

ENERGÍAS RENOVABLES Y SOSTENIBILIDAD COMUNITARIA

Diseño, Implementación y Gestión de
Sistemas Energéticos Limpios



AUTORES

Romero Castro Martha Irene
Toala Pilay Marco Antonio
Mero Suárez Karina Virginia
Merchán Carreño Edwin Joao

Murillo Quimiz Leonardo Raúl
Conforme Cedeño Gema Monserrate
Abad Parrales Wagner Manuel
Romero Castro Vicente Fray



9 789942 571144



Primera Edición 2025

ISBN: 978-9942-571-14-4

2025, RUNAIKI Editora-Editorial Internacional. España.

<https://runaiki.es/index.php/runaiki>

Consejo Editorial:

Dra. Mayra Díaz Martínez, PhD.

RUNAIKI Editora-Editorial Internacional. España.

Hecho en Ecuador

Este texto ha sido sometido a un riguroso proceso de evaluación por pares externos.

Advertencia: Todos los derechos reservados. Queda prohibida la reproducción, registro o transmisión parcial o total de esta obra por cualquier sistema de recuperación de información existente o futuro, sin el permiso previo y por escrito del titular de los derechos correspondientes.

**Escanea el QR
para acceder al libro**



ISBN: 978-9942-571-14-4



Energías Renovables y Sostenibilidad Comunitaria: Diseño, Implementación y Gestión de Sistemas Energéticos Limpios

Autores Investigadores:

Romero Castro Martha Irene

Ingeniera en Sistemas
Doctora en Tecnologías de la Información y Comunicaciones
Profesor Titular de la Universidad Estatal del sur de Manabí
Jipijapa; Ecuador

 martha.romero@unesum.edu.ec

 <https://orcid.org/0000-0001-5043-8295>

Toala Pilay Marco Antonio

Licenciado en Cultura Física
Magister en Pedagogía de la Cultura Física
Profesor de la Universidad Estatal del sur de Manabí
Jipijapa; Ecuador

 toala.marco@unesum.edu.ec

 <https://orcid.org/0000-0002-6034-5719>

Mero Suárez Karina Virginia

Ingeniera en Sistemas
Doctora en Tecnologías de la Información y Comunicaciones
Profesor Titular de la Universidad Estatal del sur de Manabí
Jipijapa; Ecuador

 karina.mero@unesum.edu.ec

 <https://orcid.org/0000-0002-7943-4981>

Merchán Carreño Edwin Joao

Ingeniero en Sistemas
Doctor en Tecnologías de la Información y Comunicaciones
Profesor Titular de la Universidad Estatal del sur de Manabí
Jipijapa; Ecuador

 edwin.merchan@unesum.edu.ec

 <https://orcid.org/0000-0001-8128-2764>

Murillo Quimiz Leonardo Raúl

Ingeniero en Computación y Redes
Doctor en Tecnologías de la Información y Comunicaciones
Profesor Titular de la Universidad Estatal del sur de Manabí
Jipijapa; Ecuador

 leonardo.murillo@unesum.edu.ec

 <https://orcid.org/0000-0003-2469-3270>

Conforme Cedeño Gema Monserrate

Ingeniera Comercial
Magister en Contabilidad y Auditoría
Profesor de la Universidad Estatal del sur de Manabí
Jipijapa; Ecuador

 gema.conforme@unesum.edu.ec

 <https://orcid.org/0000-0002-4425-4761>

Abad Parrales Wagner Manuel

Ingeniero en Computación y Redes
Magister en Auditoría en Tecnologías de la Información
Profesor de la Universidad Estatal del sur de Manabí
Jipijapa; Ecuador

 wagner.abad@unesum.edu.ec

 <https://orcid.org/0000-0002-6094-6813>

Romero Castro Vicente Fray

Ingeniero en Sistemas
Magister en Sistemas de Información Gerencial
Profesor de la Universidad Estatal del sur de Manabí
Jipijapa; Ecuador

 vicente.romero@unesum.edu.ec

 <https://orcid.org/0000-0001-5792-0105>

Resumen

El libro Energías Renovables y Sostenibilidad Comunitaria: Diseño, Implementación y Gestión de Sistemas Energéticos Limpios presenta un desarrollo integral, técnico y aplicado de las principales tecnologías de energía renovable, orientadas al diseño, implementación y gestión de proyectos energéticos sostenibles en entornos comunitarios. En sus capítulos se exponen los fundamentos conceptuales de la transición energética, el marco histórico y normativo internacional, así como los principios técnicos de las energías solar, eólica, hidráulica, geotérmica y de la biomasa, incorporando criterios de eficiencia, sostenibilidad ambiental y viabilidad socioeconómica. De igual manera, se describen metodologías para la formulación y evaluación de proyectos energéticos, que incluyen el diagnóstico de la demanda, el análisis de recursos locales, los estudios técnico-económicos, los indicadores de desempeño energético y las estrategias de mantenimiento y gestión operativa. El contenido integra enfoques contemporáneos como sistemas híbridos, microrredes inteligentes, almacenamiento energético, digitalización, algoritmos de optimización y mantenimiento predictivo, destacando su aplicabilidad en territorios rurales y comunidades con acceso limitado a servicios energéticos convencionales. De forma transversal, se resalta la relevancia de la gobernanza participativa, la formación técnica local, los modelos de negocio sostenibles y la transferencia tecnológica universidad–comunidad como pilares para la permanencia y escalabilidad de los sistemas energéticos comunitarios. En este marco, el libro constituye un aporte técnico y académico significativo y se consolida como un insumo fundamental para el **“Proyecto de Investigación: Aplicación de Energía Renovable en la Casa Comunal de San Francisco de Paján”**, al aportar bases científicas, metodológicas y operativas directamente aplicables al diseño, implementación y evaluación de soluciones energéticas limpias orientadas al desarrollo local sostenible.

Palabras clave: Energías renovables; sostenibilidad comunitaria; proyectos energéticos; microrredes; transición energética.

Abstract

The book *Renewable Energy and Community Sustainability: Design, Implementation and Management of Clean Energy Systems* present a comprehensive, technical and applied development of the main renewable energy technologies, aimed at the design, implementation and management of sustainable energy projects in community settings. Its chapters set out the conceptual foundations of the energy transition, the international historical and regulatory framework, as well as the technical principles of solar, wind, hydropower, geothermal and biomass energy, incorporating criteria of efficiency, environmental sustainability and socio-economic viability. Likewise, methodologies for the formulation and evaluation of energy projects are described, including demand assessment, analysis of local resources, techno-economic studies, energy performance indicators, and strategies for maintenance and operational management. The content also integrates contemporary approaches such as hybrid systems, smart microgrids, energy storage, digitalisation, optimisation algorithms and predictive maintenance, highlighting their applicability in rural areas and communities with limited access to conventional energy services. Transversally, the relevance of participatory governance, local technical training, sustainable business models and university–community technology transfer is emphasised as key pillars for the continuity and scalability of community energy systems. Within this framework, the book constitutes a significant technical and academic contribution and is consolidated as a fundamental input for the Research Project: Application of Renewable Energy in the Community Centre of San Francisco de Paján, by providing scientific, methodological and operational foundations directly applicable to the design, implementation and evaluation of clean energy solutions oriented towards sustainable local development.

Keywords: Renewable energy; community sustainability; energy projects; microgrids; energy transition.

