



Universidad  
Nacional  
de Loja

# Universidad Nacional de Loja

## Facultad de la Energía, las industrias y los recursos Naturales no Renovables

### Carrera de Ingeniería Electromecánica

#### Desarrollo de una guía de procedimientos técnico-legales y evaluación económica para la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a red en la Región Sur del Ecuador

Trabajo de Titulación previo, a la  
obtención del Título de Ingeniero  
Electromecánico.

#### AUTOR:

Jonathan Rafael Japón Sigcho

#### DIRECTOR:

Ing. Juan Carlos Solano Jiménez, PhD

Loja – Ecuador

2024

## Certificación

Loja, 12 de marzo del 2024

Ing. Juan Carlos Solano Jiménez, PhD.

**DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

### **C E R T I F I C O:**

Que he revisado y orientado todo el proceso de elaboración del Trabajo de Titulación denominado: **Desarrollo de una guía de procedimientos técnico-legales y evaluación económica para la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a red en la región Sur del Ecuador**, previo a la obtención del título de **Ingeniero Electromecánico**, de la autoría del estudiante **Jonathan Rafael Japón Sigcho**, con cédula de identidad Nro.**1105732968**, una vez que el trabajo cumple con todos los requisitos exigidos por la Universidad Nacional de Loja, para el efecto, autorizo la presentación del mismo para su respectiva sustentación y defensa.



Firmado electrónicamente por:  
**JUAN CARLOS  
SOLANO JIMENEZ**

Ing. Juan Carlos Solano Jiménez, PhD.

**DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

## **Autoría**

Yo, **Jonathan Rafael Japón Sigcho**, declaro ser autor del presente Trabajo de Titulación y eximo expresamente a la Universidad Nacional de Loja y a sus representantes jurídicos, de posibles reclamos y acciones legales, por el contenido del mismo. Adicionalmente acepto y autorizo a la Universidad Nacional de Loja, la publicación de mi Trabajo de Titulación en el Repositorio Digital Institucional – Biblioteca Virtual.

**Firma:**



**Cédula de identidad:** 1105732968

**Fecha:** 12 de marzo del 2024

**Correo electrónico:** jonathan.japon@unl.edu.ec

**Teléfono:** 0939214330

**Carta de autorización por parte del autor, para consulta, reproducción parcial o total y/o publicación electrónica del texto completo, del Trabajo de Titulación.**

Yo, **Jonathan Rafael Japón Sigcho**, declaro ser autor del Trabajo de Titulación denominado: **Desarrollo de una guía de procedimientos técnico-legales y evaluación económica para la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a red en la región Sur del Ecuador**, como requisito para optar por el grado de: **Ingeniero Electromecánico**, autorizo al sistema Bibliotecario de la Universidad Nacional de Loja para que, con fines académicos, muestre la producción intelectual de la Universidad, a través de la visibilidad de su contenido en el Repositorio Institucional.

Los usuarios pueden consultar el contenido de este trabajo en el Repositorio Institucional, en las redes de información del país y del exterior con las cuales tenga convenio la Universidad.

La Universidad Nacional de Loja, no se responsabiliza por el plagio o copia del Trabajo de Titulación que realice un tercero.

Para constancia de esta autorización, en la ciudad de Loja, a los doce días del mes de marzo del dos mil veinticuatro.

**Firma:**



**Autor:** Jonathan Rafael Japón Sigcho

**C.I.:** 1105732968

**Dirección:** Loja, (Ciudad de Loja)

**Teléfono:** 0939214330

**Correo electrónico:** jonathan.japon@unl.edu.ec

**DATOS COMPLEMENTARIOS:**

**Director del trabajo de titulación:** Ing. Juan Carlos Solano Jiménez, PhD.



## **Dedicatoria**

Principalmente dedico este Trabajo de titulación a Dios y a la Virgen del Cisne que me dan la fortaleza para seguir adelante a pesar de las adversidades que se presentan diariamente y por permitirme vivir esta etapa de la vida.

De manera especial dedico este trabajo a mis padres, por el esfuerzo y apoyo incondicional a pesar de todas las veces que he fallado, aconsejándome a no rendirme y mantenerme en pie. De igual manera dedico este trabajo a mis hermanos y familiares, por apoyarme y motivarme a culminar mis estudios universitarios.

***Jonathan Rafael Japón Sigcho***

## **Agradecimiento**

Agradezco a la Universidad Nacional de Loja por permitirme estudiar en sus aulas y por el apoyo que me brindaron durante mis años de estudio. Doy gracias a los docentes de carrera de Ingeniería Electromecánica por compartir sus conocimientos con el fin de formarnos como profesionales.

De manera especial quiero agradecer a mi director de trabajo de titulación Ing. Juan Carlos Solano Jiménez, PhD. por su paciencia y dedicación para salir adelante con este trabajo de titulación, compartiendo sus conocimientos de forma profesional.

***Jonathan Rafael Japón Sigcho***

## Índice de Contenido

<b>Portada</b> .....	i
<b>Certificación</b> .....	ii
<b>Autoría</b> .....	iii
<b>Carta de autorización</b> .....	iv
<b>Dedicatoria</b> .....	v
<b>Agradecimiento</b> .....	vi
<b>Índice de Contenido</b> .....	vii
Índice de Tablas .....	xi
Índice de Figuras: .....	xii
Índice de Anexos: .....	xiv
<b>1. Título</b> .....	1
<b>2. Resumen</b> .....	2
2.1 Abstract .....	3
<b>3. Introducción</b> .....	4
3.1 Objetivos .....	8
3.1.1 Objetivo General .....	8
3.1.2 Objetivos específicos .....	8
<b>4. Marco Teórico</b> .....	9
4.1 Aspectos generales de la energía solar .....	9
4.1.1 Irradiancia .....	9
4.1.2 Irradiación o radiación .....	9
4.1.2.1 Tipos de radiación solar .....	9
4.1.3 Hora solar pico (HSP) .....	10
4.1.4 Recurso solar en el Ecuador .....	10
4.1.5 Recurso solar en la Región Sur del Ecuador .....	11
4.2 Tecnología fotovoltaica .....	13
4.2.1 Celdas fotovoltaicas .....	13
4.2.2 Módulo fotovoltaico .....	16
4.2.3 Efecto de las sombras .....	21
4.2.4 Tipologías de conexión .....	22
4.2.4.1 Sistemas fotovoltaicos aislados .....	22
4.2.4.2 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red .....	23
4.2.4.2.1 Instalaciones monofásicas y trifásicas .....	25
4.2.4.2.2 Instalaciones de baja, media y alta tensión .....	26
4.2.4.3 Sistemas de autoconsumo fotovoltaico .....	27
4.2.4.3.1 Autoconsumo con compensación .....	27
4.2.4.3.2 Autoconsumo directo .....	28
4.2.4.3.3 Autoconsumo con baterías .....	29

4.2.5	<i>Componentes de un sistema fotovoltaico conectado a la red</i> .....	30
4.2.5.1	Módulos fotovoltaicos.....	30
4.2.5.2	Inversor.....	32
4.2.5.3	Accesorios.....	34
4.2.5.3.1	Cableado.....	35
4.2.5.3.2	Conectores.....	36
4.2.5.3.3	Contador bidireccional.....	37
4.2.5.3.4	Interruptores.....	38
4.2.5.3.5	Transformador.....	39
4.2.5.3.6	Conexión a tierra.....	39
4.2.5.3.7	Tableros eléctricos.....	39
4.2.5.4	Estructuras de soporte.....	40
4.3	Categorías tarifarias.....	41
4.3.1	<i>Niveles de voltaje</i> .....	41
4.3.2	<i>Tarifas de bajo voltaje</i> .....	43
4.3.2.1	Tarifa general de bajo voltaje sin demanda.....	43
4.3.2.2	Tarifa general de bajo voltaje con demanda.....	44
4.3.2.3	Tarifa general de bajo voltaje con registrador de demanda horaria.....	44
4.3.3	<i>Tarifas de medio voltaje</i> .....	45
4.3.3.1	Tarifa general de medio voltaje con demanda.....	45
4.3.3.2	Tarifa general de medio voltaje con registrador de demanda horaria (excepto para consumidores industriales).....	46
4.3.3.3	Tarifa general de medio voltaje con registrador de demanda horaria diferenciada para consumidores industriales.....	46
4.3.4	<i>Tarifa de alto voltaje</i> .....	47
4.3.4.1	Tarifa general de alto voltaje excepto para consumidores industriales.....	47
4.3.4.2	Tarifa general de alto voltaje para consumidores industriales del grupo 1.....	48
4.3.4.3	Tarifa general de alto voltaje para consumidores industriales grupo 2.....	49
4.4	Regulación para instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red en el Ecuador.....	50
4.4.1	<i>Regulación Nro. ARCERNR-001/2021</i> .....	50
4.4.2	<i>Regulación Nro. ARCERNR-002/2021</i> .....	51
4.4.3	<i>Características generales para consumidores que tengan interés en instalar un sistema fotovoltaico</i> .....	51
4.4.3.1	Generación distribuida para autoabastecimiento.....	51
4.4.3.2	Generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación 52	
4.4.4	<i>Sistema de medición de energía eléctrica de acuerdo al predio donde se ubique el sistema fotovoltaico</i> .....	52
5.	<b>Metodología</b> .....	54
5.1	Materiales.....	54
5.2	Metodología empleada.....	54

5.2.1	Revisión y exploración de material bibliográfico.....	54
5.2.2	Obtención de información.....	55
5.2.3	Dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos conectados a red.....	55
5.2.3.1	Demanda eléctrica.....	55
5.2.3.2	Generador fotovoltaico .....	56
5.2.3.3	Inversor .....	57
5.2.3.4	Configuración serie y paralelo de módulos fotovoltaicos .....	59
5.2.3.4.1	Arreglo fotovoltaico conectado en serie.....	59
5.2.3.4.2	Arreglo fotovoltaico conectado en paralelo .....	60
5.2.3.5	Disposición de los módulos .....	61
5.2.3.5.1	Ángulo de inclinación de los módulos .....	62
5.2.3.5.2	Conductores .....	62
5.2.3.6	Protecciones de la instalación .....	64
5.2.3.7	Conexión a tierra.....	64
5.2.4	Elaboración del análisis económico.....	65
5.2.4.1	Costo nivelado de la electricidad (LCOE) .....	65
5.2.4.2	Valor actual neto.....	66
5.2.4.3	Tasa interna de retorno.....	67
6.	<b>Resultados</b> .....	68
6.1	Guía de procedimientos técnico-legales para la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a red en la Región Sur del Ecuador.....	68
6.1.1	Normativas de aplicación .....	68
6.1.2	Antes de iniciar la tramitación.....	69
6.1.3	Generación distribuida para autoabastecimiento.....	69
6.1.3.1	Aspectos a considerar .....	69
6.1.3.2	Balance de energía.....	71
6.1.3.2.1	Consumidores sin demanda horaria .....	71
6.1.3.2.2	Consumidores con demanda horaria .....	72
6.1.3.3	Requisitos para tramitar la autorización de conexión, instalación y operación de consumidores con sistema fotovoltaico .....	74
6.1.3.3.1	Dimensionamiento de la potencia nominal del SGDA .....	74
6.1.3.3.2	Solicitud de factibilidad de conexión de un SGDA .....	75
6.1.3.3.3	Habilitación de los SGDA – Certificado de calificación.....	77
6.1.3.3.4	Instalación, conexión de un SGDA.....	78
6.1.3.3.5	Pruebas de equipo y conexión.....	78
6.1.3.4	Tramitación.....	79
6.1.4	Generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación .....	81
6.1.4.1	Aspectos a considerar .....	81
6.1.4.2	Personas jurídicas que pueden desarrollar proyectos de generación distribuida ....	81

6.1.4.3	Tramitación de acuerdo a los espacios de participación.....	82
6.1.4.4	Solicitud de factibilidad de conexión para una Central de Generación Distribuida .....	85
6.1.5	<i>Ampliación o modificación de instalaciones.....</i>	86
6.1.6	<i>Ejemplo de un dimensionamiento de sistema fotovoltaico.....</i>	87
6.1.6.1	Cálculo de demanda eléctrica residencial .....	88
6.1.6.2	Selección de paneles solares .....	89
6.1.6.3	Superficie a utilizar .....	91
6.1.6.4	Selección del inversor.....	91
6.1.6.5	Configuración serie y paralelo de módulos fotovoltaicos .....	92
6.1.6.6	Inclinación de los paneles .....	94
6.1.7	<i>Instalación de sistemas conectados a la red.....</i>	94
6.1.7.1	Consideraciones del sitio de instalación.....	94
6.1.7.2	Instalación de la estructura de soporte .....	95
6.1.7.3	Instalación de los módulos.....	96
6.1.7.4	Conexión eléctrica .....	97
6.1.7.5	Preparación del cableado .....	98
6.1.7.6	Instalación del inversor .....	98
6.1.7.7	Instalación del medidor.....	99
6.1.7.8	Protecciones .....	99
6.1.7.9	Puesta en marcha .....	101
6.1.8	<i>Mantenimiento de la instalación.....</i>	102
6.1.8.1	Mantenimiento de los módulos .....	102
6.1.8.2	Mantenimiento del inversor .....	103
6.1.8.3	Mantenimiento otros equipos.....	103
6.2	Análisis económico.....	103
6.2.1	<i>Costo de materiales e instalación fotovoltaica .....</i>	103
6.2.2	<i>Facturación mensual .....</i>	105
6.2.3	<i>Costo nivelado de la electricidad.....</i>	108
6.2.4	<i>Valor actual neto .....</i>	109
6.2.5	<i>Tasa interna de retorno .....</i>	111
7	<b>Discusión .....</b>	113
8	<b>Conclusiones.....</b>	115
9	<b>Recomendaciones.....</b>	117
10	<b>Bibliografía.....</b>	118
11	<b>Anexos.....</b>	122

## Índice de Tablas:

<b>Tabla 1.</b>	Ventajas y desventajas de las tres principales celdas fotovoltaicas.....	15
<b>Tabla 2.</b>	Condiciones de prueba estándar STC .....	17
<b>Tabla 3.</b>	Condiciones de prueba estándar NOCT.....	18
<b>Tabla 4.</b>	Principales parámetros de un módulo fotovoltaico.....	31
<b>Tabla 5.</b>	Principales parámetros de un inversor .....	33
<b>Tabla 6.</b>	Niveles de voltaje. ....	42
<b>Tabla 7.</b>	Categorías tarifarias para el registro de demanda. ....	42
<b>Tabla 8.</b>	Consumo kWh del medidor 33614 de la EERSSA.....	88
<b>Tabla 9.</b>	Especificaciones técnicas del módulo Tiger Pro.....	89
<b>Tabla 10.</b>	Especificaciones técnicas del inversor Fronius Primo 3.8-1.....	92
<b>Tabla 11.</b>	Especificaciones técnicas para calcular el arreglo fotovoltaico. ....	92
<b>Tabla 12.</b>	Presupuesto del sistema fotovoltaico. ....	104
<b>Tabla 13.</b>	Valores mensuales facturados del medidor 33614.....	105
<b>Tabla 14.</b>	Ahorros anuales del sistema conectado a red.....	107
<b>Tabla 15.</b>	Datos económicos de entrada utilizados. ....	108
<b>Tabla 16.</b>	Valores del valor actual neto del sistema fotovoltaico conectado a red.....	109
<b>Tabla 17.</b>	Valores de la tasa interna de retorno del sistema fotovoltaico conectado a red. ....	111

## Índice de Figuras:

<b>Figura 1.</b>	Tipos de radiación solar .....	10
<b>Figura 2.</b>	Irradiación solar global horizontal anual en el territorio Ecuatoriano. ....	11
<b>Figura 3.</b>	Radiación global promedio anual de la región Sur del Ecuador.....	13
<b>Figura 4.</b>	Unión P-N (Diodo).....	14
<b>Figura 5.</b>	Evolución de la celda a módulo, y de éste al generador fotovoltaico.....	17
<b>Figura 6.</b>	Curva característica de un panel fotovoltaico.....	19
<b>Figura 7.</b>	Representación gráfica del factor de llenado.....	20
<b>Figura 8.</b>	Mecanismo de protección para los módulos fotovoltaicos. ....	21
<b>Figura 9.</b>	Sistema fotovoltaico aislado.....	23
<b>Figura 10.</b>	Sistema fotovoltaico conectado a red. ....	24
<b>Figura 11.</b>	Sistema monofásico .....	25
<b>Figura 12.</b>	Sistema trifásico. ....	26
<b>Figura 13.</b>	Esquema de instalación fotovoltaico en modalidad autoconsumo con compensación. .....	28
<b>Figura 14.</b>	Esquema de instalación fotovoltaico en modalidad autoconsumo directo. ....	29
<b>Figura 15.</b>	Esquema de instalación fotovoltaico en modalidad autoconsumo con baterías.....	30
<b>Figura 16.</b>	Módulo fotovoltaico.....	31
<b>Figura 17.</b>	Inversor Fronius Primo. ....	32
<b>Figura 18.</b>	Funcionamiento del inversor .....	32
<b>Figura 19.</b>	Inversores de distinta potencia marca Sirio.....	34
<b>Figura 20.</b>	Conectores MC4.....	37
<b>Figura 21.</b>	Medidor multifunción marca ELSTER, tipo A3 Alpha.....	37
<b>Figura 22.</b>	Interruptor seccionador .....	38
<b>Figura 23.</b>	Cuadro de conexiones con interruptor tetrapolar .....	38
<b>Figura 24.</b>	Centro de transformación Planta Fotovoltaica Loja Energy.....	39
<b>Figura 25.</b>	Tipos de estructura de soporte fijas.....	41
<b>Figura 26.</b>	Sistema de consultas de la EERSSA .....	56
<b>Figura 27.</b>	Efecto de la adición de módulos en serie .....	60
<b>Figura 28.</b>	Efecto de la adición de módulos en paralelo. ....	61
<b>Figura 29.</b>	Sistema fotovoltaico instalado en la Universidad Nacional de Loja. ....	87
<b>Figura 30.</b>	Métodos de anclaje para superficies planas .....	95
<b>Figura 31.</b>	Método de anclaje para superficies inclinadas. ....	95
<b>Figura 32.</b>	Detalle del montaje de los módulos.....	96
<b>Figura 33.</b>	Conexión serie, paralelo y mixto de módulos. ....	97
<b>Figura 34.</b>	Conectores MC4 y MC3. ....	98



<b>Figura 35.</b>	Área de conexión del inversor.....	99
<b>Figura 36.</b>	Instalación de las protecciones.....	101
<b>Figura 37.</b>	Valores mensuales facturados por la EERSSA.....	106
<b>Figura 38.</b>	Ahorros anuales del sistema fotovoltaico.....	108
<b>Figura 39.</b>	Valores del valor actual neto del sistema fotovoltaico conectado a red. ....	110
<b>Figura 40.</b>	Valores de la tasa interna de retorno del sistema conectado a red.....	112

## Índice de Anexos:

<b>Anexo 1.</b>	Solicitud de factibilidad de conexión para consumidores. ....	123
<b>Anexo 2.</b>	Certificado de calificación para instalar y operar un sistema de generación distribuido para autoabastecimiento de un consumidor regulado. ....	124
<b>Anexo 3.</b>	Modelo base de contrato de suministro eléctrico específico para consumidores regulados que instalen un sistema de generación distribuida para su autoabastecimiento. ....	125
<b>Anexo 4.</b>	Información adicional a la factura a entregarse a consumidores que disponen de un Sistema de Generación Distribuida para el Autoabastecimiento. ....	134
<b>Anexo 5.</b>	Solicitud de factibilidad de conexión para una Central de Generación Distribuida. ....	135
<b>Anexo 6.</b>	Modelo de Contrato Regulado de Comercialización Directa. ....	137
<b>Anexo 7.</b>	Especificaciones generales mínimas de los equipos de medición. ....	145
<b>Anexo 8.</b>	Pliego tarifario. ....	146
<b>Anexo 9.</b>	Cotización de equipos, con la empresa RENOVA. ....	150
<b>Anexo 10.</b>	Especificaciones técnicas del módulo solar Jinko JKM405M-54HL4-V. ....	157
<b>Anexo 11.</b>	Especificaciones técnicas del inversor Fronius Primo 3.8-1 208-240. ....	160
<b>Anexo 12.</b>	Artículo “Self-consumption PV systems in Ecuador: systematic literature review and case studies” ....	162
<b>Anexo 13.</b>	Certificado de capacitación teórico/práctica de energía solar con conexión a red. ....	174
<b>Anexo 14.</b>	Certificado de IEEE Ecuador Technical Chapters Meeting. ....	176
<b>Anexo 15.</b>	Certificado de la traducción del resumen. ....	178
<b>Anexo 16.</b>	Guía de procedimientos técnico – legales para la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a red en la Región Sur del Ecuador ....	179

## **1. Título**

**Desarrollo de una guía de procedimientos técnico-legales y evaluación económica para la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a red en la región sur del Ecuador.**

## 2. Resumen

En el presente trabajo de titulación se desarrolló una guía de procedimientos técnico-legales para la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red en la Región Sur del Ecuador y una evaluación económica del sistema fotovoltaico implementado en el área de energía de la Universidad Nacional de Loja. La investigación se planteó con el objetivo de incentivar y ayudar a que una persona natural pueda de una manera fácil y rápida obtener los conocimientos para realizar los trámites e instalación de un sistema fotovoltaico. Para el desarrollo de la guía se revisó las regulaciones vigentes de la Agencia de Regulación y Control de Energía y de los Recursos Naturales no Renovables (ARCERNNR) para la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red, analizando los últimos cambios realizados y comparándola con otras regulaciones latinoamericanas. También se visitó a la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. con el fin de analizar y clasificar la tramitación de los permisos para la instalación, conexión, operación y mantenimiento. Por último, se desarrolló una evaluación económica empleando un análisis de costos para determinar el posible tiempo de recuperación de la inversión necesaria para la instalación y puesta en marcha del sistema para el autoabastecimiento de energía eléctrica, se procedió a desglosar el costo de los materiales que forman parte del sistema fotovoltaico y también los costos facturados por año en *kWh*, permitiéndonos obtener la factibilidad de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica.

**Palabras clave:** Sistema fotovoltaico conectado a red, Generación distribuida para autoabastecimiento, generación distribuida para la actividad de generación, tramitación de permisos, ARCERNNR.

## 2.1 Abstract

In this degree work, we developed a technical-legal procedures guide for the installation of the photovoltaic systems connected to the grid in the Southern Region of Ecuador and an economic evaluation of the photovoltaic system implemented in the energy area of the National University of Loja; we proposed the research to encourage and help a natural person to easily and quickly obtain the knowledge to carry out the procedures and installation of a photovoltaic system. For the development of the guide, we reviewed the current regulations of the Agency for Regulation and Control of Energy and Non-Renewable Natural Resources (ARCERNNR) for the installation of photovoltaic systems connected to the grid, analyzing the latest changes made and comparing it with other Latin American regulations, we also visited Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. to analyze and classify the processing of permits for installation, connection, operation, and maintenance. Finally, we developed an economic evaluation using cost analysis to determine the possible payback time of the investment required for the installation and commissioning of the system for self-supply of electricity; we broke down the cost of the materials that are part of the photovoltaic system and the billing invoiced per year in kWh, allowing us to obtain the feasibility of the photovoltaic systems connected to the electricity grid.

**Keywords:** Grid-connected photovoltaic system, Distributed generation for self-supply, distributed generation for generation activity, permit processing, ARCERNNR.

### 3. Introducción

Los sistemas fotovoltaicos conectados a red, también conocidos como sistemas solares fotovoltaicos de conexión a la red (*on-grid*), son sistemas que generan energía eléctrica a partir de paneles solares fotovoltaicos y la entregan directamente a la red eléctrica de la compañía de suministro eléctrico local.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a red son diferentes a los sistemas fotovoltaicos aislados, ya que no tienen baterías para almacenar la energía generada. En cambio, la energía se suministra directamente a la red eléctrica y se utiliza inmediatamente en el hogar o en la empresa, o se devuelve a la red en momentos en los que se genera más energía de la necesaria.

Estos sistemas se han vuelto cada vez más populares en todo el mundo, ya que permiten a los propietarios de viviendas y empresas generar su propia energía limpia y reducir sus costos de electricidad al mismo tiempo que contribuyen a la reducción de la huella de carbono y a la transición de una economía más sostenible.

En algunos países, los propietarios de sistemas fotovoltaico *on-grid* pueden vender el excedente de energía generada a la compañía eléctrica y recibir créditos por esa energía, lo que puede reducir aún más sus costos de electricidad. Sin embargo, la normativa al respecto varía de un país a otro y, en algunos lugares, el proceso de conexión a la red y de obtención de permisos puede ser complejo.

En Ecuador, los sistemas fotovoltaicos *on-grid* están ganando popularidad como una forma de aprovechar la energía solar para reducir los costos de energía y contribuir a la protección del medio ambiente. El país cuenta con una gran cantidad de recursos solares, especialmente en

regiones como la Costa y la Sierra, lo que lo hace muy atractivo para la instalación de sistemas solares fotovoltaicos.

A pesar de esto, aún hay desafíos en la implementación de sistemas fotovoltaicos *on-grid* en Ecuador, como la falta de conocimiento y educación sobre la tecnología y la falta de incentivos financieros para los consumidores que deseen instalar estos sistemas. Sin embargo, el potencial y la demanda de la energía solar en el país sigue en aumento, lo que indica un futuro prometedor para los sistemas fotovoltaicos *on-grid* en Ecuador.

Actualmente, el Ecuador cuenta con una reglamentación nacional respecto a la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red en el Ecuador, pero muy pocas están al tanto de las mismas. Por lo que las empresas públicas y privadas, ya sean pequeñas, medianas o grandes, deben de incentivar a la ciudadanía implementando estrategias que les permitan incluir nuevas fuentes de generación de energía eléctrica renovable como la energía solar que permite tener una energía limpia.

La regulación **Nro. ARCERNNR-001/2021** denominada “Marco normativo de la generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica”, establece el marco regulatorio para la implementación de sistemas de generación distribuida en el país, es decir, sistemas de energía renovable que permiten a los consumidores generar su propia electricidad y consumirla en el mismo lugar donde se produce. También establece las condiciones para la instalación, conexión y operación de estos sistemas, así como los requisitos técnicos y administrativos que deben cumplirse para su implementación. También se establecen las obligaciones de los consumidores y las empresas eléctricas en relación con la generación distribuida, incluyendo el procedimiento para la interconexión a la red eléctrica pública y la compensación por el excedente de energía generada.

La regulación **Nro. ARCERNNR-002/2021** denominada “Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación”, establece los procedimientos, requisitos y condiciones para que las empresas habilitadas para realizar la actividad de generación puedan participar en la generación distribuida de energía eléctrica en el país. En particular, la normativa establece los requisitos técnicos, administrativos y legales que deben cumplir las empresas para participar en la generación distribuida, incluyendo la obtención de los permisos y autorizaciones correspondientes, la conexión a la red eléctrica pública, la medición y facturación de la energía generada.

A continuación, se resumen los principales aspectos que se deben seguir para la implementación de estos sistemas:

- a) **Consulta previa:** Antes de iniciar cualquier proyecto de instalación de un sistema fotovoltaico conectado a la red, se debe consultar con la Agencia de Regulación y Control de Energías y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNNR) para conocer los requisitos y procedimientos necesarios para su implementación.
- b) **Verificar la capacidad de la red eléctrica:** Antes de instalar un sistema fotovoltaico conectado a red, es importante verificar la capacidad de la red eléctrica local para recibir la energía generada por el sistema. Esto se puede hacer mediante una solicitud a la empresa distribuidora de energía eléctrica local, que debe evaluar la capacidad de la red y autorizar la conexión del sistema.
- c) **Diseñar y dimensionar el sistema fotovoltaico:** El diseño y dimensionamiento del sistema fotovoltaico debe realizarse de acuerdo a los requisitos técnicos establecidos por la (Normativa Ecuatoriana de Construcción NEC-11 Capítulo 14 Energías



Renovables, 2011). Esto incluye la selección de los paneles solares, inversores, sistemas de montaje y demás equipos necesarios, así como la definición de la capacidad del sistema en función del consumo eléctrico del usuario.

- d) **Instalación del sistema:** El siguiente paso es la instalación del sistema, siguiendo las normas y estándares técnicos.
- e) **Tramitación de permisos:** Se deben obtener los permisos necesarios para la instalación del sistema, incluyendo el permiso municipal y el permiso de interconexión con la red eléctrica pública.
- f) **Venta de excedentes:** Siguiendo las normas y estándares técnicos de la ARCERNNR, se establecen las remuneraciones.
- g) **Inspección y verificación:** Se realiza una inspección y verificación de la instalación por parte de un técnico certificado de la empresa distribuidora.
- h) **Conexión a la red eléctrica:** Se procede a la conexión del sistema fotovoltaico a la red eléctrica pública, siguiendo los procedimientos y normas técnicas establecidas por la empresa distribuidora.

Por ello, la presente guía de procedimientos técnico-legales para la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a red en la región sur del Ecuador, ayudara a que una persona natural pueda de una manera fácil y rápida obtener los conocimientos para realizar los trámites e instalación de un sistema fotovoltaico.

Para la evaluación de proyectos fotovoltaicos conectados a la red se realizó un análisis económico del sistema fotovoltaico implementado en el área de energía de la Universidad Nacional de Loja, con el fin de conocer el beneficio que presenta este tipo de tecnología.

### **3.1 Objetivos**

#### **3.1.1 Objetivo General.**

Implementar una guía de procedimientos técnico-legales para la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a red en la región Sur del Ecuador.

#### **3.1.2 Objetivos específicos.**

- Realizar una revisión de la legislación nacional para sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica.
- Desarrollar un manual con los procedimientos técnico-legales para implementar sistemas fotovoltaicos conectados a red de acuerdo al tipo de consumidor en la Región sur del Ecuador.
- Evaluar el costo económico de la implementación de los sistemas fotovoltaicos conectados a red.

## 4. Marco Teórico

### 4.1 Aspectos generales de la energía solar

#### 4.1.1 Irradiancia

Es la magnitud que se define como la relación de potencia incidente por unidad de superficie de cualquier onda electromagnética en la superficie que la recibe, su unidad de medida es el vatio sobre metro cuadrado ( $W/m^2$ ) (Corporación de Desarrollo Tecnológico, 2013; García Garnica et al., 2018).

#### 4.1.2 Irradiación o radiación

Es la energía que incide por unidad de área en un determinado lapso de tiempo, este intervalo de tiempo generalmente este dado entre un día, mes o año y su unidad de medida es  $J/m^2$ o también en  $Wh/m^2$  (Aparicio, 2020; Neira Raúl, 2014).

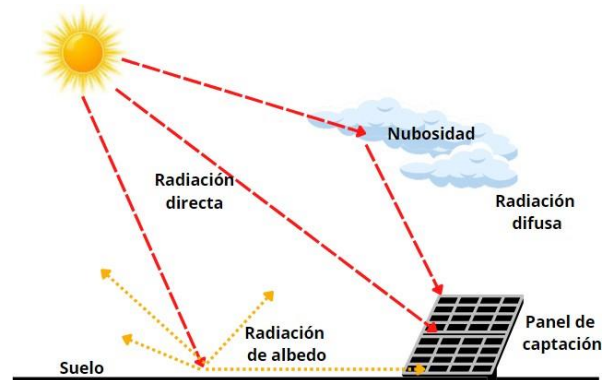
##### 4.1.2.1 Tipos de radiación solar

La energía solar incidente en una superficie terrestre se manifiesta de cuatro maneras diferentes como se muestra en la [Figura 1](#). De acuerdo con (Aparicio, 2020), los cuatro tipos de radiación son:

- a) **Radiación directa:** Es la que proviene directamente del sol sin que se desvíe en su paso por la atmósfera.
- b) **Radiación difusa:** Es aquella parte de la radiación solar que sufre cambios de dirección provocados por la dispersión en la atmósfera y reflejada por el suelo.
- c) **Radiación de Albedo:** Es la radiación que se recibe por el reflejo en las superficies del entorno.

**d) Radiación global:** Es la suma de los tres tipos de radiación anteriormente mencionadas.

**Figura 1.**  
*Tipos de radiación solar.*



*Nota:* La radiación solar se compone de diferentes tipos, como la radiación directa, radiación difusa, radiación de albedo y radiación global que es la suma de las anteriores radiaciones mencionadas. Cada tipo de radiación tiene diferentes características y puede ser aprovechada de diferentes maneras en aplicaciones solares. Elaborado por el autor basado en (Redrován Inga, 2018).

#### **4.1.3 Hora solar pico (HSP)**

Se la puede definir como una unidad encargada de medir la irradiación solar que recibe un metro cuadrado de superficie, la cual representa las horas de sol disponibles a una hipotética irradiancia solar constante de  $1000W/m^2$  (Aparicio, 2020; Energema, 2014).

#### **4.1.4 Recurso solar en el Ecuador**

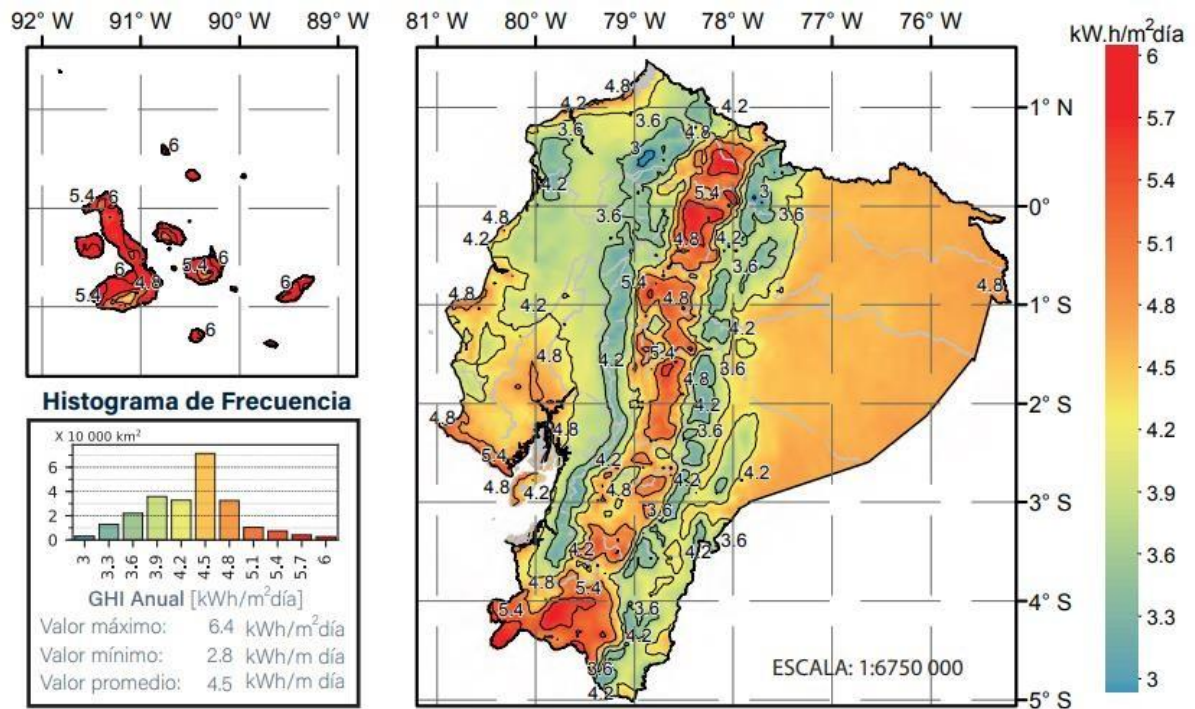
Ecuador por su posición geográfica es un país privilegiado debido a que el ángulo de incidencia de la luz solar, es perpendicular a nuestra superficie durante todo el año.

Según (Cevallos & Ramos, 2018) un valor de  $3.8 kWh/m^2/día$  es un buen valor para proyectos fotovoltaicos viables. El mapa de radiación global horizontal anual [Figura 2](#). muestra

que aproximadamente el 75% del territorio ecuatoriano tiene niveles de radiación por encima de dicho valor, especialmente las provincias de Imbabura, Pichincha, Galápagos y Loja

**Figura 2.**

*Irradiación solar global horizontal anual en el territorio Ecuatoriano.*



**Nota:** La irradiación solar global horizontal anual promedio en el territorio ecuatoriano varía entre 2.8 y 6.4  $\text{kWh}/\text{m}^2/\text{día}$ , con valores máximos especialmente en las provincias de Imbabura, Pichincha, Galápagos y Loja. Tomado de (Vaca & Ordóñez, 2019).

Loja es la segunda provincia con el mayor potencial solar con niveles de radiación que van de 4.2 hasta 5.7  $\text{kWh}/\text{m}^2/\text{día}$ . Con lo que se puede decir que, en la región Sur con más enfoque en la provincia de Loja, es viable la implementación de sistemas fotovoltaicos.

#### 4.1.5 Recurso solar en la Región Sur del Ecuador

La Región Sur presenta condiciones favorables para la generación fotovoltaica [Figura 3](#). De hecho, la zona Oeste de la Región Sur del Ecuador (RSE) presenta una de las mejores

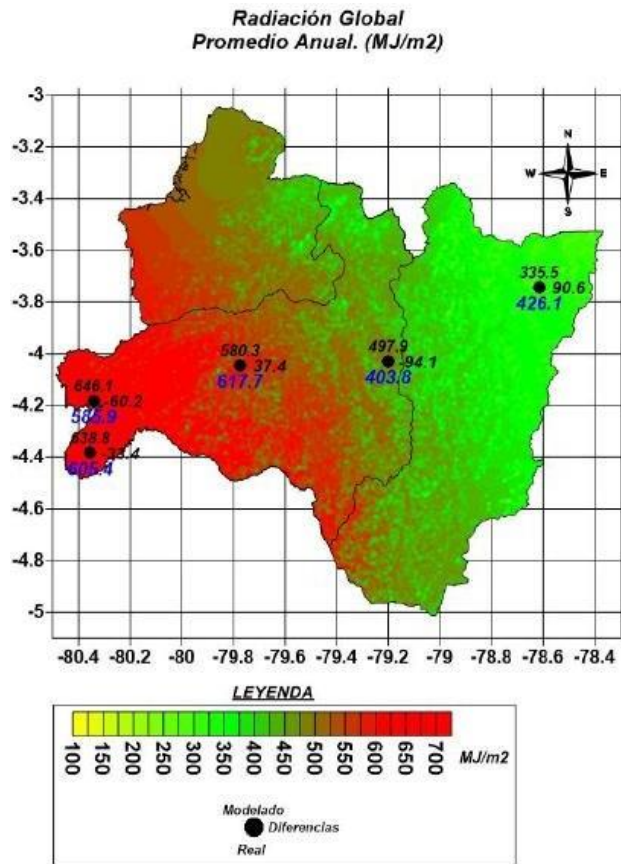
condiciones del Ecuador en términos de radiación solar, mientras que la zona Este de la misma presenta menor radiación.

En la RSE no existe una institución que proporcione información sobre el potencial solar en una localidad específica. El Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI), brinda solo datos de las estaciones meteorológicas y más no para otros sectores cercanos a está. Por ello algunos de los estudios relacionados con el recurso solar de la RSE, corresponde principalmente a los docentes de la Universidad Nacional de Loja.

En uno de los estudios realizados se enfoca en la obtención de los valores de radiación directa, difusa y global sobre una superficie horizontal, considerando un cielo claro, utilizando el modelo de *Hottel*. Que al aplicarle al presente modelo correcciones por pendiente y orientación de las pendientes, mediante el mapa de relieve sombreado, se obtiene un modelo más representativo de la radiación global promedio de la RSE (Montaño & Álvarez, 2014).

**Figura 3.**

*Radiación global promedio anual de la región Sur del Ecuador.*



*Nota:* La zona Oeste De la RSE presenta una de las mejores condiciones del Ecuador en términos de radiación solar. Tomado de (Montaño & Álvarez, 2014).

## 4.2 Tecnología fotovoltaica

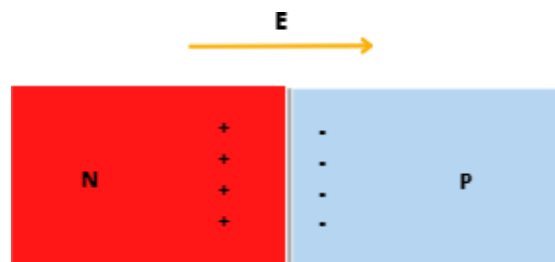
La tecnología fotovoltaica está construida con semiconductores capaces de convertir la radiación solar en electricidad. El elemento semiconductor más común en la fabricación de cédulas solares es el silicio, dado que es un material muy abundante en la corteza terrestre.

### 4.2.1 Celdas fotovoltaicas

Las partes más importantes de la celda fotovoltaica son las capas de semiconductores, ya que es donde se crea la corriente de electrones. Su principio de funcionamiento es la de un

diodo conformado según (Bayod, 2009), por dos capas diferentemente dopadas (tipo  $p$  y tipo  $n$ ) formando un campo eléctrico, positivo en una parte y negativa en la otra como lo muestra en la Figura 4.

**Figura 4.**  
*Unión P-N (Diodo).*



*Nota:* En una celda fotovoltaica, la capa superior está dopada con un material tipo  $p$ , mientras que la capa inferior está dopada con un material tipo  $n$ . Elaborado por el autor basado en (Bayod, 2009).

Existen principalmente tres tipos de celdas: monocristalina, policristalina y amorfa.

### **Celdas de silicio monocristalina**

Poseen una construcción uniforme compuesto de varias barras de silicio, donde todos los átomos están perfectamente alineados, formando un solo cristal. Los paneles monocristalinos presentan un color muy oscuro, casi negro, ya que su elevada concentración de silicio les otorga ese color.

### **Celda de silicio policristalina**

Presentan una estructura ordenada por áreas, en la que sus átomos presentan diferentes direcciones debido a que están constituidos por granos de silicio cristalino. Los paneles policristalinos tienen un tono oscuro, pero más azulado, debido a la menor concentración de silicio.



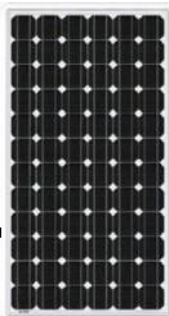
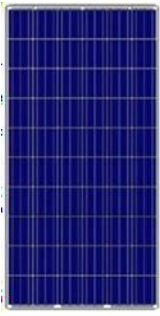
## Celda de silicio amorfo

Su construcción se basa en depositar el material semiconductor como película fina en distintos soportes, permitiendo producir módulos rígidos o flexibles. Se utilizan mayormente en dispositivos eléctricos pequeños como calculadoras, relojes, luces led, etc. Según (Fernández & Cervantes, 2017).

Las celdas fotovoltaicas se utilizan para convertir la energía solar en electricidad. Cada tipo de celda tiene sus ventajas y desventajas, que se detallan a continuación:

**Tabla 1.**

*Ventajas y desventajas de las tres principales celdas fotovoltaicas.*

		<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
<b>Celdas de silicio monocristalina</b>		<ul style="list-style-type: none"><li>- Alta capacidad de absorber radiación.</li><li>- Alto nivel de pureza, con mayor concentración de silicio.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Las células monocristalinas son más costosas de producir que otros tipos de células solares debido al proceso de fabricación más complejo que requieren.</li></ul>
<b>Celda de silicio policristalina</b>		<ul style="list-style-type: none"><li>- Su producción es rápida.</li><li>- Su precio en el mercado es de bajo costo.</li><li>- La amortización de una instalación es más rápida debido al bajo costo y su buen rendimiento.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Las células policristalinas tienen una eficiencia de conversión de energía solar menor que las células monocristalinas, lo que significa que requieren una superficie más grande para producir la misma cantidad de electricidad.</li></ul>

---

**Celda de silicio amorfo**

- Son flexibles y pueden adaptarse a superficies curvas o irregulares.  
- Son las más económicas de producir entre los tres tipos de células solares.

- Las células amorfas tienen la eficiencia de conversión de energía solar más baja de los tres tipos de células solares, lo que significa que requieren una superficie aún mayor para producir la misma cantidad de electricidad.

---

*Nota:* La elección del tipo de celda fotovoltaica depende de la aplicación específica y las condiciones de la instalación, como la disponibilidad de espacio, presupuesto y clima.

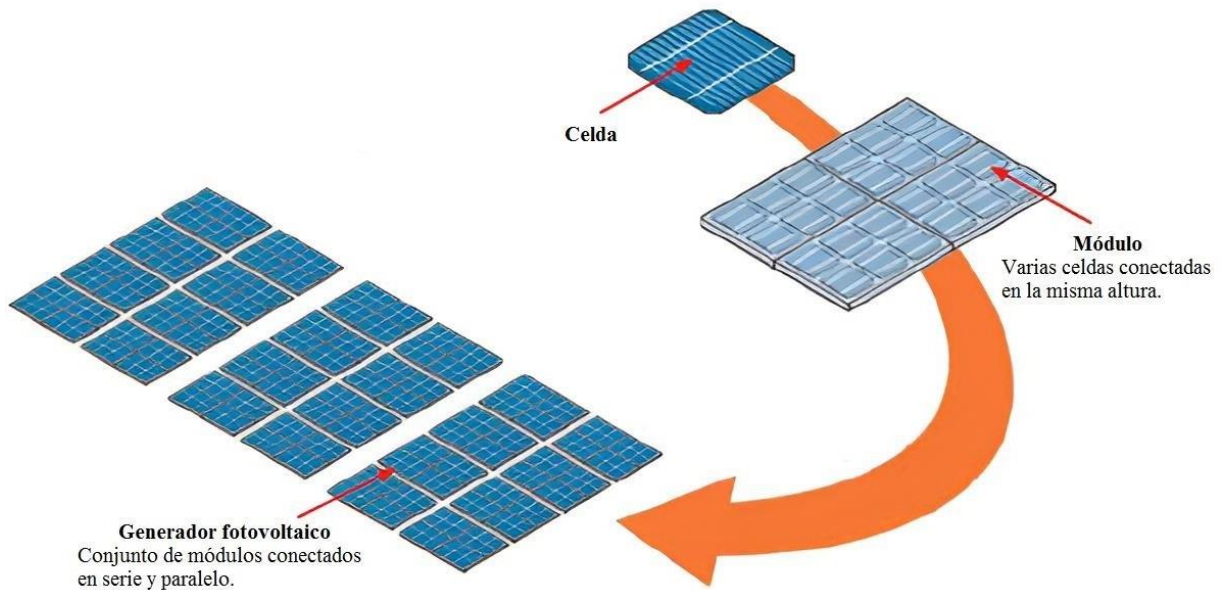
#### ***4.2.2 Módulo fotovoltaico***

Un módulo fotovoltaico o panel fotovoltaico está constituido de varias celdas solares asociadas eléctricamente entre sí. La estructura del módulo protege a las células del medioambiente, permitiendo solo el paso de luz.

Dependiendo como estén agrupadas las celdas se establecen las características de los módulos. De la misma forma el arreglo de módulos en serie o paralelo forman un generador como se muestra en la [Figura 5](#), (Dávila, 2020).

**Figura 5.**

*Evolución de la celda a módulo, y de éste al generador fotovoltaico.*



**Nota:** Una celda se convierte en un módulo cuando se conecta a otras células, y un módulo se convierte en un generador cuando se conecta a otros módulos, estos se pueden conectar eléctricamente en serio y/o paralelo. Tomado de (Corporación de Desarrollo Tecnológico, 2013).

Las curvas características de un módulo fotovoltaico se determinan bajo condiciones estándar de prueba (*Standard Test Conditions, STC*) de uso universal y definidas como la [Tabla 2](#).

**Tabla 2.**

*Condiciones de prueba estándar STC.*

Parámetros	Standard Test Conditions (STC)
Irradiancia	1000 W/m <sup>2</sup>
Distribución espectral	AM 1,5
Incidencia normal	-
Temperatura de la cédula	25 °C

**Nota:** Condiciones bajo las cuales se deben ensayar los módulos para establecer sus parámetros básicos. Elaborado por el autor basado en (Bayod, 2009).

La caracterización del módulo se completa con la medida de la temperatura de operación nominal de la cédula (*NOCT*), que se refiere a la temperatura que alcanzara el módulo en las siguientes condiciones:

**Tabla 3.**  
*Condiciones de prueba estándar NOCT.*

Parámetros	Temperatura de operación nominal de la cédula (NOCT),
Irradiancia	800 $W/m^2$
Distribución espectral Incidencia normal	AM 1,5 -
Temperatura de la cédula	20 °C
Velocidad del viento	1 $m/s$

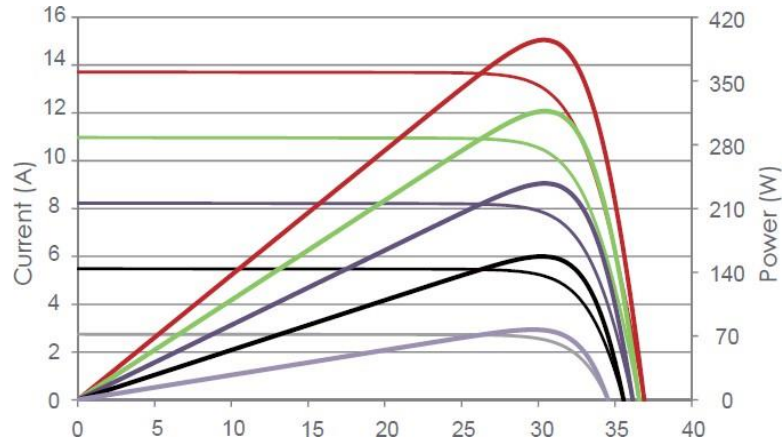
*Nota:* Condiciones de prueba cuando el módulo se expone a una irradiancia de 800  $W/m^2$ , una masa de aire de 1,5G, una temperatura ambiente de 20 °C y una velocidad de viento de 1  $m/s$ . Elaborado por el autor basado en (Bayod, 2009).

Los parámetros de curva de carga se caracterizan por producir una constante intensidad de corriente continua para un amplio rango de tensiones hasta llegar a un cierto valor que ocasiona una disminución asintóticamente a cero [Figura 6](#).

La corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) corresponde a la corriente cuando la salida está cortocircuitada, mientras que la tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ ) corresponde a la tensión entregada por el módulo cuando la corriente es cero.

**Figura 6.**

*Curva característica de un panel fotovoltaico.*



**Nota:** El lado izquierdo representa la curva de intensidad-voltaje mientras que la de la derecha representa la curva de potencia-voltaje Tomado de (Jinkosolar, 2018).

La potencia nominal es la potencia máxima que entrega el módulo en unidades de  $W_p$  (watt pico). El punto óptimo de operación del módulo se ubica sobre el punto de máxima potencia o MPP (*Maximum Power Point*), donde se obtiene una corriente de máxima potencia  $I_{MPP}$  y una tensión a máxima potencia  $V_{MPP}$ , estos valores deberían ser fijos, sin embargo, la corriente de cortocircuito varía con la irradiancia y la tensión de circuito abierto varía por la temperatura. Con el fin de asegurar un buen rendimiento del sistema, se han creado algoritmos denominados MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), que ajustan los parámetros de salida del sistema para extraer la máxima potencia del módulo. Este punto de máxima potencia nos indica la potencia máxima que puede alcanzar un panel fotovoltaico, generando mayor cantidad de energía en cada instante (Rivera, 2020). También llamado factor de llenado que da cuenta de la calidad del módulo, se lo define como:

$$F_f = \frac{I_{MPP} \times V_{MPP}}{I_{sc} \times V_{oc}} \quad (1)$$

**Donde:**

$F_f$  : Factor de llenado.

$I_{MPP}$  : Corriente de máxima potencia.

$V_{MPP}$  : Tensión a máxima potencia.

