



UNIVERSIDAD
CATÓLICA
DE CUENCA

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CUENCA

Comunidad Educativa al Servicio del Pueblo

**FACULTAD DE INGENIERIA,
INDUSTRIA Y CONSTRUCCIÓN
CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**ANALISIS DE LA NORMATIVA ECUATORIANA SOBRE
SGDA, Y SUS ELEMENTOS PARA APLICACIÓN EN
CLIENTES REGULADOS**

**PROYECTO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

AUTOR:

**FRANKLIN PAUL LOJANO LOJANO
DIEGO XAVIER JACOME AUCAY**

DIRECTOR:

ING. ARTURO XAVIER GUTIERREZ ALVAREZ

**CUENCA – ECUADOR
2026**

DIOS, PATRIA, CULTURA Y DESARROLLO



UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CUENCA

Comunidad Educativa al Servicio del Pueblo

**FACULTAD DE INGENIERÍA, INDUSTRIA Y
CONSTRUCCIÓN.**

CARRERA DE ELECTRICIDAD

**ANALISIS DE LA NORMATIVA ECUATORIANA SOBRE
SGDA, Y SUS ELEMENTOS PARA APLICACIÓN EN
CLIENTES REGULADOS**

**PROYECTO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO.**

AUTOR:

FRANKLIN PAUL LOJANO LOJANO

DIEGO XAVIER JACOME AUCAY

DIRECTOR:

ING. ARTURO XAVIER GUTIERREZ ALVAREZ

CUENCA – ECUADOR

2026

DIOS, PATRIA, CULTURA Y DESARROLLO

DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y RESPONSABILIDAD

Franklin Paul Lojano Lojano portador(a) de la cédula de ciudadanía N.º **0106058175**. Y **Diego Xavier Jacome Aucay** portador(a) de la cédula de ciudadanía N.º **0104859475** Declaramos ser los autores de la obra: “**Análisis de la normativa ecuatoriana sobre SGDA, y sus elementos para aplicación en clientes regulados**”, sobre la cual me hago responsable sobre las opiniones, versiones e ideas expresadas. Declaro que la misma ha sido elaborada respetando los derechos de propiedad intelectual de terceros y eximo a la Universidad Católica de Cuenca sobre cualquier reclamación que pudiera existir al respecto. Declaro finalmente que mi obra ha sido realizada cumpliendo con todos los requisitos legales, éticos y bioéticos de investigación, que la misma no incumple con la normativa nacional e internacional en el área específica de investigación, sobre la que también me responsabilizo y eximo a la Universidad Católica de Cuenca de toda reclamación al respecto.

Cuenca, **04/08/2026**

F:

Diego Xavier Jacome Aucay

C.I. 0104859475

F:

Franklin Paul Lojano Lojano

C.I. 0106058175

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Franklin Paul Lojano Lojano y Diego Xavier Jacome Aucay bajo mi supervisión.

.....
Ing. Arturo Xavier Gutiérrez Álvarez
DIRECTOR

DEDICATORIA

Franklin Paul Lojano Lojano

Dedico este trabajo de tesis, fruto del esfuerzo, la constancia y la dedicación de esta importante etapa de mi vida, a todas las personas que, de una u otra manera, me brindaron su apoyo y contribuyeron a que este sueño se hiciera realidad.

A mi familia, por ser el pilar fundamental de mi vida, por su amor incondicional, sus valores, sus consejos y la confianza que siempre depositaron en mí, impulsándome a seguir adelante incluso en los momentos más difíciles.

A mi pareja, por acompañarme durante todo este proceso académico, por su paciencia, comprensión, apoyo incondicional y palabras de aliento en cada desafío, siendo una fuente constante de motivación para culminar esta etapa.

Y, de manera muy especial, a mis abuelos, quienes nunca me dejaron solo, estuvieron presentes en cada etapa de este proceso y me ofrecieron siempre su cariño, sus oraciones, su apoyo y la fortaleza necesaria para no rendirme. Su ejemplo de vida, esfuerzo y amor ha sido una inspiración permanente y un motivo para seguir adelante.

A todos ustedes, mi más profundo agradecimiento.

Diego Xavier Jacome Aucay

Dedico este trabajo de tesis, con profundo amor y gratitud, a mis padres, quienes con su esfuerzo, sacrificio, valores y apoyo incondicional me enseñaron a perseverar y nunca dejar de luchar por mis sueños; a mis hermanos, por su compañía, confianza y palabras de aliento que me motivaron a seguir adelante en cada etapa de este camino; a mi amada esposa, por su amor, paciencia, comprensión y apoyo constante, siendo mi mayor fortaleza durante este proceso; y a mis queridos hijos, quienes son la razón de mi esfuerzo y la mayor inspiración para alcanzar cada una de mis metas.

Este logro también les pertenece a ustedes, porque con su cariño, comprensión y confianza hicieron posible que hoy culmine esta importante etapa de mi vida profesional.

AGRADECIMIENTOS

Franklin Paul Lojano Lojano

A Dios, por acompañarme durante este proceso, darme la fortaleza para afrontar cada desafío y permitirme alcanzar una de las metas más importantes de mi formación profesional.

Agradezco de manera especial al Ing. Xavier Gutiérrez, director de esta investigación, por su valiosa orientación, disposición, conocimientos y apoyo durante el desarrollo de este trabajo. Sus observaciones, recomendaciones y experiencia fueron fundamentales para la culminación de esta tesis.

Asimismo, agradezco a la Universidad Católica de Cuenca y a los docentes de la carrera de Ingeniería Eléctrica por los conocimientos impartidos durante mi formación académica.

Finalmente, mi gratitud a mi familia, mi pareja y mis amigos por su apoyo, comprensión y constante motivación para alcanzar esta meta.

Diego Xavier Jacome Aucay

Expreso mi más sincero agradecimiento a Dios, por brindarme la vida, la fortaleza y la sabiduría necesarias para culminar esta importante etapa. A mis padres, hermanos, esposa e hijos, por su amor, apoyo incondicional, comprensión y constante motivación, que fueron fundamentales para alcanzar este logro.

De manera especial, agradezco a mi tutor, Ing. Xavier Gutiérrez, por su orientación, paciencia, dedicación y valiosos conocimientos compartidos durante el desarrollo de esta investigación, los cuales fueron esenciales para la culminación de este trabajo. Asimismo, extendo mi agradecimiento a todos los ingenieros docentes de mi facultad, quienes, con su profesionalismo, experiencia y enseñanzas, contribuyeron significativamente a mi formación académica y profesional.

A mi compañero de tesis, por su compromiso, esfuerzo, colaboración y trabajo en equipo a lo largo de este proceso, y a mis compañeros de carrera, con quienes compartí experiencias, aprendizajes y momentos que enriquecieron mi vida universitaria. Finalmente, agradezco a todas las personas que, de una u otra manera, aportaron con su apoyo y confianza para hacer posible la culminación de este importante proyecto de investigación.

RESUMEN,

La investigación evaluó la viabilidad técnica, económica y estructura normativa de los sistemas de generación distribuida para autoconsumo fotovoltaico en Ecuador, países latinoamericanos y europeo. Se aplicó un enfoque cuantitativo, descriptivo y aplicado, sustentado en revisión documental, comparación internacional, análisis de equipos, cálculos de dimensionamiento y desarrollo de un proyecto piloto para usuarios regulados. Los resultados evidenciaron que la Regulación ARCONEL-005/24 establece condiciones funcionales para habilitación, conexión, medición, facturación y compensación de excedentes, aunque mantiene brechas en simplificación administrativa, incentivos, registros públicos y autoconsumo colectivo. La evaluación económica identificó períodos de recuperación aproximados de cuatro a ocho años, condicionados por el consumo y la escala. El sistema piloto, integrado por dieciséis módulos de 610 W y 9,76 kWp instalados, produciría 39,06 kWh diarios frente a una demanda corregida de 37,18 kWh. Se determinó que los SGDA son viables, siempre que su dimensionamiento y regulación respondan a las condiciones de cada proyecto específico evaluado.

Palabras clave: generación distribuida, autoconsumo, energía solar fotovoltaica, regulación eléctrica, viabilidad técnico-económica.

ABSTRACT

This study evaluated the technical and economic feasibility and regulatory framework of Distributed Generation Systems for Self-Supply (SGDA, by its Spanish acronym) using photovoltaic systems in Ecuador, other Latin American countries, and Europe. The study used a quantitative, descriptive, and applied approach, based on a literature review, international comparison, equipment analysis, sizing calculations, and the development of a pilot project for regulated consumers. The results showed that Regulation ARCONEL-005/24 establishes conditions for authorization, connection, metering, billing, and surplus compensation, although gaps remain in administrative simplification, incentives, public registries, and collective self-supply. The economic evaluation identified approximate payback periods of four to eight years, depending on consumption and system scale. The pilot system, consisting of sixteen 610-W modules with a total installed capacity of 9.76 kWp, would produce 39.06 kWh per day compared to an adjusted demand of 37.18 kWh. It was determined that SGDA systems are viable, provided their sizing and regulatory conditions are tailored to the conditions of each specific project evaluated.

Keywords: distributed generation, self-consumption, photovoltaic solar energy, electrical regulation, technical and economic feasibility.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y RESPONSABILIDAD	iii
CERTIFICACIÓN	iv
DEDICATORIA.....	v
AGRADECIMIENTOS	vi
RESUMEN,	vii
ABSTRACT	viii
CAPÍTULO 1	1
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Formulación del problema	2
1.2. Objetivos	4
1.2.1. Objetivo general.....	4
1.2.2. Objetivos específicos.....	4
1.3. Alcance	4
1.4. Justificación.....	6
1.5. Delimitación de la zona de estudio.....	7
1.6. Metodología	9
1.7. Hipótesis	10
CAPÍTULO 2	12
2. MARCO TEÓRICO Y NORMATIVAS	12
2.1. Sistemas eléctricos de potencia	12
2.1.1. Concepto y evolución histórica de los sistemas eléctricos.....	12
2.1.2. Estructura básica: generación, transmisión, distribución y consumo.....	13
2.1.3. Modelos de generación centralizada vs. descentralizada	13
2.1.4. Retos contemporáneos: sostenibilidad, eficiencia y seguridad del suministro	14
2.2. Generación eléctrica convencional y renovable.....	15

2.2.1. Fuentes fósiles y su rol en la matriz energética global.....	15
2.2.2. Energías renovables: Fotovoltaica.....	16
2.2.3. Ventajas y limitaciones de cada fuente.....	16
2.2.4. Transición energética y descarbonización.....	17
2.3. Sistemas de generación distribuida (SGD).....	17
2.3.1. Concepto de generación distribuida.....	17
2.3.2. Beneficios ambientales, técnicos y sociales.....	18
2.3.3. Desafíos técnicos y económicos de la integración.....	18
2.4. Tecnologías aplicadas en generación distribuida.....	19
2.4.1. Sistemas fotovoltaicos: módulos, inversores y balance de sistema.....	19
2.5. Impacto de los sistemas de generación distribuida en la red eléctrica.....	20
2.5.1. Efectos en la estabilidad y calidad de energía.....	20
2.5.2. Gestión de la bidireccionalidad de flujos eléctricos.....	20
2.5.3. Pérdidas técnicas y eficiencia en redes de distribución.....	21
2.6. Análisis de la normativa ecuatoriana sobre SGDA y su aplicación en clientes regulados	21
2.6.1. Marco legal para la generación distribuida de autoconsumo en Ecuador	21
2.6.2. Regulaciones de ARCONEL aplicables a los SGDA en clientes regulados.....	23
2.6.3. Modalidades conexión SGDA.....	51
CAPÍTULO 3.....	56
3. Viabilidad Técnica y Económica de los SGDA Fotovoltaicos en Ecuador.....	56
3.1. Viabilidad técnica de los SGDA fotovoltaicos en Ecuador.....	56
3.2. Viabilidad económica de los SGDA fotovoltaicos en Ecuador.....	61
3.3. Viabilidad de los SGDA en el sector residencial.....	64
3.4. Viabilidad de los SGDA en el sector empresarial y comercial.....	65
3.5. Análisis Técnico de los Elementos de un Sistema Fotovoltaico.....	67
3.5.1. Inversores Fotovoltaicos.....	67
3.5.2. Microinversores.....	68
3.5.3. Inversores fuera de red (off-grid).....	69

3.5.4. Inversores híbridos	70
3.5.5. Paneles Solares (Módulos Fotovoltaicos).....	71
3.5.6. Baterías para Almacenamiento de Energía	71
3.5.6.1 Baterías de plomo-ácido:.....	72
3.5.6.2 Plomo-ácido abiertas o inundadas:	72
3.5.6.3 Selladas AGM/Gel:	72
3.5.6.4 Baterías de iones de litio:	72
3.5.7. Estructuras de soporte y montaje	73
3.5.8. Cableado y conectores.....	73
3.5.9. Protecciones eléctricas.....	74
3.5.10. Controladores de carga	74
3.5.11. Medidor bidireccional y equipo de medición	74
3.6. Características del sitio de instalación y contexto energético del proyecto piloto	75
3.7. Características del sitio de instalación y contexto energético del proyecto piloto	75
CAPÍTULO 4	76
4.1. Descripción del sitio y condiciones del proyecto.....	76
4.1.1. Módulos fotovoltaicos – Canadian Solar TOPHiKu6 N-Type TOPCon 610 W.....	77
4.1.2. Inversor / cargador híbrido – Victron Energy MultiPlus-II 48/5000/70-95 (120 V).....	78
4.1.3. Controlador de carga solar MPPT – Victron Energy SmartSolar MPPT 250/100-Tr VE.Can.....	80
4.1.4. Sistema de gestión de baterías (BMS) – Victron Energy VE.Bus BMS V2	82
4.2. Dimensionamiento técnico del sistema fotovoltaico híbrido	83
4.2.1. Inventario de cargas eléctricas y estimación del consumo energético	84
4.2.2. Ajuste del consumo mediante simultaneidad y pérdidas.....	86
4.2.3. Determinación de la potencia pico del sistema fotovoltaico	86

4.2.4. Selección y número de paneles solares	87
4.2.5. Dimensionamiento del inversor	87
4.2.6. Base para el dimensionamiento del almacenamiento energético	88
4.3. Estimación de la producción energética mensual y anual del proyecto	88
4.3.1. Parámetros utilizados en la estimación de generación	89
4.3.2. Producción diaria, mensual y anual estimada del sistema fotovoltaico	90
CAPÍTULO 5	92
5.1. Evaluación del análisis normativo	92
5.2. Análisis del proyecto piloto	94
5.2.1 Análisis del proyecto piloto	95
5.2.1.1 Implementación del sistema fotovoltaico	95
5.2.1.2 Instalación del campo fotovoltaico	96
5.2.1.3 Instalación del cuarto eléctrico	98
5.2.1.4 Cableado del sistema	99
5.2.1.5 Interconexión del sistema de comunicaciones.....	100
5.2.1.6 Configuración de los equipos	101
5.2.1.7 Resultados obtenidos	102
5.2.1.8 Generación del sistema durante la etapa de pruebas con inyección a la red	103
5.2.1.9 Estado actual del sistema en modalidad de autoconsumo.....	105
5.3. Propuestas para el fortalecimiento de la normativa ecuatoriana.....	107
CAPÍTULO 6	111
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES GENERALES.....	111
6.1. Integración de los resultados de la investigación.....	111
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	115

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación geográfica donde se realizará la investigación.....	8
Figura 2. Ubicación geográfica de la provincia del Azuay – Cantón Cuenca.....	8
Figura 3. Esquema simplificado de la modalidad 1a de conexión de un SGDA	52
<i>Figura 4. Esquema simplificado de la modalidad 1b de conexión de un SGDA</i>	<i>53</i>
Figura 5. Esquema simplificado de la modalidad 2a de conexión de un SGDA	53
Figura 6. Esquema simplificado de la modalidad 2b de conexión de un SGDA	54
Figura 7. Esquema simplificado de la modalidad 2c de conexión de un SGDA	55
Figura 8. Mapa de irradiación horizontal global del Ecuador.....	57
Figura 9. Mapa de irradiación horizontal global del Canton Santa Isabel	76
Figura 10. Diagrama unifilar del proyecto piloto.....	91
Figura 11. montaje de estructuras soporte para paneles solares en techo de Eternit sobre estructura metálica	95
Figura 12. Instalación campo fotovoltaico	96
Figura 13. Bajante Cableado DC desde campo fotovoltaico hacia cuarto técnico ...	97
Figura 14. Cableado hacia controlador MPPT de carga.....	98
Figura 15. Instalación de Equipos en el cuarto técnico	98
Figura 16. Instalación de canalización con bandejas metálicas tipo rejilla.....	99
Figura 17. cableado DC y AC entre los equipos	100
Figura 18. Instalación y conexión sistemas de comunicaciones	101
Figura 19. Configuración y pruebas iniciales mediante la plataforma VRM.....	102
Figura 20. sistema fotovoltaico en fase de encendido y pruebas de funcionamiento	103
Figura 21. diagrama de barras comparativo Consumo Vs Solar en fase de prueba de inyección a la red	105
Figura 22. diagrama de barras comparativo Consumo Vs Solar en fase de funcionamiento sin inyección a la red	107

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Comparación histórica de las regulaciones ecuatorianas sobre sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento	28
Tabla 2 Evolución del esquema de facturación de consumidores regulados con generación distribuida.....	32
Tabla 3 Obligaciones del consumidor regulado o responsable del SGDA.....	34
Tabla 4 Penalidades, revocatoria y desconexiones aplicables al SGDA	35
Tabla 5 Comparación de la normativa ecuatoriana frente a Colombia, Perú y Argentina	36
Tabla 6 Comparación entre la normativa ecuatoriana sobre SGDA y el marco europeo y español de autoconsumo	48
Tabla 7 Características eléctricas principales del módulo fotovoltaico TOPHiKu6 610 W (STC)	77
Tabla 8 Características técnicas principales del inversor Victron MultiPlus-II 48/5000	79
Tabla 9 Características técnicas principales del inversor Victron MultiPlus-II 48/5000	81
Tabla 10 Características técnicas principales del VE.Bus BMS V2	82
Tabla 11 inventario de cargas proyectadas en el proyecto piloto.....	85
Tabla 12 cálculo del rendimiento global del sistema.....	86
Tabla 13 Evaluación de alternativas de módulos fotovoltaicos	87
Tabla 14 inventario de cargas que se van a respaldar con baterías de litio en el proyecto piloto.....	88
Tabla 15 Parámetros para la estimación de la generación fotovoltaica	89
Tabla 16 Producción energética estimada del sistema fotovoltaico (dos escenarios)	90

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años la generación distribuida se ha posicionado como una de las alternativas con más rapidez de inserción en la agenda energética de Ecuador, no únicamente por su potencial de aportar electricidad limpia sino porque abre la posibilidad de descentralizar la producción (lo que reduce dependencia de grandes centrales y transmite cierto grado de autonomía al consumidor). Este fenómeno, aunque respaldado en gran medida por la disponibilidad de tecnologías fotovoltaicas y en menor proporción eólicas, implica consideraciones regulatorias, técnicas y económicas que inciden directamente en los usuarios regulados.

La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCONEL) ha emitido normativa para enmarcar la instalación y operación de Sistemas de Generación Distribuida para Autoconsumo (SGDA), normativa que en teoría asegura eficiencia y seguridad, pero que en la práctica se percibe como un cuerpo que evoluciona lentamente frente al dinamismo de las tecnologías, lo que puede generar diferencias entre lo normativo y lo técnico, una brecha que complica a los actores involucrados (instaladores, empresas distribuidoras, usuarios regulados).

El presente estudio no pretende simplemente describir la regulación existente, más bien propone analizar la viabilidad técnica y económica de estos sistemas, revisando las características de los equipos disponibles en el mercado ecuatoriano y contrastándolos con la normativa vigente en la Regulación ARCONEL-005/24. Dentro de este propósito se contempla un proyecto piloto en el cantón Santa Isabel con usuarios regulados, lo que permitirá generar evidencia práctica y no solamente teórica. La apuesta final es ofrecer aportes que fortalezcan el marco regulatorio y que favorezcan la masificación de proyectos SGDA, lo que a su vez se vincula con los compromisos ambientales del país y la diversificación de la matriz energética.

Se sostiene que una investigación de este tipo no es un ejercicio académico aislado, sino una necesidad técnica y social, pues el país atraviesa un déficit energético y requiere con urgencia de esquemas alternativos que reduzcan presiones sobre el sistema eléctrico nacional. Por tal razón, los resultados no se limitarán a señalar las limitaciones a señalar normativas actuales, sino que aspiran a convertirse en propuestas de mejora que, al ser incorporadas, permitan consolidar un entorno más seguro, eficiente y sostenible para la generación distribuida.

1.1. Formulación del problema

En los últimos años, el Ecuador ha enfrentado períodos de escasez de energía eléctrica que han derivado en racionamientos y afectaciones a los sectores residencial, comercial e industrial. Esta situación ha evidenciado la necesidad de fortalecer la seguridad energética mediante la incorporación de fuentes alternativas de generación. Paralelamente, los costos asociados a la generación convencional, el mantenimiento de la infraestructura eléctrica y los impactos ambientales derivados de su operación han impulsado el interés por soluciones energéticas más sostenibles. En este contexto, los Sistemas de Generación Distribuida para Autoconsumo (SGDA), especialmente los basados en energía solar fotovoltaica, surgen como una alternativa para reducir la dependencia de la red eléctrica y optimizar los costos de consumo energético. Sin embargo, determinar la viabilidad técnica y económica de estos sistemas continúa siendo un desafío para los potenciales usuarios

La primera normativa que reguló la generación distribuida para autoconsumo en consumidores regulados es la regulación Arcernnr-001/21 (2021). Este documento estableció los lineamientos iniciales para la conexión de sistemas de generación renovable a las redes de distribución, definiendo requisitos técnicos básicos, procedimientos de autorización y condiciones de operación. Su enfoque principal fue habilitar la incorporación de sistemas fotovoltaicos para autoconsumo bajo un esquema regulatorio inicial.

La siguiente regulación emitida mediante resolución Arcernnr-031/2023 es la Regulación ARCERNNR-008/23 (2023), en la cual se derogó la regulación Arcernnr-001/21 (2021) y se desarrolló de manera más amplia el marco regulatorio de los sistemas de generación distribuida para Autoabastecimiento (SGDA), incorporando procedimientos detallados para la factibilidad de conexión, certificados de habilitación, dimensionamiento de sistemas, sistemas de medición de energía y facturación. Además, se definió formalmente las modalidades de autoabastecimiento y las responsabilidades de los consumidores y empresas distribuidoras (ARCONEL, 2023).

Luego en septiembre de 2024 se aprueba mediante resolución ARCONEL-008/2024 la regulación ARCONEL-005/24 (2024) sustituyendo a la regulación ARCERNNR-008/23. Su principal objetivo fue actualizar el marco regulatorio en concordancia con la Ley Orgánica de competitividad Energética. Entre las modificaciones más relevantes se encuentran la incorporación de mecanismos para la inyección de excedentes de energía a la red de distribución, nuevas modalidades para autoabastecimiento local y remoto, individual y múltiple, mayor flexibilidad respecto a la propiedad de los SGDA y la posibilidad de participación de terceros en la construcción, operación y mantenimiento de los sistemas.

También fortaleció los procedimientos técnicos y comerciales para la conexión y operación de los SGDA

La normativa Ecuatoriana sobre generación distribuida para autoconsumo ha evolucionado desde 2021, pasando de un esquema inicial enfocado en habilitar la conexión de sistemas renovables a un marco regulatorio más robusto que incorpora modalidades avanzadas de autoabastecimiento, mecanismos para el aprovechamiento de excedentes de energía y una mayor participación de actores privados. Esta evolución evidencia el interés del estado por fomentar la adopción de tecnologías de generación distribuida y fortalecer la diversificación de la matriz energética nacional.

Según reportes recientes, más de 60 MW han sido aportados al sistema eléctrico nacional por SGDA instalados mediante esta regulación, distribuidos entre diferentes empresas distribuidoras como CNELEP, Eléctrica Quito y otras (Ministerio de Energía y Minas, 2024).

La normativa expedida por ARCONEL, aunque representa un avance en materia de regulación, mantiene aspectos que todavía dificultan la integración fluida de los SGDA a la red de distribución. Existen procedimientos poco claros, requisitos que no siempre se encuentran armonizados con la realidad técnica del mercado, y ausencia de incentivos que estimulen la adopción. Esta situación ralentiza la expansión de proyectos, puede originar conflictos entre usuarios, instaladores y distribuidores, sobre todo a medida que la demanda crece.

En consecuencia, surge la necesidad de investigar la viabilidad técnica y económica de los SGDA en el país y de examinar cómo la normativa actual responde a esa dinámica en constante evolución. De no atender estas brechas, se corre el riesgo de limitar el potencial de la generación distribuida, desaprovechando recursos renovables abundantes como la radiación solar y restringiendo los beneficios asociados: reducción de emisiones, ahorro energético y fortalecimiento de la seguridad del suministro.

Así, el problema central que guía esta investigación puede formularse del siguiente modo: ¿Cómo incide la actual normativa ecuatoriana sobre sistemas de generación distribuida para autoconsumo en la viabilidad técnica y económica de su implementación en clientes regulados, y qué elementos deberían ajustarse para favorecer su integración efectiva al sistema eléctrico nacional?

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Evaluar la efectividad y viabilidad técnica, económica y normativa de la implementación de sistemas de generación distribuida para autoconsumo (SGDA) basados en energía solar fotovoltaica en Ecuador, mediante el análisis de los equipos utilizados en estos sistemas y la aplicación de un proyecto piloto en usuarios regulados, con el fin de proponer recomendaciones que optimicen su integración a la red de distribución eléctrica.

1.2.2. Objetivos específicos

1. Evaluar el marco actual de la energía solar fotovoltaica en Ecuador: Esto incluye analizar el mercado de equipos y tecnologías para sistemas de generación distribuida para autoconsumo (SGDA), y revisar la normativa vigente de la ARCONEL y otros organismos reguladores para su implementación e interconexión a la red.

2. Determinar la viabilidad técnica y económica de los SGDA: Se enfoca en analizar la factibilidad de estos sistemas en los sectores residencial, industrial y empresarial, tomando en cuenta las condiciones específicas de distintas regiones de Ecuador.

3. Implementar y validar un proyecto piloto de SGDA en Cuenca: Esto permitirá evaluar el funcionamiento, desempeño técnico y económico, y la aplicabilidad de estos sistemas en un contexto local real.

4. Proponer estrategias para la integración de SGDA en Ecuador: El objetivo es identificar los desafíos y oportunidades existentes para optimizar la integración de estos sistemas a la red eléctrica y fortalecer la normativa actual.

1.3. Alcance

El presente estudio se enfoca en el análisis del marco normativo que regula los sistemas de Generación Distribuida para Autoconsumo (SGDA) en el Ecuador. La investigación comprende la revisión de la evolución regulatoria de estos sistemas, desde la emisión de las primeras disposiciones específicas hasta la normativa vigente (ARCONEL-005/24), identificando los principales cambios introducidos en cada actualización y su impacto en la implementación de proyectos de generación distribuida.

Adicionalmente, se realiza un análisis comparativo entre la normativa ecuatoriana y los marcos regulatorios aplicados en otros países con mayor desarrollo en generación distribuida, considerando aspectos técnicos, administrativos, comerciales y de integración a la red eléctrica. Este análisis permite identificar similitudes, diferencias, fortalezas y limitaciones de la regulación nacional frente a experiencias internacionales.

Con base en los resultados obtenidos, se plantean observaciones y propuestas orientadas al fortalecimiento del marco regulatorio ecuatoriano, con el propósito de facilitar la adopción de los SGDA, promover el aprovechamiento de fuentes renovables de energía y contribuir al desarrollo sostenible del sector eléctrico nacional.

La investigación se desarrolla mediante la revisión documental de leyes, reglamentos y regulaciones vigentes, así como de literatura técnica y normativa internacional relacionada con la generación distribuida para autoconsumo.

En el plano territorial, la investigación abarca el contexto nacional, considerando el marco normativo vigente (ARCONEL-005/24) para los sistemas de generación distribuida para autoconsumo (SGDA) en el Ecuador y su aplicación en el territorio ecuatoriano. El análisis se centra en la evolución de la regulación nacional, así como en la comparación de la normativa ecuatoriana con experiencias internacionales relevantes.

Como complemento al análisis documental y normativo, se desarrolló un proyecto piloto en la provincia del Azuay, específicamente en el cantón Santa Isabel. Este ejercicio práctico proporcionó datos reales sobre el desempeño, costos y beneficios de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica, aportando evidencia empírica para contrastar los aspectos regulatorios identificados durante la investigación. La selección de esta ubicación respondió a las condiciones favorables para el aprovechamiento de la energía solar y a la viabilidad de implementar un caso de estudio representativo dentro del contexto ecuatoriano.

El alcance temporal de la investigación comprende el período 2021 – 2025, lapso durante el cual se desarrolló y consolidó el marco regulatorio ecuatoriano para los Sistemas de Generación Distribuida para Autoconsumo (SGDA). En este período se analizan las principales disposiciones emitidas por los organismos reguladores del sector eléctrico, incluyendo la Regulación ARCERNNR-001/21, la Regulación ARCERNNR-008/23 y la vigente Regulación ARCONEL-005/24, identificando los cambios incorporados en cada actualización, sus implicaciones técnicas, administrativas y comerciales, así como su contribución al desarrollo de la generación distribuida en el país. Este análisis permite evaluar la evolución de la normativa ecuatoriana y su adaptación a las necesidades del sector energético nacional

1.4. Justificación

La elección de este tema responde a la necesidad de fortalecer la transición energética del Ecuador, un país que atraviesa una coyuntura marcada por la presión creciente sobre el sistema eléctrico nacional y por la dependencia histórica de grandes centrales de generación. En este contexto, los Sistemas de Generación Distribuida para Autoconsumo (SGDA) emergen como una opción viable para diversificar la matriz energética, reducir pérdidas de energía en transmisión y generar mayor autonomía a los usuarios regulados. Analizar su viabilidad y los marcos normativos que los regulan constituye, en consecuencia, un aporte técnico y social de alta pertinencia.

La justificación técnica se sustenta en que el mercado ecuatoriano ya dispone de una amplia gama de equipos fotovoltaicos con diferentes niveles de eficiencia, costos y durabilidad, lo que hace necesario realizar estudios comparativos que permitan orientar a los usuarios, inversionistas y responsables de la toma de decisiones. El proyecto piloto implementado en Santa Isabel permitió validar, en condiciones reales, parámetros relacionados con la inversión requerida, el rendimiento energético y el ahorro económico alcanzado, generando información confiable que complementa los diagnósticos teóricos existentes. Además, se consideraron los aspectos normativos vigentes ARCONEL-005/24 aplicados durante el desarrollo del proyecto, con el fin de garantizar el cumplimiento de la regulación vigente y fortalecer la validez de los resultados obtenidos.

Desde el punto de vista regulatorio, la investigación cobra relevancia porque la normativa ecuatoriana aún se encuentra en un proceso de consolidación. Normas recientes como la ARCONEL-005/24 y la ARCERNNR-008/23 han establecido lineamientos más claros, pero también han evidenciado limitaciones en aspectos como los procedimientos de interconexión, la estandarización técnica y los incentivos económicos. Proponer mejoras normativas basadas en evidencia constituye un aporte concreto al marco institucional, con el potencial de facilitar la integración de los SGDA en la red eléctrica nacional.

En el ámbito social y económico, el estudio se justifica porque los SGDA no solo representan una alternativa de reducción de costos para los usuarios, sino que también generan impactos positivos en términos de sostenibilidad ambiental y participación ciudadana en la generación de energía. En un país que enfrenta restricciones en su sistema eléctrico, fomentar la generación distribuida significa aliviar cargas sobre la red, disminuir emisiones de CO₂ y promover la eficiencia energética.

1.5. Delimitación de la zona de estudio

La investigación se ubica dentro de la República del Ecuador, un país que se extiende en la región noroccidental de América del Sur y que está atravesado por la línea ecuatorial, lo cual marca de manera directa las condiciones de radiación solar que resultan relativamente estables, aunque con variaciones propias de la altitud y de las diferencias geográficas que van desde la costa hasta la sierra y la Amazonía. Esta diversidad natural, que a primera vista puede parecer un obstáculo para la uniformidad de estudios energéticos, en realidad se convierte en un punto de partida fundamental para analizar de qué forma los Sistemas de Generación Distribuida para Autoconsumo (SGDA) encuentran escenarios diferenciados de aplicación, algunos más favorables que otros, pero todos dentro de un marco que busca optimizar los recursos renovables.

Si bien el análisis normativo desarrollado en esta investigación posee alcance nacional, al considerar la regulación ecuatoriana aplicable a los Sistemas de Generación Distribuida para autoconsumo (SGDA), la fase práctica del estudio se delimito a la provincia del Azuay. Esta delimitación territorial corresponde exclusivamente al desarrollo y evaluación del proyecto piloto, implementado como caso de estudio para validar en condiciones reales los aspectos técnicos, económicos y operativos asociados a un sistema fotovoltaico conectado a red.

La provincia de Azuay fue seleccionada por contar con condiciones adecuadas para la implementación de este tipo de sistemas, una demanda energética creciente y una infraestructura eléctrica que permite analizar de manera realista la integración de generación distribuida. Asimismo, las condiciones de radiación solar existentes en la zona resultan suficientes para evaluar el desempeño de instalaciones fotovoltaicas, permitiendo obtener información representativa que complementa el análisis normativo realizado a escala nacional.

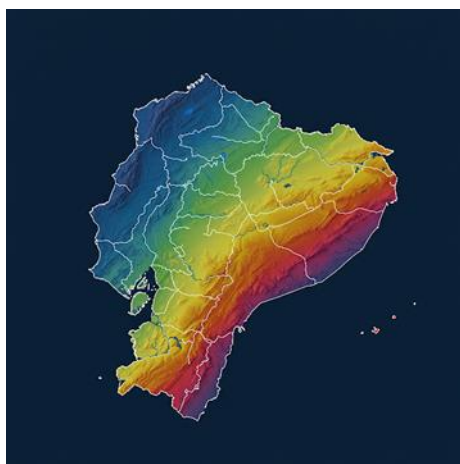


Figura 1. Ubicación geográfica donde se realizará la investigación

Fuente: Autor

El foco se reduce aún más hacia el cantón Cuenca, capital provincial y una de las ciudades con mayor nivel de urbanización en Ecuador, lo cual otorga un escenario donde la interacción entre demanda energética, disponibilidad de equipos y normativa puede evaluarse con mayor claridad. Azuay es un espacio donde conviven sectores residenciales, industriales y comerciales, cada uno con particularidades en su consumo, y por tanto resulta un campo propicio para analizar la viabilidad técnica y económica de los SGDA en tres dimensiones complementarias. Además, no se puede obviar que la ciudad ha mostrado señales de interés institucional hacia la sostenibilidad, lo que refuerza el valor de emplearla como área piloto que podría servir de base para comparaciones posteriores en otras provincias.

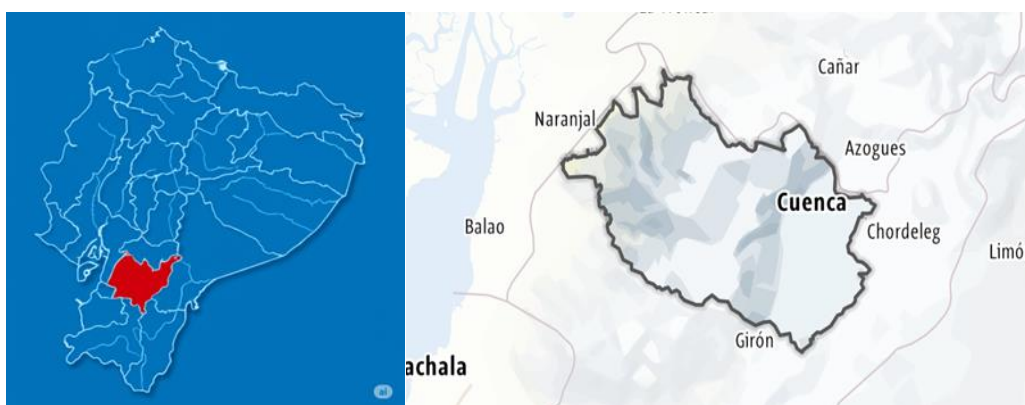


Figura 2. Ubicación geográfica de la provincia del Azuay – Cantón Cuenca

Fuente: Autor

La delimitación geográfica sigue un proceso gradual: primero el nivel nacional con Ecuador, luego el nivel regional con Azuay, y finalmente el nivel local con Santa Isabel. Esta metodología de reducción progresiva no solo facilita la precisión del análisis, sino que también

asegura que los resultados, aunque extraídos de una zona particular, puedan considerarse como referentes útiles para el diseño de políticas y estrategias en todo el país.