ÍNDICE

RESUMEN	IV
ABSTRACT	V
PRÓLOGO	IX
1 FUNDAMENTOS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y SU TRANSICIÓN	
GLOBAL	2
1.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE ENERGÍA Y SOSTENIBILIDAD	2
1.2 MARCO HISTÓRICO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA	8
1.3 CLASIFICACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y NO RENOVABLES.....	16
1.4 CLASIFICACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y NO RENOVABLES.....	20
1.5 POLÍTICAS INTERNACIONALES DE DESCARBONIZACIÓN Y ODS 7.....	25
1.6 BENEFICIOS AMBIENTALES, ECONÓMICOS Y SOCIALES.....	28
1.7 DESAFÍOS TECNOLÓGICOS Y REGULATORIOS EN AMÉRICA LATINA	30
2 DISEÑO Y FORMULACIÓN DE PROYECTOS ENERGÉTICOS SOSTENIBLES	
32	
2.1 ETAPAS DEL CICLO DE VIDA DE UN PROYECTO ENERGÉTICO	32
2.2 DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO Y EVALUACIÓN DE LA DEMANDA	37
2.3 IDENTIFICACIÓN DE RECURSOS RENOVABLES LOCALES	41
2.4 ESTUDIO TÉCNICO—ECONÓMICO: VAN, TIR Y COSTOS NIVELADOS (LCOE)	45
2.5 EVALUACIÓN AMBIENTAL Y SOCIAL EN PROYECTOS ENERGÉTICOS	52
2.6 MODELOS DE GESTIÓN COMUNITARIA Y GOBERNANZA PARTICIPATIVA	55
2.7 ESTRATEGIAS DE SOSTENIBILIDAD A LARGO PLAZO	59
3 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA Y TÉRMICA	63
3.1 PRINCIPIOS DEL EFECTO FOTOVOLTAICO Y TRANSFERENCIA TÉRMICA.....	63
3.2 TIPOLOGÍA DE MÓDULOS SOLARES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA	67
3.3 DISEÑO DE SISTEMAS SOLARES AUTÓNOMOS E INTERCONECTADOS	73
3.4 DIMENSIONAMIENTO DE PANELES, INVERSORES Y ALMACENAMIENTO	79
3.5 ENERGÍA SOLAR TÉRMICA PARA CALENTAMIENTO DE AGUA Y CLIMATIZACIÓN..	85
3.6 SIMULACIÓN DE RENDIMIENTO CON HERRAMIENTAS DIGITALES.....	89
3.7 APLICACIONES RURALES Y COMUNITARIAS DE LA ENERGÍA SOLAR	92

4	ENERGÍA EÓLICA Y MICROGENERACIÓN DISTRIBUIDA	97
4.1	FUNDAMENTOS AERODINÁMICOS DE LA CONVERSIÓN EÓLICA	97
4.2	TIPOLOGÍA DE AEROGENERADORES Y CURVAS DE POTENCIA	100
4.3	CÁLCULO DEL POTENCIAL EÓLICO Y ANÁLISIS DEL RECURSO	103
4.4	DISEÑO TÉCNICO DE SISTEMAS EÓLICOS A PEQUEÑA ESCALA	108
4.5	INTEGRACIÓN HÍBRIDA SOLAR–EÓLICA	113
4.6	ASPECTOS ELÉCTRICOS, MECÁNICOS Y DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO	116
4.7	APLICACIONES DE MICROREDES EÓLICAS EN COMUNIDADES RURALES	120
5	BIOENERGÍA Y APROVECHAMIENTO DE LA BIOMASA	125
5.1	CONCEPTO, TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE LA BIOMASA	125
5.2	DIGESTIÓN ANAEROBIA Y PRODUCCIÓN DE BIOGÁS	129
5.3	GASIFICACIÓN, PIRÓLISIS Y COMBUSTIBLES DE SEGUNDA GENERACIÓN	132
5.4	DISEÑO DE BIODIGESTORES COMUNITARIOS	136
5.5	PRODUCCIÓN DE BIOL Y APROVECHAMIENTO AGRÍCOLA SOSTENIBLE	140
5.6	BALANCE ENERGÉTICO Y MITIGACIÓN DE EMISIONES GEI	144
5.7	CASOS DE USO DE BIOMASA EN TERRITORIOS RURALES	148
6	ENERGÍA HIDRÁULICA Y GEOTERMIA A ESCALA LOCAL	153
6.1	PRINCIPIOS HIDRÁULICOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	153
6.2	DISEÑO DE MICROCENTRALES Y MINI-HIDROS COMUNITARIAS.....	158
6.3	CÁLCULO DEL POTENCIAL ENERGÉTICO Y CAUDAL ECOLÓGICO	163
6.4	COMPONENTES: TURBINAS, CANALES Y GENERADORES	167
6.5	TECNOLOGÍAS GEOTÉRMICAS DE BAJA ENTALPÍA.....	172
6.6	APLICACIONES MIXTAS HIDRÁULICA–SOLAR EN SISTEMAS RURALES	177
6.7	EFICIENCIA, MANTENIMIENTO Y SOSTENIBILIDAD OPERATIVA	180
7	SISTEMAS HÍBRIDOS, DIGITALIZACIÓN Y EFICIENCIA ENERGÉTICA ..	184
7.1	CONCEPTO Y ARQUITECTURA DE LOS SISTEMAS HÍBRIDOS RENOVABLES	184
7.2	MICROREDES INTELIGENTES (SMART GRIDS) Y CONTROL IoT.....	188
7.3	MODELOS HÍBRIDOS SOLAR–EÓLICO–BIOMASA	194
7.4	ALGORITMOS DE OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA	200
7.5	ALMACENAMIENTO AVANZADO: BATERÍAS DE LITIO Y SISTEMAS BESS	208
7.6	MONITOREO PREDICTIVO Y MANTENIMIENTO INTELIGENTE	212

7.7	EVALUACIÓN INTEGRAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y RESILIENCIA	216
8	IMPLEMENTACIÓN, EVALUACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA.....	221
8.1	ESTRATEGIAS DE IMPLEMENTACIÓN DE PROYECTOS RENOVABLES COMUNITARIOS 221	
8.2	EVALUACIÓN TÉCNICA, ECONÓMICA Y AMBIENTAL POSTINSTALACIÓN	228
8.3	INDICADORES DE DESEMPEÑO ENERGÉTICO (EPI, KPI, LCA)	232
8.4	FORMACIÓN Y CAPACITACIÓN TÉCNICA LOCAL.....	237
8.5	MODELOS DE NEGOCIO Y FINANCIAMIENTO VERDE	241
8.6	TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA UNIVERSIDAD—COMUNIDAD	247
8.7	CONCLUSIONES, PROYECCIONES Y POLÍTICAS PÚBLICAS DE ENERGÍA LIMPIA...	251
9	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	255

PRÓLOGO

La energía constituye un eje estructural del desarrollo humano, productivo y territorial. La forma en que se produce, gestiona y utiliza condiciona la calidad de vida de las comunidades, la competitividad de las economías locales y la preservación de los sistemas naturales. En las últimas décadas, la incorporación de fuentes renovables ha dejado de ser una aspiración tecnológica para convertirse en una necesidad técnica y ambiental, impulsada por la urgencia de reducir emisiones, diversificar matrices energéticas y garantizar acceso equitativo a servicios básicos. En este escenario, los proyectos energéticos con enfoque comunitario adquieren un papel estratégico, al vincular tecnología, organización social y sostenibilidad de manera integrada.

