



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE CUENCA

CARRERA DE ELECTRICIDAD

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN
EL AEROPUERTO MARISCAL LA MAR DE CUENCA**

Trabajo de titulación previo a la obtención
del título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: DIEGO IVAN LOJANO FERNANDEZ

XAVIER ESAI VACACELA TAYUPANDA

TUTOR: ING. EDGAR ANTONIO BARRAGÁN ESCANDÓN, PhD

Cuenca – Ecuador

2024

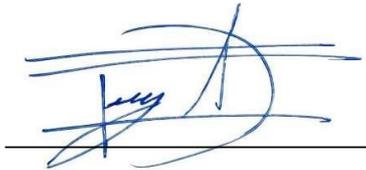
CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Diego Ivan Lojano Fernandez con documento de identificación N° 0105573216 y Xavier Esai Vacacela Tayupanda con documento de identificación N° 1400774095; manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo: y, autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

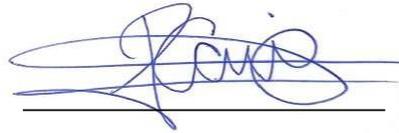
Cuenca, 4 de octubre del 2024

Atentamente,



Diego Ivan Lojano Fernandez

0105573216



Xavier Esai Vacacela Tayupanda

1400774095

**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO
DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Nosotros, Diego Ivan Lojano Fernandez con documento de identificación N° 0105573216 y Xavier Esai Vacacela Tayupanda con documento de identificación N° 1400774095, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del artículo académico: "Estudio de factibilidad para la implementación de sistemas fotovoltaicos en el Aeropuerto Mariscal La Mar de Cuenca", el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

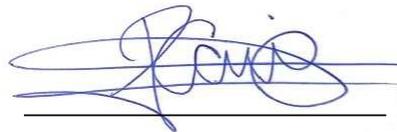
Cuenca, 4 de octubre del 2024

Atentamente,



Diego Ivan Lojano Fernandez

0105573216



Xavier Esai Vacacela Tayupanda

1400774095

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Edgar Antonio Barragán Escandón con documento de identificación N° 0102516457, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: " ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN EL AEROPUERTO MARISCAL LA MAR DE CUENCA", realizado por Diego Iván Lojano Fernández con documento de identificación N° 0105573216 y Xavier Esai Vacacela Tayupanda con documento de identificación N° 1400774095, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción artículo académico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 4 de octubre del 2024

Atentamente,



Ing. Edgar Antonio Barragán Escandón, PhD.

0102516457

Estudio de factibilidad para la implementación de sistemas fotovoltaicos en el Aeropuerto Mariscal La Mar de Cuenca

Xavier Vacacela¹, Diego Lojano¹ and Antonio Barragán^{1*}

¹ Facultad de ingeniería eléctrica, Universidad Politécnica Salesiana, Calle Vieja y Elia Liut, Cuenca 010102, Ecuador; xvacacela@est.ups.edu.ec (X.E.V.T); dlojanof@est.ups.edu.ec (D.I.L.F)

* Correspondencia: ebarragan@ups.edu.ec (A.B.-E)

Resumen: En respuesta a los crecientes desafíos energéticos y ambientales, este estudio evalúa la viabilidad técnica y económica de implementar un sistema fotovoltaico (SFV) en el Aeropuerto Mariscal La Mar de Cuenca, Ecuador. Se utilizaron datos meteorológicos locales y el software de simulación PVsyst para modelar tres escenarios de generación fotovoltaica, considerando ciertos parámetros. Los resultados de la simulación indican que los escenarios 1 y 2 pueden suplir casi toda la demanda energética del aeropuerto, con una producción anual de energía de 7139 MWh. Mientras que, el escenario 3, debido a limitaciones de espacio, solo puede satisfacer el 43% de la demanda energética anual, con una producción de 2771 MWh. El análisis económico, que incluyó la evaluación del flujo de caja, el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de recuperación (Pay-Back), demostró que todos los escenarios son financieramente viables, con un VAN positivo y un TIR superior a cero. Estos hallazgos sugieren que la implementación de un SFV en el aeropuerto no solo es técnicamente factible sino también económicamente rentable, contribuyendo significativamente a la reducción de emisiones de carbono y a la sostenibilidad energética del aeropuerto.

Palabras claves: sistema fotovoltaico, aeropuerto, análisis económico, energía.

1. Introducción

Los desafíos climáticos y energéticos representan un gran problema que se discute a diario. El carbono, durante la combustión, se combina con el oxígeno para formar dióxido de carbono [1]. Las emisiones de CO₂ del sector eléctrico en 2022 creció 160 millones de toneladas y alcanzaron un máximo de 12431 mtCO₂ [2]. Ante tal situación, los gobiernos emprendieron diferentes iniciativas de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero y han trazado metas significativas con los recursos energéticos renovables [3].

Con la energía limpia, la energía solar es una opción viable en la actualidad. Una aproximación de la energía incidente total en la Tierra es de 173000 TW. Es por ello que, el creciente despliegue de sistemas solares fotovoltaicos y su prometedor futuro han abierto una nueva era en la producción energética [4]. En el caso de Ecuador la alta irradiación de aproximadamente una media diaria de 4,2 kWhm²/día, indica que es adecuado aprovechar el recurso solar para fomentar la implementación de sistemas fotovoltaicos [5].

Las aplicaciones de la tecnología fotovoltaica van desde alimentar una calculadora científica hasta suministrar energía a una casa o a empresas públicas como por ejemplo los aeropuertos [6]. Los sistemas de energía solar son adecuados para instalaciones aeroportuarias, pues disponen de grandes áreas de espacio sin sombra e importantes necesidades energéticas. Además, los sistemas solares fotovoltaicos ayudan a reducir las facturas de energía del aeropuerto y a disminuir la producción de emisiones de carbono asociadas al consumo de electricidad [7].

1.1. Justificación

Debido al incremento de la demanda energética en 8,47 % en el período 2023 y la contaminación ambiental, se han tomado iniciativas para reducir estos factores con energías renovables a largo plazo, como por ejemplo la energía fotovoltaica. En Ecuador los sistemas fotovoltaicos (SFV) conectados a la red han surgido como una alternativa viable en el panorama energético al aprovechar la abundante luz solar, permitiendo a los usuarios no sólo generar su propia electricidad sino también contribuir al suministro eléctrico inyectando energía al sistema. Por ello, se desarrolla un análisis de viabilidad técnico y económico del funcionamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red en el Aeropuerto Mariscal La Mar de la ciudad de Cuenca, Ecuador. En el análisis técnico se incluye el dimensionamiento del SFV y las curvas de generación fotovoltaica. El análisis económico comprende el costo de instalación y el tiempo de retorno de inversión del proyecto.

La implementación de los SFV en el Aeropuerto Mariscal La Mar reduce la dependencia de fuentes de energía fósiles y disminuye los gases de efecto invernadero, de la misma manera, el SFV suple los gastos económicos de la energía generada según la planilla mensual y los gastos de mantenimiento, ya que son mínimos.

1.2. Estudios de sistemas fotovoltaicos aplicados en Aeropuertos

En el aeropuerto de Ahmedabad de la India [8], el potencial teórico de energía solar se estima en 169 MW. Sin embargo, la capacidad técnica es de 9,8 MW que se reparten en seis ubicaciones diferentes. Con ángulo de inclinación de 20° y un ángulo de orientación de 120° se produce el 95,2 % de la potencia de salida máxima del sistema solar fotovoltaico. En Malawi [9], investigaron el rendimiento de una planta solar fotovoltaica de 830 kW en el aeropuerto de Kamuzu. Se estableció una eficiencia general del sistema del 14,6 %, un factor de capacidad del 17,7 % y un factor de rendimiento de la planta del 79,5 % . En las instalaciones del aeropuerto de Aichi en Japón [10]. Un sistema solar fotovoltaico bifacial de 30 kWp, produjo 30 506 kWh (valor medido) y 30 628 kWh (valor calculado) de energía anual.

El aeropuerto internacional de Assiut en Egipto [11], tiene un sistema fotovoltaico de 526 kWp, la planta solar tiene 2286 módulos fotovoltaicos y un ángulo de inclinación de 30° grados hacia el sur en una posición fija. La energía anual producida y suministrada a la red tras eliminar todas las pérdidas del sistema es de 1023 MWh.

El aeropuerto internacional de Cochin en la India [12]. El aeropuerto tiene una planta solar fotovoltaico de 12 MWp para alimentar al aeropuerto. El sistema fotovoltaico tiene un total de 46150 módulos policristalinos y un ángulo de inclinación de 10° grados hacia el sur en una posición fija. La energía anual producida y suministrada a la red tras eliminar todas las pérdidas del sistema es de 17 611,32 MWh.

El aeropuerto internacional Moshoeshoe I en Lesotho [13], tiene un sistema fotovoltaico de 281 060 Wp, que consta de 1196 módulos policristalinos y con un ángulo de inclinación 30° azimut norte. La energía anual producida y suministrada a la red tras eliminar todas las pérdidas del sistema es de 26 304 MWh. Además, la planta fotovoltaica cuenta con un coeficiente de rendimiento de la planta del 70 % anual y un factor de utilización de la capacidad de 17,20 %.

El aeropuerto de Kuantan en Malasia [14], tiene un sistema fotovoltaico de 20 MWp, el campo solar tiene 57143 módulos de silicio cristalino y están montados en estructuras fijas con un ángulo de inclinación de 10° grados, orientados al sur. La energía anual producida y suministrada a la red tras eliminar todas las pérdidas del sistema es de 26 304 MWh. También cuenta con un coeficiente de rendimiento de la planta del 76,88 % anual y un factor de utilización de la capacidad de 15,22 %.

El aeropuerto de Doncaster Sheffield en Reino Unido [15], consume 4700 kWh diarios. Es por eso, que tiene un sistema fotovoltaico de 12 MWp, la planta solar tiene

un ángulo óptimo de inclinación de 14° en invierno, 37° en otoño y primavera y 60° en verano. Los resultados informaron que la planta propuesta produce una energía media de 1 034,31 MWh mensuales y 12 411,69 MWh anuales.

Yildiz y Yilmaz [16], diseñaron una planta solar fotovoltaica de 1 MW en el aeropuerto de Gaziantep en Turquía. Con el software de simulación PVsyst predijeron el rendimiento de la energía y beneficios en la economía y el medio ambiente. Se espera que la planta genere 1 702,09 MWh de electricidad al año, con un periodo de recuperación de la inversión de un año. La Tabla 1 muestra un resumen de los aspectos más importantes de los casos de estudio referentes.

Tabla 1. Casos de SFV aplicados en Aeropuertos

Aeropuerto	Lugar	Nro total de paneles	Rendimiento anual de la planta FV	Potencia instalada	Energía generada anual	Fuente
Assiut	Egipto	2286	80,5 %	526 kWp	4,31 MWh	[11]
Cochin	India	46150	86,56 %	12 MWp	17611 MWh	[12]
Moshoeshoe	Lesotho	1196	70 %	281 kWp	324 MWh	[13]
Kuantan	Malasia	57143	76,88 %	20 MWp	26304 MWh	[14]
Doncaster Sheffield	Reino Unido	30000	82,59 %	12 MWp	12411 MWh	[15]
Maharana Pratap	Udaipur	7370	77,2 %	2,43 MWp	4238,3 MWh	[17]
Swami Vivekananda	Raipur	10160	78,8 %	3,2 MWp	5012 MWh	[17]
Aurangabad	Aurangabad	6610	79,4 %	2,08 MWp	3425,5 kWh	[17]

1.3. Posibles riesgos y medidas de mitigación de SFV aplicados en Aeropuerto

Para los sistemas fotovoltaicos instalados en aeropuertos, es importante evaluar el riesgo de diversos impactos medioambientales, mecánicos, eléctricos, entre otros [18].

- El deslumbramiento producido por los módulos fotovoltaicos se refiere a la luz solar que incide sobre los módulos solares. Esta luz se refleja y entra en los ojos de los pilotos causando discapacidad visual [19] [20].
- Las interferencias en el sistema de comunicación pueden verse afectada, debido a la presencia de módulos fotovoltaicos, afectando a las decisiones tomadas por los controladores del tráfico aéreo y los pilotos al momento de despegar, aterrizar o maniobrar la aeronave [21].
- La penetración del campo fotovoltaico en un espacio aéreo restringido se produce si el sistema fotovoltaico se instala en el espacio aéreo de navegación restringida o cerca

de él, supone un riesgo para el movimiento de las aeronaves y el funcionamiento del aeropuerto [21].

- Una incursión accidental en el campo fotovoltaico se da en caso de fallo técnico, los aviones pueden desviarse de la pista y chocar con los paneles fotovoltaicos. Por eso, los módulos solares deben ser instalados en cualquier zona del aeropuerto que no intervengan en conflicto con el espacio aéreo restringido de navegación [22] [23].
- Las aves que vuelan alrededor de zonas donde los aviones planean a baja altura son de mucho peligro. Las consecuencias de una colisión entre un pájaro y un avión son daños en los motores, las varillas y el parabrisas del avión [24].
- El desprendimiento del sistema fotovoltaico se produce en caso de fuertes vientos o fenómenos climáticos extremos. El peligro de los escombros en la pista se da por residuos de los paneles, cableado y estructura. Los componentes se desprenden y esto supone un riesgo para el movimiento en tierra de la aeronave [25].
- El peligro eléctrico del sistema fotovoltaico se origina cuando las partes vitales están en posición abierta y entran en contacto con el personal de mantenimiento, esto podrían provocar serias lesiones o la muerte. La aparición de estos fallos eléctricos puede provocar descargas eléctricas y posibles incendios en presencia de líquidos, gases o sólidos inflamables [26] [27].

En la Tabla 2 se describen medidas correctoras adecuadas para limitar el índice de riesgos de SFV instaladas en aeropuertos.

Tabla 2. Medidas de mitigación sugeridas para reducir los riesgos

Riesgo Potencial	Medidas de mitigación	Fuente
Deslumbramiento	<ul style="list-style-type: none"> • Instalar los módulos fotovoltaicos lejos de la ruta de aproximación del umbral final y de la torre ATC • Añadir persianas protectoras a la torre de control y aplicación de revestimientos antirreflejantes 	[28]
Interferencias de comunicación	<ul style="list-style-type: none"> • Mantener los módulos fotovoltaicos a una distancia radial de 250-500 pies del sistema de comunicación • Evitar instalar estructuras fotovoltaicas en lugares que nublen la visión de las ayudas a la navegación 	[29]
Penetración del SFV en espacio restringido	<ul style="list-style-type: none"> • Evitar el emplazamiento del sistema fotovoltaico en las zonas dentro y alrededor de la pista de aterrizaje 	[18]
Incursión accidental en el SFV	<ul style="list-style-type: none"> • Diseñar los sistemas FV de forma que haya más espacio entre las hileras en los emplazamientos solares • Emplear barreras de forma que, el SFV se separe con la pista 	[30]
Presencia de aves	<ul style="list-style-type: none"> • Corte planificado de hierba debajo y alrededor del sistema fotovoltaico • Equipar dispositivos de repulsión para espantar a los pájaros 	[31]

Desprendimiento del SFV	<ul style="list-style-type: none"> • Regir distancias seguras entre el sistema y las zonas de circulación peatonal o vehicular 	[32]
Peligro eléctrico del SFV	<ul style="list-style-type: none"> • Inspección y mantenimiento periódicos de los componentes eléctricos del SFV • Usar cables subterráneos para el SFV en el aeropuerto 	[33]
Riesgos eléctricos	<ul style="list-style-type: none"> • Utilizar guantes aislantes para prevenir el contacto con componentes de baja tensión. 	[34]

2. Metodología

En este trabajo se emplea un enfoque científico que inicia con el levantamiento y recopilación de datos, dimensionamiento del sistema fotovoltaico, dimensionamiento de los equipos de protección, simulación sistema fotovoltaico y, finalmente con el análisis técnico-económico. Esta metodología se compone de 5 etapas principales, como se visualiza en el flujograma de la Figura 1. Para llevar a cabo, se emplea herramientas específicas. El software utilizado es AutoCAD, PVsyst, Excel.

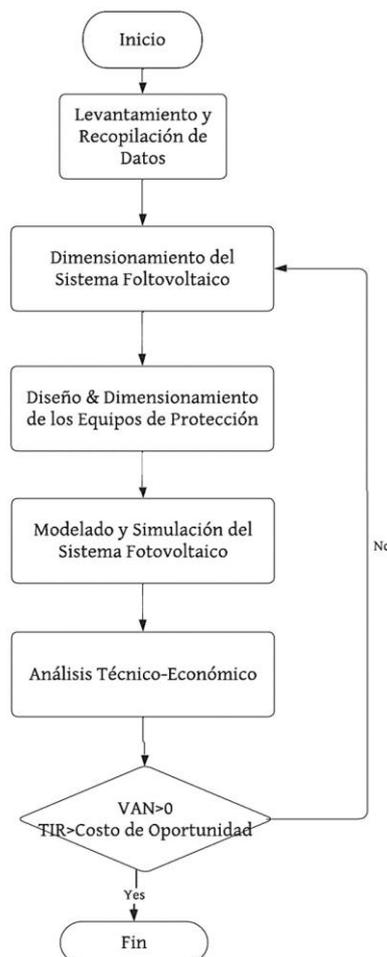


Figura 1. Flujograma de la metodología.