1.6. Metodología

La investigación se estructuró bajo un enfoque cuantitativo, ya que se apoyó en el análisis de datos técnicos, económicos y normativos, con indicadores que fueron medidos, comparados e interpretados. Sin embargo, no se limitó a describir cifras estáticas, sino que incluyó la aplicación de un proyecto piloto como herramienta de verificación en campo, lo cual permitió validar si las estimaciones teóricas y los modelos económicos realmente se ajustaron al contexto ecuatoriano. Este enfoque, de carácter aplicado y descriptivo, se orientó a examinar de manera sistemática los elementos que condicionan la viabilidad de los Sistemas de Generación Distribuida para Autoconsumo (SGDA), identificando fortalezas y limitaciones que sirvieron de base para recomendaciones normativas y técnicas.

La metodología se organizó en varias etapas secuenciales, aunque no rígidas, ya que en ciertos momentos fue necesario retroceder a fases previas para ajustar parámetros o incorporar nueva información. En primer lugar, se realizó una revisión bibliográfica y normativa, donde se estableció el estado actual de la generación distribuida en Ecuador y en países de referencia, se identificaron al mismo tiempo las tecnologías disponibles y sus costos asociados, además de revisar con detenimiento la normativa vigente emitida por la ARCONEL y otros organismos reguladores. Esta fase incluyó también el análisis de experiencias previas, tanto nacionales como internacionales, que permitieron contextualizar los hallazgos.

Posteriormente se desarrolló un análisis técnico y de equipos, considerando componentes esenciales como paneles solares, inversores, sistemas de protección, estructuras de soporte y dispositivos de monitoreo. En este punto se compararon proveedores y marcas presentes en el mercado ecuatoriano, se estimaron los costos de inversión y mantenimiento, y como producto de este análisis se definió la selección de los equipos adecuados para el proyecto piloto, aplicando criterios de calidad, eficiencia energética y costo-beneficio.

La tercera etapa correspondió al diseño y ejecución del proyecto piloto, donde se elaboró el diseño técnico del sistema fotovoltaico a instalar. Este diseño incluyó el dimensionamiento de la capacidad instalada en función de la demanda energética del usuario, el espacio físico disponible y la radiación solar existente en la zona de estudio. Además, se calculó la generación estimada de energía considerando las condiciones particulares de la

sierra, costa, oriente e insular, lo que permitió un análisis comparativo nacional. En este punto también se realizó la estimación del periodo de retorno de la inversión, los ahorros energéticos esperados y la reducción de emisiones de CO₂. La ejecución contempló la supervisión de la instalación, la puesta en marcha y el monitoreo del sistema en condiciones reales de operación.

En una cuarta etapa se procedió con el análisis de resultados y propuesta de recomendaciones, comparando los resultados proyectados con los obtenidos en la práctica. Aquí se identificaron las principales barreras técnicas, económicas y normativas encontradas durante la implementación del piloto, para luego elaborar recomendaciones concretas orientadas a fortalecer la normativa vigente y a facilitar la masificación de los SGDA en Ecuador. Asimismo, se buscó generar un modelo replicable que pudiera ser adoptado por otros clientes regulados y por distintos sectores de consumo.

Finalmente, se elaboraron las conclusiones generales del estudio, en las que se integró lo observado en el plano técnico, económico y regulatorio, a fin de entregar un marco de referencia sólido para futuras investigaciones y proyectos.

Enfoque metodológico complementario

- Tipo de investigación: Aplicada y descriptiva, porque pretendió dar solución a un problema real y, al mismo tiempo, describió con detalle las características del fenómeno de estudio.
- Enfoque de la investigación: Cuantitativo, sustentado en datos técnicos, económicos y normativos medibles.
- Métodos: Revisión documental, análisis comparativo, cálculos técnicos, simulaciones económicas y trabajo de campo en el proyecto piloto.
- Instrumentos: Software de simulación solar, fichas técnicas de equipos, entrevistas a proveedores y reguladores, además de mediciones en sitio para verificar parámetros reales de generación y consumo.

1.7. Hipótesis

La investigación se sustenta en la premisa de que la implementación de sistemas de generación distribuida para autoconsumo (SGDA), particularmente aquellos de tecnología solar fotovoltaica, resulta técnica y económicamente viable en el contexto ecuatoriano actual. Esta hipótesis no surge de una simple suposición, sino de la observación de factores que, en conjunto, configuran un entorno favorable para el despliegue de estas soluciones. Entre dichos factores destaca el proceso evolutivo de la normativa regulatoria emitida por la

ARCONEL, la cual ha incorporado disposiciones más claras respecto a la habilitación, conexión y operación de los sistemas, reduciendo con ello la incertidumbre que en etapas anteriores limitaba a usuarios y empresas del sector.

Se plantea además que la disponibilidad creciente de equipos y tecnologías en el mercado nacional constituye un elemento determinante, ya que amplía el abanico de alternativas para los consumidores. La presencia de diferentes capacidades, niveles de eficiencia y escalas de inversión permite a usuarios residenciales, industriales y comerciales seleccionar soluciones que se ajusten a sus necesidades y a su capacidad económica, lo cual fortalece la viabilidad del modelo. Esta diversificación de la oferta se convierte, en consecuencia, en un soporte directo para que los SGDA logren consolidarse como opción energética real.

No obstante, la hipótesis también reconoce que, pese a estos avances, persisten aspectos normativos y técnicos susceptibles de optimización, tales como los procedimientos de interconexión, la gestión de excedentes, o los mecanismos de incentivos. La mejora de estas condiciones se considera esencial para garantizar que la integración de los SGDA sea no solo viable en el corto plazo, sino también sostenible y segura en el largo plazo, evitando conflictos operativos con la red eléctrica de distribución.

CAPÍTULO 2

2. MARCO TEÓRICO Y NORMATIVAS

2.1. Sistemas eléctricos de potencia

2.1.1. Concepto y evolución histórica de los sistemas eléctricos

El concepto de sistema eléctrico de potencia puede resumirse en la idea de una red organizada cuyo propósito esencial es garantizar que la energía, en forma de electricidad, llegue a los usuarios con niveles adecuados de calidad y seguridad, pero esa definición, aunque útil, resulta insuficiente para comprender la magnitud histórica de su evolución. Desde los primeros experimentos con lámparas incandescentes y motores rudimentarios en la segunda mitad del siglo XIX, pasando por la célebre disputa entre corriente alterna y corriente continua (la llamada “guerra de las corrientes”), hasta llegar a las actuales discusiones sobre la integración masiva de renovables intermitentes, los sistemas eléctricos han atravesado fases de experimentación, expansión acelerada, crisis y adaptación (Morón, 2021).

Un elemento central en esa evolución fue la capacidad de elevar y reducir tensiones mediante transformadores, lo que permitió transportar energía a grandes distancias con pérdidas menores, abriendo el camino a la construcción de sistemas interconectados de alcance nacional y posteriormente regional. Cabe señalar que este proceso no se dio de manera simultánea en todo el mundo, sino que estuvo condicionado por los contextos socioeconómicos, la disponibilidad de capital y las prioridades políticas de cada país. (Mientras algunos optaban por electrificar primero las áreas urbanas industriales, otros apostaron por el desarrollo agrícola a través de electrificación rural) (Sánchez, 2024).

Con el paso de las décadas, el sistema eléctrico dejó de ser solo una infraestructura técnica para ser un elemento estructural del desarrollo social y económico, un factor determinante de la competitividad industrial y de la calidad de vida de las poblaciones. La consolidación de organismos de estandarización, como la IEC, y el surgimiento de regulaciones nacionales en torno al servicio público de electricidad, contribuyeron a estabilizar los marcos operativos. Sin embargo, cada innovación introducida (por ejemplo, el salto hacia las energías renovables a gran escala en los años 2000) trajo consigo nuevas tensiones: ¿cómo equilibrar fiabilidad con sostenibilidad?, ¿cómo reducir la dependencia de combustibles fósiles sin comprometer la estabilidad de la red? Preguntas abiertas que siguen marcando el presente (Ruggeri, 2025).

2.1.2. Estructura básica: generación, transmisión, distribución y consumo

La estructura funcional de un sistema eléctrico puede visualizarse en capas o eslabones interdependientes, no como bloques aislados. La generación constituye el inicio del proceso: en ella se convierten fuentes primarias, carbón, gas natural, agua, viento, radiación solar, uranio, en electricidad. Cada fuente introduce dinámicas técnicas diferentes: una planta hidroeléctrica ofrece capacidad de regulación y almacenamiento potencial, mientras que un parque eólico depende de la variabilidad climática. En el siguiente nivel aparece la transmisión, encargada de trasladar la energía en grandes cantidades a través de líneas de alta y extra alta tensión; su lógica es la de una columna vertebral robusta que conecta los centros de generación con las áreas de mayor consumo (Coris De La Cruz et al., 2025).

La distribución, por su parte, opera en tensiones menores, más cercanas a lo que utilizan los usuarios finales. En esta etapa se multiplica la infraestructura: transformadores de distribución, redes urbanas, medidores y protecciones. Es un eslabón de alta exposición porque cualquier falla en este punto repercute directamente en la percepción del servicio. Finalmente, se encuentra el consumo, que abarca desde hogares individuales hasta industrias de gran escala. Lo peculiar del consumo eléctrico es que su comportamiento es dinámico y muchas veces impredecible: varía según horarios, estacionalidad, ciclos económicos o incluso eventos extraordinarios como olas de calor o crisis energéticas (Barrera y Ramirez, 2023).

La visión tradicional describía al consumidor como un receptor pasivo, pero en los últimos años esto ha cambiado radicalmente: los prosumidores, capaces de inyectar su propia electricidad a la red mediante paneles solares o microturbinas, transforman el rol clásico. Ahora, la frontera entre productor y usuario se vuelve difusa, obliga a repensar esquemas regulatorios y técnicos, porque la red ya no es unidireccional sino bidireccional, un flujo donde tanto la oferta como la demanda actúan como variables inciertas que requieren monitoreo constante (Jimenez, 2023).

2.1.3. Modelos de generación centralizada vs. descentralizada

Históricamente, los sistemas eléctricos han tendido a organizarse de manera centralizada, con grandes plantas que generan la mayor parte de la energía y redes extensas que la distribuyen. Esta centralización trajo consigo beneficios claros: economías de escala, control centralizado, facilidad para estandarizar equipos y tarifas. No obstante, también introdujo riesgos significativos: vulnerabilidad a fallos catastróficos (un apagón en una planta

principal puede afectar regiones enteras), dependencia de grandes infraestructuras y rigidez frente a nuevas demandas (Villanueva-Machado et al., 2025).

El modelo descentralizado, en cambio, se ha impulsado con mayor fuerza en los últimos 20 años, especialmente con la proliferación de tecnologías renovables distribuidas. Aquí se privilegia la instalación de unidades más pequeñas y cercanas al consumo, como sistemas fotovoltaicos en techos residenciales, biodigestores comunitarios o microturbinas eólicas. Este esquema ofrece resiliencia, porque una falla local no colapsa el sistema entero, y además favorece la participación ciudadana y la democratización energética. Sin embargo, plantea retos técnicos de sincronización, estabilidad y gestión de datos en tiempo real (Flores et al., 2024).

Lo que se observa en la actualidad no es una sustitución completa de un modelo por otro, sino una transición hacia esquemas híbridos. Las redes eléctricas modernas incorporan tecnologías de operación inteligente, como los sistemas SCADA, medidores inteligentes y algoritmos de balance de carga, que permiten integrar generación centralizada con unidades descentralizadas. Se está configurando un sistema más flexible pero también más complejo: un entramado donde conviven plantas de gran capacidad con miles de pequeños generadores dispersos. (En este punto, cabe destacar que la digitalización y la ciberseguridad adquieren un protagonismo, porque el control de tantos nodos distribuidos amplifica riesgos de ataques o fallos informáticos) (Sánchez-Silvera et al., 2021).

Así, el debate no es solo técnico sino también económico y social. La centralización se asocia a inversiones estatales o corporativas de gran envergadura, mientras que la descentralización habilita esquemas comunitarios, cooperativos o incluso individuales. Ambos modelos responden a lógicas distintas, pero en la práctica se superponen, generando un escenario en el que el sistema eléctrico del futuro será inevitablemente híbrido, multifacético y adaptativo (Salinas, 2024).

2.1.4. Retos contemporáneos: sostenibilidad, eficiencia y seguridad del suministro

Actualmente, los sistemas eléctricos de potencia enfrentan el desafío de garantizar un suministro seguro y continuo, incorporando criterios de sostenibilidad ambiental y eficiencia operativa. Esto implica promover la integración de fuentes de energía con menor impacto ambiental, optimizar el uso de los recursos disponibles y mantener niveles adecuados de confiabilidad frente a contingencias operativas, eventos naturales y variaciones en la demanda (Villanueva-Machado et al., 2025).

La sostenibilidad representa uno de los principales desafíos de los sistemas eléctricos modernos, impulsando la transición hacia fuentes renovables con menores emisiones ambientales. No obstante, la integración de tecnologías como la solar y eólica introduce retos operativos asociados a su variabilidad. Por otra parte, la eficiencia del sistema no se limita a la reducción de pérdidas técnicas, sino que también comprende la gestión inteligente de la demanda mediante herramientas de digitalización y control (Quinteros et al., 2024).

La seguridad del suministro constituye un aspecto fundamental en la planificación y operación de los sistemas eléctricos, ya que la continuidad del servicio depende de la capacidad del sistema para responder ante fallas, contingencias y riesgos externos. En este contexto, resulta necesario promover estrategias orientadas a fortalecer la resiliencia del sistema mediante la diversificación de la matriz energética, la incorporación de tecnologías de almacenamiento y el desarrollo de marcos regulatorios adecuados (Josa, 2020).

Lo que se perfila entonces es un paradigma de transición energética, donde sostenibilidad, eficiencia y seguridad no son metas aisladas, sino dimensiones que deben armonizarse, aun cuando cada una ejerza presiones distintas sobre la arquitectura del sistema eléctrico.

2.2. Generación eléctrica convencional y renovable

2.2.1. Fuentes fósiles y su rol en la matriz energética global

Los combustibles fósiles han constituido históricamente la principal fuente de generación eléctrica a nivel mundial. El carbón, el petróleo y el gas natural impulsaron el desarrollo de los sistemas eléctricos debido a su disponibilidad y capacidad de producción energética. Sin embargo, los impactos ambientales asociados a sus emisiones han promovido la búsqueda de alternativas más sostenibles y una progresiva transición hacia fuentes de energía renovable. (Arias et al., 2022).

El uso de combustibles fósiles presenta importantes desafíos ambientales debido a las emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes asociados a su explotación y consumo. Adicionalmente, la dependencia de estos recursos puede generar vulnerabilidades en el suministro energético, influenciadas por factores económicos, logísticos y geopolíticos. (Valencia-Calvo et al., 2020).

A pesar de las críticas, los fósiles siguen ocupando más del 60 % de la matriz eléctrica mundial en muchos países, porque ofrecen estabilidad y potencia firme, lo que significa que pueden despacharse en cualquier momento sin depender del clima. Este atributo los convierte

en un soporte esencial frente a la demanda base, condición que aún no logran cubrir las renovables variables por sí solas. Sin embargo, la tendencia apunta a su disminución progresiva, presionada por compromisos internacionales de descarbonización, avances tecnológicos y cambios en los costos relativos de las tecnologías limpias (Pizarro et al., 2024).

Debe reconocerse que el modelo fósil se mantiene gracias a subsidios estatales que distorsionan el mercado eléctrico. En varios países, la electricidad generada con carbón o gas resulta artificialmente barata porque no incorpora los costos ambientales de su uso. Este fenómeno dificulta la expansión de renovables, ya que compiten en desventaja. En consecuencia, la discusión sobre los fósiles trasciende lo técnico y se convierte en un asunto político, económico y social: ¿cómo reducir la dependencia sin generar crisis económicas en países exportadores?, ¿cómo garantizar una transición justa para las comunidades que dependen laboralmente de estas industrias?, ¿cómo equilibrar la urgencia climática con la realidad de los sistemas eléctricos que aún no tienen alternativas firmes suficientes? (González de Mingo, 2020).

El futuro no será de exclusión inmediata de los fósiles, sino de transición gradual, donde su rol irá reduciéndose hasta ocupar posiciones marginales o de respaldo. Mientras tanto, continúan siendo un componente central de la matriz, incluso en escenarios donde las renovables avanzan con rapidez.

2.2.2. Energías renovables: Fotovoltaica

Las energías renovables se presentan como el núcleo de la transición energética y no solo porque se apoyan en recursos que se consideran inagotables en la escala humana, sino también porque reducen emisiones y diversifican la matriz. La solar fotovoltaica, quizá la más emblemática, transforma la radiación solar en electricidad mediante paneles, una tecnología que ha bajado drásticamente de precio en los últimos veinte años, lo que explica su expansión global. Aunque depende de la irradiación y presenta intermitencia, su modularidad (puede instalarse en un tejado o en un desierto entero) la convierte en una opción flexible (Vicente, 2020).

2.2.3. Ventajas y limitaciones de cada fuente

Cada fuente renovable aporta beneficios diferenciados, pero ninguna está exenta de limitaciones. La solar, por ejemplo, se distingue por su escalabilidad y su facilidad de instalación, desde pequeños sistemas domésticos hasta plantas a gran escala. Su principal limitación radica en la intermitencia: no genera de noche y su producción se ve afectada por nubes o estaciones (Hernández, 2022).

Así, la elección de cada fuente depende de la combinación de factores técnicos, económicos, sociales y ambientales propios de cada territorio. No existe la fuente “perfecta”, sino un mosaico que debe integrarse de manera planificada.

2.2.4. Transición energética y descarbonización

Dentro del concepto de la transición energética implica una transformación estructural del sistema eléctrico, no solo el cambio de fuentes de generación. Se trata de un proceso gradual condicionado por factores económicos, políticos y tecnológicos, cuyo objetivo principal es la descarbonización mediante la reducción de emisiones del sector energético. (Bautista et al., 2022)

La transición energética enfrenta desafíos asociados a la necesidad de cumplir compromisos internacionales de reducción de emisiones, mientras los sistemas eléctricos mantienen una alta dependencia de combustibles fósiles, especialmente en economías en desarrollo (González de Mingo, 2020).

La descarbonización exige más que instalar renovables: implica desarrollar redes inteligentes, almacenamiento masivo, interconexiones regionales y, en paralelo, políticas públicas coherentes que eliminen subsidios a fósiles y promuevan incentivos para tecnologías limpias. También requiere un enfoque de transición justa, que atienda a los trabajadores y comunidades que dependen de industrias intensivas en carbono. (No se puede obviar que cerrar minas o plantas térmicas sin alternativas socioeconómicas genera tensiones sociales que ponen en riesgo la estabilidad política) (Barrera y Ramirez, 2023)

El camino hacia la descarbonización, entonces, no será lineal ni homogéneo: algunos países avanzarán rápido gracias a sus recursos naturales y capacidades tecnológicas, mientras que otros enfrentarán trayectorias más lentas. Lo cierto es que, sin este proceso, los compromisos climáticos globales no podrán cumplirse, y la urgencia ambiental convierte a la transición energética en una prioridad inaplazable (Jimenez, 2023)

2.3. Sistemas de generación distribuida (SGD)

2.3.1. Concepto de generación distribuida

La generación distribuida (GD) se define como un conjunto de instalaciones de menor escala ubicadas en puntos cercanos a los centros de consumo, que producen electricidad para autoconsumo parcial o total y en algunos casos inyectan excedentes a la red. Este modelo se aleja de la lógica clásica de grandes centrales, porque aquí las unidades suelen estar dispersas y adaptadas al contexto local, ya sean paneles solares en techos

residenciales, turbinas eólicas comunitarias, biodigestores en zonas agrícolas o pequeñas hidroeléctricas en cuencas aisladas. Lo distintivo es que la electricidad no recorre largas distancias, sino que se produce allí donde se necesita, reduciendo pérdidas de transporte y aportando resiliencia frente a interrupciones. (En muchos países, la GD se vincula al concepto de prosumidor: usuarios que a la vez consumen y generan energía) (Fernandez, 2024).

La GD no debe entenderse como una solución marginal o experimental; en los últimos años ha evolucionado hasta consolidarse como un componente estructural en los planes de transición energética. Su dinamismo radica en la combinación de tres factores: la disminución de costos tecnológicos, la facilidad de instalación en múltiples escalas y la creciente conciencia social sobre sostenibilidad (Escalante, 2021)

2.3.2. Beneficios ambientales, técnicos y sociales

Los beneficios de la generación distribuida se proyectan en tres dimensiones que se entrelazan de manera evidente. En lo ambiental, la mayoría de las instalaciones GD se basan en fuentes renovables (solar, eólica, biomasa), lo que implica una reducción sustantiva de emisiones de gases de efecto invernadero y una menor huella ecológica. Además, al producir energía cerca del consumo, disminuyen las pérdidas técnicas en transmisión, lo que indirectamente significa un uso más eficiente de los recursos primarios (Mogrovejo, 2024)

Desde el ángulo técnico, la GD aporta resiliencia y flexibilidad. Una red con múltiples nodos generadores es menos vulnerable a apagones masivos, porque la falla de un sistema no necesariamente implica la caída del conjunto. Además, al modular la producción de acuerdo con la demanda local, contribuye a estabilizar la red, especialmente en contextos donde los picos de consumo ponen en riesgo el suministro (Cortés et al., 2020).

En la dimensión social, los beneficios se relacionan con la participación ciudadana y la democratización del acceso a la energía. Las comunidades pueden generar parte de su electricidad, reduciendo costos y aumentando su autonomía frente a empresas distribuidoras. Esto abre oportunidades de desarrollo local, fomenta empleos en instalación y mantenimiento, y en algunos casos impulsa modelos cooperativos donde la energía deja de ser solo un servicio y se convierte en un bien compartido (Díaz-Díaz et al., 2024).

2.3.3. Desafíos técnicos y económicos de la integración

La integración de la generación distribuida a los sistemas eléctricos convencionales plantea un conjunto de desafíos que no deben subestimarse, porque, aunque sus beneficios son evidentes, el proceso de incorporarla masivamente requiere ajustes complejos. Desde el punto de vista técnico, el principal reto consiste en mantener la estabilidad de la red en un

contexto donde la electricidad deja de circular de manera unidireccional y pasa a fluir en dos sentidos. Esto obliga a implementar tecnologías de monitoreo en tiempo real, protección adaptativa y esquemas de control más sofisticados (de Santiago y Bernabé, 2024).

Otro desafío técnico reside en la capacidad de las infraestructuras actuales para recibir inyecciones de energía desde miles de pequeños generadores. En muchas redes de distribución, diseñadas originalmente para un flujo descendente, no existen dispositivos adecuados para gestionar flujos inversos. Por eso, se requieren inversiones en redes inteligentes, almacenamiento distribuido y sistemas de comunicación digital que coordinen a todos los actores (Barahona y Carchipulla, 2025).

En la dimensión económica, los desafíos no son menores. Instalar tecnologías de generación distribuida supone costos iniciales que, aunque en descenso, aún representan una barrera para hogares y pequeñas empresas. Además, la remuneración de excedentes inyectados a la red depende de marcos regulatorios que varían de un país a otro. A esto se suma la necesidad de revisar los esquemas tarifarios tradicionales, porque los usuarios que generan parte de su electricidad reducen sus pagos a las distribuidoras, lo cual puede desestabilizar el financiamiento de la infraestructura común si no se rediseñan las reglas de juego (Mogrovejo, 2024).

2.4. Tecnologías aplicadas en generación distribuida

2.4.1. Sistemas fotovoltaicos: módulos, inversores y balance de sistema

Los sistemas fotovoltaicos constituyen la tecnología más difundida en la generación distribuida, principalmente por su escalabilidad y su rápida reducción de costos. Están compuestos por tres bloques esenciales: módulos, inversores y balance de sistema. Los módulos, fabricados con células semiconductoras (generalmente de silicio cristalino o de tecnologías de capa delgada), capturan la radiación solar y la convierten en corriente continua. Su eficiencia varía según la tecnología, la temperatura y las condiciones de irradiación, aunque las mejoras en la industria han llevado a módulos cada vez más potentes y duraderos (Fernandez, 2024).

Los inversores desempeñan un rol crítico, pues transforman la corriente continua en corriente alterna utilizable en la red. Además, cumplen funciones de control, monitoreo y protección, lo que los convierte en un elemento clave para garantizar la calidad de la energía entregada. Existen inversores de distinta tecnología cuya elección depende del tamaño y la configuración del sistema. El balance de sistema incluye todos los componentes adicionales:

estructuras de soporte, cableado, protecciones, medidores bidireccionales y, en algunos casos, sistemas de almacenamiento (Cortés et al., 2020).

El modularidad de los sistemas fotovoltaicos permite que se instalen desde pequeñas unidades residenciales hasta grandes plantas solares urbanas o rurales. Su principal limitación, sin embargo, es la intermitencia: no producen de noche y su rendimiento se reduce en días nublados. Por ello, su integración requiere combinarse con almacenamiento (baterías) o con otras fuentes que compensen la variabilidad (Díaz-Díaz et al., 2024).

2.5. Impacto de los sistemas de generación distribuida en la red eléctrica

2.5.1. Efectos en la estabilidad y calidad de energía

La incorporación de sistemas de generación distribuida (GD) produce efectos directos sobre la estabilidad y la calidad de la energía en las redes eléctricas. La estabilidad, entendida como la capacidad del sistema para mantener frecuencia y voltaje dentro de rangos aceptables, se ve desafiada porque las fuentes renovables distribuidas (solar y eólica, principalmente) son intermitentes y responden a variables climáticas que no pueden controlarse. Si no existen mecanismos de compensación adecuados, esta variabilidad puede ocasionar fluctuaciones rápidas de tensión, caídas de frecuencia y hasta disparos de protecciones que afecten al servicio en general (Alcócer-Ayala et al., 2023).

En cuanto a la calidad de la energía, la GD introduce nuevos factores de análisis: armónicos generados por inversores, desequilibrios de fases y problemas de factor de potencia. Estos fenómenos, si no son corregidos con filtros, controladores y compensadores estáticos, repercuten en el rendimiento de equipos eléctricos, incrementando riesgos de fallas o reduciendo su vida útil. (Lo paradójico es que la GD, pensada como una alternativa de modernización, puede convertirse en una fuente de problemas si no se integra bajo normas técnicas rigurosas). No obstante, con las tecnologías actuales de electrónica de potencia, estos efectos pueden mitigarse, aunque a costa de mayores inversiones en control y protección (Mercado-Bautista et al., 2022).

2.5.2. Gestión de la bidireccionalidad de flujos eléctricos

Uno de los cambios más significativos que introduce la generación distribuida es la bidireccionalidad de los flujos eléctricos. Las redes de distribución tradicionales fueron diseñadas para un flujo descendente, desde grandes centrales hasta los usuarios finales. La GD rompe ese esquema, porque ahora la energía puede circular en sentido contrario: de hogares o pequeñas plantas hacia la red. Este fenómeno obliga a rediseñar los sistemas de

protección, la coordinación de relés, la capacidad de transformadores y, sobre todo, los esquemas de medición (Barrera y Ramirez, 2023).

La gestión de la bidireccionalidad requiere tecnologías de red inteligente (smart grids), con sensores, medidores avanzados y plataformas digitales capaces de identificar en tiempo real de dónde proviene la energía y hacia dónde se dirige. De igual forma, demanda regulaciones claras sobre cómo se contabilizan los excedentes, qué tarifa se reconoce al prosumidor y cuáles son los límites técnicos de inyección. Sin una gestión adecuada, los flujos bidireccionales pueden provocar sobrecargas en determinados tramos de la red, invertir corrientes de cortocircuito y alterar las curvas de demanda previstas por los operadores (Granda y Zapata, 2021).

2.5.3. Pérdidas técnicas y eficiencia en redes de distribución

Las pérdidas técnicas, inevitables en cualquier red eléctrica, se ven modificadas por la integración de generación distribuida. En el modelo centralizado, gran parte de las pérdidas ocurre en transmisión y distribución debido a las largas distancias que recorre la electricidad. La GD, al producir energía cerca del punto de consumo, reduce la necesidad de transportar electricidad a grandes trayectorias, con lo cual disminuyen esas pérdidas. Este es uno de los beneficios más relevantes desde la perspectiva de eficiencia energética (Meza et al., 2021).

Sin embargo, el efecto no es uniforme. Si la GD se concentra en ciertas áreas y supera la demanda local, la energía excedente debe viajar hacia otros sectores de la red, lo que genera nuevamente pérdidas y puede saturar algunos elementos. Además, la variabilidad en la producción puede provocar sobrecargas puntuales o caídas de voltaje que aumentan pérdidas adicionales si no existen dispositivos de control adecuados. Por eso, la eficiencia lograda por la GD no depende solo de instalar paneles o turbinas, sino de planificar cuidadosamente su ubicación, capacidad y conexión a la red (García et al., 2020).

2.6. Análisis de la normativa ecuatoriana sobre SGDA y su aplicación en clientes regulados

2.6.1. Marco legal para la generación distribuida de autoconsumo en Ecuador

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) constituye el punto de partida jurídico que viabiliza la generación distribuida para autoconsumo en Ecuador, pues fija lineamientos generales y establece competencias claras. El artículo 26, en específico, ordena al Ministerio de Energía fomentar el uso de tecnologías limpias y fuentes alternativas con el propósito de alcanzar un sistema eléctrico sustentable sustentado en renovables (Gobierno del Ecuador, 2010). Además, dispone que la electricidad producida a

partir de dichas fuentes tenga condiciones preferentes, las cuales deberán ser determinadas por el organismo regulador, es decir, la ARCONEL, lo que configura un marco donde la norma impulsa y protege la integración de energías renovables en el país, este artículo se interpreta como la base legal que abre la puerta a la generación distribuida renovable, vinculándola de forma directa con los objetivos nacionales de transición energética.

En años recientes, el escenario regulatorio cambió de manera significativa, pues se buscó eliminar barreras al autoconsumo eléctrico y, al mismo tiempo, dar seguridad jurídica a los usuarios. A inicios de 2024 entró en vigencia la Ley Orgánica de Competitividad Energética, la cual reformó la LOSPEE para reconocer de manera explícita el derecho a autogenerar electricidad, ya sean consumidores regulados o no regulados (Departamento de Normativa y Consultas, 2024). El texto legal fue preciso: todos los consumidores finales pueden instalar sistemas de generación distribuida de carácter renovable y destinarlos al autoabastecimiento, usando equipos propios o gestionados por terceros, pero siempre respetando el principio de exclusividad de las distribuidoras en la venta de energía.

Es decir, se trata de un marco que habilita la autogeneración, pero dentro de reglas delimitadas, ya que se busca garantizar equilibrio entre derechos individuales y la operación centralizada de las empresas distribuidoras. (Este detalle, aunque parezca menor, es crucial porque impide la liberalización total del mercado eléctrico, manteniendo la figura del consumidor regulado como actor subordinado al esquema tarifario y a las condiciones técnicas impuestas por el regulador). Asimismo, la reforma delega al Reglamento General y a las regulaciones emitidas por la agencia de control la tarea de definir las condiciones de interconexión, los requisitos técnicos, los criterios comerciales y, sobre todo, el tratamiento de los excedentes de energía que puedan inyectarse a la red.

En otras palabras, la legislación nacional en su versión más actual reconoce el derecho de los usuarios a participar en la producción de su propia energía renovable, aunque traslada a la regulación sectorial la responsabilidad de establecer los mecanismos prácticos: cómo conectarse, qué límites de potencia aplicar, qué parámetros de calidad exigir y cómo proceder con los saldos de energía sobrante. Esta lógica escalonada (ley general + regulación específica) refleja una estrategia jurídica que permite flexibilidad y adaptación, porque lo que la ley establece de manera amplia, las regulaciones lo aterrizan con mayor precisión técnica.

2.6.2. Regulaciones de ARCONEL aplicables a los SGDA en clientes regulados

La Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), más tarde incorporada en la ARCERNNR, dio un paso decisivo al emitir la normativa secundaria que tradujo en procedimientos concretos lo que la LOSPEE y sus reformas ya habían anunciado en términos generales. Dichas normas se diseñaron pensando en el consumidor regulado, es decir, en aquellos usuarios que mantienen su relación contractual con una distribuidora y que buscan complementar su consumo con fuentes renovables propias. Un Sistema de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA) se entiende como el conjunto de equipos instalados por personas naturales o jurídicas con el fin de cubrir parte o la totalidad de su demanda, siempre y cuando se trate de tecnologías limpias como solar fotovoltaica, eólica, biomasa, biogás o mini hidro (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024).

Este concepto, aparentemente técnico, en realidad abre una brecha: descentraliza la producción eléctrica en un sistema tradicionalmente pensado solo para grandes centrales.

La evolución normativa no fue lineal ni uniforme, sino que se produjo en capas sucesivas. En 2018 se emitió la Regulación Nro. ARCONEL-003/18, denominada “Microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”, aprobada por el Directorio de ARCONEL. Esta regulación estableció las condiciones técnicas, comerciales y administrativas para que consumidores finales regulados incorporen sistemas de microgeneración fotovoltaica conectados a la red de distribución, con una capacidad nominal instalada de hasta 100 kW en bajo o medio voltaje, autoconsumo de la energía producida y entrega eventual de excedentes a la red (Ministerio de Energía y Minas, 2018).

Esta disposición permitió a los consumidores regulados residenciales y generales instalar sistemas de microgeneración fotovoltaica con una capacidad nominal instalada de hasta 100 kW en bajo o medio voltaje, siempre que el sistema operara en sincronismo con la red, destinara su producción al autoconsumo y entregara excedentes únicamente cuando estos se produjeran. La regulación original, por tanto, no configuró todavía un régimen amplio de SGDA, sino un esquema inicial y limitado a la tecnología fotovoltaica, con reglas técnicas, comerciales, de medición, autorización y operación para sistemas de baja capacidad (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2018). Posteriormente, la Resolución ARCONEL-057/18 amplió transitoriamente el alcance de la regulación fotovoltaica, permitiendo su aplicación a consumidores residenciales interesados en instalar sistemas de hasta 300 kW y a consumidores comerciales o industriales con sistemas de menos de 1000

kW, hasta que se expidiera una regulación específica sobre generación distribuida (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2021).

No obstante, esta normativa no se limitó al reconocimiento del derecho de instalar paneles solares. ARCONEL elaboró también un modelo de contrato de interconexión, documento que establecía de manera detallada los requisitos técnicos y legales tanto para la empresa distribuidora como para el cliente (ARCONEL, 2023). Dicho contrato fijaba parámetros de seguridad, responsabilidades en la operación y las condiciones comerciales bajo las cuales se permitía el intercambio energético. Con esto, se generó un marco de reglas claras, aunque restrictivas, pues la escala estaba acotada a proyectos relativamente pequeños y con enfoque casi exclusivo en la tecnología fotovoltaica.

Así, el marco de 2018 fue el primer cimiento real del autoconsumo regulado en Ecuador. Sentó bases jurídicas y contractuales, abrió un espacio a la participación ciudadana en la generación de electricidad y, a la vez, dejó claro que el crecimiento de estos sistemas debía darse bajo condiciones técnicas rigurosas y en armonía con las redes de distribución existentes. Aunque limitado en alcance, representó el inicio de un camino que con el tiempo se expandiría hacia mayores capacidades y modalidades más complejas.

En el año 2021, cuando la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) asumió el rol normativo que antes ejercía ARCONEL, se aprobó la Regulación Nro. ARCERNNR-001/2021, documento que buscó ordenar y dar coherencia a lo que hasta ese momento se había trabajado de manera fragmentada. Esta norma llevó por título “Marco normativo de la generación distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica”, y su esencia radicó en profundizar no solo en los permisos, sino en los procedimientos mismos para que un consumidor regulado pudiera convertirse en auto generador (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024).

La regulación introdujo una exigencia concreta: todo usuario debía contar con un certificado de factibilidad de conexión, otorgado por la distribuidora de su área de servicio, y posteriormente obtener una autorización formal antes de instalar y operar un SGDA. Esto implicaba que el proceso no era libre, sino sujeto a una evaluación técnica de la red para asegurar que la inyección de energía no generara inestabilidades. (En la práctica, este requisito funcionó como un filtro técnico que obligaba a planificar cuidadosamente cada proyecto, evitando saturaciones o sobrecargas locales).

El texto normativo mantuvo la lógica de que la potencia de un SGDA no podía definirse arbitrariamente, sino que debía ajustarse a las condiciones específicas de la red y a la demanda propia del consumidor. Continuó vigente el esquema de medición neta, en el cual la energía excedente inyectada se compensaba con la consumida en la factura eléctrica, un mecanismo que resultó atractivo para los usuarios porque representaba un ahorro tangible. Al mismo tiempo, se subrayó que solo se aceptaban fuentes renovables no convencionales: solar, eólica, biomasa, biogás o pequeñas hidroeléctricas, reafirmando la orientación ambiental de la política.