Este libro presenta una propuesta rigurosa y aplicada para comprender y abordar los desafíos asociados al diseño, implementación y gestión de sistemas energéticos limpios en entornos comunitarios. El tratamiento de las energías solar, eólica, hidráulica, geotérmica y de la biomasa se apoya en fundamentos científicos y criterios de ingeniería que permiten evaluar su pertinencia técnica y su desempeño real en territorios con limitaciones de infraestructura, recursos financieros y acceso a servicios convencionales. La obra no se limita a describir tecnologías, sino que profundiza en su articulación con sistemas híbridos, microneses, almacenamiento energético y herramientas de digitalización, elementos que hoy resultan indispensables para asegurar continuidad del servicio y eficiencia operativa.

Uno de los aportes centrales del libro radica en la integración entre evaluación técnica, viabilidad económica y gestión operativa. Las metodologías presentadas para el diagnóstico de la demanda, el análisis de recursos locales, la formulación de proyectos y la medición del desempeño energético permiten tomar decisiones basadas en evidencia, reducir riesgos y optimizar el uso de recursos. De igual forma, la incorporación de indicadores energéticos, ambientales y de gestión facilita el seguimiento del sistema y promueve una cultura de mejora continua, imprescindible en proyectos que aspiran a mantenerse activos durante décadas.

La dimensión humana y organizativa ocupa un lugar relevante en esta obra. La formación técnica local, la gobernanza participativa y los modelos de negocio

sostenibles se abordan como componentes inseparables del éxito tecnológico. Sin capacidades instaladas en la comunidad y sin esquemas claros de operación, mantenimiento y financiamiento, incluso las soluciones más avanzadas tienden a deteriorarse. Desde esta perspectiva, la transferencia tecnológica universidad–comunidad se presenta como un mecanismo clave para convertir el conocimiento académico en prácticas operativas, fortalecer la autonomía local y reducir la dependencia externa.

El contenido del libro mantiene una estrecha relación con iniciativas reales de intervención territorial y se vincula directamente con el Proyecto de Investigación: Aplicación de Energía Renovable en la Casa Comunal de San Francisco de Paján, al Grupo de Investigación AISCIENCES y al Proyecto de Vinculación de Herramientas de Inteligencia Artificial aplicadas a la Transformación Digital para el Desarrollo Socioeconómico de la Zona Sur de Manabí. Fase III. Esta conexión entre investigación aplicada y desarrollo comunitario confiere a la obra un carácter práctico y pertinente, al tiempo que demuestra cómo la ciencia y la ingeniería pueden responder a necesidades concretas del territorio.

El lector encontrará en estas páginas una guía técnica y metodológica que invita a repensar la energía no solo como un insumo, sino como un habilitador del desarrollo local, la resiliencia comunitaria y la transición hacia sistemas energéticos más eficientes, inclusivos y ambientalmente responsables.

Los Autores

**Energías Renovables y Sostenibilidad
Comunitaria: Diseño, Implementación y
Gestión de Sistemas Energéticos
Limpios**

CAPÍTULO I

Fundamentos de las Energías Renovables y su Transición Global

AUTOR: Romero Castro Martha Irene



1 Fundamentos de las Energías Renovables y su Transición Global

1.1 Conceptos básicos de energía y sostenibilidad

La comprensión de los fundamentos de la energía y la sostenibilidad constituye el punto de partida para el diseño racional de sistemas energéticos renovables y resilientes. En la actualidad, la transición hacia un modelo bajo en carbono exige no solo conocer las formas y transformaciones de la energía, sino también integrar criterios de eficiencia, equidad y responsabilidad ambiental. Además, se introduce los conceptos esenciales que sustentan la ingeniería energética moderna: desde la definición de energía y sus servicios asociados, hasta la incorporación de las dimensiones técnica, económica y social de la sostenibilidad. Asimismo, se abordan las relaciones entre energía y desarrollo comunitario, los principales indicadores de sostenibilidad energética y las implicaciones prácticas para la planificación y gestión de proyectos en entornos locales.

1.1.1 Definición de energía y servicios energéticos

Según Halawa (2024) el término energía abarca, en el ámbito técnico-científico, la capacidad que posee un sistema físico para realizar trabajo, producir calor o generar movimiento. En los sistemas energéticos contemporáneos se reconocen tres niveles fundamentales:

- **Energía primaria**, como la radiación solar, el viento o el carbón sin procesar.
- **Energía secundaria o transformada**, que incluye la electricidad o los combustibles refinados.
- **Energía útil o servicio energético**, expresada en iluminación, climatización, bombeo de agua u otros usos finales.

Desde esta perspectiva, el profesional en ingeniería energética debe evaluar no solo la cantidad de energía producida, sino también la eficiencia en su conversión, distribución y aplicación final.

El enfoque en servicios energéticos resulta determinante en los proyectos comunitarios, pues el objetivo no es únicamente generar energía, sino

proporcionar bienestar tangible: confort térmico, movilidad, comunicación, producción agrícola o abastecimiento hídrico.

Por ejemplo, en un sistema fotovoltaico comunitario, la radiación solar representa la energía primaria; el módulo y el inversor realizan la transformación hacia energía eléctrica (secundaria), y los puntos de alumbrado o equipos de bombeo constituyen el servicio energético. Un diseño adecuado optimiza la conversión, reduce las pérdidas y mejora la disponibilidad del servicio final.

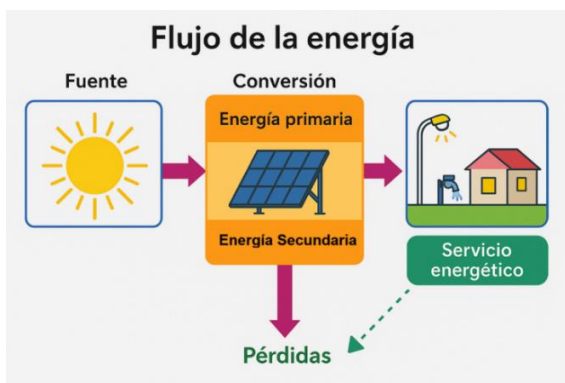


Figura 1-1. Diagrama del flujo de transformación energética que abarca desde la fuente primaria hasta la entrega del servicio final.

Desde un enfoque sistémico, el flujo energético desde la fuente hasta el servicio final involucra pérdidas por conversión, transmisión, almacenamiento y uso. A ello se añaden las externalidades ambientales y territoriales, como emisiones, ocupación de suelos o degradación de ecosistemas. Comprender esta secuencia resulta esencial para el diseño de sistemas de energía renovable y sostenible que integren eficiencia técnica, viabilidad económica y responsabilidad ambiental (Muniz et al., 2023).

1.1.2 Sostenibilidad: dimensión técnica, económica y social

La sostenibilidad, como concepto ampliamente aceptado, proviene del Informe Brundtland (1987), que define el desarrollo sostenible como aquel que “satisface las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades”. Este paradigma

ha sido trasladado al ámbito energético, configurando lo que hoy se entiende como sostenibilidad energética (Rosen, 2021).

Una revisión reciente afirma que la sostenibilidad energética implica la “provisión de servicios energéticos para todas las personas ahora y en el futuro de manera adecuada, asequible y aceptable para sus comunidades, sin comprometer el medio ambiente”.

Podemos resumir las tres dimensiones de la sostenibilidad energética de la siguiente manera:

- **Ambiental:** minimizar impactos como emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), contaminación local, degradación de ecosistemas, uso de agua y tierras.
- **Económica:** asegurar que la energía sea asequible, que genere valor añadido local, que mejore la eficiencia y reduzca costos operativos globales.
- **Social:** garantizar acceso universal a energía moderna, equidad en su distribución, participación comunitaria en la gestión y justicia energética.

Estas tres dimensiones no deben analizarse de forma aislada, sino como componentes interdependientes que orientan el diseño de sistemas energéticos sostenibles.