2.1 Análisis de la disponibilidad solar

Para el análisis de la disponibilidad solar es necesario recolectar la mayor cantidad de datos de radiación solar durante un año en la zona donde se ejecutará el proyecto. Se usaron datos de una estación meteorológica ubicada en la Universidad Politécnica Salesiana (UPS). La Tabla 3, presenta los datos de irradiación global recolectados para cada mes del año 2022.

Tabla 3. Irradiación global [W/m^2] de la ciudad de Cuenca en el año 2022

MES	I-Global Promedio	I-Global Máxima	I-Global Mínima
Enero	408	1343	23
Febrero	397	1287	23
Marzo	365	1415	21
Abril	356	1345	22
Mayo	313	1262	18
Junio	313	1153	18
Julio	301	1216	22
Agosto	345	1235	25
Septiembre	409	1323	32
Octubre	376	1284	24
Noviembre	405	1258	24
Diciembre	417	1337	17

2.2 Determinación de la demanda eléctrica

En el Ecuador, la normativa que establece las condiciones de diseño de los sistemas solares es la ARCERNNR 008/2023 [35]. Esta regulación señala que, para determinar la potencia nominal del sistema fotovoltaico se debe de considerar los consumos históricos de energía eléctrica de los últimos 12 meses, en este sentido, la Corporación Aeroportuaria de Cuenca (CORPAC) nos entregó las facturas de luz del año 2022. En la Tabla 4, se muestra el consumo eléctrico de la empresa para el año 2022.

Tabla 4. Demanda de energía del Aeropuerto Mariscal La Mar en el año 2022

MES	ENERGÍA kWh
Enero	46012,20
Febrero	45420,59
Marzo	53655,06
Abril	51198,90
Mayo	54217,08
Junio	53767,26
Julio	54471,06
Agosto	56490,66
Septiembre	55429,86
Octubre	58894,80
Noviembre	55470,66
Diciembre	58691,82
Total kWh	643719,95

2.3 Potencia para instalar del sistema

Para calcular la potencia del sistema fotovoltaico se emplea la Ecuación 1. El factor de planta (FP) es un indicador que identifica la energía real generada de una planta durante un período de tiempo específico generalmente es anual [36]. Este factor se determina como la relación entre la energía total generada en un periodo de tiempo y la energía producida si hubiera trabajado a plena carga en el mismo periodo de tiempo [37].

$$FP = \frac{E_{Total}}{E_{potencial} * 8760 h} \quad (1)$$

A partir de la ecuación del factor de planta se despeja la potencia, teniendo en cuenta que el factor de planta es 16,55 % [38], la potencia del SFV es:

$$E_{potencial} = \frac{643719,95 \text{ kWh}}{0,1655 * 8760 h} = 444,012 \text{ kW}$$

2.4 Elección de los componentes del sistema fotovoltaico

Se eligió el panel de la marca Yinko Solar, modelo Cheetah HC 72M de 410 Wp, este panel tiene 144 celdas de silicio monocristalino que se distribuyen en 6 columnas y 24 filas. Las características del módulo solar se pueden ver en la Tabla 5.

Tabla 5. Ficha técnica del panel solar

STC: Irradiancia 1000 W/m², Temperatura de celda 25°C	
Potencia máxima	410 [W]
Voltaje circuito abierto Voc	49,60 [V]
Voltaje potencia máximo Vmp	40,68 [V]
Corriente circuito cerrado Isc	10,76 [A]
Corriente potencia máxima Imp	10,08 [A]
Eficiencia del panel	20,38 [%]
Voltaje máximo	1000/1500 [V]
Operación de temperatura	-40°C~+85°C
Dimensiones	2008×1002×30 mm

El inversor elegido es de la marca Recom, modelo RCM-120-TP-M, tiene una potencia de salida de 120 kW, las características del inversor se pueden ver en la Tabla 6.

Tabla 6. Ficha técnica del inversor

Datos de entrada	
Voltaje máximo de entrada	1000 [V]
Voltaje de arranque	20C [V]
Rango de voltaje por MPP	180~1000 [V]
Número de MPPT	9
Corriente de entrada máxima por MPPT	26 [A]
Corriente cortocircuito máxima por MPPT	46 [A]
Datos de salida	
Potencia nominal de salida en AC	120 [kW]
Corriente nominal de salida en AC	181,9 [A]
Voltaje nominal de salida en AC	220 [V]
Frecuencia nominal de red	50/60 [Hz]

2.5 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

2.5.1 Variación de voltaje del módulo fotovoltaico

Como la temperatura del ambiente influyen en el voltaje de entrada en DC para el sistema fotovoltaico, se debe considerar primero la tensión sin carga máxima además de los límites mínimos y máximos de tensiones de un panel con respecto a su punto de máxima potencia (MPP) [39], con respecto a esto, la Ecuación 2 procede a calcular las variaciones de tensión en circuito abierto del módulo solar.

$$V_{OC}(T) = V_{OC} - \alpha_s * T * (25 - T_{CEL}) \quad (2)$$

Donde

- V_{OC} : Tensión de circuito abierto [V], en condiciones estándar (STC) del módulo,
- α_s : Numero de células en serie en el módulo,
- T : Coeficiente de variación de tensión respecto a la temperatura del módulo,
- T_{CEL} : Temperatura funcionamiento en STC del módulo.

Teniendo en cuenta la temperatura en condiciones estándar de 25 °C, la Ecuación 2 permite calcular la variación de voltaje de un módulo solar.

- Tensión sin carga máxima

$$V_{OC}(T) = V_{OC} - \alpha_s * T * (25 - T_{CEL,min}) \quad (3)$$

- Tensión mínima MPP

$$V_{MPP}(T) = V_{MPP} - \alpha_s * T * (25 - T_{CEL,max}) \quad (4)$$

- Tensión máxima MPP

$$V_{MPP}(T) = V_{MPP} - \alpha_s * T * (25 - T_{CEL,min}) \quad (5)$$

2.5.2 Arreglo de los paneles solares

- Paneles en serie

El número de módulos en serie será el máximo valor de voltaje de entrada que recibe el inversor [40]. La Ecuación 6 determina el número de paneles en serie máximo y está asociada a la relación entre el voltaje mínimo DC del inversor y el punto de máxima potencia del módulo (V_{mp}). En cambio, la Ecuación 7 determinar el número mínimo en serie y está asociado con el voltaje máximo DC del inversor y el voltaje de circuito abierto del panel solar (V_{oc}).

$$N_{PSmax} = \frac{V_{max,Inversor}}{V_{MPP,Panel}} \quad (6) \quad N_{PSmin} = \frac{V_{min,Inversor}}{V_{OC,Panel}} \quad (7)$$

Donde:

- N_{PSmax} : Número máximo de paneles solares conectados en serie,
- N_{PSmin} : Número mínimo de paneles solares conectados en serie,
- $V_{max,Inversor}$: Voltaje máximo de entrada al inversor [V],
- $V_{min,Inversor}$: Voltaje mínimo de entrada al inversor [V],
- $V_{MPP,Panel}$: Voltaje en circuito abierto del panel solar [V], en STC,
- $V_{OC,Panel}$: Voltaje máximo del panel solar [V], en STC.

- Paneles en paralelo

Los ramales en paralelo determinaran la corriente de salida del sistema fotovoltaico. Esta corriente no puede ser mayor que la corriente máxima de entrada permitida por el inversor, caso contrario se producirán deterioro de los equipos conectados [40]. Para calcular el número de módulos solares conectados en paralelo se emplea la Ecuación 8.

$$n_{PP} = \frac{n_{max,Inversor}}{n_{PS} * n_{Panel}} \quad (8)$$

Donde:

- n_{PP} : Número de paneles solares conectados en paralelo,
- $n_{max,Inversor}$: Potencia máxima del inversor [W],
- n_{PS} : Numero de paneles en serie,
- n_{Panel} : Potencia del módulo solar [W].

- Comprobación de resultados

Para asegurar que el arreglo total no rebase la potencia del inversor (120 000 W), se realiza el cálculo con la Ecuación 9, multiplicando los arreglos serie y paralelo por la potencia del panel solar.

$$n_{Inversor} = (n_{Serie} * n_{paralelo}) * 410 \quad (9)$$

- Número total de módulos solares

El número total de módulos solares que tendrá el SFV está dada por la Ecuación 10.

$$n_{roTotalPanel} = n_{PS} * n_{PP} * n_{ro} \quad (10)$$

Donde:

- $n_{roTotalPanel}$: Número total de paneles solares,
- n_{PS} : Número de paneles solares conectados en serie,
- n_{PP} : Número de paneles solares conectados en paralelo,
- n_{ro} : Número de inversores.

- Potencia pico del SFV

Para la potencia pico del campo fotovoltaico se calcula con la Ecuación 11, donde la potencia pico es igual al producto entre el número total de módulos solares y la potencia del panel.

$$n_{pSFV} = n_{roTotalPanel} * n_{Panel} \quad (11)$$

2.5.3 Configuración eléctrica de las cadenas de generación FV

Después de analizar un solo módulo fotovoltaico, se procede a la evaluación del arreglo fotovoltaico a la entrada DC del inversor. La Ecuación 12 calcula la máxima tensión por cadena, es decir, el producto entre el número de paneles conectados en serie y el voltaje máximo del módulo.

$$n_{MPPT} = n_{PS} * n_{ro} \quad (12)$$

La Ecuación 13 determina la tensión máxima sin carga de la cadena fotovoltaica, así mismo, las Ecuaciones 14 y 15 definen las tensiones máximas y mínimas del arreglo fotovoltaico a la entrada DC del inversor.

- Tensión sin carga máxima

$$V_{\text{sin cargamax}} = V_{\text{PS}} \cdot V_{\text{sin carga max panel}} \quad (13)$$

- Tensión mínima MPP

$$V_{\text{minMPP}} = V_{\text{PS}} \cdot V_{\text{minMPPpanel}} \quad (14)$$

- Tensión máxima MPP

$$V_{\text{maxMPP}} = V_{\text{PS}} \cdot V_{\text{maxMPPpanel}} \quad (15)$$

2.5.4 Condiciones para la validación del sistema

Para verificar la correcta conexión cadena-inversor, es necesario comprobar que la tensión sin carga en la salida de la cadena a temperatura mínima sea menor que la tensión de entrada máxima del inversor, como se expresa en la Inecuación 16.

$$V_{0C \text{ max}} \leq V_{\text{max}} \quad (16)$$

Debido a que la temperatura afecta al voltaje de salida de los módulos solares, La Inecuación 17 constata que la tensión mínima de cada cadena MPP no debe ser menor que la tensión MPPT del inversor. En cambio, la Inecuación 18 comprueba que la tensión máxima de cada cadena no debe ser mayor que la tensión máxima MPPT del inversor.

$$V_{\text{minMPP}} \geq V_{\text{MPPT min}} \quad (17) \quad V_{\text{maxMPP}} \geq V_{\text{MPPT max}} \quad (18)$$

La Inecuación 19 establece que la corriente máxima de cortocircuito total de las cadenas no debe ser mayor que la corriente máxima de entrada que soporta el inversor por MPPT:

$$I_{\text{sc max}} \leq I_{\text{max MPPT Inversor}} \quad (19)$$

Finalmente, para comprobar que la potencia total de los arreglos serie-paralelo no rebasen a la potencia permitida en la entrada CC del inversor, se utiliza la siguiente expresión:

$$P_{\text{ArregloS_P}} \leq P_{\text{Inversor}}$$

2.5.5 Disposición de los paneles solares

- Sombras en los paneles

El efecto de sombra se produce cuando la luz solar que incide directamente sobre la superficie de la celda fotovoltaica se bloquea. El sombreado ocasiona pérdida en la recolección de energía, potencia de salida y eficiencia reducidas. Estas fluctuaciones provocan daños a mediano y largo plazo en los elementos del sistema fotovoltaico [41].

- Ángulo de inclinación

Un ángulo óptimo de inclinación garantiza una mayor captación de radiación solar. En [42], propone la Ecuación 20 que relaciona el ángulo y la latitud (ambos en grados):

$$\alpha_{\text{opt}} = 3,7 + 0,69 |\phi| \quad (20)$$

Donde:

α_{opt} : es el ángulo óptimo de inclinación.

ϕ : es la latitud del medio en grados decimales.

Cuenca posee una latitud de -2,9005500.

El estudio realizado en [43], señala que una inclinación óptima para el panel solar debe ser 10° , para que la suciedad acumulada sobre los paneles sea retirada por la lluvia.

- Orientación de los paneles

En [44], menciona que, en Ecuador la superficie del panel debe ser horizontal y debe estar nivelada con una pendiente igual a cero $\alpha = 0^\circ$. Porque en Ecuador se tiene una latitud cero y se encuentra ubicado sobre la línea del equinoccio.

Según [45], recomiendan que, para la ciudad de Cuenca-Ecuador, la ubicación más adecuada es a una orientación de 35° con respecto al norte, ya que una superficie solar plana orientada hacia el norte es capaz de recibir gran cantidad de radiación incluso cuando esta viene desde el sur.

- Distancias mínimas entre paneles

La distancia entre los paneles se determina al mediodía, de tal manera que la sombra del borde superior del panel se proyecte sobre el borde inferior del panel anterior, como se los puede apreciar en la Figura 2.

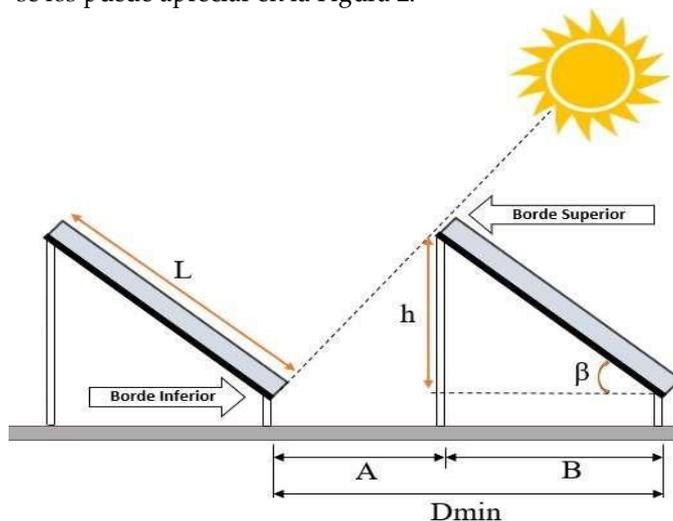


Figura 2. Distancias mínimas entre paneles.

Donde:

D_{min} : Distancia mínima entre los bordes del panel,

L : Longitud del panel solar,

h : Altura solar,

β : Grado de inclinación,

A : Distancia entre el borde inferior del panel hacia el borde superior del otro panel,

B : Distancia del borde superior de un panel hacia el borde inferior del mismo panel.

Antes mencionado, el ángulo de inclinación β es 10° y la longitud del panel solar es 2,008 m. En el estudio [46], la altura solar h se calcula con la Ecuación 21.

$$h = L \cdot \tan(\beta) \quad (21)$$

No obstante, a este valor se debe sumarle la altura de las juntas estructurales para no ocasionar obstáculos.

$$h_{total} = h + 0,15$$

Para las variables A y B, se calcula con las Ecuaciones 22 y 23.

$$A = \frac{h_c}{\tan 61 - \phi} \quad (22)$$

$$B = A * \phi \quad (23)$$

Finalmente, con la Ecuación 24 se obtiene los valores de las distancias mínimas para prevenir la sombra entre paneles. En la Figura 3, se visualiza los resultados obtenidos.

$$D_{min} = A + B \quad (24)$$

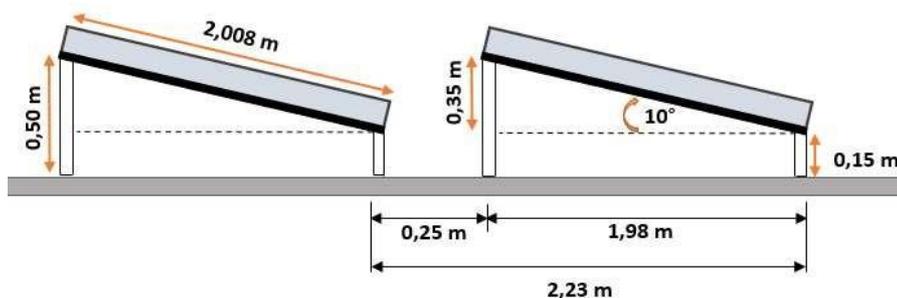


Figura 3. Distancias mínimas entre filas horizontales de paneles solares.

Además, para el mantenimiento de los paneles solares y la circulación de peatones, se debe considerar una distancia de 0,8 a 1 m entre las filas verticales de los paneles [47].

2.5.6 Elección de conductores

-Criterio de intensidad máxima:

La corriente máxima aceptable para el conductor debe ser superior a la corriente máxima que circula por el mismo. Los cables seleccionados deben tener una intensidad no inferior a 125% de la máxima intensidad del generador [48]. Entonces, la intensidad máxima permitida se calcula con la Ecuación 25.

$$I_{max} = 1,25 * I_{Sc} \quad (25)$$

La norma IEC 61727 [49], determina que la intensidad máxima de entrada de corriente continua (DC) al inversor no debe superar 1,25 veces la intensidad nominal del inversor, asegurando así un manejo seguro durante la máxima generación fotovoltaica sin riesgo de sobrecarga.