La ARCERNNR-001/2021 no representó una ruptura con lo anterior, sino una consolidación y perfeccionamiento del marco legal que ya existía. Definió con mayor claridad los requisitos técnicos, administrativos y comerciales para la interconexión, reforzó el papel de las distribuidoras como garantes de la seguridad de la red y, al mismo tiempo, abrió un camino más ordenado para que los consumidores regulados participaran en la transición energética. Fue, en otras palabras, el paso intermedio entre el esquema pionero de 2018 y las reformas más amplias que vendrían en 2023 y 2024.

2023 – Regulación ARCERNNR-008/23 (ampliación del autoconsumo regulado): El 1 de noviembre de 2023, el Directorio de la ARCERNNR aprobó la Regulación Nro. ARCERNNR-008/23, actualizando significativamente las condiciones para los SGDA (Energy & Natural Resources, 2023). Esta normativa, publicada en el Registro Oficial Suplemento 441, amplió el alcance de la generación distribuida para autoconsumo de varias formas. En primer lugar, aumentó el límite de potencia para inyección de excedentes a la red: un SGDA sincronizado con la red podía tener hasta 2 MW de potencia nominal inyectable, superior al tope anterior de 500 kW (ARCERNNR, 2023).

Si el sistema no inyectaba energía a la red (operando solo para autoconsumo instantáneo o en modalidad aislada), entonces no se impuso un límite fijo de potencia – incluso se señala que, en ausencia de inyección, se pueden instalar potencias superiores a 2 MW sin causar problemas al sistema eléctrico (Energy & Natural Resources, 2023). En segundo lugar, la regulación 008/23 definió cinco modalidades de autoabastecimiento con SGDA, diferenciando casos de autoconsumo individual local (SGDA y consumidor en el mismo inmueble), autoconsumo múltiple local (varios consumidores en el mismo predio, e.g. condominios), autoconsumo individual remoto (SGDA y consumidor en predios distintos), y dos variantes de autoconsumo múltiple remoto donde un SGDA ubicado en un sitio abastece a varios consumidores regulados en otro u otros sitios.

Estas modalidades habilitaron esquemas como el autoconsumo comunitario o remoto, permitiendo que un generador distribuido pueda servir a varios usuarios siempre que estos tengan algún vínculo (por ejemplo, pertenecer a una misma propiedad horizontal o a una misma persona jurídica). Además, la regulación confirmó la posibilidad de integrar sistemas de almacenamiento de energía (baterías) como parte de los SGDA para gestionar mejor la energía generada (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024).

En cuanto al tratamiento comercial, 008/23 ratificó el mecanismo de compensación de excedentes vía créditos: si un SGDA produce más energía de la que consume en un periodo, se genera un crédito a favor del consumidor regulado, el cual se aplicará para reducir sus consumos facturados de la red en periodos posteriores (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024).

La normativa detalló que dicha compensación se ajusta según el tipo de tarifa aplicable al cliente (por ejemplo, tarifas con o sin cargo de demanda), asegurando así que el beneficio de los excedentes refleje correctamente los componentes tarifarios (ARCERNR, 2023). La Regulación 008/23 modernizó el marco de autoconsumo en Ecuador, ampliando la escala permitida y flexibilizando las configuraciones posibles de los SGDA, con el objetivo de incentivar una mayor participación de los usuarios en la generación renovable distribuida.

2024 – Regulación ARCONEL-005/24 (marco normativo vigente): Como complemento a las reformas legales de 2024, ARCONEL expidió la Regulación Nro. 005/24, suscrita el 27 de octubre de 2024, que constituye el nuevo marco normativo para la generación distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados (ARCONEL, 2024).

Esta regulación, actualmente vigente, consolida y reemplaza a las anteriores (dando continuidad a los procesos iniciados bajo 001/2021 o 008/2023). La ARCONEL-005/24 establece de manera integral las disposiciones para la habilitación, instalación, conexión, operación y mantenimiento de los SGDA de clientes regulados, así como las reglas para la medición y facturación de la energía en estos casos.

En esencia, la Regulación Nro. ARCONEL-005/24 recoge las mejoras introducidas por la normativa de 2023 y las articula con las reformas de la Ley Orgánica de Competitividad Energética, manteniendo como eje la promoción del autoabastecimiento sin afectar la seguridad, calidad y continuidad de la red de distribución. Bajo esta regulación, la potencia autorizada para un SGDA con inyección de excedentes no se define de forma general, sino en función de la capacidad técnica del punto de conexión evaluada por la empresa distribuidora. Además, la norma organiza modalidades de autoabastecimiento local y remoto,

individual y múltiple; establece los procedimientos para obtener la factibilidad de conexión y el certificado de habilitación; regula la medición bidireccional; y determina la energía facturable cuando el consumidor regulado produce, consume e inyecta energía a la red. Por tanto, su aporte principal no se limita a permitir la instalación del sistema, sino que ordena la relación técnica, comercial y operativa entre consumidor, distribuidora y sistema eléctrico nacional (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024), garantizando que la generación distribuida no sobrepase lo que la red local puede manejar. Continúa vigente el esquema de medición neta con créditos por excedentes, por el cual cualquier energía sobrante que el SGDA inyecte al sistema se acumula como crédito para ser descontado de los consumos futuros del usuario en su factura eléctrica. ARCONEL-005/24 también reitera que si el SGDA operase completamente aislado (sin conexión en sincronía a la red), su funcionamiento queda fuera del alcance regulatorio (no necesita cumplir todos los trámites), aunque se exige notificar a la ARCONEL los datos básicos del sistema (ubicación, potencia, tecnología) para fines estadísticos y de planificación.

Ecuador cuenta hoy con un marco legal y regulatorio robusto y actualizado para la generación distribuida renovable en autoconsumo. La LOSPEE y sus reformas recientes legitiman la participación de los usuarios como auto generadores para satisfacer su propia demanda energética, mientras que las regulaciones de ARCONEL desarrollan los detalles operativos que lo hacen posible en la práctica. Aspectos como límites de potencia, modalidades de conexión (local o remota, individual o compartida), requisitos técnicos, y la compensación de excedentes mediante créditos en la factura, están claramente normados para los clientes regulados. Este entorno normativo ha ido evolucionando para facilitar la adopción de sistemas fotovoltaicos y de otras fuentes renovables en hogares, industrias y comercios, asegurando a la vez que su integración no afecte la calidad del servicio eléctrico. De hecho, se espera que la nueva regulación de 2024 agilice y optimice la instalación de SGDA por parte de los consumidores regulados, al simplificar trámites y ampliar las opciones de autoconsumo.

2.6.2.1. Comparación histórica de las regulaciones ecuatorianas sobre SGDA

La revisión histórica de la normativa ecuatoriana evidencia una transición desde un esquema inicial de microgeneración fotovoltaica hacia un régimen más amplio de generación distribuida para autoabastecimiento. La Regulación ARCONEL-003/18 tuvo un alcance restringido porque se concentró en sistemas fotovoltaicos de baja capacidad ubicados en techos, superficies de viviendas o edificaciones, aplicables a consumidores residenciales y generales en bajo o medio voltaje (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2018). La Regulación ARCERNR-001/2021 sustituyó ese enfoque por el concepto de SGDA y

organizó los requisitos de habilitación, conexión, instalación, operación, medición, facturación, infracciones y sanciones para consumidores regulados (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2021). La Regulación ARCERNNR-008/23 amplió el régimen, incorporó una estructura más desarrollada de modalidades locales y remotas, y fijó un límite de 2 MW para sistemas con inyección de energía a la red (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023). La Regulación ARCONEL-005/24 conserva la estructura general anterior, pero traslada la definición de potencia con inyección hacia la capacidad técnica del punto de conexión aprobada por la distribuidora, además de mantener reglas de medición y facturación para consumidores regulados con SGDA (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024).

Tabla 1 Comparación histórica de las regulaciones ecuatorianas sobre sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento

Aspecto	ARCONEL-003/18	ARCERNNR-001/2021	ARCERNNR-008/23	ARCONEL-005/24
Objetivo de cada regulación	Establecer condiciones para desarrollar, implementar y permitir la participación de consumidores con sistemas de microgeneración fotovoltaica de hasta 100 kW.	Establecer disposiciones para habilitación, conexión, instalación y operación de sistemas de generación distribuida con fuentes renovables para autoabastecimiento de consumidores regulados.	Establecer disposiciones para habilitación, instalación, conexión, operación y mantenimiento de SGDA, además de medición y facturación.	Establecer disposiciones para habilitación, instalación, conexión, operación y mantenimiento de SGDA de consumidores regulados, además de medición y facturación bajo el marco legal vigente.
Alcance de aplicación	Empresas distribuidoras y usuarios regulados que instalen microgeneración fotovoltaica en bajo o medio voltaje, con autoconsumo y excedentes eventuales.	Consumidores regulados con SGDA sincronizados a la red de distribución y empresas distribuidoras.	Consumidores regulados con SGDA y empresas distribuidoras; incorpora caracterización, dimensionamiento, modalidades, factibilidad, certificado de habilitación, medición y energía facturable.	Consumidores regulados con SGDA y distribuidoras; mantiene caracterización, dimensionamiento, modalidades, factibilidad, certificado, medición y facturación.
Definición del sistema	Sistema de microgeneración fotovoltaica: conjunto de paneles, inversores, reguladores, baterías o acumuladores para	SGDA: conjunto de equipos que aprovecha un recurso energético distribuido para autoabastecer la demanda de energía	SGDA de consumidores regulados: sistema que aprovecha recursos renovables no convencionales y abastece a uno o varios	SGDA: sistema de generación distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados, con conexión local o remota y posible

	convertir radiación solar en electricidad.	eléctrica del consumidor regulado.	consumidores regulados bajo modalidades definidas.	almacenamiento o control de no inyección.
Tipos de usuarios que pueden acogerse	Usuarios regulados residenciales y generales bajo el pliego tarifario, en bajo o medio voltaje.	Consumidores regulados que mantienen contrato de suministro con una distribuidora.	Consumidores regulados individuales o varios consumidores asociados a un SGDA, según modalidad.	Consumidores regulados individuales, múltiples, locales o remotos, con posibilidad de representante legal en modalidades múltiples.
Modalidades de conexión permitidas	Conexión en sincronismo con la red de distribución, asociada al inmueble donde se autoconsumo la energía.	Modalidad local y modalidad remota; el SGDA se vincula con la demanda del consumidor regulado en el área de servicio de la distribuidora.	Cinco modalidades: individual local, múltiple local, individual remota, múltiple remota con consumidores concentrados y múltiple remota con consumidores dispersos.	Mantiene las cinco modalidades: 1a individual local, 1b múltiple local, 2a individual remota, 2b múltiple remota con consumidores concentrados y 2c múltiple remota con consumidores dispersos.
Capacidad máxima autorizada	Hasta 100 kW en la regulación original. La ampliación transitoria posterior permitió hasta 300 kW para residenciales y menos de 1000 kW para comerciales o industriales.	Potencia nominal menor a 1 MW; el dimensionamiento debía responder a la demanda anual del consumidor.	Con inyección a la red: hasta 2 MW. Sin inyección: limitada por demanda de potencia máxima y capacidad de conexión aprobada.	Con inyección: limitada por la capacidad de la red en el punto de conexión aprobada por la distribuidora. Sin inyección: limitada por la demanda máxima del consumidor y la capacidad de conexión aprobada.
Requisitos técnicos para conexión	Condiciones técnicas y comerciales, operación en sincronismo, autorización de instalación y operación, protecciones y requisitos de la distribuidora.	Factibilidad de conexión, estudio técnico de carga y demanda, cumplimiento de condiciones de instalación, conexión, operación y mantenimiento.	Factibilidad de conexión, certificado de habilitación, estudios técnicos, categorías por voltaje y potencia, y requisitos de protección y control cuando no exista inyección.	Factibilidad de conexión, certificado de habilitación, cumplimiento de condiciones aprobadas, equipos de protección y control para impedir inyección cuando corresponda, pruebas y conexión bajo supervisión de la distribuidora.
Requisitos de medición	Sistema de medición capaz de registrar energía consumida, producida e inyectada; tratamiento comercial de energía producida,	Sistema de medición para registrar energía activa, reactiva, demanda máxima y parámetros asociados; tratamiento de medición y facturación.	Sistema de medición de energía para determinar energía tomada de la red, energía inyectada, energía neta, crédito de	Sistema de medición regulado por el artículo 25; incluye medición bidireccional en la modalidad individual local y esquemas de medición para

	consumida y excedente.			energía y saldo acumulado.	modalidades múltiples y remotas.
Procedimiento de conexión	Solicitud del consumidor ante la distribuidora; evaluación de requisitos; autorización para conexión, instalación y operación del sistema fotovoltaico.	Obtención de factibilidad de conexión; habilitación; instalación; conexión; operación; mantenimiento y cumplimiento del régimen de infracciones.		Solicitud de factibilidad de conexión; revisión por la distribuidora; certificado de habilitación; construcción; pruebas; contrato de conexión y operación.	Solicitud de factibilidad; requisitos por categoría y modalidad; certificado de habilitación; construcción; pruebas; contrato de conexión; operación y mantenimiento.
Procedimiento para aprobación del proyecto	Autorización de la empresa distribuidora, con modelo de contrato y cumplimiento de condiciones técnicas y comerciales.	Certificado de calificación otorgado por la distribuidora, luego de evaluar la factibilidad y los requisitos del proponente.		Certificado de habilitación otorgado por la distribuidora, con anexos, plazos de vigencia por tecnología y condiciones de conexión.	Certificado de habilitación otorgado por la distribuidora; puede ser revocado por causales expresas; se complementa con contrato de conexión y contrato de suministro con SGDA.
Cambios frente a la regulación anterior	Primer marco específico; no existía regulación previa dedicada al autoconsumo fotovoltaico de usuarios regulados.	Derogó el enfoque restringido de microgeneración fotovoltaica y creó un marco general de SGDA con fuentes renovables.		Sustituyó la regulación de 2021; amplió modalidades, potencia con inyección hasta 2 MW, participación de terceros y estructura de factibilidad y habilitación.	Sustituyó la regulación de 2023; adapta el régimen a la Ley Orgánica de Competitividad Energética y elimina el límite uniforme de 2 MW para sistemas con inyección.
Aspectos eliminados o modificados	No aplica por ser el primer régimen específico, aunque su alcance fue limitado a fotovoltaica.	Se abandona el concepto de microgeneración exclusivamente fotovoltaica y se amplía a recursos renovables no convencionales.		Se modifica el límite menor a 1 MW de 2021 y se amplía a 2 MW cuando hay inyección; se sustituye certificado de calificación por certificado de habilitación.	Se modifica el límite fijo de 2 MW con inyección y se reemplaza por capacidad técnica del punto de conexión aprobada por la distribuidora.

Fuente: elaboración propia a partir de (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2018), (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2021), (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023) y (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024).

Desde el punto de vista técnico, la normativa ecuatoriana evolucionó en cuatro niveles. Primero, se reguló el autoconsumo fotovoltaico de baja capacidad con una lógica de conexión simple y autoconsumo en el mismo punto de suministro. Esta etapa resolvió la ausencia de reglas para usuarios que deseaban instalar sistemas solares pequeños, pero no atendió

todavía proyectos con otras fuentes renovables ni modalidades remotas (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2018).

Segundo, la regulación de 2021 amplió el objeto técnico del régimen, porque reemplazó la microgeneración fotovoltaica por la figura de SGDA y permitió el uso de recursos renovables no convencionales con o sin almacenamiento. Esta actualización buscó resolver la insuficiencia tecnológica del esquema anterior y trasladó el análisis desde un sistema solar individual hacia un sistema de generación distribuida conectado a la red de distribución (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2021).

Tercero, la regulación de 2023 respondió a la necesidad de aumentar las opciones de autoabastecimiento, especialmente frente a riesgos de desabastecimiento y restricciones energéticas. Su mejora principal fue habilitar modalidades múltiples y remotas, definir procedimientos más desarrollados de factibilidad y habilitación, permitir la participación de terceros y elevar el límite con inyección a 2 MW (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023).

Cuarto, la regulación vigente de 2024 modificó el criterio de potencia con inyección. En vez de fijar un límite uniforme para todos los proyectos, la norma vincula la potencia con la capacidad técnica del punto de conexión aprobada por la distribuidora. Esta modificación es relevante porque reconoce que la capacidad de integración de un SGDA no depende solo de la potencia instalada, sino de las condiciones reales de la red de distribución en el lugar específico de conexión (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024).

A pesar de los avances, continúan limitaciones. El procedimiento mantiene una carga administrativa alta para usuarios pequeños, los incentivos económicos siguen siendo limitados, la facturación puede resultar compleja para consumidores sin formación técnica y la regulación aún depende en gran medida del criterio operativo de cada distribuidora. En consecuencia, la norma vigente es más flexible que las anteriores, pero todavía requiere simplificación procedimental, mayor estandarización de criterios técnicos y mecanismos de incentivo que reduzcan la barrera económica inicial.

2.6.2.2. Esquema de facturación aplicable a consumidores regulados con SGDA

El esquema de facturación constituye uno de los elementos centrales de la regulación de los SGDA, porque determina el beneficio económico real que recibe el consumidor regulado cuando produce energía para su propio consumo e inyecta excedentes a la red. En la regulación ecuatoriana, la facturación no se limita a restar físicamente la energía entregada

y la energía tomada de la red; también se relaciona con el tipo de tarifa del consumidor, la existencia de demanda, los períodos de compensación, los créditos energéticos y los cargos que permanecen aun cuando exista autoconsumo.

Tabla 2 Evolución del esquema de facturación de consumidores regulados con generación distribuida

Aspecto	ARCONE-003/18	ARCERNNR-001/2021	ARCERNNR-008/23	ARCONE-005/24
Método de compensación	Compensación de energía producida, consumida y excedente dentro del tratamiento comercial de la microgeneración fotovoltaica.	Balance de energía para consumidores regulados con SGDA y tratamiento de energía producida, medición y facturación.	Créditos de energía y saldo acumulado de energía para compensar excedentes en períodos posteriores.	Energía neta y energía facturable según tarifa; créditos y saldos de energía determinados con base en medición por modalidad.
Energía auto consumida	Se consume en las propias instalaciones del usuario regulado donde se ubica el sistema fotovoltaico.	Cubre la demanda anual del consumidor regulado según el dimensionamiento técnico aprobado.	Cubre la demanda de uno o varios consumidores regulados asociados al SGDA.	Cubre la demanda de uno o varios consumidores regulados, con asignación por modalidad local o remota.
Tratamiento de excedentes	Los excedentes eventuales se entregan a la red de distribución cuando existan.	Los excedentes se consideran dentro del balance de energía y la facturación del consumidor con SGDA.	La energía inyectada puede convertirse en crédito de energía y saldo acumulado, aplicable hasta los períodos posteriores regulados.	La energía inyectada se registra mediante el sistema de medición y se incorpora en la determinación de energía neta, crédito y energía facturable.
Cálculo de créditos energéticos	Esquema inicial de compensación asociado a medición de energía consumida e inyectada.	Se incorpora el balance de energía como base para facturación.	Se calcula crédito de energía y saldo acumulado con referencia a los doce períodos de consumo anteriores, según anexos de la regulación.	Se determina energía facturable considerando energía neta, tipo de tarifa y modalidad de autoabastecimiento.
Períodos de compensación	No desarrolla con el mismo nivel de detalle los períodos posteriores que luego incorporaron las regulaciones de SGDA.	Introduce tratamiento de facturación para SGDA, pero con menor detalle operativo que 2023 y 2024.	Registra energía tomada, inyectada, neta, crédito y saldo acumulado respecto de doce períodos de consumo.	Mantiene una estructura de balance, energía facturable, facturación, refacturación y cargos aplicables.
Liquidación económica	Orientada a compensación de excedentes más que a una venta independiente de energía por parte del consumidor.	Mantiene la lógica de balance y facturación dentro del contrato de suministro con distribuidora.	El crédito reduce consumos facturados, pero no elimina cargos como demanda y comercialización cuando correspondan.	El consumidor sigue sujeto a cargos del servicio, alumbrado público, cargos de terceros y ajustes por factor de potencia cuando apliquen.

Facturación con inyección a la red	La distribuidora debe considerar el tratamiento comercial de la energía producida, consumida e inyectada.	La facturación se vincula con medición, balance y requisitos de conexión aprobados.	La factura debe reflejar energía tomada de la red, energía inyectada, energía neta, crédito y saldo acumulado.	La factura se calcula según energía facturable; la norma desarrolla facturación del servicio eléctrico, refacturaciones, factor de potencia, alumbrado público y cargos de terceros.
Cargos que permanecen	Se mantiene la relación contractual del consumidor con la distribuidora.	El consumidor regulado continúa sometido al contrato de suministro y al régimen tarifario aplicable.	Se mantienen cargo por demanda y cargo de comercialización cuando correspondan según el tipo de tarifa.	Permanecen cargos de demanda, comercialización, alumbrado público, cargos de terceros y valores por factor de potencia si aplican.
Cambio principal	Se crea el mecanismo inicial para reconocer excedentes fotovoltaicos.	Se pasa a una facturación de SGDA y no solo de microgeneración fotovoltaica.	Se formaliza el crédito de energía, los saldos acumulados y la diferenciación por tipo tarifario.	Se integra la facturación al esquema de modalidades, medición por modalidad y capacidad técnica aprobada.

Fuente: elaboración propia a partir de (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2018), (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2021), (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023) y (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024).

El cambio más importante en materia de facturación es el paso de una compensación sencilla de excedentes fotovoltaicos hacia un sistema más técnico de energía neta, energía facturable, crédito de energía y saldo acumulado. La regulación de 2018 permitió reconocer la energía producida, consumida e inyectada por sistemas fotovoltaicos de baja capacidad, pero su alcance estaba asociado a una configuración local y simple (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2018).

La regulación de 2021 incorporó el tratamiento de la energía producida por el SGDA, medición y facturación como parte expresa del alcance regulatorio. Esto permitió que el mecanismo comercial dejara de depender solamente de la microgeneración fotovoltaica y se aplicara a sistemas de generación distribuida basados en distintas fuentes renovables (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2021).

La regulación de 2023 desarrolló con mayor detalle la información que debía utilizarse para la factura: energía tomada de la red, energía inyectada, energía neta, crédito de energía y saldo acumulado de energía. Además, la norma reconoció que, aun cuando el consumidor

reduzca su consumo de energía de la red, continúan existiendo cargos como demanda y comercialización cuando correspondan por el tipo de tarifa (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023).

La regulación vigente de 2024 mantiene la lógica de balance y facturación, pero la organiza dentro de un capítulo específico de sistema de medición, balance de energía y facturación. Esto permite ordenar la medición por modalidad de autoabastecimiento y calcular la energía facturable según el tipo de consumidor, la tarifa aplicable y la existencia de inyección a la red (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024).

Desde una perspectiva crítica, el esquema ecuatoriano protege a la distribuidora porque conserva cargos asociados al uso de la red y al servicio eléctrico general. Sin embargo, también puede reducir la percepción de ahorro del consumidor, especialmente cuando el usuario desconoce que el autoconsumo no elimina todos los rubros de la factura. Por tanto, la regulación debería acompañarse de formatos de factura más claros, ejemplos numéricos oficiales y guías de interpretación dirigidas a usuarios residenciales, comerciales e industriales.

2.6.2.3. Obligaciones, penalidades y causales de desconexión del consumidor regulado con SGDA

La instalación de un SGDA no convierte al consumidor regulado en un agente libre de obligaciones técnicas o comerciales. Por el contrario, la regulación mantiene la relación contractual con la distribuidora y asigna al consumidor, al representante legal o al responsable del SGDA la obligación de conservar las condiciones aprobadas para la conexión, mantener las instalaciones, permitir verificaciones y evitar afectaciones a la red de distribución.

Tabla 3 Obligaciones del consumidor regulado o responsable del SGDA

Obligación	Contenido para incorporar al análisis
Cumplimiento de requisitos técnicos	El consumidor debe instalar el SGDA conforme a la factibilidad de conexión, diseños aprobados, categoría, modalidad, protecciones, medición y condiciones de operación autorizadas.
Mantenimiento de instalaciones	El responsable del SGDA debe dar mantenimiento adecuado y oportuno al campo de conexión para autoabastecimiento y a sus instalaciones, a fin de evitar riesgos o afectación a la red, al personal o a terceros.
Conservación de condiciones aprobadas	La potencia, modalidad, ubicación, porcentajes de asignación, sistema de medición y condiciones técnicas no deben modificarse sin autorización de la distribuidora.
Cumplimiento de condiciones de conexión	El SGDA debe operar según el contrato de conexión, el certificado de habilitación, las condiciones de la distribuidora y los parámetros de calidad aplicables.

Control de no inyección cuando corresponda	Si el SGDA se aprueba sin inyección a la red, el consumidor debe implementar equipos de protección y control para impedir esa inyección.
Acceso a instalaciones	El responsable debe permitir el ingreso del personal de la distribuidora para actividades de verificación, medición, mantenimiento o revisión previstas en la normativa.
Información de eventos o riesgos	El responsable debe informar oportunamente a la distribuidora sobre circunstancias en equipos o instalaciones que puedan afectar la operación de la red o poner en riesgo a personas o bienes.
Pago de valores aplicables	El consumidor debe pagar cargos, multas, valores de corte y reconexión, adecuaciones necesarias o rubros establecidos en el contrato y la normativa cuando correspondan.

Fuente: elaboración propia a partir de (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024).

Tabla 4 Penalidades, revocatoria y desconexiones aplicables al SGDA

Medida regulatoria	Contenido para incorporar al análisis
Revocatoria del certificado de habilitación	Procede cuando el consumidor lo solicita, cuando termina el plazo de vigencia, cuando se incrementa la potencia nominal sin autorización, cuando se incumplen por tres veces los requerimientos de operación o calidad aplicables, o cuando no se inicia la operación dentro del plazo establecido.
Desconexión del SGDA	La distribuidora puede desconectar el SGDA cuando produzca efectos adversos en la red o en instalaciones de otros usuarios, cuando ponga en riesgo la seguridad de personas o equipos, cuando se requiera mantenimiento de la red, cuando no exista contrato de conexión, cuando el certificado haya sido revocado o por fuerza mayor o caso fortuito.
Anulación de factibilidad	Cuando se revoca el certificado de habilitación también queda anulada la factibilidad de conexión para autoabastecimiento.
Suspensión o terminación contractual	El contrato de suministro y el contrato de conexión mantienen causales de suspensión, infracciones, sanciones y terminación conforme a la LOSPEE, la regulación y los anexos contractuales aplicables.
Costo de corte y reconexión	Cuando la desconexión se produce por causa atribuible al responsable del SGDA, la distribuidora puede facturar el valor correspondiente al corte y reconexión.

Fuente: elaboración propia a partir de (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024).

El análisis de obligaciones muestra que la regulación vigente no concibe al SGDA como una instalación privada aislada de la red pública. Incluso cuando el sistema pertenece al consumidor o fue financiado por un tercero, su operación se mantiene condicionada por la seguridad, continuidad y calidad del servicio eléctrico de distribución (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024).

La principal penalidad técnica es la desconexión del SGDA, ya que permite a la distribuidora separar el sistema cuando exista riesgo para la red, para otros usuarios o para el personal. Esta medida es coherente con la naturaleza de la generación distribuida conectada a red, porque una instalación mal operada puede provocar flujos no previstos, variaciones de tensión, problemas de protección o afectaciones a equipos de terceros (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024).

La revocatoria del certificado de habilitación representa una sanción más estructural porque elimina la autorización administrativa que permitió operar el SGDA. En términos regulatorios, esta figura obliga al consumidor a conservar las condiciones aprobadas y evita que se incrementen potencias, se modifiquen configuraciones o se incumplan requerimientos técnicos sin una nueva revisión de la distribuidora (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024).

La limitación que se mantiene es que las obligaciones están desarrolladas con un lenguaje técnico y contractual que puede ser complejo para usuarios residenciales. Por ello, una oportunidad de mejora consiste en emitir una guía pública de obligaciones del consumidor con SGDA, diferenciada por tipo de usuario y modalidad, para reducir incumplimientos involuntarios.

2.6.2.4. Comparación internacional de la normativa ecuatoriana con Colombia, Perú y Argentina

La comparación internacional permite evaluar si la normativa ecuatoriana contiene mecanismos suficientes para promover la generación distribuida o si todavía existen elementos que podrían fortalecerse. Para esta revisión se consideran Colombia, Perú y Argentina, debido a que son referentes regionales con distintos grados de madurez normativa. Colombia posee una regulación consolidada para autogeneración a pequeña escala y generación distribuida. Perú mantiene un marco legal que reconoce la generación distribuida y, a la vez, ha publicado un proyecto de reglamento específico para usuarios del servicio público de electricidad. Argentina cuenta con una ley nacional de fomento y normas de implementación que incorporan registro, contrato, reconocimiento de excedentes y mecanismos promocionales.

Tabla 5 Comparación de la normativa ecuatoriana frente a Colombia, Perú y Argentina

Aspecto	Ecuador	Colombia	Perú	Argentina
Potencia máxima permitida	Con inyección, depende de la capacidad de la red en el punto de conexión aprobada por la distribuidora; sin inyección, depende de la demanda máxima del consumidor y la capacidad de conexión aprobada.	Autogeneración a pequeña escala hasta 1 MW; generación distribuida menor a 1 MW; autogeneración a gran escala con procedimiento simplificado cuando la potencia máxima declarada es menor a 5 MW.	El proyecto de reglamento publicado por el MINEM propone regular generación distribuida conectada a sistemas de utilización de usuarios del servicio público; la potencia máxima queda sujeta a la reglamentación técnica que se apruebe.	La potencia de acople se vincula con la potencia contratada por el usuario con el distribuidor, salvo autorización del ente regulador jurisdiccional para una potencia mayor.
Modalidades de conexión	Individual local, múltiple local, individual remota, múltiple remota con consumidores concentrados y múltiple	Autogeneración a pequeña escala, generación distribuida y autogeneración a gran	El proyecto se orienta a usuarios del servicio público que cuentan con equipamiento de	Usuario-generador conectado a la red de distribución para autoconsumo, con

	remota con consumidores dispersos.	escala con potencia máxima declarada menor a 5 MW; las comunidades energéticas se han ido incorporando mediante regulación posterior.	generación conectado a sus sistemas de utilización.	eventual inyección de excedentes.
Tipo de medición	Sistema de medición por modalidad; medición bidireccional cuando existe energía tomada e inyectada.	Medición bidireccional, especialmente obligatoria para usuarios que entregan excedentes a la red.	El proyecto contempla medición para energía consumida e inyectada, pero el detalle queda sujeto a aprobación final del reglamento.	Medición que permite registrar energía demandada de la red y energía inyectada por el usuario-generador.
Compensación de excedentes	Créditos de energía y energía facturable según modalidad y tarifa.	Créditos de energía para ciertos excedentes y reconocimiento económico de excedentes superiores según reglas CREG.	El proyecto contempla tratamiento de excedentes inyectados a las redes de distribución, pendiente de consolidación definitiva.	Balance neto de facturación y reconocimiento de créditos por energía inyectada.
Esquema de facturación	Energía neta, energía facturable, créditos y saldos; permanecen cargos como demanda, comercialización, alumbrado público y cargos de terceros.	Compensación y venta de excedentes mediante comercializador; se aplican fórmulas regulatorias para valoración de excedentes.	Pendiente de aprobación reglamentaria definitiva; el proyecto busca regular comercialización de excedentes.	Balance neto de facturación, créditos y posibilidad de cesión de créditos bajo condiciones reguladas.
Procedimiento de conexión	Factibilidad de conexión, certificado de habilitación, construcción, pruebas, contrato de conexión y contrato de suministro con SGDA.	Procedimiento de conexión ante el operador de red, con reglas simplificadas para auto generadores y generadores distribuidos.	El proyecto de reglamento desarrolla requisitos de conexión, instalación, operación y comercialización de excedentes.	Procedimiento para obtener certificado de usuario-generador y registro nacional de proyectos aprobados.
Requisitos técnicos	Estudios técnicos, condiciones de punto de conexión, protecciones, medición, pruebas, control de no inyección y mantenimiento.	Requisitos de conexión, medición, respaldo y evaluación por operador de red; diferenciación por tamaño del sistema.	Requisitos sujetos al reglamento específico; se orientan a seguridad operacional del sistema de distribución.	Requisitos técnicos y certificación de equipos de generación distribuida, con criterios de seguridad y conexión a red.
Derechos del usuario	Autogenerar para autoabastecimiento, recibir servicio de calidad, reclamar valores facturados y ser informado sobre interrupciones programadas.	Autogenerar, reducir consumo de red, entregar excedentes y recibir reconocimiento conforme a la regulación.	La legislación reconoce el derecho de usuarios con generación renovable o cogeneración a auto consumir e inyectar excedentes, sujeto a seguridad del sistema.	Generar energía renovable para autoconsumo, inyectar excedentes y acceder libremente a la red de distribución.
Obligaciones del usuario	Cumplir condiciones técnicas, mantener instalaciones, conservar condiciones aprobadas, permitir acceso, informar riesgos y pagar cargos aplicables.	Cumplir condiciones de conexión, medición, operación, información al operador de red y requisitos técnicos del sistema.	Cumplir condiciones que establezca el reglamento y no afectar la seguridad operacional de la red.	Cumplir requisitos de conexión, certificación, contrato de generación distribuida y registro como usuario-generador.
Incentivos	Compensación de excedentes mediante créditos; no se identifica un fondo nacional específico equivalente al argentino.	Reconocimiento de excedentes y beneficios tributarios asociados a energías renovables en el marco legal colombiano.	Aún no se consolida un régimen operativo definitivo de incentivos en el reglamento publicado como proyecto.	Fondo para el Desarrollo de la Generación Distribuida, beneficios promocionales y registro nacional de usuarios-generadores.

Penalidades	Revocatoria de certificado, desconexión del SGDA, anulación de factibilidad, multas y valores por corte y reconexión cuando correspondan.	Rechazo o limitación de conexión si no cumple criterios técnicos; sanciones bajo régimen de servicios públicos y normas regulatorias.	Pendiente del desarrollo final del reglamento; se prevé sujeción a seguridad y reglas del servicio público de electricidad.	Sanciones y pérdida de beneficios cuando no se cumplan requisitos de la ley, reglamento, contrato o registro.
-------------	---	---	---	---

Fuente: elaboración propia a partir de (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024), (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2021), (Ministerio de Energía y Minas del Perú, 2024), (Congreso de la Nación Argentina, 2017), (Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina, 2018).

La regulación ecuatoriana presenta una fortaleza clara frente a otros países: desarrolla modalidades de autoabastecimiento local y remoto, individual y múltiple, con un nivel de detalle que permite atender casos más complejos que el autoconsumo ubicado en un solo inmueble. Este aspecto resulta relevante para proyectos empresariales, condominios, grupos de consumidores y esquemas de generación ubicados en un predio distinto al punto de consumo (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024).

Otra fortaleza ecuatoriana es que la regulación vigente vincula la potencia con inyección a la capacidad técnica del punto de conexión aprobada por la distribuidora. Este criterio puede ser más adecuado que un límite fijo cuando existen redes con capacidades muy diferentes, porque evita aprobar potencias que una red local no puede absorber con seguridad (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024).

Frente a Colombia, Ecuador conserva una debilidad procedimental. Colombia ha desarrollado reglas orientadas a facilitar la conexión de auto generadores a pequeña escala y generadores distribuidos, con diferenciación por rangos de potencia y mecanismos de valoración de excedentes. Esa experiencia muestra la utilidad de procedimientos más sencillos para proyectos pequeños, sin trasladar al usuario residencial o comercial menor una carga documental excesiva (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2021).

Frente a Argentina, Ecuador presenta una debilidad institucional en materia de incentivos. Argentina declaró de interés nacional la generación distribuida renovable, creó un régimen de fomento, un registro nacional de usuarios-generadores y mecanismos promocionales vinculados al desarrollo de la generación distribuida. Ecuador, en cambio, se concentra más en habilitación técnica y facturación, pero no desarrolla con igual fuerza un fondo, registro promocional o política económica de impulso (Congreso de la Nación Argentina, 2017).

El caso peruano permite observar una situación distinta: existe reconocimiento legal de la generación distribuida, pero el desarrollo reglamentario específico para usuarios del servicio público se mantiene en proceso de consolidación. Esto muestra que Ecuador se encuentra más avanzado en regulación operativa que Perú, aunque también evidencia la necesidad de mantener actualizada la norma a medida que se aprueben nuevos reglamentos regionales (Ministerio de Energía y Minas del Perú, 2024).

Entre las buenas prácticas internacionales que podrían incorporarse al Ecuador se identifican cuatro. Primero, un procedimiento simplificado para sistemas pequeños, inspirado en la experiencia colombiana. Segundo, un registro público nacional de consumidores con SGDA, con información estadística, similar al esquema argentino. Tercero, un mecanismo promocional o fondo de apoyo que reduzca la inversión inicial de usuarios residenciales y pequeñas empresas. Cuarto, modelos oficiales de factura con ejemplos numéricos por tarifa y modalidad, para que el usuario pueda comprender con claridad el crédito de energía, los saldos acumulados y los cargos que permanecen.

