

# Design of a Photovoltaic System Connected to the Grid in the Engineering Faculty Facilities of the Technical University of Cotopaxi

## Diseño de un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red en el Bloque B de la Universidad Técnica de Cotopaxi

P.W. Potes<sup>1</sup>X.A. Proaño<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas, Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, Ecuador  
E-mail: paul.potes1@utc.edu.ec; xavier.proano@utc.edu.ec

### Abstract

This research study quantified the amount of energy that a photovoltaic system connected to the grid can supply to the facilities of the engineering faculty of the Technical University of Cotopaxi, with the purpose of reducing the billing of the electric service.

In the study the global radiation was collected for the period of one year, data that helped determine the solar potential of the institution. The highest average irradiation was presented in November with a value of 5.4 kW·h/(m<sup>2</sup>·day) and maximum average irradiance of 931 W/m<sup>2</sup> at 1:00 pm.

The weekly demand for the facilities of the faculty of engineering was estimated with the Fluke 435 series II Analyzer, which recorded a maximum average power of 35.11 kW on Wednesday at 18:00 h. In addition, at 1:00 p.m. on Thursday where the highest irradiance was found, it measured an average value of 29.88 kW. The photovoltaic generator has 66 solar panels, whose installed capacity is 26.4 kW divided into two groups: 14.4 kW and 12 kW, respectively located on the roof of the building in a free area of 573.47 m<sup>2</sup>. In this way, the system annually could deliver 30336 kW·h to the institution, at the same time; avoid the emission of 18.42 tons of CO<sub>2</sub> per year.

Finally, in the financial study of the project with an investment of 83,290.88 USD, three scenarios were considered; the second being the best option, when the price of electricity is 0.6812 USD/kW·h. This implies having an annual income of 21,078.37 USD, a net present value of 116,363.42 USD, internal rate of return of 24.07% and benefit/cost ratio of 2.28.

**Index terms**— Self-consumption, demand, solar potential, radiation, photovoltaic system.

### Resumen

El presente proyecto de investigación cuantificó la cantidad de energía que un sistema fotovoltaico conectado a la red, puede suministrar al bloque B de la Universidad Técnica de Cotopaxi, con el propósito de disminuir la facturación del servicio eléctrico.

En el proyecto se recolectó la radiación global por el periodo de un año, datos que ayudaron a determinar el potencial solar de la institución. La mayor irradiación promedio presentada fue en noviembre con un valor de 5,4 kW·h/(m<sup>2</sup>·día) e irradiancia media máxima de 931 W/m<sup>2</sup> a la 1:00 pm.

La demanda semanal del bloque académico B fue estimada con el Analizador Fluke 435 series II, mismo que registró una potencia promedio máxima de 35,11 kW el día miércoles a las 18:00 h. Además, a la 1:00 pm del jueves donde se encontró la mayor irradiancia, midió un valor medio de 29,88 kW. El generador fotovoltaico cuenta con 66 paneles solares, cuya capacidad instalada es de 26,4 kW dividida en dos grupos: 14,4 kW y 12 kW, respectivamente ubicados sobre la azotea del edificio en un área libre de 573,47 m<sup>2</sup>. De esta manera, el sistema podría entregar anualmente 30336 kW·h a la institución, a la vez; evitar la emisión de 18,42 toneladas de CO<sub>2</sub> al año.

Finalmente, en el estudio financiero del proyecto con una inversión de 83.290,88 USD, se consideró tres escenarios; el segundo la mejor opción, cuando el precio de la energía eléctrica es de 0,6812 USD/kW·h. Esto implica tener un ingreso anual de 21.078,37 USD, un valor actual neto de 116.363,42 USD, tasa interna de retorno del 24,07% y relación beneficio/costo de 2,28.

**Palabras clave**— Autoconsumo, demanda, potencial solar, radiación, sistema fotovoltaico.

Recibido: 15-10-2019, Aprobado tras revisión: 20-01-20

Forma sugerida de citación: Potes, P.; Proaño, X. (2020). "Diseño de un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red en el Bloque B de la Universidad Técnica de Cotopaxi". Revista Técnica "energía". No. 16, Issue II, Pp. 148-157

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

© 2020 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



## 1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, es necesario desarrollar alternativas de generación eléctrica destinadas al aprovechamiento de recursos naturales que disminuyan la dependencia energética procedente de fuentes contaminantes. Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red representan una de las principales opciones que reducen las emisiones de gases de efecto invernadero por medio de la energía inagotable del sol.

Para la instalación de los sistemas fotovoltaicos, es indispensable contar con espacios libres, por esta razón, el presente estudio utilizará la superficie disponible en la azotea del bloque B de la Universidad Técnica de Cotopaxi, a fin de cuantificar la energía eléctrica que se puede aprovechar de la radiación solar del área, la cual podría ser inyectada a la red mediante un inversor de forma confiable, segura y sincronizada a la línea. Además, permitirá disminuir la utilización de electricidad proveniente de la red convencional, facturación del servicio eléctrico, como cargabilidad del transformador, pues así facilita la incorporación de nuevas cargas a la institución.

Lo expresado anteriormente, demuestra la importancia de la presente investigación, al beneficiar a la Universidad Técnica de Cotopaxi, por generar electricidad destinada a cierta parte del consumo energético del bloque B, ahorrar capital, reducir el manejo de combustibles fósiles y especialmente hacer uso de una tecnología amigable con el medio ambiente, que motivaría a las demás facultades de la institución a la utilización de la energía renovable proveniente del sol.

Se concluye que, mediante el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) orientado al autoconsumo, será posible disminuir 30336 kW·h/año facturados por la empresa eléctrica al bloque B de la Universidad Técnica De Cotopaxi, lo cual brinda un ahorro de 2011,30 USD/año, además reduce 18,42 t-CO<sub>2</sub>/año expulsadas a la atmósfera. Resultados obtenidos por medio de una capacidad instalada del SFCR de 26,4 kW dividida en dos grupos: 14,4 kW y 12 kW, con un total de 66 paneles solares. En caso de que la demanda sea inferior a la generación, el SFCR podría inyectar energía a la línea eléctrica.