-Criterio de caída de tensión:

El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (España), en su ITC-BT-40 sobre "Instalaciones generadoras de baja tensión", especifica que la caída de tensión entre el generador fotovoltaico y el punto de conexión a la red no debe superar el 1,5%, aplicable para corriente continua CC en cambio para corriente alterna CA la caída de tensión deberá ser menor a un 2% [48]. En la Tabla 7, se aplica las fórmulas teniendo en cuenta si la línea es monofásica o trifásica:

Tabla 7. Fórmulas de la sección del conductor monofásica y trifásica en CC y CA.

	En función de P	En función de I y cos ϕ
Monofásica y CC	$S = \frac{200 * P * \rho}{\Delta V \% * \sigma * L} \quad (26)$	$S = \frac{200 * I * \rho * \cos^2 \phi}{\Delta V \% * \sigma * L} \quad (27)$
Trifásica y CA	$S = \frac{100 * P * \rho}{\Delta V \% * \sigma * L} \quad (28)$	$S = \frac{\sqrt{3} * 100 * I * \rho * \cos^2 \phi}{\Delta V \% * \sigma * L} \quad (29)$

Donde:

- S : Sección del conductor [mm^2],
- ρ : Conductividad del conductor, a 90°C es 45 [$\text{m} * \Omega / \text{mm}^2$],
- $\Delta V \%$: Caída de tensión máxima permitida [%],
- P : potencia activa transportada por la línea [W],
- V : Tensión de la línea [400V trifásica-230V monofásica][12V-24V en CC],
- I : Intensidad de la línea [A],
- $\cos^2 \phi$: Factor de potencia de la carga al final de la línea, es igual a 1.

La norma IEC 61727 [49] y la Norma Técnica Colombiana NTC 2050 (Segunda Actualización 2020), en su Artículo 690 sobre "Sistemas Solares Fotovoltaicos" [50], establecen que la caída de tensión no debe exceder el 3% entre el arreglo fotovoltaico y el punto de conexión a la red, asegurando así que la calidad de energía inyectada cumpla con los requisitos técnicos.

2.5.7 Equipos de protección

-Protecciones en CC

- Fusibles.

Los fusibles protegerán cada ramal del generador fotovoltaico de sobrecorriente que provocarían un circuito abierto, cada ramal debe tener dos fusibles, uno para el conductor positivo y otro en el negativo [49]. La corriente del fusible viene dada por la Ecuación 30.

$$1,5 * I_{SC} \leq I_N \leq 2 * I_{SC} \quad (30)$$

La norma UNE 60269-1 [52], establece los requisitos generales para fusibles de baja tensión, abarcando también los destinados a aplicaciones fotovoltaicas, asegurando que estos dispositivos puedan manejar las condiciones particulares de generación y distribución de energía solar. Además, en [53] la normativa UNE 60269-3 cubre los requisitos adicionales para fusibles destinados a sistemas fotovoltaicos residenciales, los cuales pueden ser utilizados por personas no calificadas, subrayando la importancia de la seguridad y la facilidad de uso en entornos domésticos.

- Interruptor termomagnético

Sirve para proteger contra cortocircuito y sobrecorriente a los conductores y equipos eléctricos conectados a ella respectivamente [54]. El cálculo del termomagnético es similar al de los fusibles, por tener las mismas características, por ende, se emplea la Ecuación 30.

La norma UNE-HD-60364-7-712 en [55], complementa esto con requisitos y métodos de ensayo para protectores contra sobretensiones transitorias en instalaciones fotovoltaicas, subrayando la importancia de los interruptores termomagnéticos en la protección de circuitos eléctricos y equipos.

-Protecciones en CA

- Interruptor termomagnético a la salida de cada inversor

Para desarrollar este cálculo, consideramos la ecuación de potencia activa para sistemas trifásicos, se despeja la corriente dando la Ecuación 31 que sirve para dimensionar el interruptor termomagnético a la salida del inversor.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} V \cos(\phi)} \quad (31)$$

Donde:

- I : Intensidad máxima del conductor [A],
- P : Potencia generada por un inversor [W],
- V : Tensión de salida del inversor [V],
- $\cos(\phi)$: factor de potencia.

- Interruptor termomagnético a la salida del GFV

Del mismo modo, el interruptor termomagnético para la salida del GFV se calcula con la Ecuación 31. Este interruptor dará paso al cierre de toda planta FV para temas de mantenimiento o inspección de los componentes.

2.5.8 Puesta a tierra

La puesta a tierra evita el flujo accidental de corriente a las partes metálicas de las instalaciones que normalmente no están vivas con respecto a tierra [56]. Para la malla de puesta a tierra se usó el método de Schwarz a fin de determinar la resistencia a tierra [57]. Con el objetivo de medir la resistividad del suelo se utilizó el Método Wenner (4 picas) y se usó el equipo medidor de tierra AMPROBE GP-2GEOTEST. Al realizar la medición a 2 m de profundidad, el contador nos dio un resultado de 22,54 de resistividad.

Para este análisis, se usó una varilla copperweld de 1,8m x 5/8" (0,015875 de diámetro). Con una profundidad de los conductores de 0,25 m. La Figura 4 muestra la resistencia a tierra y la malla de puesta a tierra que se calculó.

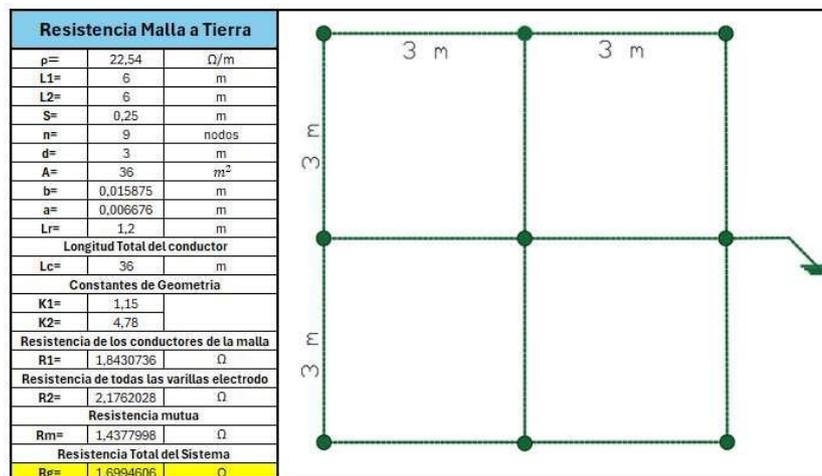


Figura 4. Malla de puesta a tierra del SFV

La máxima resistencia a tierra aceptable es de 25 ohmios. Pero es preferible que la resistencia sea de 10 ohmios según la normativa del Doc. 9157 del Manual de Diseño de Aeródromos [58]. Por otro lado, según [59], no se recomienda que la resistencia sea mayor a 5 ohmios. Para cumplir con estos requisitos, el conductor será de cobre desnudo de 7 hilos, con una sección de 35 mm^2 (0,006676 de diámetro) y con una longitud de 36 m.

2.6 Área disponible

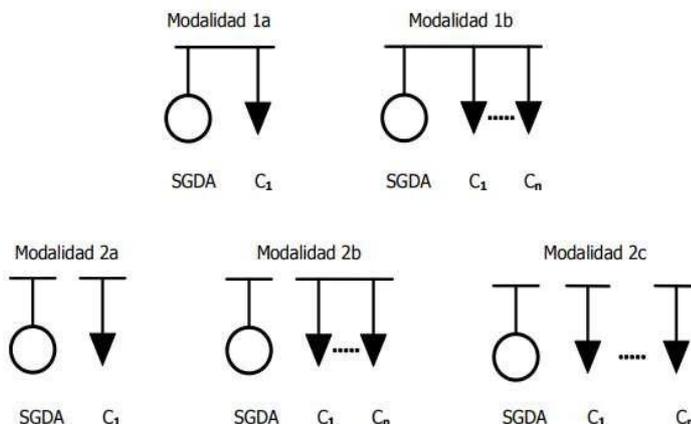


Figura 5. Diferentes modalidades de conexión

La Figura 5 presenta cinco modalidades de conexión para sistemas fotovoltaicos [72]. Para los escenarios 1 y 2, se utiliza la Modalidad 2a, que corresponde a un sistema independiente, ya que los paneles solares alimentan a la red eléctrica en lugar de alimentar directamente a las cargas. Esta configuración permite reducir el consumo y, por ende, las facturas de electricidad, proporcionando un descuento significativo.

En el caso del escenario 3, se emplea la Modalidad 1a. Este caso de estudio propone que los paneles solares inyecten energía directamente a la carga, lo que significa que la energía generada alimenta de manera directa al edificio. Esta modalidad es particularmente efectiva para optimizar el uso de la energía generada y reducir la dependencia de la red eléctrica.

Para la instalación del sistema fotovoltaico, se debe examinar las áreas disponibles para el emplazamiento de los paneles solares, por tal motivo este proyecto propone 3 escenarios. En la Figura 6 se puede ver los escenarios propuestos para este proyecto.

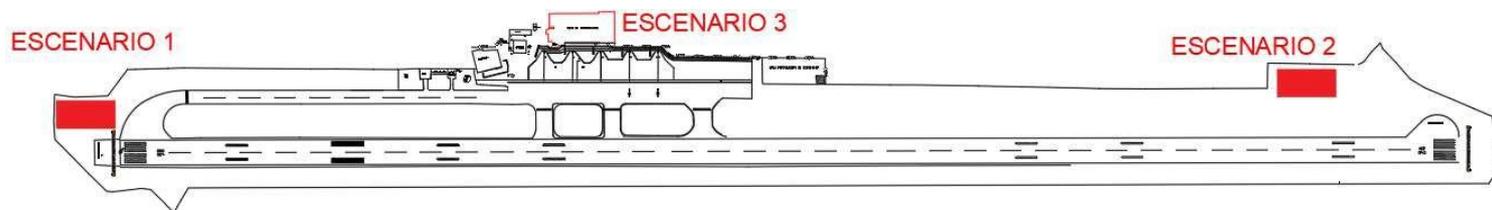


Figura 6. Escenarios propuestos para el SFCR.

- **Escenario 1**



Figura 7. Escenario 1 propuesto para el SFCR.

La Figura 7 muestra el escenario 1, que se encuentra ubicado en la parte oeste de la pista de la aeronave, con la disposición y arreglo definidos de los paneles solares se empleará el software PVsyst para calcular el área total que necesitará el SFCR. Pero, gracias al programa Google Earth se sabe que disponemos de un área de 3000 m².

- **Escenario 2**



Figura 8. Escenario 2 propuesto para el SFCR.

La Figura 8 presenta el escenario 2, que se encuentra ubicado en la parte este de la pista de la aeronave, con la disposición y arreglo definidos de los paneles solares se empleará el software PVsyst para calcular el área total que ocupará el SFCR. Pero, gracias al programa Google Earth se sabe que disponemos de un área de 3000 m².

- **Escenario 3**



Figura 9. Escenario 3 propuesto para el SFCR.

En la Figura 9 se puede ver el escenario 3, que se encuentra ubicado en la terraza del aeropuerto, este escenario solo ocupará el área disponible de la terraza para dimensionar el SFCR. Con el programa Google Earth se obtiene que el área cuenta con 1795 m².

2.7 Datos del transformador del Aeropuerto

Debido al elevado consumo energético, la empresa se clasifica como un cliente de media tensión, por tal motivo, dispone de un trafo interno de la marca Ecuatran con una potencia instalada de 192 KVA en conexión delta-estrella (DY5) pertenecientes a la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur. La Figura 10 muestra el trafo instalado en la empresa.



Figura 10. Transformador de 192 KVA instalado en el Aeropuerto Mariscal La Mar

2.8 Desarrollo del dimensionamiento del sistema fotovoltaico

La configuración del SFV se basa en la elección del módulo solar y del inversor, cuyas especificaciones se presenta en la Tabla 5 y 6, a partir de esta información, se realiza los cálculos para determinar las configuraciones y características eléctricas del sistema.

Es importante destacar que los cálculos para el escenario 1 y escenario 2 serán iguales, pues, estos escenarios necesitan de un área para abastecer toda demanda del aeropuerto.

2.7.1 Escenario 1 y 2

Como se mencionó anteriormente, el aeropuerto dispone de un trafo de 192 KVA, pero la potencia que se calculó en la Sección 2.3 es de 444,012 kW para el sistema fotovoltaico, entonces para estos escenarios se optó por comprar un trafo de 500 KVA para que el SFV abastezca la toda la demanda energética calculada en la Sección 2.2.

Considerando los aspectos detallados en la Sección 2.5 se lleva a cabo el dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución.

- Variación de voltaje del módulo fotovoltaico

Para el cálculo de la variación del voltaje se considera la temperatura mínima y máxima del módulo solar, según la ficha técnica del fabricante, la temperatura de operación del panel elegido va desde los $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $85\text{ }^{\circ}\text{C}$ con una temperatura de funcionamiento de $25\text{ }^{\circ}\text{C}$, entonces, con la Ecuación 3 se procede a calcular la tensión sin carga máxima del panel al estar en temperatura mínima de funcionamiento, es decir a $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$:

$$V_{\text{sin carga max panel}} = 49,6 - 1 * (-0,1388) * (25 + 40) = 58,62 \text{ V}$$

Ahora, con la Ecuación 4 y 5 se calcula el nivel de tensión máxima y mínima del panel fotovoltaico, bajo temperatura máxima y mínima de operación.

$$V_{\text{minMPPpanel}} = 40,68 - 1 * (-0,1388) * (25 - 85) = 32,35 \text{ V}$$

$$V_{\text{maxMPPpanel}} = 40,68 - 1 * (-0,1388) * (25 + 40) = 49,70 \text{ V}$$

- Arreglo de los paneles solares

Para el número mínimo de módulos en serie del SFV, se utiliza la Ecuación 6, por el contrario, para el número máximo de módulos en serie, se utiliza la Ecuación 7.

$$P_{Smax} = \frac{1000}{49,6} = 20,16 \quad P_{Smin} = \frac{200}{40,68} = 4,92$$

De este modo, el rango de arreglo de los paneles fotovoltaicos en serie es de 5 a 20. Pero para estos escenarios se decidieron por 16 módulos en serie. Para el número de cadenas en paralelo se determina mediante la Ecuación 8.

$$P_{max} = \frac{120\,000}{16 * 410} = 18,29$$

Entonces, el arreglo será de 18 cadenas en paralelo por inversor, es decir que habrá 2 cadenas en paralelo por MPPT, ya que el inversor admite 9 entradas máximas en CC. Con la Ecuación 9, se procede comprobar que la potencia generada de los arreglos serie-paralelo no supera la potencia del inversor (120 kW).

$$P_{Inversor} = (16 * 18) * 410 = 118\,080$$

El valor de la potencia de los módulos se encuentra dentro del rango de potencia del inversor, por ende, es correcto el arreglo de los paneles solares.

Adicionalmente, para cada escenario se considera 4 inversores de 120 kW. Entonces, el número total de módulos solares está dada por la Ecuación 10.

$$P_{roTotalPanel} = 16 * 18 * 4 = 1152$$

El número total de paneles es de 1152, a continuación, se calcula la potencia pico del sistema con el Ecuación 11.

$$P_{pSFV} = 1152 * 410 = 472\,320$$

La planta fotovoltaica tendrá una potencia pico de 472320 W y está compuesta por 4 subcampos de 118080 W de potencia nominal, el arreglo serie-paralelo del campo solar está resumida en la Tabla 8 y en la Figura 11 se visualiza el arreglo de los paneles para un subcampo. Gracias a los cálculos de la disposición y arreglos de los módulos solares, se empleó el programa PVsyst para encontrar el área necesaria del SFV. El resultado de la simulación arrojó un área de 2195 m², pero se optó por 2500 m² para el cuarto de control.

Tabla 8. Configuración serie-paralelo del campo fotovoltaico

CAMPO FOTOVOLTAICO				
Subcampos	Inversor RCM-120-TP-M 120 kW			
	1	2	3	4
Potencia del módulo [W]	410	410	410	410
Número de módulos por subcampo	288	288	288	288
Número de módulos en serie	16	16	16	16
Numero de cadenas en paralelo	18	18	18	18

Potencia total del subcampo [W]	118080	118080	118080	118080
Número total de módulos del campo FV		1152		
Potencia pico del campo fotovoltaico [W]		472320		
Área total del campo fotovoltaico [m ²]		2500		

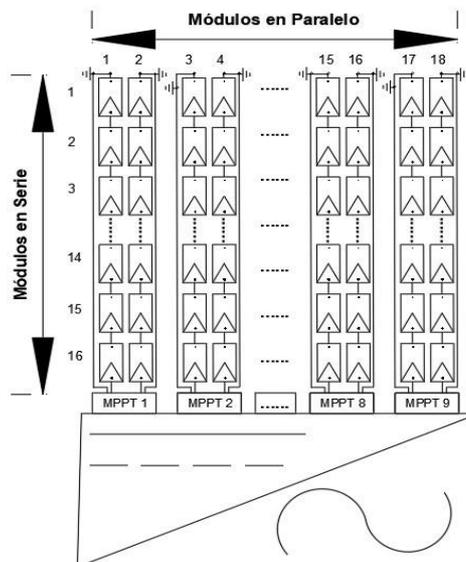


Figura 11. Configuración final serie-paralelo de un subcampo para el escenario 1 y 2

- Configuración eléctrica de las cadenas de generación FV

Para la conexión cadena-inversor, el voltaje MPP (V_{MPP}) a la salida de cada cadena se calcula con la Ecuación 12.

$$V_{MPP} = 16 * 40,68 \text{ V} = 650,88 \text{ V}$$

La corriente de cortocircuito por panel, según la ficha técnica es $I_{sc} = 10,76 \text{ A}$. Pero al admitir 2 entradas por MPPT, la intensidad de cortocircuito para 2 cadenas en paralelo por MPPT es $I_{sc} * 2 = 21,52 \text{ A}$.

