Resultados de la herramienta de enveje

Gastos dependientes de ingresos

Impuesto sobre la renta: 0.00 %/año Dividendos: 0.00 %/año

Otro impuesto sobre la renta: 0.00 %/año

Amortización fiscal

Activo	Tipo	Periodo de amortiz...	Amortizable
Modulos FV			
Inversores			
Otros compoe...			
Total canjeable			48,561.53 USD

Financiamiento

Inversión: 108,249.50 USD

Fondos propios: 102,837.03 USD

Subsidios: 5,412.47 USD

Préstamos: 0.00 USD

Fondos en exceso: 0.00 USD

Figura 140. *Parámetros financieros, periodo de simulación, variaciones proyectadas, gastos dependientes de ingresos, amortización fiscal.*

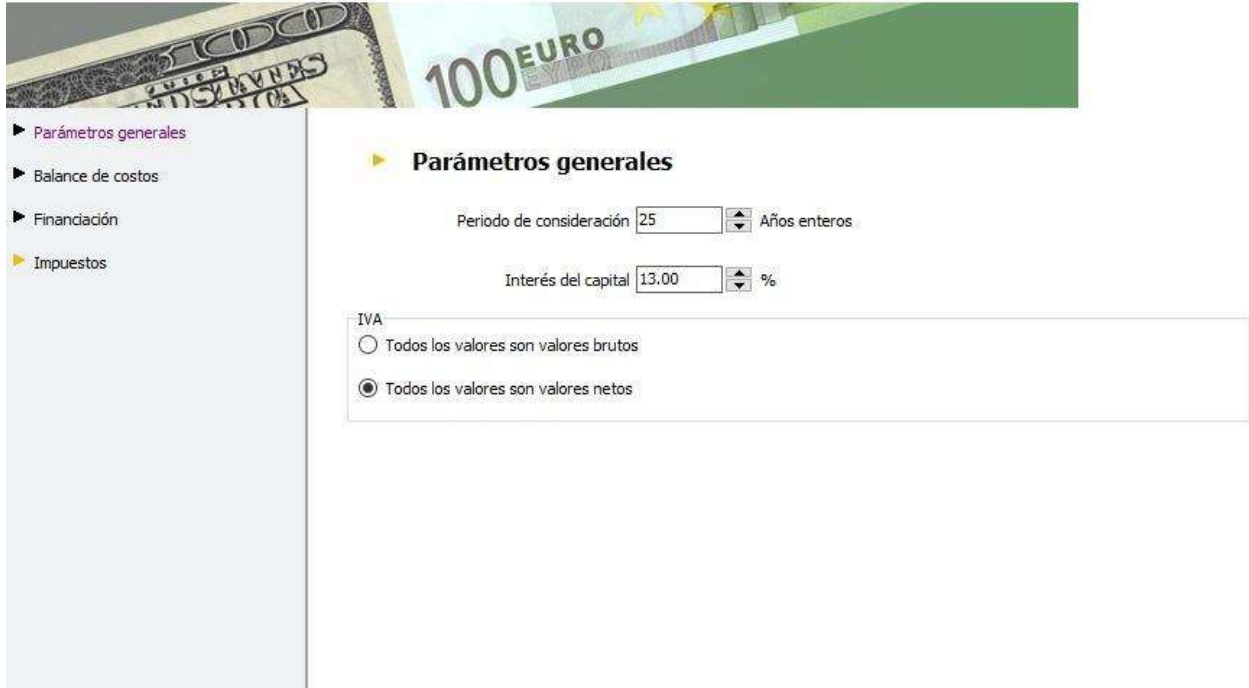
Fuente: *Elaboración propia, Software utilizado: PVSYSST Versión 7.14.*

- **Análisis económico en el software PV*SOL Premium Bloque Administrativo sede Hurtado**

A continuación, en las figuras 141, 142 y 143 se ilustra la evaluación económica del bloque administrativo sede Hurtado en el software PVSol, incluyendo los parámetros económicos, parámetros de rentabilidad, tarifa de compra, factor de cambio del precio del costo del consumo energético, balance de costos y flujo de caja.

Figura 141. *Ventana de parámetros económicos, parámetros de rentabilidad, tarifa de compra, factor de cambio del precio del costo del consumo energético.*

Fuente: *Elaboración propia, PVSol PREMIUM Versión de prueba..*



▶ Parámetros generales

▶ Balance de costos

▶ Financiación

▶ Impuestos

▶ **Parámetros generales**

Periodo de consideración Años enteros

Interés del capital %

IVA

Todos los valores son valores brutos

Todos los valores son valores netos

Figura 142. Parámetros generales, período de consideración, interés del capital, IVA.

Fuente: Elaboración propia, PVSol PREMIUM Versión de prueba.

Evaluación económica

100 EURO

- ▶ Parámetros generales
- ▶ Balance de costos
- ▶ Financiación
- ▶ Impuestos

▶ Balance de costos

Inversiones amortizables	189650976,73	\$		<input type="checkbox"/> Entrada detallada
Únicos pagos (no amortizables)	10,00	% de las inversiones		<input type="checkbox"/> Entrada detallada
Subvenciones	5,00	% de las inversiones		<input type="checkbox"/> Entrada detallada
Costes anuales de operación	2,00	% de las inversiones / a	Factor de cambio de precios 13,00 [%]	<input type="checkbox"/> Entrada detallada
Costes anuales ref. al consumo	0,00	\$/a	Factor de cambio de precios 13,00 [%]	<input type="checkbox"/> Entrada detallada
Diversos costes anuales	0,00	\$/a	Factor de cambio de precios 13,00 [%]	<input type="checkbox"/> Entrada detallada
Diversos ingresos / ahorros anuales	3,00	% de las inversiones / a	Factor de cambio de precios 13,00 [%]	<input type="checkbox"/> Entrada detallada

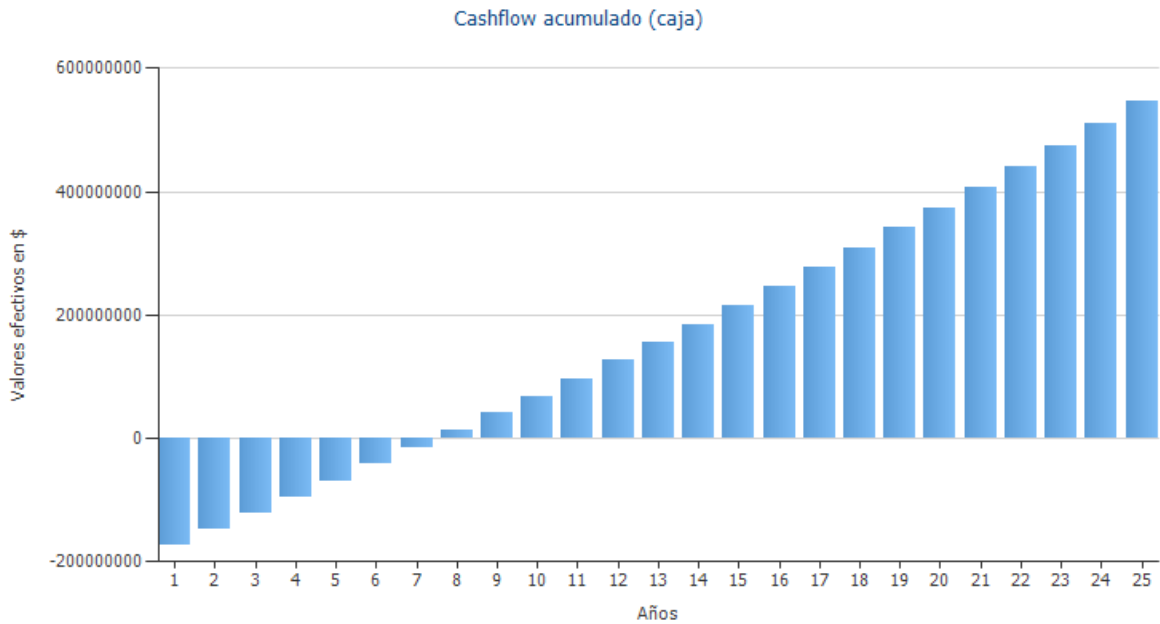
Activar Windows Ve a Configuración

<< Atrás Siguiente >> Cerrar Ayuda

(a)

Evaluación económica		Calidad técnica de la instalación fotovoltaica	
Tasa interna de retorno (TIR)	27,86 %	Energía de generador FV (Red CA)	114.603 kWh/Año
Beneficios y ahorros	31655083,9 \$/Año	Rendimiento anual espec.	1.735,70 kWh/kWp
Cashflow acumulado (caja)	545.864.242,41 \$	Coefficiente de rendimiento de la instalación	86,7 %
Integración de sistema			
Referencia red	52.045 kWh/Año	Inyección en la red	0 kWh/Año

(b)



(c)

Datos del sistema	
Inyección en la red en el primer año (incl. degradación del módulo)	0 kWh/Año
Potencia generador FV	66 kWp
Puesta en marcha de la instalación	13/01/2024
Periodo de consideración	25 Años
Interés del capital	13 %
Parámetros económicos	
Tasa interna de retorno (TIR)	27,86 %
Cashflow acumulado (caja)	545.864.242,41 \$
Duración amortización	7,5 Años
Costes de producción de energía	973,4627 \$/kWh

(d)

Figura 143. Balance de costos, únicos pagos (no amortizables), subvenciones, costos anuales de operación, diversos costos anuales, diversos ingresos, flujo de caja y TIR.

Fuente: Elaboración propia, PVSol PREMIUM Versión de prueba..

2.17. Elaboración de planos de instalación del sistema fotovoltaico mediante AutoCAD.

Para concluir esta fase, se cuenta con los planos de instalación elaborados en AutoCAD, los cuales servirán como guía detallada para la correcta implementación de los módulos fotovoltaicos. Los planos de instalación proporcionan información detallada sobre la disposición, ubicación y conexiones de los componentes del sistema fotovoltaico, incluyendo aspectos como la distribución de los paneles solares, la ubicación de los inversores, los trazados de cableado y los requisitos de montaje. Estos documentos son fundamentales para garantizar una instalación precisa y conforme a los estándares requeridos reflejado en la Figura 145.

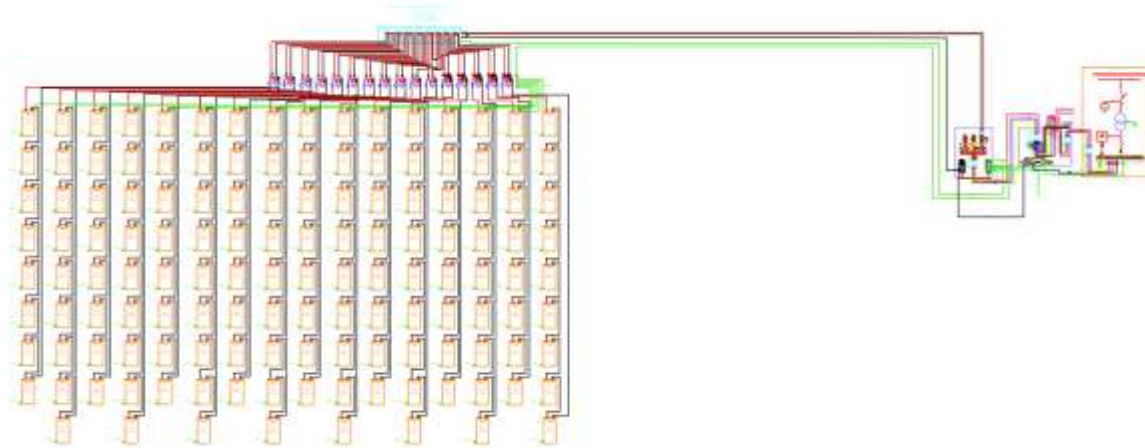


Figura 144. Esquema representativo de instalación, inversor de módulos FV, medidor bidireccional, diagrama unifilar Bloque Administrativo sede Hurtado.

Fuente: *Elaboración propia, realizado en el software AutoCAD 2D..*

CAPÍTULO III

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

El proyecto de dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico se ejecutó con el propósito de alcanzar cuatro metas específicas, alineadas con las políticas de transición energética establecidas en el CONPES 4075 para las edificaciones de instituciones de educación superior públicas, y en concordancia con las normativas reflejadas en el marco legal del presente proyecto. A continuación, se exponen de manera detallada los resultados obtenidos:

Se llevó a cabo un análisis exhaustivo de la carga base y la carga conectada, guiándonos por las directrices establecidas en el CONPES 4075, que establece un 20% de la energía total de la edificación como parámetro de referencia. La información respaldada por el censo de carga base adjunto en los anexos, ha proporcionado datos cruciales para identificar áreas de oportunidad destinadas a la implementación de sistemas solares fotovoltaicos, teniendo en cuenta los requisitos energéticos actuales. Del censo de carga base se calculó el consumo a abastecer por medio del sistema fotovoltaico:

- **Sede sabanas:**

En el contexto específico de la (UPC sede Sabanas), compuesta por múltiples edificios, se identificaron dos edificaciones estratégicas para cumplir con la reducción de la demanda exigida por la normativa.

Las dos edificaciones identificadas fueron el bloque administrativo y el bloque P.

Bloque Administrativo: Se realizó un cálculo correspondiente al 10% del consumo diario de energía utilizado por la edificación, con el objetivo de optimizar el espacio en la zona de instalación y satisfacer una demanda más extensa, considerando que el edificio presenta un nivel de consumo energético significativo. El resultado de este análisis determinó que el consumo de energía a cubrir mediante el Sistema Fotovoltaico (SFV) asciende a 192,3 kWh/día, mientras que el consumo energético real a cubrir es de 256, kWh/día debido al rendimiento de los módulos FV.

Bloque P: En este caso, se llevó a cabo un cálculo equivalente al 10% del consumo diario de energía utilizado por la edificación, con el propósito de optimizar el espacio en la zona de

instalación, reducir las pérdidas ocasionadas por sombreado y satisfacer una demanda más amplia, considerando que este edificio representa el segundo de mayor consumo energético. El resultado de este análisis indica que el consumo de energía a cubrir mediante el SFV es de 56,62 kWh/día, mientras que el consumo energético real a cubrir es de 75,49 kWh/día debido al rendimiento de los módulos FV.

- **Sede Hurtado:**

Bloque Administrativo: Se procedió a realizar un cálculo correspondiente al 20% del consumo diario de energía empleado por la edificación. Este análisis arrojó un resultado que establece que el consumo de energía a satisfacer mediante el SFV asciende a 251,27 kWh/día, mientras que el consumo energético real registrado alcanza los 335,02 kWh/día debido al rendimiento de los módulos FV.

La evaluación detallada de los resultados también contempló la idoneidad de las edificaciones para la implementación de un sistema fotovoltaico. Este análisis abordó las características arquitectónicas, y tras una consideración minuciosa, se determinó que, en las tres sedes, la opción más adecuada consistía en diseñar el sistema para su instalación en los tejados de cada bloque. Esta elección se basó en la ausencia de terrenos idóneos en la Universidad Popular del Cesar (UPC) que no estuvieran sujetos a sombreado, ya sea a causa de la presencia de árboles o de edificaciones. Esta circunstancia descartaba la viabilidad de la instalación de un sistema fotovoltaico en el suelo.

Resultados de simulación en PVSYST Bloque Administrativo sede Sabanas

A continuación, presentamos los resultados de simulación de análisis de sombreado en los equinoccios y solsticios para el Bloque Administrativo sede Hurtado, realizados con el software PVSyst. Figura 146.

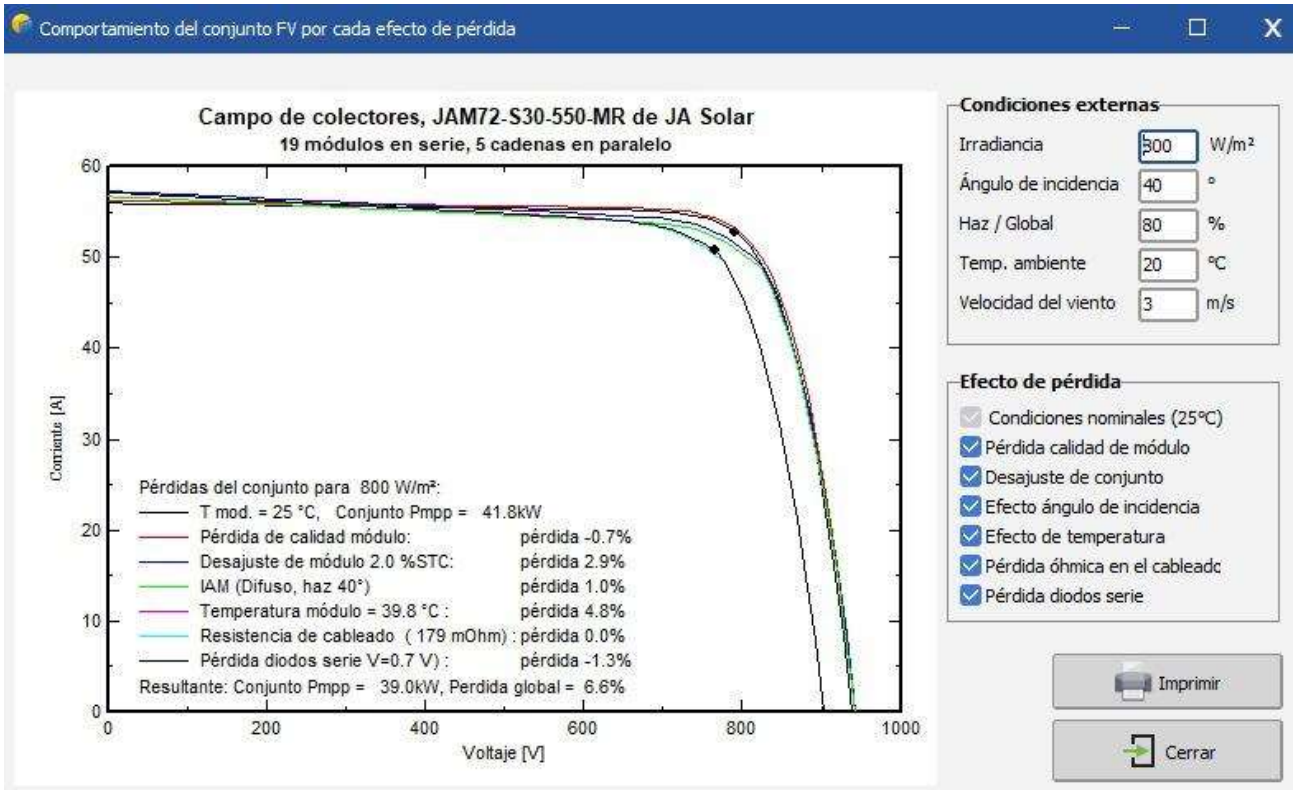
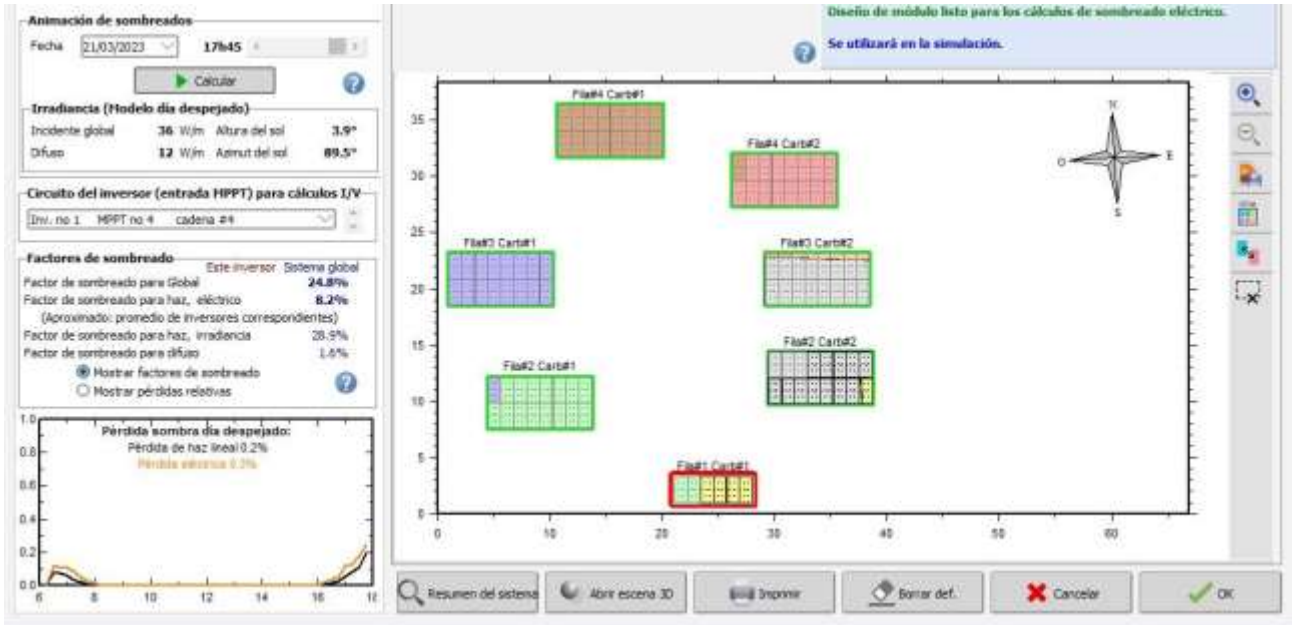


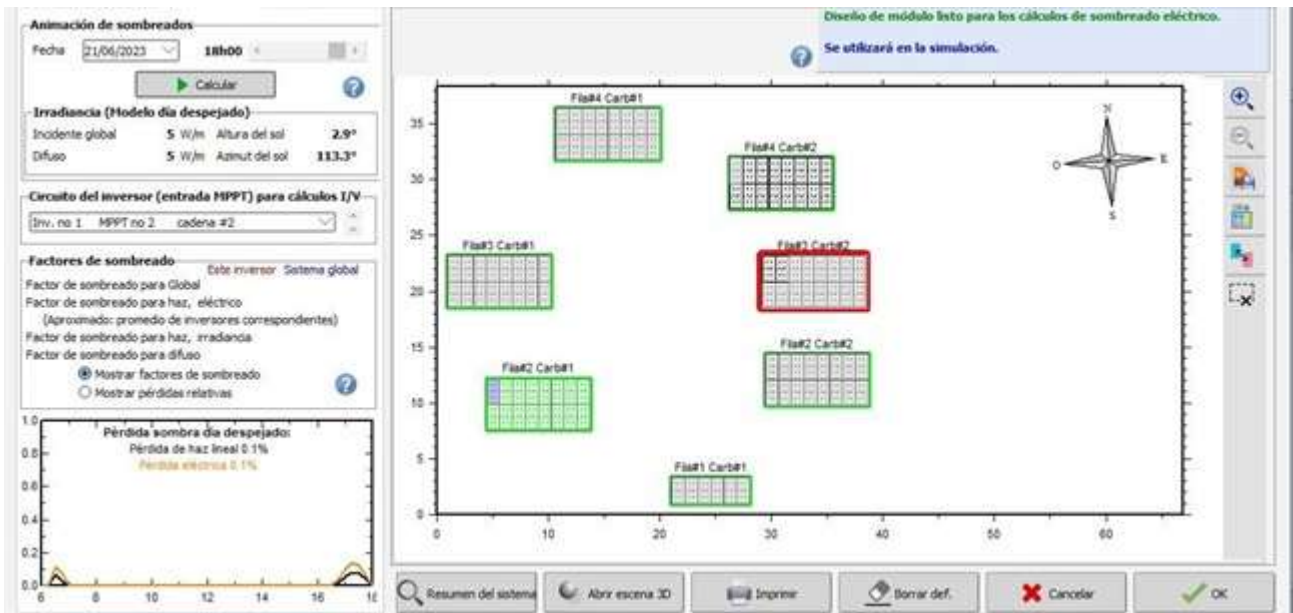
Figura 145. Diagrama de voltaje vs corriente de pérdidas del conjunto para 800W/m²

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14.

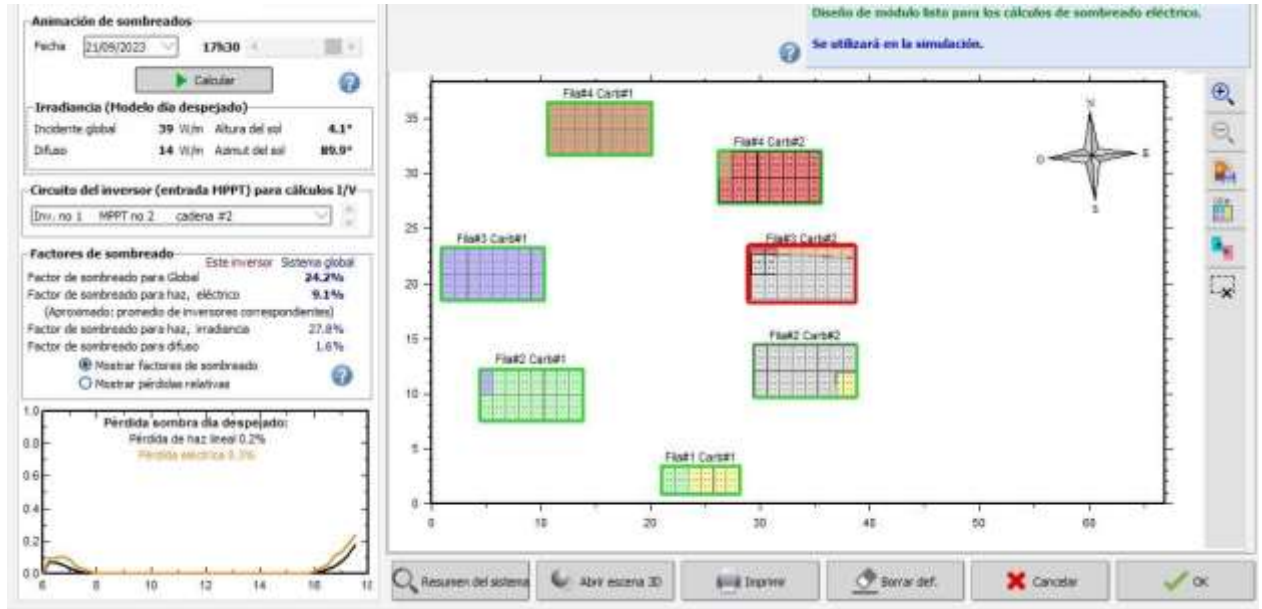
Para el análisis del sombreado 3D, se efectuaron tomas de muestra de la simulación en diversas fechas específicas. Estas fechas incluyeron el 21 de marzo de 2023, correspondiente al equinoccio de primavera; el 21 de junio de 2023, para el solsticio de invierno; el 21 de septiembre de 2023, para el equinoccio de otoño; y el 21 de diciembre de 2023, para el solsticio de verano. Ver figura 146.



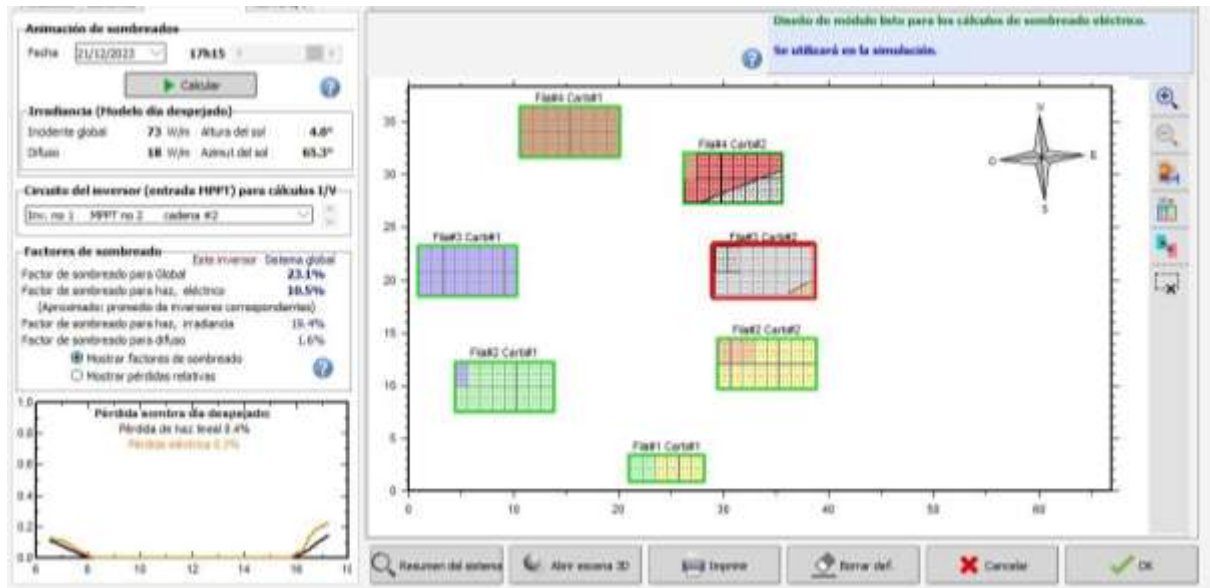
(a) Análisis de sombreado en equinoccio de primavera.