Figura 1-2. Ilustración de las dimensiones de la sostenibilidad energética que evidencia la necesaria integración entre los ámbitos económico, social y ambiental.

Para el ingeniero en energías renovables y sistemas comunitarios, esta tríada representa una guía esencial en la toma de decisiones técnicas y de planificación, donde cada proyecto debe equilibrar la eficiencia tecnológica con la equidad social y la responsabilidad ambiental.

1.1.3 Interrelación entre energía y sostenibilidad en sistemas comunitarios

En los proyectos de energía comunitaria, la relación entre energía y sostenibilidad constituye un eje fundamental para alcanzar un desarrollo técnico, ambiental y social equilibrado. La calidad de un sistema energético no depende solo de su capacidad de generación, sino de la incorporación efectiva de criterios de eficiencia, equidad y resiliencia a lo largo de su ciclo de vida (Halawa, 2024).

La eficiencia energética, junto con el uso de fuentes renovables, reduce la demanda de generación y favorece la viabilidad de soluciones locales sostenibles. Diversas investigaciones reconocen que ambos componentes conforman los pilares de un modelo energético orientado a la sostenibilidad.

La equidad en el acceso representa otro elemento esencial. Un sistema sostenible debe garantizar un suministro confiable tanto en zonas urbanas como rurales, disminuir la pobreza energética y promover esquemas de gestión comunitaria que fortalezcan la autonomía local y la corresponsabilidad en la operación de los sistemas.

La escalabilidad tecnológica implica la capacidad de adaptación a cambios tecnológicos, variaciones en la demanda o en la disponibilidad de recursos, así como la posibilidad de expansión o integración con nuevas soluciones, entre ellas el almacenamiento y la digitalización.

Asimismo, la evaluación de los impactos ambientales, económicos y sociales resulta indispensable. No basta con disponer de energía limpia; se requiere también impulsar el empleo local, fortalecer las economías regionales y mejorar la calidad de vida de la población beneficiaria.

Por ejemplo, una microred solar con baterías instalada en una comunidad rural no solo provee electricidad, sino que también promueve el desarrollo educativo, sanitario y económico, consolidando un sistema resiliente y gestionado colectivamente.

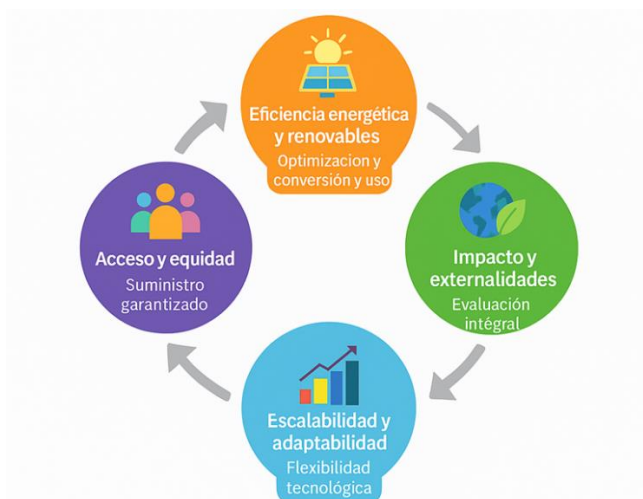


Figura 1-3. Diagrama que ilustra la interacción entre los elementos de la sostenibilidad energética en comunidades y su impacto en el desarrollo.

1.1.4 Indicadores de sostenibilidad energética

Para que el diseño y la gestión de los sistemas energéticos puedan cuantificarse y evaluarse con rigor, es necesario emplear indicadores específicos que reflejen el desempeño técnico, económico, social y ambiental. Estos indicadores permiten realizar comparaciones objetivas, establecer metas de mejora continua y orientar la toma de decisiones hacia modelos energéticos sostenibles (Muniz et al., 2023).

A continuación, se presentan algunos de los indicadores más empleados en estudios de sostenibilidad energética a nivel local, regional y global:

Tabla 1-1. Indicadores de sostenibilidad energética y su interpretación

Indicador	Definición / Cálculo	Interpretación o Aplicación
Intensidad energética	Consumo total de energía final por unidad de Producto Interno Bruto (PIB).	Mide la eficiencia económica del uso de energía. Un valor menor indica una economía menos dependiente del consumo energético.

Cobertura de acceso eléctrico	Porcentaje de la población con acceso estable a la electricidad.	Refleja el grado de equidad y desarrollo social del sistema energético.
Proporción de energías renovables	Participación porcentual de fuentes renovables en la matriz energética total.	Evalúa el grado de transición hacia un modelo de baja emisión de carbono.
Emisiones de CO₂ por energía generada	Toneladas de CO ₂ emitidas por unidad de energía (MJ o kWh).	Indica el impacto ambiental del sistema energético. Valores menores evidencian mayor sostenibilidad.
Eficiencia del sistema energético	Relación entre energía útil aprovechada y energía primaria consumida.	Determina el rendimiento global del sistema considerando pérdidas en conversión y transmisión.
Costo nivelado de energía (LCOE)	Costo total de generación por unidad de energía producida (USD/kWh).	Permite comparar tecnologías y proyectos, útil en el análisis económico de soluciones comunitarias.

Nota. Las definiciones requieren adaptación metodológica local y normalización de unidades para garantizar la comparabilidad de los datos.

1.1.5 Implicaciones para la ingeniería de comunidades y energía renovable

Para la aplicación práctica en proyectos de investigación deben considerarse los siguientes aspectos, los cuales deben integrarse en el diseño:

1. **Traslado del recurso al servicio:** No basta con analizar la fuente (solar, eólica o biomasa); es necesario calcular la conversión, el almacenamiento, la distribución y la demanda real del servicio energético.
2. **Visión holística:** Se requiere combinar el análisis técnico (potencia, generación y pérdidas) con los criterios de sostenibilidad: impacto ambiental, costo-beneficio y participación social.
3. **Modelos gestionables localmente:** La tecnología debe ser accesible, mantenible y operada por la comunidad, lo que implica procesos de

formación, gobernanza participativa y esquemas de propiedad o de gestión cooperativa.

4. **Escalabilidad y replicabilidad:** Los sistemas deben diseñarse de forma que puedan adaptarse al crecimiento futuro, a los cambios en la demanda o a la integración con otros sistemas energéticos.
5. **Evaluación continua:** Es necesario implementar mecanismos de monitoreo y medición de indicadores de sostenibilidad para asegurar que el sistema cumpla con los objetivos sociales, económicos y ambientales.

En conjunto, estos elementos establecen las bases conceptuales y metodológicas para orientar el diseño, la implementación, el dimensionamiento y la gestión de sistemas energéticos sostenibles.

1.2 Marco histórico de la transición energética

1.2.1 De la biomasa tradicional a la primera revolución industrial

Durante milenios, la base energética de las sociedades fue la biomasa tradicional (leña, residuos agrícolas y estiércol), complementada por fuerza humana y animal, corrientes de agua y viento para molienda y navegación. La limitación no era sólo la disponibilidad del recurso, sino su baja densidad energética, los rendimientos tecnológicos modestos y la intermitencia de los flujos (viento, agua), factores que restringían la escala de producción y el excedente económico. La primera revolución industrial (segunda mitad del siglo XVIII e inicios del XIX) introduce la máquina de vapor y consolida el carbón como combustible dominante, al permitir la conversión térmica continua y de alta potencia, la mecanización fabril y la expansión ferroviaria. En términos de transición, el carbón no reemplaza inmediatamente a la biomasa; coexisten por décadas, pero la elasticidad del carbón frente a demandas crecientes y su logística (minería, ferrocarril, puertos) reconfiguran la producción, el comercio y la urbanización. Reconstrucciones históricas del consumo primario muestran esa sustitución lenta y acumulativa: la fracción de carbón despega con fuerza desde mediados del siglo XIX y sienta las bases de la modernidad energética.