Ahora, con la Ecuación 13, se determina la tensión máxima sin carga a la salida de la cadena, en cambio con la Ecuación 14 y 15 se calcula la tensión mínima (V_{minMPP}) y tensión máxima (V_{maxMPP}) a la salida de la cadena fotovoltaica.

$$V_{sin\ cargamax} = 16 * 58,62 \text{ V} = 937,92 \text{ V}$$

$$V_{minMPP} = 16 * 32,35 \text{ V} = 517,6 \text{ V}$$

$$V_{maxMPP} = 16 * 49,70 \text{ V} = 795,2 \text{ V}$$

- Condiciones para la validación del sistema

Para validar la conexión cadena-inversor, se verifica su cumplimiento de las condiciones y límites establecidos. La Tabla 9, presenta un resumen de las condiciones para la validación del sistema.

Tabla 9. Cumplimiento de condiciones

Condición $V_{oc} \leq V_{inv}$	
Tensión sin carga de la cadena	937,92 V
Tensión de entrada máxima al inversor	1000 V
Cumplimiento	$937,92 V \leq 1000 V$
Condición $V_{m} \geq V_{m,inv}$	
Tensión mínima MPP de la cadena	517,6 V
Tensión mínima MPP del inversor	180 V
Cumplimiento	$517,6 V \geq 180 V$
Condición $V_{m} \geq V_{m,inv}$	
Tensión máxima MPP de la cadena	795,2 V
Tensión máxima MPP del inversor	1000 V
Cumplimiento	$795,2 V \geq 1000 V$
Condición $I_{sc} \leq I_{inv}$	
Corriente de cortocircuito máximo de la cadena	21,52 A
Numero de cadenas en paralelo por MPPT	2
Corriente de entrada máxima por MPPT del inversor	26 A
Cumplimiento	$21,52 A \leq 26 A$
Condición $P_{array} \leq P_{inv}$	
Potencia máxima de arreglo serie-paralelo	118 000 W
Potencia máxima del inversor	120 000 W
Cumplimiento	$118 000 W \leq 120 000 W$

- Elección de conductores lado CC

Los conductores para la planta FV en el lado CC esta dividido en 2 tramos como se observa en la Figura 12, el tramo 1 va desde la generación de energía de los arreglos fotovoltaicos hasta el gabinete de protecciones CC (StringBox) y el tramo 2 va desde la salida del StringBox hasta el inversor.



Figura 12. División de tramos en el lado CC de la planta fotovoltaica

-Criterio de intensidad máxima en el tramo 1 y 2

Para los cálculos de estos tramos, la intensidad de salida del arreglo fotovoltaico en el tramo 1 es de $I_{sc} = 10,76 A$, en cambio para el tramo 2 la intensidad de salida del StringBox es el doble de intensidad por la unión de 2 cadenas en paralelo hacia una entrada CC del inversor $2 * I_{sc} = 21,52 A$.

$$I_{string} = 1,25 * 10,76 A = 13,45 A$$

$$I_{\text{max}} = 1,25 * 21,52 \text{ A} = 26,9 \text{ A}$$

-Criterio de caída de tensión en el tramo 1 y 2

La Tabla 10 muestra un resumen de los conductores elegidos para el tramo 1 y 2.

Tabla 10. Sección y caída de tensión del conductor en el tramo 1 y 2 en lado de CC.

Circuito CC	r [W]	v [V]	Isc [A]	L [m]	ρ [m/Ω*mm ²]	I _{max} [A]	Sección calculada [mm ²]	Sección elegida [mm ²]	Caída de tensión calculada [%]	
StringBox 1 – StringBox 2 – StringBox 3 – StringBox 4										
T R A M O 1	Cadena 1	6560	650,88	10,76	20	45	13,45	1,47	3,31	0,0184
	Cadena 2	6560	650,88	10,76	20	45	13,45	1,47	3,31	0,0184
	Cadena 3	6560	650,88	10,76	20	45	13,45	1,47	3,31	0,0184

	Cadena 16	6560	650,88	10,76	20	45	13,45	1,47	3,31	0,0184
	Cadena 17	6560	650,88	10,76	20	45	13,45	1,47	3,31	0,0184
	Cadena 18	6560	650,88	10,76	20	45	13,45	1,47	3,31	0,0184
	StringBox1- Inversor 1	1180 80	650,88	21,52	5	45	26,9	3,67	5,26	0,0425
T R A M O 2	StringBox2- Inversor 2	1180 80	650,88	21,52	5	45	26,9	3,67	5,26	0,0425
	StringBox3- Inversor 3	1180 80	650,88	21,52	5	45	26,9	3,67	5,26	0,0425
	StringBox4- Inversor 4	1180 80	650,88	21,52	5	45	26,9	3,67	5,26	0,0425

En el tramo 1 existen 18 cadenas para cada inversor, cada cadena de 16 paneles en serie tiene 20 m de longitud hasta el cuadro de protecciones (StringBox), para estos escenarios se consideraron 4 inversores, por lo que, habrá 72 cadenas conectadas en paralelo por escenario y una longitud total de cable para el tramo 1 de 1440 m. El cable elegido para el tramo 1 es de la marca Energyflex-PV WIRE de 12 AWG de capacidad máxima de 30 A, es un conductor de cobre flexible, con aislamiento termoestable, adecuado para la instalación directamente enterrado, también para lugares secos y húmedos a una temperatura de funcionamiento de 90 ° C.

El tramo 2 está conformado por la unión de 2 cadenas en paralelo para una entrada CC del inversor, el inversor admite 9 entradas CC, entonces habrá 9 cadenas a la salida de cada StringBox con una longitud de 5 m hasta el inversor. Como existen 4 inversores, habrá 36 cadenas con una longitud total de 180 m para el tramo 2. El cable elegido para el tramo 2 es de la marca Energyflex-PV WIRE de 10 AWG de capacidad máxima de 40 A,

es un conductor de cobre flexible, con aislamiento termoestable, adecuado para la instalación en lugares secos y húmedos a una temperatura de funcionamiento de 90 ° C.

Entonces, para cubrir los tramos de CC de toda la planta fotovoltaica, se requiere de 1620 m de conductores de distintos calibres.

- Elección de conductores lado CA

Los conductores para la planta FV en el lado CA esta dividido en 2 tramos como se observa en la Figura 13, el tramo 3 va desde la salida del inversor hasta el trafo de 500 KVA y el tramo 4 va desde la salida del trafo de 500 KVA hasta la red distribuidora.

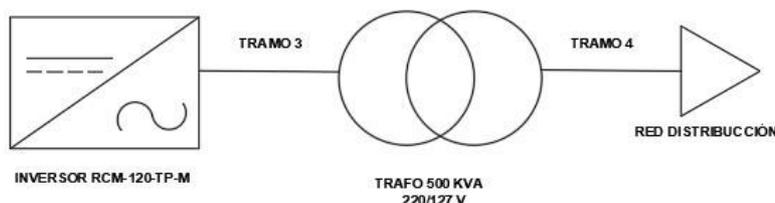


Figura 13. División de tramos en el lado CA de la planta fotovoltaica

-Criterio de intensidad máxima en el tramo 3

Para los cálculos de este tramo, los valores de salida del inversor son 220 V de tensión y 181,9 A de corriente.

$$I_{\text{cable}} = 1,25 * 181,9 \text{ A} = 227,4 \text{ A}$$

-Criterio de caída de tensión en el tramo 3

La Tabla 11 se muestra un resumen de los conductores elegidos para el tramo 3.

Tabla 11. Sección y caída de tensión del conductor en el tramo 3 en lado de CA.

Circuito CA	V de salida del inversor [V]	I salida del inversor [A]	L [m]	FP	Sección calculada [mm ²]	Sección elegida [mm ²]	Caída de tensión calculada [%]
T R A M O 3 Inversor 1 – Cuadro de protecciones del Trafo 500 KVA	220	181,9	6	1	82,64	85,02	0,35
Inversor 2 – Cuadro de protecciones del Trafo 500 KVA	220	181,9	6	1	82,64	85,02	0,35
Inversor 3 – Cuadro de protecciones del Trafo 500 KVA	220	181,9	6	1	82,64	85,02	0,35
Inversor 4 – Cuadro de protecciones del Trafo 500 KVA	220	181,9	6	1	82,64	85,02	0,35

Según [60], una distancia segura de los transformadores montados en pedestal es mantenerse al menos a 3 metros del equipo para evitar exponerse a cualquier peligro, y como la caja esta empotrada a tierra, se puede podar o segar la vegetación que crezca y se acumule alrededor de la base. El tramo 3 está conformado por la unión de los 4 inversores hasta el trafo de 500 KVA, del inversor salen 4 cables (3 fases - 1 neutro) con una longitud de 6 m hasta el transformador, por lo tanto, la longitud total del tramo CA es de 96 m. El

cable elegido para el tramo 3 es de la marca Electro cable de 4/0 AWG y con una capacidad máxima de 260 A. Es un conductor de cobre tipo RHW-2, con aislamiento uniforme de polietileno reticulado negro (XLPE), resistente a la humedad, calor elevado y luz solar.

-Criterio de intensidad máxima en el tramo 4, Escenario 1

Para los cálculos de este tramo, los valores del transformador deben ser igual a la red existente a la cual se va a conectar, esto se puede observar en la Figura 14.

Poste: 502499R1		Tramo MT Aereo: 0424	
Codigo Poste	502499R1	Alim1	0424
Subtipo	Poste Hormigon	Subtipo	Tramo MTA Bifasico
Codigo Estructura	PHC11_350	Voltaje	22.0 kV
Tipo Uso Poste	Media Baja	Fase Conexion	BC
ESTRUCTURAENPOSTE	5EP; 3SAV	Secuencia Fase	BC
Proyecto Construccion	0424	Configuracion Conductores	2F3C
Fecha Construccion	6/20/2003 7:00 P. M.	Codigo Conductor Fase	ACSR.4
Fecha Energizacion		Codigo Conductor Neutro	ACSR.4
Propiedad	EERCS	Ramal	
Provincia	AZUAY	Longitud del Sistema	30,47
Canton	CUENCA		
Parroquia	TOTORACOCHA		

Figura 14. Datos de la red existente, escenario 1

$$I_{\text{max}} = \frac{0.92 * 500000}{22000} = 20,9091 \text{ A}$$

$$I_{\text{max}} = 1,25 * 20.9091 = 26,1364 \text{ A}$$

-Criterio de caída de tensión en el tramo 4, Escenario 1

En la Figura 15, se puede observar la distancia desde el transformador de 500 VA hasta la red de media tensión existente.

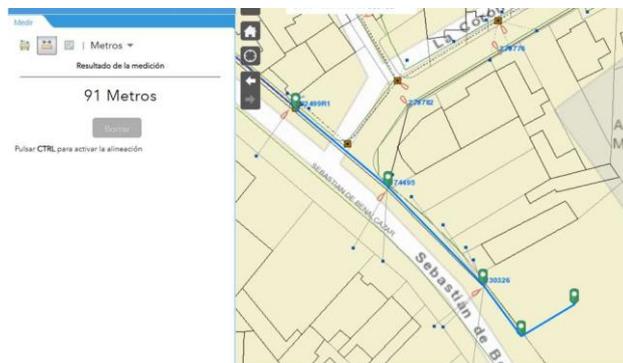


Figura 15. Distancia del poste existente al tramo del Escenario 1.

La caída de tensión es menor del 1%. La cual, se encuentra dentro del rango mencionado por las normas para sistemas de distribución en [61].

Para el escenario 1, el tramo 4 parte desde HV del tramo hasta la red de media tensión descrita con anterioridad, con una distancia de 91 m. El conductor es de la marca Electro cable 2 AWG con una capacidad máxima de 33.62 A. Es un conductor de cobre tipo RHW-2, con aislamiento uniforme de polietileno reticulado negro (XLPE), resistente a la humedad, calor elevado y luz solar.

-Criterio de intensidad máxima en el tramo 4, Escenario 2

Para los cálculos de este tramo, los valores del transformador deben ser igual a la red existente a la cual se va a conectar, esto se puede observar en la Figura 16.



Figura 16. Datos de la red existente, Escenario 2

$$I_{\text{max}} = \frac{0.92 * 500000}{12700} = 36,2205 \text{ A}$$

$$I_{\text{max}} = 1,25 * 36,2205 = 45,2756 \text{ A}$$

-Criterio de caída de tensión en el tramo 4, Escenario 2

En la Figura 17, se puede observar la distancia desde el transformador de 500 V hasta la red de media tensión existente.

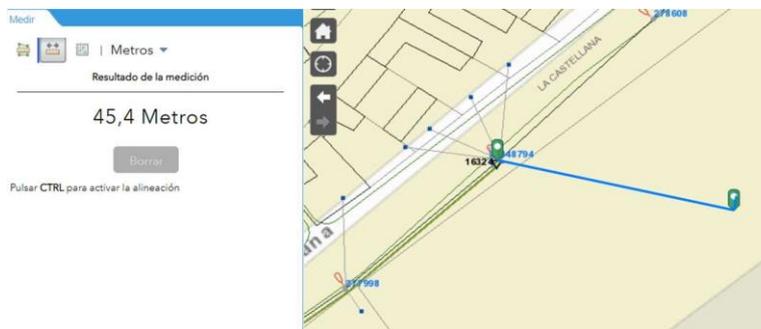


Figura 17. Distancia del poste existente al trafo del Escenario 2.

La caída de tensión es menor del 1%. La cual, se encuentra dentro del rango mencionado por las normas para sistemas de distribución en [61].

Para el escenario 2, el tramo 4 parte desde HV del trafo hasta la red de media tensión descrita con anterioridad, con una distancia de 45,4 m. El conductor es de la marca Electro cable 1/0 AWG con una capacidad máxima de 53,48A. Es un conductor de cobre tipo RHW-2, con aislamiento uniforme de polietileno reticulado negro (XLPE), resistente a la humedad, calor elevado y luz solar.

- Equipos de protección

-Protecciones en CC

La corriente del fusible viene dada por la Ecuación 30, este fusible debe ir a la salida del arreglo fotovoltaico, uno para la cadena positiva y otro para la cadena negativo.

$$1,5 * 10,76 \text{ A} \leq I_N \leq 2 * 10,76 \text{ A}$$

$$16,14 \text{ A} \leq I_N \leq 21,52 \text{ A}$$

La corriente del fusible debe estar comprendida entre el rango de 16,14 A y 21,52 A. El fusible que se escogió es de la marca Bussman con una capacidad de corriente nominal de 20 A y 1000 V en CC y con una capacidad de corte nominal de 50 kA. También se eligió un portafusil de la misma marca Bussman con una capacidad de corriente máxima de 32 A, siendo compatible con el fusil seleccionado.

Para el interruptor termomagnético también se utiliza la Ecuación 30, por tener las mismas características que el fusible, pero al unirse dos cadenas en paralelo a un solo termomagnético, la corriente de salida del arreglo es $2 * 21,52 \text{ A} = 43,04 \text{ A}$.

$$1,5 * 21,52 \text{ A} \leq I_N \leq 2 * 21,52 \text{ A}$$

$$32,28 \text{ A} \leq I_N \leq 43,04 \text{ A}$$

La norma IEC 62548 en [62], indica que es obligatorio utilizar fusibles de corriente continua cuando la corriente de cortocircuito supera la corriente máxima de fusible establecida por el fabricante. Y la corriente mínima de interrupción debe ser de $1,5 \times I_n$ (para 15-20A) y $1,75 \times I_n$ (para 25-32A). El interruptor termomagnético que se escogió es de la marca ABB con una capacidad de corriente nominal de 40 A, con una capacidad de corte nominal de 15 kA. Este disyuntor tiene una capacidad de conexión de conductor flexible de 16 mm^2 y con conductor rígido de 25 mm^2 . En la Figura 18, se observa la conexión de las protecciones en el lado CC del inversor.