(b) Análisis de sombreado en solsticio de invierno



(c) Análisis de sombreado en equinoccio de otoño



(d) Análisis de sombreado en solsticio de verano

Figura 146. Análisis de sombreado Bloque Administrativo sede Sabanas

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYSY Versión 7.14.

Los resultados obtenidos revelan que, durante el equinoccio de primavera, se registra un mayor factor de sombreado global y un incremento significativo en el factor de sombreado para el haz

(eléctrico, irradiancia y difuso). Estos hallazgos indican una tendencia hacia una mayor pérdida de energía en los módulos durante este periodo debido al efecto de sombreado.

La Figura 147 presenta los resultados de la distribución de probabilidad e incertidumbre derivados de la simulación y los parámetros asociados. Según la variabilidad anual meteorológica registrada en la base de datos de Meteonorm 8.1, que asciende a 9.6%, se ha determinado que para el sistema conectado a la red (on-grid) existe un 95% de probabilidad de que la producción anual sea de 65.94 MWh. Este hallazgo subraya los beneficios y la eficiencia del sistema, superando así la demanda prevista para esta sede. Por consiguiente, el excedente de energía generado puede destinarse a reducir el consumo en otros bloques de la universidad cercanos al sistema instalado, promoviendo una utilización más efectiva de los recursos energéticos en el campus.

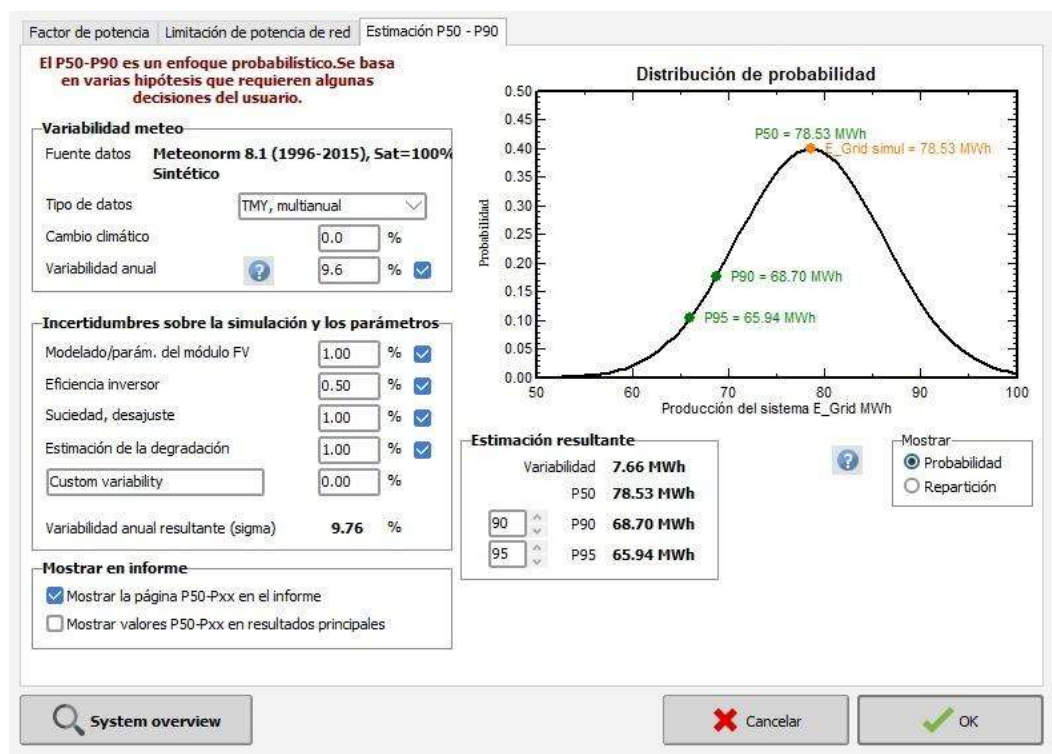
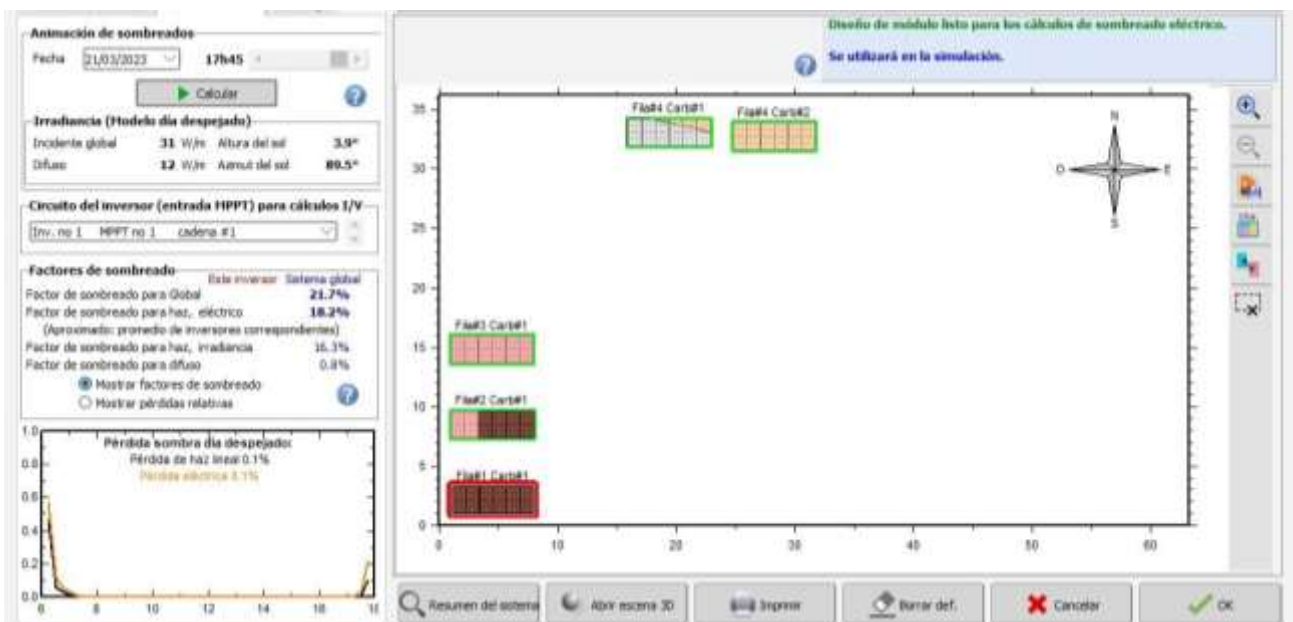


Figura 147. Distribución de probabilidad del punto de inyección, incertidumbres sobre la simulación y los parámetros

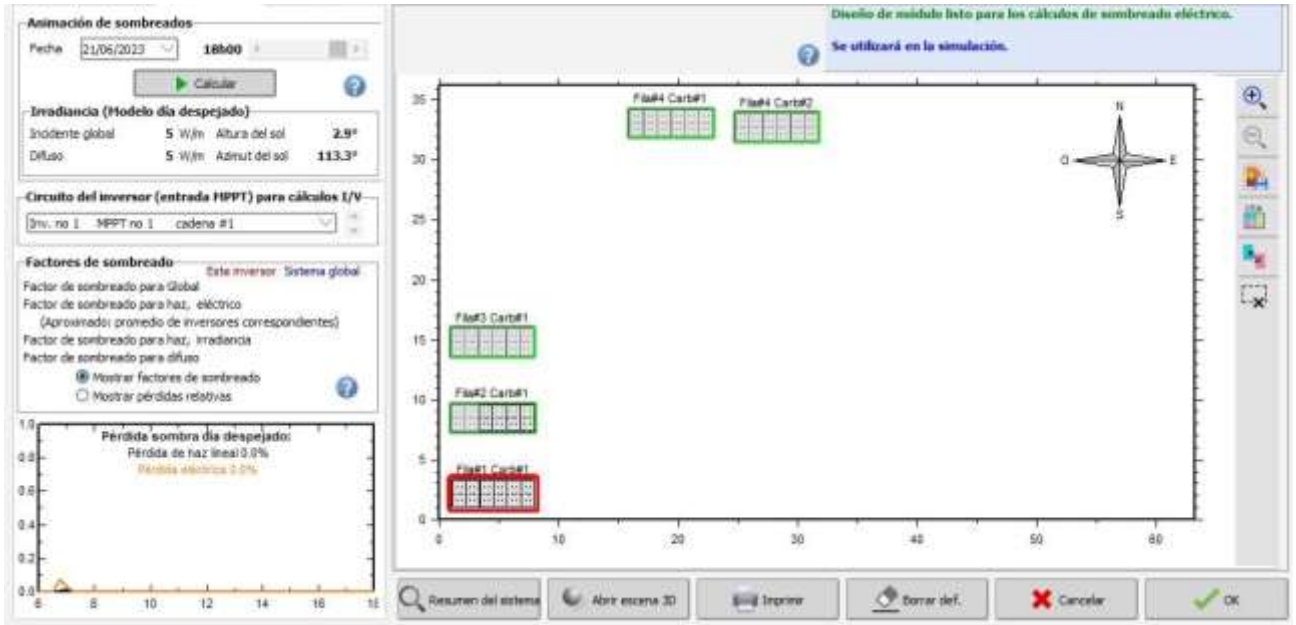
Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYS Versión 7.14.

Resultados de simulación en PVSYST Bloque P sede Sabanas.

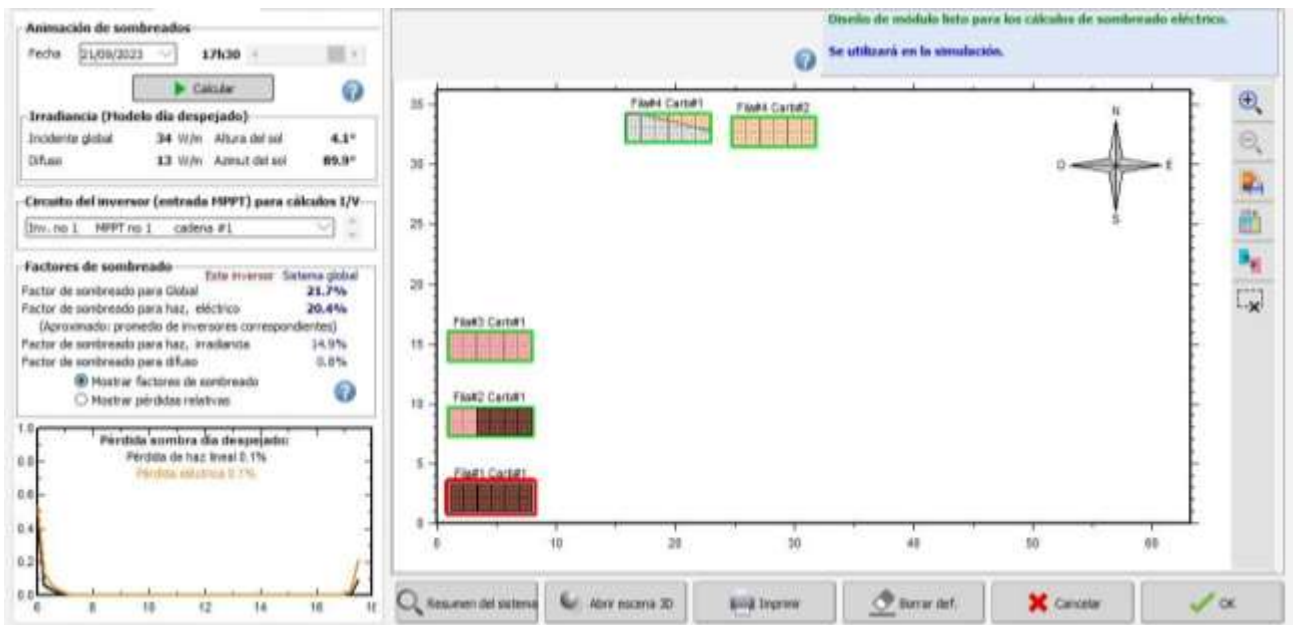
Para el análisis del sombreado 3D, se efectuaron tomas de muestra de la simulación en diversas fechas específicas. Estas fechas incluyeron el 21 de marzo de 2023, correspondiente al equinoccio de primavera; el 21 de junio de 2023, para el solsticio de invierno; el 21 de septiembre de 2023, para el equinoccio de otoño; y el 21 de diciembre de 2023, para el solsticio de verano. Ver figura 148.



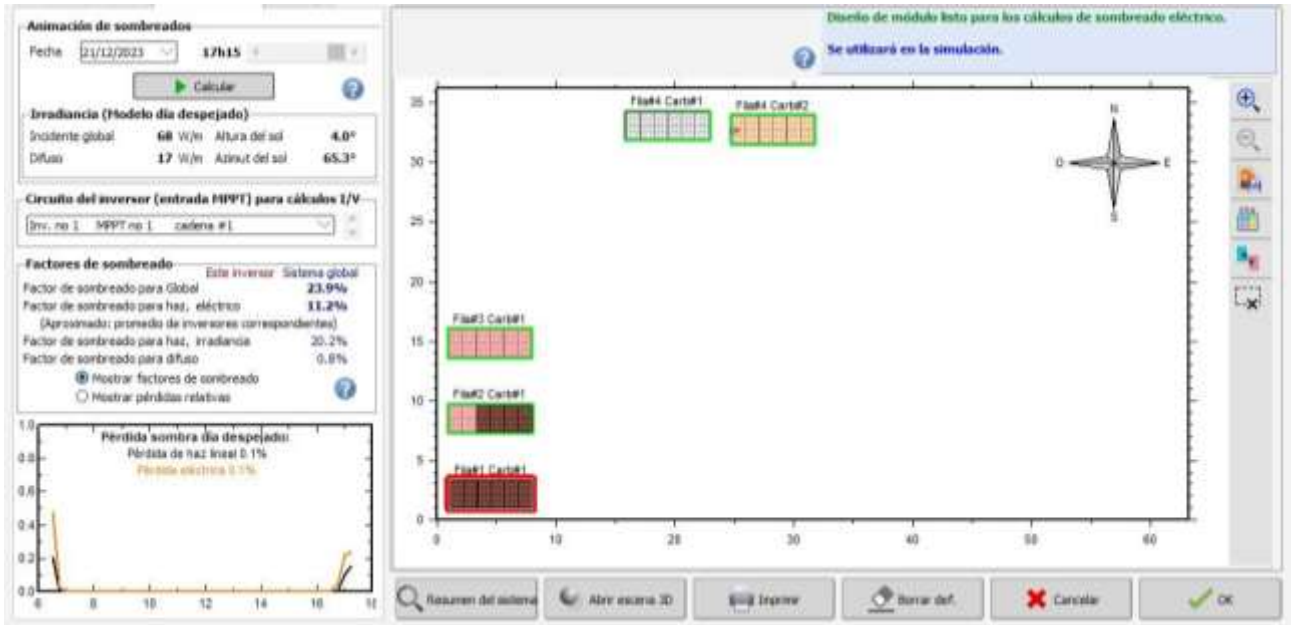
(a) Análisis de sombreado en equinoccio de primavera



(b) Análisis de sombreado en solsticio de invierno



(c) Análisis de sombreado en equinoccio de otoño



(d) Análisis de sombreado en solsticio de verano

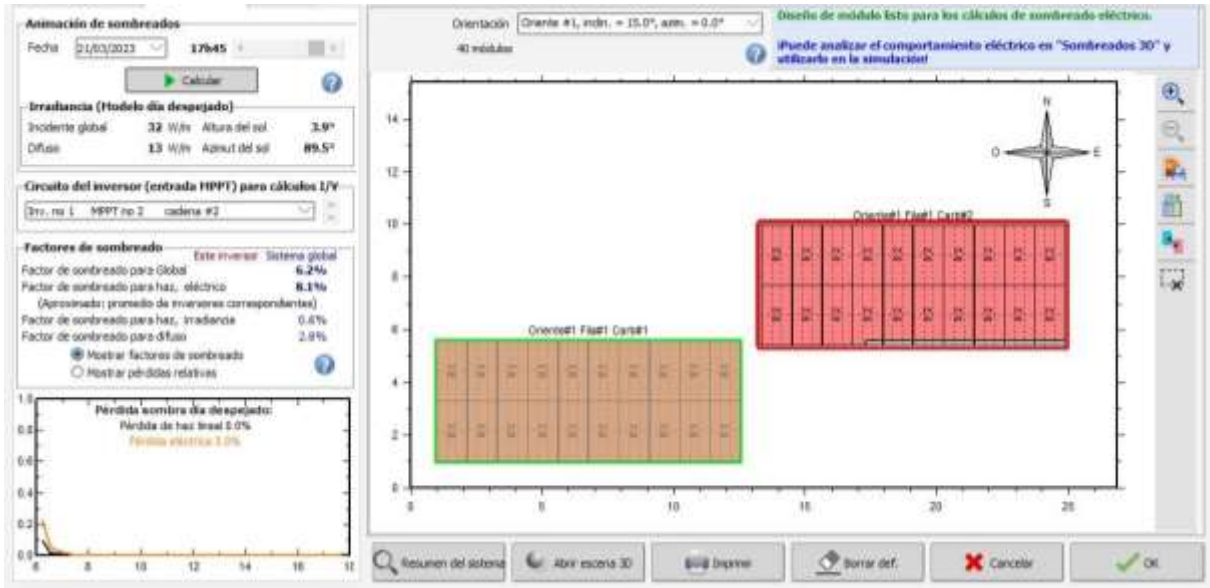
Figura 148. Análisis de sombreado Bloque P sede Sabanas

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14.

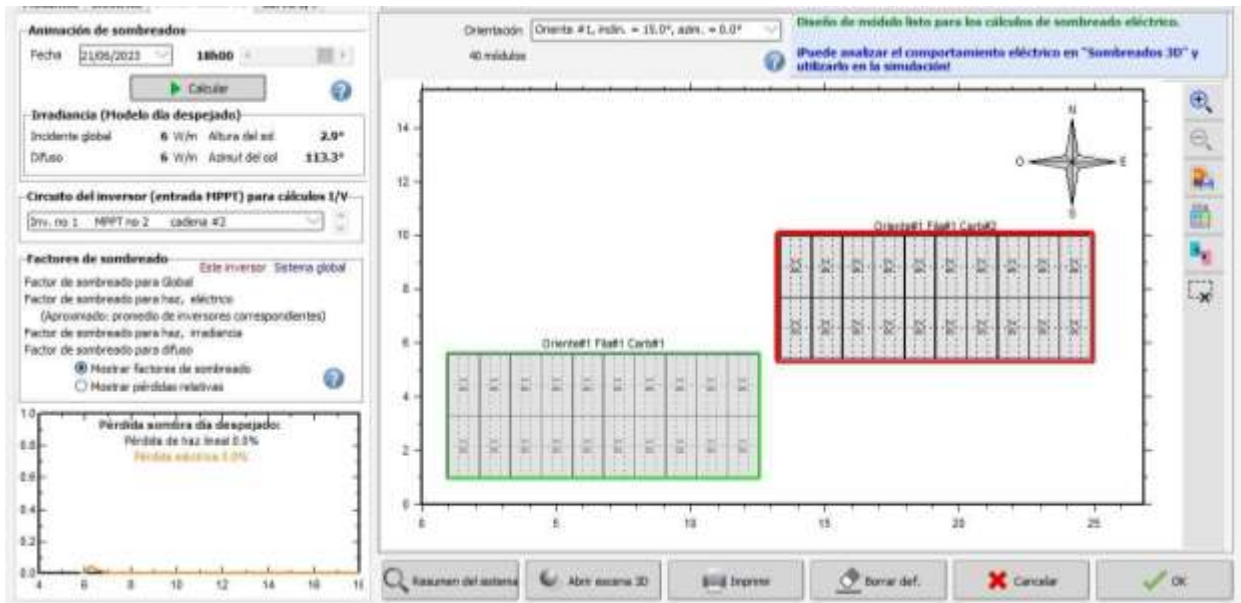
Los resultados obtenidos revelan que, durante el equinoccio de primavera, se registra un mayor factor de sombreado global y un incremento significativo en el factor de sombreado para el haz (eléctrico, irradiancia y difuso). Estos hallazgos indican una tendencia hacia una mayor pérdida de energía en los módulos durante este periodo debido al efecto de sombreado.

Resultados de simulación en PVSYST Bloque Administrativo sede Hurtado

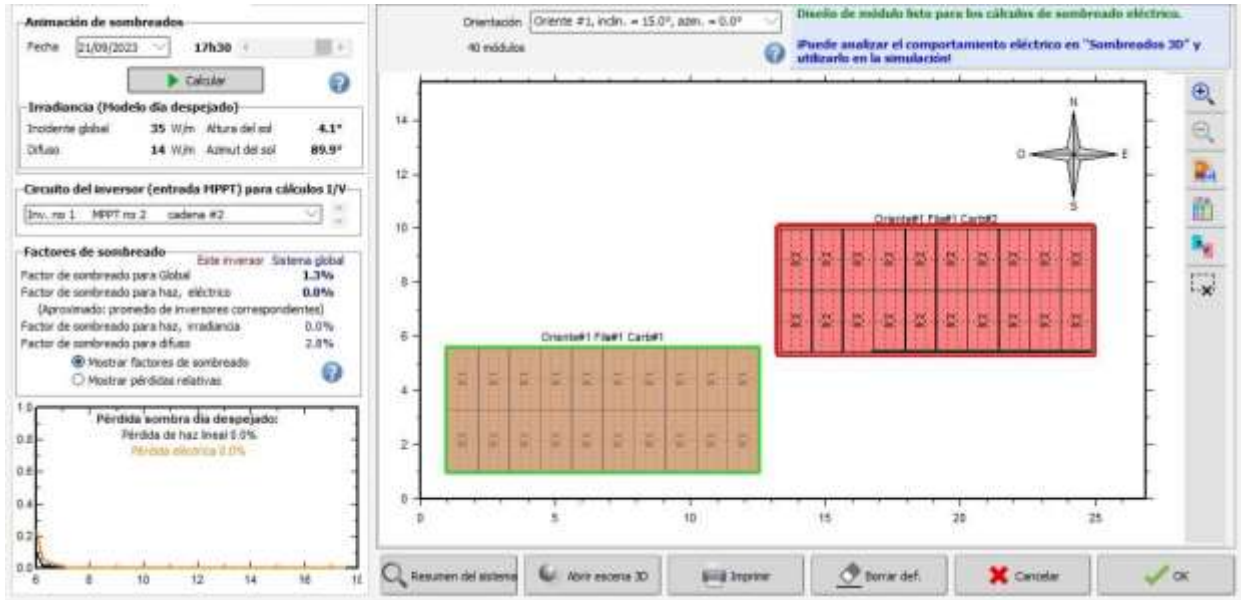
A continuación, presentamos los resultados de simulación de análisis de sombreado en los equinoccios y solsticios para el Bloque Administrativo sede Hurtado, realizados con el software PVSyst, Figura 149.