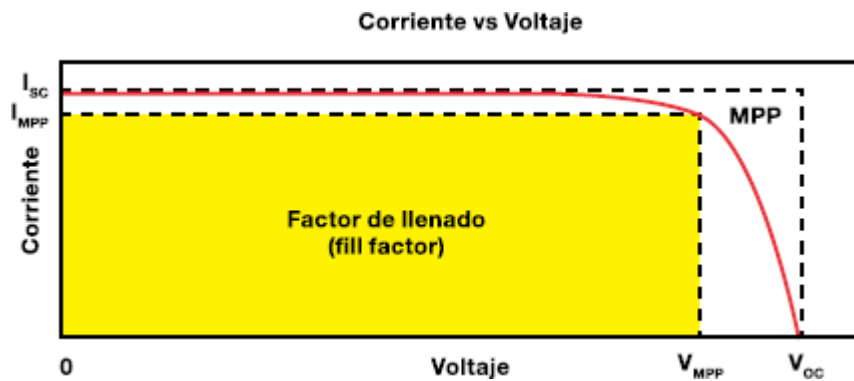
$I_{sc}$  : Corriente de cortocircuito.

$V_{oc}$  : Tensión de máxima potencia.

Sus valores están comprendidos entre 0.7 y 0.85 (Encalada & Sancho, 2022), mientras más cercano a 1 sea el factor de llenado, mejor calidad posee el módulo tal como se muestra en la Figura 7.

**Figura 7.**

*Representación gráfica del factor de llenado.*



**Nota:** El factor de llenado mide la eficiencia con la que el módulo convierte la energía solar en energía eléctrica, teniendo en cuenta las pérdidas que se producen dentro del módulo. Tomado de (Corporación de Desarrollo Tecnológico, 2013).

### 4.2.3 Efecto de las sombras

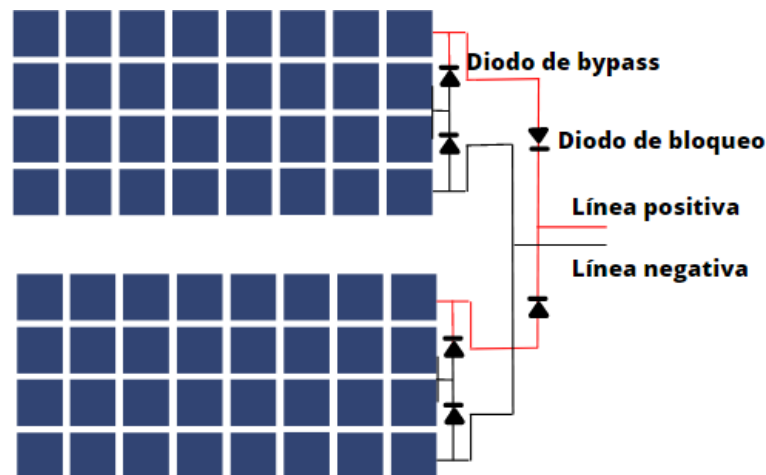
En un arreglo en serie, si uno de los módulos es sombreado podría convertirse en una carga, consumiendo la potencia generada por los otros módulos y aumentando la temperatura de las celdas. Para evitar este efecto se utilizan diodos de *bypass*, que evitan la circulación de corriente por las celdas del módulo sombreado.

En un arreglo en paralelo, la dirección de la corriente debe ir únicamente hacia las cargas, para evitar que circulen hacia los módulos se utilizan diodos de bloqueo.

Para evitar mayores daños a los módulos fotovoltaicos, es preferible adquirir módulos que posean mecanismos de protección como se lo muestra en la [Figura 8](#). Ambos son mecanismos de protección importantes en los módulos fotovoltaicos y su inclusión en los sistemas fotovoltaicos conectados a la red es fundamental para garantizar la seguridad y el rendimiento óptimo del sistema ([Dávila, 2020](#)).

**Figura 8.**

*Mecanismo de protección para los módulos fotovoltaicos.*



**Nota:** Los diodos *bypass* se instalan a los módulos fotovoltaicos en paralelo mientras que los diodos de bloqueo se instalan en los módulos fotovoltaicos en serie con las células solares individuales.

#### **4.2.4 Tipologías de conexión**

Existen dos tipologías básicas en un sistema de generación fotovoltaico, las instalaciones aisladas (*off-grid*) y las conectadas a la red (*on-grid*).

##### **4.2.4.1 Sistemas fotovoltaicos aislados**

Son sistemas que no se encuentran conectados a la red eléctrica, por lo que se lo utilizan mayormente en alimentar satélites, calculadoras, equipos de telecomunicaciones, sistemas de bombeo, alumbrado y viviendas sin acceso a la red eléctrica.

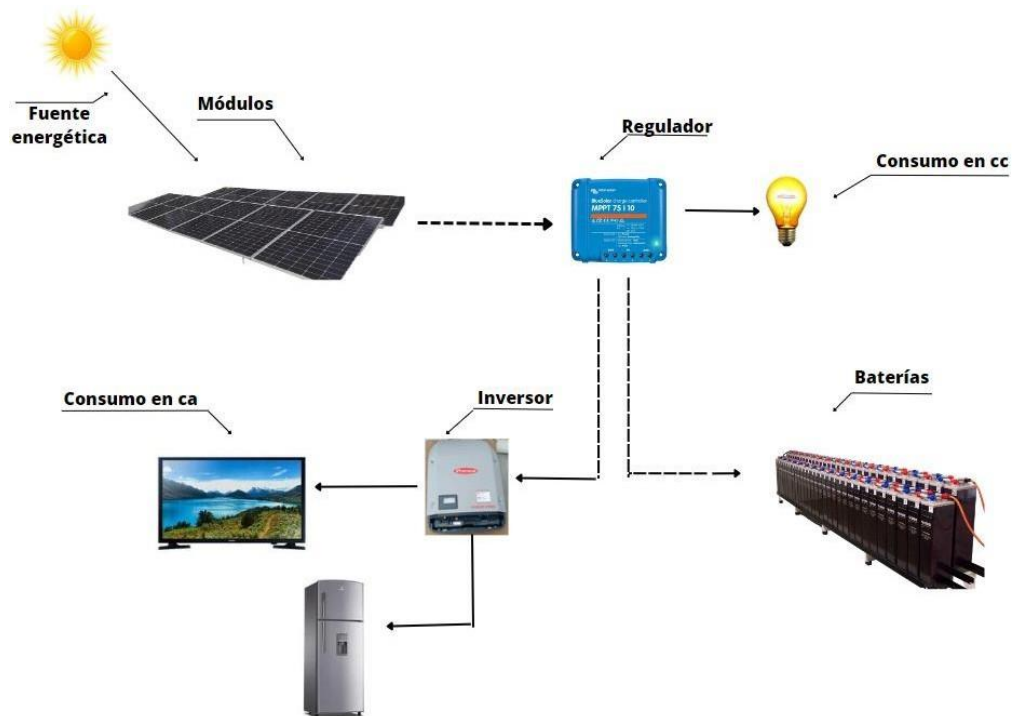
El sistema de generación aislado requiere almacenar la energía generada, por lo que se utilizan baterías y al tener más partes que los conectados a la red, requieren una mayor inversión y mantenimiento del sistema.

Para optimizar los sistemas fotovoltaicos aislados de la red es preferible no sobredimensionar la demanda, para ello utilizar artefactos de bajo consumo con el fin de obtener un sistema optimizado y económico (Encalada & Sancho, 2022).

Los componentes fundamentales en una instalación fotovoltaica aislada son el módulo fotovoltaico, regulador de carga, batería y un inversor, en la [Figura 9](#) se muestra la conexión entre ellos.



**Figura 9.**  
*Sistema fotovoltaico aislado.*



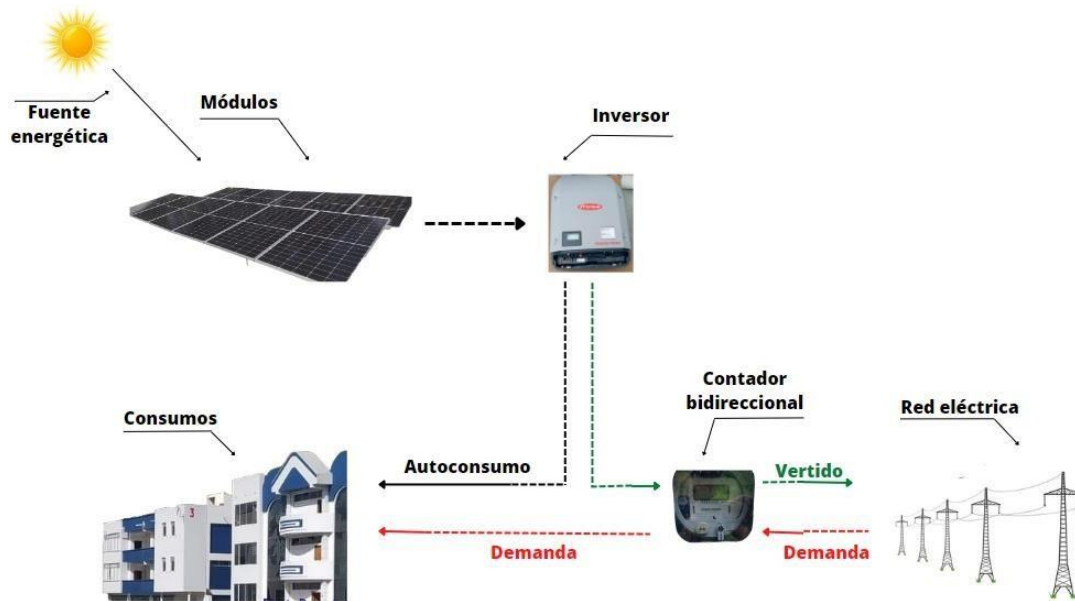
*Nota:* Están compuestos por paneles solares, baterías, un regulador de carga y un inversor, que convierte la energía almacenada en las baterías en corriente alterna para alimentar los dispositivos eléctricos.

#### 4.2.4.2 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red

En los últimos años, este tipo de sistemas está recibiendo más atención, dado su elevado potencial de utilización en zonas próximas a la red eléctrica. El propietario consumirá una parte o la totalidad de la energía generada por el sistema, mientras que cualquier excedente se enviará a la red para ser distribuido a puntos de consumo. Para ello se utiliza medidores bidireccionales que entrega el balance entre energía generada y energía consumida (Perpiñán, 2013; Plá et al., 2018).

Los componentes fundamentales en una instalación fotovoltaica conectada a red son el módulo fotovoltaico, inversor y el medidor bidireccional, en la [Figura 10](#) se muestra la conexión entre ellos.

**Figura 10.**  
*Sistema fotovoltaico conectado a red.*



*Nota:* Están compuestos por paneles solares, un inversor y un medidor bidireccional que mide la cantidad de energía que se envía a la red y la cantidad de energía que se recibe de la red.

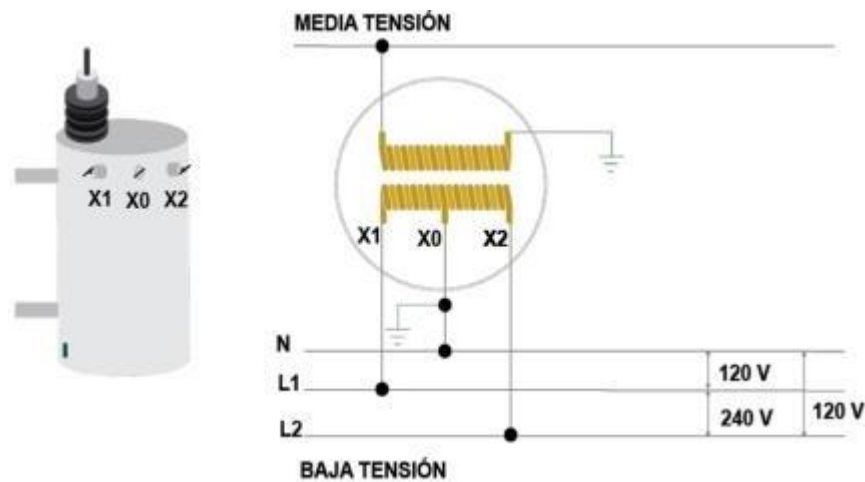
La corriente eléctrica generada por la instalación debe tener una frecuencia igual al de la red, para evitar perturbar el comportamiento de la red, por lo tanto, el inversor debe ser correctamente elegido.

Las instalaciones conectadas a la red eléctrica se suelen dividir atendiendo a dos criterios diferentes: por un lado, las instalaciones monofásicas y trifásicas; por otro las instalaciones de baja, media o alta tensión.

#### 4.2.4.2.1 Instalaciones monofásicas y trifásicas

El sistema monofásico usa una tensión de 220 V entre fase y neutro, en el que la corriente se transmite por el cable de fase y retorna por el cable de neutro para cerrar el circuito.

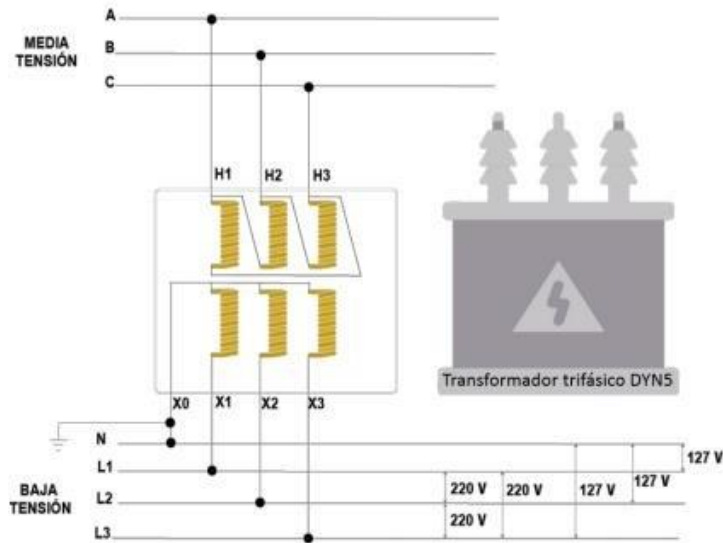
**Figura 11.**  
*Sistema monofásico*



*Nota:* Este tipo de sistema se utiliza principalmente en los hogares y pequeñas empresas. Tomado de (Paccha, 2019).

La corriente trifásica es un sistema de tres fases alternas acopladas que se producen simultáneamente en un mismo generador. Cada una de estas se transporta por un conductor de fase y se añade un conductor para el retorno común de las tres fases, que sirve para cerrar los tres circuitos como se muestra en la [Figura 12](#).

**Figura 12.**  
*Sistema trifásico.*



*Nota:* Este tipo de sistema se utiliza principalmente en redes de distribución de alta potencia y en la mayoría de las aplicaciones industriales y comerciales. Tomado de (Paccha, 2019).

#### 4.2.4.2.2 Instalaciones de baja, media y alta tensión

Según (EERSSA, 2012), la empresa eléctrica regional del sur utiliza los siguientes niveles de tensión en su área de concesión.

**Alta tensión:** La EERSSA mantiene en toda su área un nivel de tensión de 69 kV, destinado al sistema de subtransmisión.

**Media tensión:** La EERSSA tiene dos niveles de tensión en la zona de Loja:

- Zona de Loja: corresponde a toda la provincia de Loja en el cual todo el sistema de distribución opera a una tensión de 13.8 / 7.97 kV.
- Zona Oriental; corresponde a la provincia de Zamora Chinchipe y el cantón Gualaquiza, en el cual el sistema de distribución es de 22 / 12.7 kV.

**Baja tensión:** las redes de distribución de la EERSSA pueden ser monofásicas o trifásicas con los niveles de tensión de:

- Sistemas monofásicos de distribución de 240 / 120 V.
- Sistemas trifásicos de distribución de 220 / 127 V.
- Otras tensiones solicitadas para el sistema serán servidas desde el secundario del transformador a instalar.

#### **4.2.4.3 Sistemas de autoconsumo fotovoltaico**

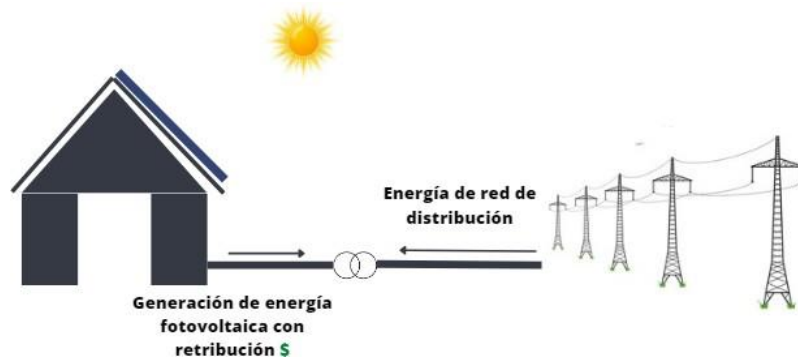
La energía producida por el sistema fotovoltaico, se asignará primero para el autoabastecimiento de su demanda de energía eléctrica. Dentro de los sistemas conectados a la red tenemos:

##### **4.2.4.3.1 Autoconsumo con compensación**

En este tipo de instalación, la energía generada y consumida por el propietario del sistema es compensada en su factura de electricidad, es decir, el propietario solo paga la diferencia entre la energía consumida y la energía generada. Pero si se genera más energía de la que se consume, el propietario puede recibir una compensación económica por la energía enviada a la red eléctrica.

**Figura 13.**

*Esquema de instalación fotovoltaico en modalidad autoconsumo con compensación.*



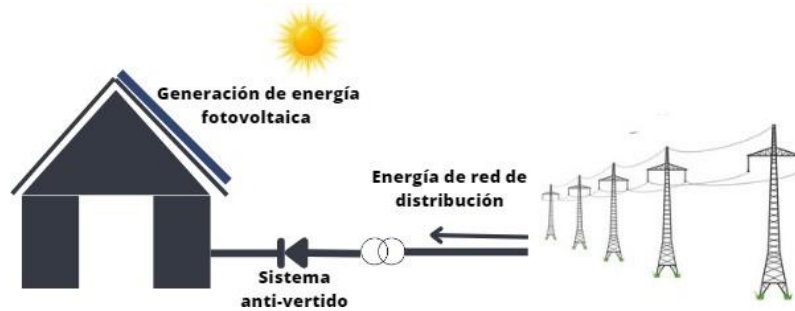
*Nota:* Una instalación fotovoltaica conectada a la red en modalidad de autoconsumo con compensación es una opción interesante para aquellos que desean reducir su factura de electricidad y contribuir a la generación de energía limpia.

**4.2.4.3.2 Autoconsumo directo**

Se trata de un sistema que está conectado directamente a la red interior del propietario y que a través de un sistema anti vertido se enlaza con la red de distribución para no ceder energía a la red. Si la energía generada por los paneles fotovoltaicos es mayor que la energía consumida por la instalación, el excedente de energía no se envía a la red eléctrica convencional, sino que se desperdicia. Por otro lado, si la energía consumida es mayor que la energía generada, se utiliza la energía de la red eléctrica convencional para complementar la necesidad de consumo.

**Figura 14.**

*Esquema de instalación fotovoltaico en modalidad autoconsumo directo.*



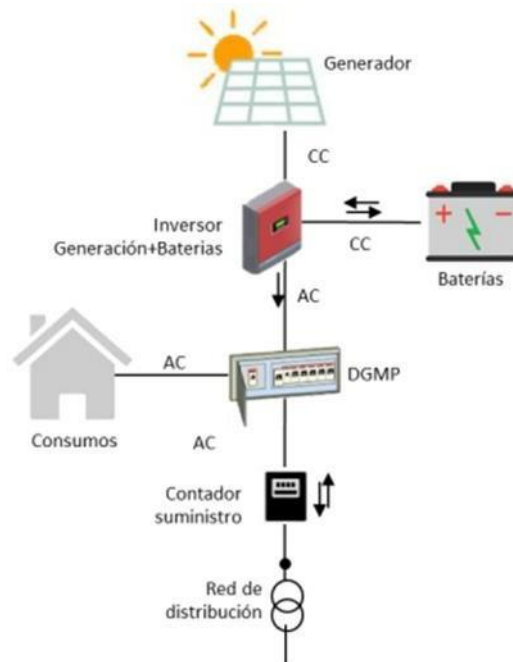
*Nota:* Un sistema anti vertido es un mecanismo de seguridad diseñado para evitar la transferencia de energía generada por un sistema fotovoltaico cuando la red está caída o en mantenimiento, al no considerar un sistema anti vertido puede poner en peligro a los trabajadores de la compañía eléctrica.

#### **4.2.4.3.3 Autoconsumo con baterías**

En este sistema intervienen baterías para tener reservas de energía. El propietario del sistema consume la energía generada por los paneles fotovoltaicos directamente y utiliza la energía almacenada en las baterías cuando sea necesario, lo que le permite reducir su factura de electricidad y con ello reducir la dependencia de la red eléctrica.

**Figura 15.**

*Esquema de instalación fotovoltaico en modalidad autoconsumo con baterías.*



*Nota:* Las baterías pueden ser de diferentes tipos y tamaños, dependiendo de las necesidades de consumo y de la disponibilidad de energía solar. Tomado de (Perpiñán, 2013b).

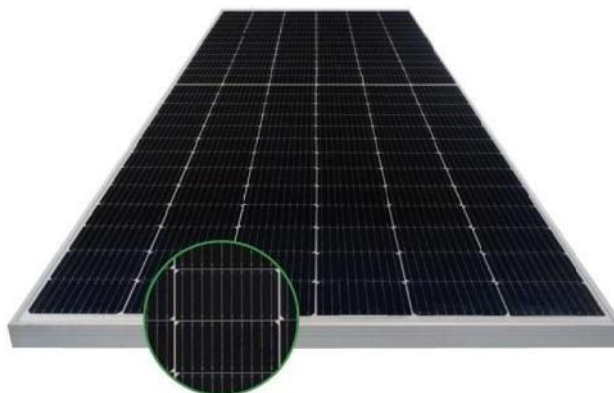
#### **4.2.5 Componentes de un sistema fotovoltaico conectado a la red**

##### **4.2.5.1 Módulos fotovoltaicos**

Posee la ventaja de ser un sistema escalable, lo que permite cambiar el tamaño del generador con solamente agregar o restar módulos. La cantidad de módulos en el sistema determina la potencia y tensión del generador.



**Figura 16.**  
Módulo fotovoltaico.



*Nota:* Dentro de las tecnologías más utilizadas en el Ecuador tenemos las monocristalinas y policristalinas, el cual existe una amplia gama de potencias. Tomado de (Jinkosolar, 2018).

En una instalación fotovoltaica la potencia pico del sistema corresponde a la potencia del generador, mientras que la potencia nominal del sistema es la potencia de salida del inversor.

Los principales parámetros de módulo fotovoltaico se muestran en la [Tabla 4](#).

**Tabla 4.**  
*Principales parámetros de un módulo fotovoltaico.*

<b>Panel Solar JINKO SOLAR Tiger Pro JKM405M-54HL4</b>	
Potencia Máxima ( $P_{max}$ )	405 W <sub>p</sub>
Voltaje Máximo ( $V_{mp}$ )	30,52 V
Corriente Máxima ( $I_{mp}$ )	13,27 A
Tensión en circuito abierto ( $V_{oc}$ )	37,06 V
Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ )	13,78 A
Eficiencia del módulo (%)	20,74 %
Temperatura de operación (°C)	-40 °C~+85 °C
Tensión máxima del sistema	1000/1500 VDC (IEC)
Valores máximos recomendados de los fusibles	25 A
Tolerancia de potencia	0~+ 3%
Coefficiente de temperatura de P <sub>MAX</sub>	-0,35 %/°C
Coefficiente de temperatura de VOC	-0,28 %/°C
Coefficiente de temperatura de ISC	0,048 %/°C
Temperatura operacional nominal de célula	45±2 °C

*Nota:* Tener en cuenta los principales parámetros de un módulo fotovoltaico nos ayuda a comparar y diferenciar la ficha técnica de los diferentes módulos que hay en el mercado, con ello se podrá evaluar y seleccionar el que más beneficia al proyecto. Elaborado por el autor basado en (Jinkosolar, 2018).

#### 4.2.5.2 Inversor

**Figura 17.**

*Inversor Fronius Primo.*

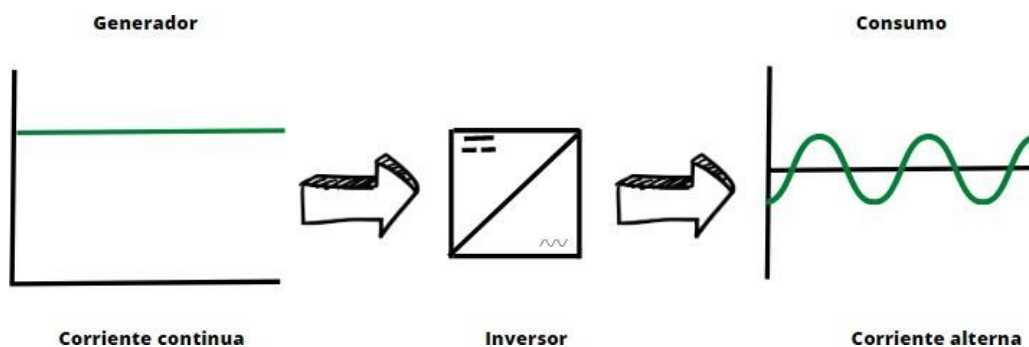


**Nota:** La selección del inversor para conexión a la red en un sistema fotovoltaico debe ser cuidadosamente considerada y se deben tener en cuenta factores como la potencia nominal, la eficiencia, las funciones de monitoreo y control, y la compatibilidad de red. Tomado de (Fronius, 2019).

Los inversores de las instalaciones conectadas a la red cumplen la misión de transformar la corriente continua ( $DC$ ) en corriente alterna ( $AC$ ), con la finalidad de ondular la corriente para transformarla en una función de onda senoidal [Figura 18](#). El inversor no solo realiza la conversión de la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos, sino que también trabajan a una determinada frecuencia, para sincronizar la onda generada con la de la corriente eléctrica de la red.

**Figura 18.**

*Funcionamiento del inversor.*



**Nota:** El inversor convierte la corriente continua generada por los paneles solares en corriente alterna utilizable para el consumo del hogar, empresas o para inyectarla a la red.

Además de ello, el inversor garantiza que los módulos trabajen tan cerca del punto de máxima potencia como sea posible, sin perder la calidad (distorsión armónica baja, factor de potencia elevado), además, de cumplir con normas de seguridad (Encalada & Sancho, 2022).

Los principales parámetros de un inversor [Tabla 5](#), son la corriente y tensión máxima de entrada, el rendimiento del dispositivo, la frecuencia de salida y el rango en el que estará situada dicha frecuencia.

**Tabla 5.**  
*Principales parámetros de un inversor.*

<b>DATOS DE ENTRADA</b>	<b>PRIMO 3.8-1</b>
Potencia FV recomendada (kW <sub>p</sub> )	3,0 – 6,0 kW
Corriente máxima de entrada utilizable (MPPT 1 / MPPT 2)	18 A / 18 A
CD total máxima	36 A
Arreglo máximo de corriente de corto circuito (1.25 I <sub>max</sub> ) (MPPT 1/MPPT 2)	22,5 A / 22,5 A
Rango de voltaje operacional	80 V* – 600 V
Voltaje de entrada máximo	600 V
Voltaje nominal de entrada	410 V
Tamaño admisible de conductor de CD	AAWG 14 – AWG 6
Rango de voltaje MPP	200 – 480 V
Número de MPPT	2
<b>DATOS DE SALIDA</b>	<b>PRIMO 3.8-1</b>
Potencia máxima de salida (208)	3800 W
Potencia máxima de salida (240)	3800 W
Corriente continua máxima de salida (208)	18,3 A
Corriente continua máxima de salida (240)	15,8 A
Capacidad de interruptor de CA (208)	25 A
Capacidad de interruptor de CA (240)	20 A
Eficiencia máxima	96,7 %
Eficiencia CEC	95,0 %
Tamaño admisible de conductor de CA	AWG 14 – AWG 6
Conexión a red (Uac,r)	208 / 240
Frecuencia (fr)	60 Hz
Distorsión armónica total	< 5,0 %
Factor de potencia (cos φac,r) predeterminado	1 (ajustable en menú oculto 0,85 – 1 ind./cap.)

**Nota:** Tener en cuenta los principales parámetros de un inversor nos ayuda a comparar y diferenciar la ficha técnica de los diferentes inversores que hay en el mercado, con ello se podrá evaluar y seleccionar el que más beneficia al proyecto. Elaborado por el autor basado en (Fronius, 2019).

En el mercado se pueden encontrar diversidad de inversores para instalaciones conectadas a red, la cual se clasifican por su potencia. Algunos inversores se muestran en la [Figura 19](#).

**Figura 19.**

*Inversores de distinta potencia marca Sirio.*



*Nota:* Los modelos 1500, K80 y K330 de izquierda a derecha, se seleccionan dependiendo de la capacidad de generación del sistema fotovoltaico y del consumo de energía eléctrica. Tomado de ([Corporación de Desarrollo Tecnológico, 2013](#)).

El inversor viene equipado con variedad de protecciones, entre las que cabe citar: la protección de polaridad, protección contra sobretensiones, desconexión cuando la tensión del generador es inferior a un determinado valor, protección contra sobreintensidades, el aislamiento galvánico, la protección contra armónicos, etc.

#### **4.2.5.3 Accesorios**

Para el adecuado funcionamiento del sistema se necesitan algunos elementos auxiliares tales como el cableado, elementos de protección, los conectores de los paneles, los interruptores, los contadores de consumo, y entre otros.

#### **4.2.5.3.1 Cableado**

La función del cableado en generación fotovoltaica, es transportar la energía eléctrica, tanto en la parte de corriente continua que conduce la electricidad hasta el inversor, como la parte de corriente alterna que conduce la electricidad desde el inversor hasta la red eléctrica.

En el cableado de corriente continua se emplean cables de un solo conductor, es decir, el polo negativo y el positivo no deben ir juntos en el mismo cable. Para ser identificados debe utilizarse cable de color rojo o marrón para el polo positivo y negro, azul o blanco para el polo negativo.

En el cableado de corriente alterna se emplean cables de tres conductores (fase, neutro y tierra) en los sistemas monofásicos y en los trifásicos cables de cinco conductores (tres fases, neutro y tierra).

#### **Especificaciones de los conductores**

De acuerdo a la [\(NEC-11, 2011\)](#), los conductores de instalaciones fotovoltaicas deben cumplir las siguientes especificaciones:

- La selección de los cables se ha de escoger de forma que las caídas de tensión en ellos sean inferiores al 3% entre el arreglo fotovoltaico y el regulador de carga, inferior al 1% entre la batería y el regulador de carga, e inferiores al 3% entre el regulador de carga y las cargas.
- El conductor que conecta el arreglo fotovoltaico y el regulador de carga se debe seleccionar de tal manera que su ampacidad sea 1,25 veces la corriente de cortocircuito de todo el campo fotovoltaico.

- Los cables exteriores de la instalación fotovoltaica deben ser especificadas para uso en ambientes húmedos, temperatura de 90 °C, doble aislamiento multifilares y que sean del tipo XHHN, SUPERFLEX, o similares.
- Los códigos de colores deben utilizarse rojo para el polo positivo y negro para el polo negativo, o en su defecto se debe identificar la polaridad.
- Los terminales de los cables deben tener una conexión segura, que no permita caídas de tensión máximas al 0.5% del voltaje nominal. Esta condición es aplicable a cada terminal en condiciones de máxima corriente.
- En los terminales de los cables no se debe favorecer la corrosión que se produce cuando hay contacto entre dos metales distintos.
- Los fusibles se deben elegir de tal forma que la corriente máxima de operación este en el rango del 50 al 80% de la capacidad nominal del fusible.

#### **4.2.5.3.2 Conectores**

En los últimos años, se han impuesto conectores rápidos, que permiten agilizar el montaje de los módulos proporcionando más seguridad a las conexiones. En la [Figura 20](#) se muestran conectores de uso común para la conexión de los paneles solares.

**Figura 20.**  
Conectores MC4.



*Nota:* Los conectores MC4 constan de un conector macho y un conector hembra que se conectan entre sí. Los conectores machos están ubicados en la parte posterior del panel solar, mientras que los conectores hembra se conectan al cableado de DC. Tomado de (CCEEA, n.d.).

#### 4.2.5.3.3 Contador bidireccional

En una instalación fotovoltaica conectada a red debe venir equipada con un contador bidireccional, capaz de medir la energía entregada a la red y la energía que la empresa distribuidora suministra.

**Figura 21.**  
Medidor multifunción marca ELSTER, tipo A3 Alpha.



*Nota:* Este medidor es capaz de medir la energía activa y reactiva, la corriente, la tensión, la frecuencia y otros parámetros eléctricos importantes en tiempo real. También es capaz de registrar y almacenar los datos de consumo y generación de energía a lo largo del tiempo. Tomado de (Grupo TEI México, n.d.).

#### 4.2.5.3.4 Interruptores

En los cuadros de conexión que agrupan varios *strings* se suelen instalar interruptores seccionadores para facilitar la desconexión del sistema en caso de una emergencia, como una sobrecarga o un fallo en el sistema eléctrico.

**Figura 22.**

*Interruptor seccionador.*



*Nota:* El interruptor seccionador se instala entre el inversor fotovoltaico y la red eléctrica. Tomado de (Moro, 2018).

Según (Moro, 2018), para cuadros de conexión de grandes potencias, se emplean interruptores de cuatro polos: dos polos para el positivo y dos polos para el negativo, con lo que se duplica la capacidad de corte y seccionamiento.

**Figura 23.**

*Cuadro de conexiones con interruptor tetrapolar.*



*Nota:* Estos interruptores permiten una mayor capacidad de corriente y una mayor protección contra fallos eléctricos. Tomado de (Moro, 2018).



#### 4.2.5.3.5 Transformador.

Para aquellas potencias nominales que superan los 100 kW, la conexión se la realiza en media o en alta tensión. Por lo que es necesario un centro de transformación para elevar la tensión.

#### Figura 24.

*Centro de transformación Planta Fotovoltaica Loja Energy.*



*Nota:* Centro de transformación para una potencia nominal de 0.99 MW. Fotografía tomada en la planta fotovoltaica Loja Energy.

#### 4.2.5.3.6 Conexión a tierra

Las conexiones a tierra protegen a las personas de posibles riesgos eléctricos. En sistemas fotovoltaicos conectado a red se realizan dos conexiones a tierra: una en la parte de corriente continua y otra en la parte de corriente alterna.

#### 4.2.5.3.7 Tableros eléctricos

De acuerdo a la capacidad del sistema fotovoltaico, se debe instalar armarios de conexiones, gabinetes, tableros de protección y seccionamientos con elementos dimensionados para las

capacidades de potencia y corriente que soportan. Los tableros deben estar dimensionados de acuerdo a la norma del código eléctrico ecuatoriano y a las especificaciones de la (NEC-11, 2011).

- El gabinete para interiores tendrá un grado de protección mínima IP 32 e IP54 si se lo ubica a la intemperie.
- Los interruptores termo magnéticos deben estar dentro del mismo gabinete o en un tablero aparte, para el acceso del usuario a los circuitos internos de la vivienda o centros comunales.
- Para los sistemas fotovoltaicos de más de 5 *kW* se debe prever la instalación de tableros de empalme en corriente continua; para los tableros de conexión de los circuitos en corriente alterna se deben dimensionar los interruptores termo magnéticos y fusibles conforme a la carga instalada de diseño.
- En caso de instalar un registrador de datos separado del inversor, estos podrán ir en un tablero aparte.

#### 4.2.5.4 Estructuras de soporte

Un sistema fotovoltaico tiene características únicas para adaptarse a superficies como el suelo, techo o en la estructura de un edificio. Por lo tanto, la composición del soporte debe soportar la posición independiente a la superficie y de las condiciones climáticas.

Existen diversos tipos de estructuras de soportes para paneles fotovoltaicos. Generalmente, se dividen en dos:

- **Estructuras móviles:** permite que el módulo gire con relación al sol para optimizar su posición.

- **Estructuras fijas:** el módulo permanece en la misma posición, y se clasifican a su vez según su ubicación en estructura para tejado, estructura para suelo y estructura para poste [Figura 25](#).

**Figura 25.**

*Tipos de estructura de soporte fijas.*



**Nota:** Es importante seleccionar la estructura de soporte adecuada para cada proyecto fotovoltaico, teniendo en cuenta factores como la ubicación geográfica, el tamaño y peso del panel solar, y las condiciones climáticas. Tomado de ([Corporación de Desarrollo Tecnológico, 2013](#)).

### 4.3 Categorías tarifarias

Según el pliego tarifario del servicio público de energía eléctrica periodo enero – diciembre 2021, el servicio público de energía eléctrica considera dos categorías de tarifas la residencial y general; y de las características del punto de entrega que son bajo, medio y alto voltaje. La determinación de la categoría tarifaria es responsabilidad de la distribuidora. Para realizar una clasificación adecuada es necesario conocer las definiciones expuestas a continuación según ([ARCERNNR, 2021c](#)).

#### 4.3.1 Niveles de voltaje

En la siguiente tabla se establecen los niveles de voltaje:

**Tabla 6.**  
*Niveles de voltaje.*

Nivel de voltaje -NV	Grupo	Voltaje de suministro en el punto de entrega
Bajo		$NV < 0.6 \text{ kV}$
Medio		$0.6 \text{ KV} \leq NV \leq 40 \text{ kV}$
	Grupo 1 – AV1	$40 \text{ KV} < NV \leq 138 \text{ kV}$
Alto	Grupo 2 – AV2	$NV > 138 \text{ kV}$

*Nota:* Cada nivel de voltaje tiene diferentes requisitos de seguridad y diseño, y requiere diferentes equipos de protección y aislamiento. Por lo tanto, es importante diferenciar los niveles de voltaje de las redes eléctricas para garantizar la seguridad de las personas y los equipos, así como para asegurar un suministro de energía eléctrica eficiente y confiable. Tomado de (ARCERNNR, 2021c)

**Bajo voltaje:** Son los voltajes de suministro en el punto de entrada menores a 600 V.

**Medio voltaje:** Son los voltajes de suministro en el punto de entrada que se encuentran entre los 600 V y los 40 kV.

**Alto voltaje:** Se subdividen en dos grupos: a) Grupo 1 con voltajes de suministro en el punto de entrada entre los 40 kV y 138 kV, y el b) Grupo 2 con voltajes de suministro en el punto de entrada mayores a 138 kV.

En la siguiente tabla se esquematiza las categorías tarifarias y los niveles de voltaje:

**Tabla 7.**  
*Categorías tarifarias para el registro de demanda.*

Categoría	Nivel de voltaje - NV	Grupo de consumo	Registro de demanda
Residencial	Bajo voltaje	Residencial	Sin demanda
General	NV < 600 V	Comercial	Sin demanda
			Con demanda
			Con demanda horaria
		Industrial	Sin demanda
			Con demanda
			Con demanda horaria
Otros	Sin demanda		
	Con demanda		
	Con demanda horaria		

		Con demanda horaria diferenciada
Medio voltaje $600\text{ V} \leq \text{NV} \leq 40\text{ kV}$	Comercial Industrial Otros	Con demanda
	Comercial Otros	Con demanda horaria
	<u>Industrial</u>	Con demanda horaria diferenciada
Alto voltaje AV1: $40\text{ kV} \leq \text{NV} \leq 138\text{ kV}$	Comercial Otros	Con demanda horaria
	Industrial	Con demanda horaria diferenciada
Av2: $\text{NV} > 138\text{ kV}$	Industrial	Con demanda horaria diferenciada

**Nota:** Cada categoría tarifaria tiene diferentes precios y estructuras de tarifas, que están diseñadas para reflejar los diferentes costos asociados con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el país. Es importante que los clientes conozcan su categoría tarifaria y sus requisitos de registro de demanda eléctrica para poder optimizar su consumo de energía eléctrica y reducir sus costos. Tomado de (ARCERNNR, 2021c).

### 4.3.2 Tarifas de bajo voltaje

Se aplican a los consumidores cuyo voltaje de suministro en el punto de entrada es inferior a 600 V.

#### 4.3.2.1 Tarifa general de bajo voltaje sin demanda

Se aplica a todos los usuarios de la categoría general de bajo voltaje, que encuentran conectados a un suministro menor a 600 V y cuya demanda facturable no supere los 10 kV.

Para su clasificación se consideran las siguientes tarifas:

- a) Comercial y Entidades Oficiales, sin demanda,
- b) Industrial Artesanal,
- c) Asistencia Social y Beneficio Público, sin demanda,
- d) Culto Religioso, sin demanda,
- e) Escenarios Deportivos, sin demanda,

- f) Instalaciones de Bombeo de Agua, sin demanda,
- g) Servicios Comunitarios, sin demanda.

Los usuarios deben pagar:

- Un cargo por comercialización en *USD/consumidor – mes*, independiente del consumo de energía.
- Cargos incrementales por energía expresados en *USD/kWh*, en función de la energía consumida.

#### **4.3.2.2 Tarifa general de bajo voltaje con demanda**

Se aplica a todos los usuarios cuyo voltaje de suministro en el punto de entrada es menor a 600 V y cuya demanda facturable sea mayor a 10 kW.

Los usuarios deben pagar:

- Un cargo por comercialización en *USD/consumidor – mes*, independiente del consumo de energía.
- Un cargo por potencia en *USD/kW – mes*, por cada kW de demanda facturable.
- Un cargo por energía en *USD/kWh*, en función de la energía consumida.

#### **4.3.2.3 Tarifa general de bajo voltaje con registrador de demanda horaria**

Se aplica a todos los usuarios cuyo voltaje de suministro en el punto de entrada es menor a 600 V o cuya demanda facturable sea mayor a 10 kW y que cuente con un registrador de demanda horaria que permita identificar la demanda de potencia y los consumos de energía en los períodos horarios de punta, media y base.

Los usuarios deben pagar:

- Un cargo por comercialización en *USD/consumidor – mes*, independiente del consumo de energía.
- Un cargo por demanda en *USD/kW – mes* por cada *kW* de demanda mensual facturable como mínimo de pago multiplicado por un Factor de Gestión de la Demanda (FGD) entre 0.6 y 1.
- Un cargo por energía en *USD/kWh*, en función de la energía consumida en el período de 08:00 hasta las 22:00 horas que corresponde al cargo por energía de la tarifa general de bajo voltaje con demanda.
- Un cargo por energía en *USD/kWh*, en función de la energía consumida, en el período de 22:00 hasta las 08:00 horas.

#### **4.3.3 Tarifas de medio voltaje**

Estas tarifas se aplican a todos los usuarios con los voltajes de suministro en el punto de entrada que se encuentran entre los 600 *V* y los 40 *kV*, si el usuario está siendo medido en bajo voltaje la empresa distribuidora considera un recargo de un 2% de los montos medidos de potencia y de energía.

##### **4.3.3.1 Tarifa general de medio voltaje con demanda**

Se aplica a todos los usuarios cuyo nivel de voltaje este entre los 600 *V* y los 40 *kV* que disponga de un registrador de demanda máxima.

Los usuarios deben pagar:

- Un cargo por comercialización en *USD/consumidor – mes*, independiente del consumo de energía.

- Un cargo por potencia en  $USD/kW - mes$ , por cada  $kW$  de demanda mensual facturable.
- Un cargo por energía en  $USD/kWh$ , en función de la energía consumida.

#### **4.3.3.2 Tarifa general de medio voltaje con registrador de demanda horaria (excepto para consumidores industriales)**

Se aplica a todos los usuarios que disponen de un registrador de demanda horaria, que les permite identificar la demanda de potencia y los consumos de energía en los períodos horarios de punta, media y base.

Los usuarios deben pagar:

- Un cargo por comercialización en  $USD/consumidor - mes$ , independiente del consumo de energía.
- Un cargo por demanda en  $USD/kW - mes$ , por cada  $kW$  de demanda mensual facturable.
- Un cargo por energía en  $USD/kWh$ , en función de la energía consumida en el período de 08:00 hasta las 22:00 horas.
- Un cargo por energía en  $USD/kWh$ , en función de la energía consumida, en el período de 22:00 hasta las 08:00 horas.

#### **4.3.3.3 Tarifa general de medio voltaje con registrador de demanda horaria diferenciada para consumidores industriales**

Se aplican a todos los usuarios industriales que disponen de un registrador de demanda horaria que les permite identificar la demanda de potencia y los consumos de energía en los períodos horarios de punta, media y base.



Los usuarios deben pagar:

- Un cargo por comercialización en *USD/consumidor – mes*, independiente del consumo de energía.
- Un cargo por demanda en *USD/kW – mes*, por cada *kW* de demanda mensual facturable.
- Un cargo por energía en *USD/kWh*, en función de la energía consumida en el período de lunes a viernes, de 08:00 hasta las 18:00 horas.
- Un cargo por energía en *USD/kWh*, en función de la energía consumida en el período de lunes a viernes, de 18:00 hasta las 22:00 horas.
- Un cargo por energía en *USD/kWh*, en función de la energía consumida en el período de lunes a viernes de 22:00 hasta las 08:00 horas; incluyendo la energía de sábados, domingos y feriados, en el período de 22h00 a 18:00 horas.
- Un cargo por energía en *USD/kWh*, en función de la energía consumida en el período de sábados, domingos y feriados, en el período de 18:00 hasta las 22:00 horas.

#### **4.3.4 Tarifa de alto voltaje**

Se aplica a todos los usuarios cuyo voltaje de suministro en el punto de entrega es mayor a 40 kV.

##### **4.3.4.1 Tarifa general de alto voltaje excepto para consumidores industriales**

Se aplican a todos los usuarios cuyo voltaje de suministro en el punto de entrada es mayor a 40 kV y hasta 138 kV dentro del grupo 1.

Los usuarios deben pagar:

- Un cargo por comercialización en *USD/consumidor – mes*, independiente del consumo de energía.
- Un cargo por demanda en *USD/kW – mes*, por cada *kW* de demanda mensual facturable.
- Un cargo por energía en *USD/kWh*, en función de la energía consumida en el período de 08:00 hasta las 22:00 horas.
- Un cargo por energía en *USD/kWh*, en función de la energía consumida, en el período de 22:00 hasta las 08h00 horas.

#### **4.3.4.2 Tarifa general de alto voltaje para consumidores industriales del grupo 1**

Se aplican a todos los usuarios cuyo voltaje de suministro en el punto de entrega es mayor a 40 *kV* y hasta 138 *kV* dentro del grupo 1.

Los usuarios deben pagar:

- Un cargo por comercialización en *USD/consumidor – mes*, independiente del consumo de energía.
- Un cargo por demanda en *USD/kW – mes*, por cada *kW* de demanda mensual facturable.
- Un cargo por energía en *USD/kWh*, en función de la energía consumida en el período de lunes a viernes, de 08:00 hasta las 18:00 horas.
- Un cargo por energía en *USD/kWh*, en función de la energía consumida en el período de lunes a viernes, de 18:00 hasta las 22:00 horas.

- Un cargo por energía en *USD/kWh*, en función de la energía consumida en el período de lunes a viernes, de 22:00 hasta las 08:00 horas; incluyendo la energía de sábados, domingos y feriados, en el período de 22:00 a 18:00 horas.
- Un cargo por energía en *USD/kWh*, en función de la energía consumida en el período de sábados, domingos y feriados, en el período de 18:00 hasta las 22:00 horas.

#### **4.3.4.3 Tarifa general de alto voltaje para consumidores industriales grupo 2.**

Se aplican a todos los usuarios cuyo voltaje de suministro en el punto de entrega es superior a 138 *kV* del grupo 2.

Los usuarios deben pagar:

- Un cargo por comercialización en *USD/consumidor – mes*, independiente del consumo de energía.
- Un cargo por demanda en *USD/kW – mes*, por cada *kW* de demanda mensual facturable.
- Un cargo por energía en *USD/kWh*, en función de la energía consumida en el período de lunes a viernes, de 08:00 hasta las 18:00 horas.
- Un cargo por energía en *USD/kWh*, en función de la energía consumida en el período de lunes a viernes, de 18:00 hasta las 22:00 horas.
- Un cargo por energía en *USD/kWh*, en función de la energía consumida en el período de lunes a viernes, de 22:00 hasta las 08:00 horas, incluyendo la energía de sábados, domingos y feriados en el período de 22:00 a 18:00 horas.

- Un cargo por energía en *USD/kWh*, en función de la energía consumida en el período de sábados, domingos y feriados en el período de 18:00 hasta las 22:00 horas.

#### **4.4 Regulación para instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red en el Ecuador**

La regulación para instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red en el Ecuador la dispone el Estado según el artículo 313 de la constitución de la república ([Asamblea Nacional del Ecuador, 2008](#)), el cual podrá administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia. Con las regulaciones se busca establecer la participación de los consumidores regulados haciéndolo más accesible sin muchos trámites buscando la disminución del uso de los combustibles contaminantes.

Existen dos regulaciones vigentes que permiten a usuarios y empresas instalar sistemas de energías renovables interconectados a la red eléctrica; así mismo clarifican los requisitos para instalar y operar sistemas renovables de hasta 1 *MW*, como así también condiciones técnicas y comerciales para que personas jurídicas puedan contar con centrales distribuidas hasta 10 *MW*.

##### ***4.4.1 Regulación Nro. ARCERNNR-001/2021***

La regulación denominada “Marco normativo de la generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica” establece las disposiciones para el proceso de habilitación, conexión, instalación y operación de sistemas de generación distribuida basadas en fuentes de energía renovable para el autoabastecimiento de consumidores regulados, la cual es aplicable para los consumidores regulados que instalen y operen sistemas de generación distribuida para su abastecimiento, sincronizados a la red de distribución y para las Empresas Eléctricas Distribuidoras ([ARCERNNR, 2021a](#)).

#### ***4.4.2 Regulación Nro. ARCERNNR-002/2021***

La regulación denominada “Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación” establece las condiciones técnicas y comerciales a cumplirse con respecto al desarrollo y operación de centrales de generación distribuida, de propiedad de empresas que sean habilitadas por el Ministerio Rector para ejecutar la actividad de generación, la cual es aplicable para: empresas que instalen, operen y administren centrales de generación distribuida en el país; distribuidoras a cuyas redes se conectan dichas centrales; y, el CENACE ([ARCERNNR, 2021b](#)).

#### ***4.4.3 Características generales para consumidores que tengan interés en instalar un sistema fotovoltaico***

##### **4.4.3.1 Generación distribuida para autoabastecimiento**

Los interesados en instalar un sistema fotovoltaico conectado a la red en modalidad de autoconsumo deben de acogerse a la regulación Nro. ARCERNNR-001/2021, el consumidor deberá considerar los siguientes puntos:

- a) El sistema de generación fotovoltaico debe conectarse en las redes de bajo o medio voltaje de la empresa eléctrica de distribución.
- b) El sistema de generación se puede encontrar en un sitio diferente de donde se encuentra el punto de consumo.
- c) La generación de energía producida por el sistema se asignará primero para el autoabastecimiento de su demanda de energía eléctrica.
- d) El diseño del sistema fotovoltaico tiene como objetivo reducir el consumo de energía de la red y reducir los combustibles contaminantes.

- e) El sistema de generación fotovoltaico debe de tramitar solicitudes de factibilidad de conexión.
- f) La capacidad nominal instalada del sistema fotovoltaico no podrá ser mayor a 1 MW.

#### **4.4.3.2 Generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación**

Los interesados en instalar un sistema fotovoltaico conectado a la red en modalidad de generación distribuida deben de acogerse a la regulación Nro. ARCERNNR-002/2021, el consumidor deberá considerar los siguientes puntos:

- a) Tener una capacidad nominal igual o mayor a 100 kW y menor a 10 MW.
- b) Conectarse cerca del consumo.
- c) Conectarse en las redes de medio voltaje o de alto voltaje menores a 138 kV, de un sistema de distribución.
- d) Utilizar una fuente de energía renovable no convencional.
- e) Será construida, operada, mantenida y administrada por empresas de generación distribuida habilitada.