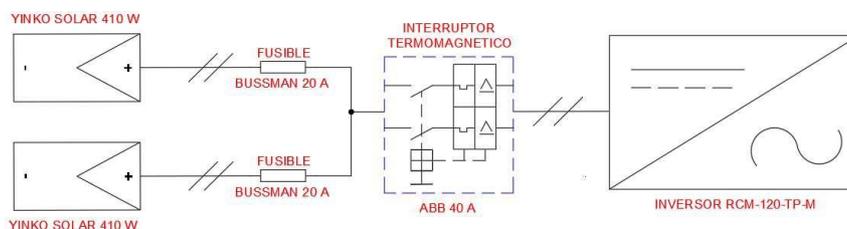


Figura 18. Conexión de protecciones en el lado CC del inversor.

Las normas IEC 60364-7-712 [55] e IEC 60947-3 [63] establecen los requisitos para los disyuntores en sistemas fotovoltaicos, indicando que deben tener una corriente nominal al menos 1,25 veces la corriente máxima de salida del inversor y un voltaje de operación mayor o igual al voltaje máximo del sistema (1500V para trifásicos, 600-1000V para monofásicos), mientras que la norma IEC 62548 [62] especifica que es obligatorio utilizar disyuntores de corriente continua cuando la corriente de cortocircuito de N-1 string supera la corriente máxima admisible de los módulos fotovoltaicos.

-Protecciones en CA

Para dimensionar el interruptor termomagnético a la salida de cada inversor, se utiliza la Ecuación 31, considerando el conductor a la salida del inversor anteriormente dimensionado de 4/0 AWG, con una capacidad máxima de 260 A y un factor de potencia igual 1, según la ficha técnica del inversor.

$$I_N = \frac{118\,080 \text{ VA}}{\sqrt{3} * 220 \text{ V} * \cos(\phi)} = 309,88 \text{ A}$$

$$260 \text{ A} \leq I_N \leq 309,88 \text{ A}$$

De esta forma, el interruptor termomagnético debe estar comprendido entre el rango de 260 A y 309,88 A, el interruptor que se escogió es de la marca ABB con una

intensidad de 300 A, con una frecuencia nominal de trabajo a 50/60 Hz y una capacidad nominal de corte a 65 kA a 220 V en CA.

A continuación, se determina el interruptor termomagnético a la salida de la planta solar con la Ecuación 31. Se considera un conductor de sección 500 Kcmil y una capacidad de corriente de 840 A, ya que debe soportar la corriente máxima a la salida de los 4 inversores del GFV.

$$I_N = \frac{472320}{\sqrt{3} * 220} = 1239,52 \text{ A} \quad (1)$$

$$840 \text{ A} \leq I_N \leq 1239,52 \text{ A}$$

De esta forma, el interruptor termomagnético debe estar comprendido entre el rango de 225 A y 1239,52 A, el interruptor que se escogió es de la marca ABB con una intensidad de 1000 A y una capacidad nominal de corte a 85 kA a 220 V en CA. Las normativas IEC 60947-3 [63] y el catálogo de Chint especifican que los interruptores termomagnéticos para aplicaciones fotovoltaicas deben tener una intensidad nominal de hasta 1000A, con capacidades de interrupción de hasta 50 kA. Además, el catálogo de Chint incluye interruptores de caja moldeada con intensidades nominales de 800A, 1000A y 1250A, con capacidades de interrupción de hasta 70 kA.

- Protecciones para el trafo de 500 KVA

El seccionador para los escenarios 1 y 2, tenemos una corriente menor a 50 A. Por lo tanto, [63] recomienda que los seccionadores fusible serán de tipo abierto, con una capacidad de 100 A. Es necesario instalar interruptores termomagnéticos para proteger contra cortocircuitos y sobrecargas, y un interruptor diferencial para proteger contra contactos directos e indirectos. Estas medidas de seguridad son fundamentales para garantizar un diseño eléctrico seguro y confiable [64], [65].

- Diagrama unifilar para el escenario 1

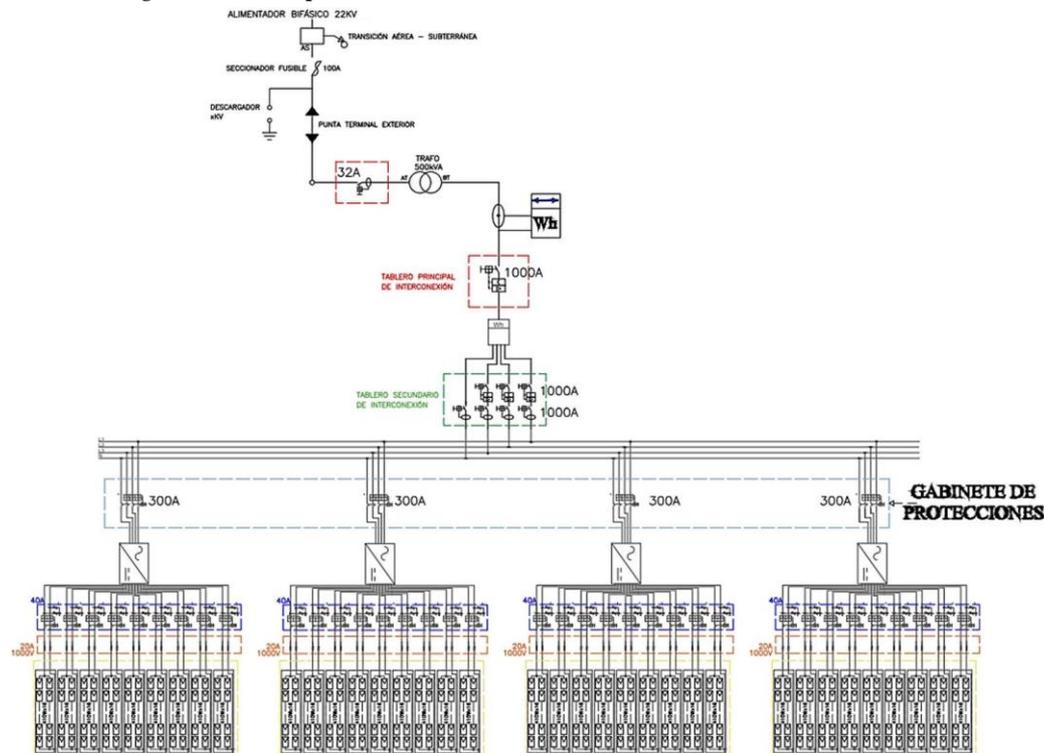


Figura 19. Diagrama unifilar de protecciones para el caso de estudio 1.

- Diagrama unifilar para el escenario 2

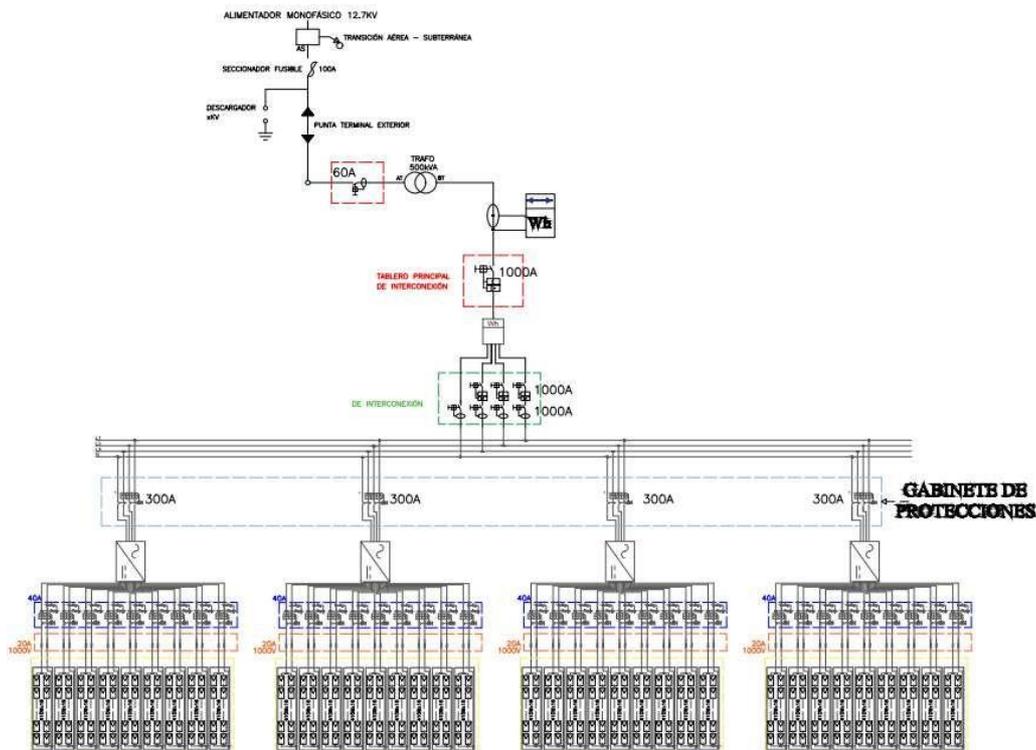


Figura 20. Diagrama unifilar de protecciones para el caso de estudio 2.

Este tipo de instalación cuenta con un inversor de conexión a la red, medidor bidireccional y no necesita baterías. La cual esta se puede visualizar en el diagrama unifilar.

2.6.1 Escenario 3

Para este escenario, el SFV estará dimensionamiento según el área disponible en la terraza y de la potencia instalada en el transformador del aeropuerto. Considerando los aspectos detallados en la Sección 2.5 se lleva a cabo el dimensionamiento del SFV conectado a la red.

- Variación de voltaje del módulo fotovoltaico

Para el cálculo de la variación del voltaje, se toma los mismos resultados determinados en el escenario 1 y 2 porque la temperatura de operación del panel elegido va desde los $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $85\text{ }^{\circ}\text{C}$ con una temperatura de funcionamiento de $25\text{ }^{\circ}\text{C}$

- Arreglo de los paneles solares

Para el número mínimo de módulos en serie del SFV, se utiliza la Ecuación 6, por el contrario, para el número máximo de módulos en serie, se utiliza la Ecuación 7.

$$n_{P_{S_{\max}}} = \frac{1000}{49,6} = 20,16 \qquad n_{P_{S_{\min}}} = \frac{200}{40,68} = 4,92$$

De este modo, el rango de arreglo de los paneles fotovoltaicos en serie es de 5 a 20. Pero para estos escenarios se optó por 15 módulos en serie. Para el número de cadenas en paralelo se determina mediante la Ecuación 8.

$$n_{Pmax} = \frac{120\,000}{15 * 410} = 19,51$$

El resultado del arreglo en paralelo es de 19 cadenas por inversor, pero se optó por 15 cadenas en paralelo por inversor, es decir que solo se ocuparan 8 MPPT a la entrada del inversor. Con la Ecuación 9, se procede comprobar que la potencia generada de los arreglos serie-paralelo no supera la potencia del inversor (120 kW).

$$P_{Inversor} = (15 * 15) * 410 = 92250$$

El valor de la potencia de los módulos se encuentra dentro del rango de potencia del inversor, por ende, es correcto el arreglo de los paneles solares.

Adicionalmente, para este escenario solo se consideraron 2 inversores de 120 kW porque el espacio para el emplazamiento de los paneles es limitado. Entonces, el número total de módulos solares está dada por la Ecuación 10.

$$n_{roTotalPanel} = 15 * 15 * 2 = 450$$

El número total de paneles es de 450, a continuación, se calcula la potencia pico del sistema con el Ecuación 11.

$$P_{PSFV} = 450 * 410 = 184500$$

La planta solar tendrá una potencia pico de 184500 W y está compuesta por 2 subcampos de 92250 W de potencia nominal, el arreglo serie-paralelo del campo solar está resumida en la Tabla 12 y la Figura 21 muestra el arreglo de los paneles para un subcampo.

Tabla 12. Configuración serie-paralelo del campo fotovoltaico para el escenario 3

CAMPO FOTOVOLTAICO		
Subcampos	Inversor RCM-120-TP-M 120 kW	
	1	2
Potencia del módulo [W]	410	410
Número de módulos por subcampo	225	225
Número de módulos en serie	15	15
Numero de cadenas en paralelo	15	15
Potencia total del subcampo [W]	92250	92250
Número total de módulos del campo FV	450	
Potencia pico del campo fotovoltaico [W]	184500	
Área total del campo fotovoltaico [m ²]	1200	

Gracias a los cálculos de la disposición y arreglos de los módulos solares, se empleó el programa PVsyst para encontrar el área que necesita del SFV. El resultado de la simulación arrojó un área de 1000 m^2 y la aplicación de Google Earth nos dio un área disponible de 1795 m^2 , quiere decir que hay suficiente espacio para emplazar el SFV.

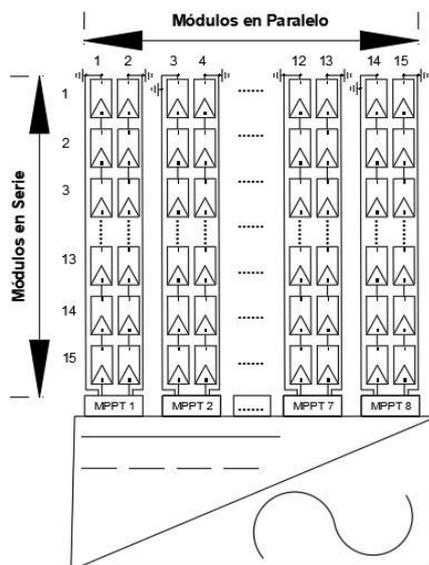


Figura 21. Configuración final de un subcampo para el escenario 3

- Configuración eléctrica de las cadenas de generación FV

Para la conexión cadena-inversor, el voltaje MPP (V_{MPP}) a la salida de cada cadena se calcula con la Ecuación 12.

$$V_{MPP} = 15 * 40,68 \text{ V} = 610,2 \text{ V}$$

La corriente de cortocircuito por panel, según la ficha técnica es $I_{sc} = 10,76 \text{ A}$. Pero al admitir 2 entradas por MPPT, la intensidad de cortocircuito para 2 cadenas en paralelo por MPPT es $I_{sc} * 2 = 21,52 \text{ A}$. Ahora, con la Ecuación 13, se determina la tensión máxima sin carga a la salida de la cadena, en cambio con la Ecuación 14 y 15 se calcula la tensión mínima (V_{minMPP}) y tensión máxima (V_{maxMPP}) a la salida de la cadena fotovoltaica.

$$V_{sin\ cargamax} = 15 * 58,62 \text{ V} = 879,3 \text{ V}$$

$$V_{minMPP} = 15 * 32,35 \text{ V} = 485,25 \text{ V}$$

$$V_{maxMPP} = 15 * 49,70 \text{ V} = 745,5 \text{ V}$$

- Condiciones para la validación del sistema

Para validar la conexión cadena-inversor, se verifica su cumplimiento de las condiciones y límites establecidos. La Tabla 13, presenta un resumen de las condiciones para la validación del sistema.

Tabla 13. Cumplimiento de condiciones

Condición $V_{\text{sin carga}} \leq V_{\text{max}}$	
Tensión sin carga de la cadena	879,3 V
Tensión de entrada máxima al inversor	1000 V
Cumplimiento	$937,92 \text{ V} \leq 1000 \text{ V}$
Condición $V_{\text{min}} \geq V_{\text{MPP min}}$	
Tensión mínima MPP de la cadena	485,25 V
Tensión mínima MPP del inversor	180 V
Cumplimiento	$517,6 \text{ V} \geq 180 \text{ V}$
Condición $V_{\text{max}} \geq V_{\text{MPP max}}$	
Tensión máxima MPP de la cadena	745,5 V
Tensión máxima MPP del inversor	1000 V
Cumplimiento	$795,2 \text{ V} \geq 1000 \text{ V}$
Condición $I_{\text{max}} \leq I_{\text{max MPPT}}$	
Corriente de cortocircuito máximo de la cadena	21,52 A
Numero de cadenas en paralelo por MPPT	2
Corriente de entrada máxima por MPPT del inversor	26 A
Cumplimiento	$21,52 \text{ A} \leq 26 \text{ A}$
Condición $P_{\text{max}} \leq P_{\text{max inv}}$	
Potencia máxima de arreglo serie-paralelo	922 50 W
Potencia máxima del inversor	120 000 W
Cumplimiento	$92 250 \text{ W} \leq 120 000 \text{ W}$

- Elección de conductores lado CC

Los conductores para la planta FV en el lado CC esta dividido en 2 tramos como se observa en la Figura 11, el tramo 1 va desde la generación de energía de los arreglos fotovoltaicos hasta el gabinete de protecciones CC (StringBox) y el tramo 2 va desde la salida del StringBox hasta el inversor.

-Criterio de intensidad máxima en el tramo 1 y 2

Para los cálculos de estos tramos, la intensidad de salida del arreglo fotovoltaico en el tramo 1 es de $I_{\text{max}} = 10,76 \text{ A}$, en cambio para el tramo 2 la intensidad de salida del StringBox es el doble de intensidad por la unión de 2 cadenas en paralelo hacia una entrada CC del inversor $2 * I_{\text{max}} = 21,52 \text{ A}$.

$$I_{\text{tramo 1}} = 1,25 * 10,76 \text{ A} = 13,45 \text{ A}$$

$$I_{\text{tramo 2}} = 1,25 * 21,52 \text{ A} = 26,9 \text{ A}$$

-Criterio de caída de tensión en el tramo 1 y 2

La Tabla 14 muestra un resumen de los conductores elegidos para el tramo 1 y 2.