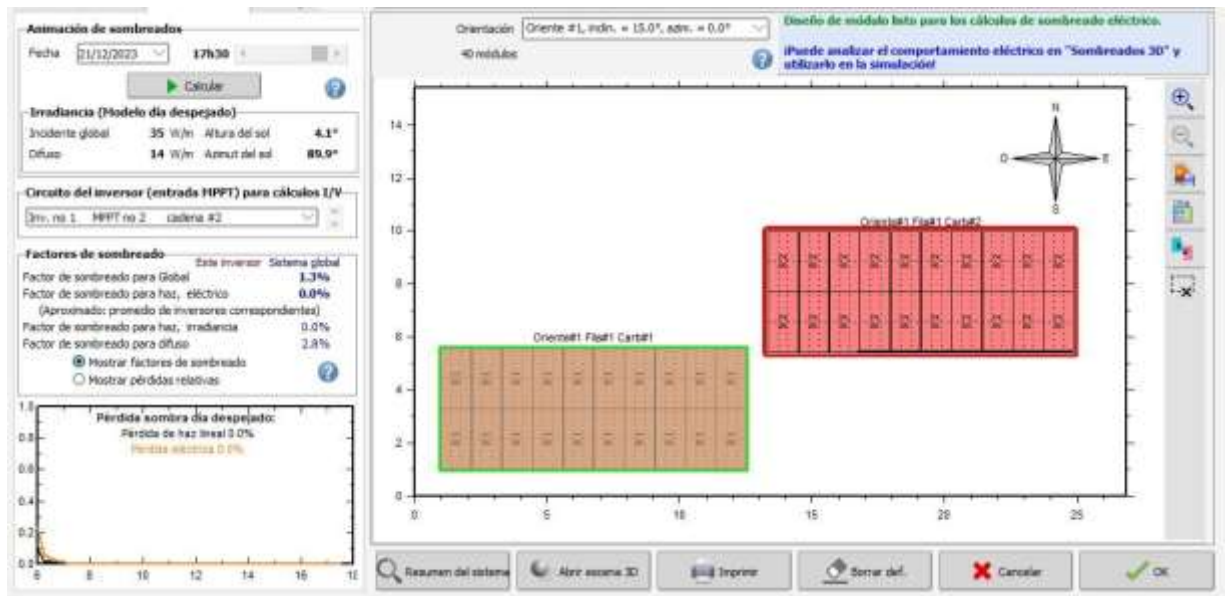
(a) Análisis de sombreado en equinoccio de primavera



(b) Análisis de sombreado en solsticio de invierno



(c) *Análisis de sombreado en equinoccio de otoño*



(d) *Análisis de sombreado en solsticio de verano*

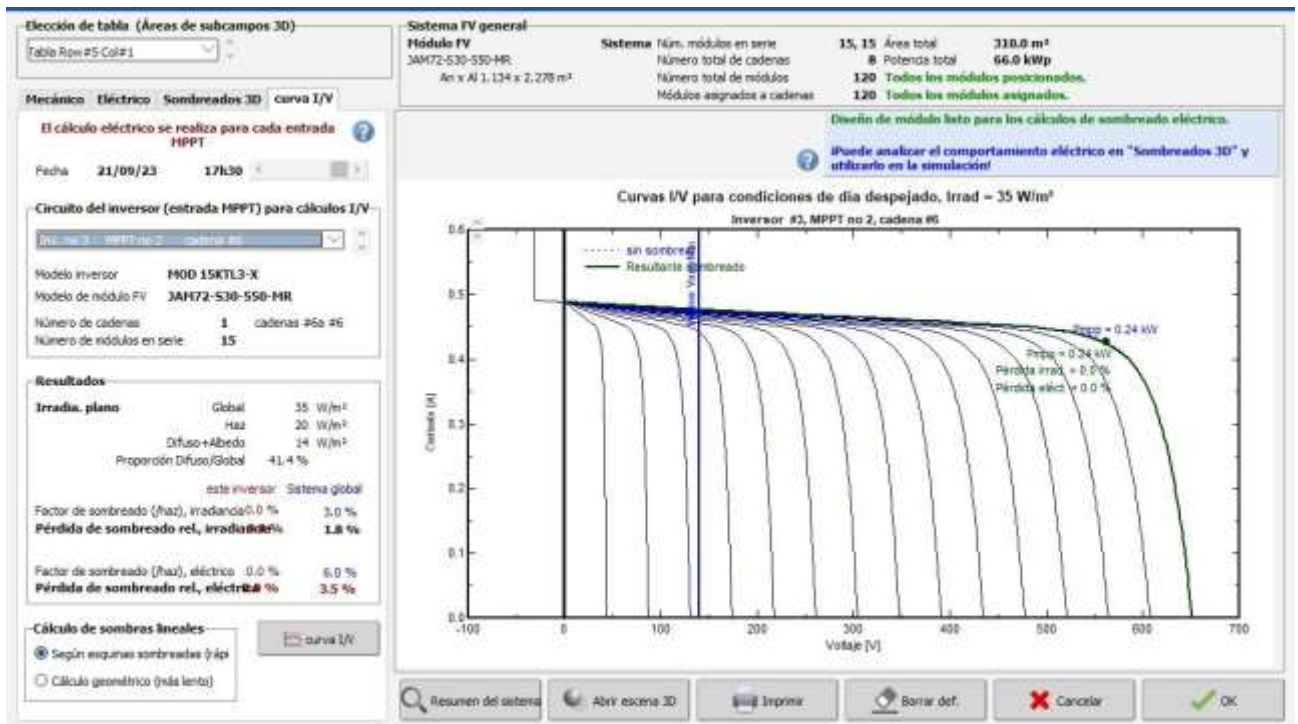
Figura 149. *Análisis de sombreado Bloque Administrativo sede Hurtado*

Fuente: *Elaboración propia, Software utilizado: PVSYS Versión 7.14.*

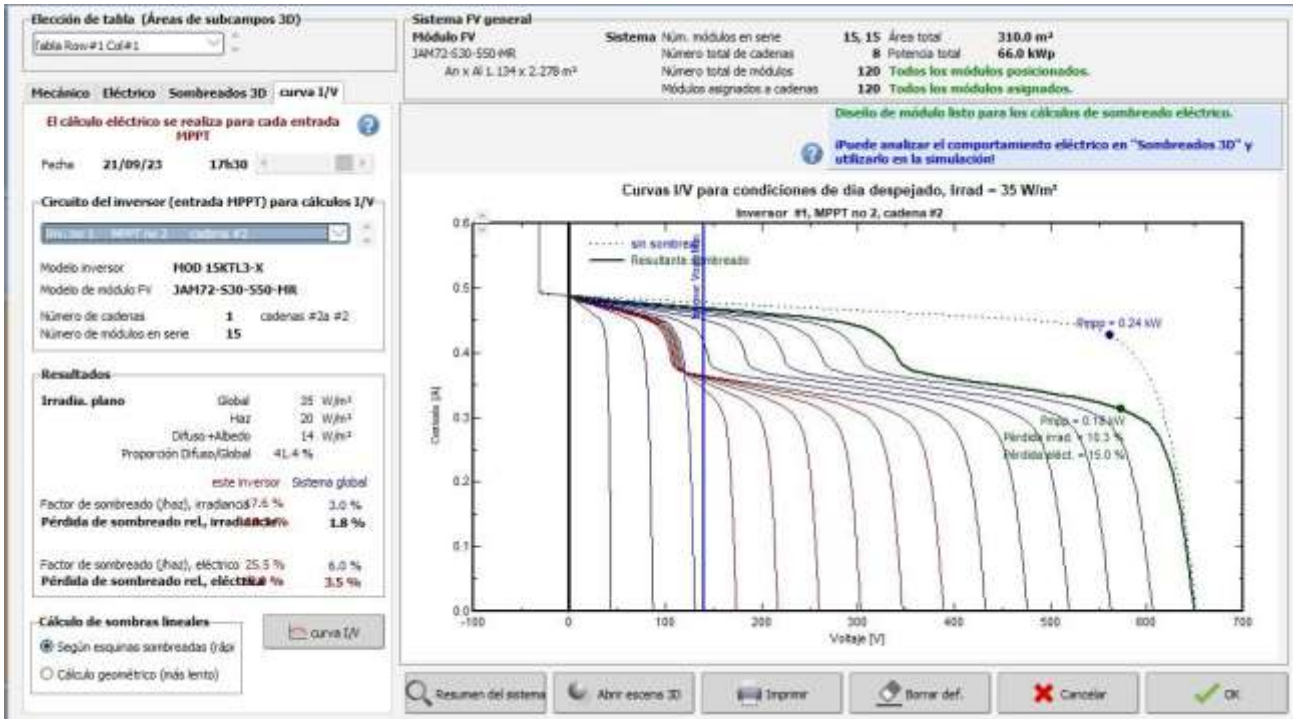
Para el análisis del sombreado 3D, se efectuaron tomas de muestra de la simulación en diversas fechas específicas. Estas fechas incluyeron el 21 de marzo de 2023, correspondiente al equinoccio

de primavera; el 21 de junio de 2023, para el solsticio de invierno; el 21 de septiembre de 2023, para el equinoccio de otoño; y el 21 de diciembre de 2023, para el solsticio de verano.

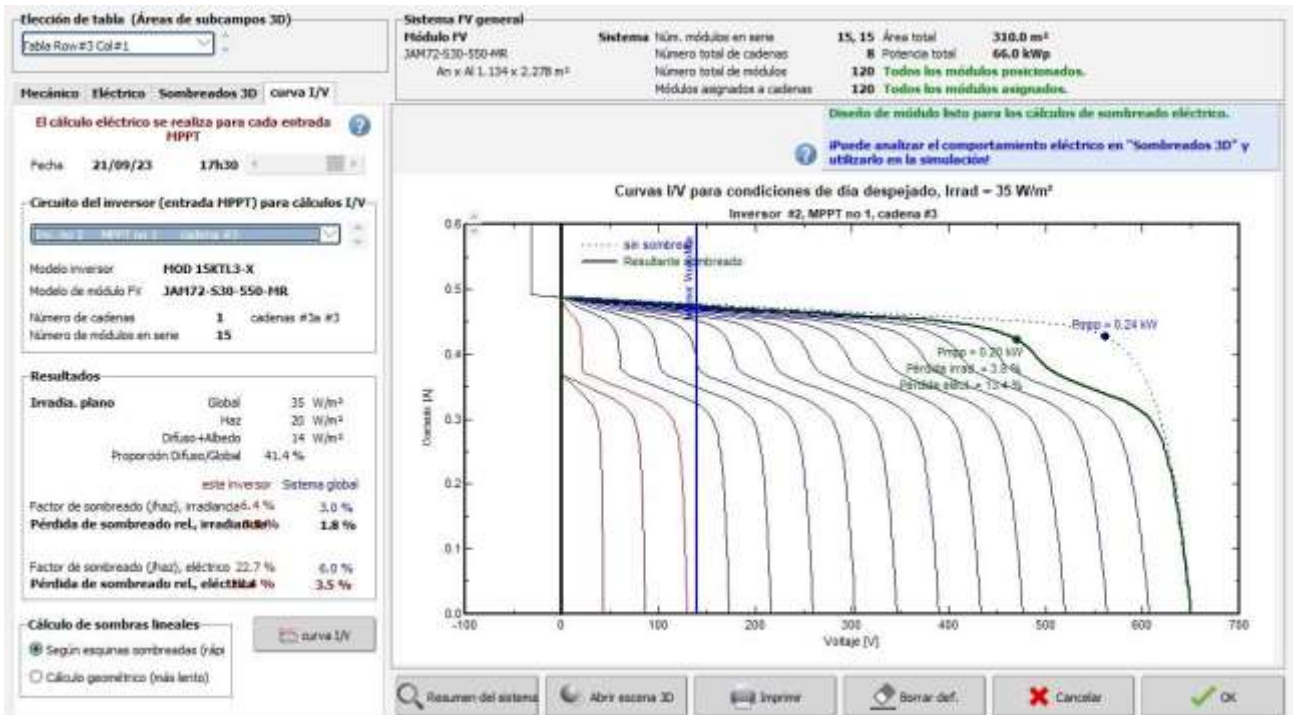
Los resultados obtenidos revelan que, durante el equinoccio de primavera, se registra un mayor factor de sombreado global y un incremento significativo en el factor de sombreado para el haz (eléctrico, irradiancia y difuso). Estos hallazgos indican una tendencia hacia una mayor pérdida de energía en los módulos durante este periodo debido al efecto de sombreado, Figura 150.



(a) Cadena 1



(b) Cadena 2



(c) Cadena 3

Figura 150. Curva I/V para condiciones de día despejado, Irrad=69W/m2.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14.

La Figura 150, muestra la curva corriente-tensión correspondiente a condiciones de día despejado en la sede Hurtado de la UPC. Este análisis se llevó a cabo para cada Punto de Máxima Potencia (MPPT) presente en los inversores. Específicamente, se examinaron los arreglos instalados. Estos módulos captan una irradiación promedio de 35W/m², variando según la fecha (solsticios o equinoccios).

Gracias a la ubicación privilegiada de estos paneles y las condiciones favorables de día despejado, las pérdidas por irradiación y las pérdidas eléctricas son prácticamente despreciables. Además, se observa una variación mínima en la corriente a medida que aumenta la tensión, excepto cuando el arreglo supera los 850 V, momento en el cual se registra una caída abrupta en la corriente.

La Figura 151 presenta los resultados de la distribución de probabilidad e incertidumbre derivados de la simulación y los parámetros asociados. Según la variabilidad anual registrada en la base de datos de Meteonorm 8.1, que asciende a 9.6%, se ha determinado que para el sistema conectado a la red (on-grid) existe un 95% de probabilidad de que la producción anual sea de 88,42 MWh. Este hallazgo subraya los beneficios y la eficiencia del sistema, superando así la demanda prevista para esta sede. Por consiguiente, el excedente de energía generado puede destinarse a reducir el consumo en otros bloques de la universidad cercanos al sistema instalado, promoviendo una utilización más efectiva de los recursos energéticos en el campus.

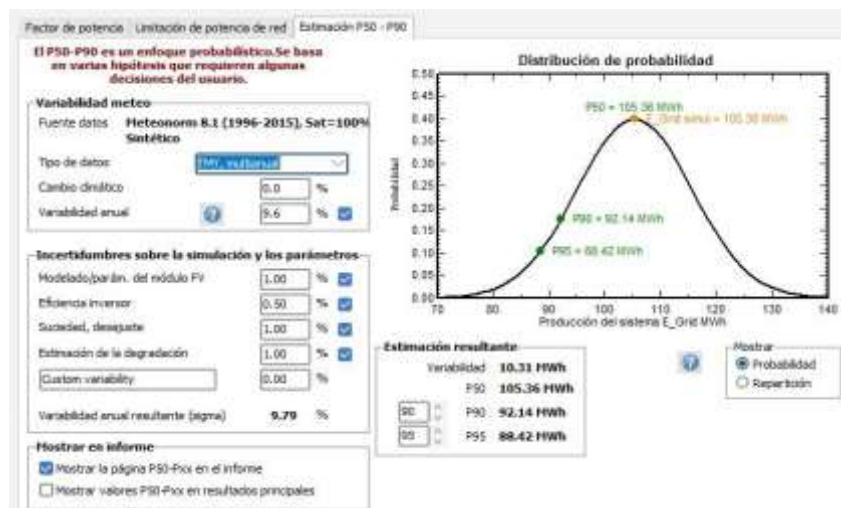
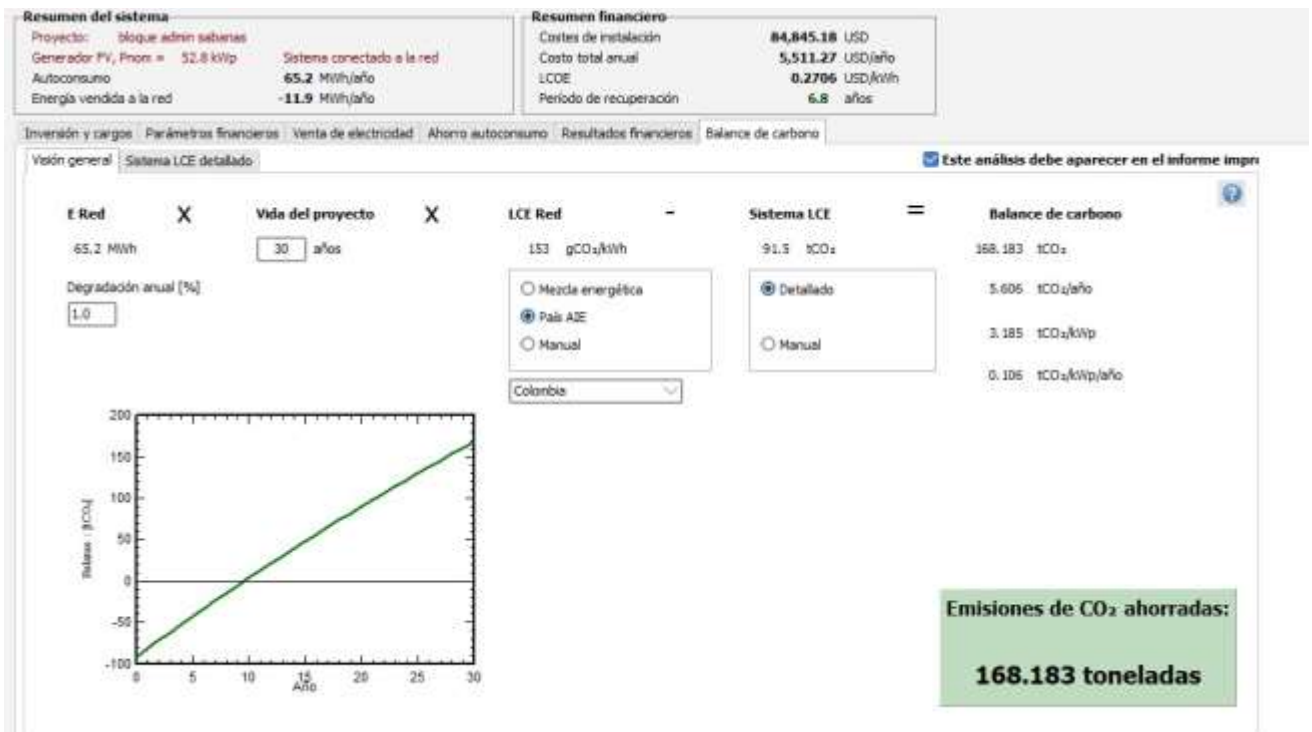


Figura 151. Distribución de probabilidad, incertidumbres sobre la simulación y los parámetros.

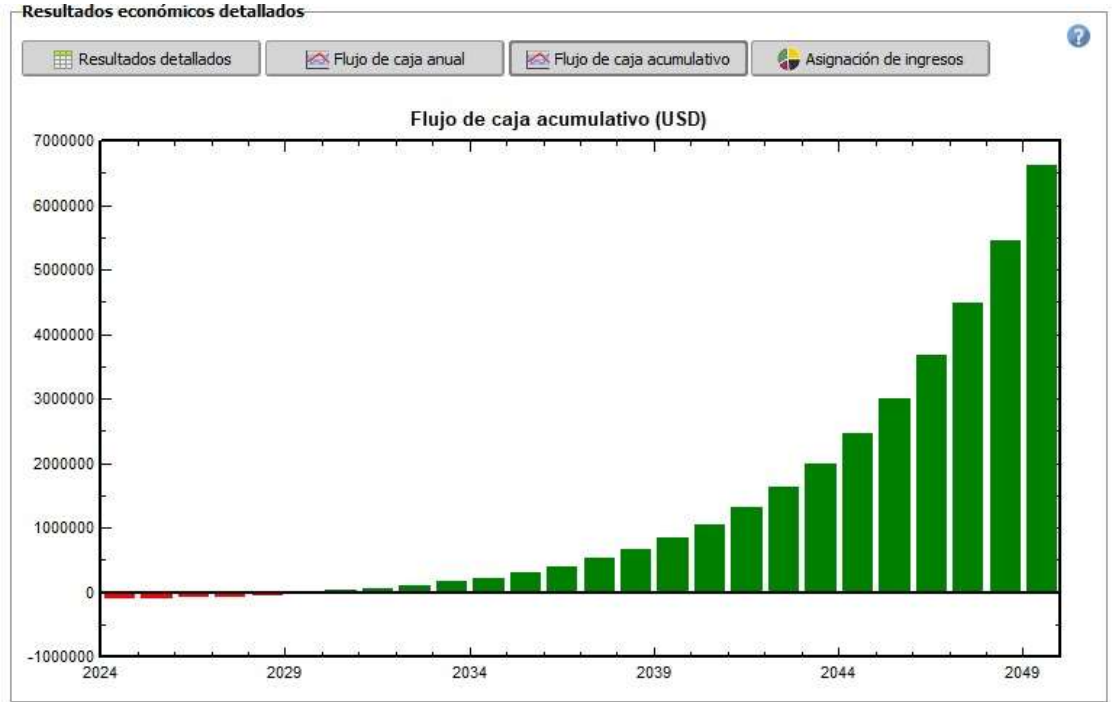
Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYS Versión 7.14.

Resultados análisis económico Bloque Administrativo sede Sabanas en el software PVSystem

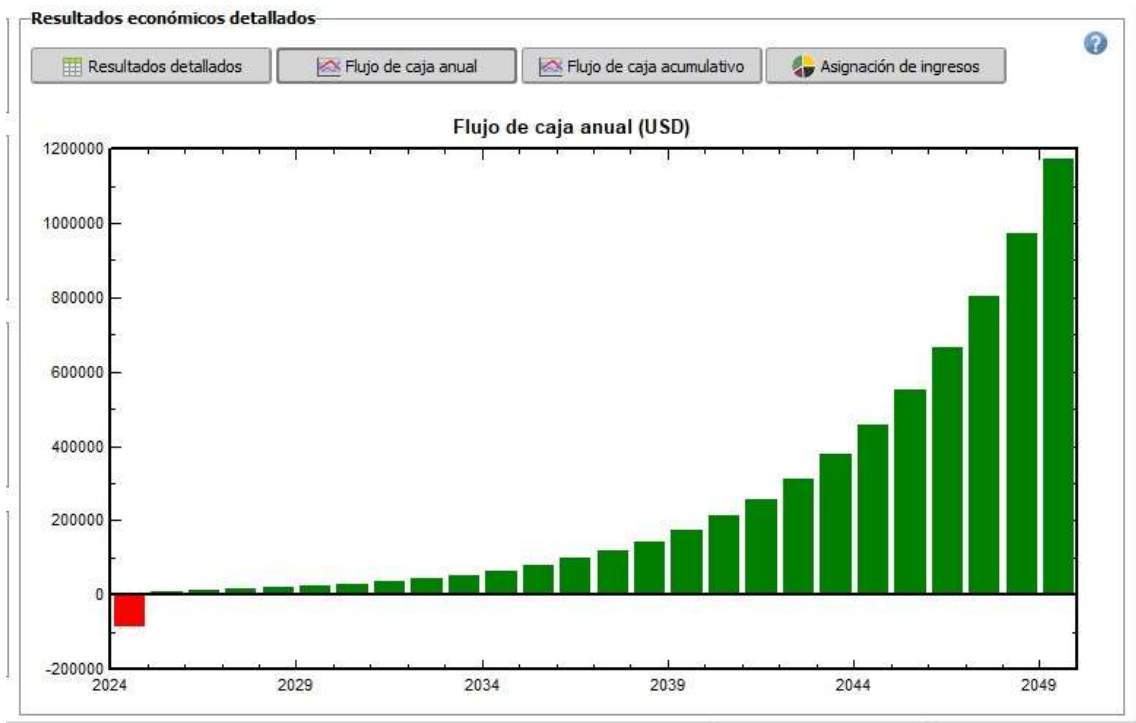
En la figura 152, se muestra la Ventana de visualización de resumen del sistema, resumen financiero y la gráfica correspondiente a la cantidad de emisiones de CO₂ ahorradas con la implementación del sistema.



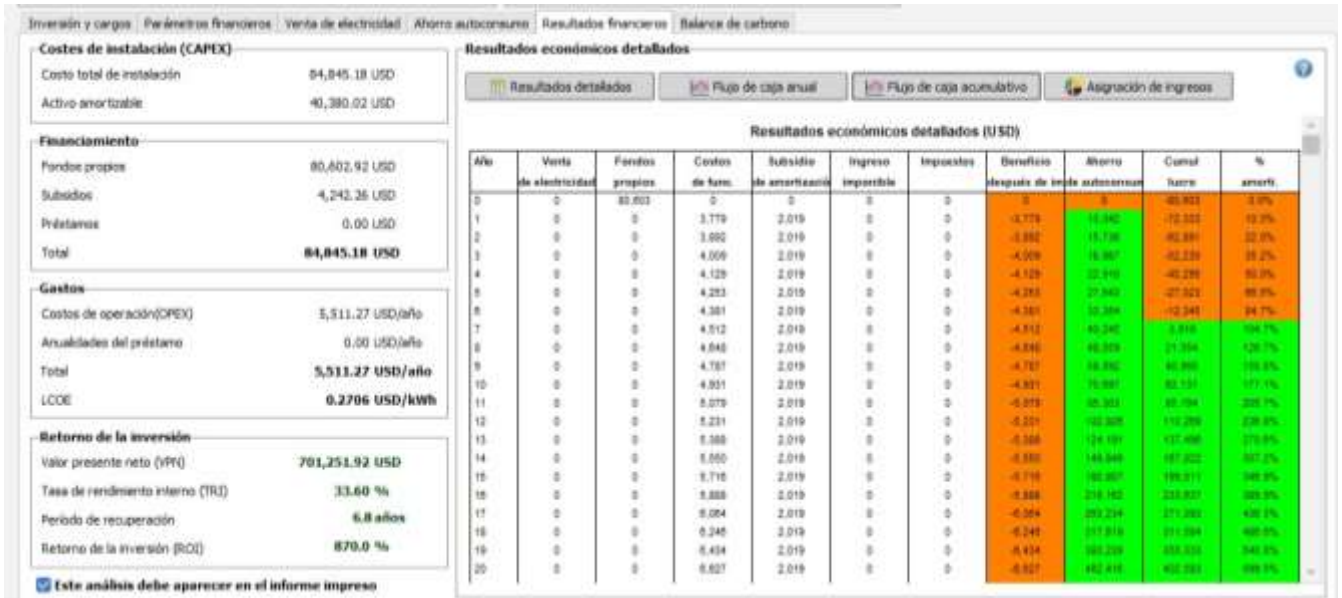
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 152. (a)(b)(c)(d) Ventana de visualización de resumen del sistema, resumen financiero

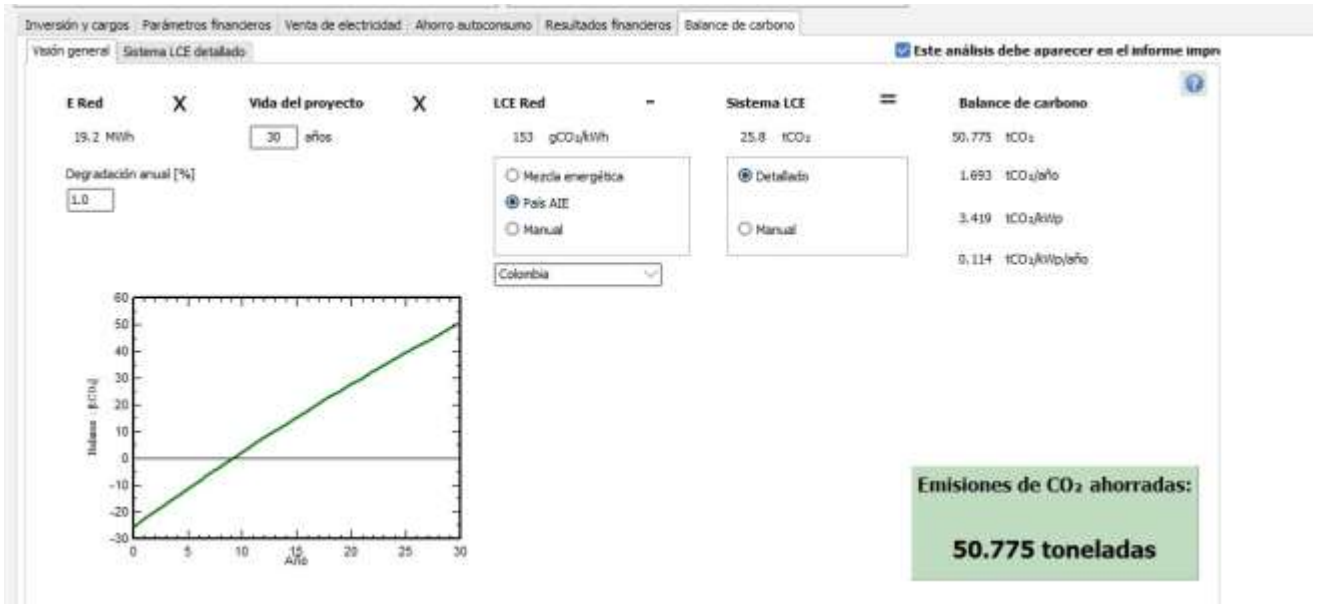
Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYS Versión 7.14.

Resultados análisis económico Bloque P sede Sabanas en el software PVSyst

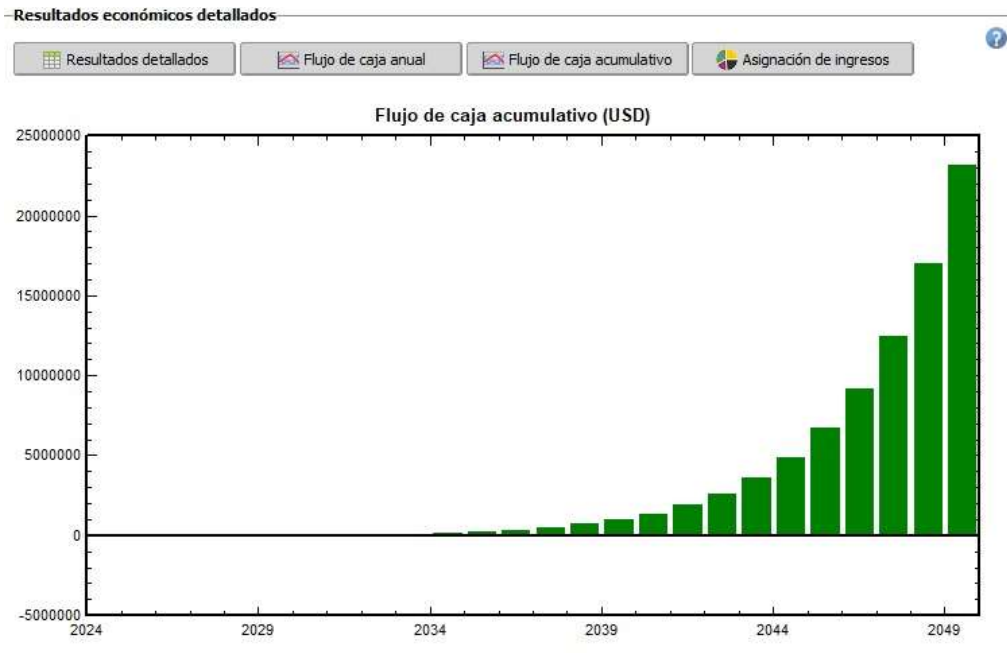
En la figura 153, se muestra la Ventana de visualización de resumen del sistema, resumen financiero y la gráfica correspondiente a la cantidad de emisiones de CO2 ahorradas con la implementación del sistema.