#### ***4.4.4 Sistema de medición de energía eléctrica de acuerdo al predio donde se ubique el sistema fotovoltaico***

Los aspectos relacionados con el sistema de medición de energía eléctrica se sujetarán de acuerdo al predio donde se ubicará el sistema fotovoltaico:

- **Sistema fotovoltaico ubicado en el mismo inmueble o predio del consumidor:** En este punto la distribuidora instalará un medidor bidireccional que permita registrar el consumo neto de energía por parte del consumidor. La distribuidora se encargará de

la obtención e instalación del medidor bidireccional; el cual será cancelado por parte del consumidor en la primera planilla de consumo.

- **Sistema fotovoltaico ubicado en un inmueble distinto al inmueble o predio del consumidor:** En este punto la distribuidora instalará un medidor energía en el punto de conexión del Sistema Fotovoltáico que permita registrar la energía inyectada a la red de distribución y, por otra parte, instalará un medidor de energía para registrar el consumo de energía recibido de la distribuidora. La distribuidora se encargará de la instalación de los equipos de medición requeridos; el cual será cancelado por parte del consumidor en la primera planilla de consumo.

## 5. Metodología

### 5.1 Materiales

En el presente trabajo de investigación se utilizará los siguientes recursos y materiales:

- Computadora
- Paquete de Microsoft Office
- Materiales de oficina
- Internet
- Mendeley
- Libros
- Tesis
- Artículos científicos
- Regulaciones

### 5.2 Metodología empleada

El principal objetivo de este proyecto es desarrollar una guía de procedimientos técnico-legales para la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a red en la RSE, para el cual se desarrollará una investigación descriptiva:

#### *5.2.1 Revisión y exploración de material bibliográfico*

- a) Realizar una consulta general de las normativas ecuatorianas y algunas latinoamericanas para la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red.
- b) Clasificar la información de acuerdo a los diferentes temas a tratar.
- c) Depurar la información para que sea parte del marco teórico.,
- d) Analizar los últimos cambios realizados en las normativas ecuatorianas.



- e) Comparar la normativa ecuatoriana con las latinoamericanas.

### ***5.2.2 Obtención de información***

- a) Visitar la EERSSA.
- b) Analizar los sitios permitidos para la implementación de un sistema fotovoltaico.
- c) Analizar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico de interconexión a la red.
- d) Analizar las estructuras requeridas para la instalación.
- e) Analizar y clasificar la tramitación de los permisos.

### ***5.2.3 Dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos conectados a red***

#### **5.2.3.1 Demanda eléctrica**

Para determinar el consumo eléctrico, se realiza una recopilación de los datos en (*kW*) de las planillas registradas a través de mediciones que realiza la empresa distribuidora. La EERSSA, a través de su página web brinda consultas de consumos de energía eléctrica y valores pendientes a pagar [Figura 26](#).

**Figura 26.**  
Sistema de consultas de la EERSSA.

**Empresa Eléctrica Regional del Sur S. A.**  
*La energía somos todos!*

**Consulta de valores PENDIENTES por consumo de energía eléctrica.**

**Código único eléctrico nacional**  
**1800456323**

**Nombre: MELVA ROSA GONZALEZ**  
**C/Ruc: 1103599289**  
**Dirección de Notificación:**

**Provincia: VALLE**  
**Medidor No.: 154768**

Seleccione cómo desea realizar la consulta, ingrese el código único nacional, el número de cédula/ruc o el número de medidor y luego haga clic en el botón "Consultar":

Consultar por código único eléctrico nacional - CUEN  
 Consultar por número de cédula  
 Consultar por número de medidor

[Consultar valores cancelados.](#)

**Nota:** Para el dimensionamiento del sistema FV se debe considerar los 12 últimos meses de consumo de energía eléctrica. Tomado de (*Empresa Eléctrica Regional Del Sur S.A., 2023*).

### 5.2.3.2 Generador fotovoltaico

La potencia a instalar determina el número de módulos. Por lo tanto, es necesario dividir la potencia de instalación deseada entre la potencia del módulo seleccionado.

$$N = \frac{P_{max}}{P_{pico}} \quad ( 2 )$$

**Donde:**

$N$  : Número de módulos solares.

$P_{max}$  : Potencia de instalación deseada.

$P_{pico}$  : Potencia del módulo seleccionado.

Conocidas las dimensiones del módulo seleccionado y el número a utilizar, se procede a calcular la superficie mínima que requiere la instalación con la siguiente ecuación:

$$S_{total} = N \times A \quad ( 3 )$$

**Donde:**

$S_{total}$  : Superficie mínima que requieren los módulos solares.

$A$  : La superficie del módulo.

Para la conexión de módulos en serie y paralelo, está determinada por los valores de tensión y corrientes que se desean alcanzar. La configuración del sistema debe corresponder con la potencia y características técnicas del inversor.

### 5.2.3.3 Inversor

Para la selección del inversor, la potencia nominal de este debe ser aproximadamente igual a la potencia pico del sistema fotovoltaico. Este inversor debe ser capaz de sincronizarse adecuadamente con la red eléctrica y no causar fallas o perturbaciones.

Para la obtención de la potencia máxima del sistema utilizamos la siguiente ecuación:

$$P_{max\_sistemafv} = P_{pico} * N \quad ( 4 )$$

**Donde:**

$P_{max\_sistemafv}$  : Potencia máxima del sistema fotovoltaico.

$P_{pico}$  : Potencia pico del módulo.

$N$  : Número de módulos fotovoltaicos.

Una vez obtenida la potencia máxima del sistema se determina la potencia del inversor, tomando el valor de la carga instalada en AC afectada por un factor de seguridad de 1.2.

$$P_{inv} = P_{max\_sistemafv} * 1.2 \quad ( 5 )$$

**Donde:**

$P_{inv}$  : Potencia del inversor.

$P_{max\_sistemafv}$  : Potencia máxima del sistema fotovoltaico.

Algunas especificaciones técnicas a considerar para la selección del inversor según (NEC-11, 2011), son:

- El diseño debe garantizar que el sistema nunca inyecte corriente continua a la red eléctrica.
- Es necesario que cuente con protección contra polaridades inversa.
- El inversor debe cumplir con las condiciones de calidad y confiabilidad, tales como: cortocircuitos en alterna, tensión de red fuera de rango, frecuencia de red fuera de rango, sobretensiones y perturbaciones presentes en la red como micro cortes, defectos de ciclos, etc.
- El inversor debe incorporar controles manuales como encendido y apagado del inversor.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno debe ser inferior al 1% de la potencia nominal.
- El factor de potencia debe ser superior a 0.96 entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.
- El valor de distorsión armónica total (THD) no será mayor al 2%.
- Los inversores para interiores tendrán un grado de protección mínima IP 20 y para inversores exteriores IP 65.

- Los inversores deben garantizar el funcionamiento en las siguientes condiciones ambientales: temperatura de 0 °C a 40 °C y humedad relativa de 0% a 85%.
- La vida útil del inversor conectado a la red no debe ser inferior a 10 años.

#### 5.2.3.4 Configuración serie y paralelo de módulos fotovoltaicos

Los parámetros de entrada del inversor como la tensión y corriente, se debe tomar en cuenta para la configuración de los módulos en serie y paralelo. También es importante tener en cuenta el voltaje máximo y corriente máxima de los paneles fotovoltaicos.

##### 5.2.3.4.1 Arreglo fotovoltaico conectado en serie

Agrupar los módulos en serie permite sumar sus tensiones, manteniendo igual la corriente en todos ellos. Para determinar el número de módulos en serie consideramos la tensión máxima de entrada MPP del inversor y la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico, mediante la expresión:

$$N_s = \frac{V_{\max inv}}{V_{ca}} \quad (6)$$

**Donde:**

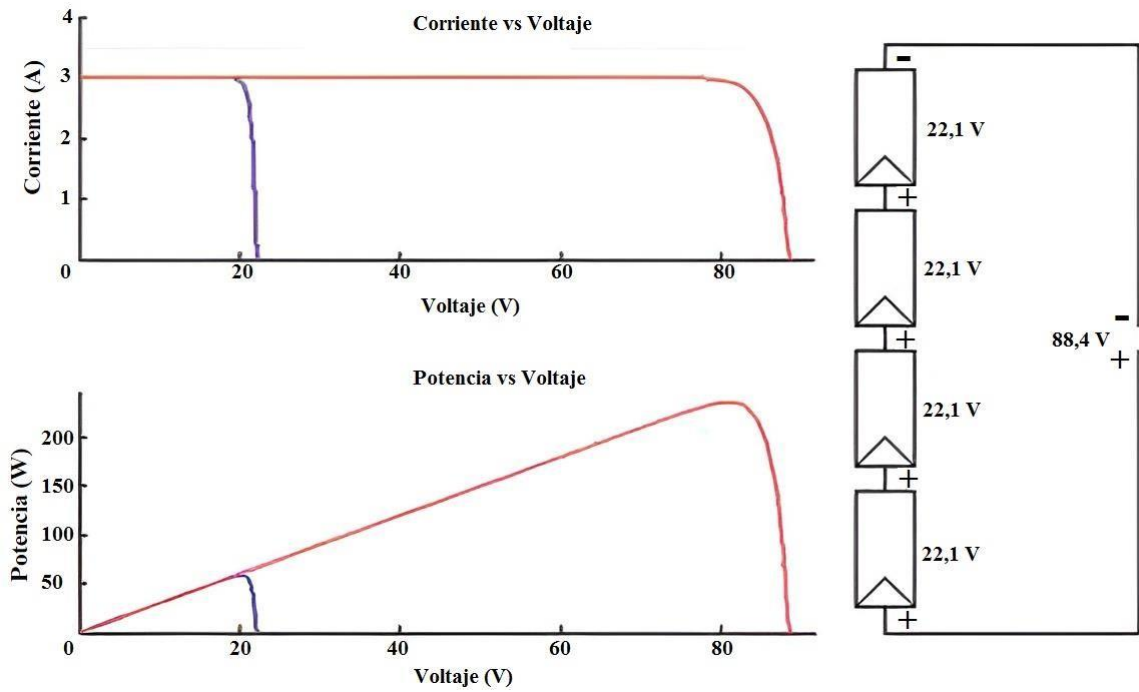
$N_s$  : Número de módulos en serie.

$V_{\max inv}$  : Tensión máxima de entrada MPP del inversor.

$V_{ca}$  : Tensión máxima del panel fotovoltaico.

En la [Figura 27](#), muestra que la potencia del sistema aumenta en  $N_s$  veces, donde las curvas en azul representan las características de un módulo, y las curvas en rojo las características de cuatro módulos en serie.

**Figura 27.**  
Efecto de la adición de módulos en serie.



*Nota:* Esta configuración es útil cuando se desea alcanzar una tensión específica para la conexión a la red o para cargar baterías de alta tensión. Tomado de (Corporación de Desarrollo Tecnológico, 2013).

#### 5.2.3.4.2 Arreglo fotovoltaico conectado en paralelo

Agrupar los módulos en paralelo permite sumar la corriente generada, conservando la tensión nominal de cada módulo. Para determinar el número de módulos en paralelo consideramos la corriente máxima del inversor y la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico, mediante la expresión:

$$N_p = \frac{I_{\max inv}}{I_{ca}} \quad (7)$$

**Donde:**

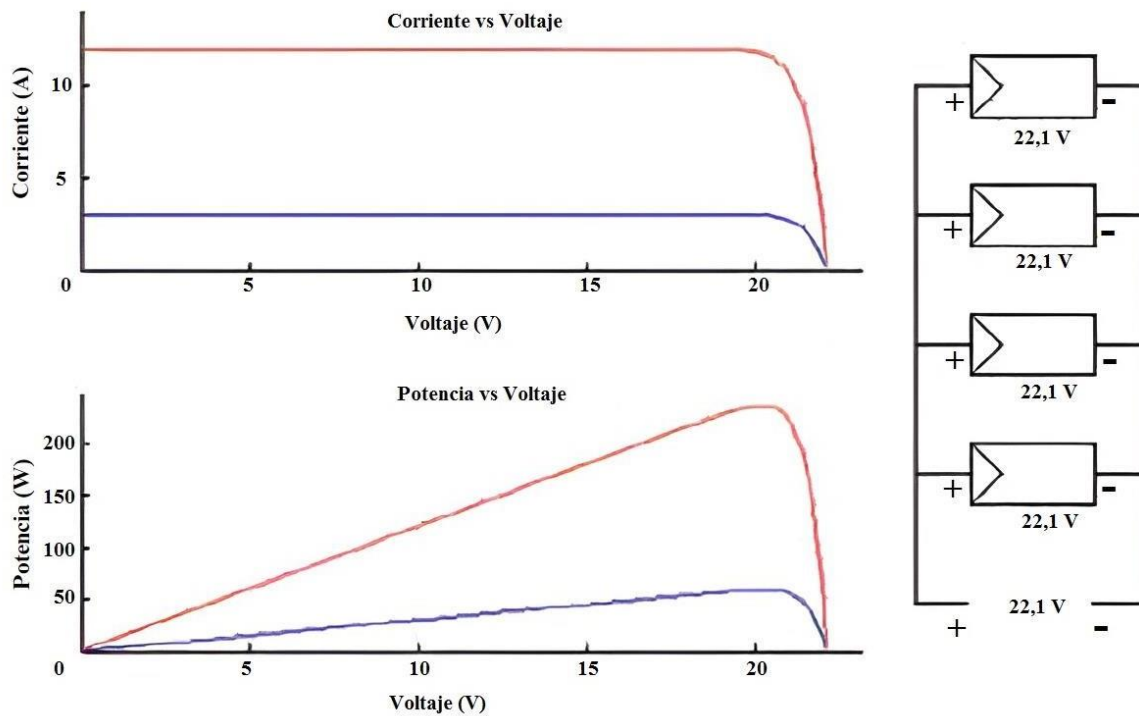
$N_p$  : Número de módulos en paralelo.

$I_{\max inv}$  : Corriente máxima del inversor.

$I_{ca}$  : Corriente máxima de potencia del panel fotovoltaico.

En la [Figura 28](#), las curvas en azul representan las características de un módulo y las curvas en rojo representan las características de cuatro módulos en paralelo.

**Figura 28.**  
*Efecto de la adición de módulos en paralelo.*



*Nota:* La adición de módulos en paralelo aumenta la potencia total del sistema sin tener que agregar más módulos en serie. Tomado de ([Corporación de Desarrollo Tecnológico, 2013](#)).

Es importante recordar que las propiedades eléctricas del módulo varían con la temperatura y la irradiancia, por lo tanto, se debe seleccionar módulos del mismo modelo y fabricante, que garanticen voltajes idénticos y eviten que la corriente fluya hacia el generador.

### 5.2.3.5 Disposición de los módulos

La correcta colocación de los módulos fotovoltaicos permite recibir la mayor energía anual posible y minimizar las sombras entre módulos.

### 5.2.3.5.1 Ángulo de inclinación de los módulos

El ángulo óptimo de inclinación del módulo fotovoltaico se relaciona con la latitud del lugar donde se la va a implementar, mediante la siguiente ecuación:

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.67\varphi \quad ( 8 )$$

**Donde:**

$\beta_{opt}$  : Ángulo óptimo de los módulos solares.

$\varphi$  : Latitud del lugar.

En el Ecuador, el ángulo de inclinación debe estar entre 5° y 10°.

### 5.2.3.5.2 Conductores

En la selección de los conductores se siguió la (NEC-11, 2011). El conductor que conecta el arreglo fotovoltaico y el regulador de carga se debe seleccionar de tal manera que su ampacidad sea 1.25 veces la corriente de cortocircuito de todo el campo fotovoltaico.

La instalación está definida por los siguientes tramos:

- Módulos solares a caja de conexión del generador fotovoltaico.
- Caja de conexión del generador fotovoltaico a inversor.
- Inversor a tablero general de distribución.

Según (Bayod, 2009), para el cálculo de la sección en los tramos de corriente continua se utilizará la siguiente ecuación:

$$S = \frac{2 \times L \times \rho}{\Delta V} \times I \quad ( 9 )$$

**Donde:**

$S$  : Sección del conductor [ $mm^2$ ].



$L$  : Longitud del conductor [ $m$ ].

$\rho$  : Resistividad del material del conductor (  $0.01786 \Omega \times mm^2/m$  de cobre a  $20^\circ C$ ).

$I$  : Intensidad que circulará por el conductor [ $A$ ].

$\Delta V$  : Caída de tensión [ $V$ ].

Según (Castejón & Santamaría, 2010), para el cálculo de la sección en el tramo de corriente alterna en instalaciones monofásicas se utilizará la siguiente ecuación:

$$S = \frac{2 \times L \times \rho \times I_{inv} \times \cos\varphi}{\Delta V} \quad ( 10 )$$

**Donde:**

$S$  : Sección del conductor [ $mm^2$ ].

$L$  : Longitud del conductor [ $m$ ].

$\rho$  : Resistividad del material del conductor (  $0,01786 \Omega * mm^2/m$  de cobre a  $20^\circ C$ ).

$I_{inv}$  : Corriente entregada por el inversor [ $A$ ].

$\cos\varphi$  : Factor de potencia.

$\Delta V$  : Caída de tensión [ $V$ ].

Y para el cálculo de la sección en el tramo de corriente alterna en instalaciones trifásicas se utilizará la siguiente ecuación:

$$S = \frac{L \times \rho \times I_{inv} \times \sqrt{3} \times \cos\varphi}{\Delta V} \quad ( 11 )$$

**Donde:**

$S$  : Sección del conductor [ $mm^2$ ].

$L$  : Longitud del conductor [ $m$ ].

$\rho$  : Resistividad del material del conductor (  $0,01786 \Omega * mm^2/m$  de cobre a  $20^\circ C$ ).

$I_{inv}$  : Corriente entregada por el inversor [ $A$ ].

$\cos\varphi$  : Factor de potencia.

$\Delta V$  : Caída de tensión [ $V$ ].

### 5.2.3.6 Protecciones de la instalación

Se distinguen dos grupos en la instalación de las protecciones para sistemas fotovoltaicos conectados a red:

Las protecciones para en tramo de **corriente continua** incluyen diodos de paso, de bloqueo, fusibles, varistores para desviar a tierra las sobretensiones debido a los relámpagos, un interruptor general de corriente continua.

Las protecciones para el tramo de **corriente alterna** incluye el interruptor general magnetotérmico, el interruptor diferencial, un interruptor automático de interconexión para la desconexión en caso de variación de la frecuencia y voltaje de la red según los siguientes límites: +/- 5 % frecuencia nominal y +/- 10 % voltaje nominal; respectivamente, junto con un relé de enclavamiento.

### 5.2.3.7 Conexión a tierra

Las características de las conexiones a tierra vienen indicadas según [\(NEC-11, 2011\)](#):

- Las estructuras y cajas de los equipos, tanto de la parte continua y alterna deben ser puestos a tierra.
- En el circuito de la corriente alterna el neutro del sistema trifásico o uno de los cables del sistema bifásico deben estar conectados a tierra.
- En el circuito de corriente continua se recomienda la instalación flotante, es decir que la instalación eléctrica en la parte de corriente continua no debe estar conectada a tierra, a excepción cuando exista un dispositivo de descarga de sobre voltaje.
- La conexión a tierra del circuito eléctrico tanto de la parte continua y alterna, se recomienda el uso de varistores u otros dispositivos como diodos, dispositivos de

descarga, fusibles de descarga de gases, transformadores de aislamiento, filtros y auto-acopladores.

#### ***5.2.4 Elaboración del análisis económico***

En una evaluación económica es preciso establecer todos los costos de instalación, entradas y salidas de efectivo, además también la demanda eléctrica.

##### **5.2.4.1 Costo nivelado de la electricidad (LCOE)**

Para calcular el LCOE de un sistema fotovoltaico conectado a la red, se deben tener en cuenta los siguientes factores:

- a) **Costo inicial del sistema:** incluye el costo de los paneles solares, los inversores, los cables y cualquier otro equipo necesario para la instalación del sistema.
- b) **Costo de operación y mantenimiento:** incluye los costos de limpieza, reparación y reemplazo de los componentes del sistema.
- c) **Vida útil del sistema:** es el período de tiempo durante el cual se espera que el sistema genere electricidad y tenga un rendimiento óptimo.
- d) **Tasa de descuento:** es la tasa de interés utilizada para calcular el valor presente de los flujos de efectivo futuros del sistema.
- e) **Factor de degradación:** los paneles solares tienen una pérdida estimada por envejecimiento que ronda entre 0.5% y 1% anual.
- f) **Producción anual de electricidad:** es la cantidad de electricidad que se espera que genere el sistema cada año.

Una vez que se tienen estos datos, se puede utilizar la formula descrita por (Solano, 2018), para calcular el LCOE. Esta fórmula es la siguiente:

$$LCOE = \frac{I_{pv} + \sum_{t=0}^T \frac{C_{pv}}{(1+r)^t}}{\frac{E}{\sum_{t=0}^T \frac{1}{(1+r)^t} \times (1-d)^t}} \quad ( 12 )$$

**Donde:**

**LCOE** : Costo nivelado de electricidad.

**I<sub>pv</sub>** : Inversión inicial del sistema fotovoltaico.

**C<sub>pv</sub>** : Costo de operación y mantenimiento y costos de reemplazo de equipos.

**r** : Tasa de descuento.

**t** : Años.

**E<sub>pv</sub>** : Electricidad fotovoltaica anual generada por el sistema fotovoltaico.

**d** : Factor de degradación.

#### 5.2.4.2 Valor actual neto

Según (López & López, 2022), el valor actual neto (*VAN*) es una herramienta financiera que considera el valor del dinero en el futuro, partiendo de una inversión inicial.

- $VAN > 0$  Es un proyecto rentable.
- $VAN < 0$  El proyecto no es rentable.
- $VAN = 0$  Es un proyecto indiferente.

$$VAN = -I_0 + \sum_{n=0}^N \frac{F_n}{(1+r)^n} \quad ( 13 )$$

**Donde:**

**VAN** : Valor actual neto.

**I<sub>0</sub>** : Inversión inicial.

$N$  : Número de años.

$r$  : Tasa de interés.

$F_n$ : Flujo de efectivo.

### 5.2.4.3 Tasa interna de retorno

Según (López & López, 2022), la tasa interna de retorno ( $TIR$ ) indica la rentabilidad de realizar un proyecto y a su vez es la tasa de descuento que hace que el  $VAN$  sea igual a cero.

Su fórmula es la siguiente:

$$0 = -I_0 + \sum_{n=0}^N \frac{F_n}{(1 + TIR)^n} \quad ( 14 )$$

**Donde:**

$TIR$  : Tasa interna de retorno.

$I_0$  : Inversión inicial.

$N$  : Número de años.

$F_n$ : Flujo de efectivo.

## **6. Resultados**

### **6.1 Guía de procedimientos técnico-legales para la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a red en la Región Sur del Ecuador**

#### **6.1.1 Normativas de aplicación**

- **Regulación Nro. ARCERNNR-001/2021**

La regulación denominada “Marco normativo de la generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica” establece las disposiciones para el proceso de habilitación, conexión, instalación y operación de sistemas de generación distribuida basadas en fuentes de energía renovable para el autoabastecimiento de consumidores regulados, la cual es aplicable para los consumidores regulados que instalen y operen sistemas de generación distribuida para su abastecimiento, sincronizados a la red de distribución y para las Empresas Eléctricas Distribuidoras.

- **Regulación Nro. ARCERNNR-002/2021**

La regulación denominada “Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación” establece las condiciones técnicas y comerciales a cumplirse con respecto al desarrollo y operación de centrales de generación distribuida, de propiedad de empresas que sean habilitadas por el Ministerio Rector para ejecutar la actividad de generación, la cual es aplicable para: empresas que instalen, operen y administren centrales de generación distribuida en el país; distribuidoras a cuyas redes se conectan dichas centrales; y, el CENACE.

### ***6.1.2 Antes de iniciar la tramitación***

Antes de iniciar los trámites necesarios para la realización de una instalación de autoconsumo o generación, debe asegurarse que la instalación de generación y los consumidores regulados cumplan con las condiciones exigidas en la regulación.

Los trámites de instalaciones de autoconsumo deben realizarse en la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA) para la obtención del certificado de calificación.

Los trámites de instalaciones para actividad de generación deben realizarse en el Municipio acorde al cantón que se encuentre por motivo de construcción si el caso lo requiere y en la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA) para la obtención del certificado de calificación.

Es responsabilidad del consumidor la operación y mantenimiento de las instalaciones y equipamiento del sistema fotovoltaico.

Los consumidores cuyos sistemas fotovoltaicos no trabajen en sincronismo con la red de distribución, no estarán sujetos a los requerimientos establecidos en las normativas.

### ***6.1.3 Generación distribuida para autoabastecimiento***

Detalla las disposiciones referentes al proceso de habilitación, conexión, instalación y operación que están basados en fuentes de energía renovable destinadas para el autoabastecimiento de consumidores regulados.

#### **6.1.3.1 Aspectos a considerar**

La regulación Nro. ARCERNNR-001/2021 tiene especial relevancia en cuanto a las modalidades de generación distribuida para autoconsumo en la cual se tiene:

- **Instalación de la SGDA ubicada en un mismo inmueble o predio:** la demanda del consumidor debe estar asociada a una cuenta contrato disponiendo de un punto de conexión y medición con el sistema de distribución.
- **Instalación de la SGDA ubicada en diferentes inmueble o predio:** la demanda del consumidor debe estar asociada a una cuenta contrato con los predios conectados a través de la red de distribución, disponiendo a su vez de puntos de conexión y de medición individuales tanto para el SGDA como para la demanda del consumidor.

Para los sistemas de generación distribuida de consumidores regulados en modalidad de autoconsumo deben cumplir las siguientes condiciones:

- a) Tener una potencia nominal menor a 1 MW.
- b) Conectarse en sincronía a las redes del sistema de distribución, o a través de las instalaciones internas del consumidor.
- c) Aprovechar los recursos energéticos renovables que se encuentren en el área de servicio de la Distribuidora.
- d) Utilizar cualquier fuente de energía renovable con o sin almacenamiento de energía.

Los aspectos relacionados con el sistema de medición de energía eléctrica se sujetarán de acuerdo al predio donde se ubicará el sistema fotovoltaico:

- **Sistema fotovoltaico ubicado en el mismo inmueble o predio del consumidor:** En este punto la distribuidora instalará un medidor bidireccional que permita registrar el consumo neto de energía por parte del consumidor. La distribuidora se encargará de la obtención e instalación del medidor bidireccional; el cual será cancelado por parte del consumidor en la primera planilla de consumo.



- **Sistema fotovoltaico ubicado en un inmueble distinto al inmueble o predio del consumidor:** En este punto la distribuidora instalará un medidor de energía en el punto de conexión del Sistema Fovoltáico que permita registrar la energía inyectada a la red de distribución y, por otra parte, instalará un medidor de energía para registrar el consumo de energía recibido de la distribuidora. La distribuidora se encargará de la instalación de los equipos de medición requeridos; el cual será cancelado por parte del consumidor en la primera planilla de consumo.

### 6.1.3.2 Balance de energía

El principal objetivo de la energía producida por el SGDA es el del autoabastecimiento de la energía eléctrica asociada a una cuenta contrato del consumidor. Los excedentes de energía serán inyectados a la red de distribución y su transacción de la energía se la realizara con el balance neto de energía. La empresa distribuidora realizara mensualmente el balance de energía entrega del sistema fotovoltaico y el consumido de la red eléctrica.

#### 6.1.3.2.1 Consumidores sin demanda horaria

La energía neta se calculará entre la energía consumida desde la red de distribución y la energía inyectada por el SGDA:

$$ENET_i = ERED_i - EINY_i \quad ( 15 )$$

**Donde:**

**$ENET_i$**  = Energía neta en el periodo mensual de consumo  $i$  ( $kWh$ ).

**$ERED_i$**  = Energía consumida desde la red de distribución en el periodo mensual de consumo  $i$  ( $kWh$ ).

**$EINY_i$**  = Energía inyectada por el SGDA en el periodo mensual de consumo  $i$  ( $kWh$ ).

Cuando la energía neta es  $ENET_i \leq 0$  se entiende que hubo una mayor energía inyectada con respecto a la que recibe de la red, generando un crédito a favor del consumidor.

$$CEM_i = |ENET_i| \quad ( 16 )$$

**Donde:**

$CEM_i$  = Crédito de Energía a favor del consumidor obtenido en el mes  $i$  ( $kWh$ ).

Si mes a mes se va acumulando el  $CEM_i$  se genera un saldo total acumulado que puede ser utilizado en futuros meses cuando pudiera tener un déficit en cuanto a la energía que pudo haber generado del SGDA.

$$SEA_{i-1} \quad ( 17 )$$

**Donde:**

$SEA_{i-1}$  = Saldo total acumulado de energía disponible del consumidor en el mes anterior ( $i-1$ ) ( $kWh$ ).

A partir del inicio de operación del SGDA, cada 24 meses se reseteará a cero el  $SEA$ , sin que la distribuidora tenga derecho a otorgar una compensación económica por dicha energía.

#### **6.1.3.2.2 Consumidores con demanda horaria**

Dependiendo en que tarifa se inyecta la energía del SGDA o se recibe energía de la red de distribución, se lo multiplica por un factor de ponderación. Creando un concepto llamado energías equivalentes que, en coincidencia con lo mencionado anteriormente, también existen un crédito de energía equivalente y un saldo total acumulado de energía equivalente.

$$EEINY_i = \sum_{K=1}^n EINY_k \times \frac{T_k}{Tm_i} \quad ( 18 )$$

$$EERED_i = \sum_{K=1}^n ERED_k \times \frac{T_k}{Tm_i} \quad ( 19 )$$

$$ENETE_i = EERED_i - EEINY_i \quad ( 20 )$$

**Donde:**

$EEINY_i$  = Energía Equivalente Inyectada por el SGDA en el mes  $i$  ( $kWh$ ).

$EINY_k$  = Energía inyectada por el SGDA en el mes en análisis, en los periodos de demanda en que aplica el cargo tarifario por energía  $T_k$  ( $kWh$ ).

$T_k$  = Cargo tarifario por energía del periodo de demanda  $k$  ( $USD/kWh$ ).

$Tm_i$  = Mayor de los cargos tarifarios horarios de los periodos de demanda aplicables al consumidor en el mes  $i$  ( $USD/kWh$ ).

$EERED_i$  = Energía Equivalente Consumida de la red en el mes  $i$  ( $kWh$ ).

$ERED_k$  = Energía consumida de la red en el mes en análisis, en los periodos de demanda en que aplica el cargo tarifario por energía  $T_k$  ( $kWh$ ).

$n$  = Número de cargos tarifarios por energía aplicables a la tarifa a la que corresponde el consumidor.

$ENETE_i$  = Energía neta equivalente en el periodo mensual de consumo  $i$  ( $kWh$ ).

Cuando la energía neta es  $ENETE_i \leq 0$  se entiende que hubo una mayor energía inyectada con respecto a la que recibe de la red, generando un crédito a favor del consumidor.

$$CEEM_i = |ENETE_i| \quad ( 21 )$$

**Donde:**

$CEEM_i$  = Crédito de Energía Equivalente a favor del consumidor obtenido en el mes  $i$  ( $kWh$ ).

Si mes a mes se va acumulando el  $CEEM_i$  se genera un saldo total acumulado que puede ser utilizado en futuros meses cuando pudiera tener un déficit en cuanto a la energía que pudo haber generado del SGDA.

$$SEEA_{i-1} \quad ( 22 )$$

**Donde:**

$SEEA_{i-1}$  = Saldo total acumulado de energía equivalente disponible del consumidor en el mes anterior (i-1) (kWh).

A partir del inicio de operación del SGDA, cada 24 meses se reseteará a cero el  $SEEA$ , sin que la distribuidora tenga derecho a otorgar una compensación económica por dicha energía.

### **6.1.3.3 Requisitos para tramitar la autorización de conexión, instalación y operación de consumidores con sistema fotovoltaico**

Para la obtención de la certificación por parte de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A se debe seguir los siguientes puntos establecidos en la Regulación Nro. ARCERNNR-001/2021.

#### **6.1.3.3.1 Dimensionamiento de la potencia nominal del SGDA**

Se deberá realizar un estudio técnico de carga y demanda de energía. Donde la producción anual de energía del SGDA deberá ser igual o menor que la demanda de energía anual del consumidor.

Para nuevo consumidor se podrá utilizar la proyección de demanda de energía durante la vida útil del SGDA y necesitarse los requerimientos de almacenamiento energía.

### **6.1.3.3.2 Solicitud de factibilidad de conexión de un SGDA**

El consumidor solicitará a la empresa distribuidora evaluar la factibilidad de conexión a la red de distribución indicando los aspectos tales como: datos del solicitante, ubicación del punto de conexión del SGDA, potencia nominal, número de fases, potencia nominal, si dispone de sistema de almacenamiento de energía y energía anual a generar estimada.

- **Categoría 1**

Son solicitudes de factibilidad de conexión de potencias nominales bajas (menor igual a 10 *kW* en monofásica, menor igual a 20 *kW* bifásica y menor igual a 30 *kW* trifásica) iniciara luego de recibida la solicitud de parte del Proponente, donde la Distribuidora colocara de un plazo de cinco días para aceptar a trámite de la solicitud la cual en caso que necesitara información adicional se le notificara al Proponente por escrito, dando un plazo de cinco días para completar la información y en caso de no hacerlo se terminara el trámite.

Una vez aceptada a trámite la Distribuidora tendrá 15 días adicionales para los análisis técnicos con respecto a la forma de la conexión y operación del SGDA, sin que pueda afectar a la calidad del servicio eléctrico, facilitando la conexión del proyecto al Proponente.

En la factibilidad de conexión se establecerá, en el esquema las condiciones de operación que deberá cumplir el SGDA en régimen de operación normal y de falla de la red de distribución, donde los costos que impliquen las modificaciones de la red de distribución serán asumidos por el Proponente del proyecto.

- **Categoría 2**

Para solicitudes de factibilidad de conexión de un SGDA de potencias mayores, la Distribuidora establecerá un plazo de cinco días para aceptar el trámite y en caso de que esta

requiera información se notificara por escrito, el cual tendrá un término de cinco días para completar la información, en caso de no hacerlo se dará por terminado el trámite.

Una vez aceptada a trámite la Distribuidora dentro de 45 días adicionales, realizará los análisis respectivos, de tal forma que la conexión y operación del futuro SGDA no afecte a la calidad del servicio eléctrico y otorgará de ser el caso la factibilidad de la conexión del proyecto al Proponente.

En la factibilidad de conexión la Distribuidora establecerá a detalle adecuaciones a la red de distribución necesaria a implementar por parte del Proponente para conectar el SGDA en el punto de conexión, en el esquema de conexión del SGDA establecerá las condiciones de operación que deberá cumplir el SGDA en régimen de operación normal y de falla de la red de distribución, además de la vigencia de la factibilidad de conexión será de 3 meses.

Dentro del término de quince días desde que la Distribuidora informe al Proponente, el Proponente deberá notificar a su aceptación o no a las condiciones establecidas en dicha factibilidad. En caso de no aceptar las condiciones establecidas por la Distribuidora, el Proponente del proyecto podrá plantear una controversia ante la ARCERNNR, solicitando se revise lo actuado por la Distribuidora.

Finalmente, si el proponente ha desistido de continuar el trámite de solicitud de factibilidad de conexión se da por concluido cuando el Proponente no acepte por escrito las condiciones establecidas en la factibilidad de conexión y no haya planteado una controversia ante la ARCERNNR o cuando el Proponente manifieste su decisión por escrito de no continuar con el trámite.

### **6.1.3.3.3 Habilitación de los SGDA – Certificado de calificación**

El prepotente deberá tramitar con la empresa distribuidora la obtención del Certificado de Calificación en el cual cuentan los siguientes requisitos:

- a. Factibilidad de Conexión.
- b. Ubicación del inmueble o predio donde se va a instalar el SGDA.
- c. Documento que acredite, la propiedad, posesión legítima del inmueble o predio donde se va a instalar el SGDA; o, en su defecto el contrato de arrendamiento, comodato o anticresis notariado del inmueble o predio donde se va a instalar el SGDA; o, autorización del propietario del inmueble o predio para la instalación y operación del SGDA.
- d. Memoria técnica del proyecto que incluya: Dimensionamiento del SGDA, Especificaciones del equipamiento del SGDA y un Diagrama unifilar de la instalación.
- e. Diseño de las obras y/o adecuaciones a la red de distribución que se deberán implementar para poder conectar el SGDA al sistema de distribución.
- f. Esquema de conexión, seccionamiento y protecciones.
- g. Cronograma de ejecución del proyecto del SGDA.
- h. Autorización del uso del agua emitido por la autoridad competente en los casos que aplique.
- i. Estar al día en los pagos a la Distribuidora del SPEE y SAPG de todos los suministros de energía eléctrica a nombre del consumidor.

#### **6.1.3.3.4 Instalación, conexión de un SGDA**

El proponente será responsable de la construcción de las obras civiles, instalación de equipos del SGDA y del campo de conexión, conforme al cronograma de ejecución del proyecto adjunto al Certificado de Calificación.

En caso de eventos de fuerza mayor o casos fortuitos que retrasen la instalación, construcción o inicio de operación de la SGDA se deberá solicitar a la Distribuidora la extensión del plazo para el inicio de la operación para lo cual el proponente entregara los justificativos que considere pertinentes y la Distribuidora emitirá su respuesta dentro de quince días contados a partir de la entrega de la solicitud y descargos por parte del Proponente, de no hacerlo se entenderá que la solicitud de extensión del plazo para el inicio de operación del SGDA ha sido aceptada tácitamente. El plazo adicional que otorgara la Distribuidora al proponente, corresponderá al retraso que efectivamente haya causado el evento de fuerza mayor o caso fortuito.

#### **6.1.3.3.5 Pruebas de equipo y conexión**

El proceso de conexión del SGDA a la red de distribución se realizará en coordinación con la empresa distribuidora, ya que esta es la encargada de realizar las pruebas de equipos y conexiones, para las pruebas y requisitos técnicos se usará como referencia la norma IEEE Std. 1547 además el Proponente deberá otorgar las facilidades necesarias a fin de que realice las inspecciones, verificaciones y pruebas que considere pertinente a los equipos e instalaciones del campo de conexión.

Una vez que se haya cumplido las pruebas de la SGDA y de los equipos del campo de conexión se procederá a suscribir con el consumidor el Contrato de Suministro.



#### **6.1.3.4 Tramitación**

La tramitación de las instalaciones de autoconsumo requiere trámites locales y los tramites con la empresa distribuidora.

A continuación, se describe cada una de las etapas de tramitación para poner en marcha una instalación de autoabastecimiento exigida por la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA):

##### **a) Solicitud de factibilidad de conexión de un SGDA**

El primer paso para la tramitación es realizar una solicitud dirigida al presidente de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA) en el cual debe llenar la tabla del [Anexo 1](#).

Una vez entregada la factibilidad de conexión la empresa distribuidora lo ubicará en categoría 1 o categoría 2 de acuerdo a la demanda de potencia. Si se ubica en la categoría 1 la distribuidora dispone de 5 días para aceptar el trámite de la solicitud, pero si se requiera información adicional se notificará al Proponente por escrito, el cual tendrá un término de cinco 5 días para completar la información; aceptado el trámite de la solicitud, la distribuidora dentro de 15 días adicionales realizará los análisis técnicos donde se le otorgará la factibilidad de conexión del proyecto al Proponente. Si se ubica en la categoría 2 la distribuidora dispone de 5 días para aceptar el trámite de la solicitud, pero si se requiera información adicional se notificará al Proponente por escrito, el cual tendrá un término de cinco 5 días para completar la información; aceptado el trámite de la solicitud la distribuidora dentro de 45 días adicionales realizará los análisis técnicos donde se le otorgará la factibilidad de conexión del proyecto al Proponente.

A partir de que la Distribuidora informe al Proponente sobre la factibilidad de conexión del SGDA, el Proponente notificará a la Distribuidora su aceptación o no a las condiciones establecidas en dicha factibilidad en un plazo de 15 días.

**b) Certificado de Calificación**

Para la obtención del Certificado de Calificación respectivo la Distribuidora, en un término de treinta 30 días contados a partir de la entrega de todos los documentos descritos en los anteriores puntos, verificará que los mismos estén completos. En caso de que los requisitos no estén completos se le informara al prepotente los ajustes que se requieran en un plazo de 15 días contados a partir de su notificación; entregados los documentos a satisfacción de la Distribuidora se debe elaborar el informe de aprobación y emitir el Certificado de Calificación respectivo, de acuerdo al formato establecido en el [Anexo 2](#) en un plazo de 15 días.

**c) Instalación, conexión y pruebas de equipos de un SGDA**

El Proponente será responsable de la construcción de las obras civiles, instalación de equipos del SGDA y del campo de conexión, conforme al cronograma de ejecución del proyecto adjunto al Certificado de Calificación.

Una vez conectado el sistema fotovoltaico a la red se realizará las pruebas de equipos y conexión; la cual se realizará en coordinación entre el Proponente y la Distribuidora. Una vez cumplidas las pruebas de equipos y conexiones la Distribuidora suscribirá con el consumidor el Contrato de Suministro, aplicando el modelo base establecido en el [Anexo 3](#), y autorizará la conexión e inicio de operación del SGDA.

#### ***6.1.4 Generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación***

Detalla las condiciones técnicas y comerciales a cumplirse con respecto al desarrollo y operación de centrales de generación distribuida, de propiedad de empresas que sean habilitadas por el Ministerio Rector para ejecutar la actividad de generación.

##### **6.1.4.1 Aspectos a considerar**

Una central de generación de energía eléctrica que sea desarrollada por empresas de generación distribuida habilitada, es considerada como central de generación distribuida si cumple las siguientes condiciones:

- a) Tener una capacidad nominal igual o mayor a 100 *kW* y menor a 10 *MW*.
- b) Conectarse cerca del consumo.
- c) Conectarse en las redes de medio voltaje o de alto voltaje menores a 138 *kV*, de un sistema de distribución.
- d) Utilizar una fuente de energía renovable no convencional.
- e) Será construida, operada, mantenida y administrada por empresas de generación distribuida habilitada.

##### **6.1.4.2 Personas jurídicas que pueden desarrollar proyectos de generación distribuida**

Las centrales de generación distribuida podrán ser desarrolladas por empresas que sean habilitadas por el ministerio rector, en las que tenemos:

- **Empresas públicas:** Las empresas eléctricas públicas podrán desarrollar proyectos específicos de generación distribuida que constan en el plan maestro de electricidad para el abastecimiento de la demanda regulada.
- **Empresas privadas, de la economía popular y solidaria y de economía mixta:** Las empresas en las cuales el Estado tenga mayoría accionaria, podrán desarrollar centrales de generación distribuida basadas en fuentes de energía renovable no convencionales.

#### **6.1.4.3 Tramitación de acuerdo a los espacios de participación**

Según la regulación Nro. ARCERNNR 002/2021 se tiene 4 espacios de participación en generación distribuida:

##### **a) Proyectos de potencias que están en $1 MW \leq P < 10 MW$**

Los que proponen estos proyectos son las distribuidoras de electricidad con el objetivo de tener mejoras en la calidad del servicio, reducción de pérdidas o de un menor impacto ambiental.

##### **b) Proyectos menores a 10 MW**

Son propuestos por la iniciativa de empresas privadas, de la economía popular y solidaria y de economía mixta, que tengan como objetivo abastecer a los grandes consumidores.

- Se debe entregar el proyecto a la distribuidora un análisis de factibilidad de conexión.
- La distribuidora realiza un análisis de factibilidad de conexión.
- La distribuidora entregará la factibilidad de conexión.
- Debe acercarse al ministerio para tramitar el otorgamiento del título habilitante.
- El ministerio le otorga el título habilitante.

- Debe suscribir el título habilitante y a la vez suscribir contratos bilaterales con los grandes consumidores y el precio de la energía es acordada entre ambas partes.

Si el generador tiene excedentes podrían ser vendidos a la demanda regulada de las distribuidoras a través de acuerdos regulados y en el cual se les conoce el costo horario de energía.

**c) Proyectos  $1 MW \geq P < 10 MW$**

Son propuestos por la iniciativa de empresas privadas, de la economía popular y solidaria y de economía mixta, que tengan como objetivo principal abastecer a la demanda de los distribuidores. Y en el cual podría haber la posibilidad de que alguna parte de la energía que genere el generador sea vendida con grandes consumidores.

- Se debe presentar el proyecto a la distribuidora.
- La distribuidora debe hacer la evaluación para constatar si se mejora la calidad del servicio y confiabilidad, si se reducen las pérdidas o un menor impacto ambiental.
- Se debe entregar un análisis de factibilidad de conexión.
- La distribuidora realiza el análisis de factibilidad de conexión.
- La distribuidora entrega la factibilidad y notifica al ministerio.
- El ministerio previo análisis adicionales que, como entidad responsable de la planificación del sector eléctrico, podrá considerar llevar a cabo un proceso público de selección para seleccionar a la empresa de generación que desarrolla este proyecto.
- Como resultado del proceso público de selección se adjudica un generador y se suscribe un contrato regulado con todas las distribuidoras.

#### **d) Proyectos menores a 1 MW**

Son propuestos por empresas privadas, de la economía popular y solidaria y de economía mixta, que tengan como objetivo es vender la energía a las distribuidoras.

- Se debe entregar el proyecto a la distribuidora si es que existe un cupo de contratación para la distribuidora.
- Se debe entregar un análisis de factibilidad de conexión.
- La distribuidora realiza el análisis.
- La distribuidora entrega la factibilidad aceptada.
- Debe entregar un precio de oferta a la distribuidora.
- La distribuidora notifica a la agencia de que existe un interesado en desarrollar un proyecto menor a 1 MW.
- La agencia sobre la base de insumos que le va a entregar el promotor del proyecto calcula un precio nivelado de energía y lo notificara a la distribuidora.
- La distribuidora podrá comprometerse a contratarse con el promotor, a un precio que sea menor entre el precio ofertado y el calculado por la agencia de regulación y control.
- Si el promotor está de acuerdo con el precio ofertado se procederá al trámite para la suscripción del título habilitante ante el ministerio.
- Finalmente, se suscribe un contrato regulado de comercialización directa [Anexo 6](#) exclusivamente con la distribuidora.

#### **6.1.4.4 Solicitud de factibilidad de conexión para una Central de Generación**

##### **Distribuida**

El consumidor solicitará a la empresa distribuidora la factibilidad de conexión [Anexo 5](#) a la Distribuidora respectiva, aquí se entregan los datos generales del Proponente, así como del punto de la red eléctrica donde se propone conectar a la futura CGD.

En el formulario la Distribuidora hará constar la fecha de recepción del mismo, y asignará a la solicitud un Código Único de Trámite, con el cual el Proponente podrá realizar las consultas y seguimiento sobre el estado de avance de su solicitud, de manera presencial o a través de la página Web de la Distribuidora. Las EPGD que vayan a participar en un PPS, deberán entregar adicionalmente a la Distribuidora el documento que le permita verificar que han iniciado el trámite ante el Ministerio Rector para participar en dicho PPS.

A partir de la recepción de la solicitud dentro de 10 días hábiles se informará al proponente los estudios técnicos que deberá elaborar y entregar para evaluar la factibilidad, La Distribuidora tiene por obligación entregar la información técnica que requiera para realizar los estudios técnicos:

- Características y parámetros eléctricos de los conductores; y, equipos de transformación, protección y compensación de reactivos, del segmento de la red de distribución en el que tendrá incidencia la nueva CGD;
- Equivalente Thévenin del segmento de la red en los que tendrá incidencia la central.
- Listado de CGDS Y SGDAS que se encuentran operando, conectadas al segmento de la red de distribución en el que tendrá incidencia la nueva CGD, con el detalle de sus características principales, y su punto de conexión en la red eléctrica.

- Listado de CGDs y SGDAS, que cuenten con la factibilidad de conexión vigente, que estén previstos a conectarse en el segmento de la red de distribución en el que tendrá incidencia la nueva CGD, incluyendo el detalle de sus características principales, y su futuro punto de conexión en la red eléctrica.

En la factibilidad de conexión la Distribuidora establecerá, de manera detallada, lo siguiente:

- Las obras o adecuaciones a la red de distribución que se deberán implementar para poder conectar la CGD al sistema de distribución.
- El esquema de conexión de la CGD.
- Las características de los equipos de seccionamiento y protección requeridos para la conexión, debiendo considerar que algunas CGD podrían tener incorporados algunos elementos de protección, lo cual deberá ser debidamente notificado por el Proponente a la Distribuidora.
- Las condiciones de operación que deberá cumplir la CGD en régimen de operación normal y de falla de la red de distribución, en concordancia con lo establecido en la Regulación Nro. ARCONEL 004/15, «Requerimientos Técnicos para la Conexión y Operación de Generadores Renovables No Convencionales a Las Redes de Transmisión y Distribución».

#### ***6.1.5 Ampliación o modificación de instalaciones***

##### **a) Incremento de capacidad en generación distribuida para autoabastecimiento**

Cualquier ampliación o modificación del SGDA deberá realizarse como un nuevo proyecto cumpliendo con lo establecido en la Regulación Nro. ARCERNNR-001/2021; tomando a



consideración que el incremento de la capacidad nominal del SGDA más la capacidad existente no podrá superar el límite máximo establecido en la regulación Nro. ARCERNNR-001/2021.

#### **b) Incremento de capacidad de centrales de generación distribuida**

No se autorizarán incrementos de capacidad a EGDHs de economía mixta, privada o de economía popular o solidaria que hayan suscrito un Título Habilitante para la construcción, operación y administración de CGDs. Para la posibilidad de incremento de capacidad de un CGD, debe estar establecido en sus respectivos Títulos Habilitantes.

#### ***6.1.6 Ejemplo de un dimensionamiento de sistema fotovoltaico***

El siguiente ejemplo de dimensionado se considera la instalación de la Universidad Nacional de Loja ubicado en el edificio 3 del área de la energía, las industrias y los recursos naturales no renovables.

#### **Figura 29.**

*Sistema fotovoltaico instalado en la Universidad Nacional de Loja.*



**Nota:** Sistema conformado por 12 módulos, cuya potencia es de 4,86 kWp. Fotografía tomada.

### 6.1.6.1 Cálculo de demanda eléctrica residencial

Para empezar a determinar el consumo eléctrico que podamos tener dentro de la vivienda, se considera el consumo en años anteriores para sacar un valor de consumo anual promedio.

La empresa distribuidora recopila las planillas de consumo en *kWh*, ingresamos a <http://www.eerssa.gob.ec/links-intranet/consultar-facturas-electronicas/> la cual con nuestro número de cuenta contrato o número de medidor podemos obtener la demanda consumida.

A partir de esta información se realiza un promedio para determinar el consumo del año escogido.

**Tabla 8.**

*Consumo kWh del medidor 33614 de la EERSSA.*

Mes	Consumo kWh
Enero	4852
Febrero	4063
Marzo	4453
Abril	5173
Mayo	2995
Junio	4934
Julio	5071
Agosto	4865
Septiembre	2547
Octubre	3756
Noviembre	4172
Diciembre	3527
Total	50408

*Nota:* Históricos mensuales del año 2019 descartando los años de bajo consumo debido a la pandemia.

El consumo anual es de 50408 *kWh/año*, por lo que el sistema fotovoltaico se debe dimensionar para dicha demanda.

Al ser un proyecto de inversión denominado “ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 4.9 KWP, PARA EL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

DESARROLLO DE UN SISTEMA DE SOPORTE DE DECISIONES PARA EL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO EN EL ECUADOR: CASO PRÁCTICO EN LA REGIÓN SUR” según el sistema de contratación pública, el presupuesto es limitado por lo cual se consideró un consumo anual de 4860 kWh/año.

### 6.1.6.2 Selección de paneles solares

La potencia a instalar determina el número de módulos. Por lo tanto, es necesario dividir la potencia de instalación deseada entre la potencia del módulo seleccionado. Dentro de las tecnologías más utilizadas en el Ecuador (monocristalinas y policristalinas) existe una amplia gama de potencias. En este caso se seleccionó un módulo de 405  $W_p$ , cuyas respectivas especificaciones técnicas se indican en la [Tabla 9](#).