1.2.2 Siglo XX: del carbón al petróleo y gas; electrificación y “gran aceleración”

La historia de la energía refleja la evolución de las sociedades humanas en su búsqueda de fuentes más eficientes y controlables para sostener el desarrollo económico y tecnológico. En sus inicios, la energía procedía de la biomasa y la fuerza humana o animal, lo que limitaba la productividad y el alcance de las actividades industriales. Con la Revolución Industrial del siglo XVIII, el carbón se consolidó como el principal recurso energético, impulsando el transporte ferroviario, la metalurgia y las primeras máquinas de vapor.

Durante el siglo XIX, el avance de la electricidad transformó radicalmente la organización de la producción y el consumo. La electricidad se convirtió en un bien intermedio que permitió el desarrollo de usos finales limpios, controlables y eficientes, tales como la iluminación, el funcionamiento de motores eléctricos, la climatización y las telecomunicaciones. Esta innovación dio origen a un proceso sostenido de electrificación y a la diversificación de las fuentes primarias utilizadas para generar energía eléctrica, que inicialmente incluyeron el carbón y la energía hidráulica, seguidas por la nuclear y el gas natural.

Entre 1900 y 2000, el consumo mundial de energía primaria se multiplicó de manera exponencial, acompañado por un notable incremento del producto económico global, fenómeno conocido como la “gran aceleración”. A lo largo de este período, los combustibles fósiles mantuvieron una posición dominante en la matriz energética mundial, con una secuencia histórica caracterizada por la hegemonía del carbón en el siglo XIX, el predominio del petróleo durante el siglo XX y el crecimiento progresivo del gas natural en las últimas décadas.

La incorporación de fuentes renovables, como la energía hidráulica, eólica y solar, comenzó a consolidarse a finales del siglo XX, impulsada por los avances tecnológicos, las preocupaciones ambientales y las políticas de descarbonización. En el siglo XXI, esta transición se orienta hacia la integración de sistemas más limpios, descentralizados y resilientes, que combinan eficiencia energética, almacenamiento, digitalización y participación social en la gestión de los recursos (Smil, 2018).

1.2.3 Posguerra, crisis del petróleo y diversificación: hidráulica y nuclear

Tras la Segunda Guerra Mundial, las economías avanzadas incrementan aceleradamente su consumo de petróleo. Las crisis de 1973–1979 revelan vulnerabilidades geopolíticas y catalizan tres movimientos:

- Eficiencia energética (estándares vehiculares y de equipos).
- Diversificación (más gas y carbón en electricidad fuera del transporte).
- Impulso a hidro y nuclear en países con recursos/aceptación social.

Aunque la nuclear no domina globalmente, en varios sistemas eléctricos aporta bases de carga sustanciales y reduce la intensidad de carbono. En la misma etapa, la hidroeléctrica amplía su presencia en América Latina y regiones con geografía favorable, consolidando una tradición de baja intensidad de carbono en la generación eléctrica de varios países latinoamericanos. Las series históricas de consumo por fuente confirman que, pese a la diversificación y el avance de tecnologías bajas en carbono, los combustibles fósiles mantienen el predominio en la energía primaria.

1.2.4 1990–2020: emergencia de eólica y solar, digitalización y costos a la baja

A partir de la década de 1990 se produce el despegue tecnológico de la eólica y la fotovoltaica. Dos vectores explican su difusión:

- Política pública (feed-in tariffs, subastas, RPS, créditos fiscales, normas de acceso a red)
- Curva de aprendizaje muy pronunciada, especialmente en solar FV (cadenas de suministro globales, mejoras en silicio cristalino, economías de escala).

Entre 2009 y 2020, el precio de módulos fotovoltaicos cae alrededor de 90 %, y los aerogeneradores entre 49–78 %, convirtiendo a estas tecnologías en competitivas frente a opciones fósiles en numerosos mercados. La "paridad de red" y la digitalización (sensórica, control avanzado, pronóstico) facilitan su integración, mientras el almacenamiento con baterías inicia su trayectoria de abaratamiento. Esta caída de costos y la rápida expansión de capacidad FV-eólica se documentan en síntesis de IRENA e IEA (IRENA, 2022).

Un rasgo de esta fase es la rapidez de difusión internacional de eólica y solar en comparación con la nuclear del siglo XX: análisis recientes muestran que eólica/solar han sido adoptadas más rápido y de manera más amplia que la nuclear tras su adopción inicial, con máximos de crecimiento anual elevados en numerosas economías. Esto no implica sustitución total inmediata (la inercia del parque fósil es grande), pero sí curvas S de despliegue cada vez más empujadas.

1.2.5 2015–presente: transición impulsada por clima (Acuerdo de París) y seguridad energética

El Acuerdo de París (2015) ancla la acción climática y orienta la transición hacia sistemas energéticos de muy baja emisión. The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) AR6 sintetiza que el sector energético es la principal fuente de CO₂ y que su transformación es decisiva para limitar el calentamiento bien por debajo de 2 °C; en los escenarios de mitigación, el futuro energético exitoso no se parece al presente (electrificación, renovables, eficiencia, gestión de demanda, captura en usos residuales).

Simultáneamente, choques de precios y eventos geopolíticos han reforzado el argumento de seguridad energética, acelerando compromisos de descarbonización, electrificación del transporte y expansión de renovables. Informes recientes apuntan a hitos: picos de demanda fósil que podrían ocurrir antes de 2030 bajo trayectorias de política actual, y récords de nueva capacidad renovable añadida globalmente (IPCC, 2023).

Aunque el mundo aún depende mayoritariamente de los fósiles en energía primaria, en electricidad la participación baja en carbono (renovables + nuclear) supera ya ~40 % en algunos balances recientes, con señales de que eólica + solar comienzan a desplazar carbón en semestres puntuales a escala global; no es una sustitución concluida, pero evidencia puntos de inflexión sectoriales (electricidad primero, transporte/industria después).

Tabla 1-2. Línea de tiempo sintética de hitos (selección)

Año	Hito	Relevancia técnica/estructural
s. XVIII	Máquina de vapor	Multiplifica potencia mecánica; carbón se vuelve central

1859	Pozo de petróleo de Titusville	Arranque simbólico de la era petrolera
1882	Red de Pearl Street (Edison)	Inicio de la electrificación urbana moderna
1930–1960	Expansión hidroeléctrica	Base de baja emisión en muchos países
1950–1970	Nuclear civil	Nueva base de carga eléctrica en regiones específicas
1973–79	Crisis del petróleo	Eficiencia, diversificación y política energética moderna
1990–2010	Eólica y FV comerc.	De nicho a mercados masivos; costos a la baja
2015	Acuerdo de París	Ancla global de descarbonización
2020–2025	Récords en renovables	Señales de pico fósil sectorial y aceleración FV-eólica

Nota. Esta cronología sintetiza eventos importantes basándose en registros históricos y evaluaciones técnicas provenientes de Our World in Data, la Agencia Internacional de la Energía y el IPCC.

1.2.6 Una trayectoria propia: América Latina y el Caribe

. América Latina y el Caribe presentan características singulares en su proceso de transición energética, especialmente en el ámbito eléctrico. La región mantiene una de las participaciones renovables más altas del mundo, sustentada históricamente en la hidroelectricidad y, en años recientes, en el crecimiento de la energía eólica y solar. Este perfil coloca a varios países latinoamericanos entre los de menor intensidad de carbono en su matriz eléctrica global.