El presente documento es constituido de la siguiente manera. Primero, se muestra el análisis y discusión de resultados mediante el uso de un piranómetro durante un año, asimismo, de un analizador Fluke 435 series II, con el objetivo de asegurar el autoconsumo de energía durante el funcionamiento habitual del bloque B. Además, la investigación cuenta con el plano eléctrico y esquema unifilar, mismos que incluyen simbología normalizada, para brindar al lector una visualización del funcionamiento de la instalación fotovoltaica y evitar posibles ambigüedades. Finalmente, el trabajo contiene las conclusiones y recomendaciones.



## 2. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

### 2.1. Ubicación geográfica

El presente proyecto de investigación se realiza dentro de la Universidad Técnica de Cotopaxi, localizada en la Avenida Simón Rodríguez, Barrio El Ejido, Sector San Felipe del Cantón Latacunga, Provincia de Cotopaxi; específicamente sobre la azotea del Bloque B (Fig. 1), que con la ayuda del programa Google Earth se obtienen las siguientes coordenadas (Tabla 1):

Tabla 1: Localización de la azotea del Bloque B de la Universidad Técnica de Cotopaxi [1]

Coordenadas		Altitud (m)
Grados Decimales (DD)		
Latitud	Longitud	
0,917342° S	78,633058° O	2790

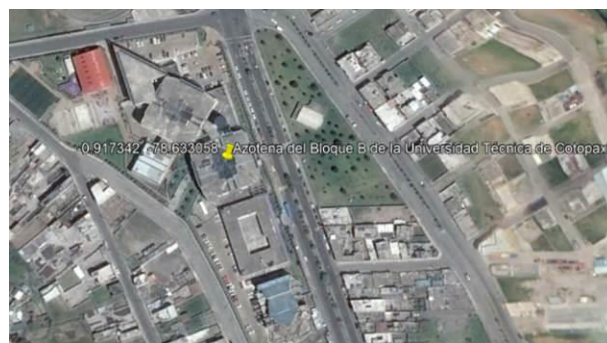


Figura 1: Localización geográfica de la azotea del Bloque B de la Universidad Técnica de Cotopaxi [1]

### 2.2. Determinación del potencial solar

Las mediciones de radiación global solar se las recolectó con el piranómetro Apogee MP-200, desde el mes de mayo del 2018 hasta abril del 2019 de 7:00 am a 8:00 pm en periodos de 30 minutos. Los datos fueron analizados estadísticamente para obtener histogramas de frecuencia y representar gráficamente los valores medios mensuales de la irradiación global diaria (Fig. 2).

El comportamiento aleatorio del clima ocasiona que cada mes la radiación sea distinta, por ello, para tener datos fiables fue indispensable tomar la insolación durante un año.

De acuerdo a la Fig. 2, noviembre tiene la mayor irradiación promedio, cuyo valor es de 5,4 kW·h/(m<sup>2</sup>·día), sin embargo, mayo posee menor radiación con 3,7 kW·h/(m<sup>2</sup>·día). Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red, se considera la insolación más elevada.

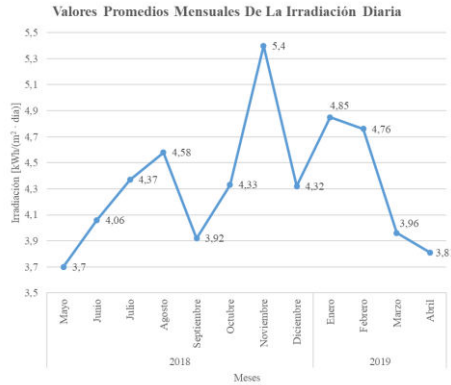


Figura 2: Curva de los valores promedios mensuales de la irradiación global diaria

### 2.3. Demanda eléctrica del Bloque B de la Universidad Técnica de Cotopaxi

Las mediciones de potencia del bloque B de la Universidad Técnica de Cotopaxi se las efectuó cada 10 minutos con el Analizador de redes Fluke 435 series II, desde el 19/04/2019 hasta el 07/05/2019, de acuerdo al procedimiento descrito en la Regulación No. ARCONEL 005/18 [2].

La Fig. 3 muestra el comportamiento de la demanda del bloque, en la cual se puede apreciar que el día miércoles tiene la mayor actividad académica, con una potencia máxima de 35,11 kW a las 18:00 h.

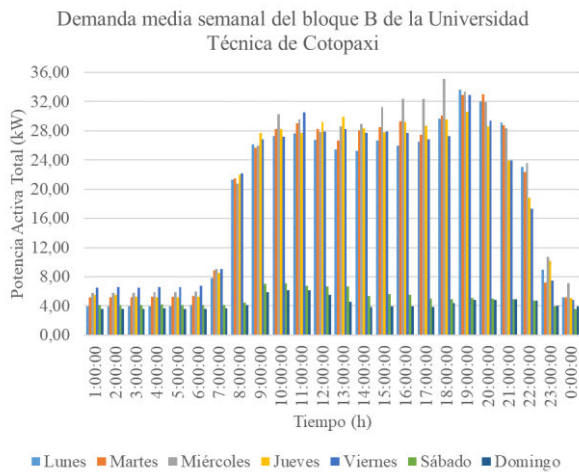


Figura 3: Demanda total media semanal del Bloque B de la UTC

En el horario de 8:00 am a 5:00 pm donde va a funcionar el sistema fotovoltaico conectado a la red, el factor de potencia casi llega a 1 debido a que la componente reactiva es baja.

### 2.4. Área disponible en la azotea del Bloque B

La instalación del panel fotovoltaico depende de la disponibilidad de área, por esta razón, el presente estudio propone utilizar el espacio aprovechable en la terraza del bloque B de la Universidad Técnica de Cotopaxi. La Fig. 4 muestra las superficies útiles para situar el SFCR, con un total de 958,94 m<sup>2</sup>. De acuerdo a

las normas NTE INEN 2243 e ISO 3864-1:2013 la imagen contiene vías de circulación peatonal obligatoria de 1 metro de ancho [3, 4].