**Tabla 9.**

*Especificaciones técnicas del módulo Tiger Pro.*

<b>Panel Solar JINKO SOLAR Tiger Pro JKM405M-54HL4</b>	
Potencia Máxima (Ppico)	405 W <sub>p</sub>
Voltaje Máximo (Vmp)	30,52 V
Corriente Máxima (Imp)	13,27 A
Tensión en circuito abierto (Voc)	37,06 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	13,78 A
Eficiencia del módulo (%)	20,74 %
Temperatura de operación (°C)	-40 °C~+85 °C
Tensión máxima del sistema	1000/1500 VDC (IEC)
Valores máximos recomendados de los fusibles	25 A
Tolerancia de potencia	0~+3 %
Coefficiente de temperatura de P <sub>MAX</sub>	-0,35 %/°C
Coefficiente de temperatura de VOC	-0,28 %/°C
Coefficiente de temperatura de ISC	0,048 %/°C
Temperatura operacional nominal de célula	45±2 °C
Dimensiones	(1722*1134*30) mm

**Nota:** El panel solar JINKO SOLAR Tiger Pro JKM405M-54HL4 es una excelente opción para proyectos de energía solar de gran escala y sistemas de techo solar residenciales o comerciales que requieren una alta eficiencia y una gran durabilidad. Además, cuenta con una garantía de producto de 12 años y una garantía de potencia de 25 años, lo que garantiza su rendimiento y durabilidad a largo plazo.

Para establecer el número de módulos requeridos se utiliza la demanda anual de 4860 kWh/año y se divide para los 12 meses a fin de obtener la demanda mensual.

$$D_{mensual} = \frac{4860}{12} = 405 \text{ kWh/mes}$$

Luego obtenemos la demanda diaria dividiendo para 30 días

$$D_{diaria} = \frac{405}{30} = 13.5 \text{ kWh/día}$$

Un dato importante para el cálculo es la hora solar pico (HSP) la cual se la obtiene dividiendo la radiación promedio donde se va a realizar la instalación entre 1000 W/m<sup>2</sup>.

$$HSP = \frac{3842}{1000} = 3.842 \text{ h}$$

Con la siguiente ecuación se obtiene la potencia demandada del sistema fotovoltaico

$$P_{dm} = \frac{D_{diaria} \times 1000}{HSP}$$

$$P_{dm} = \frac{13.5 \times 1000}{3.842} = 3513.8 \text{ Wp}$$

Se debe tener en cuenta las pérdidas en el inversor y las futuras cargas al incorporar equipos eléctricos. Por ello a la potencia demandada del sistema fotovoltaico se lo multiplica por un factor de reserva del 30%.

$$P_{max} = 3513.8 \times 1.3 = 4567.93 \text{ Wp}$$

Obtenido los datos procedemos a calcular el número de paneles solares:

$$N = \frac{P_{max}}{P_{pico}}$$

$$N = \frac{4567.93 \text{ Wp}}{405 \text{ Wp}} = 11.28$$

El resultado nos indica que debemos utilizar 12 paneles solares.

### 6.1.6.3 Superficie a utilizar

Es necesario conocer el largo y ancho de los módulos seleccionados, estos valores vienen dados en la ficha técnica. Siendo el área individual:

$$S = \text{largo} \times \text{ancho}$$
$$S = 1.722 \times 1.134 = 1.95 \text{ m}^2$$

Conociendo el área de un módulo y el número de estas que serán utilizados, sacamos el área total:

$$S_{total} = 1.95 \times 12 = 23.43 \text{ m}^2$$

Como mínimo se requiere un área de  $23.43 \text{ m}^2$  para el sistema fotovoltaico.

### 6.1.6.4 Selección del inversor

Para la selección del inversor se considera la potencia pico de la instalación, la cual debe ser próxima al del inversor. Es importante señalar que el inversor debe ser para instalaciones conectadas a red.

$$P_{\max\_sistemafv} = P_{pico} \times N$$
$$P_{\max\_sistemafv} = 405 \text{ Wp} \times 12$$
$$P_{\max\_sistemafv} = 4860 \text{ W}$$

Para determinar la potencia del inversor se toma el valor de la carga instalada en AC afectada por un factor de seguridad de 1.2.

$$P_{inv} = P_{\max\_sistemafv} \times 1.2$$
$$P_{inv} = 4860 \text{ W} \times 1.2$$
$$P_{inv} = 5832 \text{ W}$$

Luego de analizar la potencia pico de la instalación, se selecciona el inversor Fornius Primo 3.8-1 208-240 monofásico con características de la [Tabla 10](#), mismo que se encuentra en el siguiente catálogo <https://www.renova-energia.com/categoria-producto/inversores-conexion->

red/ de una empresa ecuatoriana enfocada a desarrollar soluciones eléctricas autónomas y conectadas a red pública con aplicación de tecnologías renovables.

**Tabla 10.**

*Especificaciones técnicas del inversor Fronius Primo 3.8-1.*

<b>Inversor Fronius Primo 3.8-1 208-240 WLAN/LAN/Webserver 4,210,064,800</b>	
Grado de protección	NEMA 4X
Potencia FV recomendada (kWp)	3.0 – 6.0 kW
Corriente máxima de entrada utilizable (MPPT 1 / MPPT 2)	18 A / 33 A
CD total máxima	36 A
Arreglo máximo de corriente de corto circuito (1.25 I <sub>max</sub> ) (MPPT 1/MPPT 2)	22.5 A / 22.5 A
Rango de voltaje operacional	80 V* – 600 V
Voltaje de entrada máximo	600 V
Voltaje nominal de entrada	410 V
Tamaño admisible de conductor de CD	AAWG 14 – AWG 6
Rango de voltaje MPP	200 – 480 V
Dimensiones (ancho x alto x profundidad)	50.5 x 63 x 20.6 centímetros
Peso (kg)	21.45
Consumo durante la noche	< 1 W
Instalación	Interior y exterior
Rango de operación a temperatura ambiente	-40°F – 131°F (-40 – 55°C)

**Nota:** El inversor Fronius Primo 3.8-1 208-240 WLAN/LAN/Webserver 4,210,064,800 cuenta con una tecnología de seguimiento de punto de máxima potencia (MPPT) que maximiza la producción de energía solar obteniendo una eficiencia del 96.7 %. Además, viene con una interfaz WLAN/LAN/Webserver integrada, lo que permite una fácil conexión a la red y una supervisión y control remoto de la producción de energía a través de un dispositivo móvil o una computadora.

### 6.1.6.5 Configuración serie y paralelo de módulos fotovoltaicos

Las especificaciones técnicas de entrada del inversor (tensión y corriente máxima) se considera como punto de partida para la disposición de los módulos en serie y paralelo.

**Tabla 11.**

*Especificaciones técnicas para calcular el arreglo fotovoltaico.*

INVERSOR		PANELES FOTOVOLTAICOS	
Rango de voltaje MPP	240 – 480 V	Voltaje Máximo	37.06 V

Máxima corriente de entrada	18 – 33 A	Corriente Máxima	13.27 A
-----------------------------	-----------	------------------	---------

**Nota:** La corriente máxima y la tensión máxima de entrada MPP del inversor, así como los valores de la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico son obtenidos de la ficha técnica de cada equipo.

### Arreglo fotovoltaico conectado en serie

Agrupar los módulos en serie permite sumar sus tensiones, manteniendo igual la corriente en todos ellos. Para determinar el número de módulos en serie consideramos la tensión máxima de entrada MPP del inversor y la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico [Tabla 11](#); mediante la expresión:

$$N_s = \frac{V_{\max inv}}{V_{ca}}$$

Número mínimo de módulos en serie

$$N_{smin} = \frac{240 V}{37.06 V} = 6.47 \cong 6$$

Número máximo de módulos en serie

$$N_{smax} = \frac{480 V}{37.06 V} = 12.95 \cong 13$$

### Arreglo fotovoltaico conectado en paralelo

Agrupar los módulos en paralelo permite sumar la corriente generada, conservando la tensión nominal de cada módulo. Para determinar el número de módulos en paralelo consideramos la corriente máxima del inversor y la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico [Tabla 11](#); mediante la expresión:

$$N_p = \frac{I_{\max inv}}{I_{ca}}$$

Número mínimo de módulos en paralelo

$$N_{pmin} = \frac{18 A}{13.27 A} = 1.35 \cong 1$$

Número máximo de módulos en serie

$$N_{pmax} = \frac{33 A}{13.27 A} = 2.48 \cong 2$$

Estos valores calculados son las cantidades máximas y mínimas que podrían ser conectados en serie y paralelo. Para este sistema se utiliza un arreglo fotovoltaico de 12 módulos en serie.

#### **6.1.6.6 Inclinación de los paneles**

Sabiendo que la ciudad de Loja se encuentra a una latitud de 4 grados utilizamos la siguiente expresión para sacar la inclinación de los paneles:

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.67\varphi$$

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.67(4)$$

$$\beta_{opt} = 6.38^\circ \cong 7^\circ$$

La inclinación de 7° grados será la mínima inclinación que podrán tener los módulos fotovoltaicos, En el Ecuador según la NORMA ECUATORIANA DE CONSTRUCCIÓN NEC-11 Capítulo 14 Energías renovables, establece que el ángulo de inclinación debe estar entre 5 y 10 grados.

#### **6.1.7 Instalación de sistemas conectados a la red**

##### **6.1.7.1 Consideraciones del sitio de instalación**

Es recomendable visitar el lugar donde se efectuará la instalación, con el objetivo de:

- Conocer donde pueden ser ubicados los módulos en el techo o en el suelo.
- La accesibilidad al sitio de la instalación.
- Conocer la superficie disponible.



- Verificar la situación de sombreado.

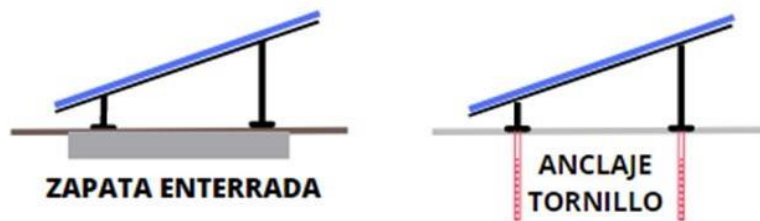
### 6.1.7.2 Instalación de la estructura de soporte

La estructura de montaje debe soportar las cargas de tracción, mantener la estructura firme y ser resistente al viento.

En las siguientes figuras podemos observar los diferentes métodos de anclaje de las estructuras para los módulos fotovoltaicos.

**Figura 30.**

*Métodos de anclaje para superficies planas.*



*Nota:* El anclaje de zapata enterrada es más utilizada en terrenos irregulares mientras que la de anclaje tornillo se usa en losas.

**Figura 31.**

*Método de anclaje para superficies inclinadas.*



*Nota:* Tomado de ([Corporación de Desarrollo Tecnológico, 2013](#)).

En relación con el montaje de la estructura de soporte, deben tenerse en cuenta los siguientes aspectos:

- La estructura no debe presentar zonas en las que se retenga el agua de la lluvia.
- La estructura debe tener cierta distancia entre filas para facilitar la conexión eléctrica y ser situadas a una altura adecuada respecto al suelo.
- La estructura debe poder ampliarse fácilmente.
- La mayoría de las construcciones de montaje están hechas con perfiles metálicos roscados, para facilitar el montaje y el mantenimiento.
- La estructura debe estar protegida contra la corrosión.
- Deben respetar las inclinaciones de los módulos especificadas en el proyecto.

### **6.1.7.3 Instalación de los módulos**

Una vez fijadas las estructuras, se montan los módulos fijándolos mediante grapas, tornillos u otros métodos que aseguren el correcto anclaje. Es importante considerar las recomendaciones sobre fijación que brindan los fabricantes de los módulos.

#### **Figura 32.**

*Detalle del montaje de los módulos.*



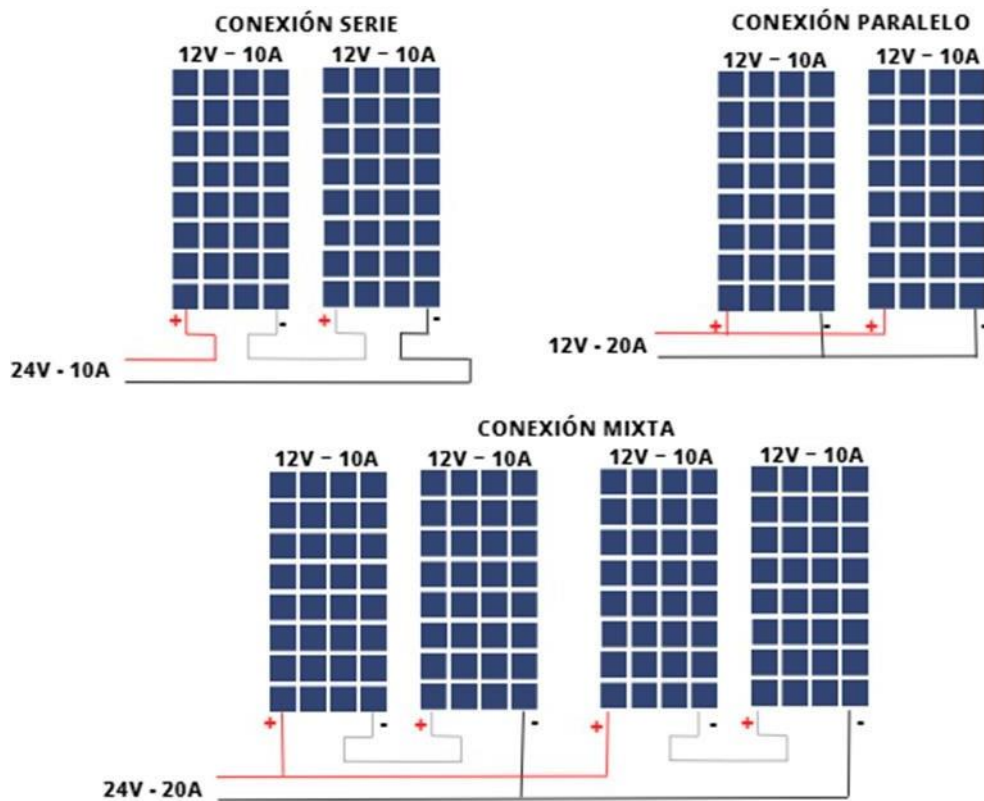
**Nota:** El anclaje utilizado es de anclaje con tornillo y las estructuras deben respetar el grado de inclinación establecido. Fotografía tomada.

#### 6.1.7.4 Conexión eléctrica

Como primer punto es importante identificar bien la polaridad de cada módulo para conectarlos eléctricamente entre sí, por lo que es recomendable un personal con los conocimientos técnicos en trabajos eléctricos. A continuación, se muestran algunas conexiones realizadas en sistemas fotovoltaicos.

**Figura 33.**

*Conexión serie, paralelo y mixto de módulos.*



*Nota:* Es importante considerar la configuración de conexión de los módulos en función de los requisitos de voltaje y corriente del sistema, así como de la compatibilidad con el inversor utilizado.

Para la interconexión de los módulos se utilizan conectores MC4 y conectores MC3, ambos a prueba de agua.

**Figura 34.**  
*Conectores MC4 y MC3.*



**Nota:** Es importante tener en cuenta que los conectores MC4 y MC3 son incompatibles entre sí, por lo que se deben utilizar conectores del mismo tipo para asegurar una conexión adecuada.

#### **6.1.7.5 Preparación del cableado**

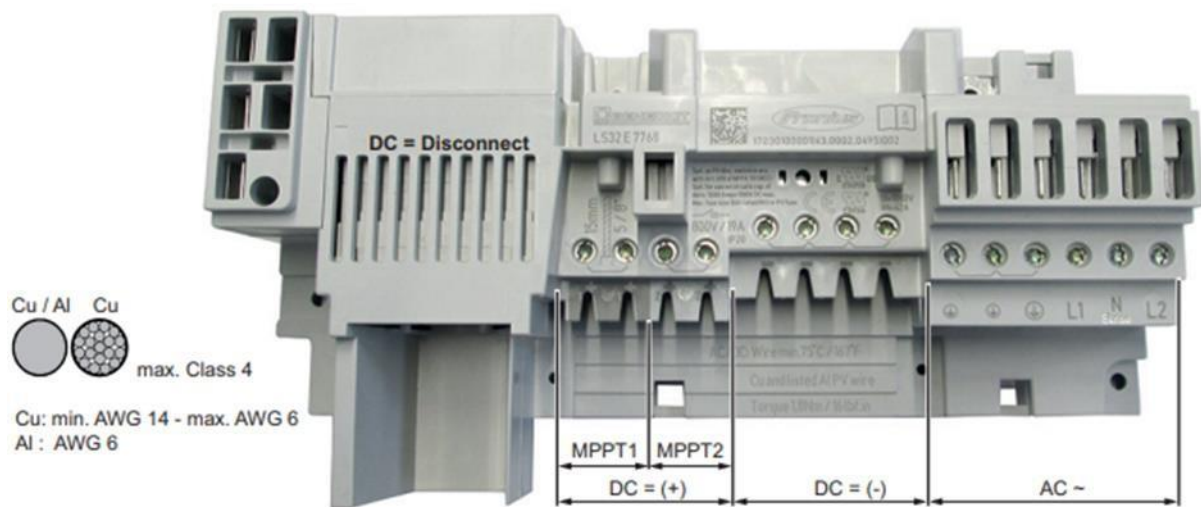
Los cables exteriores del sistema fotovoltaico según la [\(NEC-11, 2011\)](#), deben ser resistentes a la presencia de humedad, rayos ultravioletas y a temperaturas de 90 °C, de doble aislamiento multifilares.

Las líneas se deben tender de manera ordenada utilizando los conectores adecuados para cada equipo. Facilitando las mantenciones del sistema.

#### **6.1.7.6 Instalación del inversor**

El montaje y conexión del inversor deben efectuarse siguiendo las instrucciones del fabricante. En el cual debe estar claramente indicado cuáles son los terminales de entrada desde el generador fotovoltaico, y los terminales de salida en alterna [Figura 35](#).

**Figura 35.**  
*Área de conexión del inversor.*



**Nota:** En el área de conexión de un inversor se conectan los cables de entrada de corriente directa procedentes de los paneles solares y los cables de salida de corriente alterna que se conectan a la red eléctrica o a la carga.

La conexión del inversor debe ser realizada por un profesional, de acuerdo a la [\(NEC-11, 2011\)](#).

#### **6.1.7.7 Instalación del medidor**

La instalación del medidor es desarrollada por la empresa eléctrica distribuidora, el cual debe contar con los permisos pertinentes para la instalación. Y se acogerán a las especificaciones generales mínimas de los equipos de medición [Anexo 7](#).

#### **6.1.7.8 Protecciones**

Para la instalación de las protecciones, es conveniente trabajar con un tablero para corriente continua y otro tablero para corriente alterna, lo que facilitara el mantenimiento del sistema y la detección de fallas.

Algunas de las protecciones más comunes que se deben incluir en estas instalaciones son:

- **Interruptor general:** es un dispositivo que permite cortar el suministro eléctrico de toda la instalación en caso de emergencia.
- **Interruptor seccionador:** se utiliza para cortar el circuito eléctrico de un módulo o de una sección del sistema fotovoltaico.
- **Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias:** se colocan en la entrada de la instalación para proteger los equipos eléctricos y electrónicos de las sobretensiones que puedan llegar por la red eléctrica.
- **Interruptor diferencial:** es un dispositivo que se utiliza para proteger a las personas de descargas eléctricas en caso de fallos en el aislamiento.
- **Protección contra sobrecargas y cortocircuitos:** se utilizan dispositivos de protección como los interruptores automáticos o los fusibles para evitar daños en los equipos eléctricos.

Si se desea trabajar con un solo tablero, debe mantener la separación entre *CC* y *CA*.

**Figura 36.**  
*Instalación de las protecciones.*



*Nota:* Es necesario incluir protecciones eléctricas que eviten daños en el sistema y garantice la seguridad de las personas. Fotografía tomada.

#### **6.1.7.9 Puesta en marcha**

Una vez finalizado el montaje de la instalación, es necesario verificar el correcto funcionamiento del sistema. La puesta en marcha es responsabilidad del instalador y permitirá detectar posibles fallos causados por: defectos de fábrica en los componentes o errores en la instalación.

Para ello se procederá a la conexión de todo el sistema, considerando las siguientes pruebas de puesta en marcha:

- Verificar el cableado y que los módulos se encuentren bien fijados a la estructura.

- Comprobar el funcionamiento de los módulos fotovoltaicos en un día soleado, en circuito abierto, el cual debe proporcionar a mediodía una tensión cercana a los valores establecidos.
- Comprobar el funcionamiento del inversor con un analizador de redes para verificar la calidad de onda generada. Si el inversor está equipado con un seguidor del punto de máxima potencia, es preciso asegurarse de que el seguidor está operando correctamente.
- Comprobar el funcionamiento de los sistemas de seguridad como interruptores magnetotérmicos, diodos de paso, diferenciales y puestas a tierra.

### ***6.1.8 Mantenimiento de la instalación***

Una adecuada labor de mantenimiento garantizará el funcionamiento de la instalación, mejorando su rendimiento y prolongando su vida útil. La principal característica de un sistema fotovoltaico conectado a red es que requiere una mantención mínima.

#### **6.1.8.1 Mantenimiento de los módulos**

La mantención de los módulos fotovoltaicos consiste, por una parte, en mantener los paneles libres de polvo, hojas, excremento de aves o insectos, etc. Su limpieza se la puede desarrollar con agua y una toalla suave, posteriormente se seca con una toalla seca para evitar que queden manchas en los vidrios.

Otra parte importante de la mantención consiste en revisar que las conexiones se mantengan firmes y libres de corrosión u óxido.



### **6.1.8.2 Mantenimiento del inversor**

La mantención del inversor consiste en monitorear el correcto funcionamiento del sistema a través del control de rango de tensión, estado de indicadores y alarmas. Así mismo se inspeccionará la conexión de terminales.

### **6.1.8.3 Mantenimiento otros equipos**

El resto de la instalación solo requerirá verificar el correcto estado de cada elemento cada cierto tiempo.

- **Carcasa:** Inspección de deformaciones y estado de conexión a tierra.
- **Estructura:** Inspección de indicios de corrosión y apriete de tornillos.
- **Interruptores:** Inspección de terminales y control de funcionamiento.
- **Protecciones:** Inspección del funcionamiento y actuación de los elementos de seguridad y protección: fusibles, tomas a tierra, interruptor de seguridad.

## **6.2 Análisis económico**

Para realizar el análisis de costos y determinar el posible tiempo de recuperación de la inversión necesaria para la instalación y puesta en marcha para el autoabastecimiento de energía eléctrica, se llevó a cabo un análisis económico para calcular el LCOE y el tiempo de recuperación de inversión, desglosando el costo de operación, costos de materiales que formaran parte del sistema fotovoltaico y también de los costos facturados por *kWh/año*.

### **6.2.1 Costo de materiales e instalación fotovoltaica**

Una vez diseñado el sistema fotovoltaico se procede a solicitar proformas de diferentes proveedores en el país y tras analizarlas, se utilizó la más adecuada a las necesidades

presentadas en el diseño del sistema. En la siguiente tabla se detalla los costos de los componentes e instalación del sistema.

**Tabla 12.**  
*Presupuesto del sistema fotovoltaico.*

	<b>Descripción</b>	<b>Unidades</b>	<b>Precio unitario</b>	<b>Precio unitario incluido IVA</b>	<b>Total</b>
<b>Panel solar</b>	JINKO SOLAR Tiger Pro	12	\$225.02	\$225.02	\$2700.24
<b>Inversores Red</b>	JKM405M-54HL4,0,405 Forniis Primo 3.8-1 208-240	1	\$1654.91	\$1853.5	\$1853.5
<b>Sensor de radiación</b>	WLAN/LAN/Webserver Fronius Irradiation sensor 43,0001,1189	1	\$245	\$274.4	\$274.4
<b>Monitoreo</b>	Fronius Sensor Box FRONIUS IG MO016 Fronius Smart Meter US-240V 43,0001,3529,0,0	1	\$465.7	\$521.58	\$521.58
<b>Estructuras de soporte</b>	MO064 Split-Core AC Current Sensor SCT-1250-100Amp,31.8mm ES031 Estructura en aluminio para montar sobre losa plana	3	\$82.56	\$92.47	\$277.4
<b>Kit de instalación</b>	KT001 Cableado y protecciones totales	1	\$1000.97	\$1121.09	\$1121.09
<b>Instalación y puesta en marcha</b>	IN001 Instalación y puesta en marcha: diseño eléctrico, elaboración de planos y esquemas	1	\$1371.69	\$1536.29	\$1536.29
<b>Total</b>					\$9794.21

*Nota:* Presupuesto obtenido por la empresa RENOVA ENERGIA S.A.

Como se mostró en la tabla el costo total presupuestado por el sistema fotovoltaico es de \$ 9794.21 teniendo en cuenta que este valor ya incluye IVA, costos de instalación y puesta en marcha.

Se pudo identificar que el diseño del sistema fotovoltaico no puede generar una cantidad de excedentes de energía que se pueden suministrar a la red, sin embargo, puede aportar a una disminución en la facturación del suministro eléctrico, los cuales se procede a desglosar en los históricos mensuales del año 2019 descartando los años de bajo consumo debido a la pandemia pudiendo deducir los costos a ser disminuidos por los pagos a la empresa eléctrica.

### 6.2.2 Facturación mensual

La Universidad Nacional de Loja es un consumidor comercial, el cual realiza un pago mensual de planillas que reflejan el cobro de la electricidad como se detalla en los rubros de la siguiente tabla.

**Tabla 13.**

*Valores mensuales facturados del medidor 33614.*

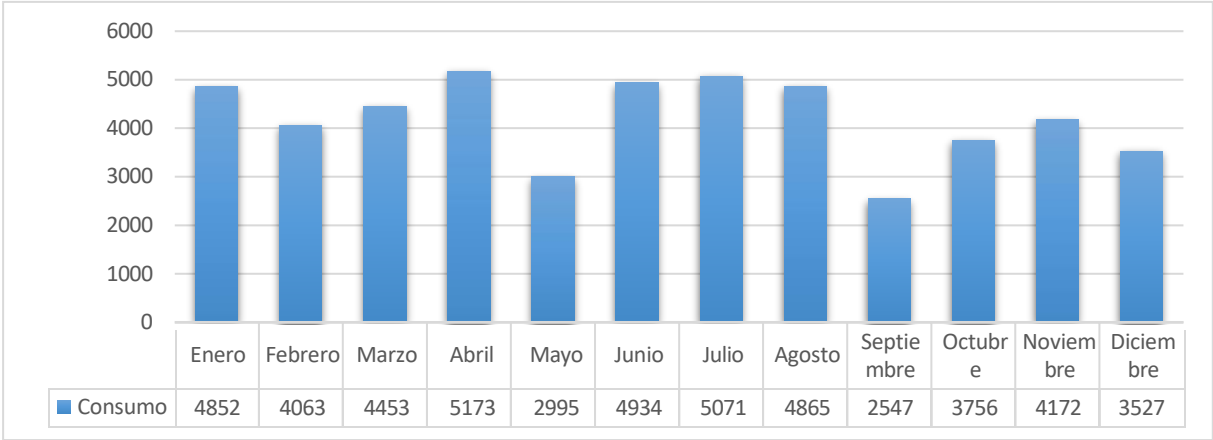
<b>Año 2019</b> <b>MES</b>	<b>CONSUMO</b> <b>kWh</b>	<b>TOTAL, FACTURADO</b> <b>\$</b>	<b>Tarifa</b> <b>\$/kWh</b>
<b>ENERO</b>	4852	439.94	0.091
<b>FEBRERO</b>	4063	333.22	0.082
<b>MARZO</b>	4453	349.68	0.079
<b>ABRIL</b>	5173	400.24	0.077
<b>MAYO</b>	2995	305.49	0.102
<b>JUNIO</b>	4934	448.62	0.091
<b>JULIO</b>	5071	469.72	0.093
<b>AGOSTO</b>	4865	450.82	0.093
<b>SEPTIEMBRE</b>	2547	245.14	0.096
<b>OCTUBRE</b>	3756	343.84	0.092
<b>NOVIEMBRE</b>	4172	389.41	0.093
<b>DICIEMBRE</b>	3527	332.81	0.094

*Nota:* Es importante tener en cuenta que los valores mensuales facturados de electricidad pueden variar según el consumo de energía eléctrica, el tipo de servicio que se esté utilizando y la región del país en la que se encuentre el usuario.

De los datos mostrados en la tabla se puede identificar que la Universidad Nacional de Loja facturo un valor de \$ 4508.93, donde se debe aclarar que estos valores incluyen tasa de

alumbrado público y los aranceles del IVA, que están basados en ordenanzas vigentes y factores políticos, por esta razón, aunque sus precios estén incluidos en la facturación no se deben considerar en el análisis, ya que son servicios externos que no representan un gasto de consumo energético.

**Figura 37.**  
*Valores mensuales facturados por la EERSSA.*



*Nota:* Elaborada por el autor.

Con base en los resultados mostrados en la figura podemos observar que el mes de mayor consumo de energía se da durante el mes de abril, con una demanda de 5173 kWh facturando \$ 400.24 y una demanda anual de 50408 kWh señalando que estos valores serán sujetos a una disminución al poner en funcionamiento el sistema fotovoltaico.

En la [Tabla 14](#) se muestra los valores reducidos tentativos al ponerse en marcha un sistema fotovoltaico con una capacidad de 8567 kWh en el primer año, considerando una degradación del sistema estimado de 0.8% a los 25 años de vida útil del sistema fotovoltaico.

**Tabla 14.***Ahorros anuales del sistema conectado a red.*

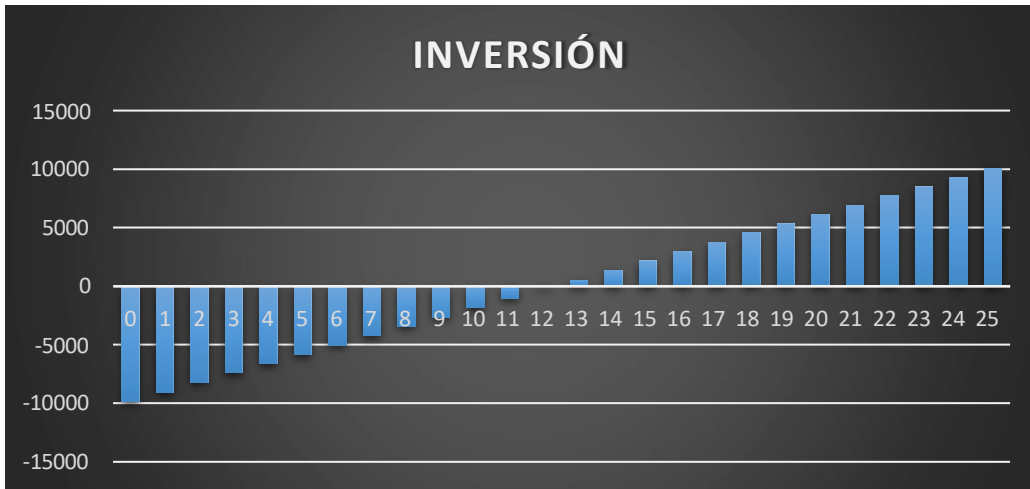
Año	Consumo sin SF kWh	Factura USD	Tarifa USD/kWh	Degradación	Energía producida por el SF kWh	Consumo con SF kWh	Factura USD	Flujo de capital USD	Acumulado USD
0					8.567,00				-9794,21
1	40714,74	3.741,38	0,09	0,8%	8.498,46	32.216,28	2.960,43	780,95	-9.013,26
2	40983,16	3.817,33	0,09	1,6%	8.429,93	32.553,23	3.032,13	785,20	-8.228,07
3	41251,58	3.893,28	0,09	2,4%	8.361,39	32.890,19	3.104,14	789,14	-7.438,93
4	41520	3.969,23	0,10	3,2%	8.292,86	33.227,14	3.176,45	792,78	-6.646,15
5	41788,42	4.045,18	0,10	4,0%	8.224,32	33.564,10	3.249,05	796,13	-5.850,02
6	42056,84	4.121,13	0,10	4,8%	8.155,78	33.901,06	3.321,95	799,18	-5.050,84
7	42325,26	4.197,08	0,10	5,6%	8.087,25	34.238,01	3.395,13	801,95	-4.248,89
8	42593,68	4.273,03	0,10	6,4%	8.018,71	34.574,97	3.468,59	804,44	-3.444,45
9	42862,1	4.348,98	0,10	7,2%	7.950,18	34.911,92	3.542,32	806,66	-2.637,79
10	43130,52	4.424,93	0,10	8,0%	7.881,64	35.248,88	3.616,32	808,61	-1.829,18
11	43398,94	4.500,88	0,10	8,8%	7.813,10	35.585,84	3.690,59	810,29	-1.018,88
12	43667,36	4.576,83	0,10	9,6%	7.744,57	35.922,79	3.765,11	811,72	-207,17
13	43935,78	4.652,78	0,11	10,4%	7.676,03	36.259,75	3.839,89	812,89	605,72
14	44204,2	4.728,73	0,11	11,2%	7.607,50	36.596,70	3.914,92	813,81	1.419,53
15	44472,62	4.804,68	0,11	12,0%	7.538,96	36.933,66	3.990,19	814,49	2.234,02
16	44741,04	4.880,63	0,11	12,8%	7.470,42	37.270,62	4.065,71	814,92	3.048,94
17	45009,46	4.956,58	0,11	13,6%	7.401,89	37.607,57	4.141,46	815,12	3.864,06
18	45277,88	5.032,53	0,11	14,4%	7.333,35	37.944,53	4.217,45	815,08	4.679,14
19	45546,3	5.108,48	0,11	15,2%	7.264,82	38.281,48	4.293,66	814,82	5.493,96
20	45814,72	5.184,43	0,11	16,0%	7.196,28	38.618,44	4.370,09	814,34	6.308,30
21	46083,14	5.260,38	0,11	16,8%	7.127,74	38.955,40	4.446,75	813,63	7.121,93
22	46351,56	5.336,33	0,12	17,6%	7.059,21	39.292,35	4.523,62	812,71	7.934,64
23	46619,98	5.412,28	0,12	18,4%	6.990,67	39.629,31	4.600,71	811,57	8.746,21
24	46888,4	5.488,23	0,12	19,2%	6.922,14	39.966,26	4.678,00	810,23	9.556,44
25	47156,82	5.564,18	0,12	20,0%	6.853,60	40.303,22	4.755,50	808,68	10.365,12

*Nota:* Elaborado por el autor.

En el [Figura 38](#) podemos observar como el sistema fotovoltaico generaría un ahorro anual, el cual en treceavo año se cubre la inversión inicial siendo un dato tentativo para el cual se corrobora con la realización de los cálculos del valor neto actual y la tasa interna de retorno desarrollados a continuación.

**Figura 38.**

*Ahorros anuales del sistema fotovoltaico.*



*Nota:* Elaborada por el autor.

Tras haber obtenido el ahorro anual estimado para el funcionamiento de sistema fotovoltaico se realiza el cálculo de la tasa interna de retorno y el valor actual neto del sistema con la finalidad de evaluar si tras descontar la inversión inicial en cuanto tiempo se recuperaría y generaría un resultado a favor.

### 6.2.3 Costo nivelado de la electricidad

Para el análisis fue necesario asumir algunos parámetros, los cuales se muestran en la

Tabla 15.

**Tabla 15.**

*Datos económicos de entrada utilizados.*

Nomenclatura	Significado	Valor asumido
$C_{pv}$	Costo de operación y mantenimiento y costos de reemplazo de equipos	Los costos anuales de operación y mantenimiento el igual al 1% del costo total de la inversión, según (Muñoz et al., 2018).
$I_{pv}$	Inversión inicial del sistema fotovoltaico	Presupuestado por la empresa RENOVA ENERGIA.

$t$	Años	25 años, según (ARCERNNR, 2021d).
$d$	Factor de degradación	0.8%, según (Iza, 2020).

**Nota:** Las diferentes variables permiten detectar qué acciones se pueden tomar para reducir el costo nivelado de la electricidad, desde cambiar el proveedor o marcas de los equipos hasta cambiar el sitio del proyecto.

Según la ecuación de LCOE se tiene:

$$LCOE = \frac{I_{pv} + \sum_{t=0}^T \frac{C_{pv}}{(1+r)^t}}{E \times \frac{1 - (1-d)^T}{1-d}}$$

$$LCOE = 0.049 \text{ \$/kWh}$$

#### 6.2.4 Valor actual neto

Para el análisis del valor actual neto y la tasa interna de retorno se usa los siguientes datos:

Tasa de interés = 8.5%

Inversión inicial = 9794.21

Tiempo = 25

$$VAN = -I_0 + \sum_{n=0}^N \frac{F_n}{(1+r)^n}$$

**Tabla 16.**

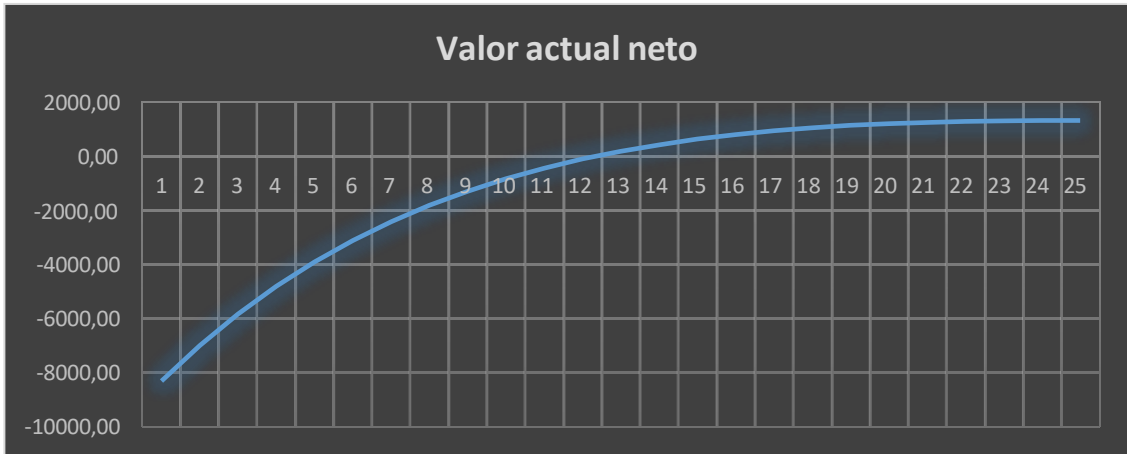
*Valores del valor actual neto del sistema fotovoltaico conectado a red.*

Año	VAN
1	-8307,16
2	-6989,38
3	-5824

4	-4795,69
5	-3890,53
6	-3095,89
7	-2400,31
8	-1793,42
9	-1265,82
10	-809,02
11	-415,33
12	-77,83
13	209,74
14	453,03
15	657,11
16	826,56
17	965,47
18	1077,53
19	1166,06
20	1234,01
21	1284,02
22	1318,48
23	1339,48
24	1348,91
25	1348,44

**Figura 39.**

*Valores del valor actual neto del sistema fotovoltaico conectado a red.*



*Nota:* Elaborada por el autor.



Como se puede observar en el gráfico el valor actual neto del sistema fotovoltaico se torna en un valor positivo lo que no indica que sé viable su ejecución y que la inversión se alcanzaría a recuperar al final del año 13.

### 6.2.5 Tasa interna de retorno

La tasa interna de retorno (*TIR*) indica la rentabilidad de realizar un proyecto y a su vez es la tasa de descuento que hace que el *VAN* sea igual a cero, Su fórmula es la siguiente:

$$VAN = \sum_{n=0}^N \frac{F_n}{(1 + TIR)^n} = 0$$

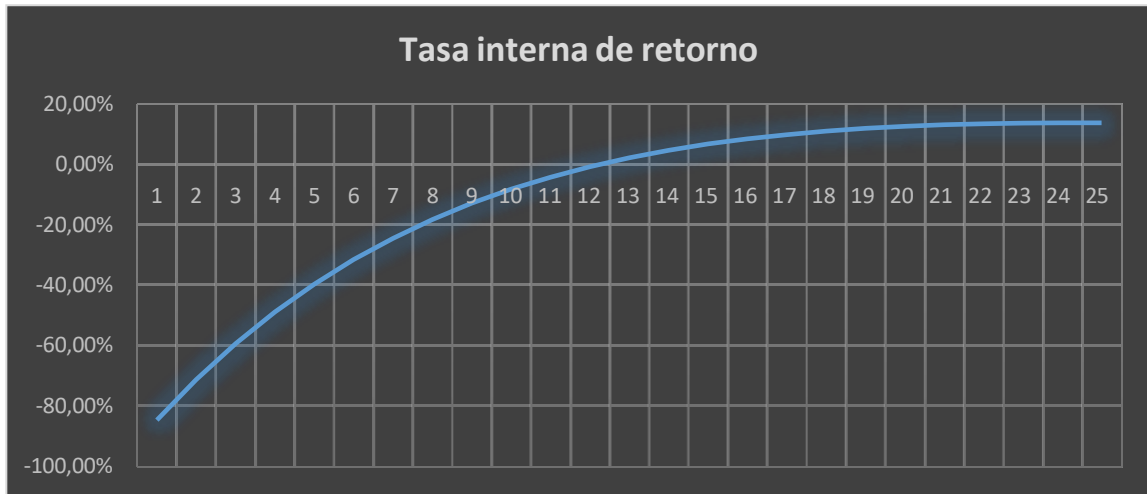
**Tabla 17.**

*Valores de la tasa interna de retorno del sistema fotovoltaico conectado a red.*

Año	TIR
1	-84,82%
2	-71,36%
3	-59,46%
4	-48,96%
5	-39,72%
6	-31,61%
7	-24,51%
8	-18,31%
9	-12,92%
10	-8,26%
11	-4,24%
12	-0,79%
13	2,14%
14	4,63%
15	6,71%
16	8,44%
17	9,86%
18	11,00%
19	11,91%
20	12,60%
21	13,11%
22	13,46%
23	13,68%
24	13,77%
25	13,77%

**Figura 40.**

*Valores de la tasa interna de retorno del sistema conectado a red.*



*Nota:* Elaborada por el autor.

El análisis de la instalación de un sistema fotovoltaico en la Universidad Nacional de Loja conectado a la red con una potencia de 4860 kW conformado por 12 paneles fotovoltaicos los cuales cubre un área de 23.4 m<sup>2</sup> que al ubicarse en Ecuador con una orientación norte de 14° y una inclinación de 8° se estima una tasa anual de generación de 8567 kWh cumpliendo con los requisitos de tener una potencia nominal menor a 1 MW, está conectado en sincronía a la red del sistema de distribución y aprovecha el recurso energético del área acorde a lo establecido en la regulación ARCERNR-001-2021 para una generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica.

El análisis muestra que la potencia suministrada no generara excedentes que puedan ser suministrados a la red, pero si logra una disminución en el consumo propio generando un ahorro anual entre \$700 y \$800 dólares americanos variando en función de la tarifa manejada por el distribuidor bajo estos datos se encuentra una recuperación de la inversión a partir del treceavo año de los 25 años de operación del sistema fotovoltaico con una tasa interna de retorno de 13.77%.

## 7 Discusión

La nueva regulación Nro. ARCERNNR-001/2021 permite que el sistema de generación se encuentre en un inmueble o en un predio diferente de donde se encuentra el punto de consumo, considerando que la demanda del consumidor debe estar asociada a una cuenta contrato con los predios conectados a través de la red de distribución, disponiendo a su vez de puntos de conexión y de medición individuales tanto para el SGDA como para la demanda del consumidor.

Para instalaciones, donde el sistema de generación y el punto de consumo se encuentren en diferentes distribuidoras se lo debe calificar como participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación, posteriormente generar los contratos bilaterales entre el generador y el gran consumidor que va a recibir la energía.

Con respecto al control de los tiempos de tramitación en función a la respuesta de la distribuidora, hay una disposición en la regulación donde la ARCERNNR pide un informe trimestral a las distribuidoras con el listado de todas las solicitudes de factibilidad otorgadas o las que se encuentran en proceso, así mismo con todos los certificados de habilitación. Para que con esta información la ARCERNNR ejerza un control sobre las distribuidoras. En caso de que existan retrasos exagerados en la atención a los consumidores, la distribuidora podría ser sancionada de acuerdo a lo establecido en el apartado de infracciones y sanciones de la regulación.

Los resultados de la presente investigación muestran que un sistema fotovoltaico conectado a red puede suministrar una pequeña parte de la demanda, en relación a un costo competitivo y cumpliendo con los criterios técnicos establecidos. Esto considerando un interés anual del

8.5%, que es un interés promedio de las instituciones financieras en el Ecuador y los costos presentes de los equipos necesario para la implementación.

El análisis técnico económico implementado permite que las estructuras de generación fotovoltaica puedan ser factibles y se puedan utilizar por personas que deseen ahorrar sus costos de facturación en el servicio eléctrico. Junto con este aspecto positivo se tienen que este tipo de redes son amigables para el medio ambiente aprovechando los recursos energéticos renovables. Se observa que la factibilidad de implementación de este proyecto depende de una tasa interna de retorno del 13.77% para unos 25 años de vida del sistema, en donde las condiciones del proyecto tiene previsto alimentar una demanda de aproximadamente 8599 *kWh* anuales, por un costo de inversión inicial igual a \$9794.21 dólares, considerando con base en los valores asociados del precio de mercado del equipamiento necesario para esta red. El análisis económico de un sistema de distribución que contiene las tecnologías de generación también puede ser aplicado a usuarios residenciales e incluso empresas.

En la realidad presente, el sistema eléctrico depende en gran medida del recurso hídrico casi un 80% del abastecimiento que este cubre, la cual es limitada en el tiempo por las condiciones ambientales. Siendo necesario establecer otras tecnologías que aprovechen las fuentes de energía renovables, promoviendo de esta forma un desarrollo económico sostenible y amigable con el ambiente, lo que también ayuda a variar la matriz del uso de la energía del país. El análisis establecido también revela que implantar una red conectada cuya componente de producción es puramente renovable fotovoltaica es la alternativa más viable para suministrar ahorros a los usuarios a pesar de sus costos de inversión iniciales, esto debido a que los costos operativos son más estables y que durante las etapas de mantenimiento la mayor preocupación corresponde a los módulos y al inversor.

## 8 Conclusiones

En este trabajo se presentó un mecanismo que motiva a que una persona natural pueda de una manera más comprensible realizar los trámites e instalación de un sistema fotovoltaico, despertando el interés en conocer los beneficios ambientales y económicos que puede traer la puesta en marcha de un sistema fotovoltaico conectado a red.

Dimensionar bien nuestro sistema fotovoltaico nos ayudará a evitar pérdidas económicas, en caso de que sea sobredimensionado la empresa eléctrica no tiene ninguna afectación, el único afectado es el consumidor, ya que los excedentes generados se resetearán a cero cada 24 meses, sin que la distribuidora tenga derecho a otorgar una compensación económica por dicha energía.

El límite de capacidad de los sistemas fotovoltaicos no es el óptimo para el país, ni tampoco representa los niveles de generación distribuida con respecto a la capacidad en otros países. A nivel regional en Brasil, Chile y México poseen al menos de entre 5 a 10 *MW* como límite de capacidad para generación distribuida para el autoabastecimiento. Sin embargo, el tipo de trámite que se realiza para el autoabastecimiento se agiliza por lo que ya no se entraría en temas de autogeneradores en el cual el trámite es más difícil.

En la Guía realizada se podrá conocer las características de una instalación fotovoltaica conectada a red, sus rangos específicos y las diversas clases de instalaciones que existen; así también se conocerán los pasos que comprende el diseño de una instalación fotovoltaica conectada a red, distinguiendo el funcionamiento de los principales elementos que desempeñan en la instalación.

Tras el análisis económico del proyecto implementado en la Universidad Nacional de Loja se puede concluir que se logra una disminución en el consumo eléctrico proveniente de la red

de distribución, generando un ahorro anual entre \$700 y \$800 dólares. Recuperando la inversión a partir del treceavo año de los 25 años de operación del sistema fotovoltaico con una tasa interna de retorno de 13.77%.

## **9 Recomendaciones**

Se recomienda analizar una consolidación de las regulaciones en donde la generación distribuida para autoabastecimiento tenga como límite 10 *MW* de capacidad de generación para su autoconsumo y venta de excedentes, es decir abrir el mercado a soluciones modernas que no limiten la capacidad de generación que se pueda desarrollar.

Se recomienda verificar la capacidad de las líneas de transmisión al cual vamos a conectar nuestro sistema de generación fotovoltaico, ya que si se encuentran a una mayor distancia aumentaría nuestra inversión.

Se recomienda analizar la factibilidad económica al implementar sistemas en modo autoconsumo con baterías.

## 10 Bibliografía

- Aparicio, M. P. (2020). *Radiación solar y su aprovechamiento energético*. Marcombo.
- ARCERNNR. (2021a). *Marco normativo de la generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica*. 1–39.
- ARCERNNR. (2021b). *Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación*. 1–46.
- ARCERNNR. (2021c). *Pliego tarifario del servicio público de energía eléctrica*. 1–35.
- ARCERNNR. (2021d). *Resolución Nro. ARCERNNR-013/2021*. 1–39.
- Asamblea Nacional del Ecuador. (2008). *Constitución de la República del Ecuador*.  
<https://bde.fin.ec/wp-content/uploads/2021/02/Constitucionultimodif25enero2021.pdf>
- Bayod, Á. A. (2009). *Sistemas fotovoltaicos*.
- Castejón, A., & Santamaría, G. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas*.
- CCEEA. (n.d.). *Centro de Capacitación Eléctrica y Energías Alternas*. <https://ccea.mx/>
- Cevallos, J., & Ramos, J. (2018). *Spatial assessment of the potential of renewable energy: The case of Ecuador*. 81(2013), 12.  
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.015>
- Corporación de Desarrollo Tecnológico. (2013). *Diseño y dimensionamiento de Sistemas Solares Fotovoltaicos* (C. Á. Fernando Carballés, Johannes Dietsche, Juan Pablo González, Eduardo Hernández, Christian Knaack, Ricardo León, Boris Manzano, Gabriel Neumeyer, Roberto Otárola, Pablo Pastene, Raúl Villegas, Alfonso Aravena,



- David Watts (Ed.); 1st ed.). [https://www.cdt.cl/?post\\_type=dlm\\_download&p=76553](https://www.cdt.cl/?post_type=dlm_download&p=76553)
- Dávila, M. A. (2020). *Estudio de técnicas invasivas y no invasivas para evaluar el deterioro de paneles solares fotovoltaicos*. 196.
- EERSSA. (2012). *Normas técnicas para el diseño de redes eléctricas urbanas y rurales*.
- Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (2023). <https://www.eerssa.gob.ec/>
- Encalada, A. A., & Sancho, J. C. (2022). *Análisis de costos para la operación de sistemas fotovoltaicos domiciliarios para la ciudad de Cuenca*. Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca.
- Energema. (2014). *Hora solar pico (HSP)*. <https://www.grupoelektra.es/blog/wp-content/uploads/2014/10/como-somos-los-delektra-que-son-las-HSP.pdf>
- Fernández, L. G., & Cervantes, A. (2017). Proyecto de diseño e implementación de un sistema fotovoltaico de interconexión a la red eléctrica en la Universidad Tecnológica de Altamira. *Centro de Investigación En Materiales Avanzados, S.C.*, 136.  
<http://cimav.repositorioinstitucional.mx/jspui/handle/1004/1927>
- Fronius. (2019). *Fronius Primo*.
- García Garnica, J. E., Sepúlveda Mora, S. B., & Ferreira Jaimes, J. (2018). Technical and economic feasibility study of implementing a photovoltaic system in a water treatment plant. *Inge Cuc*, 14(1), 41–51. <https://doi.org/10.17981/ingecuc.14.1.2018.04>
- Grupo TEI México. (n.d.). *Medidor multifunción marca ELSTER*.  
[https://grupoteimexico.com.mx/detalle\\_producto.php?id\\_producto=366&producto=MEDIDOR\\_MULTIFUNCION\\_MARCA\\_ELSTER\\_TIPO\\_A3\\_ALPHA\\_H87\\_NODO](https://grupoteimexico.com.mx/detalle_producto.php?id_producto=366&producto=MEDIDOR_MULTIFUNCION_MARCA_ELSTER_TIPO_A3_ALPHA_H87_NODO)

- Iza, J. (2020). *Diseño de una central fotovoltaica para abastecimiento de energía eléctrica del campus de la escuela Politécnica Nacional*. Escuela Politécnica nacional.
- Jinkosolar. (2018). *Tiger Pro 54HC*. 3–4.
- López, L. D., & López, B. C. (2022). *Diseño eléctrico de un sistema fotovoltaico on grid para el complejo de concientización y ciudad del Mar, Yubarta*.  
<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/22511/1/UPS-GT003717.pdf>
- Montaño, T., & Álvarez, O. (2014). *Energías renovables en la Región Sur del Ecuador*. 84.
- Moro, M. (2018). *Instalaciones solares fotovoltaicas 2ª edición*.
- Muñoz, J., Rojas, M., & Barreto, C. (2018). INCENTIVO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL ECUADOR. *Ingenius*. N.º 19, 60–68. <https://doi.org/doi:https://doi.org/10.17163/ings.n19.2018.06>.
- NEC-11. (2011). *Norma ecuatoriana de construcción NEC-11 Capítulo 14 Energías renovables*.
- Normativa Ecuatoriana de Construcción NEC-11 Capítulo 14 Energías Renovables, 110 (2011).
- Neira Raúl, V. M. (2014). *Estudio de factibilidad de generación eléctrica mediante energía eólica y energía solar fotovoltaica para el sector de Garauzhí de la parroquia Quigeo perteneciente a la ciudad de Cuenca* [Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca].  
<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/6756/1/UPS-CT003484.pdf>
- Paccha, J. M. (2019). *Instalaciones eléctricas residenciales*.
- Perpiñán, O. (2013a). *Energía solar fotovoltaica* (Issue Marzo).