Entre 2015 y 2022, la capacidad instalada de generación renovable en la región aumentó aproximadamente un 51 %, alcanzando cerca del 64 % de participación en la generación eléctrica total para 2022. No obstante, las proyecciones indican que la demanda eléctrica crecerá alrededor del 2,3 % anual hasta 2050, lo que exige acelerar la inversión en nuevas plantas, redes de transmisión y sistemas de almacenamiento. Estudios del Banco Interamericano

de Desarrollo (IDB, 2024) señalan que la región podría alcanzar una generación eléctrica casi totalmente baja en carbono hacia mediados de siglo, siempre que se implementen políticas adecuadas de infraestructura, regulación e integración energética regional.

Desde una mirada histórica, la evolución energética latinoamericana combina la expansión de la hidroelectricidad desde mediados del siglo XX con la incorporación del gas natural y, más recientemente, con el avance de las tecnologías eólica y solar, que se han vuelto competitivas en costos.

De esta experiencia se desprenden dos enseñanzas principales para los proyectos comunitarios:

- La existencia de una base institucional y técnica sólida para operar energías renovables a gran escala.
- La necesidad de impulsar una nueva fase de desarrollo centrada en microrredes locales, gestión inteligente de la demanda, digitalización, almacenamiento distribuido y gobernanza comunitaria.

Estos elementos permitirán extender la transición energética más allá de los sistemas centralizados y fortalecer la autonomía de los territorios.

1.2.7 Lo que enseña la historia para el diseño contemporáneo

El análisis histórico de las transiciones energéticas ofrece aprendizajes relevantes para el diseño y la gestión de los sistemas actuales:

1. **Las transiciones son graduales y acumulativas.** Las nuevas tecnologías no sustituyen de forma inmediata a las anteriores, sino que coexisten durante largos periodos. Por ello, la planificación debe contemplar portafolios energéticos que integren eficiencia, renovables, flexibilidad y almacenamiento, al tiempo que se gestionan las trayectorias de retiro de los activos fósiles.
2. **Los costos y las políticas son determinantes.** La reducción de precios en la energía solar fotovoltaica y la eólica, junto con marcos regulatorios coherentes y estables, han sido factores decisivos en la expansión de las energías renovables en diferentes regiones del mundo.

3. **La electrificación es el eje de la transición.** Históricamente, el sector eléctrico ha liderado los procesos de cambio energético. Los próximos avances deben concentrarse en extender la electrificación hacia el transporte y la industria, incorporando hidrógeno y otras soluciones específicas para reducir emisiones en sectores difíciles de descarbonizar.
4. **Los datos y la evaluación sustentan las decisiones.** Las series estadísticas de largo plazo y las proyecciones de organismos como la Agencia Internacional de Energía (IEA), la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) y el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) constituyen la base para formular políticas y proyectos con respaldo técnico, económico y social.
5. **La experiencia regional define el ritmo de avance.** En América Latina, la consolidación histórica de la energía hidroeléctrica, junto con el alto potencial solar y eólico, ofrece ventajas comparativas para acelerar la transición. No obstante, persisten desafíos relacionados con la modernización de las redes eléctricas, los mecanismos de financiamiento, los procesos de permisos y la formación de capacidades locales.

1.2.7.1 Evidencias cuantitativas de la transición reciente

Los datos de la última década confirman que la transición energética global avanza con mayor rapidez y profundidad que en periodos anteriores. Entre las principales evidencias se destacan las siguientes:

- **Reducción de costos:** Entre 2009 y 2020, el precio de los módulos fotovoltaicos disminuyó aproximadamente un 90 %, mientras que el costo de la energía eólica se redujo entre un 49 % y un 78 % desde 2010.
- **Implicación:** Estas caídas han incrementado la competitividad del costo nivelado de la energía (LCOE), favoreciendo la expansión de proyectos mediante subastas internacionales y contratos de compraventa de energía (PPA).
- **Difusión tecnológica:** Las tecnologías eólica y solar han mostrado una tasa de adopción más rápida y una difusión geográfica más amplia

que la energía nuclear tras su fase inicial de expansión en las principales economías industriales.

- **Implicación:** Este comportamiento abre oportunidades para que los países en desarrollo adopten tecnologías renovables con menor barrera de entrada y mayor acceso a innovación abierta.
- **Evolución del sistema energético global:** De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA), el consumo de petróleo, gas y carbón podría alcanzar su punto máximo antes de 2030 bajo los marcos regulatorios actuales. Por su parte, el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) advierte que la transformación del sistema energético es una condición indispensable para cumplir los compromisos del Acuerdo de París.
- **Implicación:** Los nuevos proyectos deben diseñarse considerando las trayectorias previstas de la demanda energética y las metas de reducción de emisiones, garantizando coherencia con los escenarios de sostenibilidad internacional.

La historia de la energía evidencia ciclos de sustitución parcial y superposición entre fuentes, determinados por los rendimientos técnicos, los costos, las políticas públicas y las demandas sociales. Desde el carbón y la máquina de vapor se pasó a un siglo XX dominado por el petróleo en el transporte y por el gas y el carbón en la generación eléctrica, mientras la energía hidroeléctrica y la nuclear actuaron como anclas de baja emisión de carbono. A partir de la década de 1990, la energía eólica y la solar, impulsadas por la regulación y la innovación tecnológica, modificaron la frontera de costos y la distribución geográfica del suministro energético. Desde 2015, las preocupaciones relacionadas con el cambio climático y la seguridad energética han consolidado el proceso de transición. En el caso de América Latina, la etapa actual combina ventajas naturales significativas con desafíos asociados a las redes, al financiamiento y al fortalecimiento de capacidades técnicas e institucionales.

1.3 Clasificación de las energías renovables y no renovables

1.3.1 Taxonomías y definiciones operativas

En ingeniería y formulación de políticas conviene distinguir recursos energéticos (flujos o existencias naturales) de portadores (electricidad, calor, combustibles), y separar renovable de bajo en carbono. De acuerdo con, Verbruggen et al. (2011) la energía renovable proviene de flujos continuos o repetitivos del ambiente (solar, eólica, hidráulica, geotermia, océano) así como de combustibles de base biogénica (biomasa), en la medida en que su tasa de reposición sea igual o superior a su uso; “bajo en carbono” incluye además opciones no renovables como la nuclear por su baja huella de GEI en ciclo de vida. Esta distinción es útil al evaluar mezclas eléctricas, matrices primarias y objetivos climáticos.

Organismos internacionales han actualizado sus esquemas de clasificación. La IEA (2025) agrupa renovables por familias tecnológicas (solar, eólica, hidráulica, bioenergía, marinas) y, para la operación del sistema, cataloga a parte las renovables variables (VRE) cuyo aporte instantáneo depende del recurso (eólica, fotovoltaica, hidro de pasada, marinas). IRENA (2024) propuso en 2024 una taxonomía energética para armonizar estadísticas y facilitar la comparación entre países, incorporando explícitamente vectores como hidrógeno y amoníaco derivados de electricidad renovable. Estas herramientas facilitan el diseño de indicadores y el seguimiento de metas de transición.

En la práctica editorial y técnica para proyectos comunitarios conviene utilizar definiciones de fuente y de uso final coherentes con IPCC/IEA/IRENA, explicitando si se reporta energía primaria (recursos), electricidad (mezcla por generación) o energía final (servicios). La precisión terminológica evita asimetrías al comparar desempeño, costos nivelados y emisiones.