2.6.2.5. Comparación de la normativa ecuatoriana con el marco europeo y la regulación española sobre autoconsumo

La regulación europea de las energías renovables parte del reconocimiento del consumidor como un participante activo del sistema eléctrico. La Directiva (UE) 2018/2001 dispone que los Estados miembros establezcan condiciones que permitan a los consumidores ejercer efectivamente el autoconsumo de energía renovable, de manera individual, conjunta o mediante la intervención de agregadores. Este derecho comprende la generación de electricidad renovable para consumo propio, el almacenamiento de la energía producida, la gestión de los excedentes y la participación en acuerdos comerciales, sin la imposición de procedimientos, tarifas o cargos discriminatorios o desproporcionados. La norma europea configura, por tanto, un modelo en el que la generación distribuida trasciende la autorización técnica y se integra como una modalidad legítima de participación del consumidor en el sistema energético. Este enfoque constituye una referencia para una futura evolución regulatoria en Ecuador, orientada a reconocer de forma expresa las facultades del prosumidor y las distintas formas individuales y colectivas de autoconsumo (Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, 2018).

En el caso ecuatoriano, la Regulación ARCONEL-005/24 permite que los consumidores regulados incorporen sistemas de generación distribuida para cubrir total o parcialmente su demanda eléctrica. Sin embargo, su estructura se concentra en las condiciones de habilitación, conexión, operación, medición y facturación. La comparación con

el enfoque europeo evidencia que la normativa nacional podría ampliar el reconocimiento jurídico del consumidor como prosumidor, incluyendo expresamente sus derechos a almacenar, compartir, compensar y, bajo determinadas condiciones, comercializar la energía excedentaria. Esta incorporación otorgaría mayor seguridad jurídica a los usuarios y permitiría diferenciar con claridad sus facultades frente a las obligaciones técnicas exigidas por la empresa distribuidora.

La Directiva (UE) 2018/2001 también reconoce el derecho de los consumidores finales, incluidos los hogares, a participar en comunidades de energías renovables. Estas organizaciones pueden desarrollar actividades de producción, autoconsumo, almacenamiento y gestión colectiva de la energía, así como destinar los excedentes a mecanismos de intercambio o comercialización permitidos por el ordenamiento aplicable. La participación debe conservar los derechos que corresponden a cada integrante como consumidor final y no puede quedar condicionada por procedimientos injustificados o discriminatorios. El modelo comunitario europeo supera la relación bilateral entre un usuario y una empresa distribuidora, debido a que incorpora estructuras colectivas de propiedad, administración, asignación de energía y aprovechamiento de recursos renovables (Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, 2018).

La Regulación ARCONEL-005/24 contempla modalidades múltiples de autoabastecimiento, tanto locales como remotas, lo que constituye una base técnica favorable para la implementación de proyectos compartidos. No obstante, el reconocimiento de varios consumidores vinculados a un SGDA no equivale al desarrollo integral de una comunidad energética. La normativa ecuatoriana todavía podría definir la naturaleza jurídica de estas organizaciones, los mecanismos de representación, la distribución de responsabilidades, la administración de los activos, el reparto de la energía y las condiciones para la incorporación o retiro de participantes. La experiencia europea demuestra que el desarrollo de modalidades colectivas requiere reglas institucionales y contractuales adicionales a las condiciones de conexión eléctrica.

En España, el régimen de autoconsumo se desarrolla principalmente mediante el Real Decreto 244/2019, cuyo objeto comprende la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las instalaciones de autoconsumo, la definición de instalaciones próximas, el desarrollo de modalidades individuales y colectivas, el mecanismo de compensación simplificada y la organización del registro administrativo. Esta regulación se integra con la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico y con las disposiciones técnicas aplicables a las instalaciones de baja tensión, medida, acceso y conexión. La estructura normativa

española diferencia los derechos y responsabilidades del consumidor, del productor, de la empresa distribuidora y de la comercializadora, lo que permite separar las funciones técnicas de red de las relaciones económicas de suministro y compensación (Ministerio para la Transición Ecológica, 2019).

La regulación ecuatoriana también organiza la relación entre consumidor, responsable del SGDA y empresa distribuidora, pero la distribuidora conserva una participación determinante en la aprobación de la factibilidad, la inspección, la habilitación y la administración de los créditos energéticos. En España se incorpora además la comercializadora como actor específico en la contratación, valoración de excedentes y facturación. Esta separación de funciones podría ser considerada en Ecuador para evitar que todos los procedimientos técnicos, comerciales y administrativos dependan de un mismo actor. Una mayor delimitación institucional facilitaría la trazabilidad de las decisiones y permitiría establecer canales diferenciados para reclamos técnicos, comerciales y tarifarios.

El Real Decreto 244/2019 clasifica el autoconsumo en dos categorías principales: autoconsumo sin excedentes y autoconsumo con excedentes. En la modalidad sin excedentes se instala un mecanismo antivertido que impide que la energía producida sea inyectada a la red. En la modalidad con excedentes, la instalación puede entregar energía a las redes de transporte o distribución. Esta segunda modalidad se subdivide en autoconsumo con excedentes acogido a compensación y autoconsumo con excedentes no acogido a compensación. La clasificación permite que el usuario seleccione un régimen de operación conforme a sus condiciones técnicas, capacidad de generación y expectativas económicas (Ministerio para la Transición Ecológica, 2019).

La ARCONEL-005/24 utiliza una clasificación más detallada según la localización del SGDA y el número de consumidores beneficiarios. Esta organización comprende el autoabastecimiento local individual, local múltiple, remoto individual y remoto múltiple, incluyendo consumidores concentrados o dispersos. La regulación ecuatoriana presenta una fortaleza en la descripción espacial y operativa de las modalidades, mientras que la española muestra mayor claridad respecto del destino comercial de los excedentes. Una estructura regulatoria integrada podría conservar las cinco modalidades ecuatorianas y añadir, dentro de cada una, la posibilidad de operar sin inyección, con compensación de excedentes o con venta de energía.

La modalidad española sin excedentes exige la utilización de un sistema antivertido capaz de impedir la inyección de energía a la red. Este mecanismo debe cumplir las normas

de seguridad y calidad industrial y funcionar de manera coordinada con las protecciones de la instalación. Las instalaciones sin excedentes quedan exentas de obtener permisos de acceso y conexión para la generación, debido a que la energía producida permanece dentro de la red interior del consumidor. La simplificación responde a que la instalación no utiliza la red pública para evacuar energía y, en consecuencia, genera una afectación operacional menor sobre el sistema de distribución (Ministerio para la Transición Ecológica, 2019).

En Ecuador, los SGDA sin inyección también pueden incorporar sistemas de control destinados a impedir el vertido de energía. No obstante, la normativa mantiene la intervención de la distribuidora en la evaluación de la capacidad y en la habilitación del proyecto. La experiencia española permite plantear una ruta abreviada para sistemas residenciales y comerciales pequeños que dispongan de dispositivos antivertido certificados. Esta ruta podría sustentarse en una notificación técnica, la presentación del certificado de instalación, la ficha del inversor y la declaración de cumplimiento del mecanismo de no inyección, reservando el estudio detallado de factibilidad para proyectos con excedentes o de mayor potencia.

Para las instalaciones con excedentes, la regulación española establece una exención de permisos de acceso y conexión cuando la potencia de producción sea igual o inferior a 15 kW y la instalación se encuentre ubicada en suelo urbanizado que disponga de las dotaciones y servicios exigidos por la legislación correspondiente. Las instalaciones con excedentes que no cumplen estas condiciones deben obtener los permisos aplicables a cada instalación de producción próxima y asociada. Esta diferenciación introduce un criterio de proporcionalidad regulatoria, puesto que los proyectos pequeños reciben un tratamiento administrativo menos complejo que las instalaciones capaces de producir impactos significativos sobre la red (Ministerio para la Transición Ecológica, 2019).

La regulación ecuatoriana determina la potencia admisible según la capacidad técnica del punto de conexión aprobada por la empresa distribuidora. Este criterio evita establecer un límite general que pudiera resultar excesivo para redes débiles o restrictivo para redes con mayor capacidad. Sin embargo, la inexistencia de un umbral nacional simplificado obliga a que instalaciones pequeñas sean sometidas a procedimientos similares a los aplicados a sistemas de mayor capacidad. La incorporación de categorías diferenciadas, por ejemplo, sistemas residenciales pequeños, sistemas comerciales medianos y sistemas de mayor impacto, permitiría ajustar la profundidad de los estudios técnicos, los plazos de respuesta y los documentos requeridos.

El autoconsumo español puede desarrollarse de forma individual o colectiva. En los proyectos colectivos, los consumidores deben estar asociados a una misma instalación de generación y comunicar un acuerdo común que contenga los criterios de reparto de la energía. La energía generada se individualiza mediante coeficientes que permiten asignar a cada participante una fracción de la producción horaria. Esta metodología evita la necesidad de instalar una unidad generadora independiente para cada consumidor y permite aprovechar cubiertas, terrenos o infraestructuras comunes con mayor eficiencia económica y espacial (Ministerio para la Transición Ecológica, 2019).

La modalidad múltiple ecuatoriana permite beneficiar a varios consumidores, pero requiere un desarrollo más detallado del procedimiento de asignación energética. La adopción de coeficientes de reparto expresos permitiría establecer cuánto corresponde a cada usuario, cómo se modifican las participaciones y qué tratamiento se aplica cuando un integrante cambia de inmueble, termina su contrato o modifica su demanda. Estos coeficientes podrían ser fijos o variables, siempre que sean comunicados previamente a la distribuidora y se mantenga la trazabilidad de la energía asignada. La definición de reglas uniformes reduciría conflictos entre copropietarios, empresas relacionadas, urbanizaciones y consumidores dispersos.

La Guía de autoconsumo colectivo del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía desarrolla las modalidades disponibles, los criterios de reparto, la documentación administrativa, los procedimientos de conexión y los modelos que pueden utilizar los participantes. También introduce la figura del gestor de autoconsumo, quien actúa como representante de los consumidores asociados y facilita el alta, las modificaciones, la entrega de documentos y la administración del reparto energético. Esta figura responde a la complejidad práctica de coordinar a múltiples usuarios frente a distribuidoras, comercializadoras y administraciones públicas (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2024).

La incorporación de un representante común sería pertinente para las modalidades múltiples de los SGDA ecuatorianos. El gestor podría ser designado mediante un acuerdo firmado por los consumidores y actuar como responsable de presentar la solicitud, recibir observaciones, coordinar pruebas, comunicar cambios y administrar la distribución de créditos. Esta figura no sustituiría las obligaciones individuales de cada usuario, pero reduciría la duplicación documental y permitiría que la empresa distribuidora mantenga una comunicación centralizada. En proyectos de condominios, parques industriales o grupos

empresariales, el gestor facilitaría la continuidad administrativa del sistema cuando cambien los integrantes.

La regulación española considera instalaciones próximas aquellas conectadas a la red interior de los consumidores, unidas mediante líneas directas, conectadas a redes de baja tensión derivadas del mismo centro de transformación, ubicadas dentro de las distancias establecidas o vinculadas mediante una misma referencia catastral. A partir de la actualización publicada en marzo de 2026, también se consideran próximas las instalaciones fotovoltaicas o eólicas con potencia de hasta 5 MW que se conecten mediante las redes de transporte o distribución y se encuentren a una distancia inferior a 5.000 metros de los consumidores asociados. Este criterio amplía las posibilidades de desarrollar autoconsumo colectivo en barrios, municipios y polígonos industriales (Jefatura del Estado, 2026).

La normativa ecuatoriana reconoce modalidades remotas, lo que representa una ventaja frente a modelos limitados exclusivamente al mismo inmueble. Sin embargo, la regulación podría precisar los criterios para determinar cuándo un SGDA remoto mantiene una relación técnica razonable con los consumidores asociados. La definición de distancias máximas, niveles de tensión compatibles, pertenencia a una misma área de servicio, alimentador o subestación permitiría reducir interpretaciones diferentes entre distribuidoras. Estos parámetros no deberían aplicarse de forma rígida, debido a las características geográficas del país, pero podrían establecerse como criterios generales sujetos a una evaluación técnica excepcional cuando el proyecto los supere.

El Real Decreto 244/2019 establece que los consumidores acogidos a autoconsumo deben disponer de equipos de medida adecuados para registrar la energía consumida, generada e inyectada. Como regla general, se utiliza un medidor bidireccional en el punto frontera. En los proyectos colectivos y en determinadas instalaciones próximas a través de la red se requiere además la medición de la generación neta, debido a que esta información permite distribuir la producción entre los consumidores asociados y efectuar correctamente la facturación. El sistema de medida se articula con los coeficientes de reparto y con los registros horarios administrados por el distribuidor (Ministerio para la Transición Ecológica, 2019).

La regulación ecuatoriana también exige sistemas de medición acordes con cada modalidad, especialmente medición bidireccional cuando existe intercambio con la red. No obstante, los usuarios pueden encontrar dificultades para comprender la relación entre energía generada, auto consumida, inyectada, tomada de la red, acreditada y finalmente

facturada. La norma podría complementarse con diagramas oficiales de medición para cada modalidad, especificando la ubicación de los medidores, las variables registradas y la fórmula empleada para obtener la energía facturable. Esta información sería especialmente necesaria en sistemas múltiples y remotos, donde intervienen varios puntos de suministro.

La compensación simplificada española funciona como un saldo económico dentro del período de facturación. La energía consumida de la red y la energía excedentaria se valoran conforme a las condiciones del contrato o a los precios regulados aplicables. El valor económico de los excedentes no puede superar el valor económico de la energía consumida de la red durante el período facturado, cuya duración no puede exceder un mes. Este mecanismo reduce directamente el componente energético de la factura, pero no convierte los excedentes en un saldo monetario indefinido ni permite compensar todos los cargos asociados al suministro (Ministerio para la Transición Ecológica, 2019).

En Ecuador, los excedentes se reconocen mediante créditos energéticos aplicables a consumos posteriores. Este tratamiento permite trasladar saldos entre períodos, pero puede resultar menos transparente cuando el usuario desconoce la equivalencia entre la energía inyectada y los rubros descontados. El modelo español ofrece una referencia para presentar la compensación dentro de la factura mediante valores económicos claramente identificados. La normativa ecuatoriana podría conservar los créditos en unidades de energía y exigir simultáneamente su valorización referencial, indicando el saldo inicial, los créditos generados, los créditos utilizados, el saldo final y el período máximo de vigencia.

La compensación simplificada española se aplica voluntariamente cuando la energía primaria es renovable, la potencia total de las instalaciones asociadas no supera los 100 kW, existe un contrato de compensación y la instalación no recibe un régimen retributivo adicional o específico. Cuando la instalación no cumple estas condiciones o decide no acogerse a la compensación, los excedentes se someten al régimen económico de venta de energía. De esta forma, la normativa distingue entre una alternativa simplificada destinada principalmente a consumidores de menor escala y una alternativa comercial para proyectos que desean participar como productores (Ministerio para la Transición Ecológica, 2019).

La ARCONEL-005/24 prioriza el autoabastecimiento y la compensación energética, pero no desarrolla con el mismo nivel de detalle una modalidad de venta de excedentes para consumidores regulados con SGDA. La incorporación de esta alternativa podría evaluarse para proyectos empresariales, industriales o colectivos cuya producción exceda sistemáticamente la demanda asociada. La venta no debería aplicarse automáticamente a

todos los sistemas, porque implicaría obligaciones tributarias, comerciales, de representación y liquidación. Podría establecerse como una categoría voluntaria para instalaciones que cumplan requisitos adicionales de medición, registro y participación en el mercado.

El registro administrativo español organiza la información de los consumidores acogidos a las distintas modalidades de autoconsumo. Para instalaciones conectadas en baja tensión, con generación también en baja tensión y potencia inferior a 100 kW, la inscripción se realiza de oficio a partir de la información remitida por las administraciones territoriales. La comunicación se efectúa mediante medios telemáticos y el Ministerio facilita acceso público y gratuito a datos agregados. El registro permite conocer el número de instalaciones, la potencia incorporada, las modalidades utilizadas y la evolución territorial del autoconsumo (Ministerio para la Transición Ecológica, 2019).

Ecuador dispone de información administrada por las empresas distribuidoras y los organismos del sector, pero no presenta al usuario un registro nacional público con el mismo nivel de sistematización. La creación de este instrumento permitiría consolidar datos sobre ubicación, tecnología, potencia, modalidad, energía generada y capacidad de almacenamiento. El acceso público debería realizarse mediante información agregada para proteger los datos personales y comerciales. Esta base facilitaría la planificación de las redes, la identificación de zonas con alta penetración fotovoltaica y la evaluación de la efectividad de las políticas de generación distribuida.

La Guía profesional de tramitación del autoconsumo española describe los pasos administrativos y técnicos aplicables a instalaciones individuales y colectivas, identifica los documentos requeridos y presenta modelos para completar solicitudes, acuerdos y comunicaciones. La estandarización documental reduce diferencias entre procedimientos y permite que instaladores y consumidores conozcan con anticipación las etapas necesarias para legalizar el sistema. La guía también diferencia los trámites según la modalidad, la potencia, el nivel de tensión, la existencia de excedentes y la necesidad de acceso y conexión (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2024).

La normativa ecuatoriana podría complementarse con una guía nacional vinculante o de aplicación uniforme para todas las distribuidoras. Esta guía debería incluir listas de verificación, modelos de diagramas unifilares, formularios normalizados, plazos máximos, criterios de subsanación, ejemplos de facturación y procedimientos diferenciados según la potencia. La publicación de requisitos uniformes evitaría que los usuarios reciban solicitudes documentales distintas dependiendo del área de concesión y reduciría el riesgo de que una

instalación técnicamente viable sea retrasada por interpretaciones administrativas no homogéneas.

La regulación española autoriza la incorporación de elementos de almacenamiento en instalaciones de autoconsumo cuando cumplen las protecciones establecidas por la normativa de seguridad y calidad industrial. Los sistemas de almacenamiento deben ubicarse de manera que compartan los equipos de medida y las protecciones correspondientes con la instalación de generación o con el punto de suministro asociado. Esta disposición permite que las baterías formen parte de la gestión energética, pero evita que su operación altere la medición o genere intercambios no identificados con la red (Ministerio para la Transición Ecológica, 2019).

La ARCONEL-005/24 también admite el almacenamiento como parte de los SGDA, lo que demuestra una convergencia técnica con la regulación española. La principal oportunidad de desarrollo consiste en establecer reglas específicas para sistemas híbridos, incluyendo la energía utilizada para cargar las baterías, la procedencia de dicha energía, la descarga hacia los consumos y la eventual inyección a la red. Una regulación más detallada evitaría que la energía tomada previamente de la red sea registrada como excedente renovable y garantizaría que los créditos se asignen únicamente a la producción que corresponda al recurso distribuido autorizado.

La actualización española de 2026 incorpora medidas destinadas a facilitar la gestión colectiva, ampliar la distancia entre generación y consumo y permitir una mayor compatibilidad entre modalidades de autoconsumo. También reconoce la relevancia del gestor de autoconsumo para representar a los consumidores asociados y coordinar las actuaciones necesarias frente a los agentes del sistema eléctrico. Estas modificaciones muestran que la regulación del autoconsumo requiere revisiones periódicas para adaptarse a nuevos modelos de participación, escalas de proyecto y formas de gestión energética (Jefatura del Estado, 2026).

La normativa ecuatoriana ha evolucionado con rapidez desde la microgeneración fotovoltaica hasta las modalidades actuales de autoabastecimiento, pero requiere un mecanismo permanente de evaluación regulatoria. Este proceso podría apoyarse en indicadores relacionados con el tiempo de aprobación, número de solicitudes rechazadas, potencia habilitada, energía inyectada, reclamos de facturación y concentración geográfica de los proyectos. La revisión periódica permitiría modificar procedimientos que generen

barreras innecesarias y fortalecer los controles en zonas donde la penetración de SGDA produzca riesgos de tensión, congestión o coordinación de protecciones.

Tabla 6 Comparación entre la normativa ecuatoriana sobre SGDA y el marco europeo y español de autoconsumo

Aspecto comparado	Ecuador: Regulación ARCONEL-005/24	Unión Europea y España	Evaluación comparativa y aplicación posible en Ecuador
Enfoque regulatorio	Regula la habilitación, instalación, conexión, operación, mantenimiento, medición y facturación de los SGDA de consumidores regulados.	Reconoce el autoconsumo como un derecho del consumidor y regula sus dimensiones técnicas, administrativas, económicas y comerciales.	Ecuador posee una estructura operativa desarrollada, pero podría incorporar un catálogo expreso de derechos del prosumidor.
Sujeto participante	Consumidor regulado o responsable del SGDA, con posibilidad de intervención de terceros en la propiedad, construcción, operación o mantenimiento.	Consumidor, productor, comercializadora, distribuidora, agregador, comunidad energética y gestor de autoconsumo.	La regulación ecuatoriana podría delimitar funciones adicionales para representantes, agregadores y gestores de sistemas colectivos.
Modalidades generales	Autoabastecimiento local o remoto, individual o múltiple, con consumidores concentrados o dispersos.	Autoconsumo sin excedentes y con excedentes; las modalidades pueden ser individuales o colectivas.	Ecuador presenta mayor detalle territorial, mientras España diferencia con mayor precisión el tratamiento económico de la energía.
Sistemas sin inyección	Se permite el control de no inyección, sujeto a requisitos técnicos y evaluación de la distribuidora.	Se exige mecanismo antivertido y la instalación de generación queda exenta de permiso de acceso y conexión.	Podría crearse un procedimiento abreviado para instalaciones pequeñas con equipos antivertido certificados.
Sistemas con inyección	La potencia se aprueba según la capacidad técnica del punto de conexión.	Las instalaciones con excedentes pueden acogerse a compensación o vender la energía; determinados sistemas de hasta 15 kW están exentos de permisos de acceso y conexión.	La evaluación según capacidad de red debe mantenerse, pero podría combinarse con umbrales simplificados de baja potencia.
Potencia máxima	No se fija un único límite general para sistemas con inyección; depende de la capacidad aprobada por la distribuidora.	La compensación simplificada se aplica a instalaciones asociadas cuya potencia total no supere 100 kW; otras instalaciones pueden operar bajo venta de excedentes.	Ecuador ofrece flexibilidad técnica, pero necesita categorías de potencia que determinen procedimientos y tratamientos comerciales diferenciados.
Autoconsumo colectivo	Se desarrollan modalidades múltiples locales y remotas.	Los consumidores suscriben un acuerdo común y utilizan coeficientes de reparto para individualizar la energía generada.	La normativa ecuatoriana podría incorporar coeficientes de reparto, reglas de modificación y procedimientos de ingreso o retiro de participantes.
Comunidades energéticas	No se desarrolla una figura jurídica específica equivalente a la comunidad de energías renovables.	Los consumidores pueden constituir comunidades para producir, consumir, almacenar, compartir y vender energía.	Ecuador podría reconocer comunidades energéticas vinculadas a condominios, barrios, asociaciones productivas y parques industriales.
Instalaciones remotas o próximas	Se permite el autoabastecimiento remoto individual y múltiple, sujeto a la viabilidad técnica de la red.	Se utilizan criterios de red interior, línea directa, centro de transformación, referencia catastral y distancia; desde 2026 determinadas instalaciones fotovoltaicas o eólicas de hasta 5 MW pueden asociarse dentro de 5.000 metros.	Ecuador debería precisar criterios de proximidad eléctrica, geográfica y operativa para uniformar la evaluación de proyectos remotos.
Procedimiento de conexión	Comprende solicitud, factibilidad, certificado de habilitación,	El procedimiento varía según potencia, tensión, modalidad y existencia de	Resulta conveniente adoptar procedimientos escalonados y

		construcción, pruebas, contrato de conexión y contrato de suministro.	excedentes; determinadas instalaciones quedan exentas de permisos.	proporcionales al impacto técnico de cada sistema.
Medición		Se utiliza medición acorde con la modalidad y medición bidireccional cuando existe intercambio de energía con la red.	Se emplea medidor bidireccional y, en determinados proyectos colectivos o remotos, medición adicional de generación neta.	Ecuador podría publicar diagramas oficiales de medición y fórmulas de cálculo para cada modalidad.
Compensación de excedentes		Se generan créditos energéticos que se aplican al consumo y a la energía facturable conforme a la modalidad y tarifa.	Se aplica un saldo económico mensual; el valor de los excedentes no puede superar el valor de la energía consumida de la red.	Los créditos ecuatorianos podrían mostrarse simultáneamente en kWh y en valor económico para mejorar la comprensión de la factura.
Venta de excedentes		El régimen se concentra en el autoabastecimiento y la compensación mediante créditos.	Los proyectos no acogidos a compensación pueden vender la energía excedentaria conforme al régimen de producción.	Podría habilitarse una categoría voluntaria de venta para sistemas empresariales o colectivos que cumplan requisitos adicionales.
Almacenamiento		Puede formar parte del SGDA y utilizarse para administrar la energía producida.	Está permitido cuando comparte equipos de medida y protecciones con la generación o el consumo asociado.	Se requieren reglas detalladas para identificar el origen de la energía almacenada y evitar una asignación incorrecta de créditos.
Registro nacional		La información se administra mediante organismos reguladores y empresas distribuidoras, sin un registro público nacional integral de acceso agregado.	Existe un registro administrativo con inscripción de oficio para determinadas instalaciones y publicación de datos agregados.	Ecuador podría establecer un registro nacional interoperable que apoye la planificación, supervisión y transparencia sectorial.
Gestor representante colectivo	o	La normativa no desarrolla de forma específica un gestor único para las modalidades múltiples.	El gestor de autoconsumo puede representar a los consumidores y coordinar altas, modificaciones y documentación.	La figura reduciría trámites repetitivos y facilitaría la administración de SGDA colectivos.
Información al consumidor	al	Las obligaciones y procedimientos se encuentran en la regulación, contratos y requisitos de las distribuidoras.	Existen guías, modelos documentales, ejemplos de tramitación y orientaciones para instalaciones colectivas.	Ecuador necesita una guía nacional uniforme, formularios estandarizados y ejemplos oficiales de facturación.
Incentivos		La compensación de excedentes constituye el principal beneficio operativo; no se identifica un fondo nacional específico para SGDA.	El marco europeo exige evitar cargas discriminatorias y España ha complementado la regulación con programas, guías y mecanismos de impulso al autoconsumo.	Podrían establecerse incentivos temporales para hogares, pequeñas empresas y proyectos colectivos en zonas con capacidad de red disponible.
Control y actualización regulatoria	y	La distribuidora puede inspeccionar, desconectar y solicitar correcciones cuando existan riesgos o incumplimientos.	Se contemplan registros, inspecciones, seguimiento administrativo y reformas periódicas del régimen de autoconsumo.	La normativa ecuatoriana podría incorporar indicadores nacionales de desempeño y revisiones regulatorias programadas.

Nota. La información correspondiente a Ecuador se elaboró a partir de la Regulación ARCONEL-005/24, ya utilizada en el análisis normativo del estudio. La información sobre derechos de los auto consumidores y comunidades energéticas se elaboró a partir del Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea (2018). La clasificación de modalidades, medición, compensación, registro, permisos y almacenamiento se elaboró a partir del Ministerio para la Transición Ecológica (2019). La información sobre gestión de instalaciones colectivas se elaboró a partir del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (2024). La actualización de las distancias y medidas de impulso al autoconsumo se elaboró a partir de la Jefatura del Estado (2026).

La comparación evidencia que la regulación ecuatoriana no se encuentra rezagada en todos los componentes analizados. Su principal fortaleza consiste en el desarrollo de modalidades locales y remotas que permiten atender configuraciones individuales, condominios, grupos empresariales y consumidores ubicados en predios distintos. Asimismo, la determinación de la potencia según la capacidad real del punto de conexión protege la seguridad de la red y evita aplicar un límite uniforme a sistemas de distribución con características diferentes.

Las principales brechas se concentran en la simplificación de proyectos pequeños, la representación de consumidores colectivos, la transparencia de la facturación, la existencia de un registro público, la definición de comunidades energéticas y la comercialización de excedentes. Estas brechas no invalidan la ARCONEL-005/24, pero muestran que su estructura permanece orientada principalmente al control técnico y administrativo. La evolución normativa debería avanzar hacia un modelo que combine seguridad de red, facilidad de participación y alternativas económicas proporcionales a la escala de cada proyecto.

Las prácticas españolas susceptibles de adaptación comprenden la exención o simplificación de permisos para sistemas pequeños sin excedentes, los acuerdos colectivos con coeficientes de reparto, la designación de un gestor común, la inscripción de oficio en un registro nacional, la publicación de datos agregados, los modelos estandarizados de documentación y la diferenciación entre compensación y venta de excedentes. Su incorporación no debería realizarse mediante una reproducción literal, debido a que el mercado eléctrico ecuatoriano, su estructura tarifaria y las competencias de las distribuidoras presentan características distintas.

La adaptación normativa podría desarrollarse de manera gradual. En una primera fase se podrían emitir guías, formularios, diagramas de medición y modelos de factura. En una segunda fase se establecerían procedimientos simplificados y un registro nacional interoperable. En una tercera fase se podrían regular las comunidades energéticas, el gestor de autoconsumo, los coeficientes de reparto y la venta voluntaria de excedentes. Esta secuencia permitiría introducir mejoras sin afectar la seguridad del sistema ni exigir una transformación inmediata de todos los procesos comerciales y tecnológicos de las distribuidoras.

En términos generales, España constituye una referencia pertinente porque combina reglas técnicas de conexión con disposiciones administrativas, comerciales y organizativas.

El principal aprendizaje para Ecuador radica en que la expansión de la generación distribuida no depende únicamente de permitir la instalación de paneles solares, sino de establecer procedimientos proporcionales, información comprensible, responsabilidades definidas y opciones económicas que respondan a diferentes perfiles de consumidores. El fortalecimiento de estos componentes permitiría que la ARCONEL-005/24 evolucione desde un marco de habilitación técnica hacia un sistema integral de participación energética distribuida.

2.6.3. Modalidades conexión SGDA.

Tras revisar el marco normativo de los Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA) en Ecuador, el siguiente paso clave es analizar cómo se conectan. Estas modalidades de conexión son fundamentales porque definen la manera en que la energía se integra a la red de distribución y cómo la aprovechan los usuarios. Básicamente, cada modalidad se establece bajo criterios técnicos y operativos según tres factores: dónde se ubica el sistema, a cuántos consumidores beneficia y cómo se gestiona o compensa la energía que se produce.

La **Regulación ARCONEL No. 005/24** establece diferentes modalidades de conexión para los consumidores regulados, con el propósito de ofrecer alternativas que se adapten a diversas necesidades de implementación de proyectos de generación distribuida. La incorporación de estas modalidades representa una evolución en la regulación ecuatoriana, al ampliar las posibilidades de aprovechamiento de la generación distribuida mediante esquemas de autoabastecimiento individual y compartido. De esta manera, se favorece una mayor flexibilidad en el diseño de proyectos, optimizando el uso de los recursos energéticos disponibles y facilitando la participación de distintos tipos de consumidores dentro del sistema eléctrico nacional.

Modalidad 1a (Autoabastecimiento Local Individual).

La modalidad 1a corresponde al esquema de Autoabastecimiento Local Individual, en el cual el Sistema de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA) se instala en el mismo predio donde se encuentra el consumidor regulado. En esta configuración, la energía generada es destinada prioritariamente al abastecimiento de la demanda eléctrica del propio usuario, permitiendo reducir la energía requerida desde la red de distribución.

Cuando la potencia generada por el SGDA es inferior a la demanda del consumidor, la diferencia es suministrada por la red eléctrica. En cambio, si la generación supera el consumo instantáneo, el excedente es inyectado hacia la red mediante un medidor

bidireccional, permitiendo posteriormente la aplicación del mecanismo de compensación establecido por la normativa.

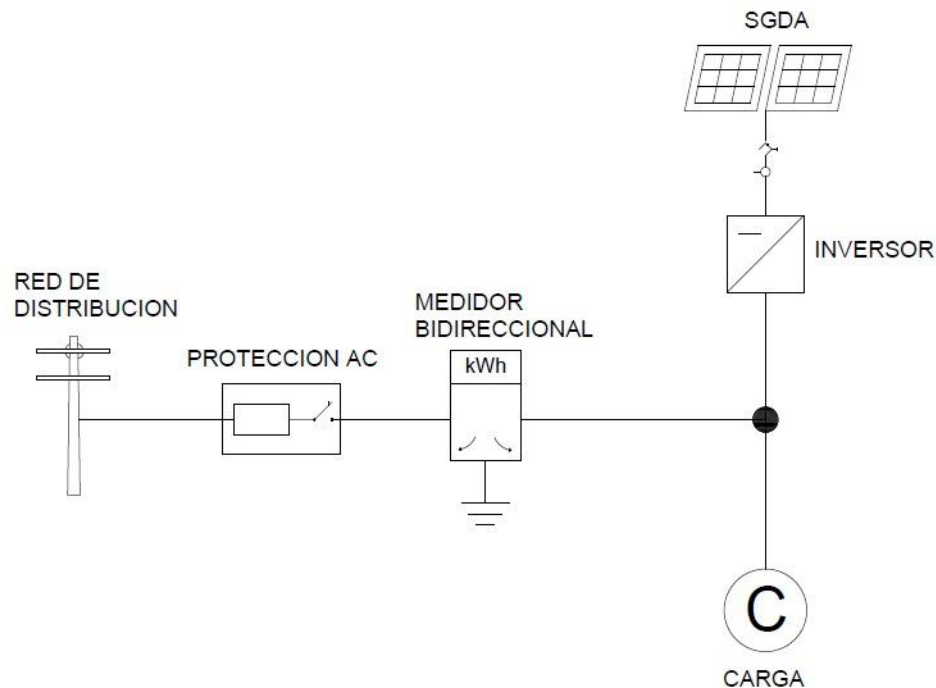


Figura 3. Esquema simplificado de la modalidad 1a de conexión de un SGDA

Fuente: Autor

Modalidad 1b: Autoabastecimiento Local Múltiple

La Modalidad 1b se refiere al Autoabastecimiento Local Múltiple. En este esquema, un solo sistema (SGDA) genera energía localmente para abastecer a varios usuarios que comparten un mismo edificio o complejo.

La clave de este modelo es que la energía producida se reparte entre los consumidores según porcentajes de asignación previamente acordados y registrados ante la empresa distribuidora. Es una opción ideal para aprovechar áreas comunes (como terrazas para paneles solares) en condominios, centros comerciales, edificios residenciales o complejos industriales con múltiples inquilinos.

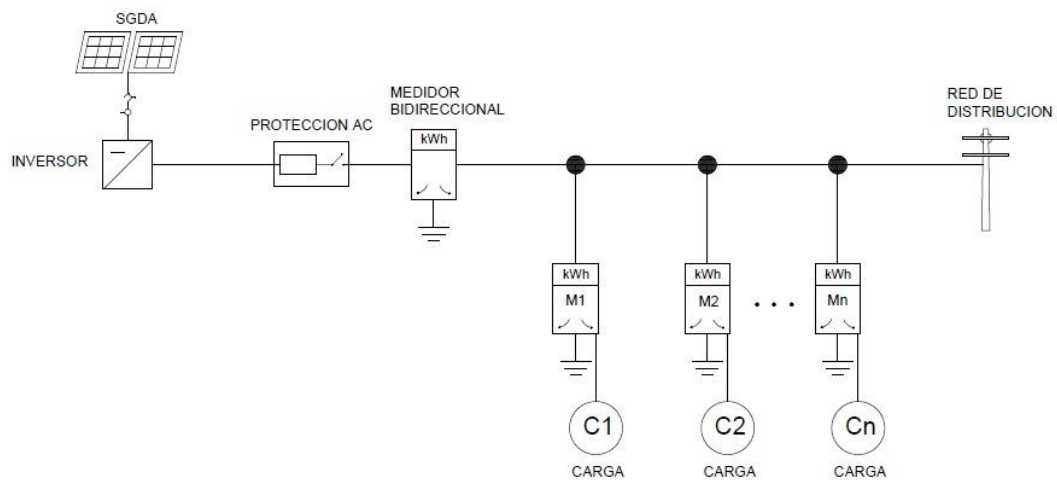


Figura 4. Esquema simplificado de la modalidad 1b de conexión de un SGDA

Fuente: Autor

Modalidad 2a (Autoabastecimiento Remoto Individual)

La Modalidad 2a permite que el sistema de generación (SGDA) se instale en un lugar totalmente distinto a donde se encuentra el consumidor. En este caso, la energía producida se inyecta primero a la red de distribución para luego compensarse en la planilla o cuenta del usuario.

Es una alternativa ideal cuando el sitio de consumo no tiene espacio suficiente, ya que permite aprovechar terrenos en otras ubicaciones que tengan mejores condiciones para instalar el sistema.