Tabla 14. Sección y caída de tensión del conductor en el tramo 1 y 2 en lado de CC.

Circuito CC	P	V	Isc	L	ρ	I _{max}	Sección calculada	Sección elegida	Caída de tensión calculada
	[W]	[V]	[A]	[m]	[m/Ω*mm ²]	[A]	[mm ²]	[mm ²]	[%]
StringBox 1 – StringBox 2									
Cadena 1	6150	610,2	10,76	25	45	13,45	1,83	3,31	0,041
T Cadena 2	6150	610,2	10,76	25	45	13,45	1,83	3,31	0,041
R Cadena 3	6150	610,2	10,76	25	45	13,45	1,83	3,31	0,041
A
M Cadena 13	6150	610,2	10,76	25	45	13,45	1,83	3,31	0,041
Cadena 14	6150	610,2	10,76	25	45	13,45	1,83	3,31	0,041
Cadena 15	6150	610,2	10,76	25	45	13,45	1,83	3,31	0,041
O StringBox1- Inversor 1	92250	610,2	21,52	10	45	26,9	7,35	8,367	0,016
1 StringBox2- Inversor 2	92250	610,2	21,52	10	45	26,9	7,35	8,367	0,016
2									

En el tramo 1 existen 15 cadenas para cada inversor, cada cadena de 15 paneles en serie tiene 25 m de longitud hasta el cuadro de protecciones (StringBox), para este escenario se consideró 2 inversores, por lo que, habrá 30 cadenas conectadas en paralelo y una longitud total de cable para el tramo 1 de 750 m. El cable elegido para el tramo 1 es de la marca Energyflex-PV WIRE de 12 AWG de capacidad máxima de 30 A, es un conductor de cobre flexible, con aislamiento termoestable, adecuado para la instalación directamente enterrado, también para lugares secos y húmedos a una temperatura de funcionamiento de 90 ° C.

El tramo 2 está conformado por la unión de 2 cadenas en paralelo para una entrada CC del inversor, pero en el arreglo paralelo se determinó que se ocupará solo 8 entradas CC, entonces habrá 8 cadenas a la salida de cada StringBox con una longitud de 10 m hasta el inversor. Como existen 2 inversores, habrá 16 cadenas con una longitud total de 160 m para el tramo 2. El cable elegido para el tramo 2 es de la marca Energyflex-PV WIRE de 8 AWG de capacidad máxima de 55 A, es un conductor de cobre flexible, con aislamiento termoestable, adecuado para la instalación en lugares secos y húmedos a una temperatura de funcionamiento de 90 ° C.

Entonces, para cubrir los tramos de CC de toda la planta fotovoltaica, se requiere de 910 m de conductores de distintos calibres.

- Elección de conductores lado CA

La Figura 22 muestra que el tramo 3 va desde la salida del inversor hasta el trafo de 192 KVA instalado en el aeropuerto con una distancia comprendida de 15 m.

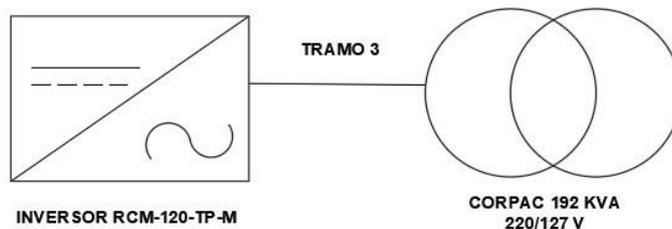


Figura 22. Tramo 3 en el lado CA de la planta fotovoltaica

-Criterio de intensidad máxima en el tramo 3

Para los cálculos de este tramo, los valores de salida del inversor son 220 V de tensión y 181,9 A de corriente.

$$I_{\text{máxima}} = 1,25 * 181,9 \text{ A} = 227,4 \text{ A}$$

-Criterio de caída de tensión en el tramo 3

La Tabla 11 se muestra un resumen de los conductores elegidos para el tramo 3.

Tabla 15. Sección y caída de tensión del conductor en el tramo 3 en lado de CA.

Circuito CA	V de salida del inversor [V]	I salida del inversor [A]	L [m]	FP	Sección calculada [mm ²]	Sección elegida [mm ²]	Caída de tensión calculada [%]
T R A M O 3 Inversor 1 – Cuadro de protecciones del Trafo 192 KVA	220	181,9	15	1	81,78	85,05	0,75
Inversor 2 – Cuadro de protecciones del Trafo 192 KVA	220	181,9	15	1	81,78	85,05	0,75

El tramo 3 está conformado por la unión de los 2 inversores, del inversor salen 4 cables (3 fases - 1 neutro) con una longitud de 15 m hasta el trafo de 192 KVA, por lo tanto, la longitud total del tramo CA es de 60 m. El cable elegido para el tramo 3 es de la marca Electro Cable de 3/0 AWG y con una capacidad máxima de 225 A. Es un conductor de cobre tipo RHH, con aislamiento uniforme de polietileno reticulado negro (XLPE), apto para ser enterrado directamente, resistente a la humedad, calor elevado y luz solar.

- Equipos de protección

-Protecciones en CC

La corriente del fusible viene dada por la Ecuación 30, este fusible debe ir a la salida del arreglo fotovoltaico, uno para la cadena positiva y otro para la cadena negativa.

$$1,5 * 10,76 \text{ A} \leq I_N \leq 2 * 10,76 \text{ A}$$

$$16,14 \text{ A} \leq I_N \leq 21,52 \text{ A}$$

La corriente del fusible debe estar comprendida entre el rango de 16,14 A hasta 21,52 A. El fusible que se escogió es de la marca Bussman con una capacidad de corriente nominal de 20 A y 1000 V en CC y con una capacidad de corte nominal de 50 kA.

Para el interruptor termomagnético también se utiliza la Ecuación 30, por tener las mismas características que el fusible, pero al unirse 2 cadenas en paralelo a un solo termomagnético, la corriente de salida del arreglo es $2 * 10,76 \text{ A} = 21,52 \text{ A}$.

$$1,5 * 21,52 \text{ A} \leq I_N \leq 2 * 21,52 \text{ A}$$

$$32,28 \text{ A} \leq I_N \leq 43,04 \text{ A}$$

Entonces, el interruptor termomagnético que se escogió es de la marca ABB con una capacidad de corriente nominal de 40 A, con una capacidad de corte nominal de 15 kA. Este disyuntor tiene una capacidad de conexión de conductor flexible de 16 mm² y con conductor rígido de 25 mm². En la Figura 13, se observa la conexión de las protecciones en el lado CC del inversor.

-Protecciones en CA

Para dimensionar el interruptor termomagnético a la salida de cada inversor, se utiliza la Ecuación 31, considerando el conductor a la salida del inversor anteriormente dimensionado de 3/0 AWG, con una capacidad máxima de 225 A y de igual manera un factor de potencia de 1, según la ficha técnica del inversor.

$$I = \frac{92\,250 \text{ VA}}{\sqrt{3} * 220 \text{ V} * \cos(\phi)} = 242,09 \text{ A}$$

$$225 \text{ A} \leq I_N \leq 242,09 \text{ A}$$

De esta forma, el interruptor termomagnético debe estar comprendido entre el rango de 225 A y 242,09 A, ya que no existe un disyuntor en el mercado comprendido entre ese rango determinado el interruptor que se escogió es de la marca ABB con una intensidad de 250 A, con una frecuencia nominal de trabajo a 50/60 Hz y una capacidad nominal de corte a 50 kA a 220 V en CA.

A continuación, se determina el interruptor termomagnético a la salida de la planta solar con la Ecuación 31. Se considera un conductor de sección 253 mm², con una capacidad de corriente 430 A, ya que debe soportar la corriente máxima a la salida de los 2 inversores del GFV.

$$I = \frac{472320 \text{ VA}}{\sqrt{3} * 220 \text{ V} * \cos(\phi)} = 484,18 \text{ A}$$

$$430 \text{ A} \leq I_N \leq 484,18 \text{ A}$$

De esta forma, el interruptor termomagnético debe estar comprendido entre el rango de 430 A y 484,18 A, el interruptor que se escogió es de la marca ABB con una intensidad de 450 A, con una frecuencia nominal de trabajo a 50/60 Hz y una capacidad nominal de corte a 25 kA a 220 V en CA

- DIAGRAMA UNIFILAR ESCENARIO 3

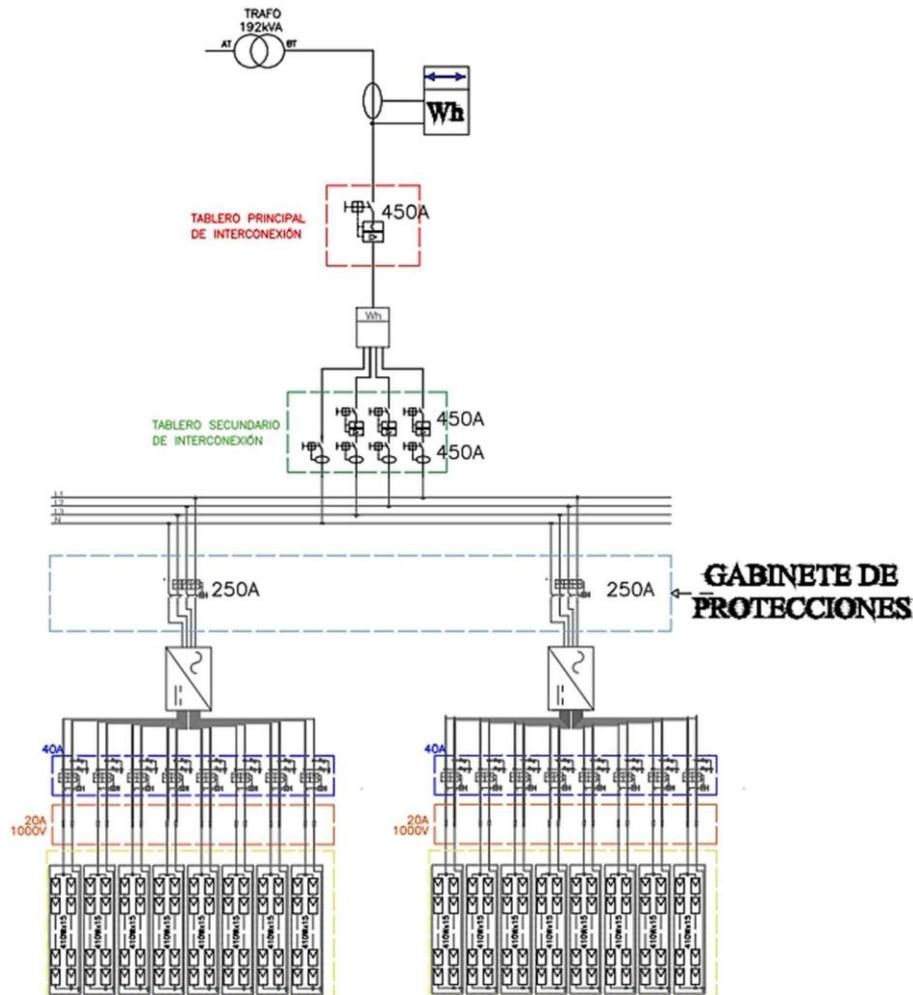


Figura 23. Diagrama Unifilar de protecciones para el caso de estudio 3.

Este tipo de instalación cuenta con un inversor de conexión a la red, medidor bidireccional y no necesita baterías. La cual esta se puede visualizar en el diagrama unifilar.

3. Resultados

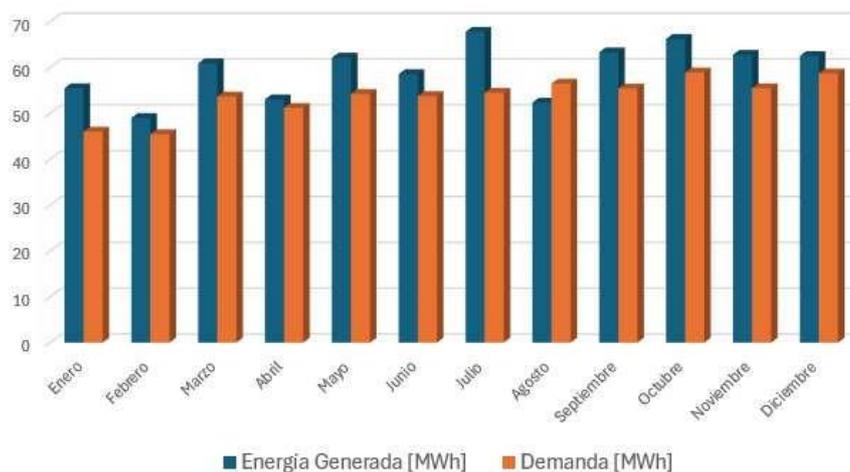
3.1. Resultados de simulación

Para simular la generación de energía fotovoltaica de planta solar se utilizó el software PVsyst. En el programa se definirá los parámetros de entrada tales como la ubicación, potencia del generador fotovoltaico, tipo de módulo solar, ángulo de inclinación, orientación y arreglo de los paneles solares. En la Tabla 16 se muestra un resumen de la configuración del sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) para los 3 escenarios.

Tabla 16. Configuración del sistema fotovoltaico conectado a la red

Configuración del Generador Fotovoltaico (GFV) Escenario		
	Escenario 1 y 2	Escenario 3
Orientación del panel	35° respecto al norte	35° respecto al norte
Ángulo de inclinación	10°	10°
Potencia pico del GFV [kW]	472,320	184,500
Potencia del panel [W]	410	410
Arreglo en serie de los paneles	16	15
Arreglo en paralelo de los paneles	18	15
Número total de paneles	1152	450
Número total de inversores	4	2
Área total [m ²]	2500	1200

Con los datos ingresados, se procede a simular la generación de energía fotovoltaica de la planta solar para cada escenario establecido.

**Figura 24.** Energía fotovoltaica producida por el GFV del escenario 1 y 2.

En la Figura 24, se puede observar que la energía producida por el GFV para el escenario 1 y 2 suplirá toda la demanda energética del aeropuerto, a excepción del mes de agosto 52,34 MWh que se registró una producción de energía mínima, donde el GFV no abastece el consumo eléctrico y la empresa deberá cancelar a la EERCS solo la diferencia

entre estas. El programa PVSyst dio como resultado una producción de energía total de 713,9 MWh al año y las emisiones de CO_2 que se ahorrarán anualmente es de 6832,3 tCO_2 .

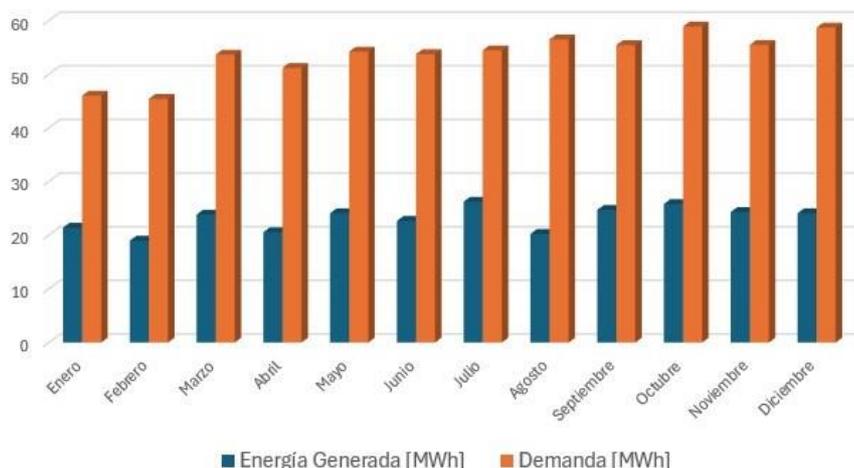


Figura 25. Energía fotovoltaica producida por el GFV del escenario 3.

En la Figura 25, se puede observar la energía producida por el GFV para el escenario 3 no suplirá toda la demanda energética del aeropuerto, esto se debe a que el sistema es pequeño por el espacio disponible que se tiene en la terraza del aeropuerto. El programa PVSyst dio como resultado una producción de energía total de 277,1 MWh al año, esto quiere decir que solo abastecerá un 43% de toda la demanda anual consumida de 643,719 MWh por la empresa y las emisiones de CO_2 que se ahorrarán anualmente es de 2652 tCO_2 .

3.1.2 Simulación de sombras

En la simulación de las sombras, la superficie del generador fotovoltaico se mantiene en una posición fija con una inclinación 10° y una orientación de 35° hacia el norte para los 3 escenarios. El sombreado interviene en las primeras horas del día y últimas horas del día, es decir cuando el sol está saliendo y poniéndose al ocaso, ocasionando pérdidas en la generación de energía.