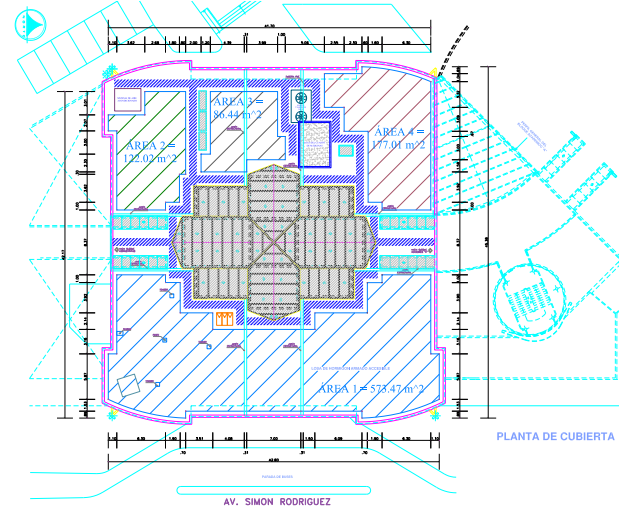


Figura 4: Áreas disponibles en el Bloque B de la Universidad Técnica de Cotopaxi

### 2.5. Configuración de los módulos fotovoltaicos

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red se emplea paneles solares de 400 W SunPower e inversores Fronius Symo de 15 kW. La Tabla 2 y 3 indican las principales características de cada uno de estos dispositivos.

Tabla 2: Características del panel fotovoltaico [5]

Módulo Fotovoltaico SunPower	
Características Generales - Eléctricas	Modelo SPR-MAX3-400
Potencia nominal ( $P_{nom}$ ) +5/0%	400 W
Voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ )	75,6 V
Voltaje pico ( $V_{mpp}$ )	65,8 V
Corriente pico ( $I_{mpp}$ )	6,08 A
Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ )	6,58 A
Dimensiones (L x W x H)	1690 x 1046 x 40 mm
Voltaje máximo del sistema	1000 V
Coefficiente de temperatura de $I_{sc}$	2,9 mA/°C
Coefficiente de temperatura de $V_{oc}$	-176,8 mV/°C
Peso	19 kg

Tabla 3: Características del inversor conectado a la red [6, 7]

Inversor Fronius	
Características Generales - Eléctricas	Modelo SYMO 15.0-3 208
Peso	35,7 kg
Dimensiones (H x W x D)	725 x 510 x 225 mm
<b>Datos de entrada</b>	
Potencia FV recomendada	12 – 19,5 kW

Inversor Fronius	
Rango de tensión MPP	270 – 480 V <sub>cc</sub>
Tensión máx. de C.C.	1000 V <sub>cc</sub>
Corriente continua máx.	45,7 A
No. de entradas de C.C.	6
<b>Datos de salida</b>	
Potencia nominal de C.A.	15 kW
Tensión nominal de C.A.	220 V <sub>ca</sub>
Máxima corriente de salida permanente con V <sub>nom</sub>	39,4 A
Frecuencia nominal de red	60 Hz
Rendimiento máximo	97,3 %
Coefficiente de distorsión máx.	< 3,5 %

De acuerdo al apartado 2.2, la radiación más favorable está en el mes de noviembre, por lo tanto, se procede a dimensionar el sistema fotovoltaico conectado a la red con la mayor irradiancia media, cuyo valor registrado fue de 931 W/m<sup>2</sup> a la 1:00 pm. Además, la demanda promedio mínima a esa hora es de 25,47 kW.

Debido a que, el objetivo de estudio es generar energía para el autoconsumo del bloque B durante su funcionamiento habitual, resulta importante iniciar los cálculos tomando como referencia un porcentaje inferior (6,16%) de la potencia media mínima.

$$P_{\text{nominal}} = (25,47\text{kW})(0,9384) = 23,90\text{kW} \quad (1)$$

Con este resultado se procede a seguir la metodología de Moro, Tobajas, Castejón y Santamaría [8, 9, 10], obteniéndose dos inversores y 66 paneles necesarios para cubrir la potencia nominal del sistema, con una capacidad de 26,4 kW. Además, los arreglos fotovoltaicos quedan de la siguiente manera:

- El primer inversor contiene 6 paneles en serie y 6 en paralelo.
- El segundo inversor tiene 6 módulos en serie y 5 en paralelo.

## 2.6. Disposición de los paneles fotovoltaicos

El generador fotovoltaico debe ubicarse de manera que se evite las zonas de sombra, con una orientación e inclinación óptima y a una distancia adecuada entre las filas de paneles, para así asegurar su adecuado funcionamiento.

### 2.6.1 Ángulo de inclinación

Para obtener la inclinación óptima se utiliza la ecuación (2), ya que garantiza la mayor captación de radiación solar [10, 11, 12].

$$\beta_{\text{opt}} = 3,7 + 0,69|\phi| \quad (2)$$

donde  $\beta_{\text{opt}}$  es el ángulo de inclinación óptima,  $\phi$  la

latitud del lugar (grados decimales) y  $p\acute{e}rds$  es pérdidas (%).

$$\beta_{\text{opt}} = 3,7 + 0,69|0,917342|$$

$$\beta_{\text{opt}} = 4,33^\circ \rightarrow 15^\circ$$

Como puede observarse el ángulo óptimo es de 4,33°, no obstante, la inclinación del panel fotovoltaico aumenta a 15°, para que la suciedad acumulada sobre su superficie sea retirada por la lluvia [11, 13, 14]. A continuación, se calcula la pérdida al subir el nivel, expresada en (3).

$$p\acute{e}rds = 100 \left[ 1,2 \times 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2 \right] \quad (3)$$

$$p\acute{e}rds = 100 \left[ 1,2 \times 10^{-4} (15 - 0,917342 + 10)^2 \right]$$

$$p\acute{e}rds = 6,96\%$$

Según Cantos, García, Casa y Barrio [12, 15, 16], las pérdidas resultantes son menores al límite del 10%.

### 2.6.2 Orientación de los módulos fotovoltaicos

Según Tobajas, Viloria y EREN [9, 14, 17], resulta importante elegir una correcta orientación, por lo cual, se determinó el sur geográfico mediante la ayuda de una varilla en el suelo y esperarse a que el sol se encuentre en el zenit, lo cual sucede a las 12 horas solar. Así, surge como resultado un ángulo azimut ( $\alpha$ ) de 22° (Fig. 5), el cual maximiza el aprovechamiento de la radiación. La Fig. 6 visualiza la dirección del panel fotovoltaico.