1.3.2 Fuentes no renovables: fósiles y nuclear

Las fuentes fósiles (carbón, petróleo, gas natural) son existencias geológicas finitas. Su aprovechamiento masivo habilitó la industrialización, pero conlleva emisiones de GEI, contaminantes atmosféricos y dependencia de mercados volátiles. En balances de energía primaria continúan ocupando una fracción dominante a escala mundial, si bien su participación en electricidad viene

cediendo espacio a renovables y nuclear en varios sistemas. La IEA (2025) y Ritchie & Rosado (2020) in Data muestran la estructura global del energy mix y del electricity mix, evidenciando que la participación baja en carbono es sistemáticamente mayor en electricidad que en el total de energía. Para evaluación de riesgos y desempeño, resulta esencial diferenciar ambas escalas.

La energía nuclear emplea uranio (o torio) como combustible no renovable; por tanto, no entra en la categoría de “renovable”, pero su ciclo de vida presenta bajas emisiones en comparación con los fósiles, razón por la cual se clasifica habitualmente como bajo en carbono. En la operación del sistema eléctrico aporta potencia despachable con altas tasas de utilización, lo que la ubica como opción de base en diversas matrices. La taxonomía de IRENA y las glosas IPCC/IEA recomiendan dejar clara la separación conceptual entre “renovable” y “bajo en carbono” al reportar indicadores.

Tabla 1-3. Clasificación general por naturaleza del recurso y huella de carbono

Categoría	Ejemplos	Naturaleza del recurso	Emisiones en ciclo de vida (comparativo)	Observación
Fósiles	Carbón, petróleo, gas	Existencias finitas	Altas	Dominan energía primaria mundial.
Nuclear (bajo en C)	Uranio/torio	Existencias finitas	Bajas	No es renovable; baja huella por kWh.
Renovables de flujo	Solar, eólica, oceánicas, hidro de pasada	Flujos continuos	Muy bajas	Variabilidad intrínseca del recurso.
Renovables de stock renovable	Biomasa, hidro con embalse, geotermia	Reposición condicionada	Bajas–medias	Requiere gestión sostenible del recurso.

Nota. Elaboración propia con base en definiciones y glosarios IPCC/IEA e insumos IRENA.

1.3.3 Fuentes renovables por familias tecnológicas

La documentación técnica converge en cinco familias principales: solar, eólica, hidráulica, bioenergía y geotermia; a ellas se incluyen marinas (olas, mareas, gradiente térmico). Una revisión comprensiva en Renewable and Sustainable Energy Reviews resume condiciones de operación, rangos de escala y desafíos de integración de cada familia; a su vez, manuales y notas de curso distinguen entre tecnologías centralizadas y distribuidas para planificar redes y microredes. Esta clasificación ayuda a seleccionar combinaciones convenientes para perfiles de carga y disponibilidad local de recurso (Ang et al., 2022).

- **Solar fotovoltaica (FV):** conversión directa de irradiancia en electricidad; modularidad y decrecimiento de costos han favorecido despliegue distribuido y a gran escala.
- **Solar térmica:** calentamiento de agua/ambientes y generación eléctrica por concentración (CSP); el almacenamiento térmico amplía el despacho.
- **Eólica:** extracción de energía cinética del viento; onshore y offshore; curvas de potencia y factores de planta dependen de régimen eólico y tecnología.
- **Hidráulica:** desde grandes embalses hasta mini/microcentrales de pasada; provee flexibilidad y, en ciertos diseños, almacenamiento por bombeo.
- **Bioenergía:** combustión directa, digestión anaerobia (biogás), gasificación/pirólisis; requiere cadenas de suministro sostenibles para asegurar reposición del stock.
- **Geotermia:** energía del calor interno de la Tierra; baja entalpía (usos térmicos) y alta entalpía (electricidad).
- **Marinas:** mareomotriz, undimotriz, gradiente térmico oceánico; menor madurez comercial relativa.

Fuentes institucionales (IEA/IRENA) recomiendan, para fines de integración y confiabilidad, caracterizar cada familia por su perfil temporal, capacidad de despacho y necesidad de flexibilidad (almacenamiento, gestión de demanda).

1.3.4 Propiedades operativas: despachable vs. variable, centralizada vs. distribuida

Para operación del sistema y diseño de microrredes comunitarias, resulta útil subclasificar por propiedades operativas:

1. Despachable (hidro con embalse, biomasa, geotermia, CSP con almacenamiento, nuclear) frente a variable (FV, eólica, hidro de pasada, marinas), según capacidad de ajustar generación a la demanda. La IEA emplea el concepto de VRE para referirse a fuentes cuya potencia instantánea depende del recurso.
2. Centralizada (grandes plantas) frente a distribuida (instalaciones cercanas a la carga), según topología de red y tamaño. Esta distinción incide en pérdidas, resiliencia, calidad de servicio y gobernanza local.

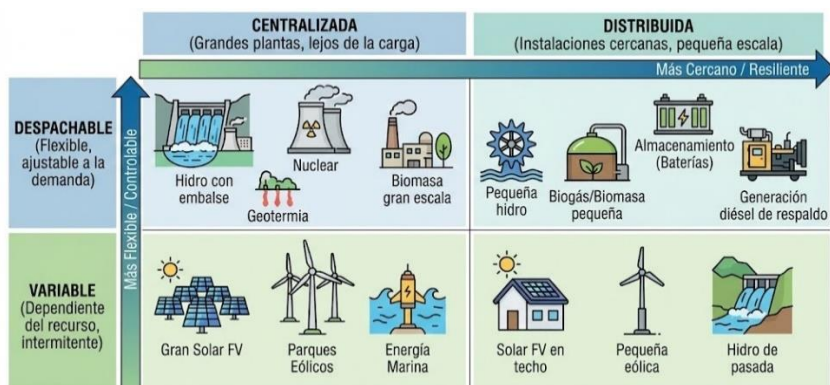


Figura 1-4. Clasificación operativa de energías renovables según despacho y distribución; guía para diseño de microrredes basadas en VRE.

Desde el punto de vista de ingeniería, esta subclasificación determina requerimientos de flexibilidad (almacenamiento electroquímico/térmico, respuesta de la demanda, reservas), control (inversores, protección, sincronización) e interconexión (normas técnicas). IRENA demuestra que la digitalización y la innovación en control han permitido elevar la penetración de renovables variables manteniendo calidad y estabilidad del sistema.

1.3.5 Bioenergía y renovables con “stock” gestionado

A diferencia de los flujos puramente exógenos (sol, viento), la bioenergía y ciertas hidráulicas dependen de un stock gestionado (biomasa, agua embalsada), lo que introduce consideraciones de sostenibilidad del suministro y de emisiones netas en ciclo de vida. El IPCC define la bioenergía como renovable cuando la extracción no supera la reposición y cuando se gestionan adecuadamente los impactos en suelos, agua y biodiversidad. En proyectos comunitarios, ello implica planes de manejo, logística y evaluación de emisiones en cadena (recolección, transporte, pretratamiento).

En bioenergía térmica o eléctrica (combustión, digestión anaerobia, gasificación), los balances energéticos y ambientales dependen de la materia prima y de la tecnología. Manuales técnicos y revisiones recientes recogen rangos de eficiencia y rutas tecnológicas, así como mejoras en conversión y control de emisiones. En hidráulica con embalse, el “carácter renovable” no evita evaluar impactos hidromorfológicos y emisiones de metano; de ahí la importancia de considerar criterios operativos y ambientales en paralelo a la clasificación primaria. La estandarización propuesta por IRENA ayuda a reportar estas especificidades en estadísticas y proyectos.