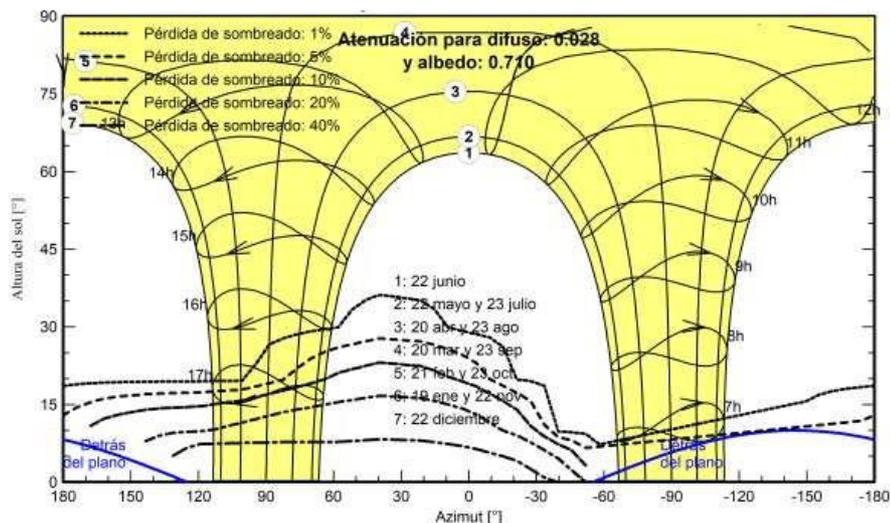


Figura 26. Simulación de sombras del GFV del escenario 1 y 2.

En la Figura 26, se puede visualizar que los módulos fotovoltaicos pueden aprovechar absorbiendo energía solar durante 10 horas, desde las 7:00 am hasta las 17:00 pm, además, que el sistema fotovoltaico genera pocas pérdidas por sombreado, esto se debe a que en el sitio donde se instalará el GFV no es afectado por ninguna sombra que genera el predio, también las sombras que generan las nubes o nieblas durante las estaciones del año ya están consideradas en la simulación.

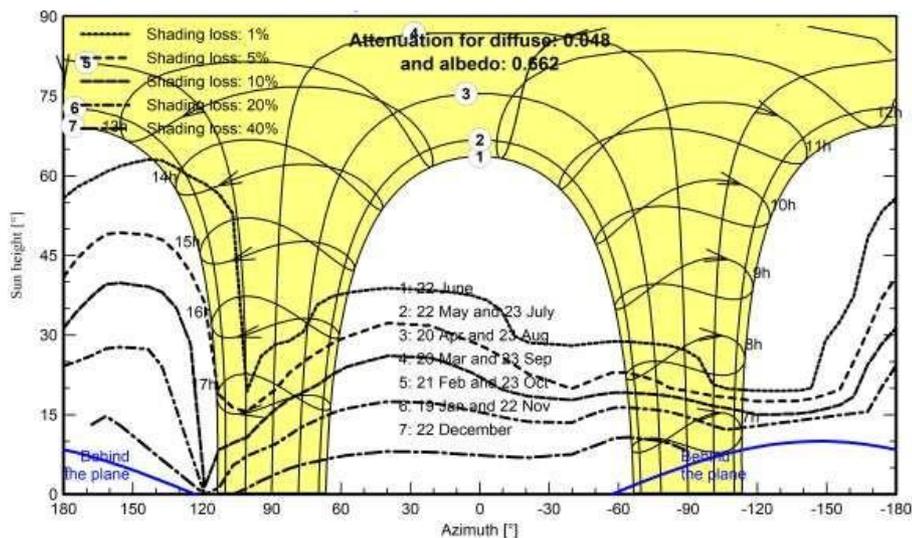


Figura 27. Simulación de sombras del GFV del escenario 3.

En la Figura 27, se puede visualizar que los módulos fotovoltaicos pueden aprovechar absorbiendo energía solar durante 9 horas, desde las 8:00 am hasta las 17:00 pm, el sistema fotovoltaico genera 1% de pérdidas por sombras desde las 14:00 pm hasta las 17:00 pm, donde se puede despreciar ya que es mínimo el porcentaje de pérdidas, también las sombras que generan las nubes o nieblas durante las estaciones del año ya están consideradas en la simulación.

3.2. Análisis económico del proyecto

3.2.1 Costos de inversión, de operación y mantenimiento

En esta sección se procede a realizar un análisis económico para evaluar la viabilidad del proyecto para los 3 escenarios planteados. Se considera parámetros como costo de operación, mantenimiento y la inversión para el desarrollo del proyecto. De acuerdo con [66], para la tecnología fotovoltaica, el costo de operación y de mantenimiento representa aproximadamente un 15% del costo total de la inversión, en la Figura 28 y 29 se presenta un resumen de los costos de operación, mantenimiento y de la capital invertida para ejecutar el proyecto para los 3 escenarios.

Descripción	Cantidad	Precio U	Precio U (IVA)	Subtotal	Total (IVA)
Modulo Solar					
Jinko Solar Cheetah HC 72M 390 - 410W	1152	\$156.00	\$179.40	\$179,712.00	\$206,668.80
Soporte Modulos	1152	\$1.76	\$2.02	\$2,027.52	\$2,331.65
Inversor					
Recom RCM-120-TP-M	4	\$5,650.79	\$6,498.41	\$22,603.16	\$25,993.63
T transformador 500KVA					
Transformador ECUATRAN	1	\$10,000.00	\$11,500.00	\$10,000.00	\$11,500.00
Conductores					
Tramo 1 12 AWG	1440m	\$1.14	\$1.31	\$1,641.60	\$1,887.84
Tramo 2 10 AWG	180m	\$1.40	\$1.61	\$252.00	\$289.80
Tramo 3 4/0 AWG	96m	\$146.75	\$168.76	\$14,088.00	\$16,201.20
Puesta a Tierra 2 AWG	36m	\$4.23	\$4.86	\$152.28	\$175.12
Equipos de Protección					
Dispositivos de protección, cuadros de carga, etc.	1	\$3,500.00	\$4,025.00	\$3,500.00	\$4,025.00
Obra Civil					
Mano de obra	1	\$61,865.04	\$71,144.80	\$61,865.04	\$71,144.80
Credito del Banco					
Dispositivos de protección, cuadros de carga, etc.	1	\$447,201.19	\$76,173.52	\$447,201.19	\$76,173.52
SUBTOTAL				\$372,015.12	\$416,391.36
15% Subtotal					
Diseño, levantamiento información				\$55,802.27	\$62,458.70
TOTAL				\$427,817.39	\$478,850.06

Figura 28. Costo de instalación y materiales para el escenario 1 y 2.

Descripción	Cantidad	Precio U	Precio U (IVA)	Subtotal	Total (IVA)
Modulo Solar					
Jinko Solar Cheetah HC 72M 390 - 410W	450	\$156.00	\$179.40	\$70,200.00	\$80,730.00
Soporte Modulos	450	\$1.76	\$2.02	\$792.00	\$910.80
Inversor					
Recom RCM-120-TP-M	2	\$5,650.79	\$6,498.41	\$11,301.58	\$12,996.82
Conductores					
Tramo 1 12 AWG	750m	\$1.14	\$1.31	\$855.00	\$983.25
Tramo 2 8 AWG	160m	\$2.03	\$2.33	\$324.80	\$373.52
Tramo 3 3/0 AWG	60m	\$14.87	\$17.10	\$892.20	\$1,026.03
Puesta a Tierra 2 AWG	36m	\$4.23	\$4.86	\$152.28	\$175.12
Equipos de Protección					
Dispositivos de protección, cuadros de carga, etc.	1	\$3,000.00	\$3,450.00	\$3,000.00	\$3,450.00
Obra Civil					
Mano de obra	1	\$53,759.28	\$61,823.17	\$53,759.28	\$61,823.17
Credito del Banco					
Dispositivos de protección, cuadros de carga, etc.	1	\$162,468.71	\$27,673.93	\$162,468.71	\$27,673.93
SUBTOTAL				\$141,277.14	\$190,142.64
15% Subtotal					
Diseño, levantamiento información, mano de obra				\$21,191.57	\$28,521.40
TOTAL				\$162,468.71	\$218,664.04

Figura 29. Costo de instalación y materiales para el escenario 3.

Como se puede observar a continuación, el valor total presupuestado para el escenario 1 y escenario 2 es de \$ 478850,06 con un precio estimado del W instalado de \$ 1,01 dólares americanos, como se expresa en la Ecuación 32, con la misma ecuación para el escenario 3 el precio estimado del W instalado es de \$ 1,18 dólares americanos y un valor presupuestado de \$ 218664,04.

$$C_{WI} = \frac{C_{W} \cdot W_{I} \cdot W_{I}}{C_{W} \cdot W_{I} \cdot W_{I}} \quad (32)$$

$$W_{1,2} = \frac{\$ 478850,06}{472320} = \$ 1,01$$

$$W_{1,3} = \frac{\$ 218664,04}{184500} = \$ 1,18$$

Según Barragán Escandón, en su estudio realizado en [72], se muestra la fórmula implementada para analizar el precio de la energía de SFV en Ecuador.

$$W = \frac{\sum_t [W_t + \&W_t] \cdot (1 + \&)^{-t}}{\sum_t [W_t \cdot (1 + \&)^{-t}]}$$
 (33)

Wp	USD	USD/Wp	USD/kWh
2000	2975	1.49	0.130
2720	3870	1.42	0.130
3160	4112	1.30	0.120
3570	4860	1.36	0.120
6100	8775	1.44	0.130
6400	8757.5	1.37	0.120
8160	10823.68	1.33	0.180
9000	12866	1.43	0.117
10000	14000	1.40	0.114
10500	14275	1.36	0.111
12000	15800	1.32	0.111
12240	14107.52	1.15	0.094
16320	20384	1.25	0.100
20000	26000	1.30	0.106
28560	36937.6	1.29	0.105
30600	37744	1.23	0.101
50000	55000	1.10	0.090
61500	68757	1.12	0.091
68600	76695	1.12	0.091
90000	94175	1.05	0.085
100000	86000	0.86	0.070
110160	117129.6	1.06	0.087
144970	143774	0.99	0.080
1140000	979811.2	0.86	0.070

Figura 30. Costo respecto a la potencia generada.

Con base en la fórmula y la Figura 30 proporcionadas, se realiza un análisis detallado de los cálculos correspondientes a los diversos casos de estudio implementados. Los resultados indican que, a mayor potencia instalada, se observa una disminución en el costo de la energía. Este hallazgo se confirma con los datos presentados en la tabla, corroborando así la validez de la fórmula utilizada. Este análisis permite validar la relación inversa entre la potencia instalada y el costo energético, evidenciando la eficacia y precisión de la metodología aplicada.

3.2.2 Flujo de caja

Para el análisis financiero del proyecto de investigación se realizó un flujo de caja, donde se evaluó las entradas y salidas financieras del sistema, para de esta manera determinar si la planta fotovoltaica resulta viable para los intereses de CORPAC. El flujo de caja considera los costos de materiales, mano de obra especializada y la durabilidad del sistema durante 25 años, que según la normativa ecuatoriana ARCERNR 008/23 [35] es la vida útil para un SFV. Dentro del análisis se emplearon indicadores financieros como el Valor Actual Neto (VAN), que consiste en la diferencia entre los fondos generados por la operación del proyecto y el monto invertido. Si el VAN es positivo, la inversión es rentable, por lo contrario, se rechaza la viabilidad del proyecto si el VAN es negativo. En cambio, la Tasa Interna de Retorno (TIR) que está asociada con el VAN, representa la

rentabilidad con respecto a una tasa mínima del inversionista y finalmente el Pay-Back que determina el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital.

En la Tabla 18, se puede visualizar un breve resumen de los resultados obtenidos del flujo de caja para el Aeropuerto Mariscal La Mar para los tres escenarios, donde el VAN es positivo para todos los escenarios, por lo que el proyecto es viable desde el punto de vista financiero y además el TIR es mayor que cero, confirmando la rentabilidad del proyecto para 25 años.

Tabla 18. Resumen de los resultados del Flujo de Caja.

Escenarios	Inversión	Operación y Mantenimiento	VAN	TIR	Ahorro total en 25 años
Escenario 1	\$ 478.850,06	\$ 29.533,00	\$ 587.405,88	17,79 %	\$ 1.526.343,30
Escenario 2	\$ 478.850,06	\$ 29.533,00	\$ 587.405,88	17,79 %	\$ 1.526.343,30
Escenario 3	\$ 218.664,04	\$ 11.925,00	\$ 233.064,58	15,90 %	\$ 618.204,82



Figura 31. Retorno de la inversión del proyecto para el escenario 1 y 2.

En la Figura 31, se presenta el Pay-Back que establece el tiempo preciso para recuperar el capital invertido en el proyecto, según la gráfica, el retorno de la inversión comienza desde el onceavo año y desde ese entonces se puede generar beneficios que aumente progresivamente cada año hasta alcanza la vida útil del GFV.

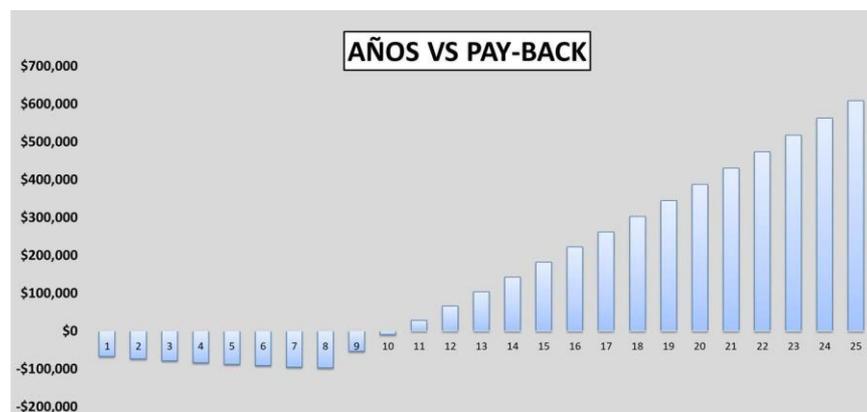


Figura 32. Retorno de la inversión del proyecto para el escenario 3.

En la Figura 32, se presenta el Pay-Back que establece el tiempo preciso para recuperar el capital invertido en el proyecto, según la gráfica, el retorno de la inversión comienza desde el décimo año y desde ese entonces se puede generar beneficios que aumente progresivamente cada año hasta alcanza la vida útil del GFV.

4. Discusión

Este trabajo, realiza un análisis comparativo de tres escenarios para la implementación de un sistema fotovoltaico. Todos los casos cumplen con las restricciones impuestas por las normas IEC 62446-1 [67] y la puesta a tierra. Específicamente, se garantiza que la resistencia de puesta a tierra sea inferior a 5 ohms en todos los escenarios evaluados. Además, los módulos FV cumplen con las normas de calidad ISO o los sistemas de seguridad. Por otro lado, la estética es importante para no causar una contaminación visual de del espacio del aeropuerto de acuerdo con la Regla 070-012 [68], la nos recomienda la profundidad de la instalación para seguridad y protección de los conductores. Por lo que, para todos los casos es posible implementar subterráneo, pero el escenario 3 no tiene los módulos FV a simple vista lo que puede ser un ahorro de espacio y a esta altura evitar problemas sombras.

Por otro lado, la estética es un factor importante por considerar para evitar la contaminación visual del espacio del aeropuerto, de acuerdo con la Regla 070-012. Esta normativa no brinda ciertas recomendaciones para la instalación subterránea para garantizar la seguridad y la protección de los conductores. En este sentido, para todos los escenarios evaluados es posible implementar el sistema FV de manera subterránea. Sin embargo, el escenario 3 presenta la ventaja de que los módulos FV no estarán a simple vista, lo que puede generar un ahorro de espacio y, además, evitar posibles problemas de sombreado.

La norma ISO 50001 [69], establece los requisitos para implementar y mejorar un sistema de gestión de la energía. En este sentido, los tres escenarios analizados en este estudio garantizan un consumo energético eficiente. Adicionalmente, la sección 690 del Código Eléctrico Nacional (NEC) [70], y la norma IEEE 1547 [71], establecen restricciones para la instalación de sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red eléctrica. De los tres escenarios evaluados, el escenario 3 resulta ser el más favorable en términos de cumplir con estos requisitos normativos.

	PUESTA A TIERRA (NEC/IEC)	Regla 070-012 INSTALACIONES SUTERRÁNEAS	ISO 50.001	NEC Sección 690 NTC2050	IEC 62446-1	IEEE 1547
ESCENARIO 1	X	X	X		X	
ESCENARIO 2	X		X	X	X	
ESCENARIO 3	X	X	X	X	X	X

El estudio de factibilidad del sistema fotovoltaico conectado a la red de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur (EERCS) en el Aeropuerto Mariscal La Mar de Cuenca tiene una capacidad instalada de 472,320 kW y ocupa un área de 2500 m² para satisfacer las necesidades energéticas de la empresa. Para dimensionar el SFCR, es importante determinar la cantidad de irradiación en la zona para establecer la viabilidad del proyecto, porque al tener una buena radiación solar, se asegura una mayor generación de energía fotovoltaica, al estar situado en Ecuador con una irradiación de aproximadamente una media diaria de 4,2 kWhm²/día, se tiene suficiente radiación solar regular, logrando una producción energética que alcanza el valor de 678,7 MWh al año. La normativa ecuatoriana ARCERNNR 008/2023 [28], señala que, si existe una inyección de energía a la red de

distribución, la potencia nominal del GFV estará limitada a 2 MW, esto indica que es posible expandir más el SFV, aumentando la rentabilidad y área del proyecto.