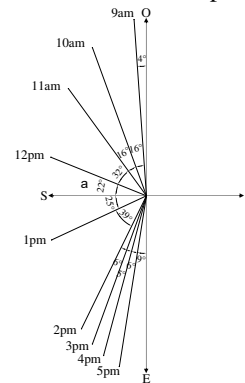


Figura 5: Sur geográfico en la azotea del bloque B

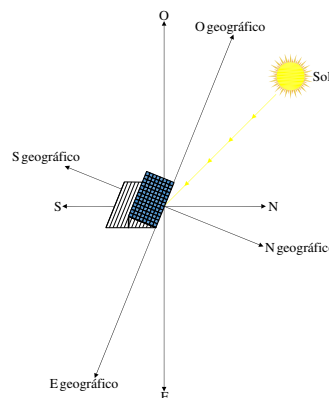


Figura 6: Panel fotovoltaico orientado hacia el sur geográfico



### 2.6.3 Distancia mínima entre módulos

Se hace uso de la expresión (4) para encontrar la altura proyectada sobre la horizontal de una fila (h), con los 15° de inclinación y el ancho del panel fotovoltaico (A = 1,046 m) [5, 8, 10, 12].

$$h = A \times \sin(\beta) \quad (4)$$

$$h = (1,046) [\sin(15^\circ)]$$

$$h = 0,27 \text{ m}$$

Al resultado, se le añade la altura de las juntas estructurales existentes en la azotea del Bloque B, a fin de evitar dichos obstáculos [8, 10, 12]. Por tanto, la altura total ( $h_T$ ) es la siguiente:

$$h_T = 0,27 \text{ m} + (0,10 \text{ m} \times 1,20) \quad (5)$$

$$h_T = 0,39 \text{ m}$$

Después, con la altura de 0,39 metros y la latitud, se calcula la distancia (d) [8, 10, 12].

$$d = \frac{h_T}{\tan(61^\circ - \phi)} \quad (6)$$

$$d = \frac{0,39 \text{ m}}{\tan(61^\circ - 0,917342^\circ)}$$

$$d = 0,22 \text{ m}$$

Seguidamente, con la expresión (7) puede obtenerse la distancia mínima ( $D_{\min}$ ) [8, 10, 12].

$$D_{\min} = d + A \times \cos(\beta) \quad (7)$$

$$D_{\min} = (0,22 \text{ m}) + (1,046 \text{ m}) [\cos(15^\circ)]$$

$$D_{\min} = 1,23 \text{ m}$$

Para una mejor comprensión, los resultados se visualizan en la Fig. 7.

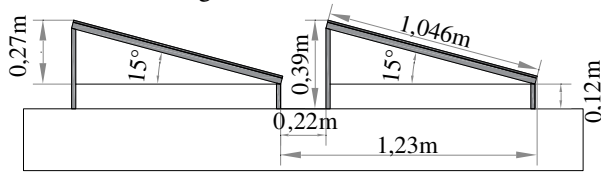


Figura 7: Distancia mínima entre filas horizontales de paneles fotovoltaicos

Además, es necesario considerar una distancia de 1 metro para mantenimiento de los paneles fotovoltaicos y circulación peatonal [3].

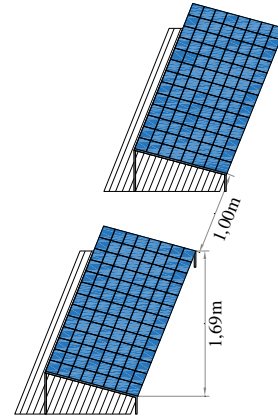


Figura 8: Distancia entre filas verticales de paneles fotovoltaicos para mantenimiento y circulación peatonal

### 2.7. Ubicación del sistema fotovoltaico en la azotea del Bloque B

Con los resultados obtenidos y dimensiones del panel solar (Tabla 2), se procede a ubicar el generador en la azotea del Bloque B, de manera que las sombras de los distintos objetos del lugar sean evitadas.

La Fig. 9 muestra la localización de los módulos fotovoltaicos en el área 1 de 573,47 m<sup>2</sup>, donde, el primer inversor contiene el arreglo 6–11, mientras que el segundo tiene del 1–5. Con la expresión (8) se comprueba que el generador no exceda ésta superficie.

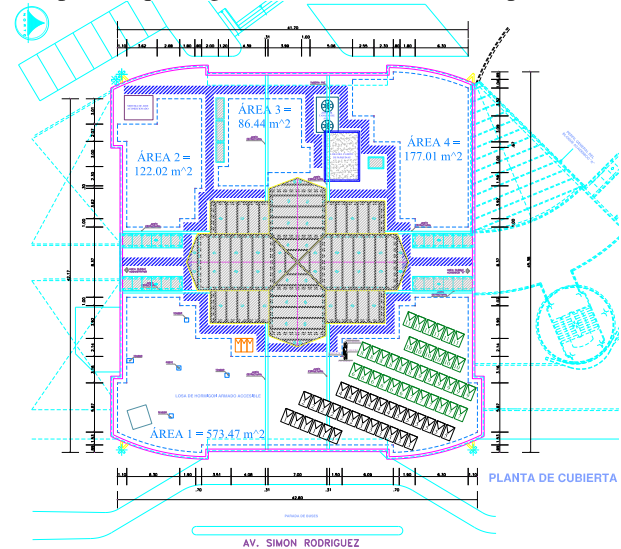


Figura 9: Ubicación de los paneles fotovoltaicos en la azotea del Bloque B de la Universidad Técnica de Cotopaxi

$$A_{r1} > A_{TGV} \quad (8)$$

$$A_{TGV} = (D_{\min})(L + d_{cm})(n_{Tp}) \quad (9)$$

donde  $A_{r1}$  es el área 1 donde se encuentra el SFCR,  $A_{TGV}$  el área total del generador fotovoltaico,  $L$  el largo del panel,  $d_{cm}$  la distancia entre columnas de los módulos y  $n_{Tp}$  número total de paneles.

$$A_{TGV} = (1,23 \text{ m})(1,69 \text{ m} + 1 \text{ m})(66)$$

$$A_{TGV} = 218,37 \text{ m}^2$$

$$573,47 \text{ m}^2 > 218,37 \text{ m}^2 \checkmark$$

### 2.8. Cableado en c.c. y c.a.

Los cables comerciales que se proyectan utilizar en el sistema fotovoltaico se muestra en la Tabla 4, mismos que cumplen la caída de voltaje máxima del 1,5% según Castejón y Santamaría [10]. La Fig. 10 visualiza los diferentes tramos existentes en el SFCR.