Perpiñán, O. (2013b). *ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA*.

<https://procomun.wordpress.com/documentos/libroesf/>

Plá, J., Bolzi, C., & Durán, J. C. (2018). Energía Solar fotovoltaica. Generación distribuida conectada a red. *Ciencia e Investigación*, 68(1), 51–64.

<http://aargentinapciencias.org/wp-content/uploads/2018/03/tomo68-1/4-Duran-cei68-1-5.pdf>

Redrován Inga, K. J. (2018). *Aplicación de sistemas de información geográfico para el análisis espacial de la variable radiación solar en la ciudad de Cuenca* [Universidad Politécnica Salesiana]. <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/15631>

Rivera, J. D. (2020). Viabilidad Técnica Y Económica De Instalar Sistemas Fotovoltaicos Conectados a La Red Eléctrica En Entornos Residenciales De La Ciudad De Loja. *Universidad Nacional De Loja*, 151.

[http://dspace.unl.edu.ec/jspui/bitstream/123456789/17025/1/TESIS WILSON FERNANDO.pdf](http://dspace.unl.edu.ec/jspui/bitstream/123456789/17025/1/TESIS_WILSON_FERNANDO.pdf)

Solano, J. C. (2018). *Energy and economic optimization of PV Hybrid systems to supply buildings hvac demand: battery modeling and control strategies*. Universidad Politécnica de Madrid.

Vaca, D., & Ordóñez, F. (2019). *Mapa solar del Ecuador 2019*.

## **11 Anexos**

**Anexo 1.** Solicitud de factibilidad de conexión para consumidores.

<b>SOLICITUD DE FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN PARA CONSUMIDORES</b>			
<p>"Para personas naturales" Quien suscribe el presente (Nombre del titular del suministro o su delegado), solicito se sirva otorgar la factibilidad de conexión de un sistema de generación distribuido para autoabastecimiento -SGDA-, considerando los términos que describo a continuación:</p>			
<p>"Para personas jurídicas" Quien suscribe el presente (Nombre del titular del suministro, o su delegado)), solicito se sirva otorgar la factibilidad de conexión de un sistema de generación distribuido para autoabastecimiento -SGDA-, considerando los términos que describo a continuación:</p>			
<b>DATOS DEL SOLICITANTE</b>			
Número de suministro/ Cuenta Contrato:		(si aún no es consumidor de la Distribuidora se pondrá no aplica)	
Nombres y Apellidos / Razón Social:			
CI / RUC:			
Ciudad:			
Teléfono:			
Correo electrónico:			
<b>DATOS DEL PROYECTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA AUTOABASTECIMIENTO</b>			
Potencia nominal:		kW	
Energía anual a generar estimada		kWh	
Dispone de sistema de almacenamiento de energía:		Sí	No
Recurso energético renovable	Solar	( )	
	Eólico	( )	
	Biogás	( )	
	Biomasa	( )	
	Hidráulico	( )	
	Otro	( )	
Número de fases:			
Tipo de SDGA: Con inversores ( ) Con Gen. Síncrono ( ) Con Gen. Asíncrono ( )			
Ubicación del punto de conexión del SGDA:			
Firma del Solicitante:		Firma de recepción:	
(Nombres y Apellidos del solicitante o Representante Legal)		(Nombre y Apellido de quien recibe la solicitud en la EED)	
(CI del solicitante o Representante Legal)		(CI de quien recibe en la ED)	
		Fecha de recepción:	
		Código Único de Trámite:	

**Anexo 2.** Certificado de calificación para instalar y operar un sistema de generación distribuido para autoabastecimiento de un consumidor regulado.

## **CERTIFICADO DE CALIFICACIÓN PARA INSTALAR Y OPERAR UN SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDO PARA AUTOABASTECIMIENTO DE UN CONSUMIDOR REGULADO**

Certificado de Habitación Nro. EED-XXX-2021

La (Razón Social de la Distribuidora que emita el Certificado de Calificación), una vez que el consumidor (Nombre de la persona natural o jurídica del consumidor), con número de suministro o cuenta contrato: ....., ha cumplido con los requisitos establecidos en la Regulación Nro. .... (Incluir el número de la Regulación), “Marco para la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica”, certifica que el consumidor está calificado para instalar y operar un Sistema de Generación Distribuida para su autoabastecimiento - SGDA, considerando los siguientes términos:

Potencia nominal del SGDA .....kW/MW

Recurso energético renovable:

Tipo de SGDA: Con inversores/Generador Síncrono/Generador Asíncrono

Dispone de banco de baterías para almacenamiento de energía: Sí/No

Plazo de vigencia del Certificado de Calificación ..... años a partir del inicio de operación del SGDA, de acuerdo con lo establecido en el cronograma adjunto.

La implementación y operación del SGDA para la cual se otorga el presente Certificado de Calificación, la vigencia del mismo, y demás obligaciones del consumidor propietario del SGDA, se sujetarán a lo establecido en la Regulación Nro. ...., “Marco para la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica”.

(Nombre de la ciudad donde se atiende la solicitud de otorgamiento del Certificado de Calificación), a los.... días del mes de.... de.... (Incluir la fecha de otorgamiento del Certificado de Calificación)

Gerente General/Presidente Ejecutivo

(Razón Social de la Distribuidora que otorga el Certificado de Calificación)

Adjunto: Cronograma de Ejecución del SGDA

**Anexo 3.** Modelo base de contrato de suministro eléctrico específico para consumidores regulados que instalen un sistema de generación distribuida para su autoabastecimiento.

**MODELO BASE DE CONTRATO DE SUMINISTRO ELÉCTRICO ESPECÍFICO PARA CONSUMIDORES REGULADOS QUE INSTALEN UN SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA SU AUTOABASTECIMIENTO.**

**EMPRESA ELÉCTRICA**

.....  
**CONTRATO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA COMPARECIENTES:**

**COMPARECIENTES:**

Comparecen a la celebración de este contrato de suministro de energía eléctrica, por una parte..... (Nombre empresa eléctrica de distribución) a quien en adelante y para los efectos de este contrato se le denominará "DISTRIBUIDORA"; y, por otra, (nombre persona natural/ persona jurídica y representante legal) con cédula de ciudadanía/RUC/pasaporte número....., a quien en adelante se le denominará "CONSUMIDOR", quienes convienen en suscribir el presente contrato para la prestación del suministro de servicio público de energía eléctrica, al tenor de las siguientes Cláusulas:

**CLÁUSULA PRIMERA.- ANTECEDENTES:**

- a) Mediante escritura pública suscrita el (señalar fecha), ante el Dr. (señalar nombre), Notario..... del cantón ..... , el CONELEC, hoy ARCERNNR, otorgó a la DISTRIBUIDORA (detallar nombre) el Título Habilitante por el cual se le autorizó la presentación del servicio público de energía eléctrica, dentro de su área de servicio.
- b) La DISTRIBUIDORA, de conformidad con lo previsto en el artículo 43 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica –LOSPEE- y de su Título Habilitante, tiene la responsabilidad de prestar el servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica a toda la demanda de electricidad que le sea requerida dentro de su área de servicio, cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en la regulación vigente sobre la materia.
- c) Con fecha (señalar fecha) la DISTRIBUIDORA otorgó el servicio de energía eléctrica al CONSUMIDOR.
- d) Mediante Oficio (señalar el número de Oficio), la DISTRIBUIDORA otorgó al CONSUMIDOR, la factibilidad de conexión del SGDA para autoabastecimiento.
- e) Con fecha (señalar fecha) el CONSUMIDOR solicitó a la DISTRIBUIDORA, la emisión del Certificado de Calificación para la instalación y operación de un SGDA.
- f) Mediante Oficio (señalar el número de Oficio), la DISTRIBUIDORA otorgó al CONSUMIDOR, el Certificado de Calificación para la instalación y operación de un SGDA.

**CLÁUSULA SEGUNDA. - OBJETO:**

Establecer los requisitos técnicos, legales y comerciales, que deben cumplir la DISTRIBUIDORA y el CONSUMIDOR, para la prestación del servicio público de energía eléctrica, considerando la operación de un SGDA para autoabastecimiento, con todas las prerrogativas previstas en la Constitución de la República, la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) y la Ley Orgánica de Defensa del Consumidor, el Reglamento General a la LOSPEE, otros reglamentos, regulaciones vigentes en la materia, y el título habilitante de la DISTRIBUIDORA.

### **CLÁUSULA TERCERA. - CARACTERÍSTICAS DEL SUMINISTRO:**

La DISTRIBUIDORA se compromete a proporcionar el suministro del servicio público de energía eléctrica, ubicado en:

Calle Principal:	.....	Nro.	.....
Calle Secundaria:	.....	Referencia:	.....
Nro. Casa/Dpto.:	.....	Urb./Lote/Edif.:	.....
Barrio/Recinto:	.....	Parroquia:	.....
Cantón:	.....	Provincia:	.....

NOTA: La DISTRIBUIDORA podrá añadir o disminuir a su criterio los códigos referenciales para la mejor ubicación del punto de entrega del servicio; por ejemplo, coordenadas, código de transformadores, código de postes, etc.

El CONSUMIDOR, en función del levantamiento de carga instalada, acorde al procedimiento establecido por la DISTRIBUIDORA, declara tener una carga instalada de.        kilovatios (kW), para uso: Residencial..... Comercial ..... Industrial.....Otro.....

Con base a la carga instalada declarada por el CONSUMIDOR, la demanda contratada determinada por la DISTRIBUIDORA es de .....(kW)

El voltaje nominal en el punto de entrega será de ..... voltios (V)

La Tarifa para este suministro será.....(Indicar tipo de tarifa conforme Pliego Tarifario del SPEE vigente)

El número de suministro (cuenta contrato) asociado al presente contrato es:.....

### **CLÁUSULA CUARTA. - CARACTERÍSTICAS DEL SGDA:**

El SGDA para autoabastecimiento, para la cual la DISTRIBUIDORA ha emitido la Factibilidad de Conexión y el Certificado de Calificación, tiene las siguientes características:

Potencia nominal del SGDA: ..... kW Energía anual a generar estimada: ..... kWh

Tipo de recurso energético renovable: Eólico/Solar/Biogás/Biomasa/Hidroeléctrica/Otra (Especificar)

Tipo de SGDA: Con inversores/Generador Síncrono/Generador Asíncrono Dispone de banco de baterías para almacenamiento de energía: (Sí/No)

Las condiciones de conexión y operación de la SGDA se establecen en la factibilidad de conexión, que forma parte de este contrato.

### **CLÁUSULA QUINTA. - INSTALACIÓN Y MODIFICACIONES DE EQUIPOS PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO:**

La DISTRIBUIDORA instalará la acometida considerando lo dispuesto en la normativa vigente.

La DISTRIBUIDORA será responsable de la adquisición, calibración inicial e instalación de los sistemas de medición, tanto del medidor bidireccional para el registro de las transacciones de electricidad que se den en el punto de conexión, como del medidor unidireccional para el registro del consumo del CONSUMIDOR.

Los equipos de medición serán de propiedad de la DISTRIBUIDORA, la cual será responsable de su mantenimiento y de los costos asociados.



Cuando el CONSUMIDOR lo requiera, la DISTRIBUIDORA facilitará el certificado de calibración de los sistemas de medición instalados. En caso el CONSUMIDOR desee realizar otra calibración de los sistemas de medición, la podrá efectuar a su costo y previa coordinación con la DISTRIBUIDORA. Esta segunda calibración deberá ser efectuada por una empresa o laboratorio acreditado.

Los equipos y elementos de protección en el punto de conexión, se sujetarán a lo establecido en el informe de factibilidad de conexión.

La DISTRIBUIDORA, a través de su personal o el de sus contratistas debidamente identificados y calificados, es la única autorizada para realizar actividades de instalación y mantenimiento de los sistemas de medición e instalaciones conexas, hasta el punto de conexión.

El costo y ejecución de las obras civiles en el inmueble o predio del CONSUMIDOR, incluida la protección física de la acometida, protección física del medidor, sistema de puesta a tierra (varilla/malla, cable, conectores, tubería, entre otros) y demás adecuaciones de las instalaciones eléctricas internas del CONSUMIDOR estarán a cargo de este último. Sin embargo, a pedido y costo del CONSUMIDOR, la DISTRIBUIDORA podrá realizar estas instalaciones, en lo que le fuere factible.

#### **CLÁUSULA SEXTA. - CONSUMO Y FORMA DE PAGO:**

El CONSUMIDOR se obliga a pagar a la DISTRIBUIDORA, por concepto de energía y demanda facturable (aplica para tarifas con demanda), los valores que corresponda en aplicación de lo establecido en el artículo 18 de la Regulación Nro. (Incluir el número de la Regulación), “Marco para la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica” y que se hará constar en la respectiva factura mensual.

Independiente del valor facturado por energía y demanda facturable (aplica para tarifas con demanda), la DISTRIBUIDORA facturará al CONSUMIDOR el rubro de comercialización.

La DISTRIBUIDORA deberá entregar la factura al CONSUMIDOR, por medio físico o electrónico, con al menos 10 días de anticipación a la fecha máxima de pago. Para el caso de facturación electrónica, la DISTRIBUIDORA deberá contar con el consentimiento del CONSUMIDOR para la emisión de la misma.

El CONSUMIDOR cumplirá su obligación de pago mensual de los valores registrados en la factura emitida por la DISTRIBUIDORA, hasta la fecha señalada de vencimiento, a través de los medios autorizados para la recaudación.

La factura, con el respectivo sello del recaudador, del centro autorizado de recaudación, o el registro de cualquier otro mecanismo de pago autorizado por la DISTRIBUIDORA, será la única certificación de la cancelación de los valores adeudados.

Los valores contenidos en las facturas mensuales se calcularán sobre la base de lecturas obtenidas de mediciones o telemediciones directas.

La DISTRIBUIDORA podrá establecer convenios de pago, de acuerdo con su política de créditos vigente, con el propósito de facilitar el cumplimiento de las obligaciones emanadas de la prestación del servicio.

#### **CLÁUSULA SÉPTIMA. - ENERGÍA EXCEDENTE INYECTADA A LA RED**

En caso el CONSUMIDOR disponga en un mes, energía excedente inyectada a la red de distribución, se generará un crédito de energía a favor del CONSUMIDOR, calculado en conformidad con lo establecido en el artículo 18 de la Regulación Nro. (Incluir el número de la Regulación), “Marco para la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica”.

## **CLÁUSULA OCTAVA. - CONDICIONES DEL SERVICIO**

Los niveles de calidad con los cuales la DISTRIBUIDORA entregará el servicio eléctrico al CONSUMIDOR, en su punto de entrega, corresponden a los establecidos en la Regulación sobre calidad del servicio de distribución.

## **CLÁUSULA NOVENA. - SUSPENSIÓN DEL SERVICIO**

La DISTRIBUIDORA podrá suspender el servicio de energía eléctrica al CONSUMIDOR por una o más de las siguientes causas:

- a) En los casos determinados en el Art. 71 de la LOSPEE, cuando apliquen:
  - i. Por falta de pago oportuno del consumo de energía eléctrica, a día siguiente de la fecha máxima de pago previamente notificada al CONSUMIDOR;
  - ii. Cuando se detecte consumos de energía eléctrica, a través de instalaciones clandestinas, directas y/o similares, que alteren o impidan el normal funcionamiento del medidor;
  - iii. Cuando se compruebe el consumo de energía eléctrica en circunstancias que alteren lo estipulado en el presente contrato;
  - iv. Cuando la DISTRIBUIDORA previo aviso, mediante adecuados medios de comunicación, comunique oportunamente al CONSUMIDOR que, por motivos de mantenimiento o reparación, se producirá una suspensión de energía eléctrica;
  - v. Cuando existan conexiones al sistema de la DISTRIBUIDORA sin contar con su autorización;
  - vi. Por causas de fuerza mayor o caso fortuito, debidamente declaradas por la autoridad competente.
- b) Cuando las instalaciones o equipos, ya sea de la DISTRIBUIDORA o del CONSUMIDOR, pongan en riesgo a las personas o bienes de las partes o de terceros;
- c) Cuando el factor de potencia de la carga del CONSUMIDOR sea inferior al límite definido en la normativa respectiva. No aplica para consumidores que proveen bienes o servicios fundamentales para la vida, salud y seguridad de las personas;
- d) Por actuación de los dispositivos de protección de la red de distribución;
- e) Cuando la operación del SGDA, provoque perturbaciones a la red distribución y no cumpla los requerimientos técnicos de calidad de producto establecidos.
- f) Cuando el CONSUMIDOR impida el ingreso al personal autorizado de la DISTRIBUIDORA para la realización de inspecciones técnicas, labores de control y toma de lecturas; y,
- g) Por terminación del contrato y/o por solicitud expresa del titular del contrato.

Previo a la suspensión, la DISTRIBUIDORA emitirá una notificación al CONSUMIDOR, en la que se detallará(n) el o los motivos de la suspensión. Se exceptúan de dicha obligación los casos de fuerza mayor o caso fortuito y por actuación de los dispositivos de protección de la red de distribución.

Cuando la suspensión del servicio ocurra por causas atribuibles al CONSUMIDOR, la DISTRIBUIDORA está autorizada a cobrar un cargo por suspensión y reposición del servicio (corte y reconexión), únicamente cuando estas acciones sean efectivamente ejecutadas. El cargo por corte y reconexión constará en la factura que se emita en el mes posterior a la suspensión, sin perjuicio de la aplicación de los intereses legales correspondientes, en caso de pagos atrasados.

## **CLÁUSULA DÉCIMA. - OBLIGACIONES DE LA DISTRIBUIDORA:**

Sin perjuicio de los derechos y responsabilidades establecidas en la ley, reglamentos, regulaciones y en el título habilitante, la DISTRIBUIDORA deberá:

- a) Garantizar que las facturas emitidas al CONSUMIDOR evidencien con claridad los valores resultantes de la aplicación de las tarifas vigentes aprobadas por la ARCERNNR y demás recargos legales pertinentes, de conformidad con la regulación correspondiente, aprobada por la ARCERNNR;
- b) Publicar y poner a disposición del CONSUMIDOR un instructivo de servicio que contenga de forma general las disposiciones en cuanto a la relación entre el CONSUMIDOR y la DISTRIBUIDORA, definidas en la normativa vigente sobre prestación del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica;
- c) Publicar y poner a disposición del CONSUMIDOR, información sobre las tarifas vigentes, por lo menos una vez al año y cuando existan cambios tarifarios, a través de medios que permitan que la comunicación llegue de forma efectiva al CONSUMIDOR;
- d) Informar oportunamente al CONSUMIDOR sobre tareas programadas de mantenimiento y operación en el sistema de distribución que puedan conducir a suspensión del servicio eléctrico, a través de medios que permitan que la comunicación llegue de forma efectiva al CONSUMIDOR;
- e) Poner a disposición del CONSUMIDOR canales de comunicación que permitan atender de forma continua, las 24 horas del día, durante todos los días del año, los reclamos, consultas y solicitudes del CONSUMIDOR;
- f) Resarcir los daños que se produjeran a los equipos del CONSUMIDOR, ocasionados por deficiencias o fallas del servicio eléctrico imputables a la DISTRIBUIDORA;
- g) Realizar mantenimiento preventivo y correctivo de las instalaciones que permiten proveer el suministro eléctrico al CONSUMIDOR;
- h) Informar oportuna y verazmente al CONSUMIDOR sobre la existencia de seguros accesorios al presente Contrato, cobertura y demás condiciones;
- i) Proporcionar el servicio eléctrico con los niveles de calidad establecidos en la regulación sobre calidad del servicio eléctrico de distribución;
- j) Tomar las lecturas de consumo, facturar, entregar la factura y recaudar el pago de la misma, conforme la normativa correspondiente.

#### **CLÁUSULA DÉCIMO PRIMERA. - DERECHOS Y OBLIGACIONES DEL CONSUMIDOR:**

Sin perjuicio de los derechos y obligaciones previstos en la Ley Orgánica de Defensa del Consumidor, Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento General, y demás normativa aplicable, el CONSUMIDOR tiene los siguientes derechos y obligaciones:

#### **DERECHOS**

- a) Recibir el servicio público de energía eléctrica acorde con los principios constitucionales de eficiencia, responsabilidad, continuidad, calidad y precio equitativo;
- b) Recibir oportunamente la panilla por concepto del SPEE y SAPG;
- c) Reclamar a la DISTRIBUIDORA en caso de inconformidad con el servicio eléctrico recibido, o los valores facturados; y, recibir una respuesta oportuna;
- d) Ser oportunamente informado, por cualquier medio idóneo, sobre tareas programadas de mantenimiento y operación en el sistema de distribución que puedan conducir a suspensión del servicio eléctrico;
- e) Ser oportunamente informado sobre las tarifas a aplicarse a sus consumos;

- f) Recibir un trato equitativo, no discriminatorio o abusivo, en la prestación del servicio público de energía eléctrica y del servicio de alumbrado público general;
- g) Contar con alumbrado público en las vías públicas, en función de la regulación emitida por la ARCERNNR;
- h) Participar en audiencias públicas convocadas por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable o por la ARCERNNR; y,
- i) Ser indemnizado, por parte de la DISTRIBUIDORA, por los daños ocasionados en su equipamiento por causas probadas a la prestación del servicio público de energía eléctrica.
- j) Recibir un crédito por concepto de la energía excedente inyectada a la red de distribución, cuando corresponda.

## **OBLIGACIONES**

- a) Permitir el acceso al personal autorizado de la DISTRIBUIDORA y de los organismos de control, para realizar inspecciones o verificaciones del sistema de medición y de sus instalaciones, incluidas las del SGDA;
- b) Denunciar a quienes hacen uso incorrecto de las instalaciones eléctricas de la DISTRIBUIDORA;
- c) Velar por el buen uso e integridad del sistema de medición y acometida;
- d) Vigilar que sus instalaciones eléctricas, incluidos las asociadas al SGDA y el sistema de puesta a tierra, estén en óptimas condiciones para recibir el servicio de energía eléctrica. Cualquier efecto secundario o daños a terceros derivados de la operación y/o mantenimiento del SGDA, es de responsabilidad del CONSUMIDOR;
- e) Evitar cualquier riesgo que pueda afectar a su salud o a su vida, así como a la de los demás, en relación al uso del servicio eléctrico, o por la operación del SGDA;
- f) Cumplir las condiciones establecidas por la DISTRIBUIDORA, con base en la ley, los reglamentos, las regulaciones y el contrato de suministro, en cuanto al uso de la energía eléctrica y al suministro del servicio público;
- g) Permitir el ingreso a su inmueble o predio, de inspectores, obreros, materiales y más elementos necesarios para la operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas de propiedad de la DISTRIBUIDORA;
- h) Requerir el servicio eléctrico para fines lícitos, de conformidad con lo declarado en la solicitud de servicio;
- i) Realizar a su costo, las obras civiles en su inmueble o predio y adecuaciones técnicas en sus instalaciones internas, necesarias para la prestación del servicio de energía eléctrica, entre las que se incluye la protección física del medidor, protección física de la acometida, sistema de puesta a tierra (varilla/malla, cable, conectores, tubería, entre otros) de conformidad con las especificaciones y procedimientos de la DISTRIBUIDORA;
- j) Pagar los cargos económicos establecidos en este contrato y otros que consten en la factura por servicios prestados por la DISTRIBUIDORA, previamente autorizados por la ARCERNNR o el CONSUMIDOR; además de los cargos económicos que le fueran impuestos por infracciones al servicio;
- k) Notificar a la DISTRIBUIDORA sobre cambios en el tipo de uso del servicio y mantener actualizada su información personal, relacionada a números telefónicos, correo electrónico y grado de discapacidad cuando corresponda;
- l) Pagar oportunamente el depósito en garantía acorde a lo establecido por la DISTRIBUIDORA.
- m) Pagar oportunamente la factura de energía eléctrica, dentro de los plazos establecidos por la DISTRIBUIDORA;
- n) Realizar adecuaciones técnicas que sean requeridas por la DISTRIBUIDORA, para facilitar la toma de lecturas del equipo de medición;

- o) Cumplir la desconexión del SGDA en caso se presente alguna indisponibilidad total o parcial, de carácter temporal, del segmento de la red de distribución en la cual tienen incidencia su SGDA, causada por algún mantenimiento programado, o por algún evento causado por terceros.
- p) Reportar a la DISTRIBUIDORA cualquier anomalía que observe sobre los equipos de medición en las 24 horas siguientes de su detección.

El CONSUMIDOR es responsable del buen uso de la energía, del mantenimiento adecuado de las instalaciones eléctricas internas y obras civiles, así como de la operación y mantenimiento del SGDA y equipos e instalaciones asociadas; y de los costos por daños ocasionados a terceros por este incumplimiento.

Por ningún motivo el CONSUMIDOR podrá destinar el servicio de energía eléctrica con fines distintos a los declarados en este Contrato, ni ceder o comercializar este servicio a terceros. En caso de hacerlo, se procederá a la terminación de este contrato sin perjuicio de las acciones civiles y penales que correspondan.

#### **CLÁUSULA DÉCIMO SEGUNDA. - DEPÓSITO EN GARANTÍA:**

La DISTRIBUIDORA exigirá al CONSUMIDOR un único depósito en calidad de garantía, cuyo valor máximo será el equivalente a un mes de consumo, calculado sobre la base de la demanda declarada, aplicando la tarifa vigente según el tipo de consumidor.

La garantía establecida para el CONSUMIDOR es de (introducir el valor) a pagar (introducir forma de pago).

Si a futuro el CONSUMIDOR requiere cambiar de servicio a otro de características diferentes (tarifa y/o variación de carga), se efectuará el ajuste del valor de la garantía; para dicho efecto se calcularán los montos de garantía para el servicio anterior y para el servicio solicitado, aplicando el pliego tarifario vigente para los dos casos. La diferencia entre los dos montos obtenidos, constituirá el valor con el cual se reajuste la garantía, de modo que sea cubierto por el consumidor o devuelto por la DISTRIBUIDORA, según sea el caso.

#### **CLÁUSULA DÉCIMO TERCERA. - INFRACCIONES Y SANCIONES:**

El CONSUMIDOR manifiesta en forma expresa, su conocimiento de las infracciones y sanciones previstas en el Anexo de este contrato: "Detalle de infracciones, acciones y sanciones para el consumidor", en el capítulo V de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica y en el Código Orgánico Integral Penal.

La DISTRIBUIDORA se reserva el derecho de aplicar uno o más de las acciones de sanción para cada tipo de infracción detallada en el Anexo. Las sanciones correspondientes serán aplicadas de conformidad con la regulación sobre infracciones y sanciones, según corresponda.

#### **CLÁUSULA DÉCIMO CUARTA. – PLAZO**

El presente Contrato estará vigente mientras esté en vigor el Certificado de Calificación para la instalación y operación del SGDA.

#### **CLÁUSULA DÉCIMO QUINTA. - TERMINACIÓN DEL CONTRATO**

Cuando el CONSUMIDOR decida prescindir del servicio de energía eléctrica, notificará a la DISTRIBUIDORA con al menos 15 días de anticipación. Una vez alcanzada la fecha de finalización

solicitada, la DISTRIBUIDORA suspenderá el servicio y liquidará los valores pendientes y devolverá la garantía por prestación del servicio.

Posteriormente, se procederá a la suscripción de un acta entre las dos partes, en la que se dejará constancia de que las obligaciones de ambas han sido liquidadas y satisfechas mutuamente.

Cuando el CONSUMIDOR decida dar por terminado el presente contrato, no tendrá derecho a ningún reconocimiento de tipo económico respecto al saldo de energía acumulado que tenga a su favor y que no hayan sido devengados por el CONSUMIDOR.

La DISTRIBUIDORA terminará y liquidará de manera unilateral el presente contrato, con la correspondiente suspensión del servicio de energía eléctrica, cuando:

- a) El CONSUMIDOR adeude tres facturas consecutivas;
- b) Muerte de la persona natural que suscribe este contrato; y,
- c) Disolución/liquidación de la persona jurídica que suscribe este contrato.
- d) Inhabilitación del Certificado de Calificación.

Si por alguna de las causas establecidas en la Regulación Nro (Incluir el número de la Regulación), "Marco para la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica", se inhabilita el Certificado de Calificación otorgado al Consumidor, se dará por terminado este Contrato, y se procederá a suscribir un Contrato de Suministro con las condiciones que correspondan.

En caso la DISTRIBUIDORA demuestre que el daño o destrucción de instalaciones de la red de distribución es imputable al CONSUMIDOR, la DISTRIBUIDORA podrá terminar y liquidar de manera unilateral el presente contrato, sin perjuicio de la aplicación de sanciones de carácter administrativo, civil o penal que hubiere lugar.

De existir deudas pendientes por parte del CONSUMIDOR, la DISTRIBUIDORA podrá descontar del depósito en garantía y, de ser el caso, emprender la jurisdicción coactiva que corresponda, a fin de que se haga efectivo el pago total de la deuda.

Por cualquiera de las causales de terminación del presente contrato, el CONSUMIDOR no tendrá derecho a ningún reconocimiento de tipo económico respecto a los saldos de energía acumulados que mantenga a su favor y que no hayan sido devengados hasta la fecha de terminación y liquidación del presente contrato.

#### **CLÁUSULA DÉCIMO SEXTA. - NORMAS APLICABLES:**

Se entienden incorporadas a este Contrato, todas las normas legales vigentes para el sector eléctrico, por consiguiente, tanto la DISTRIBUIDORA como el CONSUMIDOR, darán estricto cumplimiento a los derechos y obligaciones que se consagran, de manera especial, en las Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica y Ley Orgánica de Defensa del CONSUMIDOR, en sus reglamentos de aplicación, en las regulaciones expedidas por la ARCERNR (o la ARCONEL) y en el Título Habilitante de la DISTRIBUIDORA.

#### **CLÁUSULA DÉCIMO SÉPTIMA. - CONTROVERSIAS:**

En caso de controversia, las partes podrán someterla a conocimiento y resolución de las autoridades competentes de conformidad con la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica y la Ley Orgánica de Defensa del Consumidor, sin perjuicio de las acciones contencioso-administrativas a que hubiere lugar.

CLÁUSULA DÉCIMO OCTAVA. - ACEPTACIÓN:

Para constancia y fiel cumplimiento de lo convenido, las partes suscriben el presente Contrato en dos ejemplares de igual tenor y valor legal, en la ciudad de ..... a los.....días del mes de..... de .....

.....

**Anexo 4.** Información adicional a la factura a entregarse a consumidores que disponen de un Sistema de Generación Distribuida para el Autoabastecimiento.

NOMBRE DE LA DISTRIBUIDORA						
Nombres y Apellidos del Consumidor:						
Número de suministro:						
Provincia:		Ciudad:		Dirección:		
MES FACTURADO	Energía consumida de la red (ERED)	Energía inyectada (EINY)	Energía neta (ENET)	Crédito de energía obtenido en el mes (CE)	Saldo de energía acumulado (SEA)	Energía facturable (EF)
	(kWh)					
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
<b>Nota.-</b> Para consumidores con tarifa general con o sin demanda						
NOMBRE DE LA DISTRIBUIDORA						
Nombres y Apellidos del Consumidor:						
Número de suministro:						
Provincia:		Ciudad:		Dirección:		
MES FACTURADO	Energía Equivalente consumida de la red (EERED)	Energía Equivalente inyectada (EEINY)	Energía Equivalente neta (ENETE)	Crédito de energía equivalente (CEE)	Saldo de energía equivalente acumulado (SEEA)	Energía facturable (EF)
	(kWh)					



**Anexo 5.** Solicitud de factibilidad de conexión para una Central de Generación Distribuida.

<b>SOLICITUD DE FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN</b>			
Quien suscribe el presente, representante legal de la Empresa (nombre de la Empresa solicitante), solicito a la (nombre de la Empresa Eléctrica de Distribución), se sirva analizar y otorgar la factibilidad de conexión de una central de generación distribuida, considerando los términos que describo a continuación:			
<b>DATOS DE LA EMPRESA SOLICITANTE</b>			
Razón Social:			
RUC:			
Ciudad de Domicilio:			
Teléfono:			
Correo electrónico:			
Pública	Mixta	Privada	Economía popular y solidaria
<b>DATOS DEL PROYECTO</b>			
Nombre del proyecto:			
Potencia nominal:		MW	
Energía anual a generar estimada:		MWh	
Dispone de sistema de almacenamiento de energía:	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	
Capacidad de almacenamiento:	MWh		
Recurso energético primario:	Solar	<input type="checkbox"/>	Especificar
	Eólico	<input type="checkbox"/>	
	Biogás	<input type="checkbox"/>	
	Biomasa	<input type="checkbox"/>	
	Hidráulico	<input type="checkbox"/>	
	Otro	<input type="checkbox"/>	
Número de fases:			
Tecnología: Basada en inversores	Síncrono	Asíncrono	
Ubicación:			
Ubicación Georeferenciada:			
El Proyecto está definido en el PME:	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	
Fecha planificada de inicio de operación comercial:			
<b>DATOS DEL PUNTO DE LA RED PARA EL QUE SE REQUIERE LA FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN</b>			
Provincia:			

Ciudad:			
Parroquia:			
Dirección:			
Voltaje del punto de conexión propuesto:			
Ubicación Georeferenciada (En UTM WGS 84):	Zona:		
	Coordenada N:		
	Coordenada E:		
Descripción del punto físico de la red propuesto a la que se conectaría la CGD:			
Firma del representante legal		Firma de recepción	
(Nombre y Apellido del Representante Legal)		(Nombre y Apellido de quien recibe la solicitud en la ED)	
(CI del Representante Legal)			
		Fecha de recepción:	
		Código Único de Trámite:	

## **Anexo 6. Modelo de Contrato Regulado de Comercialización Directa.**

### **MODELO DE CONTRATO REGULADO DE COMERCIALIZACIÓN DIRECTA (CRCD)**

#### **Cláusula Primera: Comparecientes.-**

Comparecen a la celebración del presente Contrato Regulado, en adelante denominado Contrato, por una parte, la Compañía \_\_\_\_\_, debidamente representada por su Presidente/Gerente, \_\_\_\_\_, según se desprende del nombramiento que se adjunta, compañía a la que en adelante se le denominará GENERADOR; y, por otra, la DISTRIBUIDORA \_\_\_\_\_, representada por su Presidente/Gerente, \_\_\_\_\_, según se desprende del nombramiento que se adjunta, empresa a la que en adelante se le denominará DISTRIBUIDORA, quienes libre y voluntariamente acuerdan celebrar el presente Contrato, según las cláusulas que se estipulan a continuación.

Los comparecientes de forma individual o conjunta se denominarán en adelante como “PARTE” o “PARTES”.

#### **Cláusula Segunda: Antecedentes.-**

2.1 El 16 enero de 2015 se expidió la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), publicada en el Tercer Suplemento del Registro Oficial Nº 418, que tiene por objeto garantizar que el servicio público de energía eléctrica cumpla los principios constitucionales de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad, calidad, sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia. La ley regula la participación de los sectores público y privado, en actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica, así como la promoción y ejecución de planes y proyectos con fuentes de energías renovables.

2.2 El artículo 26 de la LOSPEE dispone que la electricidad producida por fuentes de energía renovable no convencional contará con condiciones preferentes establecidas mediante regulación expedida por el ARCONEL.

2.3 El artículo 50 de la LOSPEE establece que las personas jurídicas dedicadas a la actividad de generación tienen la obligación de firmar contratos regulados con las personas jurídicas dedicadas a las actividades de distribución y comercialización.

2.4 El artículo 50 de la LOSPEE establece también que los generadores mixtos, privados o de economía popular y solidaria, cuando contraten con empresas eléctricas dedicadas a la actividad de distribución y comercialización, deberán hacerlo en contratos regulados, de conformidad con la regulación específica que emita el ARCONEL.

2.5 Mediante Resolución Nro. ARCERNNR-014/2021 de 05 de abril de 2021, el Directorio de la ARCERNNR aprobó la Regulación Nro. ARCERNNR-002/2021, “Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación”, la cual estableció como una de las condiciones preferentes para empresas de generación de economía mixta, privadas o de economía popular y solidaria, que desarrollen centrales de generación distribuida de potencia nominal menor a 1 MW, con fuentes de energía renovable no convencional, la posibilidad de suscribir un Contrato Regulado de Comercialización Directa (CRDC), exclusivamente con la Distribuidora a cuyas redes eléctricas se conecte la central.

2.6 Con fecha \_\_\_\_\_ la DISTRIBUIDORA suscribió con el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, el Título Habilitante para realizar las actividades de distribución, comercialización y alumbrado público general.

2.7 Con fecha \_\_\_\_\_ el GENERADOR suscribió con el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, el Título Habilitante para [Objeto del Título Habilitante].

2.8 Mediante Resolución Nro. \_\_\_\_\_ de [Fecha de la Resolución] el Directorio de la DISTRIBUIDORA autorizó la suscripción del CRCD con EL GENERADOR. (**Nota:** se incluirá este antecedente cuando aplique)

2.9 Mediante Resolución No. \_\_\_\_\_ de [Fecha de la Resolución] la Junta de Accionistas del GENERADOR autorizó la suscripción del CRCD con la DISTRIBUIDORA.

#### **Clausula Tercera: Documentos habilitantes.-**

3.1 Título Habilitante para la prestación del servicio público de distribución, comercialización y alumbrado público otorgado por el Ministerio Rector a favor de la DISTRIBUIDORA.

3.2 Título Habilitante para [Objeto del Título Habilitante] otorgado por el Ministerio Rector a favor del GENERADOR.

3.3 Copia certificada del nombramiento del Presidente/Gerente de la DISTRIBUIDORA \_\_\_\_\_.

3.4 Copia certificada del nombramiento del Representante Legal del GENERADOR \_\_\_\_\_.

3.5 Copia certificada de los documentos de domiciliación del GENERADOR en el Ecuador, debidamente inscritos en el Registro Mercantil.

3.6 Copia certificada de la Resolución No. \_\_\_\_\_ de [Fecha de la Resolución] del Directorio de la DISTRIBUIDORA mediante el cual se autoriza la suscripción del CRCD con el GENERADOR. (**Nota:** se hará referencia a este documento cuando aplique)

3.7 Copia certificada de la Resolución No. \_\_\_\_\_ de [Fecha de la Resolución] de la Junta de Accionistas del GENERADOR mediante el cual se autoriza la suscripción del CRCD con la DISTRIBUIDORA.

Estos documentos son parte integrante del presente Contrato y se encuentran anexos al mismo.

#### **Cláusula Cuarta: Declaraciones.-**

4.1 El GENERADOR declara que:

Es una persona jurídica debidamente constituida y/o domiciliada bajo las leyes de la República del Ecuador.

Cuenta con las facultades suficientes para ejercer sus actividades, en especial para convenir con la DISTRIBUIDORA en la compraventa de energía, por así haberle autorizado el Estado Ecuatoriano, a través de su Título Habilitante.

Este Contrato constituye una obligación legal, válida y exigible para el GENERADOR, en los términos previstos en el artículo 1561 del Código Civil.

La suscripción y ejecución del presente Contrato, no se contraponen a sus estatutos sociales ni a cualquier otro compromiso de la empresa.

4.2 La DISTRIBUIDORA declara que:

Es una empresa constituida de acuerdo con las leyes de la República del Ecuador y que cuenta con las facultades legalmente otorgadas para suscribir el presente Contrato.

Este Contrato constituye una obligación legal, válida y exigible para el DISTRIBUIDOR, en los términos previstos en el artículo 1561 del Código Civil; y,

Para la firma del presente Contrato se han obtenido las correspondientes autorizaciones y se han cumplido con las disposiciones legales y más normas aplicables para el cumplimiento del objeto del presente Contrato.

**Cláusula Quinta: Objeto del Contrato.-**

5.1 El objeto del presente Contrato es establecer las condiciones para la compraventa de la energía a ser entregada por el GENERADOR a la DISTRIBUIDORA, en conformidad con lo estipulado en el Título Habilitante del GENERADOR.

5.2 El GENERADOR se obliga a entregar la energía mensualmente a la DISTRIBUIDORA, de acuerdo a los términos y condiciones que se estipulan en el Título Habilitante del GENERADOR, a partir del inicio de operación comercial de su central de generación y hasta la vigencia de su Título Habilitante.

5.3 El tratamiento en caso de incumplimiento por parte del GENERADOR, en cuanto al monto de energía que está obligado a entregar, se sujetará a lo establecido en el Título Habilitante del GENERADOR y en la normativa vigente.

5.4 La energía mensual producida por el GENERADOR será asignada exclusivamente a la DISTRIBUIDORA a cuyas redes está conectada la CGD.

**Cláusula Sexta: Plazo.-**

6.1 La aplicación del presente Contrato rige a partir de la fecha de inicio de operación comercial de la central de generación, declarado por la DISTRIBUIDORA en conformidad con la normativa vigente, hasta la expiración del plazo de vigencia del Título Habilitante del GENERADOR, que es el \_\_/\_\_/\_\_.

**Cláusula Séptima: Precio.-**

7.1 La DISTRIBUIDORA pagará al GENERADOR por la energía producida, el precio de \_\_\_\_\_USD/MWh.

7.2 Las partes acuerdan que los valores correspondientes se pagarán en Dólares de los Estados Unidos de América.

**Cláusula Octava: Facturación y Pago.-**

8.1 El GENERADOR emitirá la factura a la DISTRIBUIDORA hasta el día \_\_\_\_ posterior al mes de operación, por el valor que resulte de la liquidación que realicen de manera conjunta, considerando el precio de la energía estipulado en la Cláusula Séptima y en conformidad con lo establecido en la normativa vigente.

8.2 El valor facturado será pagado por la DISTRIBUIDORA al GENERADOR, dentro de un término de \_\_\_\_días laborables posteriores al mes de liquidación, mediante transferencia bancaria a la cuenta que el GENERADOR determine, reteniendo los valores que por Ley correspondan.

8.3 Si la DISTRIBUIDORA tuviere objeciones a la factura presentada por el GENERADOR, el reclamo deberá ser presentado a éste dentro un término de \_\_\_\_ días laborables posteriores a la fecha de recepción de la factura adjuntando el análisis respectivo con los soportes que considere pertinentes.

8.4 El GENERADOR dará respuesta a la objeción, dentro de un término de \_\_\_\_ días laborables posteriores a la recepción de la objeción.

8.5 Si el GENERADOR acepta la objeción planteada por la DISTRIBUIDORA, dentro del plazo señalado en el numeral 8.4, el GENERADOR emitirá el documento tributario que corresponda con el fin de ajustar el valor, en conformidad con lo objetado por la DISTRIBUIDORA.

8.6 Si el GENERADOR no da respuesta a la objeción de la DISTRIBUIDORA dentro del término señalado en el numeral 8.4, se entenderá que la objeción ha sido aceptada, y el GENERADOR procederá conforme lo señalado en el numeral 8.5.

8.7 En caso las partes no lleguen a un acuerdo, se aplicará, en lo que corresponda, lo estipulado en la Cláusula Décima Octava del presente Contrato.

8.8 Se aclara que todas las notificaciones escritas de reclamos podrán ser enviadas por la parte afectada por correo electrónico, debiendo luego ser formalizadas por escrito mediante carta enviada a la otra parte, dentro de las siguientes 48 horas. Se considerarán como válidas las comunicaciones recibidas por correo electrónico, cuya recepción sea comprobada.

#### **Cláusula Novena: Seguridad de Pagos.-**

9.1 La DISTRIBUIDORA garantiza el cumplimiento de su obligación de pago al GENERADOR, considerando el mecanismo de pago dispuesto por el Ministerio Rector.

9.2 [Se redacta el mecanismo de pago]

9.3 El mecanismo de pago se mantendrá sin alteración alguna durante la vigencia del presente Contrato.

#### **Cláusula Décima: Mora de pago.-**

10.1 En caso de que la DISTRIBUIDORA no realice el pago dentro del término establecido en la Cláusula Octava del presente Contrato, la DISTRIBUIDORA incurrirá en mora y ésta se producirá en forma automática y de pleno derecho, sin que medie notificación o requerimiento de pago por parte del GENERADOR, o declaración judicial o extrajudicial.

10.2 La DISTRIBUIDORA pagará el interés legal máximo vigente según la tasa establecida por el Banco Central del Ecuador o la entidad gubernamental encargada de establecer dicha tasa, calculado sobre el monto total adeudado y se liquidará hasta la fecha en que se produzca el pago de dicha obligación.

#### **Cláusula Undécima: Condiciones para la Entrega y Medición.-**

11.1 El GENERADOR y la DISTRIBUIDORA se sujetan a lo dispuesto en la normativa vigente que regula la operación del sistema, el funcionamiento del mercado eléctrico y la generación distribuida, respecto a las condiciones para la entrega y medición de la energía eléctrica establecida en el presente Contrato.

#### **Cláusula Décima Segunda: Modificación del Contrato.-**

12.1 En caso de existir modificaciones sustanciales a las cláusulas del presente contrato, las PARTES de común acuerdo podrán celebrar adendas complementarias o modificatorias, con la finalidad de efectuar aclaraciones, modificaciones o adhesiones que permitan su cabal aplicación.

### **Cláusula Décima Tercera: Terminación del Contrato.-**

13.1 Este Contrato terminará por las siguientes causas:

- Cumplimiento del plazo del presente Contrato;
- Terminación anticipada del Título Habilitante del GENERADOR por cualquiera de las causales establecidas en el mismo y en la LOSPEE;
- Terminación unilateral motivada por el GENERADOR por liquidación o disolución de la DISTRIBUIDORA; o,
- Terminación unilateral motivada por la DISTRIBUIDORA por quiebra, liquidación o disolución del GENERADOR.

13.2 Para proceder a la terminación unilateral del presente Contrato, el representante legal de cualquiera de las partes, notificará motivadamente por escrito a la otra parte, su intención de terminar el Contrato de manera unilateral.

13.3 La parte notificada contará con \_\_\_\_ días plazo para presentar sus descargos respecto a la motivación de terminación unilateral presentada por la otra parte.

13.4 En caso de que con los descargos presentados por la parte notificada, se justifique que el Contrato pueda seguirse ejecutando, las partes, a través de un documento escrito, dejarán constancia de este hecho.

13.5 En caso la parte notificada no presente los justificativos suficientes, la parte que notificó la intención de terminar el Contrato le hará conocer su decisión de terminar el Contrato de manera unilateral.

13.6 De haber alguna controversia, se procederá de acuerdo a la cláusula Décima Séptima de este Contrato.

13.7 De no plantearse controversias dentro de un término de \_\_\_\_ días laborables, se considerará como efectivamente terminado el presente Contrato, y la parte que emitió la notificación de terminar el Contrato comunicará del particular al Ministerio Rector, a la ARCONEL y al CENACE (cuando corresponda), y a partir de la fecha de terminación efectiva, se dejará de considerar el presente Contrato en las liquidaciones del mercado.

### **Cláusula Décima Cuarta: Liquidación del Contrato.-**

14.1 Una vez terminado el presente Contrato por cualquiera de los causales y formas previstas en la cláusula inmediata anterior, las partes procederán a levantar una Acta de Liquidación Definitiva, dentro de un término de \_\_\_\_ días laborables posteriores a la ocurrencia de ese hecho.

14.2 En el Acta constarán de manera pormenorizada los siguientes aspectos: el volumen de energía suministrado durante la vigencia de este Contrato, los valores que la DISTRIBUIDORA haya pagado al GENERADOR, los valores que tenga pendientes de pago, así como los que le deban ser deducidos o devueltos por cualquier concepto, aplicando los ajustes correspondientes de ser el caso y las compensaciones a las que haya lugar.

14.3 Si no hubiere acuerdo para efectuar la liquidación del presente Contrato, se aplicará lo señalado en la cláusula Décima Séptima. Esta Acta de Liquidación deberá ser suscrita por los representantes legales de las partes. De ser necesario, el GENERADOR y la DISTRIBUIDORA designarán otros delegados, para que en su nombre comparezcan a la suscripción del Acta de Liquidación prevista en esta cláusula.

14.4 La parte que resultare deudora, según el Acta de liquidación, pagará a la otra el saldo pendiente, dentro de un término de \_\_\_\_\_ días laborables.

**Cláusula Décima Quinta: Administración del Contrato.-**

15.1 Dentro de los \_\_\_\_ días siguientes a la suscripción de este Contrato, las partes se notificarán por escrito el nombramiento de los funcionarios que actuarán como administradores del mismo. En caso de que por situaciones imprevistas deba sustituirse al administrador del presente Contrato de cualquiera de las partes, éstas se notificarán por escrito del particular dentro de los \_\_\_\_ días posteriores a la nueva designación.

**Cláusula Décima Sexta: Fuerza Mayor o Caso Fortuito.-**

16.1 Para los efectos contemplados en el presente Contrato, los términos de fuerza mayor o caso fortuito serán aquellos definidos en el Art. 30 de la Codificación del Código Civil.

16.2 En caso de fuerza mayor o caso fortuito, el administrador de Contrato de la parte afectada deberá notificar al administrador de la otra parte, dentro de un término de \_\_\_\_ días laborables posteriores de ocurrido el hecho, explicando los efectos del evento sobre el cumplimiento del Contrato y acompañando la documentación correspondiente.

16.3 La calificación de la causa de fuerza mayor o caso fortuito invocada por una de las partes, será efectuada por el administrador del Contrato de la otra parte en un término de \_\_\_\_ días laborables, luego de recibida la petición.

16.4 En caso de inconformidad con la resolución del administrador del Contrato, se estará a lo dispuesto en la cláusula relativa a la solución de controversias de este Contrato.

16.5 De no recibirse la notificación dentro del término señalado en el numeral 16.3, se entenderá como aceptada la causal de fuerza mayor.

16.6 Ninguna de las partes será responsable por los daños y perjuicios que pudiera causar a la otra parte, en la medida que tales eventos se originen y se extiendan en el tiempo por razones de fuerza mayor o caso fortuito. Sin embargo, la fuerza mayor o caso fortuito no relevará a ninguna de las partes de sus obligaciones de pago del presente Contrato.