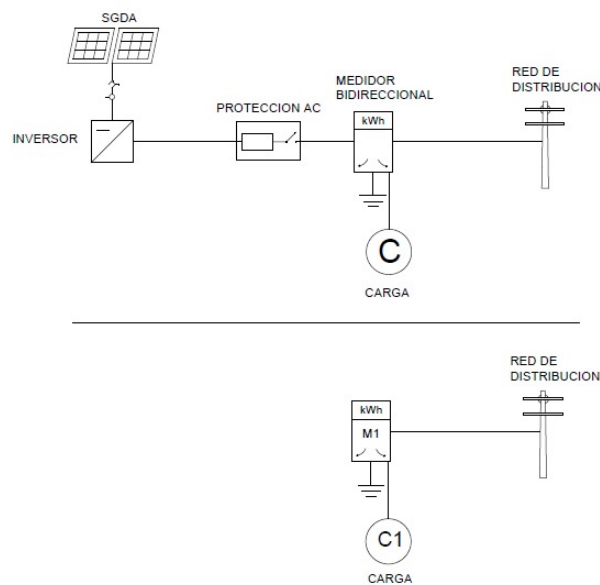


Figura 5. Esquema simplificado de la modalidad 2a de conexión de un SGDA

Fuente: Autor

Modalidad 2b (Autoabastecimiento Remoto Múltiple)

La Modalidad 2b consiste en el Autoabastecimiento Remoto Múltiple. Aquí, una sola planta de generación (SGDA) abastece a varios consumidores que están ubicados en distintos puntos de la red de distribución.

La energía que se produce se divide entre los usuarios mediante porcentajes definidos de antemano, lo que les permite compartir los beneficios de una misma instalación. Por esta razón, este modelo es clave para impulsar proyectos de generación compartida y crear comunidades energéticas.

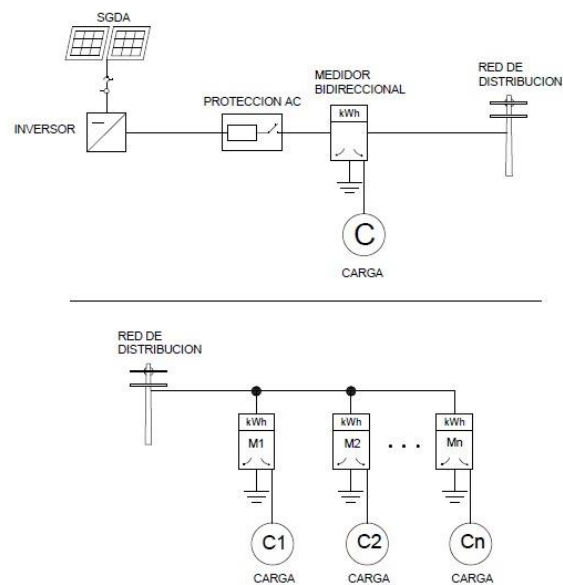


Figura 6. Esquema simplificado de la modalidad 2b de conexión de un SGDA

Fuente: Autor

Modalidad 2c (Autoabastecimiento Remoto para múltiples cuentas de un mismo titular)

La Modalidad 2c está pensada para consumidores que tienen varios contratos a nombre de un mismo titular. Así, un único sistema de generación a distancia puede compensar el consumo de diferentes propiedades o locales de la misma persona o empresa.

Su gran ventaja es que permite centralizar la producción de energía en un solo lugar y distribuir "virtualmente" los beneficios entre todas las sucursales o instalaciones. Esto ayuda a aprovechar mucho mejor la infraestructura y mejora la rentabilidad económica del proyecto.

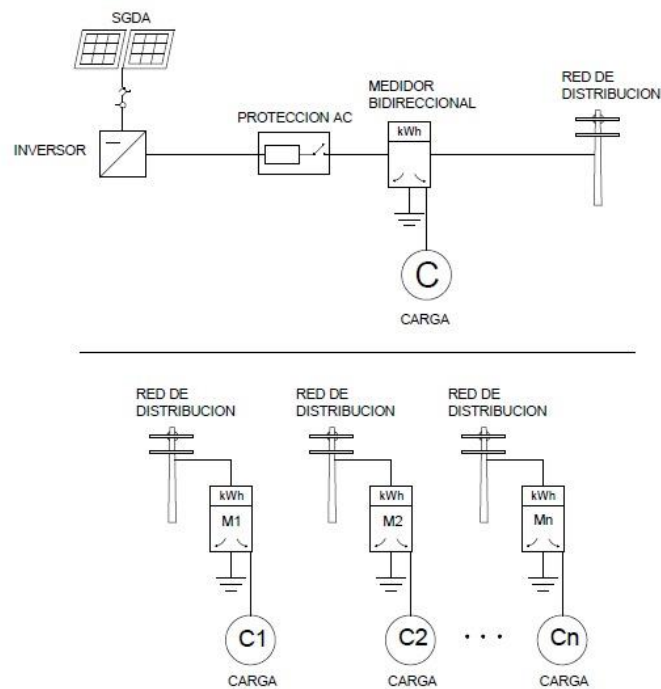


Figura 7. Esquema simplificado de la modalidad 2c de conexión de un SGDA

Fuente: Autor

El análisis de estas modalidades permite comprender las diferentes configuraciones autorizadas para la conexión de los SGDA en el país y constituye la base para evaluar su aplicabilidad técnica y regulatoria. Además, este estudio facilita la comparación con los modelos implementados en otros países, permitiendo identificar similitudes, diferencias y buenas prácticas internacionales que contribuyan al fortalecimiento de la generación distribuida en el Ecuador y a la consolidación de un sistema eléctrico más eficiente, sostenible y resiliente.

CAPÍTULO 3

3. Viabilidad Técnica y Económica de los SGDA Fotovoltaicos en Ecuador

En este capítulo se analiza la efectividad y factibilidad de implementar sistemas de generación distribuida para autoconsumo (SGDA) basados en energía solar fotovoltaica en Ecuador, abordando tanto sus aspectos técnicos como económicos. Se examina la viabilidad de estos sistemas en los sectores residencial, industrial y empresarial (comercial), considerando las condiciones específicas de distintas regiones del país. A la luz del marco normativo actualizado descrito en capítulos anteriores, aquí se evalúa si, en la práctica, los SGDA fotovoltaicos que pueden integrarse con éxito a la red eléctrica ecuatoriana, qué desafíos enfrentan y qué beneficios aportan en diferentes contextos de consumo.

3.1. Viabilidad técnica de los SGDA fotovoltaicos en Ecuador

Recurso solar y potencial regional: Ecuador cuenta con abundante recurso solar a lo largo de todo su territorio, condición fundamental para la viabilidad técnica de sistemas fotovoltaicos. Estudios oficiales confirman esta abundancia al identificar más de 14 millones de hectáreas con buenas condiciones de radiación solar aprovechable para generación fotovoltaica.

El país presenta niveles de insolación global media elevados, con valores típicos que oscilan entre 1.300 a 1.600 kWh/kWp al año (e incluso superiores en las zonas óptimas). Las regiones con mayor potencial se concentran en tres zonas principales: i) el norte andino (provincias de Carchi, Imbabura, Pichincha) la zona central andina (Cotopaxi, Chimborazo, Cañar) el sur del país (Loja, Azuay, El Oro). En estas áreas de la Sierra se han medido las irradiaciones más altas (categoría “muy alta”, >1600 kWh/kWp anuales), lo que se traduce en mayores rendimientos energéticos de los sistemas fotovoltaicos instalados. No obstante, incluso en otras regiones la irradiación global se considera suficiente para asegurar una generación solar significativa. En la Costa y Amazonía, aunque la nubosidad y régimen de lluvias pueden reducir la producción en ciertas épocas, el recurso solar promedio sigue siendo viable; sumado a temperaturas moderadas que benefician la eficiencia de los paneles, esto permite buen desempeño técnico de los SGDA en prácticamente todo el Ecuador. En síntesis, no existen limitaciones climáticas severas para la tecnología fotovoltaica en el país, más allá de variaciones estacionales y geográficas manejables mediante un adecuado dimensionamiento del sistema (Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, 2024).

A continuación, se incorpora una figura con el mapa de radiación solar fotovoltaico del Ecuador, con el fin de respaldar visualmente la descripción del recurso solar nacional y facilitar la identificación de las zonas con mayor aptitud para proyectos SGDA fotovoltaicos.

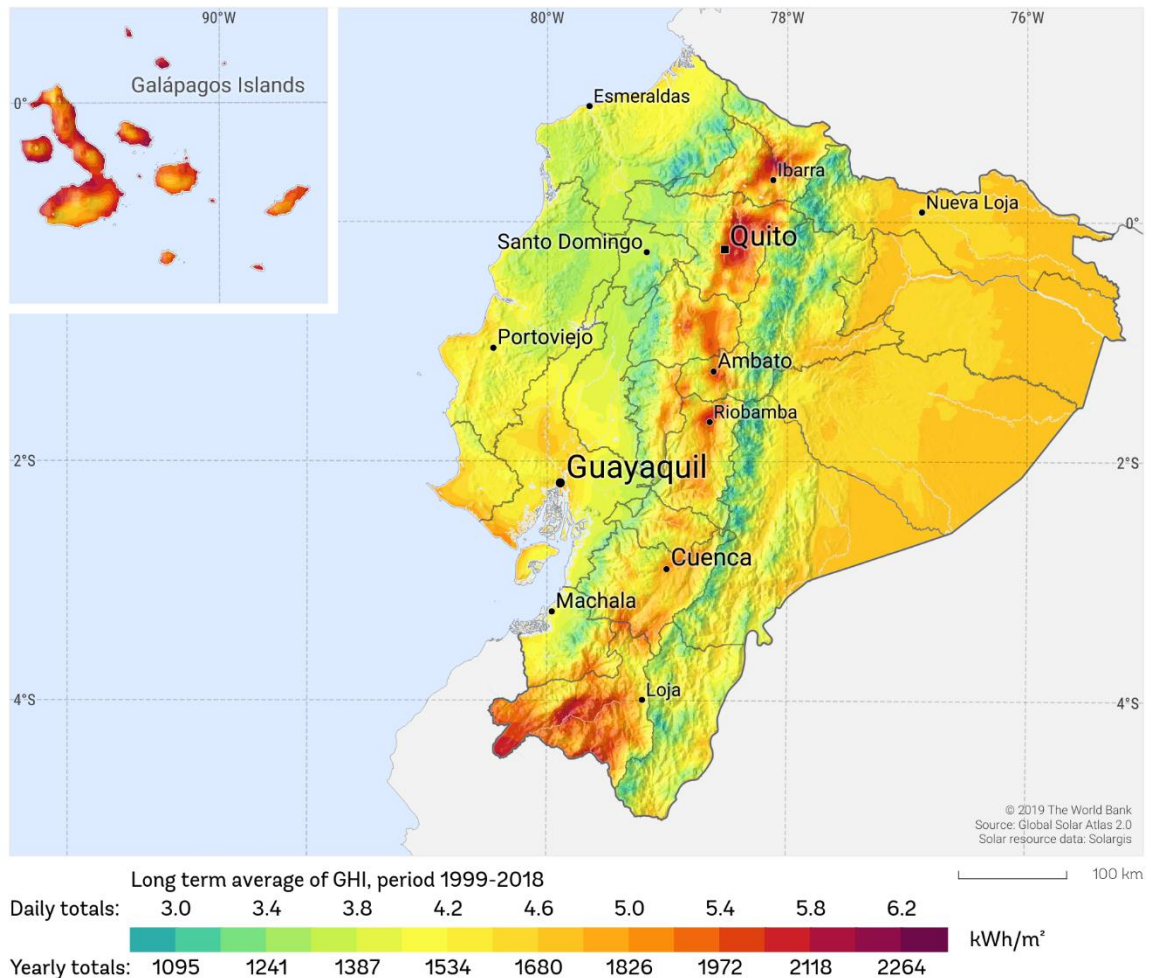


Figura 8. Mapa de irradiación horizontal global del Ecuador

Fuente: Global Solar Atlas 2.0, World Bank Group, ESMAP y Solargis.

Nota. El mapa presenta el promedio de irradiación horizontal global diaria y anual del Ecuador para el período 1999–2018, expresado en kWh/m². La información permite identificar zonas con mayor disponibilidad del recurso solar para el análisis de sistemas SGDA fotovoltaicos.

Ecuador cuenta con condiciones geográficas privilegiadas para la generación solar. Debido a su ubicación cercana a la línea ecuatorial, recibe irradiación solar constante y abundante a lo largo del año (Mejía y Parrales, 2025). En promedio, la radiación solar disponible oscila aproximadamente entre 4 y 5,5 kWh/m² por día, con zonas particularmente favorables donde este valor supera incluso los 5 kWh/m² diarios. Por ejemplo, las regiones costeras áridas (como parte de Santa Elena y Manabí) y ciertas localidades en la Sierra de altitud elevada registran altos niveles de radiación solar, superiores al promedio nacional, lo que incrementa la eficiencia de los paneles fotovoltaicos instalados en esos sitios (Rodríguez,

2025). En la costa ecuatoriana se han medido niveles cercanos a 5–6 kWh/m²/día, mientras que, en la Amazonía, más húmeda y nublada, la irradiación puede rondar los 4 kWh/m²/día según estudios meteorológicos. En todo caso, prácticamente todas las regiones del país cuentan con suficiente recurso solar para que la producción fotovoltaica sea técnicamente viable y eficaz.

Madurez tecnológica y normativa: La tecnología solar fotovoltaica utilizada en los SGDA está ampliamente probada y madura, con equipos (paneles, inversores, protecciones) disponibles en el mercado local y soporte técnico creciente. En los últimos años ha florecido una industria nacional de energía solar distribuida, pasando de unas pocas empresas instaladoras a decenas de proveedores especializados. Por ejemplo, tras la crisis eléctrica de 2024, el número de empresas que ofrecen soluciones solares residenciales creció de menos de 5 a más de 50 compañías activas, reflejando un ecosistema técnico-comercial robusto. Esta expansión indica que existe capacidad técnica local para diseñar, instalar y mantener los sistemas, tanto a nivel domiciliario como industrial, cumpliendo estándares de calidad. Adicionalmente, la normativa ecuatoriana vigente (Regulación ARCONEL-005/24) establece requisitos técnicos claros para la conexión de los SGDA, lo que garantiza la seguridad y estabilidad de la red eléctrica al integrar generación distribuida (Ministerio de Energía y Minas, 2024).

Cada proyecto debe obtener un certificado de factibilidad de conexión por parte de la distribuidora, asegurando que la infraestructura de distribución puede soportar la potencia inyectada sin afectar la calidad del servicio. Este proceso exige estudios eléctricos previos y el cumplimiento de especificaciones (protecciones, esquemas de desconexión, medición bidireccional, etc.), lo cual minimiza riesgos técnicos en la operación de los SGDA interconectados. Cabe destacar que la regulación más reciente elevó los límites de capacidad: hoy se permiten SGDA conectados en sincronía de hasta 2 MW de potencia inyectable (antes 500 kW), siempre que la red local lo admita. Si el sistema no pretende inyectar excedentes (solo autoconsumo instantáneo o aislado), incluso puede instalar potencias mayores, limitadas únicamente por la demanda del usuario y las condiciones internas de su instalación. Estas disposiciones flexibilizan la adopción de SGDA de diversos tamaños, evidenciando que desde el punto de vista técnico-regulatorio Ecuador está preparado para incorporar tanto pequeños generadores domiciliarios como proyectos de mayor escala en clientes industriales (Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), 2024).

Integración a la red y operación: Desde la primera normativa de microgeneración en 2018 hasta las reformas de 2023-2024, se ha afinado el marco técnico para que los SGDA operen en armonía con la red de distribución. La medición bidireccional es un elemento estándar: las distribuidoras instalan medidores que registran energía consumida de la red y energía inyectada por el usuario, permitiendo contabilizar con precisión los flujos en ambos sentidos (CNEL EP, 2024).

Esto, junto con contratos de interconexión, define claramente las responsabilidades de operación y mantenimiento tanto para el cliente generador como para la empresa eléctrica. En la práctica, numerosos casos reales han validado la viabilidad técnica: al cierre de 2024 se habían instalado ya más de 1.290 sistemas solares distribuidos bajo estas regulaciones, totalizando 60,21 MW de potencia fotovoltaica en operación en redes de baja y media tensión. Esta cifra, reportada oficialmente por el Ministerio de Energía y Minas, demuestra que los SGDA funcionan técnicamente en distintos entornos (urbanos y rurales) sin mayores inconvenientes (CNEL EP, 2024). Las distribuidoras más grandes – CNEL EP y EEQ Quito – concentran la mayor parte de dicha potencia (aprox. 31,3 MW y 18,3 MW respectivamente), lo que indica que las zonas urbanas de Costa y Sierra han logrado integrar decenas de megavatios de generación distribuida manteniendo la continuidad y calidad del suministro eléctrico. Adicionalmente, la inclusión de almacenamiento en baterías está permitida en el esquema regulado (opcional para el usuario); si bien encarece el sistema, en términos técnicos aporta gestión de energía y respaldo en caso de cortes. En resumen, con un recurso renovable ampliamente disponible, tecnología fiable y un marco técnico-regulatorio sólido, la viabilidad técnica de los SGDA en Ecuador queda plenamente demostrada en todos los sectores y regiones del país.

El desempeño técnico de los SGDA fotovoltaicos ha mejorado notablemente en los últimos años gracias a la madurez de la tecnología y la reducción de costos de los equipos a nivel global. Los paneles solares modernos ofrecen alta eficiencia y larga vida útil (25 a 30 años), y su costo de instalación por kW ha disminuido sostenidamente, impulsando una adopción más amplia en diversos mercados (Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, 2024).

Estas mejoras hacen que, desde el punto de vista técnico, instalar paneles solares en Ecuador sea cada vez más atractivo y confiable. La experiencia internacional indica que los sistemas fotovoltaicos requieren mínimo mantenimiento (principalmente limpieza periódica de paneles) y presentan baja tasa de fallas, al no tener partes móviles significativas. En Ecuador, las empresas especializadas confirman que el mantenimiento es sencillo – basta limpiar los

paneles unas pocas veces al año dependiendo de la suciedad ambiental – para asegurar que operen a su máximo potencial. Esto significa que técnicamente los SGDA pueden operar de forma estable y segura, integrándose a las instalaciones eléctricas domiciliarias o empresariales con relativa facilidad.

Un aspecto técnico fundamental para la viabilidad es la integración a la red de distribución. Gracias a las regulaciones recientes de ARCONEL/ARCERNNR, existen procedimientos claros para la conexión de sistemas fotovoltaicos bajo el esquema de medición neta (net metering) y uso de medidores bidireccionales. Antes de instalar un SGDA, el cliente regulado debe obtener un certificado de factibilidad de su distribuidora para asegurar que la red local puede aceptar la inyección de energía sin inconvenientes. La tecnología ON-GRID (conectada a red sin baterías) es actualmente la más común en Ecuador para autoconsumo (Rodríguez, 2025), dado que permite que la energía solar generada se use en tiempo real en el inmueble y cualquier excedente se vierta a la red pública, acumulando créditos para el usuario. Técnicamente, estos sistemas incluyen paneles fotovoltaicos (generalmente ubicados en los tejados), inversores que convierten la corriente continua en alterna sincronizada, y protecciones que garantizan la seguridad de la conexión. La operación ON-GRID está bien establecida: en días soleados los paneles pueden generar más electricidad de la que consume el usuario en ese momento, enviando el excedente a la red; en días nublados o noches, la red suple la diferencia (Rodríguez, 2025). Esto asegura continuidad del servicio eléctrico para el consumidor regulado y estabilidad en la red, siempre que el SGDA cumpla con los estándares técnicos exigidos (calidad de energía, desconexión ante fallas, etc.).

Como referencia técnica sectorial, el Atlas Solar del Ecuador (OLADE, repositorio documental regional de organismos públicos) detalla definiciones de insolación global y mapas mensuales para cuantificar el potencial y ubicar proyectos con fines eléctricos (Corporación para la Investigación Energética, 2008).

La integración ON-GRID está expresamente reglada. La Regulación ARCERNNR-008/23 habilitó el autoconsumo para consumidores regulados, definió modalidades (individual/múltiple, local/remoto), mecanismo de compensación de excedentes y potencias de referencia; fue luego codificada y reemplazada por ARCONEL-005/24 (27-oct-2024), que hoy establece con mayor detalle habilitación, instalación, conexión, operación, mantenimiento, medición y facturación de los SGDA de clientes regulados. En ARCONEL-005/24 la potencia inyectable se define caso por caso según factibilidad técnica del punto de

conexión aprobada por la distribuidora (ya no un número fijo), manteniendo el esquema de compensación de excedentes mediante créditos (Gobierno del Ecuador, 2023).

No existen barreras técnicas insalvables para la implementación de SGDA fotovoltaicos en Ecuador. El país posee un gran potencial solar que facilita la generación distribuida eficiente, la tecnología fotovoltaica es confiable y ampliamente probada, y el marco técnico-regulatorio permite su interconexión segura a la red. La viabilidad técnica se evidencia además en casos concretos: por ejemplo, en la comuna de Joa (provincia de Manabí) se han obtenido altos rendimientos de sistemas solares aplicados al bombeo de agua, demostrando que distintas aplicaciones (agrícolas, domiciliarias, etc.) pueden beneficiarse de la radiación disponible.

De igual modo, en la finca bananera Don Polo (Santa Elena) – ubicada en una zona de alta insolación – se instalaron 780 paneles solares (aprox. 400 kW) que operan en paralelo con la red eléctrica, alcanzando una producción muy eficiente (se aprovecha ~72% de la capacidad instalada en las horas pico solares) y cubriendo cerca del 60% de la energía requerida por las cargas de la hacienda (Zumba, 2022). Este proyecto agrícola pionero demuestra que, técnicamente, incluso en entornos rurales e industriales exigentes los SGDA fotovoltaicos pueden satisfacer gran parte de la demanda energética con buen desempeño, siempre que se diseñen acorde a las condiciones locales de radiación y a los requerimientos de consumo.

3.2. Viabilidad económica de los SGDA fotovoltaicos en Ecuador

Además de la solidez técnica, la viabilidad de los sistemas fotovoltaicos debe evaluarse en términos económicos. En Ecuador, el costo inicial de instalación ha sido tradicionalmente el principal obstáculo para la adopción masiva de la energía solar, debido a que estos sistemas requieren una inversión inicial o pago anticipado significativo antes de obtener ahorros en la factura eléctrica (Rodríguez, 2025). Esta condición afecta especialmente a hogares y pequeñas empresas con menor capacidad de financiamiento. Sin embargo, la reducción progresiva del precio de los paneles solares, inversores y componentes complementarios ha mejorado la relación costo-beneficio de los SGDA, permitiendo que la inversión pueda recuperarse en plazos razonables mediante el ahorro mensual de energía y el aprovechamiento de excedentes bajo el esquema de compensación vigente (Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, 2024).

Adicionalmente, el esquema de compensación de excedentes (medición neta con créditos) implementado por la regulación permite que la energía sobrante generada se descuenta de consumos futuros, mejorando la rentabilidad del sistema al maximizar el aprovechamiento de cada kWh producido.

Marco de referencia. La Ley Orgánica de Competitividad Energética (RO Suplemento 475, 11-ene-2024) y su Reglamento (RO 507, 28-feb-2024) consolidan el derecho a autogenerar con renovables, articulan competencias y actualizan procedimientos del sector eléctrico; esto sustenta la bancabilidad regulatoria de proyectos SGDA (Gobierno del Ecuador, 2024).

Costos de implementación y ahorro energético: La factibilidad económica de los sistemas de generación distribuida para autoconsumo ha mejorado en años recientes debido a la reducción del costo de la tecnología solar y al contexto tarifario del país. El costo de inversión de un SGDA fotovoltaico depende de la capacidad instalada, la calidad de los equipos, el tipo de inversor, las protecciones, la estructura de montaje y la complejidad de la conexión. Como referencia, un sistema residencial conectado a red de 5 kW puede ubicarse aproximadamente entre USD 4.000 y USD 6.000 instalado, mientras que proyectos comerciales o industriales pueden presentar costos unitarios menores por economías de escala (CELEC EP, 2023). Si se considera una tarifa referencial cercana a USD 0,10 por kWh, cada kilovatio hora autogenerado reduce el consumo comprado a la red y genera un ahorro acumulado. En condiciones adecuadas de radiación y dimensionamiento, cada kilovatio pico instalado puede producir entre 1.400 y 1.600 kWh al año, lo que equivale a un ahorro anual aproximado de USD 140 a USD 160 por kilovatio pico. Con estos parámetros, el período simple de recuperación de la inversión puede ubicarse, de manera referencial, entre seis y ocho años, siempre que el sistema se diseñe de acuerdo con el perfil de consumo del usuario y mantenga una operación eficiente durante su vida útil.

Esquema de medición neta y créditos: Un factor crítico que favorece la viabilidad económica es la existencia de un mecanismo de compensación de excedentes (o medición neta). La regulación ecuatoriana garantiza que, si un SGDA produce más energía de la que consume instantáneamente, ese excedente se inyecta a la red y genera un crédito a favor del usuario. Dicho crédito se compensa contra la energía que el consumidor toma de la red en otros momentos, reduciendo equivalentemente el cobro en su factura eléctrica. En otras palabras, el kWh sobrante no se pierde, sino que equivale a un kWh ahorrado para el cliente (hasta cubrir su consumo neto) (Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), 2024).

Este esquema de medición neta mensual/anual mejora significativamente la rentabilidad, ya que permite aprovechar al máximo la producción fotovoltaica aun cuando la demanda del usuario fluctúe. Cabe aclarar que estos créditos no aplican para sistemas desconectados o que no inyectan a la red; sin embargo, en los casos interconectados la compensación es prácticamente uno a uno en energía, valorada a la tarifa del consumidor. Adicionalmente, el marco normativo vigente mantiene tarifas preferenciales e incentivos específicos para ciertos usuarios con autogeneración. Por ejemplo, desde 2023 se han implementado ajustes que benefician a las industrias que se autoabastecen en periodos de estiaje (sequía), eximiéndolas de pagar altos costos punta del sistema. Esto actúa como un estímulo económico para la inversión en SGDA, especialmente en el sector productivo, ya que les permite evitar penalizaciones o sobre costos cuando generan su propia electricidad en momentos críticos. Sumado a ello, existen incentivos tributarios generales para proyectos de energías renovables (como deducciones o depreciación acelerada en el impuesto a la renta), que mejoran la evaluación financiera de instalar paneles solares en empresas. Todo este entorno de políticas pro-renovables se traduce en menores riesgos y en plazos de recuperación más atractivos para diferentes tipos de usuarios (Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), 2024).

Rentabilidad y horizonte de recuperación: Si bien cada proyecto SGDA requiere un análisis financiero específico (considerando inversión, ahorro, mantenimiento, financiación, etc.), de forma general se puede afirmar que la inversión en fotovoltaica distribuida es económicamente viable en Ecuador bajo condiciones típicas. Para tener una referencia, proveedores del sector estiman tasas internas de retorno (TIR) anuales del 20–25% en instalaciones solares residenciales y comerciales bien aprovechadas (Asociación Ecuatoriana de Energía Renovable y Eficiencia Energética, 2025).

Esto equivale a retornos de la inversión en apenas 4 a 6 años en escenarios favorables, dependiendo del perfil de consumo del cliente y el tamaño del sistema. Por ejemplo, ciertos hogares de consumo elevado han logrado retornos cercanos a los 4 años, especialmente cuando sustituyen prácticamente la totalidad de su consumo diurno con energía solar. En cambios, sistemas más pequeños o en hogares de bajo consumo pueden experimentar periodos de retorno más largos (8–12 años), debido a que la inversión por watt es relativamente más alta y el ahorro absoluto menor (Asociación Ecuatoriana de Energía Renovable y Eficiencia Energética, 2025).

En los casos de menor consumo, la decisión de instalar un SGDA debe evaluarse con mayor cautela, considerando la vida útil de los equipos, el comportamiento futuro de las tarifas, los costos de mantenimiento y la disponibilidad de financiamiento. En el sector empresarial, la recuperación de la inversión suele ser más favorable porque los consumos diurnos son más altos y coinciden con las horas de mayor producción fotovoltaica. Por esta razón, varios proyectos comerciales e industriales alcanzan períodos de recuperación inferiores a cinco años, especialmente cuando el sistema se dimensiona para cubrir cargas permanentes durante la jornada laboral. Además del ahorro económico, muchas empresas incorporan sistemas fotovoltaicos con almacenamiento como medida de continuidad operativa ante interrupciones del servicio eléctrico, lo que agrega valor al proyecto, aunque eleve la inversión inicial (Asociación Ecuatoriana de Energía Renovable y Eficiencia Energética, 2025).

Si bien la incorporación de baterías eleva la inversión (afectando la rentabilidad pura), muchas industrias justifican ese costo adicional como seguro de continuidad operativa. En balance, la tendencia a 2025 es que los costos de la energía solar continúan disminuyendo mientras que el costo de la electricidad pública tenderá al alza (al menos para clientes medianos y grandes conforme se racionalicen subsidios). Esta convergencia hará que la viabilidad económica mejore aún más en los próximos años, consolidando los SGDA como alternativas rentables para un abanico cada vez mayor de usuarios.

3.3. Viabilidad de los SGDA en el sector residencial

En el sector residencial, la implementación de sistemas de generación distribuida fotovoltaica ha cobrado impulso reciente, impulsada tanto por el interés económico como por la búsqueda de autosuficiencia energética. Técnicamente, los hogares ecuatorianos suelen disponer de áreas aprovechables (techos, terrazas) para instalar sistemas solares de pequeña escala (típicamente de 1 kW hasta 5-10 kW según el tamaño de la vivienda y su consumo). La irradiación solar en zonas urbanas residenciales (Quito, Guayaquil, Cuenca, etc.) permite que aun instalaciones modestas generen una fracción importante de la demanda domiciliaria. Por ejemplo, un sistema de 3 kW en Quito o Guayaquil puede producir en el orden de 4.500–4.800 kWh al año, suficiente para cubrir el consumo básico de una familia promedio (Asociación Ecuatoriana de Energía Renovable y Eficiencia Energética, 2025).

Económicamente, aunque los hogares gozan de tarifas eléctricas subsidiadas (bajas), los sistemas solares residenciales están resultando convenientes especialmente para viviendas de consumo medio y alto. Esto se debe a que, una vez que un hogar excede ciertos umbrales de consumo, la tarifa efectiva aumenta, y cada kWh solar sustituye energía de costo mayor.

Un caso ilustrativo: una familia de clase media-alta en Guayaquil con una factura de ~\$150 mensuales puede instalar ~12 paneles (unos 7 kWp) con una inversión aproximada de \$6.000–6.500 USD, logrando reducir hasta un 90–95% el valor de su planilla eléctrica.

Ese ahorro (~\$135 al mes) implica una recuperación del capital en apenas 4 a 5 años, tras lo cual el ahorro neto anual (~\$1.600) representa un ingreso disponible para la familia. De modo similar, viviendas de consumo aún mayor (ej. \$300/mes) pueden requerir ~15 kW de paneles para abastecerse, lo que supone inversiones del orden de \$12.000–\$15.000 pero con ahorros cercanos a \$3.000 al año, manteniendo retornos en torno a 4–6 años. Estos ejemplos demuestran que la rentabilidad es tangible para hogares que anteriormente pagaban facturas elevadas, tornando la solar en una alternativa atractiva frente a la compra de energía de la red (Asociación Ecuatoriana de Energía Renovable y Eficiencia Energética, 2025).

Para hogares residenciales de consumo bajo, la viabilidad económica es más marginal pero aún positiva. Usuarios con consumos pequeños (por ejemplo, ≤ 100 kWh/mes, con facturas menores a \$10-15) ahorrarán menos en términos absolutos, por lo que si instalan un sistema fotovoltaico pequeño (1–2 paneles) podrían ver retornos a plazos mayores (10+ años). En estos casos, la motivación de inversión suele ser más por seguridad energética (tener respaldo ante apagones, mediante baterías) o por conciencia ambiental, que por un beneficio económico inmediato. No obstante, cabe indicar que existen paquetes básicos ofrecidos por empresas locales para este segmento: por ejemplo, se comercializan kits solares de 2 paneles (~0,8–1 kW) por alrededor de \$1.300–1.500 USD, capaces de ahorrar unos \$10 mensuales a un hogar de bajo consumo (Asociación Ecuatoriana de Energía Renovable y Eficiencia Energética, 2025). Aunque el periodo de retorno en este caso supera los 10 años, la instalación aún incrementa el patrimonio del hogar, estabiliza su gasto eléctrico y contribuye a disminuir la demanda de la red en horas pico solares. Adicionalmente, programas sociales podrían en el futuro impulsar la adopción en vivienda popular mediante créditos accesibles o subsidios verdes, mejorando la ecuación costo-beneficio para este estrato.

3.4. Viabilidad de los SGDA en el sector empresarial y comercial

El sector empresarial comprende consumidores comerciales y de servicios, como edificios de oficinas, hoteles, centros comerciales, tiendas, hospitales e instituciones educativas. Este sector comparte características del ámbito residencial, por sus patrones de consumo diurno y su ubicación urbana, y del ámbito industrial, por sus mayores requerimientos de potencia, continuidad y calidad del suministro. Desde el punto de vista

técnico, muchos establecimientos comerciales disponen de superficies aprovechables para instalar paneles solares, tales como azoteas planas, cubiertas de supermercados, galpones, fachadas adaptadas y marquesinas solares para estacionamientos. La integración arquitectónica de los módulos fotovoltaicos permite utilizar áreas subutilizadas para generar energía. En ciudades como Guayaquil, Quito, Manta y Cuenca, las condiciones de radiación son favorables, aunque deben evaluarse sombras proyectadas por edificios cercanos, orientación del techo, inclinación disponible y capacidad estructural. El uso de inversores modulares y optimizadores de potencia permite mejorar el rendimiento en cubiertas compartidas o con inclinaciones variables.

En el aspecto económico, las empresas comerciales suelen pagar tarifas de electricidad en la categoría general, que pueden incluir componentes por energía consumida y, en clientes de mayor tamaño, cargos asociados a la demanda contratada. La oportunidad de ahorro con generación propia es significativa, porque cada kilovatio hora producido por el sistema fotovoltaico reduce la energía comprada a la red (CELEC EP, 2023). Además, muchos comercios presentan picos de consumo durante el día por el uso de aire acondicionado, iluminación, equipos de oficina, refrigeración o servicios de atención al público. La energía solar generada en ese mismo horario puede abastecer directamente una parte de esas cargas y disminuir la demanda tomada de la red en los momentos críticos. En edificios de oficinas, clínicas u hoteles, donde la mayor demanda suele presentarse entre las 9:00 y las 16:00, un sistema fotovoltaico instalado en la cubierta puede reducir los picos de consumo y generar ahorros mensuales relevantes. Por ejemplo, un hotel mediano con un sistema de 50 kW podría generar aproximadamente 75 MWh al año y cubrir cerca de una cuarta parte de un consumo anual de 300 MWh, siempre que el perfil de demanda y las condiciones de radiación sean adecuados.

El análisis realizado permite afirmar que la implementación de sistemas de generación distribuida para autoconsumo basados en energía solar fotovoltaica en Ecuador cuenta con una viabilidad técnica sólida y una viabilidad económica favorable. Desde el punto de vista técnico, el país dispone de un recurso solar constante y abundante, con valores de irradiación que superan en varias regiones los promedios internacionales, lo que garantiza un desempeño confiable de los sistemas en distintas escalas de aplicación. A ello se suma la madurez alcanzada por la tecnología fotovoltaica, el fortalecimiento de proveedores locales y un marco normativo que regula con claridad el proceso de habilitación, interconexión y compensación de excedentes, reduciendo los riesgos de integración a la red.

En el plano económico, los costos de inversión inicial, aunque significativos, se han reducido de manera sostenida, ubicándose en rangos que permiten recuperar la inversión en horizontes de 4 a 8 años en la mayoría de los casos, dependiendo del perfil de consumo y la escala del sistema. La existencia de mecanismos como la medición neta, que compensa los excedentes de generación con consumos futuros, refuerza la rentabilidad de los proyectos y hace posible maximizar el aprovechamiento de la energía solar. Los sectores residencial, empresarial y comercial muestran condiciones propicias para beneficiarse de estos sistemas: en hogares de consumo medio y alto se traduce en ahorros tangibles en la factura eléctrica, en comercios y oficinas en reducciones importantes de costos operativos durante el horario diurno, y en la industria en un aprovechamiento eficiente de grandes superficies y coincidencia favorable entre demanda y generación.

A partir de los datos oficiales y el marco regulatorio vigente, puede concluirse que la adopción de SGDA fotovoltaicos en Ecuador es no solo técnicamente factible, sino también económicamente conveniente en la mayoría de escenarios. Los proyectos ya implementados han demostrado su operatividad en la práctica, evidenciando que los desafíos técnicos, económicos y administrativos son manejables cuando se cumplen los requisitos establecidos por la normativa. De este modo, los SGDA se perfilan como una herramienta clave dentro de la transición energética ecuatoriana, contribuyendo a diversificar la matriz eléctrica, reducir la dependencia de fuentes convencionales y ofrecer a los usuarios una alternativa sostenible y competitiva para asegurar su abastecimiento energético.