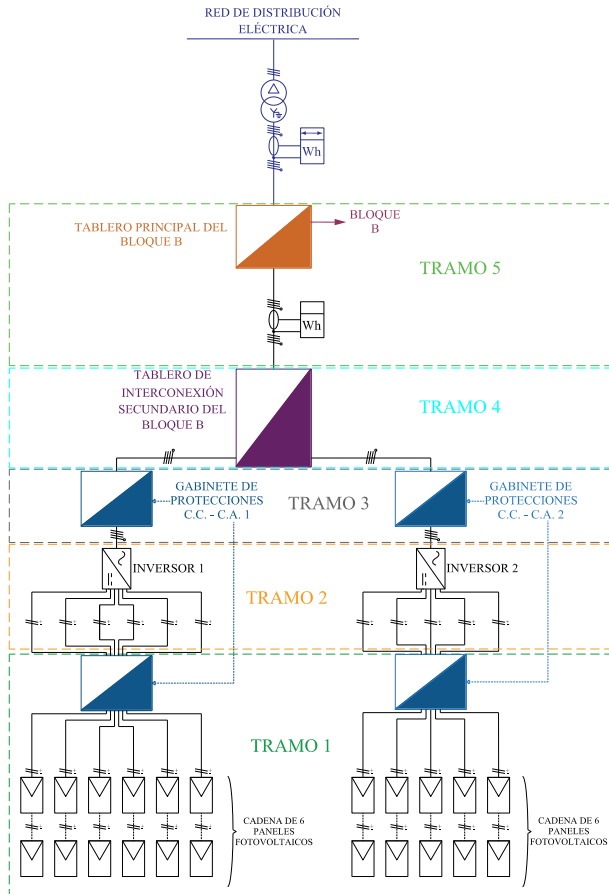


Figura 10: Tramos del cableado del sistema fotovoltaico conectado a la red

Tabla 4: Resumen del cálculo del cableado del SFCR en los diferentes tramos existentes

Tramo	Voltaje	Corriente (A)	Longitud (m)	Caída de voltaje		Cable THHN AWG No.
				(%)	(V)	
1 y 2	394,8 V <sub>cc</sub>	8,23	20,4	0,089	0,351	4
3	220,0 V <sub>ca</sub>	49,20	1,2	0,078	0,172	6
4	220,0 V <sub>ca</sub>	49,20	1,5	0,012	0,026	4/0
5	220,0 V <sub>ca</sub>	98,41	80,0	1,285	2,827	4/0
			Total	1,464	3,376	

Según Toledano y Sanz [18], el cable de tierra que debe proteger a la instalación fotovoltaica, es el No. 2/0 AWG 19 hilos THHN, el cual se elige a partir de la mitad del calibre del conductor de fase (THHN AWG No. 4/0).

### 2.9. Esquema eléctrico del sistema fotovoltaico conectado a la red

La Fig. 11 visualiza la conexión de los distintos dispositivos dimensionados. Además, muestra los arreglos fotovoltaicos, donde el primer inversor contiene 6 paneles en serie y 6 en paralelo, para el caso del segundo inversor la diferencia radica en tener 5 en paralelo.

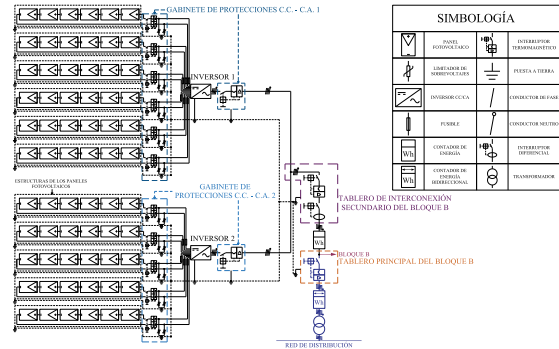


Figura 11: Esquema eléctrico de la instalación fotovoltaica conectada a la red

### 2.10. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico conectado a la red

En la Fig. 12 se representa el diagrama unifilar simplificado del sistema fotovoltaico con 26,4 kW de potencia instalada, en la cual se detalla sus diferentes protecciones, donde el tablero principal del bloque B contiene un interruptor termomagnético de 300A, el tablero de interconexión secundario tiene un interruptor termomagnético y un diferencial de 100A, el gabinete de protecciones c.c. – c.a. 1 y 2 contiene un interruptor termomagnético de 50A, así como un interruptor termomagnético de corriente continua de 10A y un limitador de voltaje de c.c. por cada rama en paralelo.

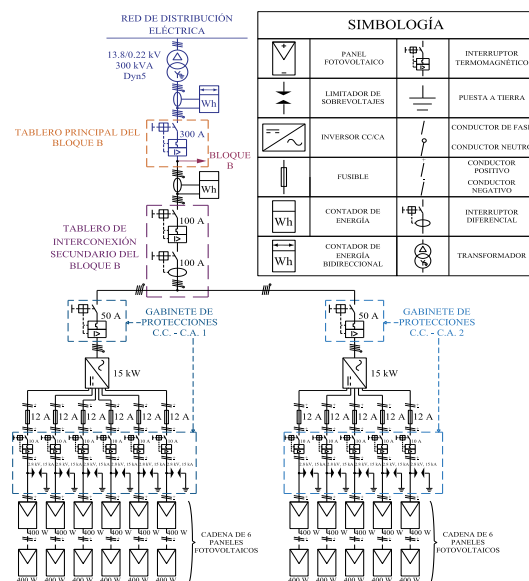


Figura 12: Diagrama unifilar de la instalación fotovoltaica conectada a la red

**2.11. Energía suministrada anualmente**

La energía diaria, mensual y anual generada por el sistema fotovoltaico (Tabla 5) considera la radiación de la sección 2.2, el valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador  $[G_{dm}(\alpha, \beta)]$  y el rendimiento energético de la instalación (PR).