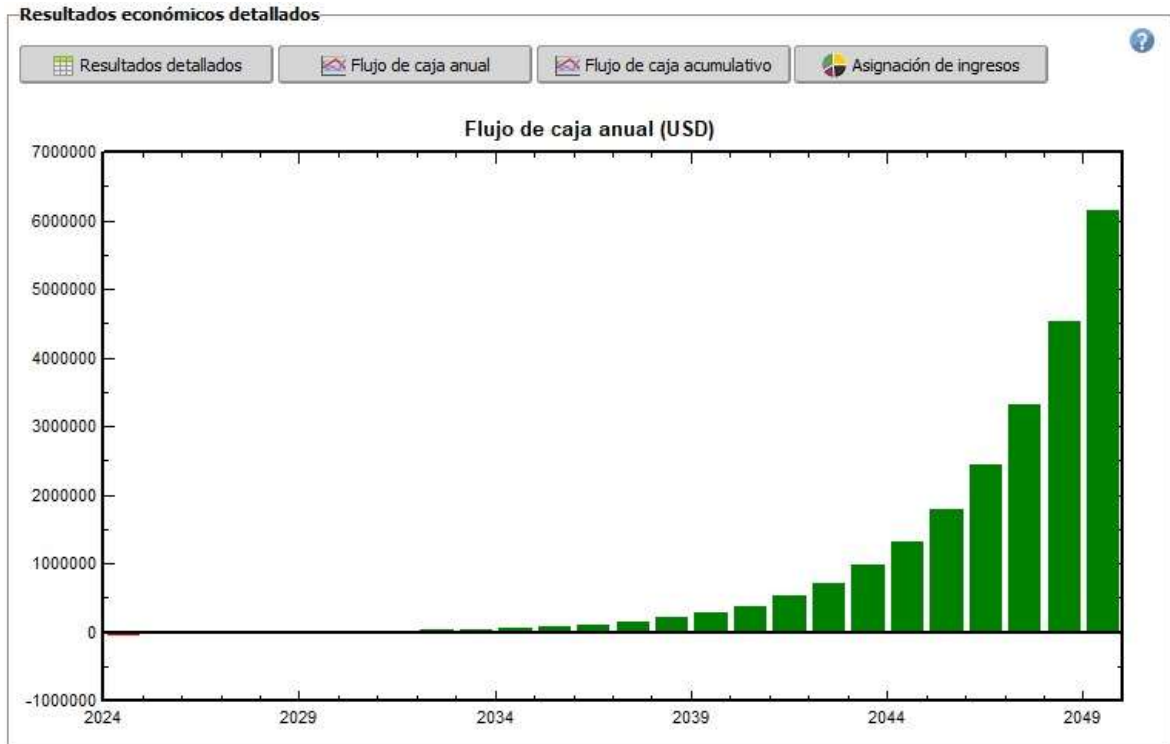
(a)



(b)



(c)



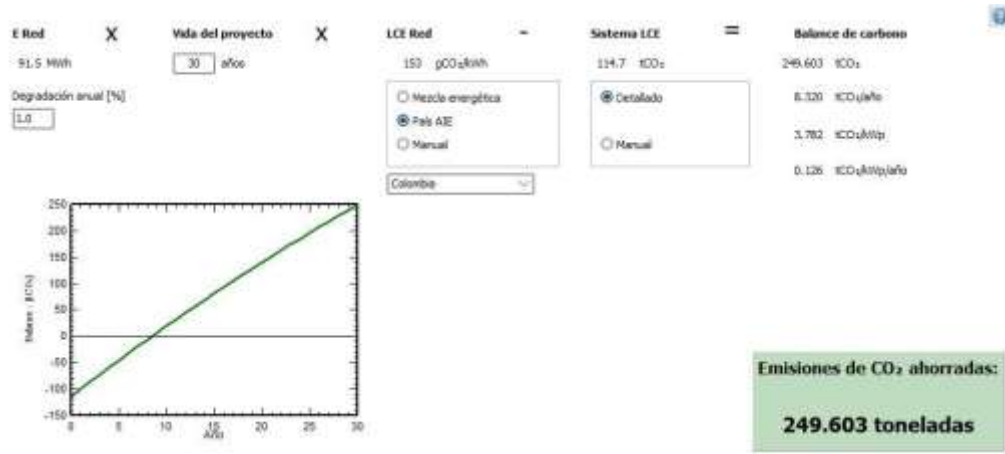
(d)

Figura 153. Ventana de visualización de resumen del sistema, resumen financiero, flujo de caja anual, reducción de emisiones CO₂ y TIR.

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14.

Resultados análisis económico Bloque Administrativo sede Hurtado en el software PVSyst

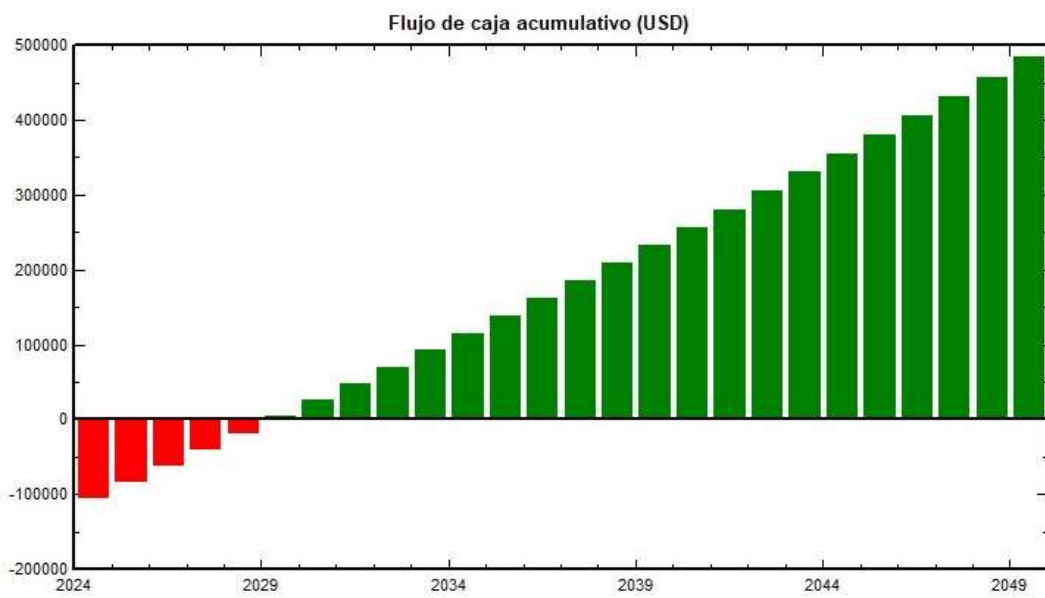
En la figura 154, se muestra la Ventana de visualización de resumen del sistema, resumen financiero y la gráfica correspondiente a la cantidad de emisiones de CO₂ ahorradas con la implementación del sistema.



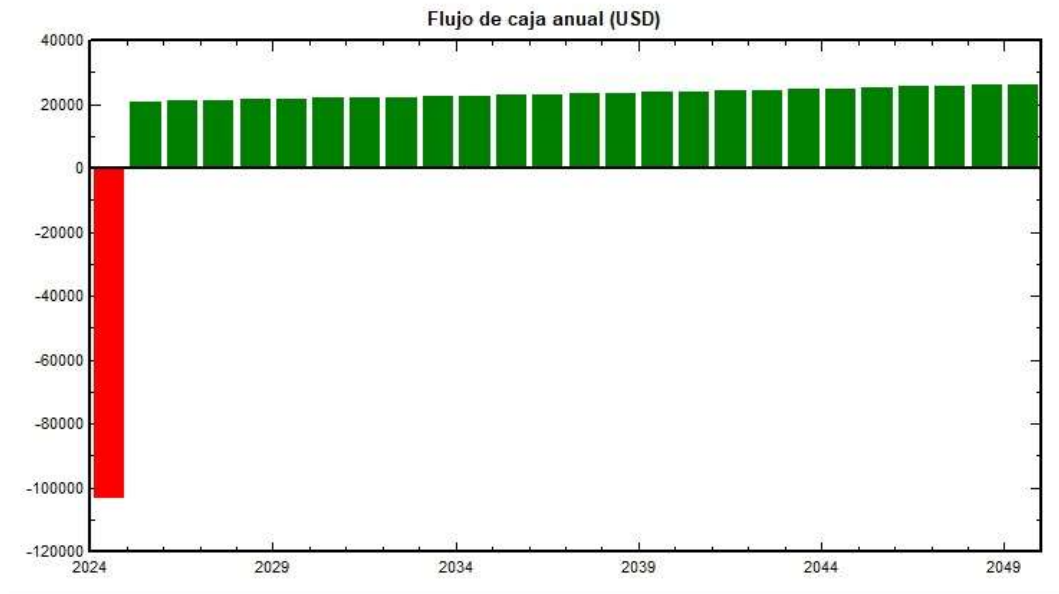
(a)

Resumen del sistema		Resumen financiero	
Proyecto:	bloque admin HURTADO	Costes de instalación	108,249.50 USD
Generador FV, P _{nom} =	66.0 kWp	Costo total anual	-3,941.67 USD/año
Energía producida	91.5 MWh/año	LCOE	0.1027 USD/kWh
	Sistema conectado a la red	Período de recuperación	7.5 años

(b)



(c)



(d)

Figura 154. (a)(b)(c)(d) Ventana de visualización de resumen del sistema, resumen financiero.

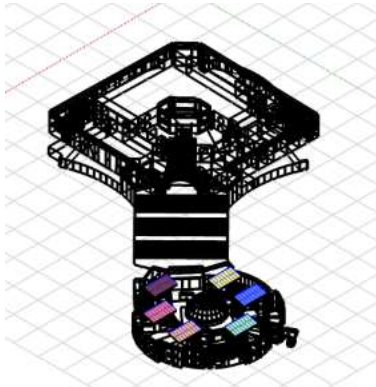

Fuente: Elaboración propia, Software utilizado: PVSYST Versión 7.14.

En función de los resultados derivados de la evaluación de la demanda energética, se desarrolló una propuesta minuciosa destinada a la instalación del sistema fotovoltaico en los edificios seleccionados. Esta propuesta abarcó aspectos técnicos claves, concebidos para asegurar una implementación eficiente y coherente con los objetivos del proyecto. Con este propósito, se emplearon dos programas informáticos especializados con el fin de comparar los beneficios proporcionados por cada uno y aprovechar esas fortalezas inherentes a ambos. Los resultados obtenidos expuestos en las tablas 29, 30 y 31, son los siguientes:

Tabla 29. Cuadro comparativo entre PVSyst y PVSol del bloque Administrativo sede Sabanas.

**CUADRO COMPARATIVO ENTRE PVSYST Y PVSOL DEL BLOQUE
ADMINISTRATIVO SEDE SABANAS**

PARÁMETROS IMPORTANTES	PVSYST	PVSOL
Generación de Energía		
Número de Módulos	96	96
Número de Inversores	1	1
Potencia Nominal Total de Módulos	52.8 kWp	52.8 kWp
Potencia Nominal Total del Inversor	50 kWp	50 kWp
Energía Producida	79.02 kWp/año	93.345 kWp/año
Proporción de Rendimiento	67.92%	86.5%
Tipo de Sistema	Autoconsumo sin excedentes o sin compensación	Autoconsumo sin excedentes o sin compensación
Orientación y Base de Datos		
Inclinación de Módulos	15.2°	15°
Azimut	3.4	0.0
Orientación	Sur	Sur
Pérdidas		
Pérdidas por Sombreados	0.13%	0.13%

PARÁMETROS IMPORTANTES	PVSYST	PVSOL
Lejanos/Horizonte		
Pérdidas por Sombreados Cercanos/Perdida de Irradiancia	0.75%	1%
Factor de Pérdida de Suciedad	3%	0%
Pérdida de Degradación Módulos (por 25 años)	13.47%	-
Pérdida FV debido a la Temperatura	7.54%	8.22%
Pérdidas del Inversor durante la Operación (Eficiencia)	1.47%	0.28%
VISUALIZACIÓN 3D		
		

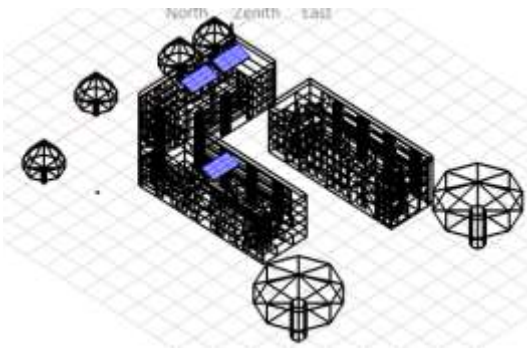

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 30. Cuadro comparativo entre PVsyst y PVSol del bloque P sede Sabanas

CUADRO COMPARATIVO ENTRE PVSYST Y PVSOL DEL BLOQUE P SEDE SABANAS

PARÁMETROS IMPORTANTES	PVSYST	PVSOL
Generación de Energía		
Número de Módulos	27	27
Número de Inversores	1	1
Potencia Nominal Total de Módulos	14.9 kWp	14.85 kWp
Potencia Nominal Total del Inversor	15 kWp	15 kWp
Energía Producida	24,330 kWp/año	26,391 kWp/año
Proporción de Rendimiento	67.91%	86.8%
Tipo de Sistema	Autoconsumo sin excedentes o sin compensación	Autoconsumo sin excedentes o sin compensación
Orientación y Base de Datos		
Inclinación de	15°	15°

PARÁMETROS IMPORTANTES	PVSYST	PVSOL
Módulos		
Azimut	0.0	0.0
Orientación	Sur	Sur
Pérdidas		
Pérdidas por Sombreados Lejanos/Horizonte	0.19%	0.19%
Pérdidas por Sombreados Cercanos/Perdida de Irradiancia	0.28%	0.75%
Factor de Pérdida de Suciedad	3%	0%
Pérdida de Degradación Módulos (por 25 años)	13.47%	-
Pérdida FV debido a la Temperatura	7.54%	8.09%
Pérdidas del Inversor durante la Operación (Eficiencia)	1.58%	2.0%
Visualización 3D		

PARÁMETROS IMPORTANTES	PVSYST	PVSOL
		

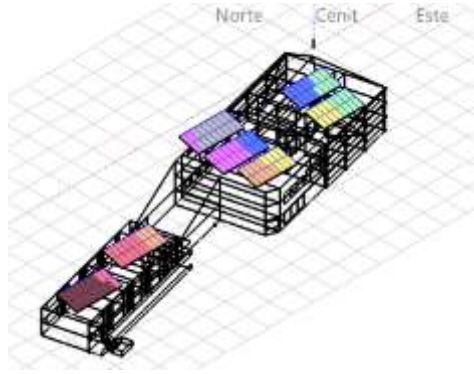
Fuente: Elaboración propia.

Tabla 31. Cuadro comparativo entre PVSystem y PVSol del bloque Administrativo sede Hurtado.

CUADRO COMPARATIVO ENTRE PVSYST Y PVSOL DEL BLOQUE ADMINISTRATIVO SEDE HURTADO

PARÁMETROS IMPORTANTES	PVSYST	PVSOL
Generación de Energía		
Número de Módulos	120	120
Número de Inversores	4	4
Potencia Nominal	66.0 kWp	66.0 kWp

PARÁMETROS IMPORTANTES	PVSYST	PVSOL
Total de Módulos		
Potencia Nominal		
Total de Inversores	Cuatro de 15kWp	Uno de 13 kWp y tres de 17 kWp
Energía Producida	105,563 kWp/año	114,603 kWp/año
Proporción de Rendimiento	67.69%	86.7%
Tipo de Sistema	Autoconsumo sin excedentes o sin compensación	Autoconsumo sin excedentes o sin compensación
Orientación y Base de Datos		
Inclinación de Módulos	15°	15°
Azimut	0.0	0.0
Orientación	Sur	Sur
Pérdidas		
Pérdidas por Sombreados Lejanos/Horizonte	0.26%	0.26%
Pérdidas por Sombreados Cercanos/Perdida de Irradiancia	0.89%	1.45%

PARÁMETROS IMPORTANTES	PVSYST	PVSOL
Factor de Pérdida de Suciedad	3%	0%
Pérdida de Degradación Módulos (por 25 años)	13.47%	-
Pérdida FV debido a la Temperatura	7.31%	7.77%
Pérdidas del Inversor durante la Operación (Eficiencia)	1.35%	2.0%
Visualización 3D		

Fuente: Elaboración propia.

Por último, en el análisis de los resultados obtenidos en la evaluación económica de nuestro sistema fotovoltaico diseñado para las sedes de la Universidad Popular del Cesar Valledupar, se destacan varios indicadores clave que proporcionan información valiosa sobre la viabilidad y el rendimiento financiero del proyecto.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) calculada revela un valor significativo para el bloque administrativo de la sede sabanas con (30.14%), para el bloque P de la sede sabanas con (29.81%), Para el bloque administrativo de la sede Hurtado con (27.86%), Estas cifras sugieren una rentabilidad atractiva y supera claramente la tasa de descuento utilizada en el análisis financiero. La TIR positiva indica que el proyecto es financieramente sólido y puede generar retornos superiores a las expectativas.

El flujo de caja del proyecto revela un punto crucial; La recuperación total de la inversión se proyecta para el bloque administrativo de la sede sabanas en 6.8 años, para el bloque P de la sede sabanas en 6.8 años, y Para el bloque administrativo de la sede Hurtado en 7.5 años. Este resultado indica una eficiencia en la generación de ingresos del sistema fotovoltaico, lo cual es esencial para la sostenibilidad económica a largo plazo. La rapidez con la que se recupera la inversión contribuye a la estabilidad financiera del proyecto y abre la posibilidad de reinvertir beneficios en mejoras adicionales o expansiones.

La duración del proyecto, establecida en 25 años, se alinea con el ciclo de vida esperado de los sistemas fotovoltaicos, proporcionando un marco temporal adecuado para maximizar los beneficios económicos y ambientales. Es importante destacar que, aunque la recuperación total se alcanza en el año 6.8, 6.8 y 7.5 respectivamente para cada bloque mencionado anteriormente, el proyecto continúa generando ingresos positivos durante el período restante, contribuyendo a la rentabilidad a largo plazo.

Asimismo, El Coeficiente de Rendimiento de la instalación (PR) para el bloque administrativo de la sede sabanas es del 86.3%, para el bloque P de la sede sabanas es del 86.6%, y Para el bloque administrativo de la sede Hurtado es del 85.8%, lo cual subraya la eficiencia del sistema en la conversión de la radiación solar en electricidad utilizable. Este alto PR indica una operación eficiente y un rendimiento óptimo del sistema, maximizando la producción de energía en relación con la capacidad instalada.

Es preciso aclarar que los excedentes generados por los sistemas diseñados serán destinados a suplir las necesidades energéticas de los bloques aledaños al sistema en cada sede, aumentando la viabilidad del proyecto.

En resumen, los resultados de la evaluación económica respaldan la viabilidad financiera y la eficiencia del sistema fotovoltaico diseñado para la Universidad Popular del Cesar. La combinación

de una TIR atractiva, una rápida recuperación de la inversión, una duración adecuada del proyecto y un alto coeficiente de rendimiento posiciona al proyecto como una inversión sólida con beneficios a largo plazo. Esta información se puede evidenciar de forma detallada en los anexos del actual proyecto.

Sede Bellas Artes:

En las instalaciones de la sede Bellas Artes, se llevaron a cabo los cálculos para determinar la demanda energética, Lo cual resultó en la incorporación de 80 módulos fotovoltaicos Mono-cristalinos de 550W JA Solar y 3 inversores Growatt de 20KW, 15KW y 6KW respectivamente para satisfacer dicha demanda. Sin embargo, dado que esta sede ostenta el estatus de patrimonio cultural en la ciudad de Valledupar, se presenta la limitación de no poder modificar su estructura, por lo cual, al considerar también la antigüedad de los techos hace que estos no sean capaces de soportar el peso de los módulos.

Otro factor determinante es la ubicación estratégica del edificio en el centro de la ciudad, rodeado por construcciones elevadas que generan un significativo efecto sombra. Este condicionante comprometería la eficacia de los paneles solares, la carencia de espacio en el tejado y en el terreno circundante descarta la posibilidad de instalar la cantidad prevista de paneles.

3.1. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Con el desarrollo del proyecto se puede llegar a las siguientes conclusiones:
 - El proyecto de dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico para las sedes de la Universidad Popular del Cesar (UPC) se ejecutó con el propósito de alcanzar metas específicas alineadas con las políticas de transición energética establecidas en el CONPES 4075 y las normativas legales vigentes. Por el cual, se realizó un análisis exhaustivo de la carga base y la carga conectada, guiándose por las directrices establecidas en el CONPES 4075, que establece un 20% de la energía total de la edificación como parámetro de

referencia, por ende, se identificaron las edificaciones estratégicas y se calcularon las cargas de energía a abastecer mediante el sistema fotovoltaico en las sedes Sabanas y Hurtado.

- Se determinó que la instalación en los tejados de los bloques era la opción más adecuada, descartando la instalación en el suelo debido a la ausencia de terrenos idóneos sin sombreado y se desarrolló una propuesta para la instalación del sistema fotovoltaico, incluyendo aspectos técnicos y software especializados para comparar los beneficios proporcionados por cada uno.
- La evaluación económica reveló que el proyecto es viable desde el punto de vista económico y técnico. El análisis financiero muestra una Tasa Interna de Retorno (TIR) significativa, un flujo de caja eficiente y un alto Coeficiente de Rendimiento de la instalación (PR), lo que respalda la viabilidad financiera y la eficiencia del sistema fotovoltaico. Sin embargo, se identificaron limitaciones en la sede Bellas Artes, como la presencia de sombreado y la antigüedad de los techos, lo que compromete la eficacia de los paneles solares.
- Los excedentes generados por los sistemas diseñados serán destinados a suplir las necesidades energéticas de los bloques aledaños al sistema en cada sede, aumentando la viabilidad del proyecto. Los resultados de la evaluación económica respaldan la viabilidad financiera y la eficiencia del sistema fotovoltaico diseñado para la Universidad Popular del Cesar, con una Tasa Interna de Retorno (TIR) positiva y una rápida recuperación de la inversión.
- La duración del proyecto, establecida en 25 años, se alinea con el ciclo de vida esperado de los sistemas fotovoltaicos, proporcionando un marco temporal adecuado para maximizar los beneficios económicos y ambientales. El proyecto continúa generando ingresos positivos durante el período restante, contribuyendo a la rentabilidad a largo plazo.

2. En base al apartado anterior se analizó la viabilidad económica y técnica del sistema fotovoltaico, considerando factores como la demanda energética, la ubicación estratégica de los edificios, la eficiencia de los paneles solares, la orientación y pérdidas del sistema, entre otros aspectos. Por lo cual, se identificaron limitaciones en la sede Bellas Artes, como la antigüedad de los techos, el efecto sombra generado por construcciones elevadas y la carencia de espacio para la instalación de la cantidad prevista de paneles solares. Además, se llevaron a cabo cálculos detallados para determinar la demanda energética y se desarrolló una propuesta para la instalación del sistema fotovoltaico en las edificaciones seleccionadas. Por ende, se recomienda

la implementación de un sistema tipo parking solar en la sede Bellas Artes, considerado como una alternativa viable para superar las limitaciones actuales. Esta solución estratégica garantizará la efectividad del sistema y maximizará su rendimiento, incluso ante las restricciones específicas de la ubicación. Algunas recomendaciones a tener en cuenta:

- El desarrollo de campañas de concientización dirigidas a fomentar el uso racional de los equipos de climatización e iluminación en todas las sedes. Estas campañas deben incluir medidas concretas y prácticas para reducir el consumo energético, promoviendo una cultura de eficiencia en el uso de los recursos.
- Implementar un sistema de monitoreo y mantenimiento proactivo para garantizar el rendimiento óptimo del sistema fotovoltaico a lo largo del tiempo. Esto incluiría la implementación de tecnologías de monitoreo remoto y programas de mantenimiento preventivo para maximizar la eficiencia y durabilidad del sistema.
- Según la Resolución No. 000016 de 2024 de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) adopta la metodología de la línea base de consumo y el ahorro estimado, en cumplimiento del artículo 237 de la Ley 2294 de 2023. La UPME, como Unidad Administrativa Especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, tiene como función planear el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos, producir información para la formulación de políticas y apoyar al Ministerio en el logro de sus objetivos. Asimismo, el Decreto 2121 de 2023 establece funciones específicas para la UPME, incluyendo la promoción de planes, programas y proyectos prioritarios relacionados con el ahorro, conservación y uso eficiente de la energía, en línea con la Política Nacional de Edificaciones Sostenibles (CONPES 3919 de 2018) y el Plan de Acción Indicativo - PROURE 2022-2030. Además, se menciona la promoción de sistemas de gestión de energía para recopilar información detallada sobre el consumo energético y la mejora del desempeño energético en el mercado activo de Eficiencia Energética. Estas acciones están alineadas con los objetivos de política de largo plazo del Plan Energético Nacional de Colombia, particularmente en relación con la eficiencia energética. Por lo cual, se hace mención al artículo 237 de la Ley 2294 de 2023, que establece la adopción de la metodología de la línea

base de consumo y el ahorro estimado por parte de las entidades en la elaboración e implementación de medidas para cumplir con lo establecido en dicha ley. Además, se hace referencia al Plan de Acción Indicativo - PROURE 2022-2030, adoptado a través de la Resolución 40156 de 2022, el cual es el instrumento utilizado por el Gobierno para promover la eficiencia energética y concretar las medidas y responsabilidades en esta materia, incluyendo la consolidación de un mercado activo en Eficiencia Energética [24].

La información proporcionada en este proyecto se erige como un recurso fundamental para facilitar la ejecución de las etapas subsiguientes, lo que incluye la investigación, el diseño, los cálculos y el dimensionamiento requeridos.

Es importante destacar que, al llevar a cabo estas donaciones, se observa una reducción significativa en el tiempo necesario para recuperar la inversión, lo que conlleva a una mejora en la Tasa Interna de Retorno (TIR) y, por ende, hace que el proyecto sea más atractivo desde el punto de vista financiero.

La disminución en el tiempo de recuperación de la inversión resulta especialmente relevante, ya que no solo implica un retorno más rápido de los recursos invertidos, sino que también maximiza la rentabilidad del proyecto a lo largo de su ciclo de vida. Esta optimización financiera no solo beneficia a la entidad receptora de la donación, sino que también resalta el compromiso de FENOGE con el desarrollo económico sostenible y la generación de valor a largo plazo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ministerio de Minas y Energía, Plan de acción indicativo de eficiencia energética. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía. 2016. Disponible en http://www.upme.gov.co/SeccionDemanda/Normatividad/PAI_PROURE_2017-2022.pdf
- [2] D. N. d. Planeación, CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA Y SOCIAL, Bogotá D.C, 2022.
- [3] Solar Energy International. (2021). Photovoltaics: Design and Installation Manual.
- [4] Patel, M. R. (2022). Solar Photovoltaic Power Systems: Principles, Design, and Operation.
- [5] Presidencia de la República de Colombia. (2021). Política de transición energética hacia un crecimiento verde. Documento Conpes 4075. Recuperado de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4075.pdf>

[6] Hernández Hernández, O. (2020). Diseño técnico económico para la reconversión del uso de energía eléctrica convencional a energía solar en la UAM-A: sistema de interconexión (Master's thesis, Universidad Autónoma Metropolitana (México). Unidad Azcapotzalco. Coordinación de Servicios de Información.).

[7] Rosa Pineda, L. D. L. (2020). Diseño de una instalación de autoconsumo para el edificio 3P de la Universidad Politécnica de Valencia (UPV).

[8] P. S. A. J. PAREJA CABRERA FRANCISCO JAVIER, «“ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA USANDO PANELES FOTOVOLTAICOS EN LA CIUDAD UNIVERSITARIA DE PERAYOC EN LA UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO”,» UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO, CUSCO, PERÚ, 2019.

[9] CASTRO LANDÍNEZ, V. (2020). EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO IMPLEMENTADO EN EL EDIFICIO SANTO DOMINGO DE LA UNIVERSIDAD DE LOS ANDES MEDIANTE UN MODELO COMPUTACIONAL.

[10] Chuku, A., Kolhe, M., & Swaminathan, K. (2017). Optimal sizing of stand-alone solar photovoltaic systems based on life cycle cost analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80, 176-191. DOI: 10.1016/j.rser.2017.05.219.