3.5. Análisis Técnico de los Elementos de un Sistema Fotovoltaico

En un sistema de generación distribuida fotovoltaica (SGDA) no basta con decir que intervienen paneles, inversores y otros dispositivos porque sería simplificar demasiado un engranaje complejo, en realidad se trata de un conjunto en el que cada pieza tiene un rol insustituible y cuando una falla o está mal dimensionada el resto se ve afectado de inmediato. Así, los inversores se convierten en el centro neurálgico, algo así como el “pulso” que permite que la energía producida en corriente continua por los módulos, que de por sí no sirve a un refrigerador ni a una lámpara común, pueda transformarse en corriente alterna y entregarse con parámetros compatibles con la red domiciliaria o industrial. Y todo esto ocurre bajo un marco normativo que en Ecuador obliga a cumplir con estándares de seguridad, lo que no es un detalle menor porque condiciona la selección de equipos y marcas disponibles.

3.5.1. Inversores Fotovoltaicos

El inversor solar es más que un simple convertidor eléctrico, se podría afirmar que constituye la frontera entre lo que se genera en el techo y lo que finalmente utiliza el usuario,

un límite en el que confluyen seguridad, eficiencia y estabilidad. La corriente continua (CC) que entregan los paneles varía con la radiación, con la temperatura, con la hora del día, incluso con pequeñas sombras inesperadas (una antena, una rama), y el inversor debe adaptarse a todo ello para mantener una salida en corriente alterna (CA) limpia, estable y sincronizada con la red. Existen diversos tipos de inversores que responden a necesidades concretas, no obstante, el principio básico permanece: convertir con la mayor eficiencia posible y bajo un marco seguro.

Inversores conectados a red, de cadena o centrales. Estos inversores son los más utilizados en instalaciones residenciales y comerciales porque ofrecen un equilibrio adecuado entre costo, confiabilidad y facilidad de integración con la red eléctrica. Su funcionamiento consiste en conectar en serie varios módulos fotovoltaicos, formando una cadena de paneles, para luego convertir la corriente continua generada en corriente alterna sincronizada con la red pública. En Ecuador son frecuentes las configuraciones 120/240 V monofásicas en viviendas y 208/480 V trifásicas en comercios e industrias, lo que condiciona la selección del inversor. Estos equipos también incorporan protección antiisla, mediante la cual el inversor se desconecta automáticamente cuando se produce una interrupción de la red, evitando que continúe inyectando energía y reduciendo riesgos para el personal técnico de la distribuidora.

En términos de eficiencia, estos inversores suelen ubicarse entre el 95 % y el 99 %, lo que explica su uso frecuente en proyectos de autoconsumo. También incorporan seguimiento del punto de máxima potencia, función que ajusta dinámicamente la operación de los paneles para extraer la mayor cantidad posible de energía ante cambios de irradiancia, temperatura o sombreado parcial. Los rangos de potencia son amplios: existen equipos desde 1 kW para viviendas pequeñas hasta inversores de decenas de kilovatios para comercios e industrias medianas (Generadores Heliostategia del Ecuador, 2025). En el mercado ecuatoriano se encuentran marcas internacionales y asiáticas distribuidas localmente, con diferentes niveles de garantía, soporte técnico y costo, por lo que la selección debe considerar no solo el precio, sino también compatibilidad con la red, certificaciones, disponibilidad de repuestos y servicio posventa.

3.5.2. Microinversores

Los microinversores representan una alternativa distinta frente a los inversores string tradicionales, pues se instalan en unidades pequeñas que se acoplan generalmente a cada panel (aunque en algunos casos pueden servir para dos módulos), lo que provoca que cada uno opere de manera independiente y sin depender del rendimiento del resto. Esa característica modular les permite sobresalir en escenarios de sombreado parcial, ya que si

un panel pierde eficiencia no arrastra a toda la serie, lo cual ocurre con frecuencia en cubiertas urbanas donde existen chimeneas, antenas o simples sombras de árboles.

Al ubicar la conversión de corriente continua a alterna justo detrás del módulo, se elimina la presencia de altos voltajes DC en el techo, lo que incrementa la seguridad y reduce riesgos de incendio por fallas de aislamiento (un detalle que suele pasarse por alto, pero que resulta crítico en climas húmedos). Otra ventaja es la posibilidad de ampliar gradualmente el sistema, porque basta añadir nuevos paneles con sus microinversores sin alterar lo ya instalado, un beneficio evidente para usuarios que prefieren crecer poco a poco en lugar de asumir toda la inversión de una sola vez.

Estos dispositivos permiten un monitoreo más granular, panel por panel, lo que facilita detectar fallas específicas y analizar con precisión el desempeño individual. Sin embargo, este conjunto de virtudes viene acompañado de una desventaja clara: el costo por watt es mayor que en los inversores de tipo string, y la instalación resulta un poco más distribuida, con más conexiones, más puntos de fijación y más elementos a supervisar. En consecuencia, aunque encarecen el proyecto, siguen siendo muy solicitados en entornos residenciales donde se privilegia la confiabilidad de cada módulo y se valora el control detallado de la producción.

En el mercado ecuatoriano ya se han posicionado marcas de renombre como Enphase o APsystems, que ofrecen microinversores tanto para viviendas de pequeña escala como para aplicaciones de mayor tamaño, lo que indica que la tendencia hacia soluciones descentralizadas también ha comenzado a consolidarse en el país.

3.5.3. Inversores fuera de red (off-grid)

Los inversores off-grid constituyen una categoría particular diseñada para contextos en los que la red eléctrica no existe, o bien para quienes buscan respaldo absoluto en caso de cortes prolongados. Estos equipos no dependen de la red para sincronizarse, al contrario, generan una onda sinusoidal autónoma en corriente alterna a partir de la energía obtenida de los paneles y, sobre todo, del banco de baterías que constituye el núcleo de su operación diaria.

La mayor parte de estos inversores incluye, además, un cargador o controlador que regula la carga y descarga de las baterías, e incluso admiten la conexión de un generador auxiliar a diésel o gasolina como refuerzo en periodos de baja radiación. Por esa razón se vuelven esenciales en comunidades rurales alejadas, en instalaciones agrícolas remotas o

en proyectos de autoconsumo donde el usuario desea independencia total de la red pública. En cuanto a voltajes de operación, lo más común es encontrarlos trabajando en 12 V, 24 V o 48 V en corriente continua, escalando según el tamaño del sistema y la capacidad del banco de baterías. En Ecuador, este tipo de soluciones también se comercializa de forma integrada en kits, algunos de los cuales incluyen inversores híbridos que combinan funciones on-grid y off-grid. Por ejemplo, se ofrece un kit de 3 kW con salida en 110/220 V que viene listo para operar como sistema aislado (Proyectos Digitales del Ecuador PRODIDEC , 2025). Estos equipos requieren especial atención a la capacidad de sobrecarga (para arrancar motores, bombas, etc.) y al enfriamiento, pero ofrecen autonomía completa donde la red no llega.

Un aspecto que no se debe descuidar es la capacidad de sobrecarga, ya que equipos como bombas de agua o motores requieren picos de arranque superiores a su potencia nominal, y no todos los inversores pueden soportar esas exigencias sin apagarse. Igualmente, el enfriamiento de los componentes electrónicos es vital, porque las altas temperaturas ambientales reducen el rendimiento y pueden dañar la electrónica de potencia si el diseño no incluye ventilación forzada o disipadores adecuados. Aun así, la ventaja es evidente: ofrecen una autonomía completa, permiten que una vivienda o instalación funcione sin depender de la red, y en muchos casos aseguran un nivel de resiliencia energética que de otra forma no sería posible en regiones donde los apagones o la ausencia de infraestructura eléctrica son habituales.

3.5.4. Inversores híbridos

Son equipos versátiles que pueden operar conectados a la red y simultáneamente gestionar un banco de baterías. Combinan las funciones de un inversor on-grid y off-grid, permitiendo autoconsumo instantáneo, inyección de excedentes a la red y respaldo ante cortes con energía almacenada. Muchos inversores híbridos modernos manejan modos de prioridad (usar energía solar primero, luego batería, luego red) para maximizar el ahorro. Su uso se está extendiendo en instalaciones que buscan mayor resiliencia (por ejemplo, comercios u hogares con equipos sensibles a apagones). Típicamente incluyen controladores MPPT para los paneles, cargador de baterías y protecciones integradas, simplificando el sistema. El costo es más alto que un inversor simple de igual potencia, pero evita comprar equipos separados. En Ecuador se encuentran inversores híbridos de distintas marcas; algunos kits híbridos de ~3 kW incluyen inversor y baterías y se ofertan en el rango de \$2,500–\$3,000 (sin instalación) dependiendo de capacidades de almacenamiento (Proyectos Digitales del Ecuador PRODIDEC , 2025).

En términos de disponibilidad, el mercado ecuatoriano ofrece inversores de variadas procedencias, con garantías típicas de 5 años y eficiencia alta. Los inversores string monofásicos para residencias (1–5 kW) son comunes, así como inversores trifásicos de mayor potencia para industrias. La normativa nacional (Regulación ARCONEL 005/18 y actualización ARCERNNR-008/23) exige que los inversores conectados a red cuenten con certificación anti-isla y cumplan estándares internacionales de calidad y seguridad, lo que generalmente satisfacen las marcas mencionadas. La elección del inversor dependerá de la escala del SGDA, la necesidad (o no) de baterías y las características de la red local, asegurando siempre que el equipo sea compatible con el voltaje y frecuencia del sistema eléctrico ecuatoriano (120/240 V a 60 Hz en monofásico, por ejemplo).

3.5.5. Paneles Solares (Módulos Fotovoltaicos)

Los paneles fotovoltaicos son los encargados de convertir la radiación solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico. Están formados por células solares interconectadas, encapsuladas y protegidas en un marco, usualmente de aluminio con cubierta de vidrio. Podemos clasificarlos según la tecnología de sus células y materiales:

Paneles monocristalinos

Fabricados con células de silicio de un solo cristal, tienen el mayor rendimiento entre los paneles convencionales. Su eficiencia típica varía entre ~17% y 22%, lo que significa que pueden generar más potencia en menos área. Visualmente se distinguen por su color negro uniforme y esquinas de células redondeadas. Suelen ofrecer también las potencias más altas por módulo – hoy en día es común encontrar paneles monocristalinos de 300–600 Wp en el mercado. Por ejemplo, módulos modernos monocristalinos tipo PERC o de tipo N pueden superar los 550 W; en Ecuador se comercializan paneles de 575 W hasta 625 W de fabricantes como Trina o JA Solar. Aunque históricamente fueron más costosos, la diferencia de precio frente a los policristalinos se ha reducido considerablemente en años recientes. La mayoría ofrece garantía de potencia de 25 años (asegurando ~80-85% de su capacidad al final de ese periodo). Su desempeño a altas temperaturas es ligeramente inferior al de tecnologías de capa fina, pero siguen siendo la opción preferida cuando se busca máxima producción por superficie disponible (Solarreviews, 2023).

3.5.6. Baterías para Almacenamiento de Energía

Las baterías de un sistema fotovoltaico permiten almacenar la energía excedente generada durante las horas de mayor radiación solar para utilizarla durante la noche, en momentos de baja producción o durante interrupciones del suministro eléctrico. En los SGDA conectados a la red, las baterías no siempre son obligatorias, porque los excedentes pueden

inyectarse a la red y compensarse posteriormente mediante el esquema de medición vigente. Sin embargo, su incorporación aumenta la autonomía energética del usuario y mejora la continuidad del servicio ante cortes, aunque también incrementa la inversión inicial y exige una adecuada gestión de carga, descarga, ventilación, protecciones y mantenimiento. Las tecnologías más usadas en aplicaciones fotovoltaicas son las baterías de plomo-ácido y las baterías de iones de litio.

3.5.6.1 Baterías de plomo-ácido: Fueron la tecnología tradicional en sistemas solares aislados. Dentro de ellas hay subtipos:

3.5.6.2 Plomo-ácido abiertas o inundadas: Las baterías de plomo-ácido abiertas o inundadas corresponden a una tecnología tradicional de ciclo profundo. Utilizan electrolito líquido y cuentan con tapones removibles, por lo que requieren mantenimiento periódico, especialmente revisión del nivel de electrolito y reposición de agua destilada cuando sea necesario. Durante el proceso de carga pueden liberar gases, razón por la cual deben instalarse en espacios ventilados y protegidos. Su profundidad de descarga recomendada es limitada, generalmente cercana al 50 % si se busca prolongar la vida útil. En aplicaciones fotovoltaicas con ciclos diarios, su vida útil suele ubicarse entre tres y cinco años, dependiendo de la calidad de la batería, la temperatura de operación, la profundidad de descarga y la frecuencia de mantenimiento.

3.5.6.3 Selladas AGM/Gel: Son baterías de plomo reguladas por válvula, sin mantenimiento (no hay que agregar agua). Usan separadores de fibra de vidrio (AGM) o electrolito gelificado. Tienen menor autodescarga y mayor tolerancia a descargas profundas que las abiertas, pero igual se recomienda limitar descargas al ~50-60% DOD para prolongar su vida. Pueden alcanzar 1000+ ciclos con buen control de carga. Al estar selladas, son más seguras en interiores (no emiten gases en condiciones normales). Ambas variantes de plomo-ácido son más económicas en costo inicial, pero su vida más corta y menor aprovechamiento de capacidad las hace, a largo plazo, menos costo-efectivas que tecnologías más nuevas. Por ejemplo, una batería AGM de 12 V 150 Ah (~1,8 kWh utilizable al 50% DOD) puede costar del orden de \$200–\$300 en Ecuador (estimación), comparado con opciones de litio de mayor vida útil.

3.5.6.4 Baterías de iones de litio: En años recientes, las baterías de iones de litio han ganado importancia en el almacenamiento estacionario debido a su alta densidad energética, mayor vida útil y menor necesidad de mantenimiento. En aplicaciones solares residenciales y comerciales se utiliza con frecuencia la química de litio-ferrofosfato (LiFePO_4),

reconocida por su estabilidad térmica y seguridad (Proyectos Digitales del Ecuador PRODIDEC , 2025). Entre sus principales ventajas se encuentran la posibilidad de trabajar con profundidades de descarga entre el 80 % y el 90 %, la capacidad de soportar miles de ciclos de carga y descarga, y el menor espacio requerido frente a un banco equivalente de baterías de plomo. Aunque su costo inicial es más elevado, su vida útil prolongada puede hacerlas más convenientes en el largo plazo. Además, muchas incorporan un sistema de gestión de baterías, encargado de proteger contra sobrecargas, descargas excesivas, sobre temperatura y desequilibrios entre celdas. También existen soluciones integradas de almacenamiento mural que combinan batería, control electrónico y, en algunos casos, funciones de conversión, aunque su disponibilidad y costo dependen del proveedor y del tipo de proyecto.

3.5.7. Estructuras de soporte y montaje

Las estructuras de soporte son los rieles, perfiles y elementos de fijación donde se instalan los módulos fotovoltaicos, ya sea en techos inclinados, cubiertas planas, paredes o suelo. Deben garantizar resistencia mecánica frente al viento, estabilidad de los paneles, adecuada ventilación posterior y correcta orientación del arreglo (Rising Ecuador, 2025). En techos inclinados se emplean rieles de aluminio anodizado anclados a la cubierta mediante ganchos, tornillos o fijaciones compatibles con el material del techo; en cubiertas planas pueden emplearse estructuras triangulares o sistemas con lastre. Debido a la ubicación ecuatorial del Ecuador, la inclinación óptima suele ser baja en comparación con países de mayor latitud. De forma referencial, pueden utilizarse inclinaciones entre 5° y 15° para favorecer la captación solar, el drenaje y la limpieza natural de los módulos, aunque el ángulo exacto debe definirse con base en la latitud del sitio, la orientación del techo, las sombras, el régimen de lluvias y el diseño estructural. En Santa Isabel, al ubicarse al sur de la línea ecuatorial, la orientación preferente de los módulos puede dirigirse hacia el norte geográfico, ajustándose según las condiciones reales del inmueble.

3.5.8. Cableado y conectores

Comprende los cables de corriente continua (CC) que interconectan los paneles con el inversor, y los cables de corriente alterna (CA) que llevan la energía del inversor al tablero eléctrico de la instalación. Se utilizan cables especiales fotovoltaicos, generalmente de cobre estañado, con aislamiento resistente a UV y temperaturas (norma PV Wire), para soportar intemperie durante décadas. La sección (calibre) del conductor se elige según la corriente y la distancia, minimizando caídas de voltaje. Para conexiones entre paneles se emplean conectores estandarizados MC4, que aseguran un contacto firme, impermeable y seguro (evitan inversión de polaridad). Un correcto tendido y canalización del cableado previene

pérdidas y riesgos eléctricos. También se incluye cable de tierra (puesta a tierra) tanto para estructuras metálicas como para el negativo DC (en algunos esquemas) y la carcasa del inversor, garantizando protección ante fugas o descargas.

3.5.9. Protecciones eléctricas

Son dispositivos indispensables para la seguridad y cumplimiento normativo. En el lado CC suele haber fusibles o seccionadores por cada serie de paneles (string) para aislar y proteger ante sobre corrientes. También se instalan seccionadores bajo carga (switches) DC para desconectar los paneles en mantenimiento o emergencia. En el lado CA, el inversor se conecta a un interruptor termomagnético (breaker) adecuado a su corriente, coordinado con el tablero general de la instalación. Adicionalmente, se recomiendan supresores de sobretensión (SPD) tanto en DC como AC para proteger contra picos de voltaje, por ejemplo, causados por descargas atmosféricas cercanas. Todos los componentes metálicos se unen a un sistema de tierra física. Estas protecciones aseguran que el sistema opere de forma confiable y segura, evitando incendios o daños a equipos ante fallas.

3.5.10. Controladores de carga

En sistemas fotovoltaicos que incorporan baterías se utilizan controladores de carga para regular la energía que llega desde los paneles hacia el banco de almacenamiento. Estos equipos protegen las baterías contra sobrecargas, descargas profundas y corrientes inadecuadas, prolongando su vida útil. Los controladores más utilizados en la actualidad son los de seguimiento del punto de máxima potencia, porque ajustan la tensión y la corriente de operación para aprovechar mejor la energía disponible en los módulos, alcanzando eficiencias superiores al 95 % en condiciones adecuadas. En inversores híbridos o equipos integrados, esta función suele venir incorporada; en sistemas aislados tradicionales, en cambio, el controlador puede instalarse como componente independiente. También existen controladores de modulación por ancho de pulso, más simples y económicos, aunque menos eficientes y recomendables solo en sistemas pequeños.

3.5.11. Medidor bidireccional y equipo de medición

Para sistemas conectados a red bajo el esquema de medición neta, la empresa distribuidora instala un medidor bidireccional que registra tanto la energía consumida de la red como la energía inyectada por el usuario. Este reemplaza al medidor convencional y es esencial para la facturación neta. Además, a nivel del sistema, muchos inversores traen sistemas de monitoreo (por ejemplo, un módulo Wi-Fi o Ethernet) que permite al usuario supervisar en tiempo real la generación fotovoltaica, el consumo y el estado de los componentes vía plataformas web o apps móviles. La información de monitoreo ayuda a

detectar fallas (p.ej., caída en producción por suciedad) y evaluar ahorros. Algunos proyectos incorporan también sensores de irradiancia y temperatura de panel para un análisis más detallado del rendimiento.

3.6. Características del sitio de instalación y contexto energético del proyecto piloto

El sistema propuesto responde a un enfoque de autoconsumo con gestión inteligente, donde la generación fotovoltaica cubre una parte significativa de la demanda del usuario regulado, el almacenamiento actúa como elemento de estabilidad y respaldo, y la red de distribución se integra como fuente complementaria. Esta arquitectura se alinea con los principios de los SGDA definidos en la normativa ecuatoriana, y permite evaluar, en un entorno real, la coherencia entre los requerimientos regulatorios y las capacidades técnicas de los equipos actualmente disponibles en el mercado

3.7. Características del sitio de instalación y contexto energético del proyecto piloto

El análisis del sitio de instalación constituye un elemento clave dentro de la memoria técnica, ya que permite contextualizar el comportamiento esperado del Sistema de Generación Distribuida para Autoconsumo (SGDA) y comprender cómo las condiciones geográficas, climáticas y de consumo influyen directamente en su desempeño. En este proyecto, el estudio del entorno no se limita a una descripción física, sino que integra variables energéticas y operativas que condicionan la viabilidad técnica y económica del sistema fotovoltaico propuesto.

El clima de Santa Isabel se caracteriza por temperaturas moderadas a lo largo del año, con valores promedio que oscilan entre los 23 °C y 28 °C, y una marcada variabilidad diaria más que estacional. Esta condición resulta favorable para los sistemas fotovoltaicos, ya que temperaturas ambiente más bajas contribuyen a reducir las pérdidas por calentamiento de los módulos, mejorando su rendimiento eléctrico efectivo.

Estas condiciones climáticas no impiden la operación del SGDA, pero sí obligan a que el dimensionamiento considere variaciones estacionales, pérdidas por nubosidad, limpieza de módulos, capacidad de almacenamiento y respaldo de la red de distribución. Con ello se garantiza una operación más estable y coherente con las condiciones reales del sitio de instalación.

CAPÍTULO 4

4.1. Descripción del sitio y condiciones del proyecto.

Las características geográficas y energéticas de influyen directamente en las decisiones de diseño del SGDA. favorece el rendimiento térmico de los módulos, mientras que la variabilidad climática justifica la inclusión de controladores MPPT de alto desempeño y de un sistema de almacenamiento con gestión activa mediante BMS. Asimismo, el perfil de consumo refuerza la necesidad de un inversor/cargador capaz de gestionar múltiples fuentes de energía de manera eficiente y segura.

El visor geográfico de la Universidad del Azuay reporta una irradiación anual de 1820,41 kWh/m²·año para la zona de estudio, equivalente a un promedio de 4,99 kWh/m²·día (1820,41/365). Considerando este valor, la información del Global Solar Atlas y los estudios científicos realizados en el cantón Santa Isabel, se adoptó una Hora Solar Pico (HSP) de 4,6 h/día como valor de diseño conservador para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, con el fin de considerar las pérdidas asociadas a las condiciones climáticas y al desempeño del sistema.



Figura 9. Mapa de irradiación horizontal global del Cantón Santa Isabel

Fuente: Visor geográfico de la universidad del Azuay

Estas condiciones hacen del sitio de instalación un escenario técnicamente viable y metodológicamente adecuado para el desarrollo del proyecto piloto, permitiendo que los resultados obtenidos no solo sean válidos para el caso de estudio, sino que puedan servir como referencia para futuras implementaciones de SGDA en otras ciudades del país.

El sistema de generación distribuida para autoconsumo propuesto se compone de equipos seleccionados en función de criterios técnicos, normativos y de compatibilidad entre sí, considerando las condiciones de radiación solar del cantón Santa Isabel, la demanda energética calculada y la necesidad de integrar almacenamiento y operación híbrida con la red. La selección del equipamiento se apoya en fichas técnicas oficiales de los fabricantes, las cuales permiten verificar el cumplimiento de estándares internacionales y asegurar un funcionamiento seguro, eficiente y confiable del sistema en el tiempo.

4.1.1. Módulos fotovoltaicos – Canadian Solar TOPHiKu6 N-Type TOPCon 610 W

Los módulos fotovoltaicos constituyen el elemento primario de generación del SGDA, encargados de convertir la radiación solar incidente en energía eléctrica en corriente continua. Para el proyecto se seleccionaron módulos Canadian Solar TOPHiKu6, basados en tecnología N-type TOPCon, con una potencia nominal de 610 Wp, lo cual responde a la necesidad de maximizar la densidad de potencia instalada y reducir el número total de módulos requeridos en el área disponible.

Desde el punto de vista tecnológico, la elección de módulos N-type TOPCon se justifica por su mayor eficiencia frente a tecnologías P-type convencionales, su menor degradación anual y su mejor desempeño térmico, características especialmente relevantes en zonas donde la temperatura del módulo puede elevarse durante varias horas del día. El coeficiente de temperatura de potencia de $-0,29 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ permite limitar las pérdidas de generación asociadas al calentamiento del módulo, mejorando el rendimiento energético anual del sistema.

La Tabla siguiente resume las principales características eléctricas del módulo seleccionado bajo condiciones estándar de prueba (STC), las cuales sirven como base para el dimensionamiento eléctrico del arreglo fotovoltaico y la verificación de compatibilidad con el inversor y los controladores MPPT.

Tabla 7 Características eléctricas principales del módulo fotovoltaico TOPHiKu6 610 W (STC)

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad	Interpretación técnica
-----------	---------	-------	--------	------------------------

Potencia máxima	Pmax	610	W	Potencia nominal del módulo bajo STC, utilizada para definir la potencia instalada del sistema
Voltaje a máxima potencia	Vmp	44,4	V	Tensión de operación del módulo en su punto óptimo
Corriente a máxima potencia	Imp	13,74	A	Corriente entregada por el módulo en condiciones de máxima potencia
Voltaje en circuito abierto	Voc	52,2	V	Tensión máxima del módulo, relevante para el diseño de strings
Corriente de cortocircuito	Isc	14,66	A	Corriente máxima posible, utilizada para el dimensionamiento de protecciones
Eficiencia del módulo	η	22,6	%	Relación entre potencia eléctrica generada y radiación incidente

Estas características permiten configurar cuatro arreglos de cuatro paneles en serie con un voltaje de 177.6 V DC conectados al sistema a través de controladores MPPT, manteniendo márgenes adecuados frente a los límites de tensión máxima del sistema y garantizando un aprovechamiento eficiente de la radiación solar disponible.

Desde el punto de vista mecánico y estructural, los módulos presentan dimensiones de 2382 × 1134 × 30 mm y un peso aproximado de 32,8 kg, con doble vidrio templado y marco de aluminio anodizado, lo que les confiere resistencia frente a cargas de viento y nieve, así como una mayor durabilidad frente a condiciones ambientales adversas. El grado de protección IP68 de la caja de conexiones y la presencia de diodos bypass reducen el riesgo de fallas por humedad y efectos de sombreado parcial.

La vida útil y confiabilidad del módulo se respaldan además por un esquema de garantías que incluye 12 años de garantía de producto y 30 años de garantía lineal de potencia, con una degradación inicial máxima del 1 % el primer año y no superior al 0,4 % anual en los años posteriores, lo que asegura un nivel de producción energética estable durante el horizonte de evaluación del proyecto.

4.1.2. Inversor / cargador híbrido – Victron Energy MultiPlus-II 48/5000/70-95 (120 V)

El inversor constituye el núcleo funcional del SGDA, ya que es el encargado de convertir la energía en corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos o almacenada en las baterías en corriente alterna utilizable por las cargas, además de gestionar la interacción con la red eléctrica convencional. Para el proyecto se seleccionó el Victron

Energy MultiPlus-II 48/5000/70-95, un equipo híbrido que integra funciones de inversor, cargador de baterías y sistema de transferencia automática.

La selección de este equipo responde a la necesidad de operar en un esquema híbrido, donde el sistema pueda priorizar el uso de energía solar, respaldarse en baterías cuando sea necesario y utilizar la red como apoyo en situaciones de déficit energético. Su potencia nominal de 5.000 VA (aproximadamente 4.000 W continuos) y su capacidad de sobrecarga temporal lo hacen adecuado para manejar picos de arranque de cargas como bombas de calor, refrigeradores y electrodomésticos de alta potencia presentes en el inventario energético del proyecto.

Tabla 8 Características técnicas principales del inversor Victron MultiPlus-II 48/5000

Parámetro	Valor	Unidad	Interpretación técnica
Voltaje nominal DC	48	V	Compatible con el banco de baterías dimensionado
Potencia nominal AC	5.000	VA	Capacidad de suministro continuo de energía a las cargas
Potencia continua	≈ 4.000	W	Potencia efectiva utilizable de forma sostenida
Corriente de carga de baterías	70	A	Capacidad de recarga del banco de baterías desde red o generador
Voltaje de salida AC	120	V	Compatible con la red eléctrica y las cargas del sitio
Frecuencia	50 / 60	Hz	Ajustable según el estándar de la red
Eficiencia máxima	> 95	%	Minimiza pérdidas en la conversión DC/AC

El inversor incorpora además funciones avanzadas de gestión energética, tales como PowerAssist y PowerControl, que permiten limitar la potencia tomada de la red y complementar automáticamente con energía de baterías cuando la demanda excede el valor contratado o disponible. Esta característica es particularmente relevante en sistemas de autoconsumo con clientes regulados, donde la potencia contratada puede constituir una restricción operativa.

Desde el punto de vista de integración y control, el MultiPlus-II es compatible con sistemas de monitoreo y comunicación Victron, lo que permite registrar datos de producción, consumo, estado de carga de baterías y eventos de operación, facilitando la supervisión del desempeño real del SGDA y su comparación con los valores estimados en la fase de diseño.

El uso de un inversor híbrido con certificaciones internacionales y amplia adopción en proyectos de generación distribuida contribuye a la confiabilidad del sistema, reduce riesgos operativos y asegura la posibilidad de ajustes futuros en la estrategia de operación energética, ya sea aumentando capacidad de generación, almacenamiento o incorporando nuevas fuentes de respaldo.

4.1.3. Controlador de carga solar MPPT – Victron Energy SmartSolar MPPT 250/100-Tr VE.Can

El controlador de carga solar cumple una función crítica dentro del Sistema de Generación Distribuida para Autoconsumo, ya que es el encargado de gestionar la energía proveniente del arreglo fotovoltaico y transferirla de manera eficiente y segura hacia el banco de baterías, optimizando en todo momento el punto de operación de los módulos. Para el proyecto se seleccionó el Victron Energy SmartSolar MPPT 250/100-Tr VE. Can, un equipo de alta capacidad diseñado para sistemas fotovoltaicos de mediana y alta potencia con bancos de baterías de 48 V.

La elección de este controlador se fundamenta en su capacidad de manejar tensiones elevadas en el lado fotovoltaico, lo cual permite configurar strings largos de módulos en serie, reduciendo corrientes y pérdidas por cableado. Su tensión máxima de circuito abierto de 250 V DC resulta compatible con la configuración del arreglo fotovoltaico propuesto y proporciona un margen de seguridad adecuado frente a incrementos de tensión en condiciones de baja temperatura ambiente.

Desde el punto de vista funcional, el equipo incorpora un algoritmo MPPT ultrarrápido que permite seguir el punto de máxima potencia incluso bajo condiciones de irradiancia

variable o sombreado parcial. Esta característica es particularmente relevante en escenarios reales de operación, donde la radiación solar no es constante y pueden presentarse nubes intermitentes o diferencias de irradiación entre módulos.

Tabla 9 Características técnicas principales del inversor Victron MultiPlus-II 48/5000

Parámetro	Valor	Unidad	Interpretación técnica
Tensión máxima FV (Voc máx.)	250	V DC	Permite strings largos y reduce pérdidas por corriente
Corriente nominal de carga	100	A	Capacidad máxima de carga hacia el banco de baterías
Tensión del banco de baterías	48	V	Compatible con el sistema híbrido proyectado
Potencia FV admisible a 48 V	5.800	W	Potencia máxima gestionable sin limitación
Eficiencia máxima	> 99	%	Minimiza pérdidas en la conversión DC-DC
Autoconsumo	< 20	mA	Impacto despreciable en el balance energético
Rango de temperatura de trabajo	de -30 a +60 de	°C	Apto para operación en condiciones ambientales exigentes
Comunicación	VE.Direct / VE.Can	–	Integración con sistemas de monitoreo y control Victron

La capacidad del controlador para operar en redes VE.Can permite además la sincronización de múltiples controladores en caso de ampliaciones futuras del sistema, lo que

otorga escalabilidad al proyecto. Asimismo, la compatibilidad con dispositivos de monitoreo centralizados facilita el registro de datos históricos de generación, estado de carga y eventos operativos, elementos esenciales para evaluar el desempeño real del SGDA frente a las estimaciones realizadas en la etapa de diseño.

En términos de seguridad, el controlador incorpora protecciones contra sobre temperatura, polaridad inversa, cortocircuito y corriente inversa desde las baterías hacia los módulos, contribuyendo a la protección integral del sistema y a la reducción de riesgos operativos.

4.1.4. Sistema de gestión de baterías (BMS) – Victron Energy VE.Bus BMS V2

El sistema de almacenamiento del SGDA requiere un control preciso y confiable para garantizar la operación segura de las baterías de litio, especialmente en configuraciones de 48 V con múltiples ciclos diarios de carga y descarga. En este contexto, el Victron Energy VE.Bus BMS V2 desempeña un rol esencial como sistema de gestión de baterías, actuando como interfaz entre el banco de baterías de litio y los equipos de potencia del sistema.

El VE.Bus BMS V2 está diseñado específicamente para trabajar con baterías LiFePO_4 (fosfato de hierro y litio) de Victron Energy, proporcionando supervisión individual de las celdas, control de tensiones, monitoreo de temperatura y gestión de eventos críticos que podrían comprometer la vida útil o la seguridad del banco de baterías.

Desde el punto de vista funcional, el BMS cumple tres tareas fundamentales. En primer lugar, protege las baterías frente a sobretensión y subtensión de celdas, evitando condiciones que puedan provocar degradación acelerada o fallas catastróficas. En segundo lugar, gestiona la desconexión automática de cargas o cargadores cuando se alcanzan límites críticos de operación, preservando la integridad del sistema. Finalmente, proporciona señales de alarma, permitiendo anticipar situaciones de riesgo antes de que se produzca una desconexión total.

Tabla 10 Características técnicas principales del VE.Bus BMS V2

Parámetro	Valor	Unidad	Interpretación técnica
Rango de tensión de entrada	9 – 70	V DC	Compatible con sistemas de 12, 24 y 48 V

Consumo en 10 operación normal		mA	Consumo mínimo continuo
Salida de Sí desconexión de cargas		–	Protege el sistema ante subtensión
Salida de Sí desconexión de cargadores		–	Evita sobrecarga o carga a temperaturas extremas
Corriente de 1 prealarma		A	Permite activar sistemas de aviso
Comunicación	VE. Bus	–	Integración directa con inversores Victron
Grado de protección	IP20	–	Instalación en interior protegido
Rango de –20 a +50 temperatura de trabajo		°C	Operación segura en ambientes controlados

La integración del VE.Bus BMS V2 con el inversor MultiPlus-II permite que el sistema responda automáticamente a condiciones anómalas del banco de baterías, deshabilitando la inversión o la carga según corresponda. Esta coordinación directa entre BMS e inversor resulta fundamental en sistemas híbridos donde el almacenamiento desempeña un papel activo en la gestión energética diaria.

Desde el punto de vista del diseño del SGDA, la incorporación de un BMS dedicado garantiza que el sistema de almacenamiento opere dentro de los rangos recomendados por el fabricante, prolongando la vida útil de las baterías, reduciendo riesgos de fallas y asegurando la confiabilidad global del proyecto.

4.2. Dimensionamiento técnico del sistema fotovoltaico híbrido

El dimensionamiento técnico del Sistema de Generación Distribuida para Autoconsumo (SGDA) constituye el núcleo de la presente memoria técnica, ya que en esta fase se transforma la demanda energética real del sitio de estudio en parámetros eléctricos concretos que permiten definir la potencia del generador fotovoltaico, el número de módulos solares, la capacidad del inversor y las condiciones base para el almacenamiento energético.

Este proceso se desarrolla bajo criterios técnicos aceptados para sistemas fotovoltaicos híbridos, considerando simultaneidad de cargas, pérdidas del sistema, radiación solar disponible y eficiencia global del conjunto.

El proyecto se plantea como un sistema fotovoltaico híbrido ubicado en el sector Santa Isabel, provincia del Azuay, diseñado para atender un consumo eléctrico significativo con apoyo parcial de almacenamiento, priorizando el autoconsumo directo y la reducción de la energía demandada a la red de distribución.

4.2.1. Inventario de cargas eléctricas y estimación del consumo energético

El punto de partida del dimensionamiento consiste en el levantamiento detallado del inventario de cargas eléctricas. Para cada equipo se considera su potencia nominal, la cantidad instalada, un factor de demanda que representa la fracción real de uso respecto a su potencia nominal, las horas de operación diaria y los días de uso mensual. Esta metodología permite aproximarse con mayor realismo al consumo energético efectivo del sistema.

Tabla 11 inventario de cargas proyectadas en el proyecto piloto

N.º	Descripción	Factor de demanda	Potencia (W)	Cantidad	Potencia total (W)	Horas/día	Días/mes	Energía diaria (kWh)	Energía mensual (kWh)
1	Luminaria LED	0.7	20	30	420	5	8	2.1	16.8
2	Smart TV	0.35	200	3	210	4	8	0.84	6.72
3	Refrigerador	1	150	1	150	24	30	3.6	108
4	Lavadora	1	500	1	500	2	4	1	4
5	Secadora	1	2500	1	2500	2	4	5	20
6	Horno eléctrico	1	2000	1	2000	1	2	2	4
7	Microondas	0.35	1000	1	350	0.5	8	0.175	1.4
8	Licuadora	0.35	500	1	175	1	8	0.175	1.4
9	Cocina de inducción	1	2500	1	2500	2	8	5	40
10	Aire acondicionado	1	1300	3	3900	6	8	23.4	187.2
11	Cargas adicionales	0.35	4000	1	1400	6	8	8.4	67.2
12	Bomba de calor 50.000 BTU (arranque)	1	4200	1	4200	22	4	92.4	369.6
13	Bomba de calor 50.000 BTU (mantenimiento)	1	537.5	1	537.5	24	8	12.9	103.2
Totales								156.99	929.52

El resultado del inventario muestra un consumo energético mensual de 929520 Wh, es decir 929,52 kWh/mes. Estos valores representan el consumo teórico máximo considerando los factores de demanda individuales, pero aún no incorporan criterios de pérdidas del sistema.