**Cláusula Décima Séptima: Solución de controversias y compromiso arbitral.-**

17.1 Las controversias que surjan con motivo de la interpretación, ejecución, validez, eficacia o cualquier otra contingencia que se relacione directa o indirectamente con el presente Contrato deben tratar de resolverse de común acuerdo entre las partes.

17.2 Las partes acuerdan someter a mediación, cualquier controversia que pueda suscitarse con motivo de la interpretación, ejecución, validez, eficacia o cualquier otra contingencia que se relacione directa o indirectamente con el presente Contrato, así como la reparación de los daños y perjuicios que pudieran derivar de su incumplimiento. Se utilizará el proceso de mediación como un sistema alternativo de solución de conflictos reconocido constitucionalmente, para lo cual las partes estipulan acudir al Centro de Mediación de la Procuraduría General del Estado, sujetándose para el efecto a la Ley de Arbitraje y Mediación y al Reglamento de Funcionamiento de dicho Centro de Mediación.

17.3 En caso que el proceso de mediación no prospere, las partes se obligan a someter el diferendo a arbitraje, previo el informe favorable del Procurador General del Estado y bajo los términos y condiciones que determine el Procurador.



**Cláusula Décima Octava: Fusión, Absorción, Cesión.-**

18.1 En caso de que la DISTRIBUIDORA se extinga por fusión, absorción o cualquier otra forma legal o contractual, la persona jurídica, pública o privada, que se cree como consecuencia de ello asumirá las obligaciones y derechos que se desprenden del presente Contrato.

18.2 En caso el GENERADOR sea autorizado por el Ministerio Rector a traspasar a una nueva empresa los derechos y obligaciones derivados de su Título Habilitante, esta nueva empresa asumirá los derechos y obligaciones que le corresponden del presente Contrato.

**Cláusula Décima Novena: Comunicaciones.-**

19.1 Todas las comunicaciones entre las partes serán por escrito, en idioma español. En vista que el objeto del Contrato es especial y compromete un servicio público, en circunstancias especiales y cuando deban adoptarse acciones o tomar decisiones inmediatas, dada la urgencia o excepcionalidad del hecho, las comunicaciones que puedan darse a consecuencia de tales acciones o decisiones, se harán por vía telefónica o correo electrónico, y serán ratificadas por escrito en las siguientes cuarenta y ocho (48) horas.

**Cláusula Vigésima: Impuestos y Retenciones.-**

20.1 En caso de que la compraventa de energía a futuro se encuentre gravada con algún tipo de impuesto, los valores que resulten de esta imposición serán tratados conforme lo establezca la normativa respectiva.

**Cláusula Vigésima Primera: Legislación aplicable.-**

21.1 Es aplicable a este contrato la siguiente normativa.

- Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica;
- Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica;
- Regulación Nro. ARCERNR-002/2021 “Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación”;
- (Se incluirán otras Regulaciones específicas aplicables a este Contrato).

**Cláusula Vigésima Segunda: Domicilios.-**

Para todos los efectos legales, judiciales o extrajudiciales, derivados del presente Contrato, las partes constituyen domicilio en:

GENERADOR

Ciudad:

Dirección:

Teléfono:

Email:

DISTRIBUIDORA

Ciudad:

Dirección:

Teléfono:

Email:

**Cláusula Vigésima Tercera: Aceptación de las Partes.-**

En fe de aceptación, las Partes suscriben el presente Contrato en la ciudad de \_\_\_\_\_, el \_\_\_\_\_, en tres (3) ejemplares del mismo tenor, cada uno de los cuales será considerado como un original.

Por el GENERADOR:

Por la DISTRIBUIDORA:

\_\_\_\_\_

Firma del Representante Legal

\_\_\_\_\_

Firma del Representante Legal

Ejemplar 1: GENERADOR

Ejemplar 2: DISTRIBUIDORA

Ejemplar 3: ARCERNNR

## **Anexo 7.** Especificaciones generales mínimas de los equipos de medición.

### **ESPECIFICACIONES GENERALES MÍNIMAS DE LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN**

Las especificaciones aquí señaladas son de carácter referencial. La Distribuidora establecerá las características específicas de los equipos de medición, de acuerdo a la modalidad de autoabastecimiento, categoría de consumidor y tarifas aplicables.

- Medidor bidireccional de energía activa.
- Medidor bidireccional de energía activa y energía reactiva para aquellos consumidores que, de acuerdo al pliego tarifario vigente, se requiera medir energía reactiva.
- La medición directa de energía activa debe cumplir con la norma IEC 62053- 20 o equivalente; la medición indirecta de energía activa debe cumplir la norma IEC 62053- 22 o equivalente; y, la medición de energía reactiva debe cumplir la norma IEC 62053-23 o equivalente.
- Frecuencia de trabajo: 60 Hz.
- Ser de clase 1 para la medición directa de energía activa de acuerdo a la norma IEC 62053-20 o equivalente; ser de clase 0.5 para la medición indirecta de energía activa de acuerdo a la norma IEC 62053-22 o equivalente; y, ser de clase 2 para la medición de energía reactiva de acuerdo a la norma IEC 62053-23 o equivalente.
- Borneras de prueba de corrientes cortocircuitables y potencial, instaladas antes de los medidores, con los seguros correspondientes.
- Sistema de registro en memoria no volátil con una capacidad de almacenamiento de la información de 45 días corridos, para un periodo de integración de 15 minutos.
- Fuente auxiliar de energía (batería).
- Referencia de tiempo con reloj de cuarzo (no dependiente de la frecuencia de la red) y sincronizable localmente.
- Disponer de los protocolos certificados de ensayos en fabrica o en sitio.
- En el caso de que se requiera transformadores de corriente, estos deberán ser de clase 0.5, de acuerdo a la norma IEC 60044-1 o equivalente.
- La carga de los circuitos secundarios de los transformadores de corriente debe estar comprendida entre el 25% y el 100% de la potencia de precisión respectiva.

**Nota.** - De ser el caso por motivos de monitoreo y control a través de un SCADA, para clientes comerciales o industriales, la Distribuidora podrá requerir un medidor inteligente con las siguientes características mínimas: lectura remota, medición bidireccional, comunicación bidireccional, actualización de firmware remoto y auto calibración.

## Anexo 8. Pliego tarifario.

PERIODO:

ENERO - DICIEMBRE

EMPRESAS ELÉCTRICAS:



AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL  
DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES  
NO RENOVABLES

AMBATO - AZOGUES - CNEL BOLÍVAR - CENTROSUR - COTOPAXI - NORTE - RIOBAMBA - SUR

### CARGOS TARIFARIOS ÚNICOS

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW-mes)	ENERGÍA (USD/kWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/Consumidor)	
<b>CATEGORÍA RESIDENCIAL</b>				
<b>NIVEL VOLTAJE BAJO Y MEDIO VOLTAJE</b>				
1-50		0,091	1,414	
51-100		0,093		
101-150		0,095		
151-200		0,097		
201-250		0,099		
251-300		0,101		
301-350		0,103		
351-500		0,105		
501-700		0,1285		
701-1000		0,1450		
1001-1500		0,1709		
1501-2500		0,2752		
2501-3500		0,4360		
Superior		0,6812		
<b>RESIDENCIAL TEMPORAL</b>				
		0,1285		
<b>CATEGORÍA GENERAL</b>				
<b>NIVEL VOLTAJE BAJO VOLTAJE SIN DEMANDA</b>				
<b>COMERCIAL</b>				
1-300		0,092	1,414	
Superior		0,103		
<b>E. OFICIALES, ESC. DEPORTIVOS, SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES</b>				
1-300		0,082		
Superior		0,093		
<b>BOMBEO AGUA</b>				
1-300		0,072		
Superior		0,083		
<b>BOMBEO AGUA SERVICIO PÚBLICO DE AGUA POTABLE</b>				
1-300		0,058		
Superior		0,066		
<b>INDUSTRIAL ARTESANAL</b>				
1-300		0,073		
Superior		0,089		
<b>ASISTENCIA SOCIAL, BENEFICIO PÚBLICO Y CULTO RELIGIOSO</b>				
1 - 100		0,034		
101-200		0,036		
201-300		0,038		
Superior		0,063		
<b>NIVEL VOLTAJE BAJO VOLTAJE CON DEMANDA</b>				
<b>COMERCIALES</b>				
	4,790	0,090	1,414	
<b>INDUSTRIALES</b>				
	4,790	0,080		
<b>ENTIDADES OFICIALES, ESCENARIOS DEPORTIVOS SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES</b>				
	4,790	0,080		
<b>BOMBEO AGUA</b>				
	4,790	0,070		

PERIODO: ENERO - DICIEMBRE

EMPRESAS ELÉCTRICAS:

AMBATO - AZOGUES - CNEL BOLÍVAR - CENTROSUR - COTOPAXI - NORTE - RIOBAMBA - SUR

CARGOS TARIFARIOS ÚNICOS

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW-mes)	ENERGÍA (USD/kWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/Consumidor)	
<b>NIVEL VOLTAJE</b>				
<b>BAJO VOLTAJE CON DEMANDA HORARIA</b>				
<b>COMERCIALES</b>				
08:00 hasta 22:00 horas 22:00 hasta 08:00 horas	4,790	0,090	1,414	
		0,072		
<b>INDUSTRIALES</b>				
08:00 hasta 22:00 horas 22:00 hasta 08:00 horas	4,790	0,065		
		0,069		
<b>E. OFICIALES, ESC. DEPORTIVOS SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES</b>				
08:00 hasta 22:00 horas 22:00 hasta 08:00 horas	4,790	0,080		
		0,066		
<b>BOMBEO AGUA</b>				
08:00 hasta 22:00 horas 22:00 hasta 08:00 horas	4,790	0,070		
		0,056		
<b>NIVEL VOLTAJE</b>				
<b>BAJO VOLTAJE CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA</b>				
<b>BOMBEO AGUA SERVICIO PÚBLICO DE AGUA POTABLE</b>				
L-V 08:00 hasta 18:00 horas L-V 18:00 hasta 22:00 horas L-V 22:00 hasta 08:00 horas* S,D 18:00 hasta 22:00 horas	2,620	0,056	1,414	
		0,095		
		0,045		
		0,056		
<b>VEHICULOS ELÉCTRICOS</b>				
L-V 08:00 hasta 18:00 horas L-D: 18:00 hasta 22:00 L-D: 22:00 hasta 08:00 horas SyD: 08:00 hasta 18:00 horas	4,050	0,080		
		0,100		
		0,050		
<b>NIVEL VOLTAJE</b>				
<b>BAJO Y MEDIO VOLTAJE</b>				
1-300 Superior	<b>BOMBEO AGUA - COMUNIDADES CAMPESINAS DE ESCASOS RECURSOS ECONÓMICOS SIN FINES DE LUCRO</b>		0,700	
		0,040		
08:00 hasta 22:00 horas 22:00 hasta 08:00 horas	<b>ASISTENCIA SOCIAL, BENEFICIO PÚBLICO Y CULTO RELIGIOSO CON DEMANDA</b>		1,414	
	3,000	0,065		
	<b>ASISTENCIA SOCIAL Y BENEFICIO PÚBLICO CON DEMANDA HORARIA</b>			
	3,000	0,065		
		0,054		

PERIODO: ENERO - DICIEMBRE

EMPRESAS ELÉCTRICAS:

AMBATO - AZOGUES - CNEL BOLÍVAR - CENTROSUR - COTOPAXI - NORTE - RIOBAMBA - SUR

CARGOS TARIFARIOS ÚNICOS

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW-mes)	ENERGÍA (USD/kWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/Consumidor)	
<b>NIVEL VOLTAJE</b>				
<b>MEDIO VOLTAJE CON DEMANDA</b>				
	<b>COMERCIALES</b>			
	4,790	0,095	1,414	
	<b>INDUSTRIALES</b>			
	4,790	0,083		
	<b>E. OFICIALES, ESC. DEPORTIVOS</b>			
	<b>SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES</b>			
	4,790	0,071		
	<b>BOMBEO AGUA</b>			
	4,790	0,061		
<b>NIVEL VOLTAJE</b>				
<b>MEDIO VOLTAJE CON DEMANDA HORARIA</b>				
	<b>COMERCIALES</b>			
08:00 hasta 22:00 horas	4,576	0,095	1,414	
22:00 hasta 08:00 horas		0,077		
	<b>E. OFICIALES, ESC. DEPORTIVOS</b>			
	<b>SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES</b>			
08h00 hasta 22h00	4,576	0,071		
22h00 hasta 08h00		0,059		
	<b>BOMBEO AGUA</b>			
08:00 hasta 22:00 horas	4,576	0,061		
22:00 hasta 08:00 horas		0,049		
<b>NIVEL VOLTAJE</b>				
<b>MEDIO VOLTAJE CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA</b>				
	<b>BOMBEO AGUA SERVICIO PÚBLICO DE AGUA POTABLE</b>			
L-V 08:00 hasta 18:00 horas	2,620	0,043	1,414	
L-V 18:00 hasta 22:00 horas		0,073		
L-V 22:00 hasta 08:00 horas*		0,034		
S,D 18:00 hasta 22:00 horas		0,043		
	<b>ESTACIÓN DE CARGA RÁPIDA</b>			
L-V 08:00 hasta 18:00 horas	4,050	0,069		
L-D: 18:00 hasta 22:00 horas		0,086		
L-D: 22:00 hasta 08:00 horas		0,043		
SyD: 08:00 hasta 18:00 horas				
	<b>INDUSTRIALES</b>			
L-V 08:00 hasta 18:00 horas	4,576	0,0897		
L-V 18:00 hasta 22:00 horas		0,1037		
L-V 22:00 hasta 08:00 horas*		0,0501		
S,D,F 18:00 hasta 22:00 horas		0,0897		

PERIODO: ENERO - DICIEMBRE

EMPRESAS ELÉCTRICAS:

AMBATO - AZOGUES - CNEL BOLÍVAR - CENTROSUR - COTOPAXI - NORTE - RIOBAMBA - SUR

CARGOS TARIFARIOS ÚNICOS

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW-mes)	ENERGÍA (USD/kWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/Consumidor)	
<b>NIVEL VOLTAJE</b>				
<b>ALTO VOLTAJE CON DEMANDA HORARIA</b>				
<b>COMERCIALES</b>				
08:00 hasta 22:00 horas	4,400	0,089	1,414	
22:00 hasta 08:00 horas		0,081		
<b>E. OFICIALES, ESC. DEPORTIVOS SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES</b>				
08:00 hasta 22:00 horas	4,400	0,065		
22:00 hasta 08:00 horas		0,059		
<b>BOMBEO AGUA</b>				
08:00 hasta 22:00 horas	4,400	0,055		
22:00 hasta 08:00 horas		0,049		
<b>ASISTENCIA SOCIAL Y BENEFICIO PÚBLICO CON DEMANDA HORARIA</b>				
08:00 hasta 22:00 horas	3,000	0,065		
22:00 hasta 08:00 horas		0,054		
<b>NIVEL VOLTAJE</b>				
<b>ALTO VOLTAJE CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA</b>				
<b>BOMBEO AGUA SERVICIO PÚBLICO DE AGUA POTABLE</b>				
L-V 08:00 hasta 18:00 horas	2,100	0,039	1,414	
L-V 18:00 hasta 22:00 horas		0,065		
L-V 22:00 hasta 08:00 horas*		0,031		
S,D 18:00 hasta 22:00 horas		0,039		
<b>ESTACIÓN DE CARGA RÁPIDA</b>				
L-V 08:00 hasta 18:00 horas	4,050	0,069		
L-D: 18:00 hasta 22:00 horas		0,086		
L-D: 22:00 hasta 08:00 horas		0,043		
SyD: 08:00 hasta 18:00 horas				
<b>INDUSTRIALES</b>				
L-V 08:00 hasta 18:00 horas	4,400	0,0837		
L-V 18:00 hasta 22:00 horas		0,0967		
L-V 22:00 hasta 08:00 horas*		0,0501		
S,D,F 18:00 hasta 22:00 horas		0,0837		
<b>NIVEL VOLTAJE</b>				
<b>ALTO VOLTAJE CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA (Grupo - AV2)</b>				
<b>INDUSTRIALES</b>				
L-V 08:00 hasta 18:00 horas	3,940	0,0678	7,066	
L-V 18:00 hasta 22:00 horas		0,0814		
L-V 22:00 hasta 08:00 horas*		0,0543		
S,D,F 18:00 hasta 22:00 horas		0,0678		

\* El valor de este cargo tarifario se aplica para el periodo complementario de los días S,D,F.

**Anexo 9.** Cotización de equipos, con la empresa RENOVA.

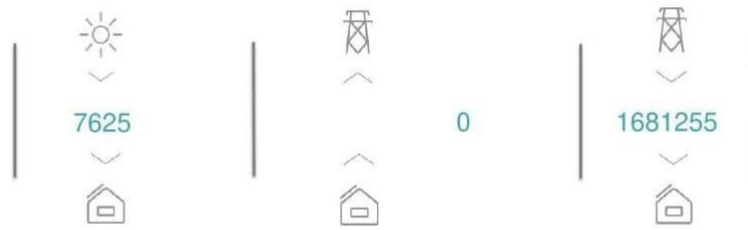


**OFERTA TÉCNICA Y ECONÓMICA**

Proforma: RNV-OF-110-15237-16-12-21  
Fecha: jueves, 16 de diciembre de 2021

PROPUESTA TÉCNICA SISTEMA SOLAR PV

Tamaño y generación esperada del sistema solar FV.



Visualización



PRESUPUESTO SISTEMA SOLAR PV

Equipos	Código y Modelo	Q	Precio Unitario	Precio Unitario incluido IVA	SUBTOTAL	TOTAL (IVA)
Paneles	MD157 JINKO SOLAR Tiger Pro JKM405M-54HL4, 0, 405	12	225.02	225.02	2700.24	2700.24
Inversores Red	IR015 Fronius Primo 3.8-1 208-240 WLAN/LAN/Webserver 4,210,064,800, 0, 0	1	1654.91	1853.5	1654.91	1853.5
Otros bienes o servicios IVA 12%	Otros Bienes Fronius Irradiation sensor 43,0001,1189, , Fronius Sensor Box FRONIUS IG 4,240,104, ,	1 1	245 624	274.4 698.88	245 624	274.4 698.88
Monitoreo	MO016 Fronius Smart Meter US-240V 43,0001,3529, 0, 0 MO064 Split-Core AC Current Sensor SCT-1250 - 100Amp, 31.8mm, 0	1 3	465.7 82.56	521.58 92.47	465.7 247.68	521.58 277.4
Estructuras Soportes	ES031 Estructura en aluminio para montar sobre losa plana. Costo total por número de vaticos ofertados, 0, 0	1	723.95	810.82	723.95	810.82
Kit de Instalación	KT001 Cableado y protecciones total por número de vaticos ofertados, 0, 0	1	1000.97	1121.09	1000.97	1121.09
Instalación y puesta en marcha	IN001 Instalación y puesta en marcha: diseño eléctrico, elaboración de planos y esquemas eléctricos, mano de obra calificada para instalación, de apoyo, puesta en marcha del sistema, monitoreo y 1 año de	1	1371.69	1536.29	1371.69	1536.29
<p>NUEVE MIL SETECIENTOS NOVENTA Y CUATRO CON 21/100 DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE NORTE AMÉRICA INCLUYE IMPUESTO AL VALOR AGREGADO IVA</p>					Subtotal:	9,034.14 \$
					Neto:	9,794.20 \$
					Subtotal IVA 12%:	6,333.90 \$
					Subtotal IVA 0%:	2,700.24 \$
					IVA 12%:	760.07 \$
					<b>Total:</b>	<b>9,794.21 \$</b>

### Condiciones de la propuesta

La presente propuesta incluye los siguientes:

Provisión de equipos principales, total o parcial:	x
Provisión de transformador(es) en caso de ser necesario:	
Provisión de equipos complementarios, total o parcial:	x
Transporte de personal y equipos hasta el lugar de instalación:	x
Servicios de ingeniería eléctrica:	x
Servicios de cálculo estructural:	
Tramite de autorización en distribuidora eléctrica:	x
Servicio de instalación:	x
Servicios de soterramiento de cables, en caso de ser necesario:	x
Servicio de puesta en marcha sistema solar:	x
Servicio de puesta en marcha monitoreo remoto:	x
Servicio de mantenimiento por 1 año:	x
Servicio de mantenimiento a partir del segundo año:	

### Precio de la oferta sin mantenimiento

El precio de la oferta sin contar con el mantenimiento a partir del segundo año (sin IVA): ##### USD

### Capacidad propuesta

El sistema solar conectado a red propuesto tiene una potencia prevista de: 4.86 kWp

### Costo por vatio propuesto

El sistema solar conectado a red propuesto tiene un costo por vatio instalado de: \$ 1.8589 USD/Wp sin incluir mantenimiento a partir del segundo año

### Condición de entrega del sistema PV

La presente oferta tiene condición de entrega en la ciudad de: LOJA

### Disponibilidad

La disponibilidad para la entrega de los equipos ofertados es de: 45 días calendario contados a partir de la aceptación de la oferta y sus condiciones.

La vigencia de la oferta está sujeta a la disponibilidad de los equipos en stock, previo a la compra el cliente deberá consultar la existencia.

### Validez

La validez de la presente oferta es de 30 días calendario contados a partir de la fecha de emisión de la proforma.

Importante.

La validez de la oferta tiene relación con los precios de los equipos, más no con la disponibilidad de los mismos.

### Forma de pago

En caso de que la propuesta sea de provisión, instalación y puesta en marcha:

Anticipo contra firma de contrato:	50%
Pago del sistema FV instalado y funcionando:	50%

En caso de que la propuesta sea solo de provisión la forma de pago será:

Anticipo contra firma de contrato:	50%
Pago final contra entrega de equipos:	50%

#### Datos bancarios

BANCO	NÚMERO DE CUENTA	TIPO:	A NOMBRE DE:
PICHINCHA	3430558904	CUENTA CORRIENT	RENOVAENERGIA S.A.
PROCREDIT	019037799799	CUENTA CORRIENT	RENOVAENERGIA S.A.
PACÍFICO	7445857	CUENTA CORRIENT	RENOVAENERGIA S.A.

#### Cheques o efectivo

Los pagos en efectivo serán recibidos exclusivamente en las oficinas de RENOVAENERGIA S.A. en Quito.

En caso de pago con cheque, deberá ser girado a nombre de RENOVAENERGIA S.A. y la entrega de los equipos se realizará una vez se efective el último pago.

#### Tarjetas de crédito

Los pagos con tarjetas de créditos pueden ser presenciales en las oficinas de RENOVAENERGIA S.A., o por medio de plataforma virtual ClubPay.

### Incluye

La presente oferta económica incluye la provisión, instalación y puesta en marcha del sistema o sistemas PV conectados a red detallados, bajo las siguientes condiciones:

- Provisión de la totalidad de los bienes y servicios detallados en la oferta económica.
- \* Estructuras soportes para colocar paneles solares hasta 600Wp, sobre cubierta inclinada, fabricación en aluminio anodizado. Pernos de sujeción en acero inoxidable.
- \* Estructuras soportes para colocar paneles solares hasta 600Wp, sobre losa o terraza plana, fabricación en aluminio anodizado. Pernos de sujeción en acero inoxidable.
- \* Estructuras soportes para colocar paneles solares de 265Wp, 270Wp, 275Wp, 280Wp y 285Wp sobre losa o terraza plana, fabricación en polímero. Pernos de sujeción en acero inoxidable.
- \* Cable para aplicaciones solares, calibre adecuado para etapa de corriente continua, para strings de paneles hacia gabinetes de protecciones DC (promedio de hasta 120 metros de cable solar por inversor).
- Conectores MC4 (hasta 10 pares por Inversor)
- Cable calibre adecuado para etapa de corriente continua desde gabinete de protecciones DC hacia inversor (promedio de hasta 50m de distancia o 100 metros de cable por inversor).
- Tubería EMT o manguera funda sellada BX desde gabinete de protecciones DC hacia inversor (promedio de hasta 50 metros de distancia por inversor).
- Cableado doble encauchado multifilar de calibre adecuado etapa corriente alterna desde Inversor a gabinete de protecciones AC (promedio de hasta 50 metros de distancia o 150m de cable por inversor).

- Tubería EMT y/o bandejas metálicas para canalización desde inversor hacia gabinete de protecciones AC (promedio de hasta 50 metros de distancia por inversor) de distancia por inversor).
- Protecciones adecuadas en líneas de corriente continua (fusibles DC, breakers DC, seccionadores, protecciones de sobre corrientes DC, etc.)
- Protecciones adecuadas en líneas de corriente alterna (Breakers Gabinete moldeada, seccionadores, etc.)
- Puesta a tierra para sistema solar exclusivamente, técnicamente diseñada en función de la potencia instalada y el tipo de suelo.
- Montaje, instalación eléctrica, puesta en operación, control y pruebas en inversores.
- Implementación del sistema de monitoreo a internet y a la plataforma solarweb de Fronius, siempre que la red informática local no tenga bloqueos, en tal caso los costos del personal de sistemas no estarán contemplados dentro de la presente oferta.
- Costos de emisión de pólizas o garantías relacionadas al buen uso de anticipo y fiel cumplimiento de contrato.
- Incluye transporte de personal, equipos y herramientas hasta el lugar de instalación. Alimentación y hospedaje de personal técnico en las siguientes ciudades: Quito, Guayaquil, Manta, Machala, Cuenca y Loja.
- El trámite y la obtención del título habilitante que permita al sistema inyectar excedentes a la red pública contabilizados, que permita el cruce de energía consumida versus generada de acuerdo a la regulación ARCERNR-013/2021. El tiempo que tome el trámite estará entrega 3 a 8 meses.

#### No incluye

La presente oferta económica no incluye bienes o servicios que no se detallan:

- Trabajos de Obra civil a excepción de la obra civil para llevar y colocar la malla de tierra.
- Arreglo de circuitos o tableros de distribución internos.
- Adecuación de terreno o cubiertas. Podría incluir una evaluación simple o técnica de la estructura soporte (si la oferta detalla ese ítem), pero no el mejoramiento de la misma, en caso de ser necesario.
- Soterramiento de Cables o tuberías
- Transformadores para conexión en media tensión
- Sistema de pararrayos o similares.
- Costos de emisiones de pólizas adicionales que el cliente exija a sus proveedores de servicios y bienes. Estos costos se podrán incluir posteriormente una vez que el cliente instruya sobre sus requerimientos.

#### GARANTÍAS Y EXPECTATIVA DE VIDA ÚTIL

**Paneles Solares Fotovoltaicos JINKO SOLAR**, garantía de producto 10 años contra defectos de fabricación, y garantía de potencia lineal mayor al 83,4% pasados los 25 años de funcionamiento.

**Inversores de red y sistema de monitoreo FRONIUS**, garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil 20 años.

**Estructuras soporte fabricadas en aluminio** para cubiertas inclinadas o losa plana, 5 año(s) de garantía y una expectativa de vida útil de 25 años. Si el cliente contrata el servicio de mantenimiento preventivo por los 4 años siguientes a la instalación, la garantía se amplía a 5 años.

**Materiales complementarios (kit de instalación )**, 5 año(s) contra defectos de fabricación o vicios ocultos. Si el cliente contrata el servicio de mantenimiento preventivo por los 4 años siguientes a la instalación, la garantía se amplía a 5 años.

**Instalación**, garantizada por un periodo de 5 año(s) a partir de su instalación y puesta en servicio. Si el cliente contrata el servicio de mantenimiento preventivo por los 4 años siguientes a la instalación, la garantía se amplía a 5 años.

#### OBSERVACIONES

Impuestos, aranceles y tasas: La presente propuesta está contemplada con el actual régimen de tasas arancelarias. En caso de que las partidas arancelarias de los artículos, que conforman la propuesta, se vean afectados por nuevas regulaciones, el precio del producto deberá ser incrementado en un porcentaje similar al de la afectación.

Atentamente,

David Aguirre  
RENOVAENERGIA S.A.

**Anexo 10.** Especificaciones técnicas del módulo solar Jinko JKM405M-54HL4-V.

# Tiger Pro 54HC

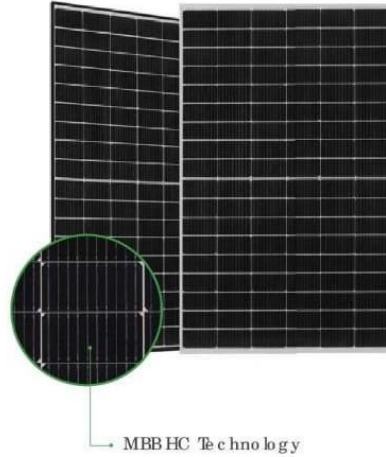
## 395-415 Watt

### MONO-FACIAL MODULE

#### P-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

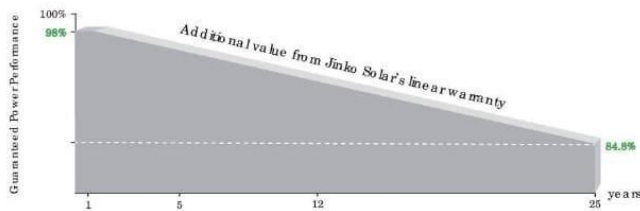
- IEC 61215(2016), IEC 61730(2016)
- ISO 9001:2015: Quality Management System
- ISO 14001:2015: Environment Management System
- ISO 45001:2018 Occupational health and safety management systems



### Key Features

	<p><b>Multi Busbar Technology</b> Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.</p>		<p><b>Durability Against Extreme Environmental Conditions</b> High salt mist and ammonia resistance.</p>
	<p><b>Reduced Hot Spot Loss</b> Optimized electric design and lower opening current for reduced hot spot loss and better temperature coefficient.</p>		<p><b>Enhanced Mechanical Load</b> Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).</p>
	<p><b>PID Resistance</b> Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.</p>		

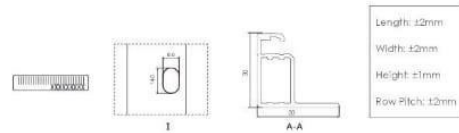
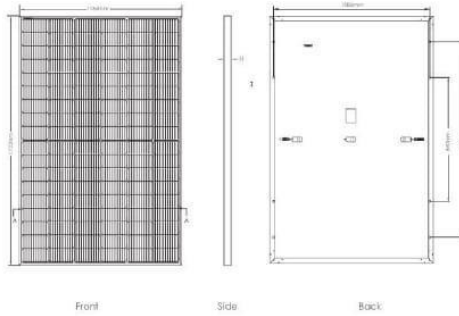
### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



- 15 Year Product Warranty
- 25 Year Linear Power Warranty
- 0.55% Annual Degradation Over 25 years



## Engineering Drawings

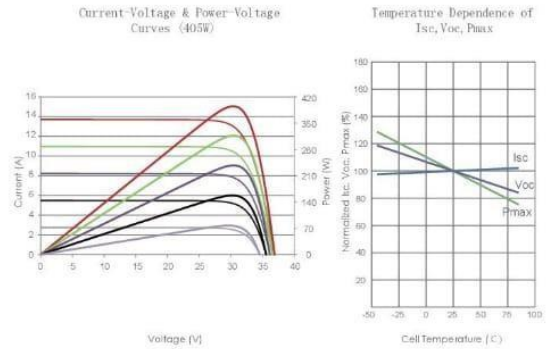


## Packaging Configuration

(Two pallets = One stack.)

35pcs/pallets, 70pcs/stack, 910pcs/ 40'HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	108 (2x54)
Dimensions	1722×1134×30mm (67.80×44.65×1.18 inch)
Weight	22.0 kg (48.50 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM395M-54HL4		JKM400M-54HL4		JKM405M-54HL4		JKM410M-54HL4		JKM415M-54HL4		
	JKM395M-54HL4-V	JKM400M-54HL4-V	JKM405M-54HL4-V	JKM410M-54HL4-V	JKM415M-54HL4-V	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	395Wp	294Wp	400Wp	298Wp	405Wp	301Wp	410Wp	305Wp	415Wp	309Wp	309Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	30.32V	28.26V	30.42V	28.42V	30.52V	28.56V	30.62V	28.72V	30.79V	28.88V	28.88V
Maximum Power Current (Imp)	13.03A	10.40A	13.15A	10.47A	13.27A	10.55A	13.39A	10.62A	13.48A	10.69A	10.69A
Open-circuit Voltage (Voc)	36.90V	34.83V	36.98V	34.90V	37.06V	34.98V	37.14V	35.05V	37.31V	35.21V	35.21V
Short-circuit Current (Isc)	13.71A	11.07A	13.78A	11.13A	13.85A	11.19A	13.92A	11.24A	14.01A	11.32A	11.32A
Module Efficiency STC (%)	20.23%		20.48%		20.74%		21.00%		21.25%		
Operating Temperature (°C)											-40°C~+85°C
Maximum system voltage											1000/1500VDC (IEC)
Maximum series fuse rating											25A
Power tolerance											0~+3%
Temperature coefficients of Pmax											-0.35%/°C
Temperature coefficients of Voc											-0.28%/°C
Temperature coefficients of Isc											0.048%/°C
Nominal operating cell temperature (NOCT)											45±2°C

\*STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> Cell Temperature 25°C AM=1.5  
NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

## Anexo 11. Especificaciones técnicas del inversor Fronius Primo 3.8-1 208-240.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



**FRONIUS PRIMO**  
EL FUTURO DE LA ENERGÍA SOLAR RESIDENCIAL ESTÁ AQUÍ



/ FC Board  
Proceso de reemplazo



/ SnapINverter  
Sistema de instalación



/ Integrated Data  
Comunicación



/ Superflex  
Diseño



/ Smart Grid & NEC  
Certificación 2014



/ AFCI  
Integrado

Con rangos de potencia desde 3.8 kW a 15.0 kW, el Fronius Primo es el inversor compacto monofásico sin transformador ideal para aplicaciones residenciales. Su diseño está basado en el sistema de instalación SnapINverter, el cual permite instalaciones y reparaciones sencillas y seguras.

El Fronius Primo tiene características únicas como dos seguidores de máxima potencia, alto voltaje de sistema, un amplio rango de voltaje de entrada y puede instalarse en interior y exterior. Como funciones estándar incluye interfaces Wi-Fi®\* y SunSpec Modbus para monitoreo y datalogging, interrupción de circuito por falla de arco (AFCI) probada en campo, certificación NEC 2014 y la plataforma en línea para monitoreo móvil Solar.web. Está diseñado para adaptarse a requerimientos futuros, por lo cual ofrece una solución completa a los cambios de normativas e innovaciones técnicas del mañana. También es compatible con la caja de apagado rápido Fronius Rapid Shutdown Box.

### DATOS TÉCNICOS

DATOS GENERALES	FRONIUS PRIMO 3.8 - 8.2	FRONIUS PRIMO 10.0 - 15.0
Dimensiones (ancho x alto x profundidad)	50.5 x 63 x 20.6 centímetros	51.05 x 72.39 x 22.60 centímetros
Peso (kg)	21.45	37.42
Grado de protección	NEMA 4X	
Consumo durante la noche	< 1 W	
Tipología de inversor	Sin transformador	
Enfriamiento	Velocidad de ventilador variable	
Instalación	Interior y exterior	
Rango de operación a temperatura ambiente	-40°F - 131°F (-40 - 55°C)	-40 - 140°F (-40 - 60°C)
Humedad permitida	0 - 100 % (sin condensación)	
Terminales de conexión CD	4x CD+ y 4x CD- terminales de tornillo para cobre (sólido / trenzado / trenzado fino) o aluminio (sólido / trenzado)	4x CD+1, 2x CD+2 y 6x CD- terminales de tornillo para cobre (sólido / trenzado / trenzado fino) o aluminio (sólido / trenzado)
Terminales de conexión CA	Terminales de tornillo 12-6 AWG	
Certificaciones y cumplimiento de estándares	UL 1741-2010, UL1998 (para funciones: AFCI monitoreo de aislamiento), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2003, ANSI/IEEE C62.41, FCC Parte 15 A y B, NEC Artículo 690, C22, 2 No. 1071-01 (septiembre 2001), UL1699B Issue 2 -2013, CSA TIL M-07 Issue 1 -2013	UL 1741-2013, UL1998 (para funciones: AFCI, KCMU y monitoreo de aislamiento), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2003, ANSI/IEEE C62.41, FCC Parte 15 A y B, NEC Artículo 690, C22, 2 No. 1071-01 (septiembre 2001), UL1699B Issue 2 -2013, CSA TIL M-07 Issue 1 -2013

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS PRIMO
AFCI y NEC 2014	Sí
Desconexión de CD	Sí
Protección contra polaridad inversa de CD	Sí
Protección contra fallas de tierra con interruptor de monitor de aislamiento	Sí

INTERFACES	ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS PRIMO
Wi-Fi*/Ethernet/Serial	Estándar inalámbrico 802.11 b/g/n / Fronius Solar.web, SunSpec Modbus TCP, JSON / SunSpec Modbus RTU
6 entradas y 4 E/S digitales	Administración de carga, señales, E/S multipropósito
USB (Socket)	Actualización de software y datalogging vía USB
2x RS422 (RJ45 socket)	Fronius Solar Net, protocolo de interface
Datalogger y servidor web	Incluidos

\* El término Wi-Fi es una marca registrada de la Alianza Wi-Fi.

## DATOS TÉCNICOS

DATOS DE ENTRADA		PRIMO 3.8-1	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 7.6-1	PRIMO 8.2-1
Potencia FV recomendada (kWp)		3.0 - 6.0 kW	4.0 - 7.8 kW	4.8 - 9.3 kW	6.1 - 11.7 kW	6.6 - 12.7 kW
Corriente máxima de entrada utilizable (MPPT 1 / MPPT 2)				18 A / 18 A		
CD total máxima				36 A		
Arreglo máximo de corriente de corto circuito (1.25 Imax) (MPPT 1/MPPT 2)				22.5 A / 22.5 A		
Rango de voltaje operacional				80 V* - 600 V		
Voltaje de entrada máximo				600 V		
Voltaje nominal de entrada		410 V			420 V	
Tamaño admisible de conductor de CD				AAWG 14 - AWG 6		
Rango de voltaje MPP		200 - 480 V		240 - 480 V	250 - 480 V	270 - 480 V
Número de MPPT				2		

\* Comenzando con el número de serie 26170960; anterior: 150 V

DATOS DE SALIDA		PRIMO 3.8-1	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 7.6-1	PRIMO 8.2-1
Potencia máxima de salida	208	3800 W	5000 W	6000 W	7600 W	7900 W
	240	3800 W	5000 W	6000 W	7600 W	8200 W
Corriente continua máxima de salida	208	18.3 A	24.0 A	28.8 A	36.5 A	38.0 A
	240	15.8 A	20.8 A	25.0 A	31.7 A	34.2 A
Capacidad de interruptor de CA	208	25 A	30 A	40 A	50 A	50 A
	240	20 A	30 A	35 A	40 A	45 A
Eficiencia máxima		96.7 %		96.9 %		97.0 %
Eficiencia CEC		95.0 %	95.5 %		96.0 %	96.5 %
Tamaño admisible de conductor de CA				AWG 14 - AWG 6		
Conexión a red (U <sub>ac</sub> )				208 / 240		
Frecuencia (f)				60 Hz		
Distorsión armónica total				< 5.0 %		
Factor de potencia (cos φ <sub>ac</sub> ) predeterminado				1 (ajustable en menú oculto 0.85 - 1 ind./cap.)		

DATOS DE ENTRADA		PRIMO 10.0-1	PRIMO 11.4-1	PRIMO 12.5-1	PRIMO 15.0-1
Potencia FV recomendada (kWp)		8.0 - 12.0 kW	9.1 - 13.7 kW	10.0 - 15.0 kW	12.0 - 18.0 kW
Corriente máxima de entrada utilizable (MPPT 1 / MPPT 2)				33.0 A / 18.0 A	
CD total máxima				51 A	
Arreglo máximo de corriente de corto circuito (1.25 Imax) (MPPT 1/MPPT 2)				41.3 A / 22.5 A	
Rango de voltaje operacional				80 V - 600 V	
Voltaje de entrada máximo				600 V	
Voltaje nominal de entrada		415 V	420 V	425 V	440 V
Tamaño admisible de conductor de CD		AWG 14 - AWG 6 cobre directo, AWG 6 aluminio directo (AWG 10 cobre o AWG 8 aluminio para dispositivos protectores de sobrecorriente de hasta 60 A, de 61 a 100 A mínimo AWG 8 para cobre o AWG 6 aluminio debe ser usado), AWG 4 - AWG 2 cobre o aluminio con combinador de entradas opcional			
Rango de voltaje MPP		220 - 480 V	240 - 480 V	260 - 480 V	320 - 480 V
Número de MPPT				2	

DATOS DE SALIDA		PRIMO 10.0-1	PRIMO 11.4-1	PRIMO 12.5-1	PRIMO 15.0-1
Potencia máxima de salida	208	9995 W	11400 W	12500 W	13750 W
	240	9995 W	11400 W	12500 W	15000 W
Corriente continua máxima de salida	208	48.1 A	47.5 A	60.1 A	66.1 A
	240	41.6 A	54.8 A	52.1 A	62.5 A
Capacidad de interruptor de CA	208		70 A		80 A
	240		60 A	35 A	40 A
Eficiencia máxima				96.7 %	
Eficiencia CEC			96.0 %		96.5 %
Tamaño admisible de conductor de CA		AWG 10 - AWG 2 cobre (sólido / trenzado / trenzado fino) (AWG 10 cobre o AWG 8 aluminio para dispositivos protectores de sobrecorriente de hasta 60 A, de 61 a 100 A mínimo AWG 8 para cobre o AWG 6 aluminio debe ser usado), AWG 6 - AWG 2 cobre (sólido / trenzado) Cableado multi contacto es posible con AWG 12			
Conexión a red (U <sub>ac</sub> )				208 / 240	
Frecuencia (f)				60 Hz	
Distorsión armónica total				< 2.5 %	
Factor de potencia (cos φ <sub>ac</sub> ) predeterminado				1 (ajustable en menú oculto 0.85 - 1 ind./cap.)	

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

### SOMOS TRES DIVISIONES CON UNA MISMA PASIÓN: SUPERAR LÍMITES.

/ No importa si se trata de tecnología de soldadura, energía fotovoltaica o tecnología de carga de baterías, nuestra exigencia está claramente definida: ser líder en innovación. Con nuestros más de 3,000 empleados en todo el mundo superamos los límites y nuestras más de 1,000 patentes concebidas son la mejor prueba. Otros se desarrollan paso a paso. Nosotros siempre damos saltos de gigante. Siempre ha sido así. El uso responsable de nuestros recursos constituye la base de nuestra actitud empresarial.

Para obtener información más detallada sobre todos los productos de Fronius y nuestros distribuidores y representantes en todo el mundo, visite [www.fronius.com](http://www.fronius.com)

**Fronius México S.A. de C.V.**  
**Fronius Monterrey**  
 Carretera Monterrey Saltillo 3279E  
 66367 Santa Catarina, N.L.  
 México  
 Teléfono +52 81 8882 8200  
 ventas.mexico@fronius.com  
 www.fronius.mx

**Fronius Puebla**  
 Calle 4 Pte. 2904, Col. Amor  
 72140 Puebla, Puebla  
 México  
 Teléfono +52 222 268 7664  
 ventas.mexico@fronius.com

**Fronius International GmbH**  
 Froniusplatz 1  
 4600 Wels  
 Austria  
 Teléfono +43 7242 241-0  
 Fax +43 7242 241-3940  
 sales@fronius.com  
 www.fronius.com

Texto e imágenes según el estado técnico en el momento de la impresión. Sujeto a modificaciones. No podemos garantizar la exactitud de todos los datos a pesar de su cuidadosa edición; declinamos por ello cualquier responsabilidad. Copyright © 2015 Fronius™. Todos los derechos reservados.

**Anexo 12.** Artículo “Self-consumption PV systems in Ecuador: systematic literature review and case studies”.

# Self-consumption PV systems in Ecuador: systematic literature review and case studies

1<sup>st</sup> Miguel Ángel Caraballo Núñez  
*Facultad de la Energía. Centro de  
Investigaciones Tecnológicas y  
Energéticas CITE*  
Universidad Nacional de Loja  
Loja, Ecuador  
[miguel.caraballo@unl.edu.ec](mailto:miguel.caraballo@unl.edu.ec)

2<sup>nd</sup> Juan Carlos Solano Jiménez  
*Facultad de la Energía. Centro de  
Investigaciones Tecnológicas y  
Energéticas CITE*  
Universidad Nacional de Loja  
Loja, Ecuador  
[juan.solano@unl.edu.ec](mailto:juan.solano@unl.edu.ec)

3<sup>rd</sup> Ángel José Ordóñez Mendieta  
*Facultad de la Energía.*  
Universidad Nacional de Loja  
Loja, Ecuador  
[angel.j.ordonez@unl.edu.ec](mailto:angel.j.ordonez@unl.edu.ec)

4<sup>th</sup> Valeria del Rosario Herrera Salazar  
*Facultad de la Energía.*  
Universidad Nacional de Loja  
Loja, Ecuador  
[vherrera@unl.edu.ec](mailto:vherrera@unl.edu.ec)

5<sup>th</sup> Aníbal Andrés Lozano Mendoza  
*Facultad de la Energía.*  
Universidad Nacional de Loja  
Loja, Ecuador  
[anibal.lozano@unl.edu.ec](mailto:anibal.lozano@unl.edu.ec)

6<sup>th</sup> Jonathan Rafael Japón Sigcho  
*Facultad de la Energía.*  
Universidad Nacional de Loja  
Loja, Ecuador  
[jonathan.japon@unl.edu.ec](mailto:jonathan.japon@unl.edu.ec)

**Abstract**—Grid-connected photovoltaic systems in self-consumption mode are designed to operate in parallel with the conventional electricity grid. Photovoltaic systems sometimes produce more electricity than is needed or consumed; this surplus electricity can be stored in batteries or, in most cases, fed directly back into the grid. Around the world, and particularly in Ecuador, these systems are gaining interest due to their enormous potential for economic savings, energy independence, and environmental benefits. In this sense, this paper presents a systematic literature review to establish the current state of the art of photovoltaic systems in self-consumption mode and aims to particularise the assessments to the Ecuadorian case. The research was conducted through a conceptual model and was organised around six research questions directly linked to the semantic search structure: tariff incentives, architectural infrastructure, grid connection, technical-economic feasibility, simulation and automation, and solar radiation. For this study, more than 70 publications were considered, analysed, and correlated with each other. Finally, three case studies are presented as empirical evidence demonstrating the techno-economic feasibility of their installation and operation. The conclusions are presented based on the answers to the research questions, which will serve as a starting point for further research related to grid-connected photovoltaic systems in Ecuador.

**Keywords**—PV systems, self-consumption, grid-connected, Ecuador, photovoltaics

## I. INTRODUCTION

Grid-connected photovoltaic (PV) systems in self-consumption mode allow the user to generate electrical energy at the same place where electricity is consumed. These systems use solar panels, grid inverters, and bi-directional metres (among other electronic components) to supply all or part of the building's electricity demand from solar radiation at the site [1]. These systems have the characteristic of providing some autonomy and potential economic savings in billing, depending on the tariff or incentive scheme applied.

Internationally, important policies have been implemented to incentivise and increase the use of energy from renewable sources [2], particularly in the use of PV in buildings [3]–[5]. The advantages that PV systems have over other renewable energy sources lie in the reduction of PV module prices (about

85% in recent years [6]) and the growth of research on increasing the efficiency of PV cells [7], [8].

At the same time, according to the International Energy Agency [9], the benefits of this type of system installed directly in buildings and connected in self-consumption mode are very varied, among which those related to the reduction of electricity costs (on the part of the consumer), those related to the repowering of distribution networks, and the improvement in the security of electricity supply (on the part of the distribution company) stand out. Likewise, the social and environmental benefits should also be highlighted, insofar as economic profitability is improved with the reformulation of electricity market prices and energy efficiency is increased with less use of traditional energy sources.

In Ecuador, the existing legislation is very young. It officially started in 2018, through the regulation ARCONEL003/18, which establishes the technical, commercial, and legal conditions for users to implement photovoltaic generation facilities [10]. Three years later, an update was established with regulation ARCERNNR-001/2021 [11]. Despite the incentives presented in these regulations, the installation of grid-connected PV systems has a low number of registrations (around 100 installations across the country by 2021) [12]. This may be due to various factors, starting from administrative procedures, cost of the systems, and mode of compensation, among others.

### A. Characteristics of grid-connected PV systems

According to [13], there are several schemes that incentivise PV self-consumption. One of them is the Feed-in Tariff (FiT) model, where distributors pay a specific amount for the electricity the PV system generates and injects into the grid. Another compensation scheme is called net metering or net energy metering, in which the electricity distribution company charges only the net value resulting from subtracting the energy consumed from the energy generated for self-consumption. Another incentive scheme is Net Billing, which, unlike the previous scheme, uses a bidirectional metre to record the energy demanded by the customer and the excess energy that is injected into the grid by the PV system, valuing them separately and at different prices [14].



The architectural infrastructure also plays an important role in the implementation of these systems; in this sense, PV systems in self-consumption mode may be integrated into the building during construction (BIPV: Building Integrated PV) or attached to the building after construction (BAPV: Building Attached PV). BAPV systems are installed at certain angles of inclination, either on the roof or on the façade, and have no direct effect on the building structures or the way the building functions. Moreover, in BIPV systems, PV panels will replace traditional building materials used for roof or wall construction [15].

The choice of a BIPV or BAPV system depends on several variables, including total carbon emissions [16], sustainability indicators [17], organic architecture [18], urban metabolism [19], and architectural layout [20], [21].

From the point of view of interaction with the electricity distribution grid, self-consumption PV systems differ from the traditional model of PV power plants, which are usually large and far from consumers and are characterised by a unidirectional flow of generated energy. In contrast, self-consumption PV systems are small and located close to the points of consumption, or "on-site", in what is known as decentralised or distributed generation [22]. In this case, it is important to consider criteria such as purpose and location, nominal power, and voltage level as well as the characteristics of the connection point [13].

PV systems in buildings can be connected in different ways depending on how the energy flow is established; these are: disconnected from the grid, known as off-grid systems or isolated PV, which require energy storage in batteries for when the solar resource is not available [23]. On the other hand, some systems interact with the existing electricity grid through bi-directional metres, exchanging generated PV energy and local consumed energy, known as on-grid systems [24].

From a technical point of view, several authors describe the influence of variables such as the operation and maintenance (O&M) of the different components of the system [25]–[27], the maximum power point [18], [28], [29], and characteristics of the storage system, such as the state of charge [18], [30], [31] and the depth of discharge [32]. From an economic point of view, indicators such as investment cost [21], [27], [39], [30], [32]–[38], the Levelized Cost of Energy (LCOE) [14], [18], [21], [39]–[41], and the payback time of the investment, among other aspects, are considered.

Another important aspect to be considered in the promotion of self-consumption PV systems is the simulation and automation of their operation before installation. In this regard, many studies have used simulators such as HOMER Pro [27], [30], [31], [34], [37], [38], [42], Solarius PV [36], PVsyst [20], [39], [41], [43], and System Advisor Model (SAM) [44], to name a few. For PV system automation, several control algorithms have been analysed [28], [29], [33], [45], including the hybrid PSO-BPSO (Particle Swarm Optimisation in Binary Particle Swarm Optimisation) algorithm [30] and other controllers such as fuzzy logic-based control based on fuzzy logic (CBFL) [46].

All the above is directly related to the solar resources. In the case of Ecuador, the solar potential is particularly high in the mountainous region since the sun's rays strike the surface in a quasi-constant manner throughout the year [27]. Several publications have analysed the solar potential of Ecuador using Geographic Information Systems (GIS) or software such as Meteonorm [36], [39], [49], [50], [40]–[42], [44]–[48]. In other cases, solar radiation models are used, such as the modified Angström-Prescott mathematical model [51].

## B. *The aim of the investigation*

The purpose of this paper is to show the results of the systematic literature review (SLR) on PV systems in the self-consumption mode, with some particularities of the Ecuadorian experience. This methodology has been used previously with results in other renewable energy research fields [52]. In this case, six research questions have been posed to guide the SLR, which allows the classification of the most relevant research articles.