[11] R. Abarca Flores, Profesional PTSP. “Estudio de prefactibilidad diseño de planta fotovoltaica Liceo Tecnológico Alfredo Nazar Feres”, Ministerio de energía, Chile, agosto 2017. [Online] Disponible Febrero, 2019 en: <http://www.minenergia.cl/techossolares/wpcontent/uploads/2017/10/Estudio-de-prefactibilidad-Liceo-Alfredo-Nazar.pdf>

[12] D.A Garzón, J. S. Martínez Salamanca. “Estudio de factibilidad para la implementación de energía solar fotovoltaica en la zona preescolar del colegio AgustiniianoSuba”, Universidad distrital Francisco José de Caldas 2017. [Online] Disponible Febrero, 2019 en: <http://repository.udistrital.edu.co/bitstream/11349/6212/1/Garz%C3%B3nSu%C3%A1rezDianaAlejandra2017.pdf>

[13] Departamento técnico de SunFields Europe. “Conceptos fundamentales sobre energía solar fotovoltaica”. [Online] Disponible Febrero, 2019 en: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiaciongeometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>

[14] Departamento técnico de SunFields Europe. “Manual de cálculo de sistemas aislados”. [Online] Disponible Febrero, 2019 en: <https://www.sfesolar.com/baterias-solares/manual-calculo/>

[15] L. Gómez Navarro. “Estudio de pre-factibilidad de un sistema solar fotovoltaico con conexión a red de 70 KW: Análisis de caso en Valledupar, Colombia “, Centro de estudios de la actividad regulatoria energética universidad de Buenos Aires, 2016. [Online] Disponible Febrero, 2019 en: <http://www.ceare.org/tesis/2016/tes16.pdf>

[16] "Grid-Connected Photovoltaic Power Generation: Technologies, Engineering Economics, and Risk Management" por Peter Gevorkian.

[17] Naciones Unidas. (2017, jul. 14). 139/16, Por medio de la cual se aprueba el “Acuerdo de París”, adoptado el 12 de diciembre de 2015, en París, Francia. [En línea]. Disponible en https://www.suin-juriscol.gov.co/imagenes//23/08/2017/1503528186858_ANEXO%20LEY%201844%20DE%202017.pdf

[18] Ministerio de Minas y Energía, *Plan energético nacional*. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía. 2020. Disponible en https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Plan_Energetico_Nacional_2020_2050.pdf

[19] Departamento Nacional de Planeación. (2022, 29 de marzo). El Documento CONPES 4075: *POLÍTICA DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA*. Bogotá, D.C., DNP.

[20] M. Lazarte, “Cinco años después ¿Ha estado la ISO 50001 a la altura de las expectativas?” *ISO Focus*, no. 119, jul, 2016. [En línea]. Disponible en [https://www.iso.org/files/live/sites/isoorg/files/news/magazine/ISOfocus%20\(2013-NOW\)/sp/isofocus_119.pdf](https://www.iso.org/files/live/sites/isoorg/files/news/magazine/ISOfocus%20(2013-NOW)/sp/isofocus_119.pdf)

[21] M., L.R. (2014) Potencial de la Energía Solar Fotovoltaica, RECOPE. Available at: <https://www.recope.go.cr/potencial-de-la-energia-solar-fotovoltaica/> (Accessed: 30 January 2024).

[22] Danahe (2013) Celdas solares, El Alcance Urbano y Rural, Revista Energy Management. Available at: <https://e-management.mx/2013/03/12/celdas-solares-el-alcance-urbano-y-rural/> (Accessed: 30 January 2024).

[23] Ministerio de Medio Ambiente, Acuerdo de paris, adoptado el 12 de diciembre de 2015, en paris Francia 2017. Disponible en <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2021/06/ley-1844-2017.pdf>

[24] Ministerio de Minas y Energía, Plan energético nacional. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía. 2020. Disponible en https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Plan_Energetico_Nacional_2020_2050.pdf

[25] Energia, M. D. (2011). Ministerio de Minas y Energía. Obtenido de <http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/archivosSoporteRevistas/7801>. PDF Botti, L., Duraccio, V., Gnoni, MG, & Mora, C. (2018). An integrated holistic approach to health and safety in confined spaces. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 55, 25-35.

[26] Departamento Nacional de Planeación. (2022, 29 de marzo). El Documento CONPES 4075: *POLÍTICA DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA*. Bogotá, D.C., DNP.

[27] Ramírez Tovar, A. M., España Forero, J. M., Duque Restrepo, L., & Giraldo Quiroz, J. (2022). Barreras regulatorias para la implementación de comunidades energéticas en Colombia.

[28] ARCE ZAPATA, G. (2017) REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELECTRICAS (RETIE), MINENERGÍA. Available at:

https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/23517/47929-res_40908_050918.pdf (Accessed: 20 February 2024).

[29] CORREA, C.A. (2024) metodología de la línea base de consumo y el ahorro estimado, implementación de medidas para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 237 de la Ley 2294 de 2023, UPME NORMATIVIDAD. Available at: https://www1.upme.gov.co/Normatividad/016_2024.pdf (Accessed: 20 February 2024).

[30] Gomez Geissler, M. L. (2023). Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Sabanas. Valledupar, Cesar, Colombia: Universidad Popular del Cesar.

[31] Ortiz Angel, H. D. (2023). Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Hurtado. Valledupar, Cesar, Colombia: Universidad Popular del Cesar.

[32] SOLSTA. (2024). Obtenido de SOLSTA: <https://solsta.co/cuanto-co2-prevengo-con-el-uso-de-energia-solar-fv-38/>

[33] MÁS, L. R. (13 de MARZO de 2023). LR MÁS. Obtenido de LR MÁS: <https://www.larepublica.co/economia/precios-de-electricidad-subieron-19-51-anual-y-la-costa-caribe-es-donde-mas-crece-3566130>

[34] AutoSolar. (s.f.). Inversor On-Grid Growatt MAX 50-75KTL3-XL2. Recuperado de: <https://latam.growatt.com/products/max-50-75ktl3-xl2>

[35] AutoSolar. (s.f.). Inversor On-Grid Growatt MAC 20KTL3-XL. Recuperado de: <https://autosolar.co/inversores-on-grid-trifasicos/inversor-on-grid-growatt-mac-20ktl3-xl>

[36] AutoSolar. (s.f.). Inversor On-Grid Growatt MAX 75 KTL3-XL Recuperado de: <https://autosolar.co/inversores-on-grid-trifasicos/inversor-on-grid-growatt-mac-20ktl3-xl>

[37] Fondo para la Eficiencia Energética y las Fuentes No Convencionales de Energía (FENOGE). (s.f.). Quiénes somos. Recuperado de <https://fenoge.gov.co/quienes-somos/>

[38] Ministerio de Minas y Energía. (s.f.). Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Recuperado de <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/fuentes-no-convencionales-de-energ%C3%ADa-renovable-fncer/#:~:text=La%20Ley%201715%20de%202014%20establece%20como%20FNCER%20el%20contenido,de%20los%20residuos%20de%20biomasa>

[39] ANLA. (2021). Ley 2099 de 2021 por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones. Recuperado de <https://www.anla.gov.co/eureka/normatividad/leyes/3101-ley-2099-de-2021-por-medio-de-la-cual-se-dictan-disposiciones-para-la-transicion-energetica-la-dinamizacion-del-mercado-energetico-la-reactivacion-economica-del-pais-y-se-dictan-otras-disposiciones#:~:text=dictan%20otras%20disposiciones.->

,%20LEY%20099%20DE%202021%20%2D%20por%20medio%20de%20la%20cual%20se,y%20se%20dictan%20otras%20disposiciones

[40] Solfy. (s.f.). Historia del panel solar: ¿Cómo nació y cuál ha sido su evolución? Recuperado de <https://solfy.net/placas-solares/historia-del-panel-solar-como-nacio-y-cual-ha-sido-su-evolucion/>

[41] Gestión Solidaria. (2022, 6 de julio). Energía solar en Colombia: un siglo de historia. Recuperado de <https://gestionsolidaria.com/2022/07/06/energia-solar-en-colombia-un-siglo-de-historia/#:~:text=En%20Colombia%2C%20el%20uso%20de,sus%20funcionarios%20en%20Santa%20Marta>

ANEXOS

Anexo 1. Censo de carga del sistema de iluminación en la UPC sede Sabanas.

Bloque A	Tipo de Lámpara	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)	
	Led Rectangular 50W	0,050	10	16	26	8,00	208,00	0,50	
Led Cuadrada 48W	0,048	52	16	26	39,94	1038,34	2,50		
Led Cuadrada 24W	0,024	46	16	26	17,66	459,26	1,10		
Lámpara led 26W x2	0,052	1	12	22	0,62	13,73	0,05		
Led compacta 50W	0,050	4	5	22	1,00	22,00	0,20		
Led compacta 8W	0,008	12	8	22	0,77	16,90	0,10		
Led circular 18W	0,018	1	11	26	0,20	5,15	0,02		
Bombillo amarillo 1W	0,001	30	5	22	0,15	3,30	0,03		
Fluorescente tubular 39W x2	0,078	8	16	26	9,98	259,58	0,62		
Fluorescente tubular 32W x2	0,064	35	16	26	35,84	931,84	2,24		
Fluorescente tubular 16W x4	0,640	2	16	26	20,48	532,48	1,28		
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						134,64	3490,58		
								Carga Conectada Total	8,64
Bloque B	Tipo de Lámpara	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)	
	Led Cuadrado 48W	0,048	48	15	25	34,56	864,00	2,30	
	Led Cuadrada 24W	0,024	55	15	25	19,80	495,00	1,32	
	Fluorescente Tubular 39W x2	0,078	1	15	25	0,36	9,00	0,02	
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						54,72	1368,00		
								Carga Conectada Total	3,65
Bloque C	Tipo de Lámpara	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)	
	Led Rectangular 50W	0,050	11	16	25	8,80	220,00	0,55	
	Led Cuadrada 48W	0,048	42	16	25	32,26	806,40	2,02	
	Led Cuadrada 24W	0,024	27	16	25	10,37	259,20	0,65	
	Led Circular 18W	0,018	15	16	25	4,32	108,00	0,27	
	Fluorescente Tubular 39W x2	0,078	36	16	25	44,93	1123,20	2,81	
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						100,67	2516,80		
								Carga Conectada Total	6,29

Bloque D	Tipo de Lámpara	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
		Led Cuadrada 48W	0,048	89	15	21	64,08	1345,68
	Led Circular 18W	0,030	190	15	21	85,50	1795,50	5,70
	Fluorescente Tubular 39W x2	0,078	1	15	21	1,17	24,57	0,08
	TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA					150,75	3165,75	
	Carga Conectada Total							10,05
Bloque E	Tipo de Lámpara	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Led rectangular 50W	0,050	42	7	10,6	14,70	154,35	2,10
	Led Cuadrada 48W	0,048	60	16	26	46,08	1198,08	2,88
	Led Cuadrada 24W	0,024	2	15	22	0,72	15,84	0,05
	Led Cuadrada 15W	0,015	3	15	22	0,68	14,85	0,05
	Led plana 18W	0,048	2	16	26	1,54	39,94	0,10
	Led Circular 18W	0,048	22	16	26	16,90	439,30	1,06
	Fluorescente Tubular 39W x2	0,078	83	16	26	103,58	2693,18	6,47
	Fluorescente Tubular 32W x2	0,064	11	10	26	7,04	183,04	0,70
Fluorescente Tubular 18W x2	0,036	7	10	26	2,52	65,52	0,25	
	TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA					193,75	4804,10	
	Carga Conectada Total							13,66
Bloque F	Tipo de Lámpara	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Led Cuadrada 48W	0,048	171	13	26	106,70	2774,30	8,21
	Led Circular 18W	0,018	7	13	26	1,64	42,59	0,13
	Fluorescente Tubular 39W x2	0,078	44	13	26	44,62	1160,02	3,43
	Fluorescente Tubular 32W x2	0,064	12	13	26	9,98	259,58	0,77
	Fluorescente Tubular 18W x2	0,036	9	13	26	4,21	109,51	0,32
	Fluorescente Tubular 18W	0,018	1	13	26	0,23	6,08	0,02
	Fluorescente Compacta 50W	0,050	1	13	26	0,65	16,90	0,05
	Fluorescente Compacta 15W	0,015	1	4	26	0,06	1,56	0,02
	Lámpara led 18W	0,018	1	11	26	0,20	5,15	0,02
	Led Circular 3W	0,003	1	11	26	0,03	0,86	0,00
	Incandescente 100W	0,100	1	2	22	0,20	4,40	0,10
	TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA					168,53	4380,95	
	Carga Conectada Total							13,06
Bloque G	Tipo de Lámpara	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Led Cuadrado 48W	0,048	76	9	22	31,01	682,18	3,65
	Led Circular 18W	0,048	2	10	22	0,96	21,12	0,10
	Fluorescente Tubular 39W x2	0,078	48	10	22	37,44	823,68	3,74
	Fluorescente Tubular 32W x2	0,064	18	10	22	11,52	253,44	1,15
	Fluorescente Compacta 32W	0,032	1	13	22	0,42	9,15	0,03
Fluorescente Compacta 15W	0,015	5	8	22	0,60	13,20	0,08	
	TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA					81,94	1802,77	
	Carga Conectada Total							8,75
Bloque H	Tipo de Lámpara	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Led Cuadrado 48W	0,048	223	16	24	171,26	4110,34	10,70
	Led Circular 18W	0,018	89	16	24	25,63	615,17	1,60
	Fluorescente tubular 39W x2	0,078	6	11	25	5,15	128,70	0,47
	Fluorescente Compacta 50W	0,050	1	11	26	0,55	14,30	0,05
	Fluorescente Compacta 15W	0,015	4	12	26	0,72	18,72	0,06
Fluorescente Compacta 9W	0,009	1	10	22	0,09	1,98	0,01	
	TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA					203,40	4889,20	
	Carga Conectada Total							12,89

Bloque I	Tipo de Lámpara	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Led Cuadrado 50W	0,050	2	14	26	1,40	36,40	0,10
Led Cuadrado 48W	0,048	115	13	24	71,76	1722,24	5,52	
Led Circular 18W	0,018	35	13	24	8,19	196,56	0,63	
Fluorescente Tubular 39W x2	0,078	35	13	24	35,49	851,76	2,73	
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						116,84	2806,96	
						Carga Conectada Total		8,98

Bloque P	Tipo de Lámpara	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Led Cuadrada 48W	0,048	301	10	22	144,48	3178,56	14,45
Led Circular 18W	0,018	112	10	22	20,16	443,52	2,02	
Fluorescente Tubular 39W x2	0,078	4	16	26	4,99	129,79	0,31	
Fluorescente Tubular 32W x2	0,064	2	16	22	2,05	45,06	0,13	
Fluorescente Tubular 30W x5	0,150	2	10	22	3,00	66,00	0,30	
Fluorescente Tubular 30W	0,030	3	14	22	1,26	27,72	0,09	
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						171,68	3796,93	
						Carga Conectada Total		16,90

Bloque Administrativo	Tipo de Lámpara	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Led Cuadrada 48W	0,048	221	8	22	84,86	1867,01	10,61
Led Circular 24W	0,024	85	5	22	9,18	201,96	2,04	
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						94,04	2068,97	
						Carga Conectada Total		12,65

Biblioteca	Tipo de Lámpara	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Led rectangular 50W	0,050	123	10	23,3	61,50	1432,95	6,15
Led compacta 50W	0,050	4	8	22	1,60	35,20	0,20	
Led cuadrada 48W	0,048	169	11	23,7	89,23	2114,80	8,11	
Led circular 18W	0,018	5	8	22	0,72	15,84	0,09	
Led cuadrada 9W	0,009	11	8	22	0,79	17,42	0,10	
Fluorescente tubular 39W x2	0,078	59	16	26	73,63	1914,43	4,60	
Fluorescente tubular 32W x2	0,064	29	12	23	22,27	512,26	1,86	
Fluorescente tubular 18W x2	0,036	2	16	26	1,15	29,95	0,07	
Fluorescente tubular 16W x4	0,064	8	8	22	4,10	90,11	0,51	
Reflector led 50W	0,050	3	1	22	0,15	3,30	0,15	
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						255,15	6166,26	
						Carga Conectada Total		21,84

Comedor	Tipo de Lámpara	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Luminaria led urbana 70W	0,070	4	12	22	3,36	73,92	0,28
Led Stil 50W	0,050	94	12	22	56,40	1240,80	4,70	
Led Sylvania 36W	0,036	12	12	22	5,18	114,05	0,43	
Luminaria Sylvania 30W	0,030	10	12	22	3,60	79,20	0,30	
Lámpara fluorescente 20W	0,020	8	12	22	1,92	42,24	0,16	
Led circular 18W	0,018	4	12	22	0,86	19,01	0,07	
Led circular pequeña 3W	0,003	6	12	22	0,22	4,75	0,02	
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						71,54	1573,97	
						Carga Conectada Total		5,96

La Vallenata	Tipo de Lampara	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Led Plana 18W	0,036	24	12	26	10,37	269,57	0,86
	Led Rectangular 100W	0,100	1	12	26	1,20	31,20	0,10
	Led Rectangular 400W	0,400	3	12	26	14,40	374,40	1,20
	Led Rectangular 100W	0,100	2	12	26	2,40	62,40	0,20
	Led Cuadrada 6W	0,006	5	12	26	0,36	9,36	0,03
	TV reflector de balasto 1000W	1,000	10	12	26	120,00	3120,00	10,00
	Incandescente 100W	0,100	1	12	26	1,20	31,20	0,10
	Bombillo Led 12W	0,012	1	12	26	0,14	3,74	0,01
	Fluorescente Tubular 39W x2	0,078	32	12	26	29,95	778,75	2,50
Led circular 18W	0,030	7	8	21	1,68	35,28	0,21	
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						181,70	4715,90	
						Carga Conectada Total		15,21

Unidad de Emprendimiento	Tipo de Lampara	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Led Cuadrada 48W	0,048	4	8	22	1,54	33,79	0,19
	Fluorescente tubular 32W x2	0,064	16	8	22	8,19	180,22	1,02
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						9,73	214,02	
						Carga Conectada Total		1,22

TOTAL KW Conectados en iluminación						159,75			
TOTAL KWh Diarios en iluminación						1.989,10			
EQUIPOS:	2696	TOTAL KWh Mensuales en iluminación						47.761,16	

Fuente: Diagnostico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Sabanas

Anexo 2. Censo de carga de aires acondicionados en la UPC sede Sabanas.

PARTE II REGISTRO DE CONSUMO ELECTRICO PROMEDIO TEORICO DEL AIRE ACONDICIONADO								
AIRE ACONDICIONADO	Tipo	Potencia promedio de Equipos (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Bloque A	2,531	16	15	25	612,30	15307,49	40,50
	Bloque B	1,936	16	15	25	464,64	11616,00	30,98
	Bloque C	2,137	16	16	25	547,07	13676,80	34,19
	Bloque D	4,785	19	15	22	1363,73	30001,95	90,92
	Bloque E	2,874	23	12	20	793,22	15864,48	66,10
	Bloque F	2,409	27	9	22	585,39	12878,51	65,04
	Bloque G	3,027	22	9	21,05	599,35	12616,23	66,59
	Bloque H	1,030	36	11	25,5	407,88	10400,94	37,08
	Bloque I	2,433	16	9	23,5	350,35	8233,27	38,93
Bloque P	3,277	44	11	23,4	1586,07	37113,99	144,19	
Bloque Administrativo	6,400	34	8	22	1740,80	38297,60	217,60	
Biblioteca	1,592	38	8	20,12	483,97	9737,44	60,50	
Comedor	5,249	1	24	30	125,98	3779,28	5,25	
La Vallenata	7,033	8	8	22	450,11	9902,46	56,26	
Unidad de Emprendimiento	1,030	3	8	22	24,72	543,84	3,09	
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						10135,57	229970,29	
						Carga Conectada Total		957,21
TOTAL KW Conectados en Aire acondicionado						957,21		
TOTAL KWh Diarios en Aire acondicionado						10.135,57		
TOTAL KWh Mensuales en Aire acondicionado						229.970,29		

Fuente: Diagnostico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Sabanas

Anexo 3. Censo de carga de motores y bombas en la UPC sede Sabanas.

Bloque E	Tipo	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Motor ascensor	5,500	1	16	26	88,00	2288,00	5,50
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						88,00	2288,00	
Carga Conectada Total								5,50
Bloque I	Tipo	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Bomba 1φ	1,500	1	8	26	12,00	312,00	1,50
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						12,00	312,00	
Carga Conectada Total								1,50
Bloque P	Tipo	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Bomba centrífuga LEO	0,750	1	0,03	0,3	0,02	0,01	0,75
	Bomba centrífuga Humboldt	0,370	1	0,03	0,3	0,01	0,00	0,37
	Motor 1φ SIEMENS 0.25HP	0,897	2	0,03	0,3	0,05	0,02	1,79
	Motor 1φ SIEMENS 0.5HP	0,897	1	0,03	0,3	0,03	0,01	0,90
	Motor	0,030	1	4	30	0,12	3,60	0,03
	Bomba aspiradora (P2-11)	0,252	1	4	4	1,01	4,03	0,25
	Motor oxigenador (P2-15)	0,002	7	10	22	0,14	3,08	0,01
	Motor ascensor	5,500	1	16	26	88,00	2288,00	5,50
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						89,38	2298,75	
Carga Conectada Total								9,61
Bloque F	Tipo	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Motor 1φ Myers	1,449	1	0,003	8	0,004	0,03	1,45
	Motor 1φ Realliance	0,759	1	0,003	8	0,002	0,02	0,76
	Motor 3φ	1,804	1	0,003	8	0,01	0,04	1,80
	Motor 3φ Siemens	1,300	1	0,003	8	0,004	0,03	1,30
	Motor 3φ ABB Motors	0,550	1	0,003	8	0,002	0,01	0,55
	Moto bomba Pedrollo	0,370	1	0,003	8	0,001	0,01	0,37
	Moto bomba	0,370	1	0,003	8	0,001	0,01	0,37
	Motor 3φ Voges	0,750	1	8,000	8	6,00	48,00	0,75
	Motor 1φ	0,034	1	8,000	8	0,27	2,18	0,03
	Bomba de vacío (CIDI)	0,240	2	8	22	3,84	84,48	0,48
	Motor 1φ Nidec (CIDI)	0,750	1	8	22	6,00	132,00	0,75
	Bomba de vacío (Biotecgen)	0,160	1	1	22	0,16	3,52	0,16
	Bomba de vacío (Biotecgen)	0,483	1	1	22	0,48	10,63	0,48
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						10,13	134,81	
Carga Conectada Total								7,87
Bloque G	Tipo	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Motor 3φ	2,200	3	0,02	0,2	0,13	0,03	6,60
	Motor 3φ	3,730	1	0,02	0,2	0,07	0,01	3,73
	Motor 3φ	1,500	1	0,02	0,2	0,03	0,01	1,50
	Motor 3φ	4,900	1	0,02	0,2	0,10	0,02	4,90
	Bomba de vacío	0,077	1	2	22	0,15	3,39	0,08
	Motor 3φ	4,000	1	12	30	48,00	1440,00	4,00
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						48,49	1443,46	
Carga Conectada Total								20,81

	Tipo	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
Bloque H	Motor 3φ	1,300	1	4	30	5,20	156,00	1,30
	Motor 3φ	0,750	1	4	30	3,00	90,00	0,75
	Motor 3φ	2,200	1	4	30	8,80	264,00	2,20
	Motor ascensor	5,500	1	16	26	88,00	2288,00	5,50
	TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA					105,00	2798,00	
							Carga Conectada Total	9,75
Biblioteca	Motor ascensor	5,500	1	16	26	88,00	2288,00	5,50
	TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA					88,00	2288,00	
							Carga Conectada Total	5,50
Comedor	Motor ascensor	5,500	1	16	26	88,00	2288,00	5,50
	TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA					88,00	2288,00	
							Carga Conectada Total	5,50
La Vallenata	Motor 3φ weg	3,700	3	8	2	88,80	177,60	11,10
	TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA					88,80	177,60	
							Carga Conectada Total	11,10
TOTAL KW Conectados en Motores y Bombas								77,13
TOTAL KWh Diarios en Motores y Bombas								617,80
TOTAL KWh Mensuales en Motores y Bombas								14.028,62

Fuente: Diagnostico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Sabanas

Anexo 4. Censo de carga de otros equipos en la UPC sede Sabanas.