4.2.2. Ajuste del consumo mediante simultaneidad y pérdidas

En sistemas reales, no todas las cargas operan de manera simultánea durante todo el tiempo. Para reflejar este comportamiento se incorpora un factor de pérdidas del 1,2, que contempla pérdidas por conversión en el inversor, pérdidas térmicas en los módulos, pérdidas por cableado, suciedad y desajustes del sistema.

El consumo mensual corregido se obtiene como:

Energía mensual corregida = $929,52 \text{ kWh} \times 1,2 = 1.115,424 \text{ kWh/mes}$

A partir de este valor, la energía demandada diaria se calcula mediante la expresión:

Energía demandada diaria = Energía mensual / 30

Energía demandada diaria = $1.115,424 / 30 = 37,1808 \text{ kWh/día}$

Este valor constituye la base energética para el dimensionamiento del generador fotovoltaico.

4.2.3. Determinación de la potencia pico del sistema fotovoltaico

Para determinar la potencia pico del sistema fotovoltaico se considera la radiación solar promedio diaria disponible en la zona de estudio, que es de 4,6 kWh/m²/día, equivalente a 4,6 horas solares pico (HSP). Asimismo, se adopta una eficiencia global del sistema fotovoltaico del 87 %, que integra pérdidas por temperatura (kb), perdidas por cableado (kc), perdidas por suciedad, sombreado y desajuste (ky), autoconsumo del inversor (ka) tiempo de funcionamiento diario (N) y la potencia pico proyectada del sistema (PD).

Tabla 12 cálculo del rendimiento global del sistema

RENDIMIENTO GLOBAL DEL SISTEMA		
Perdidas por temperatura (kb)	0,05	5%
Perdidas por Cableado (kc)	0,02	2%
Perdidas por suciedad sombreado y desajuste (ky)	0,03	3%
Autoconsumo del inversor (ka)	0,06	KW
Tiempo de funcionamiento diaria (N)	4,6	horas solares efectivas por día
Potencia pico proyectada del sistema (PD)	9,8	KWp
Rendimiento global del sistema	0,87	

La relación fundamental utilizada es:

Potencia pico requerida del sistema = Demanda real corregida (kWh/mes) / (HSP × Eficiencia)

Despejando la potencia pico del sistema, se obtiene un valor de 9.29 kWh, el cual representa la potencia nominal que el campo fotovoltaico debe ser capaz de entregar para cubrir la demanda energética diaria corregida bajo condiciones promedio de irradiación.

4.2.4. Selección y número de paneles solares

Con base en la potencia pico requerida, se evaluaron distintas alternativas de módulos fotovoltaicos disponibles en el mercado, comparando la cantidad de paneles necesarios y la potencia total instalada en cada caso.

Tabla 13 Evaluación de alternativas de módulos fotovoltaicos

Potencia por panel (W)	Número de paneles	Potencia total instalada (W)
610	16	9.760

La alternativa seleccionada corresponde al uso de 16 paneles fotovoltaicos de 610 W, que proporcionan una potencia instalada de 9.76 kWh. Esta opción permite un equilibrio adecuado entre potencia instalada, número de módulos y compatibilidad con el inversor, reduciendo el espacio requerido y simplificando la instalación.

4.2.5. Dimensionamiento del inversor

El inversor debe ser capaz de manejar la potencia máxima del campo fotovoltaico y los picos de demanda del sistema. Para ello se aplica un criterio de sobredimensionamiento del 10 % sobre la potencia máxima de los paneles solares.

La potencia recomendada del inversor se calcula como:

Potencia del inversor = Potencia máxima del sistema × 1,1

Potencia del inversor = W × 1,1 = 10.73 W

Este resultado justifica la selección de un inversor con potencia nominal cercana a 10 kW, compatible con un sistema híbrido y con capacidad de gestionar tanto la generación fotovoltaica como el flujo energético hacia y desde el banco de baterías.

4.2.6. Base para el dimensionamiento del almacenamiento energético

Se define el respaldo energético requerido para el sistema, considerando un consumo diario a respaldar de 780Wh y un tiempo de autonomía de 4.5 horas

Tabla 14 inventario de cargas que se van a respaldar con baterías de litio en el proyecto piloto

Cálculo de Almacenamiento de Energía					
NUMERO	DESCRIPCION	Factor de demanda	Potencia (W)	Cantidad	Potencia Total
1	Luminaria led	0,7	20	30	420
2	Smart TV	0,35	200	3	210
3	Refrigerador	1	150	1	150
POTENCIA TOTAL A RESPALDAR					780

. La capacidad del banco de baterías se calcula mediante la expresión:

Capacidad de baterías = Energía demandada diaria $\times$ 4.5horas / (DoD $\times$ η). Con un voltaje de banco de 48 V, una profundidad de descarga (DoD) del 80 % y un rendimiento del banco(η) del 90 %, se obtiene una capacidad total de 4875Wh.

El dimensionamiento técnico realizado permite definir con claridad los parámetros eléctricos fundamentales del SGDA propuesto, asegurando coherencia entre consumo, generación y capacidades de los equipos. Este análisis constituye la base para la estimación de la producción energética mensual y anual del proyecto, así como para el diseño detallado del sistema de almacenamiento, protecciones eléctricas y esquemas de conexión que se desarrollarán en los apartados siguientes.

4.3. Estimación de la producción energética mensual y anual del proyecto

Una vez definido el dimensionamiento base del Sistema de Generación Distribuida para Autoconsumo (SGDA), se procede a estimar la producción energética mensual y anual esperada del sistema fotovoltaico, con el fin de evaluar su capacidad real de abastecimiento frente a la demanda energética corregida del proyecto. Esta estimación no debe interpretarse como un valor exacto de generación, ya que en la operación real intervienen múltiples variables externas, tales como variaciones climáticas, niveles de ensuciamiento de los módulos, presencia de sombras parciales, orientación e inclinación reales de la instalación y efectos térmicos sobre los paneles. No obstante, el cálculo permite establecer un rango técnico razonable de desempeño y verificar si la configuración del sistema resulta suficiente, ajustada o sobredimensionada.

La estimación de la producción se basa en tres parámetros fundamentales: la radiación solar promedio diaria expresada en horas solares pico (HSP), la potencia pico del

sistema fotovoltaico (en kWp) y el rendimiento global del sistema, el cual integra las pérdidas inherentes a la conversión, transporte y uso de la energía generada. A partir de estos parámetros, la producción diaria estimada se calcula mediante la expresión general:

$$\text{Producción diaria estimada (kWh/día)} = \text{Potencia pico del sistema (kWp)} \times \text{HSP (h/día)} \times \text{Rendimiento global del sistema.}$$

Para el proyecto en estudio, la radiación solar promedio diaria es de 4,6 horas solares pico, mientras que el rendimiento global del sistema alcanza un valor de 0,87, obtenido al considerar pérdidas por temperatura, cableado, suciedad, sombreado, desajustes y autoconsumo del inversor. Asimismo, se identifican dos valores de potencia pico que es necesario distinguir con claridad: una potencia pico teórica de diseño, asociada al dimensionamiento energético del sistema, y una potencia pico instalada correspondiente a la selección final de los módulos fotovoltaicos. Ambos valores se utilizan para evaluar distintos escenarios de generación y analizar el grado de ajuste del sistema.

4.3.1. Parámetros utilizados en la estimación de generación

En la Tabla a continuación se presentan los parámetros empleados para la estimación de la producción energética, junto con su interpretación técnica dentro del cálculo.

Tabla 15 Parámetros para la estimación de la generación fotovoltaica

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad	Interpretación técnica
Radiación solar promedio diaria (horas solares pico)	HSP / N	4,6	h/día	Tiempo diario equivalente de irradiancia pico utilizado para convertir potencia instalada en energía generada.
Rendimiento global del sistema	η_g / PR	0,87	–	Factor global que representa las pérdidas reales del sistema fotovoltaico.
Potencia pico del sistema (diseño energético)	PD	9,29	kWp	Potencia pico resultante del dimensionamiento

Potencia máxima instalada por selección de paneles	Pmax	9.76	kWp	energético teórico del sistema. Potencia real instalada considerando 16 módulos fotovoltaicos de 610 W.
--	------	------	-----	--

Estos parámetros permiten evaluar dos escenarios de producción energética: un escenario asociado al diseño energético teórico del sistema y un escenario asociado a la potencia efectivamente instalada. La consideración de ambos escenarios no resulta redundante, ya que en memorias técnicas es fundamental documentar tanto el criterio de diseño como la configuración finalmente adoptada, y analizar su coherencia técnica.

4.3.2. Producción diaria, mensual y anual estimada del sistema fotovoltaico

A partir de los parámetros definidos, se procede a calcular la producción energética diaria estimada del sistema. Posteriormente, estos valores se escalan a producción mensual y anual, considerando un mes promedio de 30 días y un año de 365 días, con el fin de mantener consistencia con los criterios adoptados en el dimensionamiento energético.

Tabla 16 Producción energética estimada del sistema fotovoltaico (dos escenarios)

Escenario	Potencia utilizada (kWp)	Expresión aplicada	Producción diaria (kWh/día)	Producción mensual (kWh/mes)	Producción anual (kWh/año)
Escenario A: diseño energético	9,29	PD×4,6 x 0,87	37,18	1.115,36	13.570,18
Escenario B: potencia instalada	9.76	PD×4,6× 0,87	39,06	1.171,79	14.256,72

Los resultados muestran que, bajo el escenario asociado al diseño energético, el sistema presenta una producción diaria promedio cercana a los 37,18 kWh, lo cual permite cubrir una demanda diaria elevada con un margen de seguridad razonable. En contraste, cuando se considera la potencia efectivamente instalada mediante la selección de módulos

de 610 W, la producción diaria estimada se acerca a 39.06kWh, valor que se aproxima al nivel de demanda diaria corregida del proyecto.

Para la implementación del proyecto piloto, se emplearon los equipos descritos previamente, siguiendo el procedimiento establecido en el diagrama presentado a continuación.

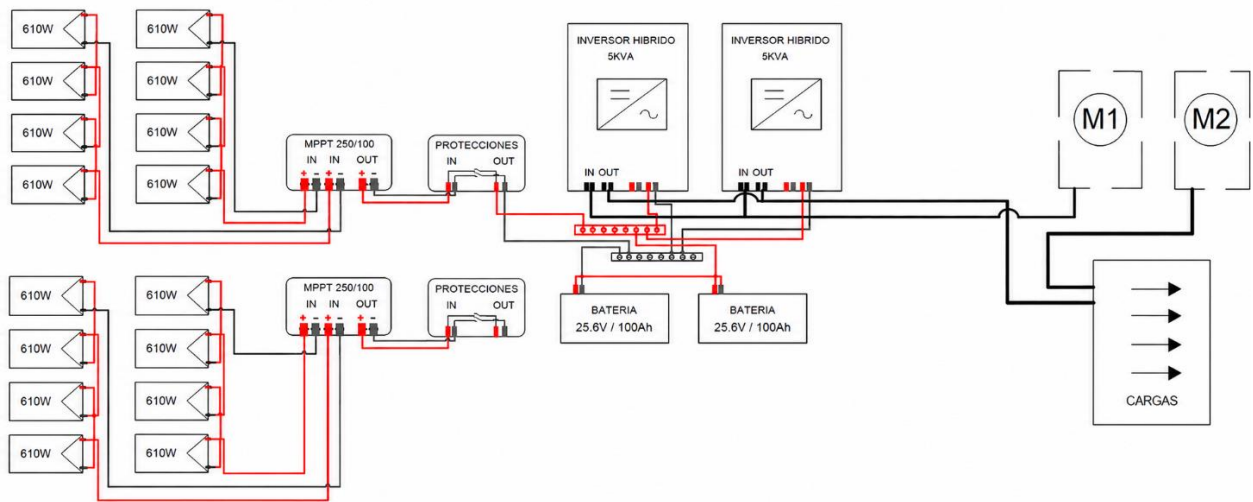


Figura 10. Diagrama unifilar del proyecto piloto

Fuente: Autor elaboración propia en autocad

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1. Evaluación del análisis normativo

La evolución de la regulación ecuatoriana sobre sistemas de generación distribuida para autoconsumo evidencia un proceso progresivo de ampliación y especialización. El marco inicial, concentrado en la microgeneración fotovoltaica de menor escala, fue sustituido por disposiciones que incorporaron el concepto de Sistema de Generación Distribuida para Autoabastecimiento, organizaron los procedimientos de factibilidad, habilitación, conexión, medición y facturación, y reconocieron configuraciones locales y remotas. La Regulación ARCONEL-005/24 consolidó esta evolución al mantener cinco modalidades de conexión, admitir la participación de terceros y permitir soluciones individuales y múltiples, con o sin almacenamiento, conforme a las condiciones técnicas de la red.

El análisis determinó que la normativa vigente proporciona una base funcional para la conexión segura de los SGDA en clientes regulados. La exigencia de estudios de factibilidad, protecciones eléctricas, medición adecuada, contratos de conexión y verificación de condiciones operativas contribuye a preservar la calidad, continuidad y seguridad del servicio. Esta fortaleza resulta relevante porque la expansión de la generación distribuida introduce flujos bidireccionales, nuevos puntos de inyección y mayores exigencias de coordinación entre consumidores, instaladores y empresas distribuidoras.

La principal limitación del marco ecuatoriano no se encuentra en la ausencia de reglas técnicas, sino en su orientación predominantemente administrativa y operativa. La regulación define cómo habilitar y conectar un SGDA, pero desarrolla con menor amplitud los derechos del consumidor como prosumidor, los mecanismos de representación colectiva, las condiciones institucionales de las comunidades energéticas, la gestión de excedentes con fines distintos a la compensación y los instrumentos de promoción económica. En consecuencia, el sistema permite el autoconsumo, aunque todavía no configura un régimen integral de participación energética distribuida.

La comparación con Colombia, Perú y Argentina mostró que Ecuador presenta un grado relevante de desarrollo operativo. Frente al caso peruano, dispone de procedimientos y modalidades más consolidados; sin embargo, frente a Colombia mantiene oportunidades de simplificación para instalaciones pequeñas y de bajo impacto. En relación con Argentina, la regulación ecuatoriana evidencia menor desarrollo de instrumentos promocionales, registros públicos e incentivos específicos. Estas diferencias demuestran que el

fortalecimiento normativo no requiere reemplazar el sistema vigente, sino complementarlo con mecanismos proporcionales, transparentes y orientados a ampliar la participación.

El contraste con la Directiva (UE) 2018/2001 y con el régimen español de autoconsumo permitió identificar una diferencia conceptual. El marco europeo parte del reconocimiento del consumidor como sujeto activo, mientras que la regulación ecuatoriana parte principalmente de las condiciones técnicas y comerciales necesarias para autorizar su conexión. España complementa la seguridad de red con reglas sobre autoconsumo colectivo, coeficientes de reparto, gestor común, instalaciones próximas, registros administrativos, compensación simplificada y alternativas de comercialización de excedentes. Estas experiencias constituyen referentes adaptables, siempre que se consideren la estructura tarifaria, las competencias de las distribuidoras y las condiciones técnicas propias del sistema eléctrico ecuatoriano.

Las modalidades 1a, 1b, 2a, 2b y 2c amplían la aplicabilidad de los SGDA al permitir el autoabastecimiento local y remoto, individual y múltiple. Esta estructura facilita proyectos en viviendas, condominios, centros comerciales, instalaciones productivas, grupos empresariales y cuentas pertenecientes a un mismo titular. No obstante, la eficacia de las modalidades múltiples depende de que la regulación precise la representación de los participantes, los criterios de asignación de energía, la modificación de porcentajes, el ingreso o retiro de usuarios, la responsabilidad sobre los activos y el tratamiento de controversias.

El esquema de compensación mediante créditos energéticos favorece la viabilidad del autoconsumo porque permite aprovechar la energía excedentaria inyectada a la red. Sin embargo, la comprensión del mecanismo puede verse limitada cuando la factura no presenta de manera suficientemente clara la energía consumida, la energía inyectada, los créditos aplicados, los saldos acumulados y su equivalencia económica. La transparencia comercial constituye, por tanto, un componente necesario para que el consumidor valore correctamente el desempeño y el retorno de su inversión.

El análisis técnico y económico confirmó que los SGDA presentan condiciones favorables de aplicación en Ecuador. La disponibilidad del recurso solar, la madurez de los módulos, inversores, controladores y sistemas de almacenamiento, la presencia de proveedores especializados y la existencia de procedimientos de interconexión permiten desarrollar proyectos residenciales, comerciales e industriales. En el plano económico, los períodos de recuperación identificados se sitúan generalmente entre cuatro y ocho años en escenarios adecuadamente dimensionados, aunque pueden ampliarse cuando el consumo

es reducido, la inversión por unidad de potencia es elevada cuando se incorporan sistemas de almacenamiento de mayor capacidad.

5.2. Análisis del proyecto piloto

El proyecto piloto desarrollado para el cantón Santa Isabel permitió trasladar el análisis normativo y técnico a una configuración concreta de autoconsumo fotovoltaico híbrido. El dimensionamiento consideró las condiciones de irradiación del sitio, el inventario de cargas, la simultaneidad del consumo, las pérdidas del sistema y la compatibilidad de los principales componentes. La solución seleccionada integró dieciséis módulos fotovoltaicos de 610 W, equivalentes a una potencia instalada de 9.76 kWh, junto con equipos de conversión, control de carga, gestión de baterías, protecciones y monitoreo.

Con una radiación promedio de 4,6 horas solares pico y un rendimiento global de 0,87, la configuración instalada proyectó una producción aproximada de 39.06 kWh diarios, 1.171,79 kWh mensuales y 14.256,72 kWh anuales. Frente a una demanda corregida de 37.18 kWh diarios, 1.115,36 kWh mensuales y 13.570,18 kWh anuales, el sistema cubriría aproximadamente el 100% del requerimiento energético estimado.

El escenario teórico de diseño, correspondiente a 9,29 kWh, alcanzó una generación estimada de 37.18 kWh diarios y presentó un déficit frente a la demanda corregida. La diferencia entre este escenario y la potencia finalmente seleccionada demuestra que el número comercial de módulos, el espacio disponible, la arquitectura eléctrica y la capacidad de los equipos condicionan la configuración definitiva. En consecuencia, el dimensionamiento debe conservar márgenes razonables y verificar de forma conjunta la potencia fotovoltaica, la capacidad de conversión, los controladores, el almacenamiento, las protecciones y la demanda máxima simultánea.

El proyecto piloto confirmó la viabilidad técnica del SGDA en su fase de diseño y dimensionamiento, pero la validación integral de su desempeño requiere datos de operación obtenidos durante un período representativo. La medición de generación, consumo, energía importada, energía exportada, estado de carga, pérdidas y eventos de desconexión permitiría contrastar las proyecciones con el comportamiento real. Esta etapa es indispensable para determinar el rendimiento específico, la disponibilidad del sistema, la efectividad del almacenamiento y el ahorro económico efectivamente alcanzado.

Desde la perspectiva regulatoria, el piloto evidencia la importancia de disponer de diagramas unifilares, criterios de medición, documentación técnica y procedimientos de

conexión claramente estandarizados. La consistencia entre el diseño eléctrico y los requisitos de la distribuidora reduce reprocesos, facilita las pruebas de puesta en servicio y mejora la trazabilidad del proyecto. El caso analizado puede utilizarse como referencia metodológica para proyectos similares, siempre que cada implementación sea recalculada según la irradiación, la demanda, la topología de red y las condiciones del punto de conexión correspondiente.

5.2.1 Análisis del proyecto piloto

5.2.1.1 Implementación del sistema fotovoltaico

Una vez concluida la etapa de diseño y dimensionamiento del sistema fotovoltaico, se procedió con la implementación del proyecto piloto en el sitio de estudio. Esta fase comprendió la instalación de los módulos fotovoltaicos, el montaje de los equipos eléctricos y electrónicos, el tendido del cableado de potencia y comunicación, la configuración de los dispositivos de control y monitoreo, así como la ejecución de las pruebas necesarias para verificar el correcto funcionamiento del sistema.

Como primera actividad se realizó una inspección del lugar de instalación con el propósito de verificar que las condiciones estructurales de la cubierta permitieran soportar el peso de los módulos fotovoltaicos y de la estructura de fijación. Posteriormente se definió la ubicación de cada componente procurando minimizar las pérdidas eléctricas, facilitar las labores de mantenimiento y garantizar una adecuada ventilación de los equipos.



Figura 11. Montaje de estructuras soporte para paneles solares en techo de Eternit sobre estructura metálica

Fuente: Autor

5.2.1.2 Instalación del campo fotovoltaico

Como primera etapa de la implementación del proyecto piloto se realizó el montaje del campo fotovoltaico sobre la cubierta de la edificación destinada para la instalación del sistema. Previamente se verificó el estado de la superficie de trabajo y se definieron los puntos de fijación de la estructura de soporte para garantizar un montaje seguro y estable.

Para el soporte de los módulos fotovoltaicos se empleó una estructura compuesta por rieles de aluminio, sobre los cuales se fijaron los paneles mediante grapas intermedias y grapas finales, asegurando cada módulo de forma firme y uniforme.

Posteriormente se instalaron dieciséis (16) módulos fotovoltaicos Canadian Solar de 610 W, los cuales fueron interconectados utilizando conectores MC4 para conformar cuatro strings, cada uno integrado por cuatro paneles conectados en serie, de acuerdo con el diseño eléctrico del sistema.



Figura 12. Instalación campo fotovoltaico

Fuente: Autor

Para el tendido del circuito de corriente continua (DC) se utilizó cable fotovoltaico PV1-F de 10 mm², el cual fue canalizado desde el campo fotovoltaico hasta el cuarto técnico. Una vez finalizada la conformación de los strings, se verificó la continuidad eléctrica y la correcta polaridad de cada uno antes de proceder con su conexión.



Figura 13. Bajante Cableado DC desde campo fotovoltaico hacia cuarto técnico

Fuente: Autor

Los cuatro strings fueron distribuidos hacia dos controladores de carga MPPT, conectando dos strings a cada controlador, conforme al diseño establecido. Posteriormente, a la salida de los controladores MPPT se instalaron las protecciones de corriente continua (DC), cuya función es proteger el sistema frente a sobre corrientes y facilitar el aislamiento seguro de los equipos durante las labores de operación y mantenimiento. Finalmente, las salidas protegidas fueron conectadas al sistema de almacenamiento y conversión de energía, permitiendo la continuidad del flujo energético hacia los demás componentes de la instalación.



Figura 14. Cableado hacia controlador MPPT de carga

Fuente: Autor

5.2.1.3 Instalación del cuarto eléctrico

Finalizada la instalación del campo fotovoltaico, se ejecutó el montaje del cuarto técnico donde fueron ubicados los equipos principales del sistema.

Se instalaron los inversores/cargadores, controladores de carga MPPT, protecciones eléctricas, dispositivos de monitoreo y equipos de comunicación sobre una estructura metálica fijada a la pared, permitiendo una adecuada distribución de los componentes y facilitando el acceso para futuras labores de mantenimiento.



Figura 15. Instalación de Equipos en el cuarto técnico

Fuente: Autor

Asimismo, se instalaron canaletas tipo malla para el guiado y organización del cableado, separando los conductores de corriente continua, corriente alterna y comunicación, con el objetivo de reducir interferencias electromagnéticas y mantener un adecuado orden en la instalación.

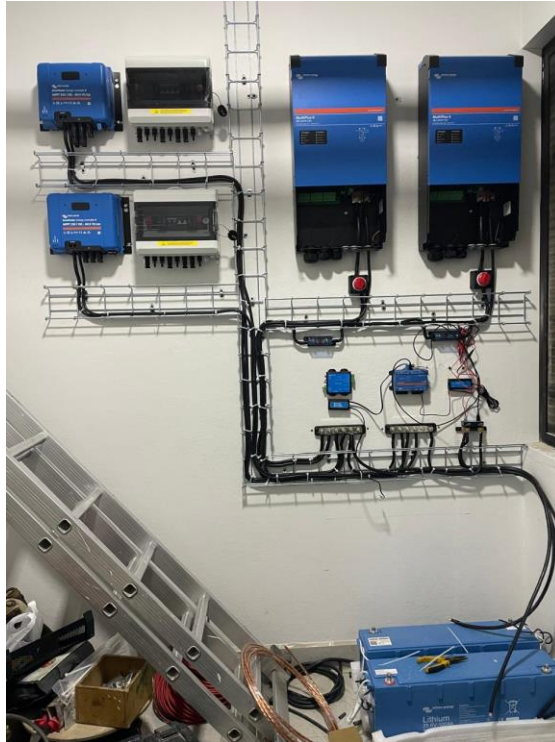


Figura 16. Instalación de canalización con bandejas metálicas tipo rejilla

Fuente: Autor

5.2.1.4 Cableado del sistema

Una vez instalados los equipos se realizó el tendido del cableado de potencia proveniente del campo fotovoltaico hacia los controladores de carga.

Posteriormente se efectuó el cableado correspondiente a la conexión entre los controladores MPPT, los inversores/cargadores, el banco de baterías y las protecciones eléctricas, respetando la capacidad de conducción de corriente de cada conductor y las recomendaciones establecidas por el fabricante Victron Energy.



Figura 17. cableado DC y AC entre los equipos

Fuente: Autor

Todos los conductores fueron identificados mediante etiquetas y organizados dentro de las bandejas porta cables para facilitar futuras inspecciones y reducir el riesgo de errores durante las tareas de mantenimiento.

5.2.1.5 Interconexión del sistema de comunicaciones

Una vez concluidas las conexiones eléctricas se procedió a la implementación de la red de comunicaciones entre los diferentes dispositivos.

La interconexión permitió el intercambio de información entre los controladores MPPT, los inversores, el sistema de almacenamiento y el dispositivo encargado del monitoreo centralizado.

Para ello se utilizaron los puertos de comunicación propios de los equipos Victron, estableciendo una red que permitió recopilar variables como:

Voltaje del sistema.

Corriente de carga.

Potencia generada.

Estado de carga de las baterías (SOC).

Potencia consumida.
Energía producida.
Alarmas del sistema.
Estado operativo de los inversores.

Esta arquitectura permitió disponer de información en tiempo real para el análisis del desempeño energético del sistema.



Figura 18. Instalación y conexión sistemas de comunicaciones

Fuente: Autor

5.2.1.6 Configuración de los equipos

Posteriormente se realizaron las configuraciones necesarias para la puesta en funcionamiento del sistema.

Entre las principales configuraciones ejecutadas se encuentran:

Configuración de parámetros de carga de baterías.
Configuración de los controladores MPPT.
Configuración de los inversores/cargadores.
Sincronización entre los equipos Victron.
Configuración del dispositivo de monitoreo.
Configuración de la comunicación remota.
Verificación del flujo de energía.
Pruebas de funcionamiento de todos los dispositivos.

Finalmente se realizaron pruebas individuales y de operación conjunta para verificar la estabilidad del sistema antes de su puesta en servicio.

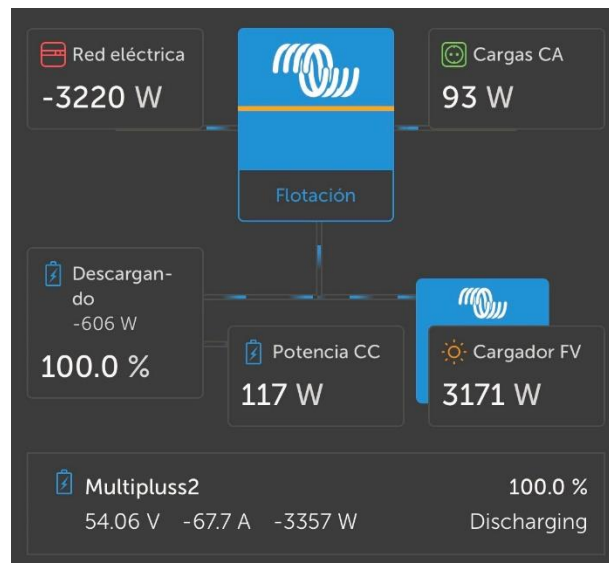


Figura 19. Configuración y pruebas iniciales mediante la plataforma VRM

Fuente: Autor

5.2.1.7 Resultados obtenidos

Como resultado de la implementación del proyecto piloto se obtuvo un sistema fotovoltaico completamente operativo, capaz de generar energía eléctrica a partir de la radiación solar y suministrarla a las cargas previstas en el diseño.

Las pruebas realizadas evidenciaron el correcto funcionamiento de los módulos fotovoltaicos, controladores de carga, inversores, banco de baterías y sistema de monitoreo, verificándose una adecuada comunicación entre todos los dispositivos instalados.

Asimismo, el sistema permitió visualizar en tiempo real los principales parámetros eléctricos y energéticos, facilitando el seguimiento del desempeño del sistema y la evaluación de su eficiencia durante la operación.

La implementación confirmó la viabilidad técnica del diseño propuesto y proporcionó una plataforma funcional para el análisis y monitoreo del comportamiento del sistema fotovoltaico bajo condiciones reales de operación.

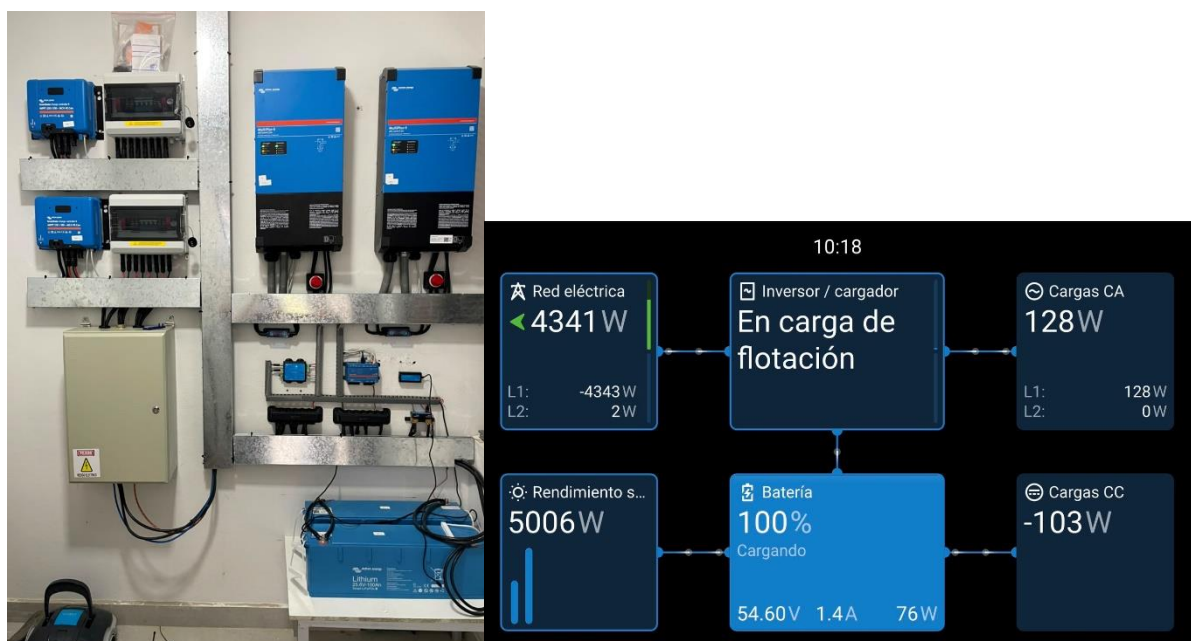


Figura 20. sistema fotovoltaico en fase de encendido y pruebas de funcionamiento

Fuente: Autor

5.2.1.8 Generación del sistema durante la etapa de pruebas con inyección a la red

La Figura 21 presenta los resultados obtenidos durante una etapa de pruebas en la que el sistema fotovoltaico fue configurado temporalmente para operar bajo la modalidad de inyección de excedentes hacia la red eléctrica. Esta configuración se mantuvo durante un período aproximado de ocho días con el propósito de verificar el correcto funcionamiento de los inversores híbridos, el comportamiento del sistema ante la exportación de energía y la respuesta de los equipos de monitoreo.

Durante este período de prueba, el sistema produjo una generación fotovoltaica acumulada de 216 kWh, de los cuales 184 kWh fueron exportados hacia la red eléctrica, mientras que el consumo propio de la instalación fue de 17,2 kWh. Adicionalmente, se registró una importación de 13,6 kWh desde la red durante los períodos en los que la generación fotovoltaica no fue suficiente para abastecer completamente la demanda. La gráfica también evidencia que el banco de baterías permaneció prácticamente al 100 % de estado de carga, permitiendo que la mayor parte de la energía excedente fuera inyectada a la red de distribución.

A partir de los resultados obtenidos durante este período experimental, se determinó una producción promedio de 27 kWh diarios, valor calculado a partir de los 216 kWh generados en ocho días de operación. Considerando este promedio diario y asumiendo condiciones similares de funcionamiento, es posible estimar una producción aproximada de 810 kWh mensuales y alrededor de 9 855 kWh anuales. Estas proyecciones representan una

referencia basada en el comportamiento real del sistema instalado y permiten estimar el potencial energético del proyecto bajo condiciones operativas similares a las registradas durante la etapa de pruebas.

Es importante indicar que estos valores son inferiores a la producción estimada durante la etapa de diseño del proyecto, en la cual se proyectó una generación cercana a 39 kWh diarios (aproximadamente 1 170 kWh mensuales y 14 235 kWh anuales). Esta diferencia no representa una desviación atribuible al diseño del sistema, sino que responde a las condiciones reales bajo las cuales se desarrolló el proyecto piloto.

Entre los principales factores que justifican esta reducción en la generación se encuentran las variaciones propias de la irradiancia solar durante el período de evaluación, la presencia de nubosidad parcial en determinados días, el incremento de la temperatura de operación de los módulos fotovoltaicos —que disminuye su eficiencia respecto a las condiciones estándar de ensayo (STC)—, las pérdidas inherentes al proceso de conversión de energía en los controladores MPPT, inversores y conductores eléctricos, así como las pérdidas por suciedad superficial de los módulos y otros factores ambientales presentes durante la operación real.

Adicionalmente, debe considerarse que la estimación realizada en la etapa de diseño fue obtenida mediante modelos teóricos y datos históricos de radiación solar, los cuales representan un escenario promedio esperado. En contraste, los resultados del proyecto piloto corresponden a un período específico de operación de apenas ocho días, por lo que la generación registrada refleja las condiciones meteorológicas reales existentes durante dicho intervalo y no necesariamente el comportamiento anual completo del sistema. En consecuencia, la proyección obtenida a partir de la operación real constituye un indicador más representativo del desempeño esperado del sistema bajo condiciones de funcionamiento reales.

Es importante señalar que esta operación tuvo un carácter exclusivamente experimental, ya que el proyecto aún se encuentra en proceso de gestión ante la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. para la obtención de la autorización correspondiente y la instalación del medidor bidireccional, equipo indispensable para registrar oficialmente la energía exportada y permitir su compensación conforme a lo establecido en la normativa ecuatoriana para los Sistemas de Generación Distribuida para Autoconsumo (SGDA). Por esta razón, la energía inyectada durante esta etapa no fue considerada para procesos de

compensación económica, sino únicamente como parte de las pruebas técnicas de funcionamiento del sistema.



Figura 21. diagrama de barras comparativo Consumo Vs Solar en fase de prueba de inyección a la red
Fuente: plataforma de monitoreo del sistema Victron Energy (VRM)

5.2.1.9 Estado actual del sistema en modalidad de autoconsumo

Una vez concluidas las pruebas de inyección, el sistema fue reconfigurado para operar bajo la modalidad de autoconsumo sin exportación de excedentes, condición que se mantiene actualmente hasta la culminación del proceso de registro y aprobación por parte de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur.

Como se observa en la Figura 22, el comportamiento operativo del sistema cambia de manera significativa respecto a la etapa anterior. En esta modalidad, el inversor limita la producción fotovoltaica para que la generación instantánea sea únicamente la necesaria para abastecer la demanda existente en cada momento, evitando la inyección de energía hacia la red eléctrica. Este modo de operación garantiza el cumplimiento de las condiciones

regulatorias mientras se obtiene la autorización para la conexión definitiva bajo un esquema de generación distribuida.