This paper is divided into four sections. Section 2.1 gives an overview of the method used in the SLR structure and identifies the need for the bibliographic research that is the subject of the paper. Section 2.2 defines the research questions. Section 2.3 describes the conceptual mindset, followed by Section 2.4, which addresses the semantic search structure and the corresponding search script, considering inclusion and exclusion criteria, and analysing the possible existence of related systematic reviews. Finally, Section 2.5 defines categories and variables. After the methodology, the results are shown with the different findings made in the bibliographic research. Finally, the conclusions of this work are presented, which will serve as a guide for different research projects related to grid-connected PV systems in self-consumption mode.

## II. METHODOLOGY

### A. *Description of the method*

The methodology for the SLR in this work is based on Torres et al. [53] adaptation, Kitchenham's [54] and publications on renewable energies [52]. The flowchart governing the search protocol is extracted from the latter work and illustrated in Fig. 1.

Using the protocol described, the bibliographic search is orientated to characterise the current state of the art, taking as a basis for the analysis various search criteria considered decisive for a comprehensive assessment of these systems. It is therefore important to know what incentives are used to promote their use in Ecuador and how the physical infrastructure contributes to this purpose, how the different connection modes influence them, the technical-economic indicators that make implementation viable, the platforms for simulation and automation, and finally, the potential of the solar resource in Ecuador that makes this development possible.

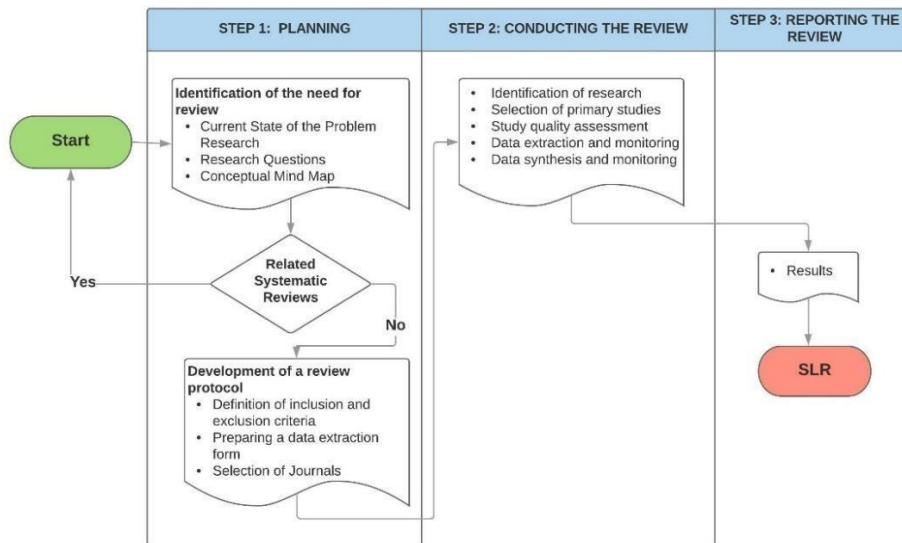


Fig. 1. Methodology flowchart used in this research. Figure taken from [52].

### B. Research Questions

The first category in any research process is the concept of the scientific problem, considered a consequence, in a sphere of objective reality, of the lack of knowledge of the elements and their relationships, resulting in an expression of the limits of current knowledge [55]. Bibliographic research is not exempt from the need to define the limits of knowledge and the relationships between categories and variables to respond to research problems. To this end, in an SLR, it is necessary to pose research questions to guide the search process.

To focus the bibliographic search on self-consumption PV systems in Ecuador, the following research questions (RQ) have been formulated:

**RQ 1:** What are the tariff incentives for self-consumption PV systems?

**RQ 2:** How are PV systems connected to buildings?

**RQ 3:** How is energy supplied to buildings by PV systems?

**RQ 4:** Under what conditions is it technically and economically feasible to instal PV systems in self-consumption mode?

**RQ 5:** Which platforms allow the simulation and automation of PV systems in self-consumption mode?

**RQ 6:** What is the solar potential in Ecuador for developing PV systems?

### C. Conceptual map

The One of the options for graphically representing concepts and describing their qualities and characteristics is the conceptual map or so-called conceptual mindset. Based on the superior concept (supraordination), the concept to be developed is fixed, but it is necessary to include what it is (isoordination), the qualities and characteristics of the concept that describe them, and what it is not (exclusion), what should be excluded or does not correspond to the object of research. The conceptual map must also consider the classification of the concept (infraordination), that is, the classes and subtypes of the concept [53]. Fig. 2 shows the conceptual material that guided the literature search in conjunction with the research questions.

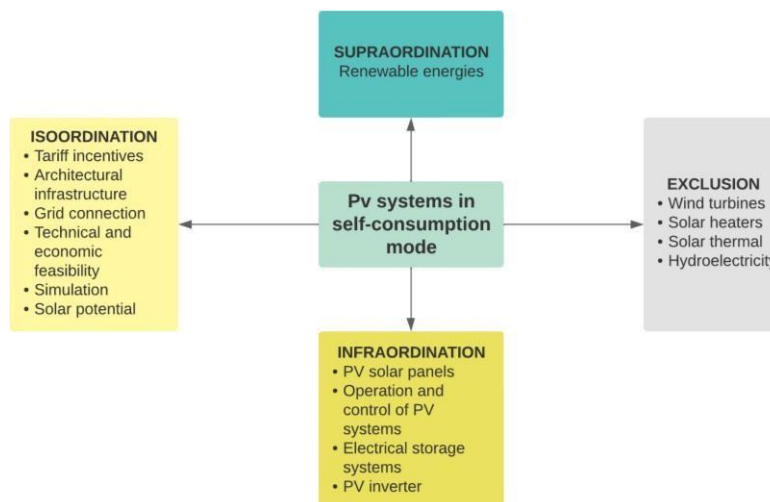


Fig 2. Concept map guiding the bibliographic search process in different scientific databases.

#### D. Search structure

Establishing the state of the art in each field requires an exhaustive bibliographic search that is properly orientated and precisely planned, avoiding misunderstandings in terms that may have different meanings or semantic relationships of identity. The bibliographic research carried out in Scopus and Web of Science was based on a search script with a six-level

semantic structure, as shown in Table II. Each of the levels is directly related to each of the research questions and relates to the central research topic proposed in the conceptual map, i.e., self-consumption PV systems and their analysis with the case studies in Ecuador.

TABLE I. SEMANTIC SEARCH STRUCTURE RESULTING FROM THE SEARCH CRITERIA IN FIG. 2.

Level 1	Tariff incentives	“self-consumption” OR “self-consumption” AND (“Electric Utilities” OR “Energy Management” OR “ <i>Energy Policy</i> ”)
Level 2	Architectural infrastructure	“self-consumption” OR “selfconsumption” AND (“home” OR “house” OR “bipv” OR “bapv” OR “Solar Buildings” OR “Architectural Design” OR “ <i>Intelligent Buildings</i> ” OR “ <i>Office Buildings</i> ” OR “ <i>Solar Cell Arrays</i> ” OR “ <i>Greenhouse Gases</i> ”)
Level 3	Grid connection	“self-consumption” OR “self-consumption” AND (“grid-connected” OR “grid-connected” OR “grid” OR “ <i>Smart Power Grids</i> ” OR “ <i>Energy Supply System</i> ” OR “ <i>Distributed Energy Resources</i> ”)
Level 4	Technical and economic feasibility	“self-consumption” OR “self-consumption” AND (“Economic Analysis” OR “Sensitivity Analysis” OR “ <i>Costs</i> ” OR “ <i>Economics</i> ” OR “ <i>Cost Of Energies</i> ” OR “ <i>Cost Benefit Analysis</i> ” OR “ <i>Comparative Study</i> ” OR “ <i>Economic Feasibilities</i> ” OR “Electricity Supply” OR “Solar Power Generation” OR “ <i>Solar Panels</i> ” OR “Battery Management Systems” OR “ <i>Energy Management Systems</i> ” OR “ <i>Photovoltaic Cells</i> ” OR “ <i>Energy Efficiency</i> ” OR “ <i>Monitoring</i> ” OR “ <i>Electricity Demands</i> ” OR “ <i>Forecasting</i> ” OR “ <i>Electricity Production</i> ”)
Level 5	Simulation	“self-consumption” OR “self-consumption” AND (“Information Systems” OR “ <i>Modeling</i> ” OR “Model and Simulation” OR “Simulation” OR “ <i>Artificial Intelligence</i> ” OR “ <i>Arduino</i> ” OR “ <i>Expert System</i> ” OR “ <i>Factor Analysis</i> ” OR “ <i>Fuzzy Control</i> ”)
Level 6	Solar potential	(Ecuador AND (“PV” OR “photovoltaic” OR “photovoltaics” OR “solar” OR “ <i>Solar Radiation</i> ” OR “ <i>Solar Energy</i> ”))

The search script that guided the bibliographic research shows the detail of the semantic structure using inclusion and exclusion criteria, among them limiting the search to the period 2016–2023, in addition to considering only the technological area and excluding others that do not belong to the area of interest or related areas.

#### E. Definition of categories and variables

The application of the methodology used, considering the experience of other authors [52]–[54], requires the definition of specific characteristics to answer each question. Table II shows the categories and variables related to each research question.

TABLE II. CATEGORIES AND VARIABLES USED IN LITERATURE SEARCH PLANNING.

Research question	Categories	Variables
RQ 1: What are the tariff incentives for self-consumption PV systems?	Incentives for installing PV systems	Net Billing Net Metering Feed-in Tariff Price of the kWh generated
	BIPV: Building Integrated PV	Total carbon emissions Sustainability indicators Organic architecture Electrical performance
RQ 2: How are PV systems connected to buildings?	Urban metabolism	Impact of renewables Electricity yield Simulation Architectural design
	BAPV: Building Attached PV	
RQ 3: How is energy supplied to buildings by PV systems?	PV systems connected to buildings	On-grid Off-grid Operation & Maintenance BESS (Battery energy storage system) DSM (Demand Side Management) LPSP (Loss of Power Supply Probability) PR (Performance Ratio) Peak Sun Hours MPPT (Maximum Power Point Tracking)
RQ 4: Under what conditions is it technically and economically feasible to instal PV systems in self-consumption mode?	Technical feasibility of installing PV systems	NPV (Net Present Value) Sensitivity analysis Cost of energy
	Economic viability of installing PV systems	



		LCOE (Levelized cost of electricity)
		Grid Parity
		IRR (Internal rate of return)
		LCA (Life Cycle Assessment)
		<i>HOMER Pro</i>
		<i>Solarus PV</i>
		<i>PVsyst</i>
		<i>OpenDSS</i>
Simulation and modelling of PV systems		SAM (System Advisor Model)
		<i>Matlab</i>
		Monte Carlo model
		Multi-criteria modelling of PV
		Mathematical modelling of PV
		LP (Linear programming)
		Control algorithms
	Automation of PV systems	FLBC (Fuzzy Logic Based Controller)
		MPC (Model Predictive Control)
		Hybrid PSO-BPSO Algorithm
		Machine learning
		GIS (Geographic Information Systems)
		Three-dimensional analysis
		<i>RETScreen</i> software
RQ 6: What is the solar potential in Ecuador for developing PV systems?	Solar potential	<i>Meteonorm</i> software
	Solar radiation models	Angström - Prescott mathematical model

### III. RESULTS

The results of the bibliographic search are offered as a review report on PV systems in self-consumption mode through Tables III to VIII. In all cases, for each of the research questions (RQ), considering the categories and variables previously identified, the related bibliographic references and the frequency of appearance are shown.

**RQ 1:** What are the tariff incentives for self-consumption PV systems?

TABLE III. BIBLIOGRAPHIC REFERENCES AND FREQUENCY OF OCCURRENCE FOR RQ 1.

Categories	Variables	Bibliographical references	Frequency of occurrence
Incentives for installing PV systems	Net Billing	[14]	1
	Net Metering	[13]	1
	Feed-in Tariff	[13], [25], [26]	3
	Price of the kWh generated	[37]	1

The purpose of the first question was to identify incentive policies for PV generation. Few references and few proposals for incentives were found, which shows that for many national governments, it is still not a priority to promote the use of these technologies. According to Muñoz-Vizñay et al. [13]. The legislation regarding photovoltaic generation in Ecuador is relatively new, starting in 2018 with regulation ARCONEL003/18 [10]. It was updated in 2021 with regulation ARCERNNR-001/2021 [11]. Despite the incentives provided, the number of grid-connected photovoltaic system installations is low, with approximately 100 installations throughout the country as of 2021 [12]. This can be attributed to factors such as administrative procedures and the cost of the systems, among others.

**RQ 2:** How are PV systems connected to buildings?

Buildings using PV systems are increasing. The trend is towards the integration of PV panels on the roof and ceiling of buildings according to their spatial orientation concerning the

movement of the sun and considering the shadow effect as well as the angle of inclination of the panels [21]. From the perspective of integrating PV generation in the natural environment and the geographical context of a particular region, the incorporation of organic architecture [18] and the idea of urban metabolism [19] are two additional intriguing aspects that the literature has revealed. Even so, few references address the problem of construction infrastructure in the development of PV systems for self-consumption in Ecuador.

TABLE IV. BIBLIOGRAPHIC REFERENCES AND FREQUENCY OF OCCURRENCE FOR RQ 2.

Categories	Variables	Bibliographical references	Frequency of occurrence
BIPV: Building Integrated PV	Total carbon emissions	[16]	1
	Sustainability indicators	[17]	1
	Organic architecture	[18]	1
	Electrical performance	[56]	1
BAPV: Building Attached PV	Urban metabolism	[19]	1
	Impact of renewables	[38]	1
	Electricity yield	[44]	1
	Simulation	[36]	1
	Architectural design	[20], [21]	2

**RQ 3:** How is energy supplied to buildings from PV systems?

The type of electrical connection is one of the most referenced topics in the literature. In the case of Ecuador, the greatest efforts have been made towards the rural electrification of remote areas without connection to the interconnected electricity system, which is why there are a greater number of publications describing experiences with off-grid systems compared to on-grid systems, as shown in Table V.

TABLE V. BIBLIOGRAPHIC REFERENCES AND FREQUENCY OF OCCURRENCE FOR RQ 3.

Categories	Variables	Bibliographical references	Frequency of occurrence
PV systems connected to buildings	On-grid	[13], [16], [59]–[62], [21], [22], [32], [34], [46], [49], [57], [58]	14
	Off-grid	[18], [25], [39], [41]–[44], [50], [57], [62]–[64], [26], [65]–[68], [27], [28], [30], [31], [34], [37], [38]	25

Another interesting particularity regarding the connectivity of PV systems is the purpose given to this generation source in systems that interact with the electricity grid on the Ecuadorian mainland: mostly used to supply power supply stations for electric cars and electric passenger trams [32], lighting systems [69], a water desalination plant located on Floreana Island [34], and low voltage grids in sensitive areas such as the Galapagos Islands [60], [61].

In Ecuador, so far, small-scale PV applications (100 kW) have typically been restricted to the fields of telecommunications (powering repeaters, antennas) and rural electrification (mini-grids, tourist homes, etc.) [26]. On the other hand, since approximately 2014, research has been conducted on PV systems combined with control systems to efficiently manage the electricity demand of small and medium-sized consumers [21], [70].

In addition to these experiences, an analysis of the research conducted in Ecuador regarding grid-connected PV systems concludes that this field of study is relatively new, with research conducted to determine their reliability, optimisation, and cost-effectiveness. For example, [71] conducted an estimation of PV potential in urban environments based on architectural conditions and building consumption. This study concludes that (in one case study), savings of up to 16 metric tonnes of liquefied petroleum gas can be achieved simply by using PV systems and proper demand-side management.

In addition to this, specific applications of electricity consumption in buildings such as lighting and air conditioning systems, which use electricity generation from PV systems, have been studied in Ecuador [21], [69]. These studies conclude that this type of consumption can be supplied solely with solar PV energy available in the building itself, achieving savings in annual billing of up to 58%. In the same context, other studies [72]–[74] conclude that Ecuador has great potential for the installation of PV in buildings, mainly due to its geographical location with latitudes close to zero, which allows PV systems to easily adapt to the existing slope of buildings without affecting their production. Other studies have also focused on economic analyses and user incentives for the implementation of grid-connected PV systems. For example, [14] concluded that grid parity could not be achieved without some kind of incentive.

Among the Ecuadorian universities that have pioneered the installation of PV systems in their buildings, we can mention the Salesian Polytechnic University (Cuenca campus) [75], and the Particular Technical University of Loja [76]. The UPS installed a PV system applied to

electromobility in 2018. The system has an installed capacity of 13.2 kWp in an area of 73.3 m<sup>2</sup> and serves for self-consumption of buildings on its university campus and for recharging two motorbikes and two electric cars. On the other hand, in 2019, the UTPL installed one PV system composed of 68 panels of 275 watts that are connected to the electricity grid, which has allowed it to produce about 20% of the energy consumed in a building with the consequent economic savings in billing. Note that a few days ago, the UTPL installed the second stage of this system with an extension of 55 kWp, which generated an average annual energy of 85 MWh.

Finally, it is worth mentioning that Ecuador already has a regulation for micro-electricity generation [11]. This new regulation promotes PV generation for small prosumers (a neologism for producer and consumer), which will allow buildings to cover their electricity demand and deliver the surplus to the National Interconnected System. However, the use of this regulation is still limited in our country, especially due to a lack of knowledge and experimental studies that demonstrate or refute the technical and economic viability of grid-connected PV systems.

**RQ 4:** Under what conditions is it technically and economically feasible to instal PV systems in self-consumption mode?

TABLE VI. BIBLIOGRAPHIC REFERENCES AND FREQUENCY OF OCCURRENCE FOR RQ 4.

Categories	Variables	Bibliographical references	Frequency of occurrence
Technical feasibility of installing PV systems	Operation & Maintenance	[25]–[27]	3
	BESS (Battery energy storage system)	[18], [30]–[33], [43]	6
	DSM (Demand Side Management)	[61]	1
	LPS (Loss of Power Supply Probability)	[18]	1
	PR (Performance Ratio)	[20]	1
	Peak Sun Hours	[41], [43]	2
	MPPT (Maximum Power Point Tracking)	[18], [28], [29]	3
Economic viability of installing PV systems	Net Present Value (NPV)	[21], [27], [39], [30], [32]–[38]	11
	Sensitivity analysis	[33], [35]	2
	Cost of energy	[13], [27], [31], [34], [35], [37]–[39], [42], [43]	10
	Levelized cost of electricity (LCOE)	[14], [18], [21], [40], [41]	5
	Grid Parity	[14], [21]	2
	Internal rate of return (IRR)	[36]	1
	LCA (Life Cycle Assessment)	[16], [25], [26]	3

From a technical point of view, it was found that the criteria related to the operation and maintenance of the system, the use of a storage system, and the point of maximum power had a greater presence in the studies consulted. This result

offers important guidelines to direct the technical analysis of PV systems in the self-consumption modality in Ecuador.

On the economic side, the most important variables, judging by the results shown, are the net present cost, the cost of energy, and the levelized cost of electricity. The stated objective is to determine the economic conditions that are favourable for obtaining a cost of PV energy that is lower than the current price of conventional electricity [21] and on that basis to establish national policies that promote the use of this technology.

**RQ 5:** Which platforms allow the simulation and automation of PV systems in self-consumption mode?

TABLE VII. BIBLIOGRAPHIC REFERENCES AND FREQUENCY OF OCCURRENCE FOR RQ 5..

Categories	Variables	Bibliographical references	Frequency of occurrence
Simulation and modelling of PV systems	<i>HOMER Pro</i>	[27], [30], [31], [34], [37], [38], [42]	7
	<i>Solaris PV</i>	[36]	1
	<i>PVsyst</i>	[20], [39], [41], [43]	4
	<i>OpenDSS</i>	[14]	1
	SAM (System Advisor Model)	[44], [73]	2
	<i>Matlab</i>	[18], [22], [27], [30], [31], [57], [60], [64], [66], [77]	10
	Monte Carlo model	[14]	1
	Multi-criteria modelling of PV	[43], [78]	2
	Mathematical modelling of PV	[35], [40]	2
	LP (Linear programming)	[65], [66]	2
Automation of PV systems	Control algorithms	[28], [29], [33], [45]	4
	FLBC (Fuzzy Logic Based Controller)	[46]	1
	MPC (Model Predictive Control)	[31]	1
	Hybrid PSO- BPSO Algorithm	[30]	1
	Machine learning	[35], [77]	2

Based on the analysis in Table VII, PV systems simulation is generally carried out in Matlab and with the use of HOMER Pro, followed by the simulation software PVsyst, which has the highest frequency appearing in ten, eight, and four articles consulted. In the case of Matlab, designed for numerical computation, modelling and simulation, and data analysis and processing, its wide use in scientific and research fields is due to the availability of several specialised tools and libraries and a very user-friendly graphical environment [22]. HOMER Pro is a very powerful simulator that determines the cost of energy, net present cost, operation and maintenance cost, and initial capital for each simulation result [27].

As far as PV automation is concerned, the highest frequency of related articles has to do with the use of control algorithms, in some cases focused on increasing the amount of PV energy and the arrangement of PV panels, DC/DC

micro converters, and implementing a proper maximum power point tracking technique [28], [35]; and in other cases, optimising the sizing of hybrid energy systems, including PV generators, also with the use of control algorithms [33], [45].

All the platforms referred to for the simulation and automation of self-consumption PV systems have been used to a greater or lesser extent in Ecuador.

**RQ 6:** What is the solar potential in Ecuador for developing PV systems?

Ecuador has a great solar potential, especially due to its geographical location at latitudes close to zero; however, the implementation of PV systems for self-consumption requires an exhaustive evaluation of the solar potential in situ. According to Table VIII, the two most referenced options correspond to the use of geographic information systems (GIS) and meteorological software.

TABLE VIII. BIBLIOGRAPHIC REFERENCES AND FREQUENCY OF OCCURRENCE FOR RQ 6.

Categories	Variables	Bibliographical references	Frequency of occurrence
Solar potential	GIS (Geographic Information Systems)	[47]–[49]	3
	Three- dimensional analysis	[17]	1
	RETScreen software	[43]	1
	Meteonorm software	[36], [39], [50]	3
Solar radiation models	Angström - Prescott mathematical model	[51]	1

With the use of GIS, the areas with the greatest potential for developing PV systems have been identified. The Andes Mountain range and the Insular region, especially in the provinces of Loja, Pichincha, and the Galapagos Islands, are recognised as having the greatest potential [47]. Meteonorm Software is a simulator annexed to Solaris PV with a worldwide recognised database and is used in many scientific publications [36], [50]. The only mathematical model of solar radiation described in the literature was the Angström- Prescott mathematical model, modified by Page, which allows the estimation of the solar resource in each area using correlated equations [51].

#### IV. CASE STUDIES

Analysing the actual operation of PV systems in Ecuador is crucial when assessing their economic and functional performance. For this reason, this review includes the analysis of three case studies that are currently in operation.

The data correspond to three residential grid-connected PV installations under the current regulation. These installations are in the provinces of Manabí and Pichincha. The data for the installations is summarised in Table IX.

The PV systems use Fronius technology and are monitored using the *SolarWeb* system with data recorded every 5 min. Fig. 3 shows the monitoring data for Residence 3 for one day.

The graph shows consumption, self-consumed power, and power exported to the grid.

For the analysis of the case studies, records of one year of operation were implemented. Building power consumption,

PV production, and PV surplus for the whole year based on hourly operations were analysed in detail. As an illustrative example of the case studies, Fig. 4 shows the PV production and consumption of Residence 3.

TABLE IX. CHARACTERISTICS OF THE INSTALLED AND MONITORED PV SYSTEMS FOR THE CASE STUDIES.

Nº	Name	Location	Avg. monthly consumption (kWh)	PV power (kW)	Number of solar panels	Avg. monthly PV production	Payback time (years)
1	Residence 1	Manta	2153	8.25	30	1012	≈ 4
2	Residence 2	Quito	1926	5.23	20	640	≈ 3
3	Residence 3	Quito	4962	31.20	78	3065	≈ 2

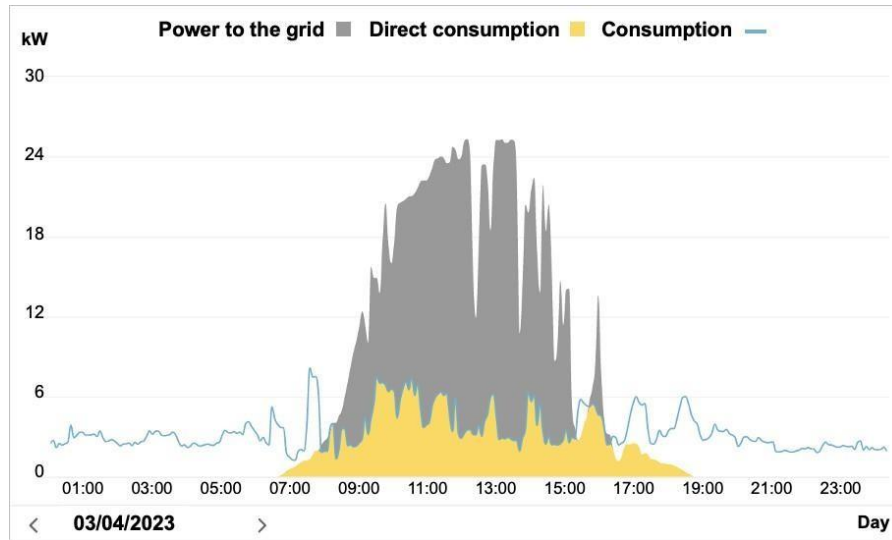


Fig. 3. One-day monitoring PV system in Residence 3.

In the analysis of the operation of the three systems, it is possible to identify the uniformity of production throughout the year due to the location close to the equator.

For the economic analysis, the tariff system corresponding to the location of each system was used, considering the coverage and tariffs of each electricity company.

The company that installed the PV systems provided the installation information and costs. The analysis includes an annual degradation of 1%, inverter replacement after 12 years, a maintenance value corresponding to 1% of the cost of the devices, and a life span of 25 years.

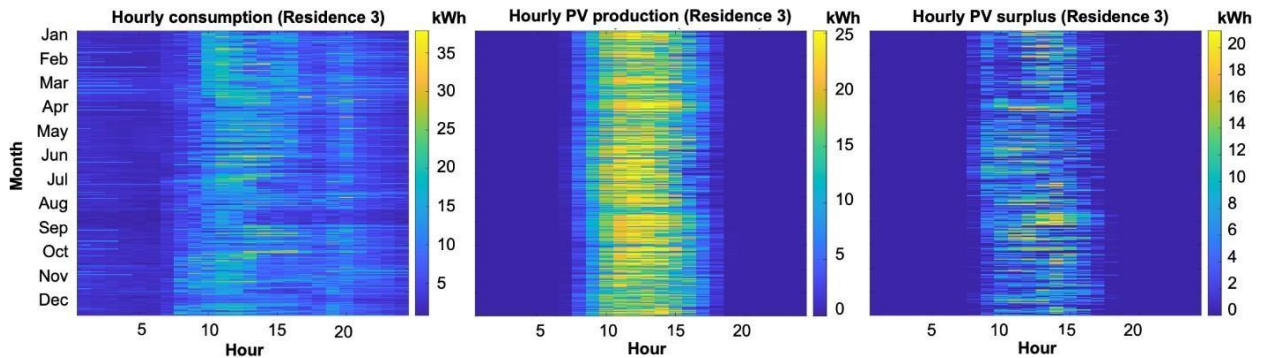


Fig. 4. Annual Building consumption, PV production, and PV surplus based on hourly operations in Residence 3.

As presented in Table IX, the payback time periods for the investment are very favourable due to the staggered tariff system in force in Ecuador. Under this system, residential users with high consumption are charged higher prices.

The data also show that the lowest payback period corresponds to the system with the best dimensioning, i.e., the system with the closest PV production to consumption. In addition, the high monthly consumption allows considerable savings to be made due to the high cost of electricity that would no longer be paid for in the tariff bands where these customers are located.

## V. CONCLUSIONS

Because of the bibliographic research carried out, it was possible to establish the state of the art concerning PV systems in the self-consumption mode in Ecuador. To achieve this result, the SLR methodology proposed in other scientific papers was used.

The conceptual map was elaborated, and the bibliographic search was structured at six levels directly related to the research questions. With the search script, bibliographic research was conducted, defining categories and variables for each research question.

The most significant aspects can be summarised as follows: insufficient governmental efforts to promote the use of PV generation and limited application of incentive policies; the trend towards the use of infrastructures that incorporate solar panels as part of building facades and roofs; more widespread use of off-grid systems about on-grid systems in Ecuadorian territory; the joint use of multiple criteria for analysing the technical and economic feasibility of using PV systems; as well as the use of a wide variety of simulators and software for modelling systems and control algorithms for their automation.

In the case study section, three PV systems of residential customers with connections to the electricity grid in self-consumption mode are presented. In all three cases, the systems located both in the highlands and on Ecuador's coast were found to function adequately. The economic analysis shows excellent profitability (returns on investment of fewer than four years) for the three cases, considering that they have high monthly consumption (over 1900 kWh), which differs considerably from the average consumption of residential customers.

Finally, the recognition of Ecuador's solar potential for the implementation of PV systems for self-consumption, especially in areas of the Andes Mountains, the Southern Region of Ecuador, and the Galapagos Islands.

## ACKNOWLEDGMENT

The authors acknowledge the support of the 'Universidad Nacional de Loja' by means of the research project: 34-DI-FEIRNNR-2021 'Desarrollo de un sistema de soporte de decisiones para el autoconsumo fotovoltaico en el Ecuador'.

## REFERENCES

- [1] P. Bastida Molina, J. Á. Saiz Jiménez, M. P. Molina Palomares, and B. Álvarez Valenzuela, "INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS DE AUTOCONSUMO PARA PEQUEÑAS INSTALACIONES. APLICACIÓN A UNA NAVE INDUSTRIAL," *3C Tecnol. (Edición 21)*, vol. 6, no. 1, pp. 1–14, 2017.
- [2] WBCSD, "Low Carbon Technology Partnerships initiative." 2016.
- [3] BBC, "Solar power deal will lower social tenants' energy bills," 2017. [Online]. Available: <https://www.bbc.com/news/business-41122433>. [Accessed: 08-Jun-2018].
- [4] Energia, "Sao Paulo instala sistemas solares piloto en viviendas sociales.," 2016. [Online]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/sao-paulo-instala-sistemas-solares-piloto-en-viviendas-sociales/>. [Accessed: 08-Jun-2018].
- [5] SolarPower, "PV on social housing – potential business models and case studies.," 2017. [Online]. Available: <http://www.solarpowereurope.org/newsletter-archives/april-2017/our-news/pv-on-social-housing-potential-business-models-and-case-studies/>. [Accessed: 08-Jun-2018].
- [6] IEA PVPS, *Trends 2017 in photovoltaic applications*. 2017.
- [7] T. Yang and A. K. Athienitis, "A review of research and developments of building-integrated photovoltaic/thermal (BIPV/T) systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 66, pp. 886–912, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.07.011.
- [8] E. Biyik *et al.*, "A key review of building integrated photovoltaic ( BIPV ) systems," *Eng. Sci. Technol. an Int. J.*, 2017, doi: 10.1016/j.jestech.2017.01.009.
- [9] IEA, "World Energy Statistics 2017." IEA, Paris, 2017, doi: [http://dx.doi.org/10.1787/world\\_energy\\_stats-2017-en](http://dx.doi.org/10.1787/world_energy_stats-2017-en).
- [10] ARCONEL, "Resolución N° ARCONEL-003/18 – Regulación para la Microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica," Quito, 2018.
- [11] ARCERNNR, "RESOLUCIÓN Nro. ARCERNNR -001/2021," Quito, 2021.
- [12] ARCERNNR, "REGISTRO NACIONAL DE AUTORIZACIONES PARA CONSUMIDORES CON SFV," Quito, 2021.
- [13] J. Patricio Muñoz-Vizhnay, M. Vinicio Rojas-Moncayo, and C. Raul Barreto-Calle, "INCENTIVE PERTAINING TO ENERGY THE GENERATION DISTRIBUTED IN ECUADOR," *INGENIUS-REVISTA Cienc. Y Tecnol.*, no. 19, pp. 60–68, 2018, doi: 10.17163/ings.n19.2018.06.
- [14] P. Benalcazar, J. Lara, and M. Samper, "Distributed Photovoltaic Generation in Ecuador: Economic Analysis and Incentives Mechanisms," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 18, no. 3, pp. 564–572, 2020, doi: 10.1109/TLA.2020.9082728.
- [15] N. Manoj Kumar, K. Sudhakar, and M. Samykano, "Performance comparison of BAPV and BIPV systems with c-Si, CIS and CdTe photovoltaic technologies under tropical weather conditions," *Case Stud. Therm. Eng.*, no. 13, 2019.
- [16] D. Jacome Polit, D. Maldonado, and D. Davalos, "Solar might not always be a green source of energy," in *ICSDEC 2016 - INTEGRATING DATA SCIENCE, CONSTRUCTION AND SUSTAINABILITY*, 2016, vol. 145, pp. 611–621, doi: 10.1016/j.proeng.2016.04.051.
- [17] A. Barragan-Escandon, E. Zalamea-Leon, and J. Terrados-Cepeda, "Incidence of Photovoltaics in Cities Based on Indicators of Occupancy and Urban Sustainability," *ENERGIES*, vol. 12, no. 5, Mar. 2019, doi: 10.3390/en12050810.
- [18] D. Icaza, D. Borge-Diez, S. Pulla Galindo, and C. Flores-Vazquez, "Modeling and Simulation of a Hybrid System of Solar Panels and Wind Turbines for the Supply of Autonomous Electrical Energy to Organic Architectures," *ENERGIES*, vol. 13, no. 18, Sep. 2020, doi: 10.3390/en13184649.
- [19] M. Maks Davis, "Beyond Petroleum: A look at the impact of electric cars in the three main cities of Ecuador," *ESTOA-REVISTA LA Fac. Arquít. Y Urban. LA Univ. CUENCA*, vol. 6, no. 10, pp. 151–158, 2017, doi: 10.18537/est.v006.n010.13.
- [20] M. Quinde-Abril, J. Calle-Siguencia, and J. Amador Guerra, "Design of a Photovoltaic System for Self-consumption in Buildings at High-Altitude Cities Located in the Equator," *Smart Innov. Syst. Technol.*, vol. 252, pp. 433–443, 2022, doi: 10.1007/978-981-16-4126-8\_39.
- [21] J. Solano, L. Olivieri, and E. Caamano, "HVAC systems using PV technology: Economic feasibility analysis in commercial buildings of Ecuador," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 2, pp. 767–772, 2016, doi: 10.1109/TLA.2016.7437221.
- [22] P. Lojano, J. Cabrera, A. Lojano, D. Morales, and D. Icaza, "Voltage data collection using arduino and matlab of a photovoltaic wind power system in the locality of tarqui the cuenca ecuador," in *8th International Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA 2019*, 2019, pp. 582–586, doi: 10.1109/ICRERA47325.2019.8997035.
- [23] Thiago de Santana Souza, Bruno Santos Nascimento, Daniel Costa Santo, Genario de Jesus da Silva, Diego Lopes Coriolano, and José Espinola da Silva Junior, "APLICAÇÕES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO OFF-GRID," 2021.

- [24] Ana Cláudia Marassá Roza Boso, Camila Pires Cremasco Gabriel, and Luís Roberto Almeida Gabriel Filho, "ANÁLISE DE CUSTOS DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ON-GRID E OFF-GRID NO BRASIL," *Rev. Científica An. Bras.*, vol. 8, no. 12, pp. 57–66, 2015.
- [25] S. Feron, H. Heinrichs, and R. R. Cordero, "Are the Rural Electrification Efforts in the Ecuadorian Amazon Sustainable?," *SUSTAINABILITY*, vol. 8, no. 5, May 2016, doi: 10.3390/su8050443.
- [26] S. Feron, R. R. Cordero, and F. Labbe, "Rural electrification efforts based on off-grid photovoltaic systems in the Andean Region: Comparative assessment of their sustainability," *Sustain.*, 2017, doi: 10.3390/su9101825.
- [27] J. Lata-García, C. Reyes-Lopez, F. Jurado, L. M. Fernández-Ramírez, and H. Sanchez, "Sizing optimization of a small hydro/photovoltaic hybrid system for electricity generation in Santay Island, Ecuador by two methods," in *2017 CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies, CHILECON 2017 - Proceedings*, 2017, vol. 2017-Janua, pp. 1–6, doi: 10.1109/CHILECON.2017.8229539.
- [28] J. Vargas, J. Medina, M. Pozo, E. Avila, N. Pozo, and G. Salazar, "Analysis of the use of micro DC/DC converters focused on the maximum extraction of energy in photovoltaic farm," *ENFOQUE UTE*, vol. 10, no. 1, pp. 205–217, 2019, doi: 10.29019/enfoqueute.v10n1.441.
- [29] J. Vargas, J. Medina, M. Pozo, N. Pozo, and G. Salazar, "Improving of the Photovoltaic High Power Plant Generation Using DC/DC Micro Converters," in *PROCEEDINGS 3RD INTERNATIONAL CONFERENCE ON INFORMATION SYSTEMS AND COMPUTER SCIENCE (INCISCOS 2018)*, 2018, pp. 171–178, doi: 10.1109/INCISCOS.2018.00032.
- [30] O. Llerena-Pizarro, N. Proenza-Perez, C. E. Tuna, and J. L. Silveira, "A PSO-BPSO technique for hybrid power generation system sizing," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 18, no. 8, pp. 1362–1370, 2020, doi: 10.1109/TLA.2020.9111671.
- [31] A. Salazar *et al.*, "Model predictive control-based energy management system for isolated electro-thermal microgrids in rural areas of Ecuador," in *2021 23rd European Conference on Power Electronics and Applications, EPE 2021 ECCE Europe*, 2021.
- [32] P. Arévalo, A. Cano, and F. Jurado, "Comparative study of two new energy control systems based on PEMFC for a hybrid tramway in Ecuador," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 46, pp. 25357–25377, 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.06.212.
- [33] P. Arevalo, D. Benavides, J. Lata-Garcia, and F. Jurado, "Techno-economic evaluation of renewable energy systems combining PV-WT-HKT sources: Effects of energy management under Ecuadorian conditions," *Int. Trans. Electr. ENERGY Syst.*, vol. 30, no. 10, Oct. 2020, doi: 10.1002/2050-7038.12567.
- [34] F. Amoroso *et al.*, "Simulations of solar power systems to provide electricity to a model water desalination plant in Floreana Island, Ecuador," in *Proceedings of the ASME 2021 15th International Conference on Energy Sustainability, ES 2021*, 2021, doi: 10.1115/ES2021-62841.
- [35] P. Arevalo, A. Cano, J. Benavides, and F. Jurado, "Feasibility study of a renewable system (PV/HKT/GB) for hybrid tramway based on fuel cell and super capacitor," *IET Renew. POWER Gener.*, vol. 15, no. 3, pp. 491–503, Feb. 2021, doi: 10.1049/rpg2.12056.
- [36] I. Bermeo, L. Matute, E. Barragán-Escandón, X. Serrano-Guerrero, and E. Zalamea-León, "Technical and economic feasibility study of a solar plant on a commercial surface in azogues, Ecuador," *Renew. Energy Power Qual. J.*, vol. 19, pp. 177–183, 2021, doi: 10.24084/repqj19.250.
- [37] J. Lata Garcia, F. Jurado, and V. Larco, "Review and resource assessment, solar energy in different region in Ecuador," in *2018 INTERNATIONAL CONFERENCE ON RENEWABLE ENERGY AND ENVIRONMENTAL ENGINEERING (REEE 2018)*, 2019, vol. 80, doi: 10.1051/e3sconf/20198001003.
- [38] R. Hidalgo-Leon *et al.*, "Impact of the Reduction of Diesel Fuel Subsidy in the Design of an Off-Grid Hybrid Power System: A Case Study of the Bellavista Community in Ecuador," *ENERGIES*, vol. 14, no. 6, Mar. 2021, doi: 10.3390/en14061730.
- [39] E. Mora-Villagómez and C. Reyes-López, "Sustainable Management Model of Rural Electrification Project Isolated by Renewable Photovoltaic Energy," *Smart Innov. Syst. Technol.*, vol. 252, pp. 455–465, 2022, doi: 10.1007/978-981-16-4126-8\_41.
- [40] P. Benalcazar, A. Suski, and J. Kaminski, "Optimal Sizing and Scheduling of Hybrid Energy Systems: The Cases of Morona Santiago and the Galapagos Islands," *ENERGIES*, vol. 13, no. 15, 2020, doi: 10.3390/en13153933.
- [41] R. R. Romero, A. R. Villacorta, and D. Icaza, "Design of a Photovoltaic Station for Electromobility to be located in the Campus 'luis Cordero El Grande' of the Catholic University of Cuenca," in *9th International Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA 2020*, 2020, pp. 532–537, doi: 10.1109/ICRERA49962.2020.9242795.
- [42] J. Barzola-Monteses and M. Espinoza-Andaluz, "Performance analysis of hybrid solar/H2/battery renewable energy system for residential electrification," in *Energy Procedia*, 2019, vol. 158, pp. 9–14, doi: 10.1016/j.egypro.2019.01.024.
- [43] A. Rios, J. Guaman, C. Vargas, and M. Garcia, "Design, Dimensioning, and Installation of Isolated Photovoltaic Solar Charging Station in Tungurahua, Ecuador," *Int. J. Renew. ENERGY Res.*, vol. 7, no. 1, pp. 234–242, 2017.
- [44] I. F. Izquierdo-Torres, M. G. Pacheco-Portilla, L. G. Gonzalez-Morales, and E. F. Zalamea-Leon, "PHOTOVOLTAIC SIMULATION CONSIDERING BUILDING INTEGRATION PARAMETERS," *INGENIUS-REVISTA Cienc. Y Tecnol.*, no. 21, pp. 21–31, 2019, doi: 10.17163/ings.n21.2019.02.
- [45] J. Acosta *et al.*, "A hybrid generation system modeling for residential use in isolated areas of Ecuador," in *IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)*, 2021, vol. 2021-Octob, doi: 10.1109/IECON48115.2021.9589580.
- [46] N. Pozo and M. Pozo, "Battery Energy Storage System for a Hybrid Generation System Grid Connected using Fuzzy Controllers," in *2017 IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE - LATIN AMERICA (ISGT LATIN AMERICA)*, 2017.
- [47] J. Cevallos-Sierra and J. Ramos-Martin, "Spatial assessment of the potential of renewable energy: The case of Ecuador," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, pp. 1154–1165, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.08.015.
- [48] V. A. Martínez, M. Rodríguez, J. J. Bravo, A. Vázquez, J. A. Valencia, and C. A. Bowen, "Implementation of a Geographic Information System for Sustainable Development, at the Universidad Tecnica de Manabi [Implementación de un Sistema de Información Geográfica para el Desarrollo Sostenible, en la Universidad Técnica de Manabí (Ecuador)]," *Espacios*, vol. 40, no. 39, 2019.
- [49] W. M. Saltos Arauz, M. Rodriguez Gamez, A. Vazquez Perez, M. Castro Fernandez, and V. H. Nieto Castro, "Geographic Information System and Microgrids," *Rev. Cuba. Ing.*, vol. 8, no. 1, pp. 24–29, 2017.
- [50] J. Urquizo, P. Singh, R. Hidalgo-Leon, P. Jacome-Ruiz, and G. Soriano, "Design and Implementation of a Stand-Alone Photovoltaic-Powered Phone Booth," in *2017 IEEE GLOBAL HUMANITARIAN TECHNOLOGY CONFERENCE (GHTC)*, 2017, pp. 722–727.
- [51] J. Calle Siguencia and O. Tinoco Gomez, "OBTAINING OF SHW WITH SOLAR ENERGY IN THE CANTON CUENCA AND ANALYSIS OF ENVIRONMENTAL POLLUTION," *INGENIUS-REVISTA Cienc. Y Tecnol.*, no. 19, pp. 89–101, 2018, doi: 10.17163/ings.n19.2018.09.
- [52] J. Maldonado-Correa, S. Martín-Martínez, E. Artigao, and E. Gómez-Lázaro, "Using SCADA Data for Wind Turbine Condition Monitoring: A Systematic Literature Review," *Energies*, vol. 13, no. 12, 2020, doi: 10.3390/en13123132.
- [53] P. V Torres-Carrión, C. S. González-González, S. Aciar, and G. Rodríguez-Morales, "Methodology for systematic literature review applied to engineering and education," in *2018 IEEE Global Engineering Education Conference (EDUCON)*, 2018, pp. 1364–1373, doi: 10.1109/EDUCON.2018.8363388.
- [54] B. Kitchenham, "Procedures for Performing Systematic Reviews," Keele, UK, 2004.
- [55] C. de Zayas and V. Sierra, "La investigación científica en la

sociedad del conocimiento,” *Mater. apoyo a la docencia. La habana*, p. 147, 2002.

- [56] I. Asanov, F. Flores, D. McKenzie, M. Mensmann, and M. Schulte, “Remote-learning, time-use, and mental health of Ecuadorian high-school students during the COVID-19 quarantine,” *WORLD Dev.*, vol. 138, Feb. 2021, doi: 10.1016/j.worlddev.2020.105225.
- [57] I. Daniel, J. B. Cabrera, and P. Arias, “Solar energy supply for the Rural Parish GAD’s of Ecuador,” in *2018 IEEE ANDESCON*, 2018.
- [58] H. R. J. Littlewood J., Ed., “Energy Procedia,” in *Energy Procedia*, 2017, vol. 134.
- [59] D. Icaza, F. Jurado, and S. P. Galindo, “What is of interest that the buildings of the public electrical companies are also provided with solar energy? Case study ‘empresa Eléctrica Centro sur C.A.’ in Cuenca-Ecuador,” in *9th International Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA 2020*, 2020, pp. 377–383, doi: 10.1109/ICRERA49962.2020.9242862.
- [60] D. X. Morales, Y. Besanger, C. Alvarez Bel, and R. D. Medina, “Impact Assessment of New Services in the Galapagos Low Voltage Network,” in *2016 IEEE PES TRANSMISSION & DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION-LATIN AMERICA (PES T&D-LA)*, 2016.
- [61] D. X. Morales, Y. Besanger, S. Sami, and C. Alvarez Bel, “Assessment of the impact of intelligent DSM methods in the Galapagos Islands toward a Smart Grid,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 146, pp. 308–320, 2017, doi: 10.1016/j.epr.2017.02.003.
- [62] M. Rodríguez, A. Salazar, D. Arcos-Aviles, J. Llanos, W. Martínez, and E. Motoasca, “A Brief Approach of Microgrids Implementation in Ecuador: A Review,” *Lect. Notes Electr. Eng.*, vol. 762 LNEE, pp. 149–163, 2021, doi: 10.1007/978-3-030-72208-1\_12.
- [63] V. G. Gonzalez, D. Icaza, J. D. Posgrados, and D. De Tesis, “Design of Lighting Systems using Solar Energy Sources for Rural Outdoor use: Case Study of the Guapán Hot Springs Tourism Project,” in *9th International Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA 2020*, 2020, pp. 520–525, doi: 10.1109/ICRERA49962.2020.9242856.
- [64] L. C. Herrera, D. Icaza, M. C. Herrera, F. M. Nova, F. Icaza, and M. Flores, “System of generation of energy based on solar energy for the rural political movements centers,” in *8th International Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA 2019*, 2019, pp. 100–106, doi: 10.1109/ICRERA47325.2019.8996774.
- [65] M. C. Herrera *et al.*, “Modeling and simulation of the electrical characteristics of the space satellite prototype UCACUETEL based on the ecuadorian experience PEGASO,” in *8th International Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA 2019*, 2019, pp. 89–93, doi: 10.1109/ICRERA47325.2019.8996684.
- [66] D. Icaza, F. Cordova, and M. Avila, “Modeling and Simulation of a Solar System in the Quingeo Church in Ecuador,” in *6th IEEE International Conference on Smart Grid, icSmartGrids 2018*, 2019, pp. 158–163, doi: 10.1109/ISGWCP.2018.8634526.
- [67] J. Urquiza, P. Singh, R. Hidalgo-Leon, V. Villavicencio, and G. Soriano, “Rehabilitation of Solar Home Systems and Sustainable Development for an Island Community in Ecuador,” in *2019 IEEE GLOBAL HUMANITARIAN TECHNOLOGY CONFERENCE (GHTC)*, 2019, pp. 164–171.
- [68] V. Villavicencio *et al.*, “Impact Assessment of Solar Home System Rehabilitation in the Rural Community ‘Cerrito de los Morrenos’,” Ecuador,” in *2020 IEEE GLOBAL HUMANITARIAN TECHNOLOGY CONFERENCE (GHTC)*, 2020, doi: 10.1109/GHTC46280.2020.9342861.
- [69] A. Hidalgo, L. Villacrés, R. Hechavarría, and D. Moya, “Proposed integration of a photovoltaic solar energy system and energy efficient technologies in the lighting system of the UTA- Ecuador,” in *Energy Procedia*, 2017, vol. 134, pp. 296–305, doi: 10.1016/j.egypro.2017.09.529.
- [70] C. Naranjo-Mendoza, G. Gaona, L.-V. Jesús, and J. Labus, “Performance analysis with future predictions of different solar cooling systems in Guayaquil, Ecuador,” *Proc. ASME 2014 8th Int. Conf. Energy Sustain. ES2014*, 2014.
- [71] S. Zambrano-Asanza, E. F. Zalamea-León, E. A. Barragán-Escandón, and A. Parra-González, “Urban photovoltaic potential estimation based on architectural conditions, production-demand matching, storage and the incorporation of new eco-efficient loads,” *Renew. Energy*, vol. 142, pp. 224–238, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.03.105.
- [72] 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*, 2019, doi: 10.1109/ROPEC48299.2019.9057102.
- [73] E. Zalamea-Leon, A. Barragan-Escandon, and P. Mendez-Santos, “Assessment of Photovoltaic Potential on Sloped Roofs on ecuatorial-andean housing typology. A hundred houses in Cuenca Ecuador as case study,” in *2018 IEEE ANDESCON*, 2018.
- [74] E. Zalamea-León, J. Mena-Campos, A. Barragán-Escandón, D. Parra-González, and P. Méndez-Santos, “Urban photovoltaic potential of inclined roofing for buildings in heritage centers in equatorial areas,” *J. Green Build.*, vol. 13, no. 3, pp. 45–69, 2018, doi: 10.3992/1943-4618.13.3.45.
- [75] PV magazine, “La Universidad Politécnica Salesiana de Cuenca, en Ecuador, inaugura su instalación fotovoltaica – pv magazine Latin America,” 2018. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine-latam.com/2018/12/06/la-universidad-politecnica-salesiana-de-cuenca-en-ecuador-inaugura-su-instalacion-fotovoltaica/>. [Accessed: 10-Sep-2020].
- [76] UTPL, “UTPL: pionera en autogenerar energía eléctrica en la Zona 7,” 2019. [Online]. Available: <https://noticias.utpl.edu.ec/utpl-pionera-en-autogenerar-energia-electrica-en-la-zona-7>. [Accessed: 10-Sep-2020].
- [77] D. J. Benavides, F. Jurado, and L. G. Gonzalez, “Data analysis and tools applied to modeling and simulation of a PV system in Ecuador,” *ENFOQUE UTE*, vol. 9, no. 4, pp. 1–12, 2018.
- [78] A. Barragan-Escandon, J. Terrados-Cepeda, E. Zalamea-Leon, and P. Arias-Reyes, “Electricity production using renewable resources in urban centres,” *Proc. Inst. Civ. Eng.*, vol. 171, no. 1, pp. 12–25, Feb. 2018, doi: 10.1680/jener.17.00003.