	Carga	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
Bloque A	UPS	0,000	2	0	0	0,00	0,00	0,00
	Consola de micrófonos	0,012	2	16	22	0,38	8,45	0,02
	Parlantes de sonido	0,110	8	16	22	14,08	309,76	0,88
	Micrófonos	0,002	10	16	22	0,32	7,04	0,02
	Nevera	0,432	1	24	30	10,37	311,04	0,43
	Nevera	0,613	1	24	30	14,71	441,36	0,61
	Nevera	0,800	1	24	30	19,20	576,00	0,80
	Nevera	0,390	1	24	30	9,36	280,80	0,39
	Nevera	0,955	1	24	30	22,92	687,60	0,96
	Nevera	0,390	7	24	30	65,52	1965,60	2,73
	Nevera	0,955	2	24	30	45,84	1375,20	1,91
	Congelador	0,165	2	12	22	3,96	87,12	0,33
	Microondas	1,050	2	8	22	16,80	369,60	2,10
	Cafetera	0,900	2	4	22	7,20	158,40	1,80
	Sandwichera	0,700	2	8	22	11,20	246,40	1,40
	Vitrina	0,008	1	4	22	0,03	0,70	0,01
	Licuada	1,100	4	8	22	35,20	774,40	4,40
	Plancha calentadora	1,800	2	9	26	32,40	842,40	3,60
	Arrocera	0,250	1	9	26	2,25	58,50	0,25
	Congelador	0,100	1	24	30	2,40	72,00	0,10
Batidora	0,400	1	12	22	4,80	105,60	0,40	
Ventilador	0,030	4	15	22	1,80	39,60	0,12	
Congelador	0,062	1	24	30	1,49	44,64	0,06	

	Licudadora	0,700	1	10	26	7,00	182,00	0,70
	Router	0,120	2	24	30	5,76	172,80	0,24
	TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA					334,99	9117,01	
	Carga Conectada Total							24,26
Bloque B	Carga	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Video beam	0,345	2	4	25	2,76	69,00	0,69
	Televisor LG	0,086	1	4	25	0,34	8,60	0,09
	TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA					3,10	77,60	
	Carga Conectada Total							0,78
Bloque C	Carga	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Video beam	0,296	1	4	22	1,18	26,05	0,30
	TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA					1,18	26,05	
	Carga Conectada Total							0,30
Bloque D	Carga	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Video beam Epson	0,235	6	8	21	11,28	236,88	1,41
	Video beam Epson	0,296	1	8	21	2,37	49,73	0,30
	Video beam Panasonic	0,300	6	8	21	14,40	302,40	1,80
	Video beam 3M	0,340	1	8	21	2,72	57,12	0,34
	Amplificador de audio	0,650	14	8	21	72,80	1528,80	9,10
	Televisor LG	0,300	1	8	21	2,40	50,40	0,30
	TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA					105,97	2225,33	
	Carga Conectada Total							13,25
Bloque E	Carga	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Cafetera	0,600	1	6	22	3,60	79,20	0,60
	Cafetera	0,900	1	4	22	3,60	79,20	0,90
	Dispensador de agua	0,430	1	24	30	10,32	309,60	0,43
	Microondas	1,050	1	6	22	6,30	138,60	1,05
	Nevera	0,644	1	24	30	15,46	463,68	0,64
	TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA					39,28	1070,28	
	Carga Conectada Total							3,62
	Carga	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Ventilador Sanyo	0,030	1	2,000	8	0,06	0,48	0,03
	Ecoflam Max	0,025	1	0,003	8	0,00	0,00	0,03
	Extractor	0,110	1	2,000	8	0,22	1,76	0,11
	Molino	2,200	1	13,000	8	28,60	228,80	2,20
	Empacadora al vacío	0,900	1	13,000	8	11,70	93,60	0,90
	Empacadora al vacío	0,950	1	13,000	8	12,35	98,80	0,95
	Horno secador	0,000	1	0,000	0	0,00	0,00	0,00
	Extractor	0,341	1	13,000	8	4,43	35,46	0,34
	Centrifuga	0,007	1	13,000	8	0,09	0,73	0,01
	Estufa 2 puestos	9,600	1	13,000	8	124,80	998,40	9,60
	Nevera	1,029	1	24	30	24,70	740,88	1,03
	Nevera Inducol	1,029	1	24	30	24,70	740,88	1,03
	Cabina	0,150	1	1	22	0,15	3,30	0,15
	Destilador	2,200	1	1	22	2,20	48,40	2,20
	Termoreactor	0,300	1	1	22	0,30	6,60	0,30
	Espectrofotómetro Lab Scient	0,788	1	1	22	0,79	17,34	0,79
	Espectrofotómetro Thermo	0,100	1	1	22	0,10	2,20	0,10
	Espectrofotómetro Mapada	0,120	1	1	22	0,12	2,64	0,12
	Manta de calentamiento	0,500	1	1	22	0,50	11,00	0,50
	Batidora	0,000	1	1	22	0,00	0,00	0,00
	Termoconstante	0,095	1	1	22	0,10	2,09	0,10
Detector de masas	2,000	1	8	22	16,00	352,00	2,00	

Bloque F	Detector de masas	2,000	1	8	22	16,00	352,00	2,00
	Generador de nitrógeno	1,440	1	8	22	11,52	253,44	1,44
	Estufa de secado	0,400	1	1	22	0,40	8,80	0,40
	Estufa de secado Binder	1,600	1	1	22	1,60	35,20	1,60
	Rotoevaporador	1,300	1	1	22	1,30	28,60	1,30
	Plancha de calentamiento	3,155	1	1	22	3,16	69,41	3,16
	Medidor de PH	0,006	2	1	22	0,01	0,26	0,01
	Balanza analítica	0,012	1	1	22	0,01	0,26	0,01
	Extractor solvente	0,500	1	1	22	0,50	11,00	0,50
	Biofermentador	1,200	1	1	22	1,20	26,40	1,20
	Mufla	1,200	1	1	22	1,20	26,40	1,20
	Extractor	0,048	4	8	22	1,54	33,79	0,19
	Congelador	0,575	1	24	30	13,80	414,00	0,58
	Nevera	0,216	1	24	30	5,18	155,52	0,22
	Destilador	3,000	1	2	22	6,00	132,00	3,00
	Desionizador	0,080	1	2	22	0,16	3,52	0,08
	Autoclave vertical	2,794	1	2	22	5,59	122,94	2,79
	Espectrofotometro	0,096	1	2	22	0,19	4,22	0,10
	Balanza	0,003	2	2	22	0,01	0,26	0,01
	Horno	1,730	1	4	22	6,92	152,24	1,73
	Incubadora	0,300	1	2	22	0,60	13,20	0,30
	Agitador orbital	0,540	1	2	22	1,08	23,76	0,54
	Plancha de calentamiento	1,050	3	1	22	3,15	69,30	3,15
	Estufa	2,200	1	1	22	2,20	48,40	2,20
	Microscopio	0,005	1	2	22	0,01	0,22	0,01
	Microcentrifuga	0,700	1	1	22	0,70	15,40	0,70
	Cabina de flujo laminar	0,340	2	2	22	1,36	29,92	0,68
	Cabina de flujo laminar	0,400	2	2	22	1,60	35,20	0,80
	Incubadora	0,300	1	2	22	0,60	13,20	0,30
	Rotoevaporador	1,300	1	1	22	1,30	28,60	1,30
	Cabina extractora de gases	0,400	1	1	22	0,40	8,80	0,40
	Autoclave	1,650	1	1	22	1,65	36,30	1,65
	Sistema de vacío universal	0,920	1	1	22	0,92	20,24	0,92
	Chiller	0,500	1	0	0	0,00	0,00	0,00
	Termociclador	0,500	1	0	0	0,00	0,00	0,00
	Cámara de fotodocumentación	0,600	1	0	0	0,00	0,00	0,00
	Termociclador de tiempo real	0,960	1	0	0	0,00	0,00	0,00
	Concentrador de vacío	0,690	1	0	0	0,00	0,00	0,00
	Centrifuga	0,330	1	0	0	0,00	0,00	0,00
	Incubadora CO2	0,345	1	0	0	0,00	0,00	0,00
	Nevera	0,660	1	24	30	15,84	475,20	0,66
	Nevera	0,072	1	24	30	1,73	51,84	0,07
	Cabina de flujo laminar	0,400	1	2	22	0,80	17,60	0,40
	Incubadora shaking	1,000	1	4	22	4,00	88,00	1,00
	Centrifuga digital	0,750	1	2	22	1,50	33,00	0,75
	Agitador orbital	0,025	1	2	22	0,05	1,10	0,03
	Incubadora	0,300	1	4	22	1,20	26,40	0,30
	Autoclave	4,700	1	0	0	0,00	0,00	0,00
	Autoclave	1,050	1	2	22	2,10	46,20	1,05
	Gramera	0,005	1	1	22	0,01	0,11	0,01
Microscopio	0,003	3	1	22	0,01	0,20	0,01	
Microscopio	0,102	5	4	30	2,04	61,20	0,51	
Extractor	0,025	1	24	30	0,60	18,00	0,03	
Incubadora	0,900	1	2	22	1,80	39,60	0,90	
Incubadora	0,800	1	2	22	1,60	35,20	0,80	
Destilador	0,580	1	2	22	1,16	25,52	0,58	
Destilador	0,800	1	2	22	1,60	35,20	0,80	
Baño serológico	0,130	1	2	22	0,26	5,72	0,13	
Agitador	0,018	1	2	22	0,04	0,79	0,02	
Agitador	0,800	1	2	22	1,60	35,20	0,80	
Centrifuga	0,110	1	2	22	0,22	4,84	0,11	
Licuada	0,500	1	2	22	1,00	22,00	0,50	
Autoclave	1,050	1	2	22	2,10	46,20	1,05	
Autoclave	2,618	1	2	22	5,24	115,19	2,62	
Autoclave	2,500	1	2	22	5,00	110,00	2,50	
Horno termocultivo	0,800	1	2	22	1,60	35,20	0,80	
Microondas	1,100	1	2	22	2,20	48,40	1,10	
Microscopio	0,003	1	2	22	0,01	0,13	0,00	

Termociclador	0,250	1	2	22	0,50	11,00	0,25
Transiluminador	0,048	1	2	22	0,10	2,11	0,05
Fuente de alimentación	0,200	1	2	22	0,40	8,80	0,20
Cabina de flujo laminar	0,400	1	2	22	0,80	17,60	0,40
Nevera	0,200	1	24	30	4,80	144,00	0,20
Nevera	0,115	1	24	30	2,76	82,80	0,12
Nevera	0,575	1	24	30	13,80	414,00	0,58
Nevera	1,150	1	24	30	27,60	828,00	1,15
Nevera	0,470	1	24	30	11,28	338,40	0,47
Termociclador	0,800	1	2	30	1,60	48,00	0,80
Televisor LG	0,390	2	4	22	3,12	68,64	0,78
Televisor LG	0,390	1	7	24	2,57	61,78	0,39
Video beam	0,340	1	4	22	1,36	29,92	0,34
Nevera	0,072	1	24	30	1,73	51,84	0,07
Nevera Postobón	0,955	1	24	30	22,92	687,60	0,96
Nevera Postobón	3,400	1	24	30	81,60	2448,00	3,40
Nevera Coca-Cola	1,120	1	24	30	26,88	806,40	1,12
Sandwichera	0,700	1	8	26	5,60	145,60	0,70
Microondas	0,700	1	8	26	5,60	145,60	0,70
Ventilador Sankey	0,030	1	13	26	0,39	10,14	0,03
Nevera Coca-Cola	0,664	1	24	30	15,94	478,08	0,66
Nevera Postobón	3,400	3	24	30	244,80	7344,00	10,20
Microondas	1,050	1	8	26	8,40	218,40	1,05
Sandwichera	0,700	1	8	26	5,60	145,60	0,70
Licudadora	0,390	1	4	26	1,56	40,56	0,39
Nevera Hit	0,390	1	24	30	9,36	280,80	0,39
Nevera Haceb	1,540	1	24	30	36,96	1108,80	1,54
Congelador	1,926	2	11	26	42,37	1101,67	3,85
Vitrina	0,016	1	11	26	0,18	4,58	0,02
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA					963,62	23666,93	
					Carga Conectada Total	103,94	

Carga	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hro / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
Ventilador Oscil	0,030	1	3	22	0,09	1,98	0,03
Ventilador Sanyo	0,030	3	4	22	0,36	7,92	0,09
Televisor LG	0,135	1	0	0	0,00	0,00	0,00
Equipo de Órganos	0,002	1	1	22	0,00	0,04	0,00
Negatoscopio	0,009	1	0	0	0,00	0,00	0,00
Facturero Epson	0,002	1	1	22	0,00	0,04	0,00
Video beam	0,363	2	5	22	3,63	79,86	0,73
Cinta transportadora	0,055	1	2	22	0,11	2,42	0,06
Televisor LG	0,140	1	5	22	0,70	15,40	0,14
Lámpara	0,008	1	5	22	0,04	0,88	0,01
Selladora	0,500	1	5	22	2,50	55,00	0,50
Ventilador Sanyo	0,030	3	4	22	0,36	7,92	0,09
Televisor LG	0,135	1	0	0	0,00	0,00	0,00
Nevera	0,000	1	0	0	0,00	0,00	0,00
Autoclave	1,600	1	4	22	6,40	140,80	1,60
Nevera	0,098	1	24	22	2,35	51,74	0,10
Amalgamador	0,200	1	8	22	1,60	35,20	0,20
Raspador dental ultrasónico	0,036	1	8	22	0,29	6,34	0,04
Módulo odontológico	1,500	2	8	22	24,00	528,00	3,00
Parlante de sonido	2,800	2	6	8	33,60	268,80	5,60
Amplificador de audio	0,923	1	6	8	5,54	44,30	0,92
Mezclador de audio	0,020	1	6	8	0,12	0,96	0,02
Ventilador Sanyo	0,055	1	4	22	0,22	4,84	0,06
Ventilador Silver Crown	0,045	1	4	22	0,18	3,96	0,05
Test de jarra	0,250	2	0,01	0,01	0,01	0,00	0,50
Turbidímetro	0,028	1	4	3	0,11	0,34	0,03
Incubadora	0,170	1	4	3	0,68	2,04	0,17
Espectrofotómetro	0,006	1	4	22	0,02	0,53	0,01
Digestor	0,220	1	4	22	0,88	19,36	0,22
Termoreactor	0,345	1	4	22	1,38	30,36	0,35
Medidor Ph	0,015	1	2	22	0,03	0,66	0,02
Agitador magnético	0,023	1	4	22	0,09	2,02	0,02
Extractor de aire	0,018	1	8	22	0,14	3,17	0,02
Nevera	0,216	1	24	30	5,18	155,52	0,22

	Congelador	0,240	1	24	30	5,76	172,80	0,24
	Nevera	0,102	1	24	30	2,45	73,44	0,10
	Balanza	0,001	1	2	22	0,00	0,04	0,00
	Balanza	0,014	1	2	22	0,03	0,62	0,01
	Mufla	1,200	1	4	22	4,80	105,60	1,20
	Horno	1,000	1	4	22	4,00	88,00	1,00
	Ventilador	0,030	1	0	0	0,00	0,00	0,00
						TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA	107,66	1910,91
							Carga Conectada Total	17,32
	Carga	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Microondas	1,050	3	10	26	31,50	819,00	3,15
	Nevera	0,955	1	14	26	13,18	342,65	0,96
	Nevera	0,644	1	24	30	15,46	463,68	0,64
	Nevera	0,332	1	24	30	7,97	239,04	0,33
Bloque H	Nevera	0,955	1	24	30	22,92	687,60	0,96
	Televisor	0,200	1	14	26	2,76	71,76	0,20
	Cafetera	0,500	1	14	26	6,90	179,40	0,50
	Vitrina calentadora	0,003	1	14	26	0,04	1,08	0,00
	Ventilador	0,030	3	13	26	1,19	30,89	0,09
	Estufa eléctrica	9,600	1	4	26	38,40	998,40	9,60
	Microondas	0,750	1	4	26	3,00	78,00	0,75
	Nevera	0,106	1	24	26	2,54	66,14	0,11
	Licudadora	0,600	2	4	26	4,80	124,80	1,20
	Vitrina calentadora	0,100	1	10	26	1,00	26,00	0,10
	Licudadora	0,500	1	10	26	5,00	130,00	0,50
	Nevera	2,200	1	24	30	52,80	1584,00	2,20
	Nevera	0,955	1	24	30	22,92	687,60	0,96
	Congelador	0,062	1	24	30	1,49	44,64	0,06
	Congelador	0,932	1	24	30	22,37	671,04	0,93
	Parrilla	0,300	1	10	26	3,00	78,00	0,30
	Estufa eléctrica	2,200	1	15	26	32,56	846,56	2,20
	Picador de hielo	0,300	1	10	26	3,00	78,00	0,30
	Batidora eléctrica	0,250	1	10	26	2,50	65,00	0,25
	Estufa eléctrica	9,600	1	15	26	142,08	3694,08	9,60
	Ventilador	0,040	1	4	26	0,14	3,64	0,04
	Ventilador	0,025	1	4	26	0,09	2,28	0,03
Ventilador	0,030	1	4	26	0,11	2,73	0,03	
Router	0,012	2	10	22	0,24	5,28	0,02	
Televisor	0,390	1	6	26	2,46	63,88	0,39	
Televisor	0,390	1	7	26	2,73	70,98	0,39	
						TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA	445,13	12156,15
							Carga Conectada Total	36,78
Bloque I	Carga	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Televisor	0,130	3	14	26	5,46	141,96	0,39
	Video beam Epson	0,498	1	10	22	4,98	109,56	0,50
	Video beam Epson	0,315	1	10	22	3,15	69,30	0,32
	Parlante de sonido	0,020	1	8	22	0,16	3,52	0,02
	Televisor	0,140	1	10	22	1,40	30,80	0,14
Video beam	0,326	2	8	26	5,22	135,62	0,65	
Video beam	0,326	1	6	22	1,96	43,03	0,33	

	Nevera Samsung	0,200	1	24	30	4,80	144,00	0,20
	Nevera Thermo Scientific	0,713	1	24	30	17,11	513,36	0,71
	Cabina de flujo laminar	0,880	1	1	22	0,88	19,36	0,88
	Microondas	1,050	1	1	22	1,05	23,10	1,05
	Ventilador	0,090	1	2	22	0,18	3,96	0,09
	Centrifuga	0,750	1	10	22	7,50	165,00	0,75
	Limpiador ultrasónico	0,280	1	4	22	1,12	24,64	0,28
	Incubadora	0,200	1	10	22	2,00	44,00	0,20
	Autoclave All American	1,050	1	10	22	10,50	231,00	1,05
	Autoclave Gemmy	0,900	1	10	22	9,00	198,00	0,90
	Horno	0,800	1	10	22	8,00	176,00	0,80
	Destilador	1,200	1	10	22	12,00	264,00	1,20
	Gramera AND	0,012	1	4	22	0,05	1,06	0,01
	Shaker Vvr	0,040	1	4	22	0,16	3,52	0,04
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						460,06	11844,24	
						Carga Conectada Total		40,85

Bloque Administrativo	Carga	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)	
	Cafetera 1	0,100	1	1	22	0,10	2,20	0,10	
	Cafetera 2	0,200	2	2	22	0,80	17,60	0,40	
	Cafetera 3	0,650	1	2	22	1,30	28,60	0,65	
	Cafetera 4	0,900	1	2	22	1,80	39,60	0,90	
	Radio	0,030	2	4	22	0,24	5,28	0,06	
	Nevera 1	0,110	1	24	30	2,64	79,20	0,11	
	Nevera 2	0,120	1	24	30	2,88	86,40	0,12	
	Dispensador de agua	0,430	1	8	22	3,44	75,68	0,43	
	Calentador	0,500	1	3	22	1,50	33,00	0,50	
	Ventilador	0,040	1	6	22	0,24	5,28	0,04	
	TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						14,94	372,84	
							Carga Conectada Total		3,31

Biblioteca	Carga	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)	
	Parlantes de sonido	2,800	8	8	22	179,20	3942,40	22,40	
	Videobeam	0,326	1	8	22	2,61	57,38	0,33	
	Detector	0,360	1	12	22	4,32	95,04	0,36	
	Nevera	0,332	1	8	26	2,52	65,60	0,33	
	Ventilador	0,030	1	4	26	0,12	3,12	0,03	
	Dispensador de agua	0,065	1	8	26	0,49	12,84	0,07	
	Estufa eléctrica	2,200	1	4	26	8,80	228,80	2,20	
	Ventilador	0,030	3	8	22	0,72	15,84	0,09	
	Parlantes de sonido	0,009	1	8	22	0,07	1,58	0,01	
	Cafetera Imusa	0,600	1	1	22	0,60	13,20	0,60	
	Videobeam	0,363	1	4	22	1,45	31,94	0,36	
	Cafetera Oster	0,500	1	4	22	2,00	44,00	0,50	
	Parlantes de sonido	0,040	1	7	25	0,29	7,30	0,04	
	Televisor Sony	0,200	1	24	30	4,80	144,00	0,20	
	Grabadora de vídeo	0,018	1	24	30	0,43	12,96	0,02	
	Nevera	0,393	1	24	30	9,43	282,96	0,39	
	Cafetera	1,300	1	4	25	5,20	130,00	1,30	
	Dispensador de agua	0,523	1	24	30	12,55	376,56	0,52	
	Parlante de sonido	0,020	1	10	22	0,20	4,40	0,02	
	Mezclador	0,050	1	24	30	1,20	36,00	0,05	
	Cámara	0,030	1	24	30	0,72	21,60	0,03	
	Microfonos	0,003	4	10	22	0,12	2,64	0,01	
	Cafetera Hoffen	0,650	1	8	22	5,20	114,40	0,65	
	Ventilador Sanyo	0,030	1	4	22	0,12	2,64	0,03	
	Switch	0,200	1	8	22	1,60	35,20	0,20	
	Televisor LG	0,140	1	15	25	2,04	51,10	0,14	
	Ventilador Samurai	0,030	1	15	22	0,44	9,64	0,03	
	Video beam	0,299	1	10	25	2,99	74,75	0,30	
	Televisor Samsung	0,150	1	8	22	1,20	26,40	0,15	
	Microondas	1,150	1	8	22	9,20	202,40	1,15	
	Licuada	0,450	1	8	22	3,60	79,20	0,45	
	TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						264,25	6125,90	
							Carga Conectada Total		32,96

Comedor	Carga	Polencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Nevera	19,066	1	24	30	457,58	13727,52	19,07
Nevera	5,210	2	24	30	250,08	7502,40	10,42	
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						707,66	21229,92	
Carga Conectada Total								29,49
La Vallenata	Carga	Polencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Nevera Postobón	0,110	1	24	26	2,64	68,64	0,11
	Televisor LG	0,040	1	0	0	0,00	0,00	0,00
	Equipo de sonido Sony	0,028	1	8	21	0,22	4,70	0,03
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						2,86	73,34	
Carga Conectada Total								0,14
TOTAL KW Conectados en otros equipos							310,64	
TOTAL KWh Diarios en otros equipos							3.480,97	
TOTAL KWh Mensuales en otros equipos							90.600,39	

Fuente: Diagnostico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Sabanas

Anexo 5. Censo de carga de equipos de oficina en la UPC sede Sabanas.

Bloque A	Carga	Polencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Computador Dell	0,287	2	16	22	9,18	202,05	0,57
	Cámaras	0,018	4	16	22	1,15	25,34	0,07
	Pantalla	0,200	1	16	22	3,20	70,40	0,20
	Computador	0,287	6	16	22	27,55	606,14	1,72
	Impresora	1,440	1	14	22	20,16	443,52	1,44
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						61,25	1347,46	
Carga Conectada Total								4,01
Bloque B	Carga	Polencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Computador Lenovo	0,120	59	14	25	99,12	2478,00	7,08
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						99,12	2478,00	
Carga Conectada Total								7,08
Bloque C	Carga	Polencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Computador HP	0,065	1	16	22	1,04	22,88	0,07
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						1,04	22,88	
Carga Conectada Total								0,07
Bloque D	Carga	Polencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Computador Westinghouse	0,330	15	15	21	74,25	1559,25	4,95
	Computador HP	0,065	1	11	22	0,72	15,73	0,07
	Computador HP	0,120	20	11	22	26,40	580,80	2,40
	Impresora Ricoh	1,180	1	11	22	12,98	285,56	1,18
	Parlantes de sonido Logitech	0,004	2	11	22	0,09	1,94	0,01
	Parlantes de sonido Ramitech	0,003	1	11	22	0,03	0,73	0,00
	CPU Janus	0,300	1	11	22	3,30	72,60	0,30
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						117,77	2516,60	
Carga Conectada Total								8,91

Bloque E	Carga	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
		Computador Lenovo	0,120	1	8	22	0,96	21,12
	Computador Lenovo	0,150	1	8	22	1,20	26,40	0,15
	Computador Lenovo	0,120	1	6	8	0,72	5,76	0,12
	Computador Lenovo	0,150	1	6	8	0,90	7,20	0,15
	Computador Lenovo	0,150	4	4	22	2,40	52,80	0,60
	Computador Apple	0,300	1	6	8	1,80	14,40	0,30
	Computador Dell	0,209	1	8	22	1,67	36,78	0,21
	Computador LG	0,223	1	8	22	1,78	39,25	0,22
	Impresora Hp	0,480	1	4	22	1,92	42,24	0,48
	TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA					13,36	245,95	
	Carga Conectada Total							2,35
Bloque F	Carga	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Computador	0,287	1	9	21	2,58	54,24	0,29
	Computador Lenovo	0,287	1	8	22	2,30	50,51	0,29
	Computador Dell	0,550	1	8	22	4,40	96,80	0,55
	Computador Hp	0,120	1	7	24	0,79	19,01	0,12
	Computador Hp	0,000	1	6	22	0,00	0,00	0,00
	Impresora Hp	0,210	1	2	22	0,42	9,24	0,21
	Computador Lenovo	0,287	1	8	22	2,30	50,51	0,29
	Fotocopiadora Ricoh	1,500	1	10	26	15,00	390,00	1,50
	Fotocopiadora Ricoh	2,860	1	10	26	28,60	743,60	2,86
	Fotocopiadora Ricoh	1,600	1	10	26	16,00	416,00	1,60
	Impresora Epson	0,011	2	10	26	0,22	5,72	0,02
	Impresora Epson	0,010	1	10	26	0,10	2,60	0,01
	Computador Samsung	0,215	2	13	26	5,59	145,34	0,43
	Computador Compaq	0,350	1	13	26	4,55	118,30	0,35
Pantalla Acer	0,250	1	24	30	6,00	180,00	0,25	
Grabadora de video	0,050	1	24	30	1,20	36,00	0,05	
Impresora HP	0,440	1	8	22	3,52	77,44	0,44	
	TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA					93,57	2395,32	
	Carga Conectada Total							9,25
Bloque G	Carga	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Computador Lenovo	0,006	3	11	22	0,20	4,36	0,02
	Impresora Samsung	0,300	1	11	22	3,30	72,60	0,30
	Computador Lenovo	0,150	1	8	22	1,20	26,40	0,15
	Computador Lenovo	0,120	2	8	22	1,92	42,24	0,24
	Impresora Hp	0,583	1	2	22	1,17	25,65	0,58
	Computador Lenovo	0,090	1	8	22	0,72	15,84	0,09
	Impresora Hp	0,255	1	2	22	0,51	11,22	0,26
	Computador Hp	0,065	1	8	22	0,52	11,44	0,07
	Computador portátil	0,045	1	4	22	0,17	3,76	0,05
	Computador Lenovo	0,287	1	8	22	2,30	50,51	0,29
	Computador Lenovo	0,287	1	4	3	1,15	3,44	0,29
Computador Hp	0,120	1	8	22	0,96	21,12	0,12	
	TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA					14,11	288,59	
	Carga Conectada Total							2,44
Bloque H	Carga	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Computador Lenovo	0,280	1	13	26	3,70	96,10	0,28
	Computador Lenovo	0,280	1	13	26	3,70	96,10	0,28
	Computador Hp	0,280	1	13	26	3,70	96,10	0,28
	Computador AOC	0,280	1	13	26	3,70	96,10	0,28
	Computador Lenovo	0,257	1	14	22	3,60	79,16	0,26
	Computador Lenovo	0,220	1	14	22	3,08	67,76	0,22
	Computador Lenovo	0,220	1	14	22	3,08	67,76	0,22
	Computador LG	0,820	1	14	22	11,48	252,56	0,82
	Impresora Ricoh	1,440	2	10	22	28,80	633,60	2,88
	Impresora Ricoh	1,500	1	10	22	15,00	330,00	1,50
Computador LG	0,220	1	8	26	1,76	45,76	0,22	

	Computador Hp	0,223	1	8	26	1,78	46,38	0,22
	Computador Acer	0,223	1	8	26	1,78	46,38	0,22
	Computador Hp	0,065	1	8	26	0,52	13,52	0,07
	Computador Hp	0,065	1	8	26	0,52	13,52	0,07
	Portátil Hp	0,090	1	8	26	0,72	18,72	0,09
	Portátil Hp	0,045	1	8	26	0,36	9,36	0,05
	Impresora Ricoh	1,440	1	8	26	11,52	299,52	1,44
	Impresora Epson	0,030	2	8	26	0,48	12,48	0,06
	Impresora Epson	0,013	1	8	26	0,10	2,70	0,01
	Impresora Epson	0,012	1	8	26	0,10	2,50	0,01
	Parlante de sonido	0,006	1	8	26	0,05	1,25	0,01

TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA 99,52 2327,32

Carga Conectada Total 9,48

Carga	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
Computador Lenovo	0,120	25	10	22	30,00	660,00	3,00
Computador Lenovo	0,587	1	10	22	5,87	129,14	0,59
Computador Lenovo	0,287	1	10	22	2,87	63,14	0,29
Computador Apple	0,300	2	10	22	6,00	132,00	0,60
Computador Lenovo	0,120	25	11	26,00	32,10	834,60	3,00
Computador Lenovo	0,120	25	10	22,00	30,00	660,00	3,00
Computador Lenovo	0,120	29	11	26	38,28	995,28	3,48
Computador Lenovo	0,120	19	6	26	13,68	355,68	2,28
Computador Lenovo	0,090	2	6	26	1,08	28,08	0,18
Computador MAC	0,300	18	10	22	54,00	1188,00	5,40
Computador Lenovo	0,120	5	10	22	6,00	132,00	0,60
Computador Lenovo	0,090	1	10	22	0,90	19,80	0,09
Computador MAC	0,300	25	10	22	75,00	1650,00	7,50
Computador Lenovo	0,120	24	6	22	17,28	380,16	2,88

Computador Lenovo	0,120	2	10	22	2,40	52,80	0,24
Computador Lenovo	0,090	1	10	22	0,90	19,80	0,09
Parlantes de sonido Genius	0,003	24	6	22	0,43	9,50	0,07

TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA 316,79 7309,98

Carga Conectada Total 33,29

Carga	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
Computador Lenovo	0,150	1	14	22	2,10	46,20	0,15
Impresora Hp	0,023	1	14	22	0,32	7,08	0,02
Computador Lenovo	0,287	1	4	22	1,15	25,26	0,29
Computador Lenovo	0,287	1	0	0	0,00	0,00	0,00
Computador Lenovo	0,287	1	14	26	4,02	104,47	0,29
Computador Lenovo	0,287	2	8	22	4,59	101,02	0,57
Computador Dell	0,258	1	6	22	1,55	34,06	0,26
Computador HP	0,180	2	6	22	2,16	47,52	0,36
Computador portátil HP	0,065	1	6	22	0,39	8,58	0,07
Impresora HP	0,365	1	8	22	2,92	64,24	0,37
Computador iMac	0,205	1	0	0	0,00	0,00	0,00
Computador Lenovo	0,287	1	8	22	2,30	50,51	0,29
Computador Lenovo	0,287	3	8	22	6,89	151,54	0,86
Computador Lenovo	0,287	9	8	26	20,66	537,26	2,58
Computador Lenovo	0,120	18	8	26	17,28	449,28	2,16
Computador Lenovo	0,120	1	8	22	0,96	21,12	0,12
Impresora Kyocera	0,720	1	4	22	2,88	63,36	0,72
Escaner	0,018	1	1	22	0,02	0,40	0,02
Impresora Epson	0,011	1	4	22	0,04	0,97	0,01
Impresora Samsung	0,110	1	4	22	0,44	9,68	0,11
Computador portátil HP	0,045	30	8	26	10,80	280,80	1,35
Computador HP todo en uno	0,200	26	8	26	41,60	1081,60	5,20

TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA 123,07 3084,94

Carga Conectada Total 15,79

Bloque Administrativo	Carga	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Computador Lenovo	0,287	15	12	21	51,66	1084,86	4,31
	Computador MAC	0,120	2	10	21	2,40	50,40	0,24
	Computador todo en uno	0,120	64	8	21	61,44	1290,24	7,68
	Impresora Carnet	0,096	1	4	21	0,38	8,06	0,10
	Impresora Epson	0,010	6	4	21	0,24	5,04	0,06
	Impresora HP 1	0,030	1	4	21	0,12	2,52	0,03
	Impresora HP 2	0,046	1	4	21	0,18	3,86	0,05
	Impresora Ricoh	0,096	3	5	21	1,44	30,24	0,29
	Impresora y Fotocopiadora	1,100	4	8	21	35,20	739,20	4,40
Impresora Multifuncional	0,500	1	4	21	2,00	42,00	0,50	
						0,38	8,06	0,10
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						165,45	3264,49	
						Carga Conectada Total		17,74
Biblioteca	Carga	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Computador Lenovo	0,120	2	12	22	2,88	63,36	0,24
	Computador Lenovo	0,250	2	8	22	4,00	88,00	0,50
	Impresora Ricoh	0,960	1	2	22	1,92	42,24	0,96
	Teléfono	0,003	3	24	30	0,22	6,48	0,01
	Computador Lenovo	0,090	2	8	22	1,44	31,68	0,18
	Computador Lenovo	0,120	5	8	22	4,80	105,60	0,60
	Impresora Samsung	0,300	2	1	22	0,60	13,20	0,60
	Computador Lenovo	0,287	1	8	22	2,30	50,51	0,29
	Computador Lenovo	0,150	2	8	22	2,40	52,80	0,30
	Impresora HP	0,781	1	2	22	1,56	34,36	0,78
	Computador Lenovo	0,130	1	8	22	1,04	22,88	0,13
	Computador Lenovo	0,150	5	8	22	6,00	132,00	0,75
	Computador Lenovo	0,120	1	8	22	0,96	21,12	0,12
	Computador Lenovo	0,090	3	8	22	2,16	47,52	0,27
	Computador Lenovo	0,250	1	8	22	2,00	44,00	0,25
	Computador HP	0,120	2	8	22	1,92	42,24	0,24
	Impresora Kyocera	0,320	1	4	22	1,28	28,16	0,32
	Computador Dell	0,328	4	7,3	25	9,58	239,44	1,31
	Computador Apple	0,300	4	7,3	25	8,76	219,00	1,20
	Computador Lenovo	0,130	1	7,3	25	0,95	23,73	0,13
	Computador LG	0,522	1	7,3	25	3,81	95,27	0,52
	Impresora Kyocera	0,320	1	7,3	25	2,34	58,40	0,32
	Impresora HP	0,480	1	4	25	1,92	48,00	0,48
	Impresora HP	0,445	2	0	0	0,00	0,00	0,00
	Teléfono	0,003	1	24	30	0,07	2,16	0,00
	Computador Dell	0,328	1	10	22	3,28	72,16	0,33
	Computador HP	0,120	1	10	22	1,20	26,40	0,12
	Computador Lenovo	0,090	1	10	22	0,90	19,80	0,09
	Computador Lenovo	0,090	2	8	22	1,44	31,68	0,18
	Computador Lenovo	0,287	2	8	22	4,59	101,02	0,57
	Computador Lenovo	0,120	4	8	22	3,84	84,48	0,48
	Computador HP	0,120	1	8	22	0,96	21,12	0,12
Computador Dell	0,328	5	8	22	13,12	288,64	1,64	
Computador Apple	0,300	4	8	22	9,60	211,20	1,20	
Computador Samsung	0,545	1	8	22	4,36	95,92	0,55	
Impresora Kyocera	0,320	1	8	22	2,56	56,32	0,32	
Teléfono	0,003	1	8	22	0,02	0,53	0,00	
Impresora Epson	0,012	1	4	22	0,05	1,06	0,01	
Computador Lenovo	0,120	56	12	22	80,64	1774,08	6,72	
Computador Lenovo	0,090	11	12	22	11,88	261,36	0,99	
Computador Dell	0,328	15	14,6	25	71,83	1795,80	4,92	
Computador Apple	0,300	9	14,6	25	39,42	985,50	2,70	
Computador LG	0,522	1	8	22	4,18	91,87	0,52	
Computador Lenovo	0,130	1	8	22	1,04	22,88	0,13	
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						319,81	7463,97	
						Carga Conectada Total		32,40

La Vallenata	Carga	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Computador Dell	0,013	15	12	21	2,34	49,14	0,20
	Computador HP todo en uno	0,011	2	10	21	0,22	4,62	0,02
	Computador Lenovo	0,005	64	8	21	2,56	53,76	0,32
	Computador Acer	0,096	1	4	21	0,38	8,06	0,10
	Impresora Epson 1	0,010	6	4	21	0,24	5,04	0,06
	Impresora Epson 2	0,030	1	4	21	0,12	2,52	0,03
	Impresora HP	0,046	1	4	21	0,18	3,86	0,05
Impresora Canon	0,096	3	5	21	1,44	30,24	0,29	
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						7,49	157,25	
Carga Conectada Total								1,06
Unidad de Emprendimiento	Carga	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hra / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)
	Computador Lenovo	0,090	2	16	22	2,88	63,36	0,18
	Computador Lenovo	0,258	4	16	22	16,51	363,26	1,03
	Impresora	0,310	1	14	22	4,34	95,48	0,31
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA						23,73	522,10	
Carga Conectada Total								1,52
TOTAL KW Conectados en equipos de oficina								145,08
ies:	343	TOTAL KWh Diarios en equipos de oficina						1.446,07
						TOTAL KWh Mensuales en equipos de oficina		33.414,85

Fuente: Diagnostico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar, sede Sabanas

Anexo 6. Censo de carga base de la UPC sede Sabanas.

Bloque Administrativo

PARTE VI CENSO DE CARGA PROMEDIO. PARETO - BLOQUE ADMINISTRATIVO							
Grupo de carga	Carga Conectada (KW)	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Porcentaje Relativo (%)	Porcentaje Acumulado (%)
Aire Acondicionado	217,600	8	22	1740,80	38297,60	65	65%
Iluminación	12,648	6	22	79,05	1739,10	5	70%
Equipos de Oficina	13,440	6	22	79,68	1752,96	15	85%
Otros equipos	3,310	7	23,5	23,47	550,50	15	100%
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA				1923,00	42340,16		
Carga Conectada Total	247,00						

Bloque P

PARTE VI CENSO DE CARGA PROMEDIO. PARETO - BLOQUE P								
Grupo de carga	Carga Conectada (KW)	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Porcentaje Relativo (%)	Porcentaje Acumulado (%)	Acumulado
Aire Acondicionado	24,320	14	27,3	340,48	9306,45	0,663463548	66%	9306,45
Motores	9,607	4	10,4	40,97	426,13	0,030378969	69%	9732,58
Iluminación	4,374	13	23,7	54,88	1293,61	0,092222395	79%	11026,19
Equipos de Oficina	7,322	7	13	53,08	672,40	0,047936126	83%	11698,60
Otros equipos	3,234	24	30,0	77,62	2328,48	0,165998963	100%	14027,08
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA				566,83	14027,08	1		
Carga Conectada Total	48,86							

Biblioteca

PARTE VI CENSO DE CARGA PROMEDIO. PARETO - BIBLIOTECA								
Grupo de carga	Carga Conectada (KW)	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Porcentaje Relativo (%)	Porcentaje Acumulado (%)	Acumulado
Aire Acondicionado	32,962	9	23,4	307,65	7204,03	0,3122174	31%	7204,03
Motores	5,500	16	26	88,00	2288,00	0,0991603	41%	9492,03
Iluminación	5,806	9	21	54,83	1166,99	0,0505767	46%	10659,02
Equipos de Oficina	6,662	9	22,8	61,01	1393,59	0,0603974	52%	12052,62
Otros equipos	24,427	17	27	406,82	11021,14	0,4776483	100%	23073,76
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA				918,30	23073,76	1		
Carga Conectada Total	75,36							

Bloque A

PARTE VI CENSO DE CARGA PROMEDIO. PARETO - BLOQUE A								
Grupo de carga	Carga Conectada (KW)	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Porcentaje Relativo (%)	Porcentaje Acumulado (%)	Acumulado
Aire Acondicionado	11,450	16	24	183,20	4396,80	0,69984639	70%	4396,80
Iluminación	4,266	13	24,9	53,63	1333,08	0,21218892	91%	5729,88
Equipos de Oficina	0,646	16	22,0	10,34	227,39	0,03619438	95%	5957,27
Otros equipos	0,924	16	22,0	14,78	325,25	0,0517703	100%	6282,52
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA				261,95	6282,52	1		
Carga Conectada Total	17,29							

Bloque B

PARTE VI CENSO DE CARGA PROMEDIO. PARETO - BLOQUE B								
Grupo de carga	Carga Conectada (KW)	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Porcentaje Relativo (%)	Porcentaje Acumulado (%)	Acumulado
Aire Acondicionado	5,930	15	26	86,73	2254,88	0,37264617	37%	2254,88
Iluminación	2,952	15	26	43,44	1129,35	0,18663867	56%	3384,23
Equipos de Oficina	7,080	14	26	99,12	2577,12	0,42589976	99%	5961,35
Otros equipos	0,862	4	26	3,45	89,65	0,0148154	100%	6051,00
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA				232,73	6051,00	1		
Carga Conectada Total	16,82							

Bloque C

PARTE VI CENSO DE CARGA PROMEDIO. PARETO - CONJUNTO DE BLOQUE C								
Grupo de carga	Carga Conectada (KW)	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Porcentaje Relativo (%)	Porcentaje Acumulado (%)	Acumulado
Aire Acondicionado	10,400	16	26,0	166,40	4326,40	0,67584118	68%	4326,40
Iluminación	4,806	16	25,3	76,90	1948,03	0,30430849	98%	6274,43
Otros Equipos	0,296	16	22	4,74	104,19	0,01627618	100%	6378,62
Equipos de Oficina	0,065	16	22	1,04	22,88	0,00357416	100%	6401,50
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA				249,07	6401,50	1		
Carga Conectada Total	15,57							

Bloque D

PARTE VI CENSO DE CARGA PROMEDIO. PARETO - BLOQUE D								
Grupo de carga	Carga Conectada (KW)	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Porcentaje Relativo (%)	Porcentaje Acumulado (%)	Acumulado
Aire Acondicionado	12,800	8	25,0	102,40	2560,00	0,55088696	55%	2560,00
Iluminación	3,468	11	23	36,47	846,15	0,18208229	73%	3406,15
Equipos de Oficina	3,105	10	23	29,81	691,55	0,14881385	88%	4097,69
Otros equipos	3,270	7	24	22,89	549,36	0,1182169	100%	4647,05
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA				191,57	4647,05	1,00		
Carga Conectada Total	22,64							

Bloque E

PARTE VI		CENSO DE CARGA PROMEDIO. PARETO - BLOQUE E						
Grupo de carga	Carga Conectada (KW)	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Porcentaje Relativo (%)	Porcentaje Acumulado (%)	
Aire Acondicion	53,677	12	20,1	629,48	12646,92	65	65%	
Motores	5,500	16	26	88,00	2288,00	10	75%	
Iluminación	12,935	13	24,5	170,74	4178,91	5	80%	
Equipos de Ofic	2,352	6	17,3	15,16	262,73	10	90%	
Otros equipos	4,131	13	25,2	52,88	1332,50	10	100%	
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA				956,26	20709,06			
Carga Conectada Total	78,60							

Bloque F

PARTE VI		CENSO DE CARGA PROMEDIO. PARETO - BLOQUE F						
Grupo de carga	Carga Conectada (KW)	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Porcentaje Relativo (%)	Porcentaje Acumulado (%)	
Aire Acondicion	72,471	9	22	637,36	14021,99	65	65%	
Motores	9,259	3	12,3	24,23	298,23	10	75%	
Iluminación	13,119	12	24,6	150,87	3716,69	5	80%	
Equipos de Ofic	9,253	11	26,1	97,16	2535,78	15	95%	
Otros equipos	103,939	12	25,7	1247,27	32054,79	5	100%	
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA				2156,89	52627,48			
Carga Conectada Total	208,04							

Bloque G

PARTE VI		CENSO DE CARGA PROMEDIO. PARETO - BLOQUE G						
Grupo de carga	Carga Conectada (KW)	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Porcentaje Relativo (%)	Porcentaje Acumulado (%)	
Aire Acondicion.	66,486	9	21	577,86	12164,02	65	65%	
Motores	20,807	2	8,8	48,83	429,68	10	75%	
Iluminación	8,183	10	22,2	78,42	1737,67	5	80%	
Equipos de Ofic	2,440	7	20,4	16,63	339,58	15	95%	
Otros equipos	18,787	6	19,8	120,56	2391,04	5	100%	
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA				842,30	17061,99			
Carga Conectada Total	116,70							

Bloque H

PARTE VI		CENSO DE CARGA PROMEDIO. PARETO - BLOQUE H							
Grupo de carga	Carga Conectada (KW)	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Porcentaje Relativo (%)	Porcentaje Acumulado (%)	Acumulado	
Aire Acondicionado	5,916	7	24,7	42,60	1050,68	0,1323043	13%	1050,68	
Motores	9,750	7	29	68,25	1979,25	0,2492319	38%	3029,93	
Iluminación	1,602	12	25,5	19,22	490,60	0,0617771	44%	3520,53	
Equipos de Oficina	0,198	8	26,0	1,58	41,18	0,005186	45%	3561,71	
Otros equipos	6,186	24	29,5	148,46	4379,69	0,5515007	100%	7941,40	
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA				280,12	7941,40		1		
Carga Conectada Total	23,65								

Bloque I

PARTE VI CENSO DE CARGA PROMEDIO. PARETO - BLOQUE I							
Grupo de carga	Carga Conectada (KW)	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Porcentaje Relativo (%)	Porcentaje Acumulado (%)
Aire Acondicionado	38,920	9	23,5	362,44	8517,40	65	65%
Motores	1,500	8	26	12,00	312,00	10	75%
Iluminación	9,052	11	23,8	95,05	2262,09	5	80%
Equipos de Oficina	33,286	9	23	304,86	6993,86	15	95%
Otros equipos	21,059	11	24,1	231,64	5582,63	5	100%
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA				774,35	18085,35		
Carga Conectada Total	82,76						

Comedor

PARTE V CENSO DE CARGA PROMEDIO. PARETO - COMEDOR								
Grupo de carga	Carga Conectada (KW)	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Porcentaje Relativo (%)	Porcentaje Acumulado (%)	Acumulado
Motores	5,500	16	26	88,00	2288,00	0,09478497	9%	2288,00
Iluminación	2,352	12	22	28,22	620,93	0,02572318	12%	2908,93
Otros equipos	29,486	24	30	707,66	21229,92	0,87949185	100%	24138,85
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA				823,89	24138,85	1		
Carga Conectada Total	37,34							

Fuente: Elaboración propia

Anexo 7. Censo de carga base de la UPC sede Hurtado.

Bloque Administrativo

CENSO DE CARGA. PARETO EDIFICIO ADMINISTRATIVO									
Administrativo	Grupo de carga	Carga	Horas	Días De Uso	Consumo	Consumo	Porcentaje	Acumulado	porcentaje
		Conectada	diarias	Mensual	Diario	Mensual	Relativo		Acumulado
		(KW)	(Hrs / día)	(Días/Mes)	(KWH / día)	(KWH / mes)	(%)		(%)
	AIRES ACONDICIONADOS	330,786	8	26	1041,624	27082,224	0,85922228	27082,224	86%
	EQUIPOS DE OFICINA	32,765	8	26	105,8	2750,8	0,08727306	29833,024	95%
	ILUMINACION	10,174	8	26	32,144	835,744	0,02651517	30668,768	97%
	OTROS EQUIPOS	28,885	8	8	63,648	509,184	0,01615459	31177,952	99%
	EQUIPOS ADICIONALES	7,881	5	26	13,135	341,51	0,01083489	31519,462	1
	TOTAL ENERGIA CONSUMIDA:				1256,351	31519,462	1		
	CARGA TOTAL CONECTADA:	410,491							

Oficina de archivos

CENSO DE CARGA. PARETO OFICINA DE ARCHIVOS									
PARTE 6	Grupo de carga	Carga	Horas	Días de uso	Consumo	Consumo	Porcentaje	Acumulado	Porcentaje
		Conectada	diarias	mensual	Diario	Mensual	Relativo		Acumulado
		(KW)	(Hrs / día)	(Días / mes)	(KWH / día)	(KWH / mes)	(%)		(%)
	AIRES ACONDICIONADOS	62,46	10	26	624,63	16240,38	0,8986196	16240,38	90%
	OTROS EQUIPOS	3,20	12	26	38,376	997,776	0,05520937	17238,156	95%
	EQUIPOS DE OFICINA	1,98	10	26	19,84	515,84	0,02854268	17753,996	98%
	ILUMINACIÓN	0,67	14	30	9,408	282,24	0,01561702	18036,236	99,80%
	EQUIPOS ADICIONALES	0,73	5	10	3,635	36,35	0,00201133	18072,586	100%
	TOTAL ENERGIA CONSUMIDA:				695,889	18072,586	1		
	CARGA TOTAL CONECTADA:	69,044							

Bloque B

CENSO DE CARGA. PARETO OFICINA Bloque B										
PARTE 6	Grupo de carga	Carga	Horas	Días de uso	Consumo	Consumo	Porcentaje	Acumulado	porcentaje	
		Conectada	diarias	mensual	Diario	Mensual	Relativo		Acumulado	
		(KW)	(Hrs / día)	(Días / mes)	(KWH / día)	(KWH / mes)	(%)		(%)	
	AIRES ACONDICIONADO		24,63	8	26	197,064	5.123,66	0,87055062	5123,664	87%
	ILUMINACIÓN		0,38	8	26	3,072	79,872	0,01357088	5203,536	88%
	EQUIPOS DE OFICINA		2,48	8	26	19,808	515,008	0,08750389	5718,544	97%
	EQUIPOS ADICIONALES		3,34	5	10	16,7	167	0,02837461	5885,544	100%
	TOTAL ENERGIA CONSUMIDA:					236,644	5885,544	1		
	CARGA TOTAL CONECTADA:		30,83							

Bloque E

PARTE 5 CENSO DE CARGA. PARETO Bloque E								
Grupo de carga	Carga Conectada (KW)	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Porcentaje Relativo (%)	Acumulado	porcentaje Acumulado (%)
AIRES ACONDICIONADO	14,08	8	17	112,608	1914,336	0,61708662	1914,336	62%
EQUIPOS DE OFICINA	3,75	8	30	30,032	900,96	0,29042465	2815,296	91%
ILUMINACIÓN	0,82	10	26	8,22	213,72	0,06889269	3029,016	98%
EQUIPOS ADICIONALES	2,44	3	10	7,32	73,2	0,02359604	3102,216	100%
TOTAL ENERGIA CONSUMIDA:				158,18	3102,216	1		
CARGA TOTAL CONECTA	21,092							

Oficinas Bloque C

PARTE 6 CENSO DE CARGA. PARETO BLOQUE C Y OFICINAS								
Grupo de carga	Carga Conectada (KW)	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Porcentaje Relativo (%)	Acumulado	porcentaje Acumulado (%)
AIRES ACONI	24,64	8	26	197,08	5124,08	0,9053516	5124,08	91%
ILUMINACIÓ	0,81	10	30	8,06	241,8	0,0427226	5365,88	95%
EQUIPOS DE	1,06	8	26	8,488	220,688	0,03899241	5586,568	99%
EQUIPOS AD	2,44	3	10	7,32	73,2	0,01293339	5659,768	100%
TOTAL ENERGIA CONSUMIDA:				220,948	5659,768	1		
CARGA TOTA	28,94							

Oficinas de postgrado

PARTE 5 CENSO DE CARGA. PARETO OFICINA DE POSGRADO								
Grupo de carga	Carga Conectada (KW)	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Porcentaje Relativo (%)	Acumulado	porcentaje Acumulado (%)
AIRES ACONI	21,11	8	17	168,912	2871,504	0,64428453	2871,504	64%
EQUIPOS DE	3,23	8	26	25,824	671,424	0,15064861	3542,928	79%
OTROS EQUII	3,09	6	30	18,54	556,2	0,1247956	4099,128	92%
ILUMINACIÓ	0,89	10	26	8,88	230,88	0,05180296	4330,008	97%
EQUIPOS AD	0,98	5	26	4,88	126,88	0,02846829	4456,888	100%
TOTAL ENERGIA CONSUMIDA:				227,036	4456,888	1		
CARGA TOTA	29,30							

Auditorio

PARTE 5 CENSO DE CARGA. PARETO AUDITORIO								
Grupo de carga	Carga Conectada (KW)	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Porcentaje Relativo (%)	Acumulado	porcentaje Acumulado (%)
AIRES ACONI	100,62	5	10	503,11	5031,1	0,79060818	5031,1	79%
OTROS EQUIP	11,47	6	10	68,8128	688,128	0,10813532	5719,228	90%
EQUIPOS DE	4,40	8	10	35,2088	352,088	0,05532859	6071,316	95%
ILUMINACIÓ	3,75	6	13	22,482	292,266	0,04592791	6363,582	100%
TOTAL ENERGIA CONSUMIDA:				629,6136	6363,582	1		
CARGA TOTAL	120,24							

Carga base total

TABLA GENERAL CON LOS DATOS ENCONTRADOS								
Edificio	Luminaria (KW)	Climatización (KW)	Equipos de oficina (KW)	Otros Equipos (KW)	Equipos	Suma	Acumulado	Porcentaje
					Adicionales	Consumo		Acumulado
						Total		(%)
Oficina de Archivos	0,670	62,460	1,980	3,200	0,730	69,040	1134,1949	97%
Bloque B	0,380	24,630	2,480	0,000	3,340	30,830	569,534	49%
Bloque E	0,820	14,080	3,750	0,000	2,440	21,090	822,857	70%
Bloque C y Oficinas	0,810	24,640	1,060	0,000	2,440	28,950	944,912	81%
Oficinas De Posgrado	0,890	21,110	3,230	3,090	0,980	29,300	1163,4909	100%
Auditorio	3,750	100,620	4,400	11,470	0,000	120,240	1065,1509	91%
Bloque Administrativo	10,174	330,786	32,765	28,885	7,881	410,491	410,491	35%

Fuente: Elaboración propia

Anexo 8. *Censo de carga base sede Hurtado.*

PARTE 3		REGISTRO DE CONSUMO ELECTRICO TEORICO DEL AIRE ACONDICIONADO BLOQUE B						
A I R E S	Tipo	Potencia	Cantidad	Horas	Días de uso	Consumo	Consumo	Carga
		del Equipo	de	diarias	mensual	Diario	Mensual	Conectada
		[KW]	Equipos	[Hrs / día]	Días / mes	KWH / día	KWH / mes	[KW]
	WESTINGHOUSE(B1)	7,038	2	8	8	112,61	900,86	14,08
	WESTINGHOUSE(B2)	7,038	2	8	8	112,61	900,86	14,08
	WESTINGHOUSE-ROYAL(B3)	7,038	2	8	8	112,61	900,86	14,08
	SPLIT(B4)	7,038	2	8	8	112,61	900,86	14,08
	WESTINGHOUSE-SPLIT(OFICINA)	7,038	2	8	26	112,61	2927,81	14,08
	TRANE(B5)	14,076	1	8	8	112,61	900,86	14,08
	TRANE(B6)	14,076	1	8	8	112,61	900,86	14,08
	TRANE(B7 BODEGA)	14,076	1	8	8	112,61	900,86	14,08
	MILEXUS(B8)	7,038	1	8	8	56,30	450,43	7,04
	WESTINGHOUSE(OFICINA COORDINACIÓN)	7,038	1	8	26	56,30	1463,90	7,04
	CONFORTLINE(OFICINA COORDINACIÓN)	3,519	1	8	26	28,15	731,95	3,52
						TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA	1041,62	11880,14
							Carga Conectada Total	130,20
	TOTAL EQUIPOS :		16					
	TOTAL KW Conectados en Aire acondicionado							130,20
	TOTAL KWh Diarios en Aire acondicionado							1.041,62
	TOTAL KWh Mensuales en Aire acondicionado							11.880,14

Censo de carga de aires acondicionados de la UPC Sede Hurtado Bloque B.