El análisis de costos para la implementación de sistemas fotovoltaicos en el Aeropuerto Mariscal La Mar ha sido fundamental para determinar la viabilidad del proyecto. Aunque el escenario 3 presenta una capacidad limitada para satisfacer la demanda energética total del aeropuerto, su menor costo por watt instalado sugiere que puede ser una opción atractiva para la adopción. Este hallazgo permite a los gestores explorar alternativas más económicas que, aunque no cubran completamente la demanda, ofrecen un retorno de inversión favorable y contribuyen a la sostenibilidad económica a largo plazo. Con una alta Tasa Interna de Retorno (TIR) proyectada a lo largo de 25 años, las inversiones en energías renovables se confirman como financieramente viables, generando beneficios económicos significativos. Además, la capacidad del sistema para reducir las facturas de energía y potencialmente inyectar energía a la red eléctrica refuerza la idea de que la inversión en energía solar no solo es ambientalmente responsable, sino también una estrategia financiera inteligente para el futuro del aeropuerto.

5. Conclusiones

El desarrollo del análisis técnico-económico del SFCR en el Aeropuerto Mariscal La Mar servirá como referencia para futuros proyectos relacionados con la generación fotovoltaica en aeropuertos. Estos emplazamientos representan un caso de estudio relevante, debido a que operan las 24 horas del día y facturan grandes valores de consumo energético. Por lo que se plantearon diferentes escenarios, con base en un análisis exhaustivo de las normativas existentes, como se mencionó con anterioridad en discusión, se eligió el escenario más idóneo. En este sentido, el escenario 3 resultó ser el más favorable, no solo por cumplir con los requisitos técnicos y normativos, sino también por presentar una ventaja en cuanto al costo de implementación, tal como se pudo observar en el análisis del retorno de la inversión. El sistema fotovoltaico con conexión a la red, demostró ser una solución eficiente para generar electricidad y suplir la demanda energética del Aeropuerto Mariscal La Mar. Más aún, este escenario permite inyectar a la red eléctrica la energía excedente, lo que contribuye a reducir los gastos generados de acuerdo con la planilla de luz mensual. Este aspecto resulta clave, ya que no solo permite cubrir la demanda del aeropuerto, sino que también posibilita la recuperación del capital invertido en el proyecto a través de la venta de la energía excedente a la red. El proyecto de implementación del sistema fotovoltaico conectado a la red en el Aeropuerto Mariscal La Mar se realizó en base a la regulación vigente en Ecuador, ARCERNR 008/2023. Sin embargo, es importante destacar que estos lineamientos pueden variar a futuro para la implementación de este tipo de sistemas. Ante este panorama, se investigaron otras regulaciones internacionales, como la ITBC y la IEC, con el fin de establecer los mejores criterios para el dimensionamiento y emplazamiento del SFCR.

La implementación de sistemas fotovoltaicos en el Aeropuerto Mariscal La Mar representa un paso significativo hacia la sostenibilidad energética en Ecuador. Con una producción anual de energía que podría alcanzar hasta 7139 MWh, los escenarios propuestos no solo satisfacen la demanda energética del aeropuerto, sino que también permiten una considerable reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero. Este enfoque es crucial en un contexto global donde la transición hacia energías renovables es fundamental para mitigar el cambio climático y alcanzar los objetivos de sostenibilidad establecidos por los gobiernos y organizaciones internacionales.

Desde una perspectiva económica, el análisis realizado demuestra que la inversión en un sistema fotovoltaico es viable y atractiva. Con un VAN positivo y una TIR que supera el umbral de rentabilidad, los resultados sugieren que los beneficios económicos derivados de la reducción de costos energéticos y la posibilidad de inyectar energía al sistema eléctrico nacional son considerablemente relevantes. Esto no solo beneficia al aeropuerto en términos de costos operativos, sino que también puede servir como modelo

para otras instalaciones públicas y privadas en Ecuador, promoviendo un uso más eficiente y sostenible de los recursos energéticos disponibles.

Finalmente, en el caso de los sistemas fotovoltaicos en aeropuertos, la selección del área de ubicación de los componentes es de vital importancia, pues no deben interferir con las operaciones aeroportuarias. Aspectos como el deslumbramiento y la interferencia en la comunicación del piloto con la torre de control representan riesgos que pueden afectar la seguridad operacional. Por ello, es necesario delimitar cuidadosamente los espacios restringidos para la instalación del sistema fotovoltaico, ya que este se encontrará cerca de la pista de aterrizaje.

1. G. Lefebvre, E. Jiménez, and B. Cabañas, *Environment, Energy and Climate Change II*, ser. Energy Engineering. Springer International Publishing, 2016, vol. 34.
2. Ember, "Global electricity review 2022," EMBER, 2022.
3. M. Rivera, G. Hernández, O. Sarracino, L. Ixtlilco, A. Juantorena, U. Batalla, and D. Becerra, "Análisis de sensibilidad de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: Caso de estudio en Guerrero, Mexico", 2017.
4. Y. Abou and E. Hossain, "Photovoltaic Systems", Springer International Publishing, 2021.
5. E. Velasco, Gerardo F. Cabrera, "Generación solar fotovoltaica dentro del esquema de generación distribuida para la provincia de Imbabura", 2009.
6. C. E. Commission, "A Guide to Photovoltaic (PV) System Design and Installation", 2001.
7. S. Sreenath, K. Sudhakar, and A. Yusop, "Solar pv in the airport environment: A review of glare assessment approaches & metrics," *Solar Energy*, vol. 216, pp. 439–451, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X21000396>
8. K. S. S. Sreenath and A. Yusop, "Effect of pv material, texturing, orientation and tracking on glare impact: A simulation study from an indian airport," *Cleaner Engineering and Technology*, vol. 4, p. 100236, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666790821001968>
9. M. H. Banda, K. Nyeinga, and D. Okello, "Performance evaluation of 830 kwp grid-connected photovoltaic power plant at Kamuzu International Airport-Malawi," *Energy for Sustainable Development*, vol. 51, pp. 50– 55, 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S097308261831319X>
10. I. Araki, M. Tatsunokuchi, H. Nakahara, and T. Tomita, "Bifacial pv system in Aichi airport-site demonstrative research plant for new energy power generation," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 93, no. 6, pp. 911–916, 2009, 17th International Photovoltaic Science and Engineering Conference. [En línea]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S092702480800367X>
11. A. Makram, M. Morad, A. Sayed, and M. Nayel, "Assessment of pv penetration impacts on Assiut international airport long distribution feeder using multi-objective performance index," in 2021 22nd International Middle East Power Systems Conference (MEPCON), 2021, pp. 96–103.
12. S. Sukumaran and K. Sudhakar, "Fully solar powered airport: A case study of Cochin International Airport," *Journal of Air Transport Management*, vol. 62, pp. 176–188, 2017. [En línea]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0969699717300297>
13. M. Moloo, T. Nchaba, and M. Monese, "Yield and performance analysis of the first grid-connected solar farm at Moshoeshoe I International Airport, Lesotho," *Renewable Energy*, vol. 81, pp. 845– 852, 2015. [En línea]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115002815>
14. S. Sreenath, K. Sudhakar, A. Yusop, E. Solomin, and I. Kirpichnikova, "Solar pv energy system in Malaysian Airport: Glare analysis, general design and performance assessment," *Energy Reports*, vol. 6, p. 698 – 712, 2020.
15. F. Sher, A. Hazafa, K. Marintseva, T. Rasheed, U. Ali, T. Rashid, A. Babu and M. Khzouz, "Fully solar powered Doncaster Sheffield Airport: Energy evaluation, glare analysis and co2 mitigation," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 45, p. 101122, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213138821001326>
16. Ö. Yildiz and M. Yilmaz, "Design and simulation analysis of 1 MWp grid-connected photovoltaic system at Gaziantep airport, Turkey," *Resource-Efficient Technologies*, 2020. [En línea]. Disponible en: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:231647011>
17. A. Choudhary, B. K. Saxena, and S. Mishra, "Making Indian Airports sustainable by using solar photovoltaic system: analysis of three air- ports," *International Journal of Sustainable Energy*, vol. 40, no. 2, p. 149 – 174, 2021.
18. S. Sreenath, K. Sudhakar, and A. Yusop, "Solar photovoltaics in airport: Risk assessment and mitigation strategies," *Environmental Impact Assessment Review*, vol. 84, p. 106418, 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S019592551930544X>
19. S. S. S. Khalsa and C. K. Ho, "Hazard analysis and web-based tool for evaluating glint and glare from solar collector systems." 2010. [En línea]. Disponible en: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:111355493>

20. Y. B. Zhu, "The potential hazard analysis method of glare for photovoltaic near airports or within," *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, vol. 392, no. 6, p. 062148, July 2018. [En línea]. Disponible en: <https://dx.doi.org/10.1088/1757-899X/392/6/062148>
21. A. Anurag, J. Zhang, J. Gwamuri, and J. M. Pearce, "General design procedures for airport-based solar photovoltaic systems," *Energies*, vol. 10, no. 8, 2017. [En línea]. Disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/10/8/1194>
22. M. F. Mostafa, S. H. Abdel Aleem, and A. F. Zobaa, "Risk assessment and possible mitigation solutions for using solar photovoltaic at airports," in *2016 Eighteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, 2016, pp. 81–88.
23. S. Sukumaran and K. Sudhakar, "Fully solar powered Raja Bhoj International Airport: A feasibility study," *Resource-Efficient Technologies*, vol. 3, no. 3, pp. 309–316, 2017. [En línea]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405653717300143>
24. J.-L. Wybo, "Large-scale photovoltaic systems in airports areas: safety concerns," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 21, pp. 402–410, 2013. [En línea]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113000336>
25. T. L. DeVault, T. W. Seamans, J. A. Schmidt, J. L. Belant, B. F. Blackwell, N. Mooers, L. A. Tyson, and L. Van Pelt, "Bird use of solar photovoltaic installations at airports: Implications for aviation safety," *Landscape and Urban Planning*, vol. 122, pp. 122–128, 2014. [En línea]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0169204613002314>
26. L. Mazziotti, P. Cancelliere, G. Paduano, P. Setti, and S. Sassi, "Fire risk related to the use of pv systems in building facades," vol. 46, pp. 1–9, 2016. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1051/mateconf/20164605001>
27. B. F. Blackwell, T. L. DeVault, E. Fernández-Juricic, and R. A. Dolbeer, "Wildlife collisions with aircraft: A missing component of land-use planning for airports," *Landscape and Urban Planning*, vol. 93, no. 1, pp. 1–9, 2009. [En línea]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S016920460900142X>
28. A. Tapia y D. Hurtado, "Diseño y evaluación de un sistema solar fotovoltaico para el Aeropuerto José María Córdova", 2018.
29. J. de la Fuente, "Proyecto de una planta solar fotovoltaica para el Aeropuerto de la Virgen del Camino (León)", 2022.
30. Sura, "Guía de sensibilización de riesgos en sistemas solares fotovoltaicos", SURA S.A., 2020.
31. L. Martínez Jiménez, "Análisis de riesgos en instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en cubiertas industriales", 2023.
32. J. García, J. Pozo y A. Díaz, "Riesgos ambientales en parques solares fotovoltaicos del occidente de Cuba", 2019.
33. E. Castilla, "Análisis de riesgos de una planta solar fotovoltaica de 4 MW en la localidad de Ayamonte (Huelva)", 2023.
34. M. Rodríguez y S. Rueda, "Instructivo para trabajo seguro en redes de distribución con inyección a red de sistemas solares FV", 2021.
35. ARCERNNR, "Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica," 2023.
36. O. Tapia and M. Ignacio, "Estudio del potencial de complementariedad existente en la producción de energía eléctrica mediante fuentes renovables en Chile" 2022.
37. C. Ugsa and J. Marcelo, "Obtención del factor de planta mediante evaluación del potencial de energía eólica y solar proporcionada por una central híbrida ubicada en el cantón Latacunga provincia de Cotopaxi", 2020.
38. C. Walter, "Análisis del factor de planta de un sistema fotovoltaico en la provincia de Cotopaxi a partir de su disponibilidad de generación y la radiación solar." 2021. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/8180>
39. N. E. Aguirre Peña, "Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica pública para la I.E N° 16531, Puerto Chinchipe – San Ignacio," 2019.
40. J. E. Q. Irazábal, "Diseño de sistemas fotovoltaicos conectados a la red para el autoabastecimiento de dos empresas del sector agroindustrial : diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red para la fábrica de vinos de mortiño "El último Inca"" , 2022.
41. A. J. S. Poma, "Ubicación óptima georeferenciado de centrales de generación fotovoltaica considerando restricciones de radiación solar y temperatura", 2022.
42. O. Perpiñán, *Energía Solar Fotovoltaica*, 2023. [En línea]. Disponible en: <https://oscarperpinan.github.io/esf/>
43. P. V. P. Wladimir, "Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red en el bloque b de la universidad técnica del Cotopaxi", 2019.
44. C. P. Johnatan Herrera, "Investigación acerca de un sistema de navegación y celda de carga eléctrica con energía solar para una tricicleta híbrida, en base a los reglamentos de la competencia atacama solar challenge 2016", 2017.
45. X. Serrano-Guerrero, D. Alvarez-Lozano, and S. F. L. Romero, "Influence of local climate on the tilt and orientation angles in fixed flat surfaces to maximize the capture of solar irradiation: A case study in Cuenca- Ecuador," in *2019 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, 2019, pp. 1–6.
46. L. G. Corchado, "Diseño de instalaciones fotovoltaicas conectada a red para autoconsumo en tres edificios municipales", 2022.
47. C. R. C. Francisco Adrián Loeza Salcedo and J. C. T. Caselin, "Metodología de un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) para uso en luminarias del edificio 3 de la Esime Zacatenco," 2012.

48. A. E. de Normalización y Certificación, "Reglamento electrotécnico para baja tensión e instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT-01 a BT- 51," 2002.
49. International Electrotechnical Commission. (2004). Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface (IEC 61727:2004). Geneva, Switzerland: IEC.
50. ICONTEC. (1998). Norma Técnica Colombiana NTC 2050: Código Eléctrico Colombiano. Bogotá, Colombia: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación.
51. H. Cornejo, "Sistema solar fotovoltaico de conexión a red en el centro materno infantil de la Universidad de Piura", 2013.
52. Asociación Española de Normalización. (2017). Low-voltage fuses - Part 1: General requirements (UNE 60269-1:2017). Madrid, España: UNE.
53. Asociación Española de Normalización. (2017). Low-voltage fuses - Part 3: Distribution fuses - Specification for fuse-links for use in photovoltaic power systems (UNE 60269-3:2017). Madrid, España: UNE.
54. G. Ibáñez, "Instalación fotovoltaica conectada a red integrada en un edificio" 2012.
55. Asociación Española de Normalización. (2016). Low-voltage electrical installations - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems (UNE-HD 60364-7-712:2016). Madrid, España: UNE.
56. C. Parra, "Instalación eléctrica de un edificio de oficinas" 2012.
57. F. Sinchi, "Diseño y determinación de sistema de puesta a tierra mediante pruebas de campo con elementos comunes utilizados en la región, incluyendo GEM y electrodo químico" 2017.
58. Aviaci, D. E., Internacional, Civil., "Manual de diseño de Aeródromos" 2017.
59. Garay Córdova, P. S., & Toledo Illescas, C. M. (2023). Análisis de normativa de puesta a tierra para sistemas fotovoltaicos.
60. ESSA, "Transformadores de distribución NTT-03-Transformadores tipo interior", 2021
61. Quito, E. E. (2014). Normas para sistemas de distribución parte A. Guías para Diseño.
62. International Electrotechnical Commission. (2016). Photovoltaic (PV) module mounting systems - Design and performance requirements (IEC 62548:2016). Geneva, Switzerland: IEC.
63. International Electrotechnical Commission. (2015). Low-voltage switchgear and controlgear - Part 3: Switches, disconnectors, switch-disconnectors and fuse-combination units (IEC 60947-3:2015). Geneva, Switzerland: IEC
64. Santamaría, G., & Castejón, A. (2010). Instalaciones solares fotovoltaicas.
65. National Fire Protection Association. (2009). NFPA 70 Código Eléctrico Nacional. Estados Unidos, NFPA.
66. D. Connolly, H. Lund, and B. Mathiesen, "Smart energy europe: The technical and economic impact of one potential 100", 2016.
67. International Electrotechnical Commission. (2016). Photovoltaic (PV) Systems - Requirements for Testing, Documentation and Maintenance - Part 1: Grid Connected Systems - Documentation, Commissioning Tests and Inspection (IEC 62446-1:2016). Geneva, Switzerland: IEC.
68. Instituto de Normas Técnicas. (2021). Regla 070-012: Instalaciones Subterráneas. Bogotá, Colombia: Instituto de Normas Técnicas
69. International Organization for Standardization. (2018). Energy management systems - Requirements with guidance for use (ISO 50001:2018). Geneva, Switzerland: ISO.
70. National Fire Protection Association. (2020). National Electrical Code, NEC Section 690: Solar Photovoltaic Systems. Quincy, MA: NFPA.
71. Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2018). IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems (IEEE Standard 1547-2018). New York, NY: IEEE.
72. Barragán Escandón, E. A. 2024. Análisis del costo de la energía para sistemas fotovoltaicos en Ecuador: Evaluación y Perspectivas.