**Tabla 5: Energía diaria, mensual y anual producida por el sistema fotovoltaico conectado a la red**

Año	Mes	$G_{dm}(\alpha = 22^\circ, \beta = 15^\circ)$		PR	Energía diaria	Días del mes	Energía mensual
		kW·h/m <sup>2</sup> ·día	kW·h/m <sup>2</sup> ·día		kW·h/día		kW·h/mes
2018	Mayo	3,70	3,44	0,78	71	31	2201
	Junio	4,06	3,78	0,78	78	30	2340
	Julio	4,37	4,07	0,78	84	31	2604
	Agosto	4,58	4,26	0,78	88	31	2728
	Septiembre	3,92	3,65	0,78	75	30	2250
	Octubre	4,33	4,03	0,78	83	31	2573
	Noviembre	5,40	5,02	0,78	103	30	3090
	Diciembre	4,32	4,02	0,78	83	31	2573
2019	Enero	4,85	4,51	0,78	93	31	2883
	Febrero	4,76	4,43	0,78	91	28	2548
	Marzo	3,96	3,68	0,78	76	31	2356
	Abril	3,81	3,54	0,78	73	30	2190
Energía anual (E <sub>a</sub> ) [kW·h/año]							30336

El sistema fotovoltaico conectado a la red de 26,4 kW, producirá anualmente 30336 kW·h.

Acorde con el pliego tarifario, se determina el ahorro monetario por concepto de energía facturada (10). La universidad al ser una entidad de beneficio público, está en la categoría general [19]. Además, el sistema fotovoltaico conectado a la red funcionará de 8 am a 5 pm, de modo que el costo del kW·h es 0,065 USD/kW·h.

Debido a que el consumo de la institución es medido en bajo voltaje, debe considerarse un recargo del 2% a la energía [19].

$$E_{a102\%} = (30336 \text{ kW}\cdot\text{h})(1,02) = 30943 \text{ kW}\cdot\text{h}$$

$$MA = (E_{a102\%} [\text{kW}\cdot\text{h}])(CE [\text{USD}/\text{kW}\cdot\text{h}]) \quad (10)$$

$$MA = (30943 \text{ kW}\cdot\text{h})(0,065 \text{ USD}/\text{kW}\cdot\text{h})$$

$$MA = 2011,30 \text{ USD}$$

donde MA es el monto anual [USD], E<sub>a102%</sub> el recargo del 2% a la energía [kW·h] y CE el cargo por energía [USD/kW·h] [19].

**2.12. Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> expulsadas a la atmósfera**

Una de las ventajas de las energías renovables es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Los sistemas fotovoltaicos brindan electricidad de manera limpia e ilimitada, por ello, se procede a calcular las toneladas de CO<sub>2</sub> al año (11) que dejarán de ser emitidas al ecosistema [20, 21].

$$RCO_2 = (EF_{grid,CM})(E_a) \quad (11)$$

donde RCO<sub>2</sub> es la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, EF<sub>grid,CM</sub> el factor de emisión de CO<sub>2</sub> Ex ante (0,6071 para proyectos solares) (t·CO<sub>2</sub>/MW·h) [20].

$$RCO_2 = (0,6071 \text{ t}\cdot\text{CO}_2/\text{MW}\cdot\text{h})(30,336 \text{ MW}\cdot\text{h/año})$$

$$RCO_2 = 18,42 \text{ t}\cdot\text{CO}_2/\text{año}$$

**2.13. Operación del sistema fotovoltaico**

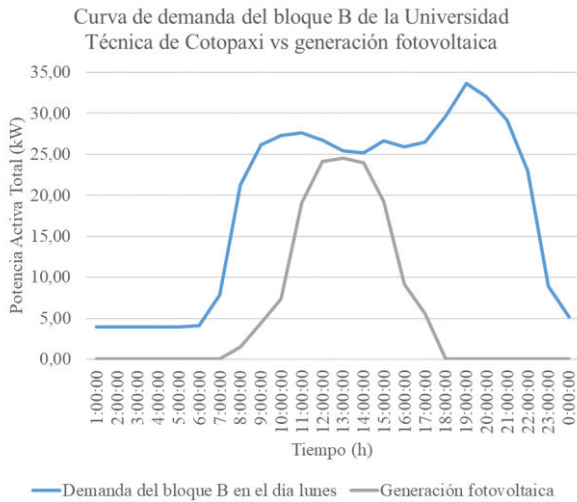
El presente sistema fotovoltaico conectado a la red, está orientado al autoconsumo del bloque B de la Universidad Técnica de Cotopaxi durante su funcionamiento habitual, para así, reducir la energía facturada por la empresa eléctrica. La Fig. 13 muestra la curva de demanda promedio del bloque B vs producción del SFCR, misma que considera el día con menor actividad académica entre semana (lunes) y mes de mayor radiación (noviembre). En la Tabla 6 se indica la potencia del generador a distinta irradiancia en el horario de 8 am a 5 pm.

**Tabla 6: Potencia del sistema fotovoltaico conectado a la red a distinta irradiancia**

Mes Hora	Valores promedios mensuales de la irradiancia global (W/m <sup>2</sup> )	Potencia del sistema fotovoltaico (kW)
	Noviembre	
8:00	56,50	1,49
9:00	167,50	4,42
10:00	280,75	7,40
11:00	723,00	19,06
12:00	914,00	24,10
13:00	931,00	24,55
14:00	907,75	23,94
15:00	729,25	19,23
16:00	348,50	9,19
17:00	212,25	5,60

Como puede observarse en la Fig. 13, la curva de generación fotovoltaica es consumida totalmente por el Bloque B, al considerar el día de menor actividad académica entre semana, por lo tanto, se comprueba que no existirá excedentes.





**Figura 13:** Curva de demanda promedio del día lunes en el Bloque B de la Universidad Técnica de Cotopaxi vs generación fotovoltaica conectada a la red

En el caso de fines de semana, feriados, interrupciones académicas, etc., el excedente de energía existente será consumida por las cargas adyacentes al Bloque B e inyectada a la red eléctrica, acogiéndose a la normativa 003/18 [22].

### 2.14. Estudio financiero

El estudio financiero permite conocer la rentabilidad del presente proyecto. Para ello, se aplica los métodos de evaluación, denominados, Valor actual neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Factor de Recuperación de Capital (FRC), Relación Beneficio/Costo (B/C) y el Periodo de Recuperación (PR) [23, 24, 25].