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar sede Hurtado

PARTE 1		REGISTRO DE CONSUMO ELECTRICO TEORICO DE ILUMINACION BLOQUE B							
I	SALON B1	Tipo	Potencia	Cantidad	Horas	Días de uso	Consumo	Consumo	Carga
		de	del Equipo	de	diarias	mensual	Diario	Mensual	Conectada
		Lampara	[KW]	Equipos	[Hrs / día]	Días / mes	[KWH / día]	KWH / mes	[KW]
		Led 120*30 50W	0,050	4	8	8	1,60	12,80	0,20
							TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA	1,60	12,80
								Carga Conectada Total	0,20
	SALON B2	Tipo	Potencia	Cantidad	Horas	Días de uso	Consumo	Consumo	Carga
		de	del Equipo	de	diarias	mensual	Diario	Mensual	Conectada
		Lampara	[KW]	Equipos	[Hrs / día]	Días / mes	[KWH / día]	KWH / mes	[KW]
		Led 120*30 50W	0,050	4	8	8	1,60	12,80	0,20
							TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA	1,60	12,80
								Carga Conectada Total	0,20
	SALON B3	Tipo	Potencia	Cantidad	Horas	Días de uso	Consumo	Consumo	Carga
		de	del Equipo	de	diarias	mensual	Diario	Mensual	Conectada
		Lampara	[KW]	Equipos	[Hrs / día]	Días / mes	[KWH / día]	KWH / mes	[KW]
		Led 120*30 50W	0,050	4	8	8	1,60	12,80	0,20
							TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA	1,60	12,80
								Carga Conectada Total	0,20

L U M I N A C I Ó	SALON B4	Tipo de	Potencia del Equipo	Cantidad de	Horas diarias	Días de uso mensual	Consumo Diario	Consumo Mensual	Carga Conectada	
		Lampara	[KW]	Equipos	[Hrs / día]	Días / mes	[KWH / día]	[KWH / mes]	[KW]	
		Led 120*30 50W	0,050	4	8	8	1,60	12,80	0,20	
							TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA	1,60	12,80	
									Carga Conectada Total	0,20
OFICINA LIQUIDACIÓN Y REVISIÓN DE	Tipo de	Potencia del Equipo	Cantidad de	Horas diarias	Días de uso mensual	Consumo Diario	Consumo Mensual	Carga Conectada		
	Lampara	[KW]	Equipos	[Hrs / día]	Días / mes	[KWH / día]	[KWH / mes]	[KW]		
	Led cuadrada 48W	0,048	4	8	26	1,54	39,94	0,19		
							TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA	1,54	39,94	
								Carga Conectada Total	0,19	
SALON B5	Tipo de	Potencia del Equipo	Cantidad de	Horas diarias	Días de uso mensual	Consumo Diario	Consumo Mensual	Carga Conectada		
	Lampara	[KW]	Equipos	[Hrs / día]	Días / mes	[KWH / día]	[KWH / mes]	[KW]		
	Led 120*30 50W	0,050	4	8	8	1,60	12,80	0,20		
							TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA	1,60	12,80	
								Carga Conectada Total	0,20	
SALON B6	Tipo de	Potencia del Equipo	Cantidad de	Horas diarias	Días de uso mensual	Consumo Diario	Consumo Mensual	Carga Conectada		
	Lampara	[KW]	Equipos	[Hrs / día]	Días / mes	[KWH / día]	[KWH / mes]	[KW]		
	Led 120*30 50W	0,050	4	8	8	1,60	12,80	0,20		
							TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA	1,60	12,80	
								Carga Conectada Total	0,20	
SALON B7 BODEGA	Tipo de	Potencia del Equipo	Cantidad de	Horas diarias	Días de uso mensual	Consumo Diario	Consumo Mensual	Carga Conectada		
	Lampara	[KW]	Equipos	[Hrs / día]	Días / mes	[KWH / día]	[KWH / mes]	[KW]		
	Led 120*30 50W	0,050	4	8	8	1,60	12,80	0,20		
							TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA	1,60	12,80	
								Carga Conectada Total	0,20	
SALON B8	Tipo de	Potencia del Equipo	Cantidad de	Horas diarias	Días de uso mensual	Consumo Diario	Consumo Mensual	Carga Conectada		
	Lampara	[KW]	Equipos	[Hrs / día]	Días / mes	[KWH / día]	[KWH / mes]	[KW]		
	Led 120*30 50W	0,050	4	8	8	1,60	12,80	0,20		
							TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA	1,60	12,80	
								Carga Conectada Total	0,20	

N	OFICINA COORDINACION GRUPO DE GESTION	Tipo de Lampara	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)		
		Led cuadrada 48W	0,048	4	8	26	1,54	39,94	0,19		
	TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA							1,54	39,94		
								Carga Conectada Total		0,19	
	PASILLOS BLOQUE B	Tipo de Lampara	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)		
		Led circular 18W	0,018	28	12	26	6,05	157,25	0,50		
	TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA							6,05	157,25		
								Carga Conectada Total		0,50	
	OLAZOLET A BLOQUE B	Tipo de Lampara	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)		
		Led circular 18W	0,018	4	12	26	0,86	22,46	0,07		
Led 120*30 50W		0,050	4	12	26	2,40	62,40	0,20			
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA							3,26	84,86			
							Carga Conectada Total		0,27		
	OLAZOLET A BLOQUE B	Tipo de Lampara	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)		
		Led circular 18W	0,018	4	12	26	0,86	22,46	0,07		
	Led 120*30 50W	0,050	4	12	26	2,40	62,40	0,20			
	TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA							3,26	84,86		
								Carga Conectada Total		0,27	
								TOTAL KW Conectados en iluminación		2,76	
								TOTAL KWh Diarios en iluminación		25,18	
								TOTAL KWh Mensuales en iluminación		424,38	
	TOTAL EQUIPOS :		76								

Censo de carga de luminarias de la UPC Sede Hurtado Bloque B.

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar sede Hurtado

PARTE 5 REGISTRO DE CONSUMO ELECTRICO TEORICO DEL AIRE ACONDICIONADO										
EQUIPOS ADICIONALES	Tipo	Potencia del Equipo (KW)	Cantidad de Equipos	Horas diarias (Hrs / día)	Días de uso mensual (Días / mes)	Consumo Diario (KWH / día)	Consumo Mensual (KWH / mes)	Carga Conectada (KW)		
		COMPUTADORES PORTATIL	0,225	14	3	10	9,45	94,50	3,15	
	TABLET	0,008	5	3	10	0,12	1,20	0,04		
	CELULARES INTELIGENTES	0,006	25	3	10	0,45	4,50	0,15		
	TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA							10,02	100,20	
								Carga Conectada Total		3,34
	TOTAL EQUIPOS :		44							
	TOTAL KW Conectados en Equipos Adicionales									3,34
	TOTAL KWh Diarios en Equipos Adicionales									10,02
	TOTAL KWh Mensuales en Equipos Adicionales									100,20

Censo de carga de equipos adicionales de la UPC Sede Hurtado Bloque B.

Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar sede Hurtado

PARTE 2		REGISTRO DE CONSUMO ELECTRICO TEORICO DE OTROS EQUIPOS BLOQUE B						
O T R O S E Q U I P O S	Tipo	Potencia	Cantidad	Horas	Dias de uso	Consumo	Consumo	Carga
		del Equipo	de	diarias	mensual	Diario	Mensual	Conectada
		(KW)	Equipos	(Hrs / día)	Días / mes	(KWH / día)	KWH / mes	(KW)
	ESTABILIZADOR(CDP)	0,720	2	8	26	11,52	299,52	1,44
	CAFETERA PEQUEÑA(OSTER)	0,900	1	1	26	0,90	23,40	0,90
	ASPIRADORA(TRUPER)	1,080	12	5	10	64,80	648,00	12,96
	ESATBILIZADOR(POWEST)	0,600	4	8	26	19,20	499,20	2,40
	TELEVISOR	0,154	6	8	8	7,39	59,14	0,92
	NEVERA PEQUEÑA(HACEB)	1,400	1	24	30	33,60	1008,00	1,40
	SERVIDOR WEB	0,240	1	8	30	1,92	57,60	0,24
						TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA	139,33	2594,86
							Carga Conectada Total	20,26
	TOTAL EQUIPOS :	27						
	TOTAL KW Conectados en Otros equipos							20,26
	TOTAL KWh Diarios en Otros equipos							139,33
	TOTAL KWh Mensuales en Otros equipos							2.594,86

Censo de carga de otros equipos de la UPC Sede Hurtado Bloque B.
Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar sede Hurtado

PARTE 4		REGISTRO DE CONSUMO ELECTRICO TEORICO DE EQUIPOS DE OFICINA BLOQUE B						
E Q U I P O S D E O F I C I N A	Tipo	Potencia	Cantidad	Horas	Dias de uso	Consumo	Consumo	Carga
		del Equipo	de	diarias	mensual	Diario	Mensual	Conectada
		(KW)	Equipos	(Hrs / día)	Días / mes	(KWH / día)	KWH / mes	(KW)
	COMPUTADOR LENOVO(OFICINA BLOQUE B)	0,150	7	8	26	8,40	218,40	1,05
	TELEFONOS(FANVIL)	0,002	2	8	26	0,03	0,83	0,00
	IMPRESORA (KAYOCERA)	0,711	2	8	26	11,38	295,78	1,42
						TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA	8,43	219,23
							Carga Conectada Total	2,48
	TOTAL EQUIPOS :	11						
	TOTAL KW Conectados en Equipos de oficina							2,48
	TOTAL KWh Diarios en Equipos de oficina							8,43
	TOTAL KWh Mensuales en Equipos de oficina							219,23

Censo de carga de equipos de oficina de la UPC Sede Hurtado Bloque B
Fuente: Diagnóstico preliminar del consumo energético de la Universidad Popular del Cesar sede Hurtado

Anexo 9. Cálculos de análisis económico.

Balance Inicial

Bloque Administrativo sede Sabanas

BLOQUE P SABANAS				
BALANCE INICIAL				
ACTIVOS			PASIVOS	
FIJOS	21.327	1	obligaciones	-
Instalaciones	6.309			
Equipos	15.018			
DIFERIDOS	8.659			
Estudios y análisis	5.806			
impuestos	2.853	2	Patrimonio	32.884
CAPITAL DE TRABAJO	2.898			
CAPITAL DE TRABAJO				
TOTAL ACTIVOS	32.884		TOTAL PASIVO	32.884

Valoración de moneda expresada en dólares

Fuente: Elaboración propia

Bloque P sede Sabanas

BLOQUE P SABANAS				
BALANCE INICIAL				
ACTIVOS			PASIVOS	
FIJOS	21.327	1	obligaciones	-
Instalaciones	6.309			
Equipos	15.018			
DIFERIDOS	8.659			
Estudios y análisis	5.806			
impuestos	2.853	2	Patrimonio	32.884
CAPITAL DE TRABAJO	2.898			
CAPITAL DE TRABAJO				
TOTAL ACTIVOS	32.884		TOTAL PASIVO	32.884

Fuente: Elaboración propia

Bloque P sede Sabanas															
VENTAS	0														
PERIODO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Cantidades	5336,37	5.336	5.336	5.336	5.336	5.336	5.336	5.336	5.336	5.336	5.336	5.336	5.336	5.336	5.336
Precio de ver	0,20	0,272	0,370	0,503	0,684	0,931	1,266	1,721	2,341	3,183	4,329	5,888	8,007	10,890	14,811
Ventas	1067,274	1.451,493	1.974,030	2.684,681	3.651,166	4.965,586	6.753,196	9.184,347	12.490,712	16.987,368	23.102,821	31.419,837	42.730,978	58.114,130	79.035,216

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
5.336	5.336	5.336	5.336	5.336	5.336	5.336	5.336	5.336	5.336
20,143	27,394	37,256	50,668	68,908	93,715	127,452	173,335	235,735	320,600
107.487,894	146.183,536	198.809,609	270.381,069	367.718,253	500.096,825	680.131,682	924.979,087	1.257.971,558	1.710.841,319

Fuente: Elaboración propia

Bloque Administrativo sede Hurtado

Bloque Administrativo sede Hurtado															
VENTAS	0														
PERIODO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Cantidades	23576,00	23.576	23.576	23.576	23.576	23.576	23.576	23.576	23.576	23.576	23.576	23.576	23.576	23.576	23.576
Precio de ver	8,20	0,272	0,370	0,503	0,684	0,931	1,266	1,721	2,341	3,183	4,329	5,888	8,007	10,890	14,811
Ventas	478.200	6.412,672	8.721,234	11.963,678	16.100,794	21.937,889	29.829,537	40.576,303	55.803,772	76.049,330	102.867,805	138.812,261	188.704,730	256.747,325	348.178,362

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
23.576	23.576	23.576	23.576	23.576	23.576	23.576	23.576	23.576	23.576
20,143	27,394	37,256	50,668	68,908	93,715	127,452	173,335	235,735	320,600
474.879,852	645.836,599	878.337,775	1.194.539,373	1.624.573,548	2.209.420,025	3.004.811,234	4.086.543,278	5.557.698,858	7.558.470,448

Fuente: Elaboración propia

Anexo 11. Presupuesto de inversiones.

Bloque Administrativo sede Sabanas

BLOQUE ADMIN SABANAS						
PRESUPUESTO DE INVERSIONES						
PERIODO	0	1	2	3	4	25
1. Activo fijos	-	59.199				59.198
INSTALACIONES	-	14.923				14.923
Equipos	-	44.275				44.275
2. Diferidos	-	18.024				-
ESTUDIOS Y ANALISIS	-	8.077				-
IMPUESTOS	-	9.947				-
3. Capital de trabajo	-	7.622				7.622
CAPITAL DE TRABAJO	-	7.622				7.622
Flujo de Inversión	-	84.845				66.820

Fuente: Elaboración propia

Bloque P sede Sabanas

BLOQUE P SABANAS						
PRESUPUESTO DE INVERSIONES						
PERIODO	0	1	2	3	4	25
1. Activo fijos	- 21.327					21.327
INSTALACIONES	- 6.309					6.309
Equipos	- 15.018					15.018
2. Diferidos	- 8.659					-
ESTUDIOS Y ANALISIS	- 5.806					-
IMPUESTOS	- 2.853					-
3. Capital de trabajo	- 2.898					2.898
CAPITAL DE TRABAJO	- 2.898					2.898
Flujo de Inversión	- 32.884					24.225

Fuente: Elaboración propia

Bloque Administrativo sede Hurtado

HURTADO						
PRESUPUESTO DE INVERSIONES						
PERIODO	0	1	2	3	4	25
1. Activo fijos	- 73.545					73.545
INSTALACIONES	- 20.729					20.729
Equipos	- 52.817					52.817
2. Diferidos	- 24.914					-
ESTUDIOS Y ANALISIS	- 5.806,00					-
IMPUESTOS	- 19.108,24					-
3. Capital de trabajo	- 9.790,29					9.790
CAPITAL DE TRABAJO	- 9.790,29					9.790
Flujo de Inversión	- 108.250					83.336

Fuente: Elaboración propia

Anexo 12. Costos de operación.

Bloque administrativo sede Sabanas

Bloque admin sabanas															
COSTOS															
PERIODO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1. Costos de operación	1.341	1.381	1.423	1.465	1.509	1.555	1.601	1.648	1.699	1.750	1.802	1.856	1.912	1.969	2.028
2. Costos Variables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. Costos Totales	1.381	1.423	1.465	1.509	1.555	1.601	1.648	1.699	1.750	1.802	1.856	1.912	1.969	2.028	2.089

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2.089	2.152	2.216	2.283	2.351	2.422	2.495	2.569	2.647	2.726
2.152	2.216	2.283	2.351	2.422	2.495	2.569	2.647	2.726	2.808

Bloque P sede Sabanas

Bloque P sabanas															
COSTOS															
PERIODO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1. Costos de operacion	2.702,00	2.783	2.867	2.953	3.041	3.132	3.226	3.323	3.423	3.525	3.631	3.740	3.852	3.968	4.087
2. Costos Variables															
3. Costos Totales	2.783	2.867	2.953	3.041	3.132	3.226	3.323	3.423	3.525	3.631	3.740	3.852	3.968	4.087	4.210

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
4.210	4.336	4.466	4.600	4.738	4.880	5.027	5.177	5.333	5.493
4.336	4.466	4.600	4.738	4.880	5.027	5.177	5.333	5.493	5.657

Bloque Administrativo sede Hurtado

HURTADO															
COSTOS															
PERIODO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1. Costos de operacion	2.703,0	2.784,1	2.867,6	2.953,6	3.042,3	3.133,5	3.227,5	3.324,3	3.424,1	3.526,8	3.632,6	3.741,6	3.853,8	3.969,4	4.088,5
2. Costos Variables															
3. Costos Totales	2.784	2.868	2.954	3.042	3.134	3.228	3.324	3.424	3.527	3.633	3.742	3.854	3.969	4.089	4.211

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
4.211,2	4.337,5	4.467,6	4.601,7	4.739,7	4.881,9	5.028,4	5.179,2	5.334,6	5.494,6
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.338	4.468	4.602	4.740	4.882	5.028	5.179	5.335	5.495	5.659

Fuente: Elaboración propia

Anexo 13. Depreciaciones y diferidos.

Bloque Administrativo sede Sabanas

Bloque admin sabanas						
DEPRECIACIONES Y DIFERIDOS						
PERIODO		1	2	3	4	5
1. Inv. Fijas Depreciables	59.198					
INSTALACIONES	14.923	597	597	597	597	597
		-	-	-	-	-
Equipos	44.275	1.771	1.771	1.771	1.771	1.771
2.2 Depreciación		2.368	2.368	2.368	2.368	2.368
Amortización diferidos		721	721	721	721	721
ESTUDIOS Y ANALISIS	8.077	323	323	323	323	323
IMPUESTO	9.947	398	398	398	398	398
4. Amortización Diferidos						

Bloque P sede Sabanas

bloque p sabanas						
DEPRECIACIONES Y DIFERIDOS						
PERIODO		1	2	3	4	5
1. Inv. Fijas Depreciables	21.327					
INSTALACIONES	6.309	252	252	252	252	252
		-	-	-	-	-
Equipos	15.018	601	601	601	601	601
2.2 Depreciación		853	853	853	853	853
Amortización diferidos		346	346	346	346	346
ESTUDIOS Y ANALISIS	5.806	232	232	232	232	232
IMPUESTO	2.853	114	114	114	114	114
4. Amortización Diferidos						

Bloque Administrativo sede Hurtado

HURTADO						
DEPRECIACIONES Y DIFERIDOS						
PERIODO		1	2	3	4	5
1. Inv. Fijas Depreciables	73.545					
INSTALACIONES	20.728,78	829	829	829	829	829
		-	-	-	-	-
Equipos	52.816,58	2.113	2.113	2.113	2.113	2.113
2.2 Depreciación		2.942	2.942	2.942	2.942	2.942
Amortización diferidos		997	997	997	997	997
ESTUDIOS Y ANALISIS	5.806	232	232	232	232	232
IMPUESTO	19.108,24	764	764	764	764	764
4. Amortización Diferidos						

Fuente: Elaboración propia

Anexo 14. Flujo de producción.

Bloque Administrativo sede Sabanas

admin sabanas															
FLUJO DE PRODUCCIÓN															
PERIODO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1 Ventas	3.730,50	5.166,07	7.025,85	9.555,16	12.395,02	17.673,23	24.035,59	32.688,40	44.456,22	60.480,46	82.226,23	111.827,67	152.085,63	206.836,46	281.287,56
2 Costos totales	1.361	1.423	1.465	1.503	1.555	1.603	1.649	1.699	1.750	1.802	1.856	1.912	1.969	2.028	2.089
3 Utilidad antes de impuestos	2.417	3.743	5.561	8.048	11.440	16.072	22.386	30.989	42.707	58.678	80.370	109.916	150.116	204.808	279.208
4 Impuestos (15%)	459	711	1.056	1.529	2.174	3.054	4.253	5.888	8.114	11.145	15.270	20.884	28.522	38.914	53.050
5 Utilidad desp. de impuestos	1.958	3.032	4.504	6.517	9.267	13.018	18.133	25.102	34.593	47.533	65.100	89.032	121.594	165.894	226.158
6 Reserva Legal (10%)	196	303	450	652	927	1.302	1.813	2.510	3.459	4.751	6.510	8.903	12.159	16.589	22.616
7 Utilidad por distribuir	1.762	2.729	4.054	5.865	8.340	11.716	16.320	22.591	31.133	42.782	58.590	80.129	109.435	149.305	203.543
8 + Depreciación	2.368	2.368	2.368	2.368	2.368	2.666	2.666	2.666	2.666	2.666	2.666	2.666	2.666	2.666	2.666
9 + Amortización Director	721	721	721	721	721	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
10 + Reserva Legal	196	303	450	652	927	1.302	1.813	2.510	3.459	4.751	6.510	8.903	12.159	16.589	22.616
Flujo de Producción	5.047	6.121	7.593	9.606	12.356	16.644	21.759	28.728	38.218	51.139	68.728	92.658	125.220	169.521	229.785

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
382.564,71	520.288,00	707.591,68	962.324,69	1.308.761,58	1.779.915,74	2.420.685,41	3.292.132,16	4.477.299,74	6.089.127,65
2.152	2.216	2.283	2.351	2.422	2.495	2.569	2.647	2.726	2.808
380.413	518.072	705.309	959.973	1.306.340	1.777.421	2.418.116	3.289.486	4.474.574	6.086.320
72.278	98.434	134.009	182.395	248.205	337.710	459.442	625.002	850.163	1.156.401
308.134	419.638	571.300	777.578	1.058.135	1.439.711	1.958.674	2.664.483	3.624.405	4.929.919
30.813	41.964	57.130	77.758	105.814	143.971	195.867	266.448	362.440	492.992
277.321	377.674	514.170	699.820	952.322	1.295.740	1.762.807	2.398.035	3.261.964	4.436.927
2666	2666	2666	2666	2666	2666	2666	2666	2666	2666
960	960	960	960	960	960	960	960	960	960
30.813	41.964	57.130	77.758	105.814	143.971	195.867	266.448	362.440	492.992
311.760	423.264	574.926	781.204	1.061.761	1.443.337	1.962.300	2.668.109	3.628.031	4.933.545

Bloque P sede Sabanas

bloque p sabanas															
FLUJO DE PRODUCCIÓN															
PERIODO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1 Ventas	1.067.274	1.451.433	1.974.030	2.694.681	3.651.960	4.965.586	6.753.196	9.104.347	12.430.712	16.907.369	23.152.821	31.419.837	42.730.978	58.114.130	79.035.216
2 Costos totales	2.783	2.867	2.953	3.041	3.132	3.226	3.323	3.423	3.525	3.631	3.740	3.852	3.966	4.081	4.210
3 Utilidad antes de impuestos	1.176	1.415	1.919	2.596	3.495	4.579	5.730	7.430	9.782	13.266	18.363	27.567	38.763	54.027,11	74.826
4 Impuestos (15%)	326	369	488	658	884	1.139	1.409	1.804	2.372	3.290	4.505	6.135	8.515	11.904	16.217
5 Utilidad desp. de impuestos	1.190	1.146	793	289	420	420	2.778	4.661	7.362	10.016	15.684	22.330	31.398	43.762	60.609
6 Reserva Legal (10%)	119	115	79	29	42	42	141	278	467	726	1.082	1.568	2.233	3.140	4.376,20
7 Utilidad por distribuir	1.251	1.032	713	260	378	378	2.961	4.200	6.536	9.737	14.115	20.097	28.258	39.396	54.540
8 + Depreciación	853	853	853	853	853	932	932	932	932	932	932	932	932	932	932
9 + Amortización Director	348	348	348	348	348	364	364	364	364	364	364	364	364	364	364
10 + Reserva Legal	119	115	79	29	42	42	141	278	467	726	1.082	1.568	2.233	3.140	4.376,20
Flujo de Producción	190	53	407	911	1.620	3.095	4.464	6.353	8.948	12.504	17.370	24.016	33.084	45.448	62.295

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
107.487.894	146.183.536	198.809.609	270.381.069	367.718.253	500.096.825	680.131.682	924.979.087	1.257.971.558	1.710.841.319
4.336	4.466	4.600	4.738	4.880	5.027	5.177	5.333	5.493	5.657
103.152	141.718	194.210	265.643	362.838	495.070	674.954	919.646	1.252.479	1.705.184
19.599	26.926	36.900	50.472	68.939	94.063	128.241	174.733	237.971	323.985
83.553	114.791	157.310	215.171	293.899	401.007	546.713	744.914	1.014.508	1.381.199
8.355	11.479	15.731	21.517	29.390	40.101	54.671	74.491	101.451	138.120
75.198	103.312	141.579	193.654	264.509	360.906	492.042	670.422	913.057	1.243.079
1032	1032	1032	1032	1032	1032	1032	1032	1032	1032
654	654	654	654	654	654	654	654	654	654
8.355	11.479	15.731	21.517	29.390	40.101	54.671	74.491	101.451	138.120
85.239	116.477	158.936	216.857	295.585	402.693	548.399	746.600	1.016.194	1.382.885

Bloque Administrativo sede Hurtado

HURTADO															
FLUJO DE PRODUCCIÓN															
PERIODO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1 Ventas	4.715.20	6.412.67	8.721.23	11.060.89	16.100.79	21.937.86	29.035.52	40.576.30	55.183.77	75.049.93	102.067.91	130.812.35	168.784.80	226.747.32	349.176.36
2 Costos totales	2.764	2.668	2.854	3.042	3.134	3.226	3.324	3.424	3.527	3.633	3.742	3.854	3.969	4.089	4.211
3 Utilidad antes de Impuestos	1.951	3.745	5.868	8.019	12.967	18.710	25.711	37.152	51.657	71.417	98.325	134.959	194.676	262.659	344.965
4 Impuestos (I.P.C.)	367	674	1.036	1.676	2.469	3.595	5.037	7.059	9.816	13.569	18.682	25.642	35.116	48.005	65.543
5 Utilidad desp. de Impuestos	1.584	2.871	4.832	7.143	10.498	15.115	21.474	30.093	41.841	57.046	79.644	109.317	153.700	204.654	279.422
6 Reserva Legal (10%)	158	287	483	714	1.050	1.512	2.147	3.009	4.184	5.705	7.964	10.932	14.910	20.465	27.942
7 Utilidad por distribuir	1.426	2.584	4.209	6.429	9.448	13.603	19.327	27.084	37.657	52.063	71.680	98.385	134.790	184.189	251.480
8 + Depreciación	2.942	2.942	2.942	2.942	2.942	3.379	3.379	3.379	3.379	3.379	3.379	3.379	3.379	3.379	3.379
9 + Amortización Ilícitas	397	397	397	397	397	397	397	397	397	397	397	397	397	397	397
10 + Reserva Legal	158	287	483	714	1.050	1.512	2.147	3.009	4.184	5.705	7.964	10.932	14.910	20.465	27.942
Flujo de Producción	5.933	6.810	8.640	11.081	16.466	23.531	32.650	44.469	60.218	82.224	110.632	149.016	200.030	273.796	379.785

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
474.879,85	645.836,60	878.337,77	1.194.539,37	1.624.573,55	2.209.420,03	3.004.811,23	4.086.543,28	5.557.698,86	7.558.470,45
4.338	4.468	4.602	4.740	4.882	5.028	5.179	5.335	5.495	5.659
470.542	641.369	873.736	1.189.800	1.619.692	2.204.392	2.999.632	4.081.209	5.552.204	7.552.811
89.403	121.860	166.010	226.062	307.741	418.834	569.930	775.430	1.054.919	1.435.034
381.139	519.509	707.726	963.738	1.311.950	1.785.557	2.429.702	3.305.779	4.497.285	6.117.777
38.114	51.951	70.773	96.374	131.195	178.556	242.970	330.578	449.729	611.778
343.025	467.558	636.954	867.364	1.180.755	1.607.002	2.186.732	2.975.201	4.047.557	5.505.999
3379	3379	3379	3379	3379	3379	3379	3379	3379	3379
997	997	997	997	997	997	997	997	997	997
38.114	51.951	70.773	96.374	131.195	178.556	242.970	330.578	449.729	611.778
385.515	523.885	712.102	968.114	1.316.326	1.789.933	2.434.078	3.310.155	4.501.661	6.122.153

Fuente: Elaboración propia

Anexo 15. Flujo neto de caja y Tasa Interna de Retorno (TIR).

Bloque Administrativo sede Sabanas

Bloque admin sabanas															
FLUJO NETO DE CAJA															
PERIODO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1 Flujo de Inversiones		84.845	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2 Flujo de Producción			5.047	6.121	7.593	9.608	12.366	16.644	21.759	28.728	38.218	51.139	68.728	92.658	125.220
Flujo Neto de Caja		84.845	5.047	6.121	7.593	9.608	12.366	16.644	21.759	28.728	38.218	51.139	68.728	92.658	125.220
Tasa Interna de Retorno		33%													

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
									74.275
311.760	423.264	574.926	781.204	1.061.761	1.443.337	1.962.300	2.668.109	3.628.031	4.933.545
311.760	423.264	574.926	781.204	1.061.761	1.443.337	1.962.300	2.668.109	3.628.031	5.007.820

Bloque P sede Sabanas

Bloque P sabanas															
FLUJO NETO DE CAJA															
PERIODO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1 Flujo de Inversiones		32.864	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2 Flujo de Producción			190	53	407	911	1.611	3.095	4.464	6.353	8.948	12.504	17.370	24.016	33.094
Flujo Neto de Caja		32.864	190	53	407	911	1.611	3.095	4.464	6.353	8.948	12.504	17.370	24.016	33.094
Tasa Interna de Retorno		28%													

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
									35.444
85.239	116.477	158.996	216.857	295.585	402.693	548.399	746.600	1.016.194	1.382.885
85.239	116.477	158.996	216.857	295.585	402.693	548.399	746.600	1.016.194	1.418.329

Bloque Administrativo sede Hurtado

HURTADO																
FLUJO NETO DE CAJA																
PERIODO		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1. Flujo de Inversiones	100.250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2. Flujo de Producción	-	5.933	8.890	8.890	11.081	14.488	18.531	23.650	29.463	36.238	43.224	50.020	57.632	65.076	73.030	81.198
Flujo Neto de Caja	-	308.280	5.933	8.890	8.890	11.081	14.488	18.531	23.650	29.463	36.238	43.224	50.020	57.632	65.076	73.030
Tasa Interna de Retorno		32%														

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
									94.764
385.515	523.885	712.102	968.114	1.316.326	1.789.933	2.434.078	3.310.155	4.501.661	6.122.153
385.515	523.885	712.102	968.114	1.316.326	1.789.933	2.434.078	3.310.155	4.501.661	6.216.917

Fuente: Elaboración propia