Durante el período mostrado en la figura se registró un consumo de 139 kWh, mientras que la generación fotovoltaica alcanzó 105 kWh, cubriendo una parte importante de la demanda energética de la instalación. Debido a que la generación se encuentra limitada por el consumo instantáneo y por la estrategia de control del inversor, únicamente se observa una exportación de 35,8 kWh, correspondiente a condiciones puntuales de operación y ajustes del sistema, mientras que fue necesario importar 98,4 kWh desde la red para satisfacer la demanda en los momentos en que la producción solar fue insuficiente.

Estos resultados evidencian que el sistema se encuentra operando correctamente bajo la estrategia de autoconsumo, priorizando el aprovechamiento local de la energía fotovoltaica y evitando la generación de excedentes permanentes hacia la red. Una vez instalado el medidor bidireccional y obtenida la autorización de la empresa distribuidora, el sistema podrá configurarse nuevamente para operar con inyección de excedentes, permitiendo que toda la energía no consumida instantáneamente sea exportada a la red eléctrica y posteriormente compensada conforme a los mecanismos establecidos en la regulación ecuatoriana vigente.

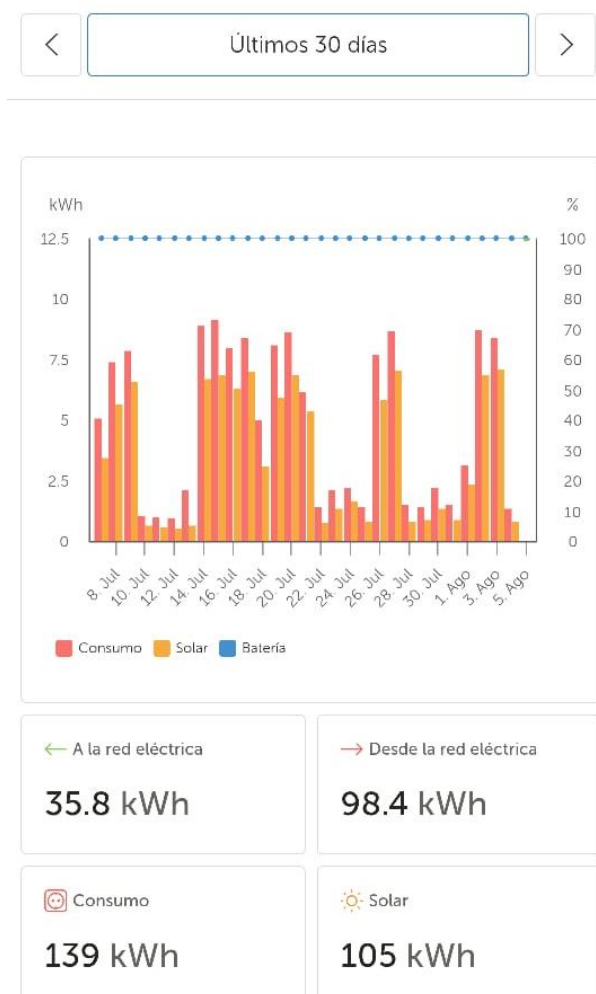


Figura 22. diagrama de barras comparativo Consumo Vs Solar en fase de funcionamiento sin inyección a la red

Fuente: plataforma de monitoreo del sistema Victron Energy (VRM)

Esta comparación entre ambas configuraciones demuestra la diferencia operativa entre un sistema habilitado para exportar energía y uno restringido al autoconsumo. Asimismo, pone de manifiesto el potencial de generación del proyecto piloto y la importancia de completar el proceso regulatorio para maximizar el aprovechamiento de la energía fotovoltaica producida en la instalación.

5.3. Propuestas para el fortalecimiento de la normativa ecuatoriana

5.3.1. Reconocimiento expreso del prosumidor. La normativa debería incorporar una definición integral del consumidor que genera energía renovable para autoconsumo, diferenciando sus derechos energéticos de las obligaciones técnicas derivadas de la conexión. Este reconocimiento debería comprender la generación, el almacenamiento, la

compensación, la participación colectiva y, bajo condiciones previamente establecidas, la gestión comercial de excedentes.

5.3.2. Procedimientos proporcionales y simplificados. Conviene establecer categorías de tramitación según potencia, nivel de tensión, existencia de inyección y efecto previsto sobre la red. Los sistemas pequeños, estandarizados y de bajo impacto podrían acogerse a formularios abreviados, plazos máximos definidos y validaciones automáticas, mientras que los proyectos de mayor potencia conservarían estudios técnicos más detallados.

5.3.3. Ventanilla digital única. La solicitud de factibilidad, entrega de planos, revisión documental, subsanación, emisión del certificado de habilitación, programación de pruebas y registro del sistema deberían gestionarse mediante una plataforma interoperable entre ARCONEL y las empresas distribuidoras. El expediente digital permitiría conocer el estado del trámite, controlar plazos y reducir diferencias procedimentales entre áreas de concesión.

5.3.4. Autoconsumo colectivo y comunidades energéticas. Resulta necesario regular de manera específica la constitución y operación de comunidades de energías renovables y otras formas de autoconsumo colectivo. La norma debería definir representación, titularidad de activos, derechos y responsabilidades de los integrantes, criterios de asignación, reglas de ingreso y retiro, solución de controversias y mecanismos de protección para consumidores vulnerables.

5.3.5. Coeficientes de reparto y gestor común. Las modalidades múltiples requieren reglas uniformes para establecer, modificar y verificar los porcentajes de energía asignados a cada cuenta. La incorporación de un gestor o representante común permitiría centralizar trámites, actualizar participantes, presentar documentación y coordinar la relación con la empresa distribuidora, sin eliminar la responsabilidad individual de cada consumidor sobre su contrato de suministro.

5.3.6. Criterios para instalaciones remotas. La regulación debería precisar los criterios eléctricos, geográficos y operativos que determinan la vinculación entre un SGDA remoto y sus consumidores asociados. La definición de proximidad, capacidad disponible, congestión de alimentadores, pérdidas y nivel de tensión permitiría uniformar la evaluación de proyectos y evitar decisiones diferentes ante configuraciones equivalentes.

5.3.7. Compensación y comercialización de excedentes. El esquema de créditos energéticos debería mantenerse como mecanismo principal para el autoconsumo, pero

podría complementarse con una categoría voluntaria de venta de excedentes para proyectos empresariales, productivos o colectivos que cumplan requisitos adicionales de medición, representación y liquidación. La normativa deberá evitar que esta posibilidad desplace el objetivo de autoabastecimiento o afecte la sostenibilidad económica de la red.

5.3.8. Facturación transparente. Las empresas distribuidoras deberían utilizar un formato nacional de factura que muestre, de manera separada, la energía importada, la energía exportada, el crédito aplicado, el saldo pendiente, el período de vigencia y su equivalencia económica. También conviene publicar ejemplos numéricos para cada modalidad y categoría tarifaria, con el fin de facilitar la comprensión del usuario y la verificación de los cálculos.

5.3.9. Registro nacional de SGDA. Se recomienda establecer un registro interoperable que consolide potencia, tecnología, ubicación general, modalidad, nivel de tensión, capacidad de almacenamiento, estado del trámite y energía generada. La publicación de información agregada permitiría mejorar la planificación de redes, identificar zonas con alta penetración, evaluar el desempeño regulatorio y orientar inversiones en infraestructura.

5.3.10. Incentivos focalizados y financiamiento. El desarrollo de los SGDA podría fortalecerse mediante líneas de crédito, garantías, incentivos tributarios temporales y programas de apoyo dirigidos a hogares, pequeñas empresas, comunidades y proyectos en zonas con capacidad de red disponible. Los beneficios deberían ser transparentes, evaluables y decrecientes, evitando subsidios permanentes o inversiones sobredimensionadas.

5.3.11. Guías técnicas y diagramas oficiales. ARCONEL y las empresas distribuidoras deberían publicar modelos de diagramas unifilares, esquemas de medición, listas de protecciones, criterios de puesta a tierra, parámetros de antiisla, protocolos de prueba y formularios estandarizados para cada modalidad. La estandarización reduciría errores de diseño y facilitaría la revisión de expedientes.

5.3.12. Integración del almacenamiento. La normativa debería detallar el tratamiento de sistemas con baterías, especialmente cuando puedan cargarse desde la red y posteriormente descargar energía hacia la instalación o el punto de conexión. Se requieren criterios de medición y control que permitan identificar el origen de la energía, evitar créditos improcedentes y garantizar la coordinación segura entre inversor, BMS, protecciones y red.

5.3.13. Seguimiento y actualización regulatoria. Se recomienda establecer indicadores nacionales sobre tiempos de trámite, solicitudes aprobadas, capacidad instalada, energía inyectada, reclamos, fallas y desconexiones. La revisión periódica de estos resultados permitiría actualizar límites, formularios, requisitos y mecanismos comerciales con base en evidencia, en lugar de depender exclusivamente de reformas reactivas.

5.3.14. Validación operativa del proyecto piloto. La etapa posterior deberá incluir un plan de monitoreo de al menos doce meses que registre generación, demanda, importación, exportación, rendimiento global, disponibilidad, estado de carga y ahorro. Antes de la puesta en servicio deberá verificarse la coordinación entre la potencia instalada, la capacidad nominal de los equipos de conversión, el banco de baterías, las protecciones y la demanda máxima prevista.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES GENERALES

6.1. Integración de los resultados de la investigación

La investigación permitió establecer que la implementación de sistemas de generación distribuida para autoconsumo fotovoltaico en Ecuador es técnica, económica y normativamente viable, siempre que cada proyecto se dimensione con base en el perfil real de demanda, la disponibilidad del recurso solar, las características del punto de conexión y la compatibilidad de los equipos. La hipótesis planteada se acepta en términos generales, debido a que el país dispone de condiciones solares favorables, tecnologías maduras, proveedores especializados y una regulación que habilita la conexión de los SGDA en clientes regulados.

El primer objetivo específico se cumplió mediante la revisión del mercado tecnológico y del marco jurídico aplicable. Se determinó que la evolución normativa amplió el alcance de la generación distribuida desde configuraciones fotovoltaicas limitadas hacia modalidades locales y remotas, individuales y múltiples. La Regulación ARCONEL-005/24 representa un avance porque organiza la caracterización, el dimensionamiento, la factibilidad, la habilitación, la medición, la facturación y las responsabilidades de los participantes. No obstante, el análisis comparativo demostró que todavía requiere complementos relacionados con simplificación, transparencia, registros públicos, comunidades energéticas, representación colectiva e incentivos.

El estudio del recurso solar confirmó que la ubicación geográfica del Ecuador favorece la generación fotovoltaica durante la mayor parte del año. Las variaciones regionales de irradiación, temperatura, nubosidad y estacionalidad no constituyen impedimentos insalvables, pero exigen cálculos específicos para cada sitio. La disponibilidad de módulos de alta eficiencia, inversores conectados a red e híbridos, controladores MPPT, baterías, sistemas de monitoreo y protecciones permite configurar soluciones adaptadas a viviendas, comercios, industrias y aplicaciones rurales.

El segundo objetivo específico se cumplió al determinar la viabilidad técnica y económica de los SGDA en distintos sectores. La factibilidad técnica se sustenta en la madurez de la tecnología, la existencia de normas de conexión y la experiencia acumulada en proyectos que operan en redes de baja y media tensión. La viabilidad económica depende principalmente del costo inicial, la coincidencia entre generación y consumo, la tarifa evitada, la capacidad de aprovechar excedentes, el mantenimiento y el financiamiento. Los horizontes

de recuperación identificados, generalmente comprendidos entre cuatro y ocho años, resultan competitivos frente a la vida útil de los módulos fotovoltaicos.

El sector residencial presenta mejores resultados cuando el consumo diurno es medio o alto y existe superficie disponible sin sombreado significativo. Los sectores comercial, empresarial e industrial muestran una ventaja adicional porque sus perfiles de demanda suelen coincidir con las horas de mayor producción solar, lo que incrementa el autoconsumo instantáneo y reduce la dependencia de la compensación posterior. En instalaciones con cargas críticas, el almacenamiento aporta continuidad operativa, aunque su incorporación debe justificarse por el valor del respaldo y no únicamente por el ahorro directo en la factura.

El tercer objetivo específico se desarrolló mediante el diseño, dimensionamiento e implementación del proyecto piloto ubicado en el cantón Santa Isabel. La solución final, conformada por dieciséis módulos fotovoltaicos de 610 W, alcanzó una potencia instalada de 9,76 kWp, cuya estimación de diseño proyectó una generación de 39,06 kWh diarios, suficiente para cubrir una demanda corregida de 37,18 kWh diarios, garantizando un abastecimiento del 100 % bajo condiciones teóricas de diseño. Sin embargo, durante la etapa de operación y pruebas del sistema se registró una generación promedio de 27 kWh diarios, equivalente a una producción aproximada de 810 kWh mensuales y 9 855 kWh anuales. Esta diferencia respecto a la estimación inicial no evidencia una deficiencia en el dimensionamiento del sistema, sino que responde a las condiciones reales de operación del proyecto piloto, influenciadas por factores como la variabilidad de la irradiación solar, las condiciones meteorológicas durante el período de evaluación, el incremento de la temperatura de los módulos, las pérdidas propias de conversión en los equipos y las demás pérdidas inherentes a un sistema fotovoltaico en funcionamiento. En consecuencia, el proyecto permitió validar tanto el diseño teórico como el comportamiento real de la instalación, demostrando que la selección de la potencia instalada debe considerar no solo el balance energético calculado, sino también las condiciones operativas reales, las restricciones físicas del sitio, la disponibilidad comercial de los equipos y los criterios técnicos establecidos para la implementación del sistema.

La evaluación del piloto demostró que el dimensionamiento no puede limitarse a la potencia nominal de los módulos. La confiabilidad del sistema depende de la coordinación entre arreglo fotovoltaico, inversor, controladores MPPT, banco de baterías, BMS, protecciones, cableado, puesta a tierra, medición y monitoreo. También requiere verificar la demanda máxima simultánea, la capacidad de sobrecarga, las tensiones de operación, las corrientes de cortocircuito y los límites establecidos por la distribuidora. Esta visión integral

reduce riesgos de sobredimensionamiento, déficit energético, disparos de protección y pérdida de rendimiento.

El cuarto objetivo específico se cumplió mediante la formulación de estrategias de fortalecimiento regulatorio. Las propuestas prioritarias comprenden el reconocimiento expreso del prosumidor, la simplificación de proyectos pequeños, la digitalización de trámites, la regulación de comunidades energéticas, los coeficientes de reparto, la figura del gestor colectivo, la transparencia de la facturación, el registro nacional, el tratamiento del almacenamiento y la eventual venta voluntaria de excedentes. Estas medidas permitirían ampliar la participación sin debilitar la seguridad de la red ni las competencias de las empresas distribuidoras.

La comparación internacional mostró que ninguna experiencia debe trasladarse de manera automática al Ecuador. Las prácticas españolas y latinoamericanas son útiles cuando se adaptan a la estructura institucional, tarifaria y técnica nacional. El aprendizaje principal consiste en combinar requisitos de seguridad con derechos claros, procedimientos proporcionales, información accesible y mecanismos económicos comprensibles. La regulación deberá evolucionar de forma gradual, sustentada en datos de desempeño y en la capacidad real de las redes de distribución.

En términos ambientales y energéticos, la expansión de los SGDA puede contribuir a diversificar la matriz eléctrica, disminuir pérdidas asociadas al transporte, reducir la demanda sobre sistemas centralizados y aprovechar recursos renovables próximos al consumo. Estos beneficios no eliminan la necesidad de planificación, porque una penetración elevada y descoordinada puede generar problemas de tensión, flujo inverso, protección y calidad de energía. La masificación debe acompañarse de monitoreo, modernización de redes y criterios transparentes de capacidad de conexión.

La principal limitación del estudio radica en que el proyecto piloto fue evaluado mediante diseño, cálculos y estimaciones de producción, sin contar todavía con una serie prolongada de mediciones operativas que permita validar el desempeño anual y el ahorro efectivo. Por ello, los resultados constituyen una base técnica consistente para la implementación, pero deben complementarse con seguimiento en campo, análisis financiero específico y verificación de la respuesta de la red durante distintas condiciones climáticas y de demanda.

De manera integradora, se concluye que los SGDA fotovoltaicos representan una alternativa estratégica para los clientes regulados y para la transición energética ecuatoriana. Su expansión sostenible depende de tres condiciones concurrentes: diseños técnicamente coordinados, evaluaciones económicas ajustadas al perfil de cada usuario y un marco regulatorio que combine seguridad, simplicidad, transparencia y participación. El cumplimiento de estas condiciones permitirá que la generación distribuida pase de ser una solución individual de ahorro a convertirse en un componente planificado, resiliente y verificable del sistema eléctrico nacional.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL). (2024). *Nueva regulación para sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento*. Corral Rosales: <https://corralrosales.com/nueva-regulacion-para-sistemas-de-generacion-distribuida-para-autoabastecimiento/#:~:text=6,para%20el%20almacenamiento%20de%20energía>
- Agencia de Regulación y Control de Electricidad. (2018). *Regulación Nro. ARCONEL-003/18: Microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica*. https://rise.esmap.org/sites/default/files/library/ecuador/Renewable%20Energy/Ecuador_Micro%20generation%20regulation.pdf
- Agencia de Regulación y Control de Electricidad. (2018). Resolución Nro. ARCONEL-057/18: Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica. *Resolución Nro. ARCONEL-057/18: Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica*. https://www.gob.ec/sites/default/files/regulations/2020-09/Documento_Generacion-fotovoltaica-para-autoabastecimiento-consumidores-finales-energia-electrica.pdf
- Agencia de Regulación y Control de Electricidad. (2024). *Nueva regulación para sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento*. Agencia de Regulación y Control de Electricidad: <https://corralrosales.com/nueva-regulacion-para-sistemas-de-generacion-distribuida-para-autoabastecimiento/#:~:text=Un%20SGDA%20es%20el%20conjunto,los%20Consumidores%20Regulados>
- Agencia de Regulación y Control de Electricidad. (2024). *Regulación Nro. ARCONEL-005/24 codificada: Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica*. https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/10/Regulacion-005_24-Codificada-signed-1.pdf
- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (2021). *Regulación Nro. ARCERNNR-001/2021: Marco normativo de la generación distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica*. <https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/07/Nro.-ARCERNNR-0012021.pdf>
- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (2023). *Regulación Nro. ARCERNNR-008/23: Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica*.

- <https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/07/Regulacion-ARCERNNR-00823.pdf>
- Airis Solutions. (2025). *Productos*. Airis Solutions: <https://airis.ec/solar#:~:text=Solar%20,%20Aumenta>
- Alcócer-Ayala, D., Pozo, Y., Sempértregui-Tapia, D., y Orellana, R. (2023). Caso de estudio: Impacto de la generación distribuida en redes eléctricas de distribución. *Investigación & Desarrollo*, 23(1), 57-66.
- Altamirano, A. Y. (2020). México y su transición energética: un cambio en pro de la energía renovable. *Latin American Developments in Energy Engineering*, 1, 26–42.
- ARCERNNR. (28 de Noviembre de 2023). *Regulation to install and operate distributed generation systems for self-sufficiency*. Corral Rosales: <https://corralrosales.com/en/regulation-to-install-and-operate-distributed-generation-systems-for-self-sufficiency/#:~:text=,supply%20modalities>
- ARCONEL. (2023). *RESOLUCIÓN Nro. ARCERNNR-012/23*. ARCONEL: <https://www.gob.ec/sites/default/files/regulations/2023-10/Regulación%20Nro%20ARCONEL%20002%2018%20%28Codificada%29%20Modelo%20de%20Contrato%20de%20Suministro.pdf#:~:text=,la%20prestación%20del%20servicio>
- ARCONEL. (2024). *ARCONEL-005/24 (codificada): Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica*. ARCONEL: <https://www.gob.ec/regulaciones/arconel-00524-codificada-marco-normativo-generacion-distribuida-autoabastecimiento-consumidores-regulados-energia-electrica#:~:text=Registro%20oficial>
- ARCONEL. (2024). *Regulación ARCONEL-005/24 (codificada)*. ARCONEL: arconel.gob.ec/regulaciones-2024/
- Arias, D., Gavela, P., y Riofrio, J. (2022). Estado del arte: incentivos y estrategias para la penetración de energía renovable. *Revista Técnica energía*, 18(2), 91-103.
- Asociación Ecuatoriana de Energía Renovable y Eficiencia Energética. (2025). *La demanda de paneles solares en residencias creció 325 % mientras que en industrias 745 %*. Primicias: <https://www.primicias.ec/economia/apagones-paneles-solares-residencias-cortes-luz-precios-98527>
- Barahona, N., y Carchipulla, M. (2025). *Comparativa de la normativa para la conexión de sistemas solares fotovoltaicos en Latinoamérica y España*.
- Barrera, A., y Ramirez, G. (2023). *Estrategias para el dimensionamiento y ubicación de generación distribuida (GD) en sistemas eléctricos de distribución*.

- Bautista, E. L., Guerrero, R. J., Bone, J. M., Lozano, C. J., Cheres, I. A., y Arboleda, T. J. (2022). Una revisión del suministro de energía renovable y las tecnologías de eficiencia energética. *Polo del Conocimiento: Revista científico-profesional*, 7, 83.
- CELEC EP. (2023). *Costo de la tarifa eléctrica se mantiene para sectores residencial y comercial; industriales recibirán incentivos por autogeneración de energía*. CELEC EP: <https://www.celec.gob.ec/noticias/costo-de-la-tarifa-electrica-se-mantiene-para-sectores-residencial-y-comercial-industriales-recibiran-incentivos-por-autogeneracion-de-energia/#:~:text=A%20pesar%20de%20que%20el,10%20centavos%20por%20kilovatio%20hora>
- CNEL EP. (2024). *Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA)*. CNEL EP: <https://www.cnelep.gob.ec/sistemas-de-generacion-distribuida-para-autoabastecimiento-sgda/#:~:text=Solicitar%20en%20cualquier%20agencia%20de,cédula%20de%20identidad%20del%20consumidor>
- CNEL EP. (2025). *Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA)*. CNEL EP: www.cnelep.gob.ec/sistemas-de-generacion-distribuida-para-autoabastecimiento-sgda
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2021). *Resolución CREG 174 de 2021: Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0174_2021.htm
- Congreso de la Nación Argentina. (2017). *Ley 27.424: Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública*. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/norma-305179>
- Coris De La Cruz, D., Torres, J., y Sihuincha, C. (2025). *Análisis de integración de generación distribuida en redes de baja tensión simulado con ETAP*.
- Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP. (2024). *Estudio de Potencia Solar Fotovoltaico del Ecuador*. Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP: <https://www.celec.gob.ec/wp-content/uploads/2024/05/Folleto-PROYECTOS-FOTOVOLTAICOS-ECU-2024-2-26-FEB.pdf#:~:text=de%202021%20se%20presenta%20una,lluviosa%20es%20entre%20abril%20y>
- Corporación para la Investigación Energética. (2008). *ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA*. Corporación para la Investigación Energética: biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00041.pdf?

- Cortés, C. L., Gómez-Gómez, G. S., Betancur-Londoño, F., Carvajal-Quintero, S. X., y Guerrero-González, N. (2020). Análisis experimental del desempeño de un sistema solar fotovoltaico con inversor centralizado y con microinversores: caso de estudio Manizales. *TecnoLógicas*, 23, 3–23.
- de Santiago, S. D., y Bernabé, J. L. (2024). Análisis y simulación de un sistema fotovoltaico interconectado a una red distribuida en baja tensión (analysis and simulation of a photovoltaic system for a low voltage distributed network). *Pistas Educativas*, 45.
- Delta Store. (2024). *Inversor ON GRID Monofásico Growatt | 3000 Watts |240VAC*. Delta Store: www.solarenergy.com.ec/p/inversor-on-grid-monofasico-growatt-3000-watts-240vac/
- Departamento de Normativa y Consultas. (2024). *LEY ORGÁNICA DE COMPETITIVIDAD ENERGÉTICA*. Departamento de Normativa y Consultas: https://www.sri.gob.ec/o/sri-portlet-biblioteca-alfresco-internet/descargar/dc355762-1161-4144-92c1-4d0b2ada359e/Ley_Competitividad_Energ%C3%A9tica_11012024.pdf#:~:text=P%C3%A1g.%207%20de%2020%20,terceros%2C%20siempre%20y%20cuando%20la
- Díaz-Díaz, L. F., Lara-Cardoso, J., Hernández-Flores, C., y Arjona-López, M. A. (2024). Inversor CHB-7 con capacidad de múltiples algoritmos MPPT simultáneos en sistemas fotovoltaicos asimétricos de media tensión. *Ingeniería, investigación y tecnología*, 25, 0–0.
- Energy & Natural Resources. (2023). *Actualizaciones en materia Energética en Latinoamérica Octubre - Diciembre 2023*. Energy & Natural Resources: https://www.gtlaw.com/en/insights/2024/01/alerta-gt_actualizaciones-en-materia-energetica-en-latinoamerica-octubre-diciembre-2023-vf#:~:text=Ecuador%20expide%20una%20normativa%20de,renovables%20para%20los%20consumidores%20regulados
- Escalante, E. (2021). *Diseño de un sistema de generación distribuida para autoconsumo en el distrito de Soritor provincia de Moyobamba en San Martín*.
- Fernandez, A. (2024). *Propuesta de generación distribuida para mejorar la calidad de energía en el alimentador st-05 de la empresa CVC energía–Lambayeque*.
- Flores, J., Masache, P., y Vaca, E. (2024). Comparación Mercados Eléctricos: Centralizados, Descentralizados Y las Consecuencias de la Inserción de Energías Renovables. *I+ D Tecnológico*, 20(1), 10-20.
- García, D., Reina, F., y Eduardo, D. (2020). Disminución de las pérdidas de energía eléctrica por distribución usando una tecnología novedosa de mediciones y control para la toma de decisiones. *Revista Colombiana de Tecnologías de Avanzada (RCTA)*, 2(34), 144-150.

- Generadores Heliostrategia del Ecuador. (2025). *Inversores*. Generadores Heliostrategia del Ecuador:
<https://heliostrategiaecuador.com/inversores/#:~:text=INVERSOR%20DE%20RED%20GROWATT%20MIC,X>
- Gobierno del Ecuador. (2010). *Ley Orgánica del servicio público de energía eléctrica*. Gobierno del Ecuador: <https://vlex.ec/vid/ley-organica-servicio-publico-643461389#:~:text=El%20Ministerio%20de%20Electricidad%20y,los%20recursos%20renovables%20de%20energía>
- Gobierno del Ecuador. (2023). *RESOLUCIÓN Nro. ARCERNNR-031/2023. REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-008/23*: arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2025/05/Regulacion-Nro.-ARCERNNR-008-23-signed1.pdf?
- Gobierno del Ecuador. (2024). *LEY ORGÁNICA DE COMPETITIVIDAD ENERGÉTICA*. Gobierno del Ecuador: arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/07/LEY_ORGANICA_DE_COMPETITIVIDAD_ENERGÉTICA.pdf?
- Gobierno del Ecuador. (2024). *RESOLUCIÓN Nro. ARCERNNR-031/2023*. Gobierno del Ecuador: arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/07/Regulacion-ARCERNNR-00823.pdf?
- González de Mingo, Á. (2020). *Impacto de la integración de la energía renovable en una red eléctrica con generación convencional*. Doctoral dissertation, ETSI_{E}{n}{e}rgía.
- Granda, B., y Zapata, B. (2021). *Evaluación del impacto de las protecciones de un sistema radial con presencia de generación distribuida*.
- Hernández, F. N. (2022). Fuentes energéticas renovables en Ecuador. Perspectivas a futuro. *Polo del Conocimiento: Revista científico-profesional*, 7, 3.
- Ibarra, Á. H., Hernández, M. E., y Freire, L. M. (2025). Energía renovable: fuentes de energía como el sol y el viento, que se pueden usar sin agotar los recursos naturales. *Latam: revista latinoamericana de Ciencias Sociales y Humanidades*, 6, 170.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2024). *Guía de autoconsumo colectivo*. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía: <https://www.idae.es/publicaciones/guia-de-autoconsumo-colectivo>
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2024). *Guía profesional de tramitación del autoconsumo*. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía: <https://www.idae.es/publicaciones/guia-profesional-de-tramitacion-del-autoconsumo>
- Jefatura del Estado. (2026). *Real Decreto-ley 7/2026, de 20 de marzo, por el que se aprueba el Plan Integral de Respuesta a la Crisis en Oriente Medio*. Jefatura del Estado: <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2026/03/20/7>

- Jimenez, F. (2023). *Análisis de la generación distribuida para mejorar los niveles de tensión en el alimentador A4211 en el sistema eléctrico Huancayo*.
- Josa, A. (2020). La seguridad de los sistemas eléctricos europeos. . *In Energía y Geoestrategia 2020. Instituto Español de Estudios Estratégicos.*, 171-232.
- Mejía, A., y Parrales, L. (2025). Análisis de implementación de paneles solares y su beneficio económico en las instituciones públicas y privadas de la ciudad de Riobamba. *Código Científico Revista de Investigación*, 6(E1), 726-747.
- Mercado-Bautista, J., Chere-Quiñónez, B., y Martínez-Peralta, A. (2022). Impactos de la generación distribuida en la red inteligente: un análisis documental. *Sapienza: International Journal of Interdisciplinary Studies*, 3(2), 593-609.
- Meza, O., Gutiérrez, P., y Islas, J. (2021). Pérdidas técnicas de energía en una red eléctrica de distribución. *Multidisciplinas de la Ingeniería*, 9(13), 01-11.
- Ministerio de Energía y Minas. (26 de octubre de 2018). *Micro generación fotovoltaica permitirá el autoabastecimiento de energía eléctrica*. Ministerio de Energía y Minas: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/micro-generacion-fotovoltaica-permitira-el-autoabastecimiento-de-energia-electrica/#:~:text=El%20Directorio%20de%20la%20Agencia,SN>
- Ministerio de Energía y Minas. (Diciembre de 2024). *En Ecuador, la generación distribuida aporta 60,21 MW a partir de más de 1.290 sistemas solares*. Ministerio de Energía y Minas: www.pv-magazine-latam.com/2024/12/20/en-ecuador-la-generacion-distribuida-aporta-6021-mw-a-partir-de-mas-de-1-290-sistemas-solares/
- Ministerio de Energía y Minas. (2024). *En Ecuador, la generación distribuida aporta 60,21 MW a partir de más de 1.290 sistemas solares*. Ministerio de Energía y Minas: <https://www.pv-magazine-latam.com/2024/12/20/en-ecuador-la-generacion-distribuida-aporta-6021-mw-a-partir-de-mas-de-1-290-sistemas-solares/#:~:text=Dicha%20normativa%20establece%20%22las%20bases,consumidores%20con%20sistemas%20de%20autogeneración%22>
- Ministerio de Energía y Minas del Perú. (2024). *Resolución Ministerial N.° 439-2024-MINEM/DM: Publicación del proyecto de Reglamento de Generación Distribuida conectada a Sistemas de Utilización de los Usuarios del Servicio Público de Electricidad*. <https://www.gob.pe/institucion/minem/normas-legales/6223160-439-2024-minem-dm>
- Ministerio para la Transición Ecológica. (2019). *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*. Ministerio para la Transición Ecológica: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244/con>

- Mogrovejo, D. (2024). *Barreras para la implementación de sistemas de generación fotovoltaica conectados a la red en Ecuador*.
- Morón, J. (2021). *Sistemas eléctricos de distribución*. . Reverté.
- Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea. (2018). *Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:02018L2001-20240716>
- Pérez, L., Sanchez, A., Idarraga, G., y Romero, A. (2023). *Normatividad para micro aerogeneradores.ómica de Microturbinas Eólicas en Costa Rica: Análisis Multidimensional de Altura, Ubicación y Rentabilidad*.
- Pizarro, A. M., Viscaíno, J. F., Jaramillo, F. Y., y Granda, A. D. (2024). Desarrollo sostenible de Ecuador a través del desarrollo de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable. *RECIMUNDO*, 8, 103–113.
- Proyectos Digitales del Ecuador PRODIDEC . (2025). *Kit Solar Off-Grid 3kW 48V Bifásico con Respaldo de 5,120Wh*. Proyectos Digitales del Ecuador PRODIDEC : <https://prodidec.com/producto/kit-solar-off-grid-3kw-con-respaldo-de-5120-kwh/#:~:text=,74>
- Quinteros, F., Masache, P., y Vaca, E. (2024). *Comparison of Electricity Markets: Centralized, Decentralized and the Consequences of the Insertion of Renewable Energies*.
- Rising Ecuador. (2025). *Estructura*. Rising Ecuador: <https://risingsunecuador.com.ec/estructuras#:~:text=Riel%20tipo%20M%204%2C7M,Añadir%20al%20carrito>
- Rodríguez, A. (2025). *Apagones en Ecuador ¿Cuánto cuesta instalar paneles solares en una vivienda?* ecuavisa: <https://www.ecuavisa.com/noticias/economia/paneles-solares-viviendas-ecuador-luz-CB6300646#:~:text=Ecuador%2C%20por%20su%20ubicación%20geográfica,a%20partir%20de%20fuentes%20renovables>
- Romero, A. (2022). *Perspectiva de integración de recursos distribuidos en sistemas eléctricos de distribución*. Escuela Politécnica Nacional (EPN).
- Ruggeri, E. (2025). *Tecnologías de organización en el sistema eléctrico argentino: análisis de la trayectoria socio-técnica de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (Cammesa) entre 1992 y 2019 (Doctoral dissertation, Universidad Nacional de La Plata)*.
- Salinas, F. (2024). *Simulación de sistemas de generación fotovoltaica centralizada y descentralizada para el sector reserva de la colonia agrícola Amazonas-El Triunfo*.
- Sánchez, Á. (2024). *Un estudio histórico sobre el concepto de corriente eléctrica: una aproximación de la física clásica a la física moderna*.

- Sánchez-Silvera, A., Guarnizo-Marín, J., Forero-García, E., y Montenegro-Martínez, D. (2021). Sistema de gestión de energía descentralizado basado en multiagentes para operación de múltiples microrredes. *TecnoLógicas*, 24(51), 94-119.
- Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina. (2018). Resolución 314/2018: Normas de implementación de la Ley N.º 27.424 y del Decreto N.º 986/2018. *Resolución 314/2018: Normas de implementación de la Ley N.º 27.424 y del Decreto N.º 986/2018*. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-314-2018-317996/texto>
- Solarreviews. (2023). *Tipos de paneles solares: ¿cuál es la mejor opción?* Solarreviews: <https://www.solarreviews.com/es/blog/pros-y-contras-de-paneles-solares-monocristalinos-vs-policristalinos#:~:text=El%20índice%20de%20eficiencia%20de,generar%20la%20electricidad%20que%20necesitas>
- Sunny Future. (2024). *Paneles Solares Ecuador Precio: Energía Limpia y Económica con Sunny Future*. Sunny Future: <https://www.sunnyfuture.co/paneles-solares-ecuador-precio-beneficios-y-costos-explicados/?srsltid=AfmBOorASe4wO7CNsoqbHY1-rLGAj5OluGV3mTI55E8StucaGLG0UjnL#:~:text=Con%20una%20radiación%20solar%20constante,a%20hogares%20como%20a%20empresas>
- Valencia-Calvo, J., Olivar-Tost, G., y García-Ortega, M. (2020). Modelo y Simulación de un Mercado de Energías Renovables: Integración de Fuentes de Energías Renovables con el Sistema de Generación Convencional. 24–27.
- Vicente, J. R. (2020). *Tratamiento regulatorio de generación eléctrica con uso de fuentes de energía renovables no convencionales en Perú: propuesta de mejora*. Master's thesis, Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Villanueva-Machado, C., Luyo, J., y Rios-Villacorta, A. (2025). Análisis operativo de la gestión de carga controlada en vehículos eléctricos: Coordinación centralizada y descentralizada. *Ingenius. Revista de Ciencia y Tecnología*, 34, 43-60.
- Zumba, L. (2022). *La energía solar da sus primeros destellos en el agro*. La energía solar da sus primeros destellos en el agro: <https://www.expreso.ec/actualidad/economia/energia-solar-da-primeros-destellos-agro-120494.html#:~:text=La%20finca%20Don%20Polo%2C%20en,que%20va%20a%20varios%20mercados>

AUTORIZACION DE PUBLICACION EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL

Nosotros, Franklin Paul Lojano Lojano y Diego Xavier Jacome Aucay portadores de las cédulas de ciudadanía N.º 0106058175 y N.º 0104859475. En calidad de autores y titulares de los derechos patrimoniales del trabajo de titulación “Análisis de la normativa ecuatoriana sobre SGDA, y sus elementos para aplicación en clientes regulados” de conformidad a lo establecido en el artículo 114 Código Orgánico de la Economía Social de los Conocimientos, Creatividad e Innovación, reconocemos a favor de la Universidad Católica de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos. Así mismo, autorizamos a la Universidad para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el Repositorio Institucional de conformidad a lo dispuesto en el artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 04 de agosto de 2026

F:

Diego Xavier Jacome Aucay

C.I. 0104859475

F:

Franklin Paul Lojano Lojano

C.I. 0106058175