Para todos los escenarios planteados, se usa una tasa pasiva referencial anual del 7,99% (dato referenciado el 04 de julio del 2019) [26] y un plazo de 20 años, debido a que, el tiempo de vida útil en una instalación fotovoltaica es de 25 años.

El primer escenario considera el costo subsidiado del kW·h facturado a la institución por la empresa eléctrica. Además, los próximos panoramas planteados en el proyecto, son situaciones ideales para que este tipo de sistemas de generación puedan ser rentables.

El segundo escenario considera el cargo por energía más elevado encontrado en el pliego tarifario, mismo que es de 0,6812 USD/kW·h [19]. Así, existe un ahorro de 21.078,37 USD anuales.

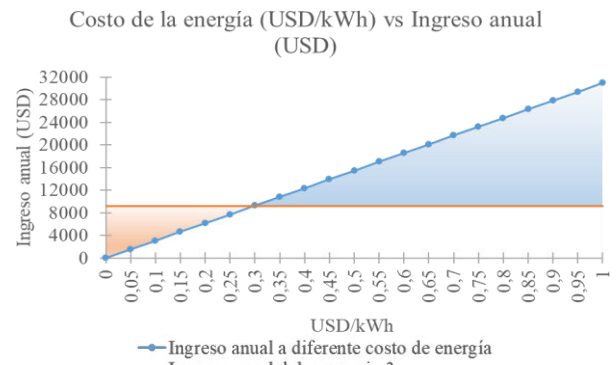
Finalmente, el tercer escenario muestra el costo del kW·h para que la universidad gane solo la tasa de descuento y recupere los gastos del proyecto.

**Tabla 7: Resumen del Estudio Financiero**

ESTUDIO FINANCIERO				
<b>Inversión</b>	83.290,88 USD	<b>Plazo</b>	20 años	Tasa de interés anual del 7,99%
<b>Escenario</b>	<b>Costo del kW·h (USD/kW·h)</b>	<b>Valor Actual Neto</b>	<b>Tasa Interna de Retorno</b>	<b>Relación Beneficio /Costo</b>
1	0,0650	-\$70.979,34	-9,45%	0,22
2	0,6812	\$116.363,42	24,07%	2,28
3	0,2985	\$0,00	7,99%	1,00

De esta manera, el mejor escenario es el segundo al recuperar la inversión y obtener ganancias, con un precio de 0,6822 USD/kW·h, vigente en el pliego tarifario 2019.

La Fig. 14 muestra los ingresos a diferentes costos de energía comparados con el tercer escenario.



**Figura 14:** Zona de pérdidas (relleno naranja) y beneficios adicionales (sombreado celeste)

Gráficamente los costos de energía por debajo del tercer escenario generan pérdidas, al contrario, con cargos mayores a 0,2985 USD/kW·h, la universidad recupera su inversión y obtiene ganancias superiores a la tasa de descuento.

### 3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De acuerdo al análisis del potencial solar, la Universidad Técnica de Cotopaxi cuenta con un promedio anual de 4,34 HSP (Hora Solar Pico) en el día, valor óptimo para la incorporación de proyectos fotovoltaicos.

A través de la determinación del sur geográfico, la institución cuenta con un ángulo azimut de 22°, mismo que maximiza el aprovechamiento de la radiación en los paneles fotovoltaicos.

La demanda promedio máxima del edificio B de la Universidad Técnica de Cotopaxi es de 35,11 kW, registrado el día miércoles a las 6:00 pm, con un factor de potencia de 0,939. Además, en el horario de 8:00 am



a 5:00 pm donde va a funcionar el sistema fotovoltaico conectado a la red, el factor de potencia casi llega a 1.

El Bloque B cuenta con una superficie libre de 958,94 m<sup>2</sup>, de los cuales 218,37 m<sup>2</sup> fueron utilizados por el sistema fotovoltaico, de manera que queda un área disponible de 740,57 m<sup>2</sup>; los mismos, podrían ser utilizados para cubrir la demanda de los demás bloques del plantel educativo, mediante el incremento de la capacidad instalada del SFCR.

La instalación fotovoltaica conectada a la red genera anualmente 30336 kWh, que, a su vez evita la emisión de 18,42 toneladas de CO<sub>2</sub> al año, con lo cual el SFCR contribuye al cuidado del medio ambiente.

Se recomienda analizar el impacto técnico – económico que tendría un seguidor solar en el sistema fotovoltaico para determinar su factibilidad en su implementación.

### AGRADECIMIENTOS

Un enorme y sincero agradecimiento a mi tutor Ing. MSc. Xavier Alfonso Proaño Maldonado por el gran apoyo brindado, confianza, amistad e importantes conocimientos compartidos, además de la paciencia puesta en el desarrollo de este proyecto.

También, de manera muy especial agradezco a mi familia por su apoyo incondicional en todo el lapso de mi vida y carrera profesional.

### REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Google. (2019). Google Earth [En línea]. Disponible en: <https://earth.google.com/web/>
- [2] ARCONEL, “Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica”, 005/18, Diciembre 28, 2018.
- [3] INEN, “Accesibilidad de las personas con discapacidad y movilidad reducida al medio físico. Vías de circulación peatonal”, 2243, Febrero 26, 2016.
- [4] INEN, “Símbolos gráficos. Colores de seguridad y señales de seguridad”, ISO 3864-1:2013, Mayo 23, 2013.
- [5] SUNPOWER. (2019, Enero 09). Panel fotovoltaico residencial MAXEON 3 400 W [En línea]. Disponible en: [https://www.awsolar.com.au/wp-content/uploads/2019/04/sp\\_MAX3-400-390-370\\_ds\\_au\\_a4\\_mc4\\_532418.pdf](https://www.awsolar.com.au/wp-content/uploads/2019/04/sp_MAX3-400-390-370_ds_au_a4_mc4_532418.pdf)
- [6] Fronius. (2019, Febrero 08). Datos técnicos Fronius Symo [En línea]. Disponible en: [https://www.fronius.com/~/-/downloads/Solar%20Energy/Datasheets/SE\\_DS\\_Fronius\\_Symo\\_ES\\_MX.pdf](https://www.fronius.com/~/-/downloads/Solar%20Energy/Datasheets/SE_DS_Fronius_Symo_ES_MX.pdf)
- [7] Fronius. (2015, Octubre 28). Manual de

instrucciones Fronius Symo [En línea]. Disponible en: <https://www.wholesalesolar.com/cms/fronius-fronius-symo-lite-12.0-3-12kw-inverter-3-phase-208-240-inverter-manual-3641133606.pdf>