**Anexo 13.** Certificado de capacitación teórico/práctica de energía solar con conexión a red.



# CERTIFICADO DE PARTICIPACIÓN

Se otorga el presente certificado a:

**Jonathan Rafael Japón Sigcho**

**CI: 1105732968**

Por haber participado en la capacitación teórico/ práctica de energía solar con conexión a red en referencia al proceso código: SIE-UNL-011-2022, desarrollado del 7 al 14 de diciembre de 2022, con una duración total de 40 horas.



Firmado digitalmente por:  
**DAVID ANDRES  
AGUIRRE BURNEO**

ING. DAVID AGUIRRE BURNEO  
INSTRUCTOR  
RENOVAENERGIA SA

2022 - 12 - 14

FECHA

**Anexo 14.** Certificado de IEEE Ecuador Technical Chapters Meeting.

CONFERS THIS  
CERTIFICATE TO

**Miguel Ángel Caraballo Núñez, Juan Carlos Solano Jiménez, Ángel José Ordóñez Mendieta, Valeria del Rosario Herrera Salazar, Aníbal Andrés Lozano Mendoza and Jonathan Rafael Japón Sigcho**

Author(s) of the paper :

**Sel consumption PV systems Ecuador: systematic literature review and case studies**

Presented at the Ecuadorian Technical Chapters Meeting 2023, awarded in Ambato,  
Ecuador, October 10th - 13th, 2023



**Ing. Mónica Huerta, PhD**  
General Chair ETCM 2023



**Ing. José Varela, PhD**  
General Chair ETCM 2023

**Anexo 15.** Certificado de la traducción del resumen.

## English Speak Up Center


Nosotros "*English Speak Up Center*"

CERTIFICAMOS que

La traducción del resumen de Tesis titulado "DESARROLLO DE UNA GUÍA DE PROCEDIMIENTOS TÉCNICO-LEGALES Y EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA INSTALACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A RED EN LA REGIÓN SUR DEL ECUADOR." documento adjunto solicitado por el señor Jonathan Rafael Japón Sigcho con cédula de ciudadanía número 1105732968 ha sido realizada por el Centro Particular de Enseñanza de Idiomas "*English Speak Up Center*"

Esta es una traducción textual del documento adjunto. El traductor es competente y autorizado para realizar traducciones.

Loja, 7 de marzo de 2023

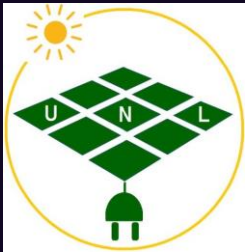
  
Mg. Sc. Elizabeth Sánchez Burneo  
DIRECTORA ACADÉMICA

DIRECCION: SUCRE 207 46 ENTRE AZUAY Y MIGUEL RIOFRIO

TELÉFONO: 099 5263 264

**Anexo 16.** Guía de procedimientos técnico – legales para la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a red en la Región Sur del Ecuador.





# GUÍA DE PROCEDIMIENTOS TÉCNICO-LEGALES PARA LA INSTALACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A RED EN LA REGIÓN SUR DEL ECUADOR

**Universidad Nacional de Loja**

Autor: Jonathan Japón



# Contenido

1. **Introducción**
2. **Normativas de aplicación**
3. **Antes de iniciar la tramitación**
4. **Generación distribuida para autoabastecimiento**
5. **Generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación**
6. **Ejemplo de un dimensionamiento de sistema fotovoltaico**
7. **Instalación de sistemas conectados a la red**
8. **Mantenimiento de la instalación**



## Siglas y Acrónimo

**ARCERNNR:** Agencia de Regulación y Control de energía y Recursos Naturales no Renovables.

**ARCONEL:** Agencia de Regulación y Control de Electricidad.

**SGDA:** Sistema de Generación Distribuida para el Autoabastecimiento.

**ERNR:** Energía Renovable no Convencional.

**IEEE:** Institute of Electrical and Eletronics Engineers.

**LOSPEE:** Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica.

**MERNNR:** Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables.

**RGLOSPEE:** Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica.

**SFV:** Sistema Fotovoltaico.

**SAPG:** Servicio de Alumbrado Público General.

**SCRCD:** Contrato Regulado para Comercialización Directa.

**CGD:** Central de Generación Distribuida.

**EGDH:** Empresa de Generación Distribuida Habilitada.

**EPGD:** Empresa Promotora de Generación Distribuida.

**ERNR:** Energía Renovable no Convencional.

**CNE:** Costo Nivelado de la Energía.

**MERNNR o MINISTERIO RECTOR:** Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

**PME:** Plan Maestro de Electricidad.

**PPS:** Proceso Público de Selección.

**SAE:** Servicio de Acreditación Ecuatoriana.

**PEE:** Servicio Público de Energía Eléctrica.

**NEC:** Normativa Ecuatoriana de constitución.





## 1. Introducción

Diversos factores han hecho que el sistema fotovoltaico haya experimentado poco crecimiento en el Ecuador. El primero y más importante es el poco conocimiento de las personas sobre el diseño e instalación, descuidando de esta manera los beneficios que esta brinda.

Actualmente, el Ecuador cuenta con una reglamentación nacional respecto a la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red en el Ecuador, pero muy pocas están al tanto de las mismas. Por lo que las empresas públicas y privadas, ya sean pequeñas, medianas o grandes, deben de incentivar a la ciudadanía implementando estrategias que les permitan incluir nuevas fuentes de generación de energía eléctrica renovable como la energía solar que permite tener una energía limpia.

Por ello, la presente guía de procedimientos técnico-legales para la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a red en la región sur del Ecuador, ayudara a que una persona normal pueda de una manera fácil y rápida obtener los conocimientos para realizar los trámites e instalación de un sistema fotovoltaico.



## 2. Normativas de aplicación

Regulación Nro. ARCERNNR-001/2021

Marco normativo de la generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica



Establece las disposiciones para el proceso de habilitación, conexión, instalación y operación de sistemas de generación distribuida basadas en fuentes de energía renovable para el autoabastecimiento de consumidores regulados, la cual es aplicable para los consumidores regulados que instalen y operen sistemas de generación distribuida para su abastecimiento, sincronizados a la red de distribución y para las Empresas Eléctricas Distribuidoras.

Regulación Nro. ARCERNNR-002/2021

Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación



Establece las condiciones técnicas y comerciales a cumplirse con respecto al desarrollo y operación de centrales de generación distribuida, de propiedad de empresas que sean habilitadas por el Ministerio Rector para ejecutar la actividad de generación, la cual es aplicable para: empresas que instalen, operen y administren centrales de generación distribuida en el país; distribuidoras a cuyas redes se conectan dichas centrales; y, el CENACE.



## 3. Antes de iniciar la tramitación



### Nota

Es responsabilidad del consumidor la operación y mantenimiento de las instalaciones y equipamiento del sistema fotovoltaico.



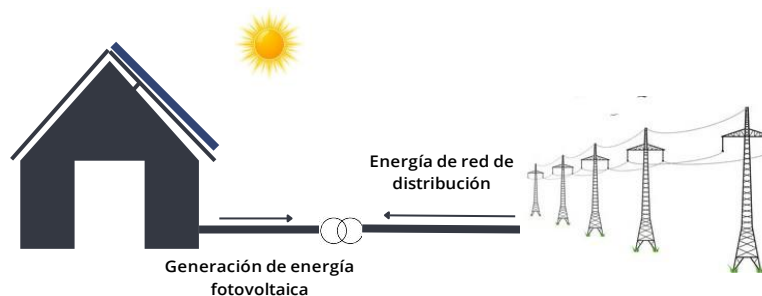
## 4. Generación distribuida para autoabastecimiento

Condiciones para sistemas de generación distribuida de consumidores regulados en modalidad de autoconsumo

- Tener una potencia nominal menor a 1 MW.
- Conectarse en sincronía a las redes del sistema de distribución, o a través de las instalaciones internas del consumidor.
- Aprovechar los recursos energéticos renovables que se encuentren en el área de servicio de la Distribuidora.
- Utilizar cualquier fuente de energía renovable con o sin almacenamiento de energía.

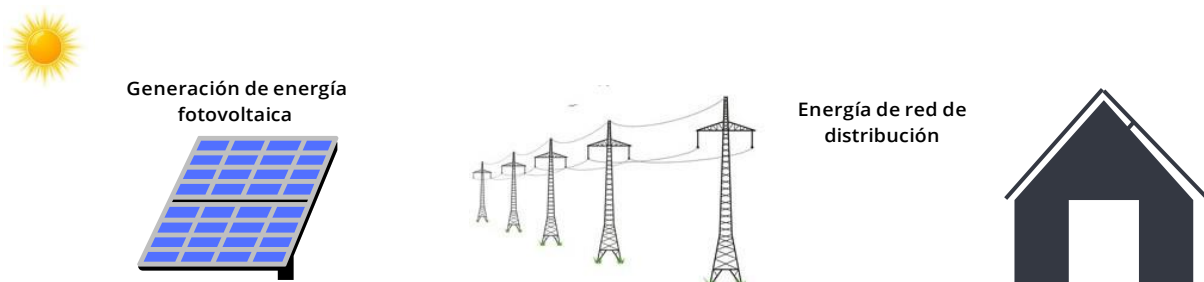
### Modalidades de generación distribuida para autoconsumo

*Sistema fotovoltaico ubicado en el mismo inmueble o predio del consumidor*



La distribuidora instalara un medidor bidireccional que permita registrar el consumo neto de energía por parte del consumidor.

*Sistema fotovoltaico ubicado en diferentes inmuebles o predios*







La distribuidora instalará un medidor de energía en el punto de conexión del sistema fotovoltaico que permita registrar la energía inyectada a la red de distribución y por otra parte instalará un medidor de energía para registrar el consumo de energía recibido de la distribuidora.



#### **Nota**

La distribuidora se encargará de la instalación de los equipos de medición requeridos; el cual será cancelado por parte del consumidor en la primera planilla de consumo.

## **Requisitos para tramitar la autorización de conexión, instalación y operación de consumidores con sistema fotovoltaico**

### *Dimensionamiento de la potencia nominal del SGDA*

Se deberá realizar un estudio técnico de carga y demanda de energía. Donde la producción anual de energía del sistema de generación distribuida para el autoabastecimiento deberá ser igual o menor que la demanda de energía anual del consumidor.

Para **consumidores existentes** se utilizará los datos de los últimos 24 meses junto con la proyección de demanda de energía durante la vida útil del sistema.

Para **nuevo consumidor** se podrá utilizar la proyección de demanda de energía durante la vida útil del sistema.

### *Solicitud de factibilidad de conexión de un SGDA*

El consumidor solicitará a la empresa distribuidora evaluar la factibilidad de conexión a la red de distribución indicando los aspectos tales como: datos del solicitante, ubicación del punto de conexión del SGDA, potencia nominal, número de fases, si dispone de sistema de almacenamiento de energía y energía anual a generar estimada.

Una vez entregada la factibilidad de conexión la empresa distribuidora lo ubicará en categoría 1 o categoría 2 de acuerdo a la demanda de potencia nominal según la siguiente tabla.



### CATEGORÍA 1

Monofásica menores o iguales a 10kW.

Bifásica menores o iguales a 20kW.

Trifásica menores o iguales a 30kW.

### CATEGORÍA 2

Potencias mayores a la de la categoría 1.

#### *Habilitación de los SGDA - Certificado de Calificación*

El prepotente deberá tramitar con la empresa distribuidora la obtención del Certificado de Calificación en el cual cuentan los siguientes requisitos:

- ♦ Factibilidad de Conexión.
- ♦ Ubicación del inmueble o predio donde se va a instalar el SGDA.
- ♦ Documento que acredite, la propiedad, posesión legítima del inmueble o predio donde se va a instalar el SGDA; o, en su defecto el contrato de arrendamiento, comodato o anticresis notariado del inmueble o predio donde se va a instalar el SGDA.
- ♦ Memoria técnica del proyecto que incluya: Dimensionamiento del SGDA, Especificaciones del equipamiento del SGDA y un Diagrama unifilar de la instalación.
- ♦ Diseño de las obras y/o adecuaciones a la red de distribución que se deberán implementar para poder conectar el SGDA al sistema de distribución.
- ♦ Esquema de conexión, seccionamiento y protecciones.
- ♦ Cronograma de ejecución del proyecto del SGDA.
- ♦ Estar al día en los pagos a la Distribuidora del SPEE y SAPG de todos los suministros de energía eléctrica a nombre del consumidor.

Entregados los documentos a satisfacción de la Distribuidora, se debe elaborar el informe de aprobación y emitir el Certificado de Calificación respectivo.



### *Instalación, conexión de un SGDA*

El proponente será responsable de la construcción de las obras civiles, instalación de equipos del SGDA y del campo de conexión, conforme al cronograma de ejecución del proyecto adjunto al Certificado de Calificación.

En caso de eventos de fuerza mayor o casos fortuito que retrasen la instalación, construcción o inicio de operación de la SGDA se deberá solicitar a la Distribuidora la extensión del plazo para el inicio de la operación para lo cual el proponente entregara los justificativos que considere pertinentes.

### *Pruebas de equipos y conexión*

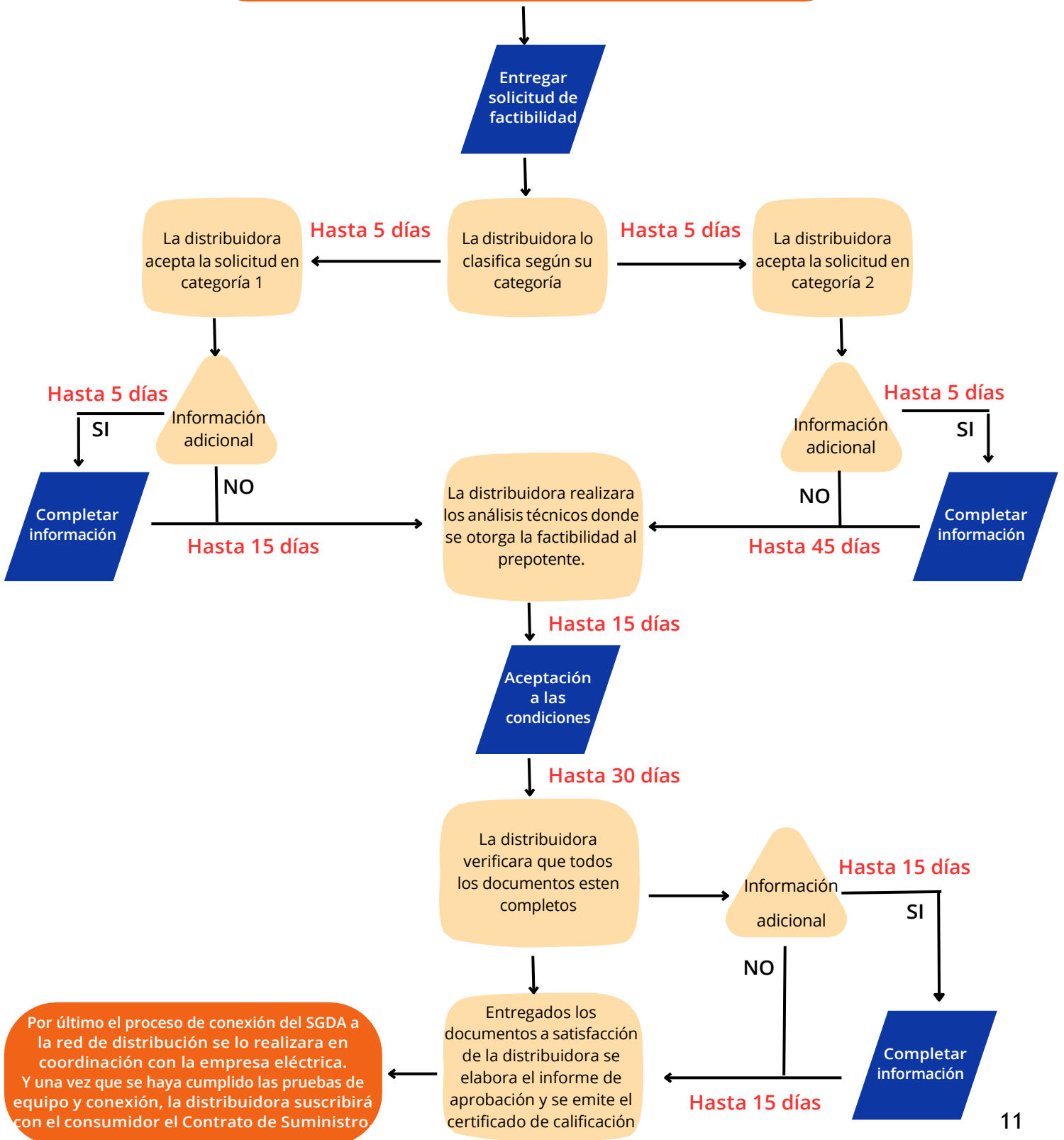
El proceso de conexión del SGDA a la red de distribución se realizará en coordinación con la empresa distribuidora ya que esta es la encargada de realizar las pruebas de equipos y conexiones, para las pruebas y requisitos técnicos se usará como referencia la norma *IEEE Std. 1547* además el Proponente deberá otorgar las facilidades necesarias a fin de que realice las inspecciones, verificaciones y pruebas que considere pertinente a los equipos e instalaciones del campo de conexión.

Una vez que se haya cumplido las pruebas del SGDA y de los equipos del campo de conexión se procederá a suscribir con el consumidor el Contrato de Suministro.



## Tramitación

Tramite para la autorización de conexión, instalación y operación de consumidores con sistema fotovoltaico conectado a la red







## 5. Generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación

### Condiciones para una central de generación distribuida

- Tener una capacidad nominal igual o mayor a 100 kW y menor a 10 MW.
- Conectarse en las redes de medio voltaje o de alto voltaje menores a 138 kV, de un sistema de distribución.
- Utilizar una fuente de energía renovable no convencional.
- Conectarse cerca del consumo.
- Sera construida, operada, mantenida y administrada por empresas de generación distribuida habilitada.

### Personas jurídicas que pueden desarrollar proyectos de generación distribuida

#### *Empresas públicas*

Las empresas públicas tienen como objetivo principal la prestación de servicios públicos y la promoción del desarrollo económico y social del país. Existen diversas empresas públicas en distintos sectores, como el energético, el de transporte, el de telecomunicaciones, el de salud, el de educación, entre otros. Algunas de las empresas públicas son:

- **Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP):** encargada de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el país.
- **Empresa Pública Estratégica Corporación Nacional de Telecomunicaciones (CNT EP):** encargada de brindar servicios de telecomunicaciones, incluyendo telefonía fija y móvil, internet y televisión, entre otros.
- **Petroecuador:** empresa estatal encargada de la exploración, producción, refinación y comercialización de hidrocarburos.
- **Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social (IESS):** entidad pública encargada de la seguridad social, incluyendo la salud, jubilación y seguro de desempleo.
- **Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP):** encargada de la distribución de energía eléctrica en distintas regiones del país.



### *Empresas privadas, de la economía popular y solidaria y de economía mixta*

- ♦ Las **empresas privadas** son aquellas que pertenecen y son administradas por una o varias personas naturales o jurídicas con fines de lucro. Estas empresas están reguladas por la Ley de Compañías y pueden ser de diferentes formas jurídicas, como la sociedad anónima, la sociedad de responsabilidad limitada, entre otras.
- ♦ Las **empresas de la economía popular y solidaria** son aquellas que se rigen por los principios de la economía solidaria, como la cooperación, la solidaridad, la ayuda mutua, la autogestión, la equidad, la democracia y la sostenibilidad. Estas empresas pueden ser de diferentes formas jurídicas, como las cooperativas, las asociaciones, las fundaciones, entre otras.
- ♦ Las **empresas de economía mixta** son aquellas que están compuestas por una combinación de capital público y privado. Estas empresas pueden ser creadas por el Estado o por empresas privadas, y su objetivo es la realización de actividades económicas que benefician al interés general de la sociedad y al mismo tiempo generan rentabilidad económica.

### **Tramitación de acuerdo a los espacios de participación**

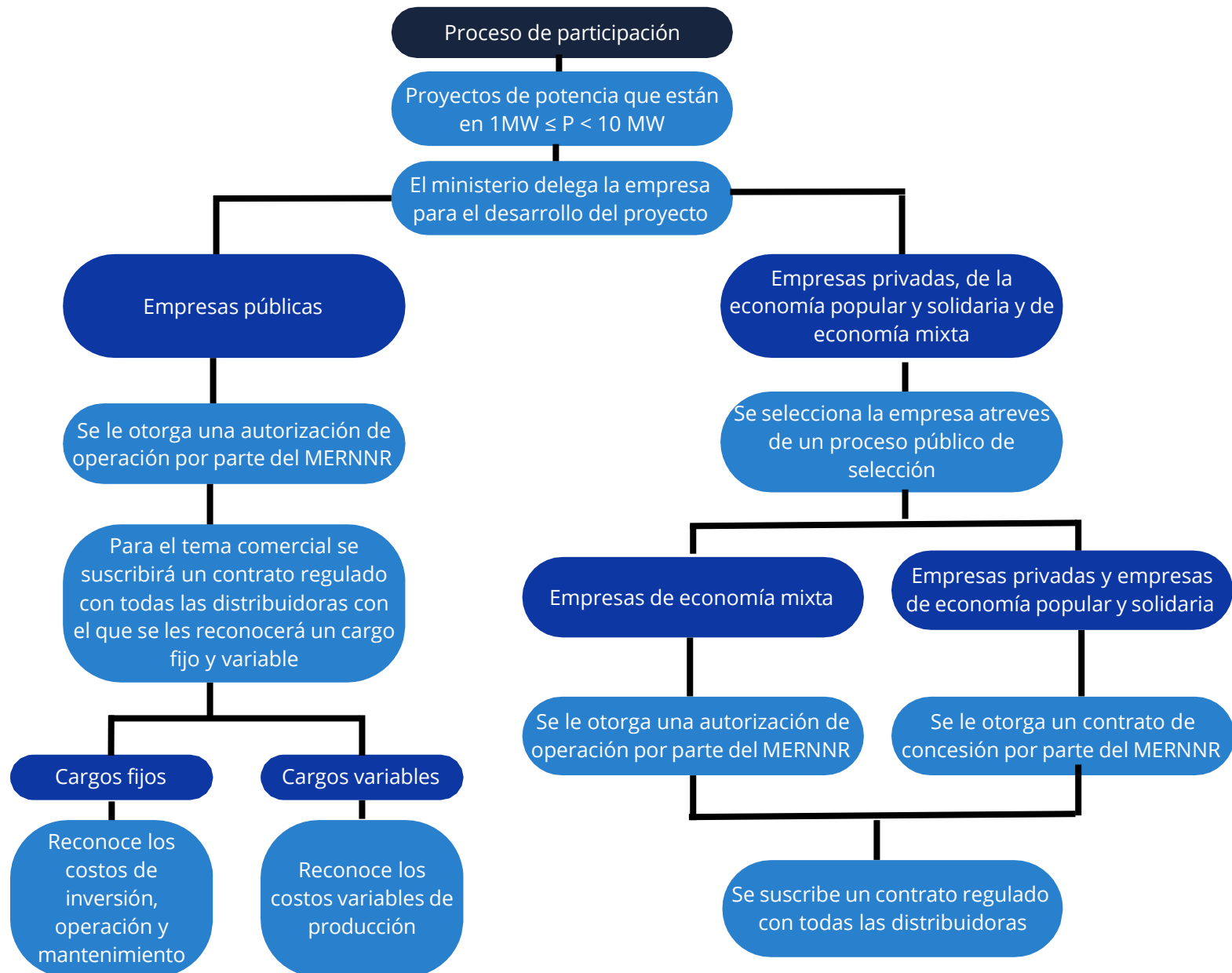
Según la regulación Nro. ARCERNNR 002/2021 se tiene 4 espacios de participación en generación distribuida:

- ♦ Proyectos que consten en el plan maestro de electricidad.
- ♦ Proyectos con interés de vender la energía a grandes consumidores.
- ♦ Proyectos mayores o iguales a 1 MW.
- ♦ Proyectos menores a 1 MW.



### Proyectos que consten en el plan maestro de electricidad

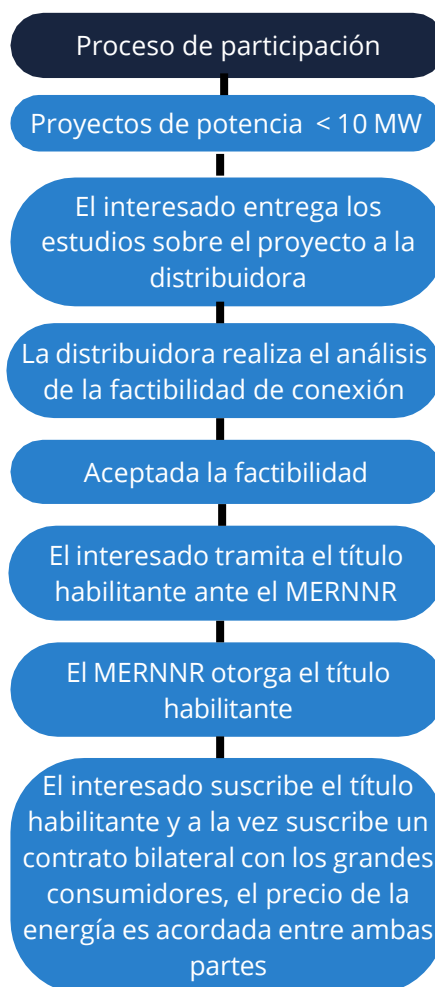
Los que proponen estos proyectos son las distribuidoras de electricidad con el objetivo de tener mejoras en la calidad del servicio, reducción de pérdidas o de un menor impacto ambiental.





### *Proyectos con interés de vender la energía a grandes consumidores*

Los que proponen estos proyectos tienen como objetivo abastecer a los grandes consumidores.

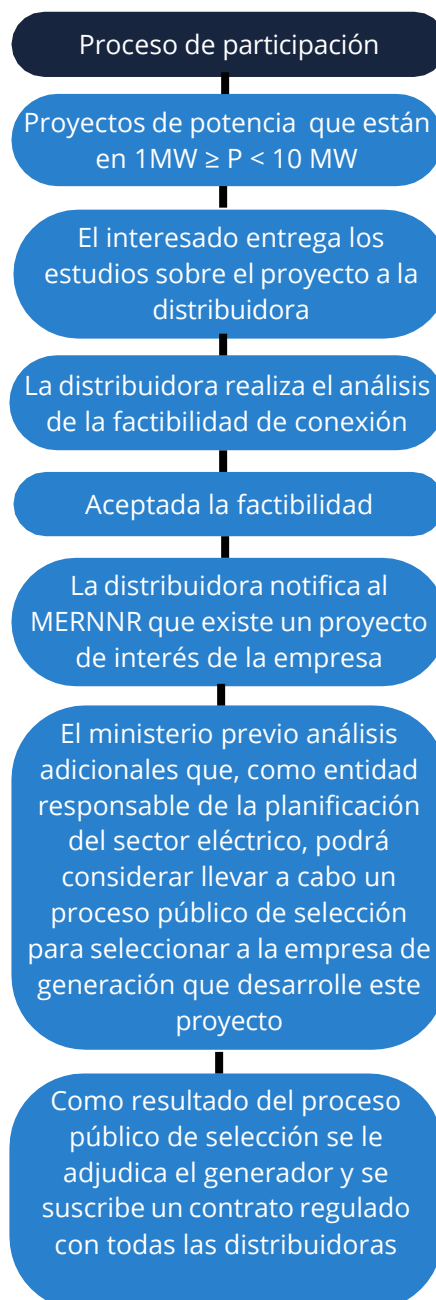






### Proyectos mayores o iguales a 1 MW

Los que proponen estos proyectos tienen como objetivo abastecer a la demanda de los distribuidores. Y en el cual podría haber la posibilidad de que alguna parte de la energía que genere el generador sea vendida con grandes consumidores.

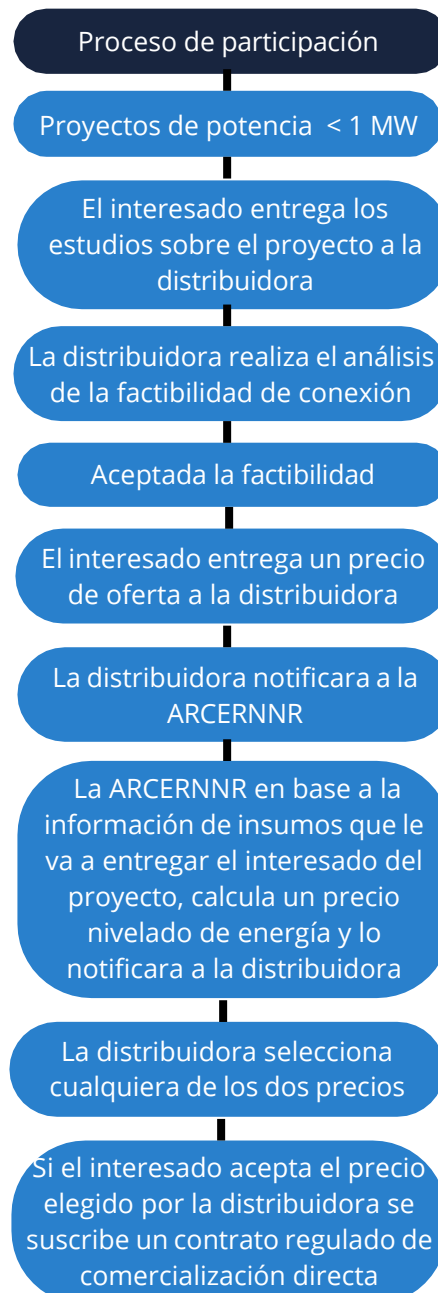




### Proyectos menores a 1 MW.

Los que proponen estos proyectos tienen como objetivo vender a la empresa eléctrica.

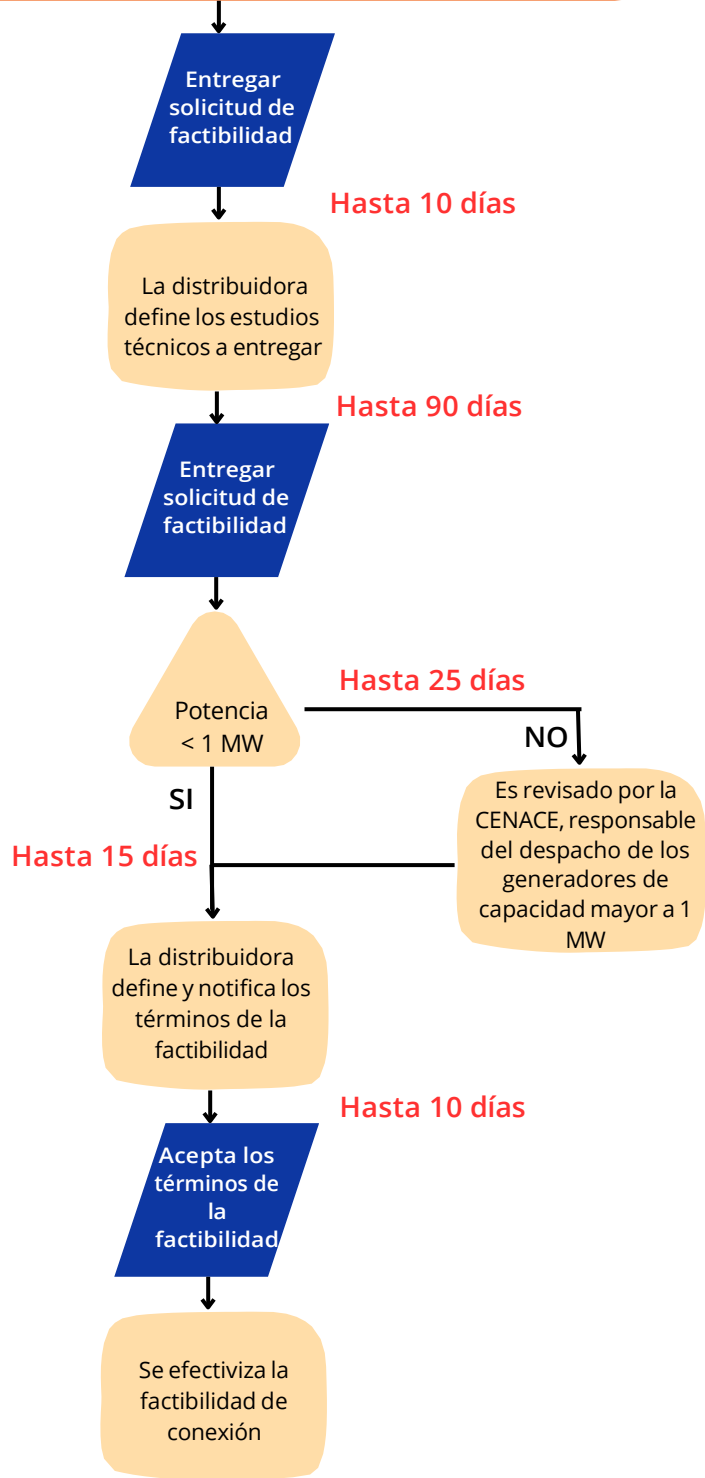
A diferencia de los anteriores proyectos aquí se suscribe un contrato de compra - venta de energía exclusivamente con la distribuidora a cuyas redes se conecte. Por lo que se incorpora un concepto que es la energía anual máxima que las distribuidoras pueden contratar con este tipo de generadores. Por ello el interesado debe ver si es que la distribuidora tiene cupo para contratar el generador.





## Solicitud de factibilidad de conexión para una Central de Generación Distribuida

Trámite para la solicitud de factibilidad de conexión para una central de generación distribuida







## 6. Ejemplo de un dimensionamiento de sistema fotovoltaico

El siguiente ejemplo de dimensionado se considera la instalación de la Universidad Nacional de Loja ubicado en el edificio 3 del área de la energía, las industrias y los recursos naturales no renovables.



### Cálculo de demanda eléctrica residencial

Para empezar a determinar el consumo eléctrico que podamos tener dentro de la vivienda, se considera el consumo en años anteriores para sacar un valor de consumo anual promedio.

La empresa distribuidora recopila las planillas de consumo en kWh, ingresamos a <http://www.eerssa.gob.ec/links-intranet/consultar-facturas-electronicas/> la cual con nuestro número de cuenta contrato o número de medidor podamos obtener la demanda consumida. A partir de esta información se realiza un promedio para determinar el consumo del año escogido.

Mes	Consumo kWh
Enero	4852
Febrero	4063
Marzo	4453
Abril	5173
Mayo	2995
Junio	4934
Julio	5071
Agosto	4865
Septiembre	2547
Octubre	3756
Noviembre	4172
Diciembre	3527
<b>Total</b>	<b>50408</b>





El consumo anual es de 50408 kWh/año, por lo que el sistema fotovoltaico se debe dimensionar para dicha demanda.

Al ser un proyecto de inversión denominado “ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 4.9 KWP, PARA EL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN DESARROLLO DE UN SISTEMA DE SOPORTE DE DECISIONES PARA EL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO EN EL ECUADOR: CASO PRÁCTICO EN LA REGIÓN SUR” según el sistema de contratación pública, el presupuesto es limitado por lo cual se consideró un consumo anual de 4860 kWh/año.

### Selección de paneles solares

La potencia a instalar determina el número de módulos. Por lo tanto, es necesario dividir la potencia de instalación deseada entre la potencia del módulo seleccionado. Dentro de las tecnologías más utilizadas en el Ecuador (monocristalinas y policristalinas) existe una amplia gama de potencias. En este caso se seleccionó un módulo de 405 Wp, cuyas respectivas especificaciones técnicas se indican en la siguiente Tabla:

<b>Panel Solar JINKO SOLAR Tiger Pro JKM405M-54HL4</b>	
Potencia Máxima (Ppico)	405Wp
Voltaje Máximo (Vmp)	30.52V
Corriente Máxima (Imp)	13.27A
Tensión en circuito abierto (Voc)	37.06V
Corriente de cortocircuito (Isc)	13.78A
Eficiencia del módulo (%)	20.74%
Temperatura de operación (°C)	-40°C~+85°C
Tensión máxima del sistema	1000/1500VDC (IEC)
Valores máximos recomendados de los fusibles	25A
Tolerancia de potencia	0~+3%
Coefficiente de temperatura de P <sub>MAX</sub>	-0.35%/°C
Coefficiente de temperatura de VOC	-0.28%/°C
Coefficiente de temperatura de ISC	0.048%/°C
Temperatura operacional nominal de célula	45±2°C
Dimensiones	(1722*1134*30) mm



1 Para establecer el número de módulos requeridos se utiliza la demanda anual de 4860 kWh/año y se divide para los 12 meses a fin de obtener la demanda mensual. Luego obtenemos la demanda diaria dividiendo para 30 días.



$$D_{mensual} = \frac{4860}{12} = 405 \text{ kWh/mes}$$

$$D_{diaria} = \frac{405}{30} = 13.5 \text{ kWh/día}$$

2 Un dato importante para el cálculo es la hora solar pico (HSP) la cual se la obtiene dividiendo la radiación promedio donde se va a realizar la instalación entre 1000 Vatio por metro cuadrado.



$$HSP = \frac{3842}{1000} = 3.842 \text{ h}$$

3 Con la siguiente ecuación se obtiene la potencia demandada del sistema fotovoltaico.



$$P_{dm} = \frac{D_{diaria} * 1000}{HSP}$$

$$P_{dm} = \frac{13.5 * 1000}{3.842} = 3513.8 \text{ Wp}$$

4 Se debe tener en cuenta las perdidas en el inversor y las futuras cargas al incorporar equipos eléctricos. Por ello a la potencia demandada del sistema fotovoltaico se lo multiplica por un factor de reserva del 30%.



$$P_{max} = 3513.8 * 1.3 = 4567.93 \text{ Wp}$$

5 Obtenido los datos procedemos a calcular el número de paneles solares.



$$N = \frac{P_{max}}{P_{pico}}$$

$$N = \frac{4567.93 \text{ Wp}}{405 \text{ Wp}} = 11.28$$

6 El resultado nos indica que debemos utilizar 12 paneles solares.



## Superficie a utilizar

1 Es necesario conocer el largo y ancho de los módulos seleccionados, estos valores vienen dados en la ficha técnica. Siendo el área individual igual a:



$$S = \text{largo} * \text{ancho}$$

$$S = 1.722 * 1.134 = 1.95 \text{ m}^2$$

2 Conociendo el área de un módulo y el número de estas que serán utilizados, sacamos el área total.



$$S_{\text{total}} = 1.95 * 12 = 23.43 \text{ m}^2$$

## Selección del inversor

1 Para la selección del inversor se considera la potencia pico de la instalación, la cual debe ser próxima al del inversor. Es importante señalar que el inversor debe ser para instalaciones conectadas a red.



$$P_{\text{max\_sistemafv}} = P_{\text{pico}} * N$$

$$P_{\text{max\_sistemafv}} = 405 \text{ Wp} * 12 = 4860 \text{ W}$$

2 Para determinar la potencia del inversor se toma el valor de la carga instalada en AC afectada por un factor de seguridad de 1.2.



$$P_{\text{inv}} = P_{\text{max\_sistemafv}} * 1.2$$

$$P_{\text{inv}} = 4860 \text{ W} * 1.2 = 5832 \text{ W}$$

3 Luego de analizar la potencia pico de la instalación, se selecciona el inversor Fronius Primo 3.8-1 208-240 monofásico.







**Inversor Fronius Primo 3.8-1 208-240 WLAN/LAN/Webserver  
4,210,064,800**

Grado de protección	NEMA 4X
Potencia FV recomendada (kWp)	3.0 – 6.0 kW
Corriente máxima de entrada utilizable (MPPT 1 / MPPT 2)	18 A / 33 A
CD total máxima	36 A
Arreglo máximo de corriente de corto circuito (1.25 I <sub>max</sub> ) (MPPT 1/MPPT 2)	22.5 A / 22.5 A
Rango de voltaje operacional	80 V* – 600 V
Voltaje de entrada máximo	600 V
Voltaje nominal de entrada	410 V
Tamaño admisible de conductor de CD	AAWG 14 – AWG 6
Rango de voltaje MPP	200 – 480 V
Dimensiones (ancho x alto x profundidad)	50.5 x 63 x 20.6 centímetros
Peso (kg)	21.45
Consumo durante la noche	< 1 W
Instalación	Interior y exterior
Rango de operación a temperatura ambiente	-40°F – 131°F (-40 – 55°C)

### Configuración serie y paralelo de módulos fotovoltaicos

Las especificaciones técnicas de entrada del inversor (tensión y corriente máxima) se considera como punto de partida para la disposición de los módulos en serie y paralelo.

Para el calculo de los módulos en serie y paralelo, se debe considerar los valores de las fichas técnicas de cada equipo. En la siguiente tabla muestra los valores a tener en cuenta.

INVERSOR		PANELES FOTOVOLTAICOS	
Rango de voltaje MPP	240 – 480 V	Voltaje Máximo	37.06 V
Máxima corriente de entrada	18 – 33 A	Corriente Máxima	13.27 A



### Arreglo fotovoltaico conectado en serie

- 1 Agrupar los módulos en serie permite sumar sus tensiones, manteniendo igual la corriente en todos ellos. Para determinar el número de módulos en serie consideramos la tensión máxima de entrada MPP del inversor y la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico.

»»» 
$$N_s = \frac{V_{\max inv}}{V_{ca}}$$
- 2 Número mínimo de módulos en serie.

»»» 
$$N_{smin} = \frac{240 V}{37.06 V} = 6.47 \cong 6$$
- 3 Número máximo de módulos en serie.

»»» 
$$N_{smax} = \frac{480 V}{37.06 V} = 12.95 \cong 13$$

### Arreglo fotovoltaico conectado en paralelo

- 1 Agrupar los módulos en paralelo permite sumar la corriente generada, conservando la tensión nominal de cada módulo. Para determinar el número de módulos en paralelo consideramos la corriente máxima del inversor y la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico.

»»» 
$$N_p = \frac{I_{\max inv}}{I_{ca}}$$
- 2 Número mínimo de módulos en paralelo.

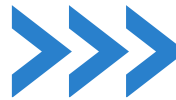
»»» 
$$N_{pmin} = \frac{18 A}{13.27 A} = 1.35 \cong 1$$
- 3 Número máximo de módulos en paralelo.

»»» 
$$N_{pmax} = \frac{33 A}{13.27 A} = 2.48 \cong 2$$



## Inclinación de los paneles solares

1 Sabiendo que la ciudad de Loja se encuentra a una latitud de 4 grados utilizamos la siguiente expresión para sacar la inclinación de los paneles.



$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.67\varphi$$

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.67(4)$$

$$\beta_{opt} = 6.38^\circ \cong 7^\circ$$

2 La inclinación de 7° grados será la mínima inclinación que podrán tener los módulos fotovoltaicos. En el Ecuador según la NORMA ECUATORIANA DE CONSTRUCCIÓN NEC-11 Capítulo 14 Energías renovables, establece que el ángulo de inclinación debe estar entre 5 y 10 grados.





## 7. Instalación de sistemas conectados a la red

### Consideraciones del sitio de instalación

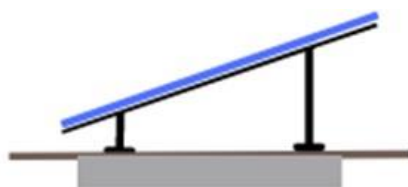
Es recomendable visitar el lugar donde se efectuará la instalación, con el objetivo de:

- Conocer donde pueden ser ubicados los módulos en el techo o en el suelo.
- La accesibilidad al sitio de la instalación.
- Conocer la superficie disponible.
- Verificar la situación de sombreado.

### Consideraciones del sitio de instalación

La estructura de montaje debe soportar las cargas de tracción, mantener la estructura firme y ser resistente al viento.

En las siguientes figuras podemos observar los diferentes métodos de anclaje de las estructuras para los módulos fotovoltaicos.



**ZAPATA ENTERRADA**



**ANCLAJE  
TORNILLO**



**ESTRUCTURA PARA SUPERFICIES INCLINADAS**



En relación con el montaje de la estructura de soporte, deben tenerse en cuenta los siguientes aspectos:

- La estructura no debe presentar zonas en las que se retenga el agua de la lluvia.
- La estructura debe tener cierta distancia entre filas para facilitar la conexión eléctrica y ser situadas a una altura adecuada respecto al suelo.
- La estructura debe poder ampliarse fácilmente.
- La mayoría de las construcciones de montaje están hechas con perfiles metálicos roscados, para facilitar el montaje y el mantenimiento.
- La estructura debe estar protegida contra la corrosión.
- Deben respetar las inclinaciones de los módulos especificadas en el proyecto.

### Instalación de los módulos

Una vez fijadas las estructuras, se montan los módulos fijándolos mediante grapas, tornillos u otros métodos que aseguren el correcto anclaje. Es importante considerar las recomendaciones sobre fijación que brindan los fabricantes de los módulos.

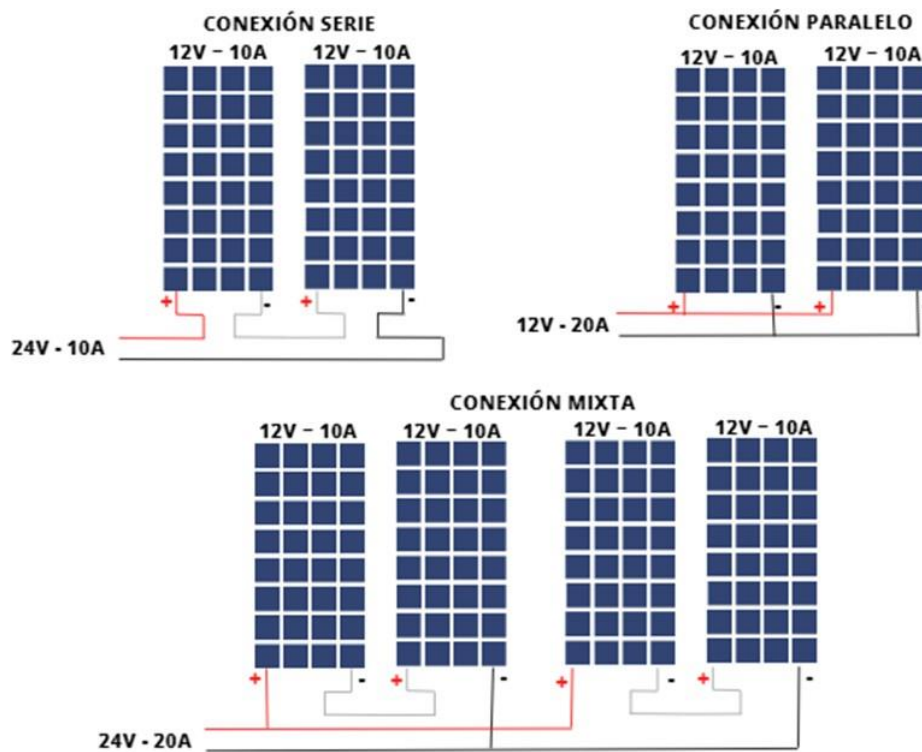






## Conexión eléctrica

Como primer punto es importante identificar bien la polaridad de cada módulo para conectarlos eléctricamente entre sí, por lo que es recomendable un personal con los conocimientos técnicos en trabajos eléctricos. A continuación, se muestran algunas conexiones realizadas en sistemas fotovoltaicos.



Para la interconexión de los módulos se utilizan conectores MC4 y conectores MC3, ambos a prueba de agua.



Conectores MC4



Conectores MC3



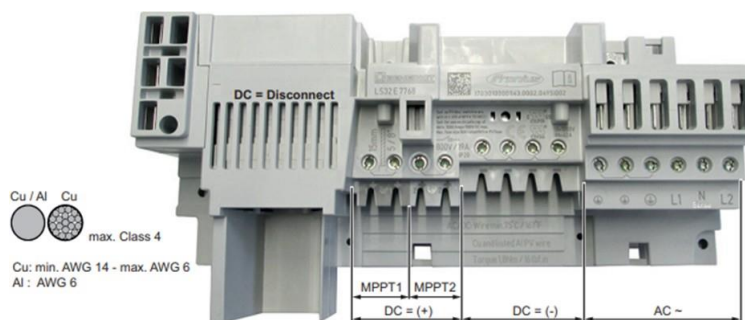
## Preparación del cableado

Los cables exteriores del sistema fotovoltaico según la (Normativa Ecuatoriana de Construcción NEC-11 Capítulo 14 Energías Renovables, 2011), deben ser resistentes a la presencia de humedad, rayos ultravioletas y a temperaturas de 90 °C, de doble aislamiento multifilares.

Las líneas se deben tender de manera ordenada utilizando los conectores adecuados para cada equipo. Facilitando las mantenciones del sistema.

## Instalación del inversor

El montaje y conexión del inversor deben efectuarse siguiendo las instrucciones del fabricante. En el cual debe estar claramente indicado cuales son los terminales de entrada desde el generador fotovoltaico, y los terminales de salida en alterna. Como se muestra en la siguiente figura.



La conexión del inversor debe ser realizada por un profesional, de acuerdo a la (Normativa Ecuatoriana de Construcción NEC-11 Capítulo 14 Energías Renovables, 2011).

## Instalación del medidor

La instalación del medidor es desarrollada por la empresa eléctrica distribuidora, el cual debe contar con los permisos pertinentes para la instalación. Y se acogerán a las especificaciones generales mínimas de los equipos de medición.



## Protecciones

Para la instalación de las protecciones, es conveniente trabajar con un tablero para corriente continua y otro tablero para corriente alterna, lo que facilitara el mantenimiento del sistema y la detección de fallas. Si se desea trabajar con un solo tablero, debe mantener la separación entre CC y CA.



## Puesta en marcha

Una vez finalizado el montaje de la instalación, es necesario verificar el correcto funcionamiento del sistema. La puesta en marcha es responsabilidad del instalador y permitirá detectar posibles fallos causados por: defectos de fábrica en los componentes o errores en la instalación. Para ello se procederá a la conexión de todo el sistema, considerando las siguientes pruebas de puesta en marcha:

- ♦ Verificar el cableado y que los módulos se encuentren bien fijados a la estructura.
- ♦ Comprobar el funcionamiento de los módulos fotovoltaicos en un día soleado, en circuito abierto, el cual debe proporcionar a mediodía una tensión cercana a los valores establecidos.
- ♦ Comprobar el funcionamiento del inversor con un analizador de redes para verificar la calidad de onda generada. Si el inversor está equipado con un seguidor del punto de máxima potencia, es preciso asegurarse de que el seguidor está operando correctamente.
- ♦ Comprobar el funcionamiento de los sistemas de seguridad como interruptores magnetotérmicos, diodos de paso, diferenciales y puestas a tierra.





## 8. Mantenimiento de la instalación

Una adecuada labor de mantenimiento garantizará el funcionamiento de la instalación, mejorando su rendimiento y prolongando su vida útil. La principal característica de un sistema fotovoltaico conectado a red es que requiere una mantención mínima.

### Mantenimiento de los módulos

La mantención de los módulos fotovoltaicos consiste, por una parte, en mantener los paneles libres de polvo, hojas, excremento de aves o insectos, etc. Su limpieza se la puede desarrollar con agua y una toalla suave, posteriormente se seca con una toalla seca para evitar que queden manchas en los vidrios.

Otra parte importante de la mantención consiste en revisar que las conexiones se mantengan firmes y libres de corrosión u óxido.

### Mantenimiento del inversor

La mantención del inversor consiste en monitorear el correcto funcionamiento del sistema a través del control de rango de tensión, estado de indicadores y alarmas. Así mismo se inspeccionará la conexión de terminales.

### Otros equipos del sistema fotovoltaico

El resto de la instalación solo requerirá verificar el correcto estado de cada elemento cada cierto tiempo.

- ♦ **Carcasa:** Inspección de deformaciones y estado de conexión a tierra.
- ♦ **Estructura:** Inspección de indicios de corrosión y apriete de tornillos.
- ♦ **Interruptores:** Inspección de terminales y control de funcionamiento.
- ♦ **Protecciones:** Inspección del funcionamiento y actuación de los elementos de seguridad y protección: fusibles, tomas a tierra, interruptor de seguridad.