- [8] M. Moro, Instalaciones solares fotovoltaicas, 2da. ed. Madrid, España: Paraninfo, 2018.
- [9] M. Tobajas, Energía solar fotovoltaica, 1ra. ed. España: Canopina, 2018.
- [10] A. Castejón y G. Santamaría, Instalaciones solares fotovoltaicas, 1ra. ed. España: Editex commons, 2010.
- [11] O. Perpiñán, Energía solar fotovoltaica, ed. 1.9. España: Creative commons, 2018.
- [12] J. Cantos, Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas, 1ra. ed. Madrid, España: Paraninfo, 2016.
- [13] V. Mascarós, Gestión del montaje de instalaciones solares fotovoltaicas, 1ra. ed. Madrid, España: Paraninfo, 2016.
- [14] J. Vitoria, Instalaciones solares fotovoltaicas, 1ra. ed. Madrid, España: Paraninfo, 2010.
- [15] P. García, Energías renovables, 1ra. ed. Salvador: Escoda S.A, 2018.
- [16] M. Casa y M. Barrio, Instalaciones solares fotovoltaicas, 1ra. ed. Barcelona, España: Marcombo, 2012.
- [17] EREN, Energía solar fotovoltaica: Manual del proyectista, 1ra. ed. España: Junta de Castilla y León, 2004.
- [18] J. Toledano y J. Sanz, Instalaciones de distribución, 2da. ed. Madrid, España: Paraninfo, 2013.
- [19] ARCONEL, “Pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución codificado. Servicio público de energía eléctrica. Periodo: Enero – Diciembre 2019”, Enero 31, 2019.
- [20] MAE. (2013, Noviembre 22). Factor de emisión de CO<sub>2</sub> del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador Informe 2013 [En línea]. Disponible en: <http://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2014/03/Factor-de-emisi%C3%B3n-2013-PUBLICADO.pdf>
- [21] D. Mesías, “Diseño de un sistema solar fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica en el nuevo campus de la Escuela Politécnica del Ejército extensión Latacunga”, tesis de pregrado, DEEE, ESPE, Latacunga, Ecuador, 2014.
- [22] ARCONEL, “Microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”, Ecuador, 003/18, Octubre 22, 2018.

- [23] J. Rodríguez, E. Rodríguez y A. Pierdant, Matemáticas financieras, 1ra. ed. México: Patria, 2014.
- [24] J. Flórez, Matemáticas financieras empresariales, 2da. ed. Bogotá, Colombia: ECOE, 2011.
- [25] V. Alvarado, Ingeniería económica, nuevo enfoque, 1ra. ed. México: Patria, 2014.
- [26] BCE. (2019, Julio 01). Tasas de interés efectivas vigentes [En línea]. Disponible en: <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadistica/s/SectorMonFin/TasasInteres/TasasHistorico.htm>
- [27] G. Pillai, G. Putrus, T. Georgitsioti, N. Pearsall, "Near-term economic benefits from grid-connected residential PV (photovoltaic) systems", Energy, vol. 68, no. 90, pp. 832-843, April 2014.
- [28] P. Castellot, K. Whiting, L. Carmona, "Aplicación de la energía solar fotovoltaica interconectada a la red eléctrica. Caso de estudio Thierhaupten-Alemania", pp. 145-170, Agosto 2014.
- [29] A. Sanabria, "Análisis costo/beneficio de la implementación de tecnologías de energía con paneles solares en la ESE Hospital San Cristóbal", tesis de pregrado, EGIP, UMNG, Bogotá, Colombia, 2016.
- [30] J. Chercca, "Aprovechamiento del recurso eólico y solar en la generación de energía eléctrica y la reducción de emisiones de CO2 en el poblado rural la Gramita de Casma", tesis de posgrado, FIA, UNI, Lima, Perú, 2014.
- [31] K. Itaz, "Estudio de factibilidad de un sistema de generación fotovoltaico para brindar servicio al edificio sede de la organización latinoamericana de energía", tesis de pregrado, FIEE, EPN, Quito, Ecuador, 2017.
- [32] J. Olvera y L. Montalvo, "Análisis y diseño de una planta de generación de energía eléctrica con paneles solares fotovoltaicos conectados a la red de distribución eléctrica de la subestación Santa Ana en Guayaquil", tesis de pregrado, FIEC, ESPOL, Guayaquil, Ecuador, 2015.
- [33] J. Gutiérrez y O. Olaya, "Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico sin baterías conectado a una red de distribución secundaria", tesis de pregrado, FI, UL, Bogotá, Colombia, 2016.
- [34] G. Álvarez y H. Vaca, "Diseño e implementación de una microred híbrida a base de energía fotovoltaica y energía térmica diésel en la empresa Trace Oilfield Services CIA LTDA para reducir la contaminación ambiental", tesis de pregrado, DEEE, ESPE, Latacunga, Ecuador, 2014.
- [35] V. Torres y E. López, "Análisis del sistema de generación de energía eléctrica solar fotovoltaica y

su incidencia en el consumo eléctrico del centro de rehabilitación y educación especial Avinnfa", tesis de pregrado, FACI, UNEMI, Milagro, Ecuador, 2014.



**Paúl Potes Valencia.-** Nació en Quito, Ecuador, en 1996. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2019. Actualmente, se encuentra cursando sus estudios de Maestría en la Universidad Técnica de Cotopaxi. Sus campos de investigación están relacionados con Energías Renovables, Smart Grids, Sostenibilidad Energética y Medio Ambiente, Sistemas Eléctricos de Potencia y Distribución.



**Xavier Proaño Maldonado.-** Nació en Latacunga Ecuador, en 1985. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en 2010; de Master en Gestión de Energías de la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2013. Su campo de estudio se encuentra relacionado con Alto Voltaje, Energías Renovables, Protecciones Eléctricas y Sistemas Eléctricos de Potencia. Docente de planta a tiempo completo de la Carrera de Ing. Eléctrica en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la UTC, Ecuador.