1.4 Clasificación de las energías renovables y no renovables

1.4.1 Principios termodinámicos aplicados a los sistemas energéticos

La conversión energética se sustenta en los principios de la termodinámica, que definen los límites físicos del rendimiento de cualquier tecnología. De acuerdo con la primera ley de la termodinámica, la energía no se crea ni se destruye; únicamente se transforma entre distintas formas, como la energía radiante, térmica, cinética, química o eléctrica. En ingeniería energética, ello implica que toda conversión, desde la irradiancia solar hasta la electricidad fotovoltaica o desde la energía cinética del viento hasta la energía mecánica en una turbina, estará acompañada por pérdidas irreversibles.

La segunda ley de la termodinámica establece la dirección de los procesos y la generación inevitable de entropía, lo que limita la eficiencia máxima alcanzable por los dispositivos de conversión. Cada etapa adicional de transformación aumenta las pérdidas acumuladas y reduce la energía útil disponible.

Desde un punto de vista práctico, estas leyes permiten comparar tecnologías. Los ciclos termoeléctricos (carbón, gas, biomasa, CSP) están sujetos al límite de Carnot, mientras que los conversores no térmicos, como los módulos fotovoltaicos o las turbinas eólicas, responden a límites específicos: el límite de Shockley-Queisser para las celdas solares y el límite de Betz para las turbinas eólicas. Esta estructura conceptual permite estimar, con fundamento, el rendimiento máximo teórico y el rendimiento real bajo condiciones de operación.

1.4.2 Procesos de conversión en tecnologías renovables

Cada fuente renovable emplea mecanismos físicos distintos:

- **Solar fotovoltaica (FV):** convierte la energía radiante en electricidad mediante el efecto fotovoltaico. La eficiencia real de módulos comerciales oscila entre 17–23 %, condicionada por reflexiones, recombinación y temperatura; NREL publica periódicamente los avances de laboratorio con eficiencias superiores al 26 % (NREL, 2025).
- **Solar térmica:** aprovecha la radiación para producir calor de baja o alta temperatura. Los sistemas de concentración (CSP) permiten despacho extendido cuando incorporan almacenamiento térmico.
- **Eólica:** transforma la energía cinética del viento en energía mecánica y eléctrica. El límite de Betz establece que ninguna turbina puede extraer más del 59,3 % de la energía cinética disponible antes del rotor.
- **Hidráulica:** utiliza energía potencial y cinética del agua en caída o flujo. El rendimiento global depende de pérdidas por fricción, diseño de toberas, turbinas y generadores.
- **Geotermia:** convierte energía térmica del subsuelo en calor útil o electricidad mediante ciclos binarios o vapor seco.
- **Bioenergía:** transforma energía química contenida en la biomasa en calor, electricidad o biocombustibles; sus rendimientos dependen de humedad, composición química y tipo de proceso (combustión, gasificación, digestión anaerobia).

Los sistemas híbridos alcanzan perfiles de generación más estables al integrar mecanismos físicos complementarios, lo que permite reducir la variabilidad inherente de los recursos renovables, según informes tecnológicos de IEA y perspectivas de innovación de IRENA.

1.4.3 Rendimiento, eficiencia y pérdidas en la cadena energética

El desempeño energético se expresa mediante la **eficiencia de conversión** (η), definida como la relación entre energía útil entregada y energía primaria recibida. En energías renovables, el rendimiento global resulta del producto de eficiencias parciales: captación, conversión, transmisión, almacenamiento y uso final.

Tabla 1-4. Eficiencias típicas en sistemas renovables

Tecnología	Eficiencia típica de conversión	Factores influyentes
Solar FV	17–23 % (comercial)	Temperatura, suciedad, espectro, inversor
Eólica	35–50 % (real, sobre Betz)	Perfil del viento, control, pérdidas mecánicas
Hidráulica	80–92 %	Altura de caída, fricción, tipo de turbina
Biomasa (eléctrica)	20–35 %	Contenido de humedad, tipo de caldera
Geotermia	8–17 % (eléctrica)	Temperatura del recurso, diseño del ciclo

Nota. Síntesis basada en datos de la IEA, IRENA y manuales de diseño NREL.

Además, la eficiencia del sistema no puede evaluarse de forma aislada: factores como inversores, baterías, cables, temperatura, ensuciamiento, turbulencia o pérdidas hidráulicas reducen la energía realmente entregada. En ingeniería se adopta el concepto de performance ratio (PR), especialmente en sistemas FV, para cuantificar la degradación entre potencial teórico y producción efectiva.

Los organismos internacionales coinciden en que la mejora del rendimiento no depende exclusivamente de componentes, sino del diseño integral del sistema:

orientación, topología eléctrica, control, mantenimiento y calidad de instalaciones.

1.4.4 Variabilidad, despachabilidad y estabilidad del sistema eléctrico

Las renovables se clasifican también según su comportamiento operativo:

- **Variables dependientes del recurso (VRE):** solar FV, eólica, hidro de pasada. Su potencia instantánea fluctúa según irradiancia, viento o caudal.
- **Despachables:** geotermia, biomasa, hidro con embalse y CSP con almacenamiento. Permiten regular su potencia para seguir la demanda.

La IEA destaca que sistemas con alta penetración de VRE requieren aumentar la flexibilidad mediante:

1. **Almacenamiento** (baterías, térmico, bombeo hidroeléctrico).
2. **Gestión de demanda** (programación de consumos, interruptores inteligentes).
3. **Redes robustas y control avanzado** (inversores con capacidad de soporte de voltaje y frecuencia).
4. **Integración regional** para compartir excedentes entre zonas con perfiles horarios distintos.

En aplicaciones comunitarias, la estabilidad del sistema depende de la correcta selección de la relación entre energía firme (despachable) y variable, así como del dimensionamiento del almacenamiento. La experiencia documentada por IRENA indica que microrredes híbridas solar–eólica–biomasa o solar–batería ofrecen un desempeño notable cuando se combinan algoritmos de control predictivo.

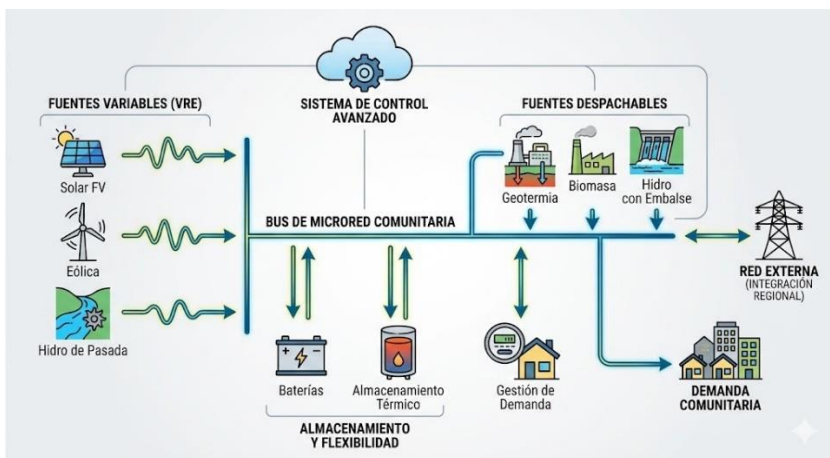


Figura 1-5. Interacción conceptual entre fuentes variables y despachables en micronejes; basada en esquemas VRE de IEA e IRENA.

1.4.5 Conversión energética en ciclo de vida: emisiones y eficiencia global

El análisis de conversión no se limita a la operación; también incluye las etapas de extracción, manufactura, transporte, mantenimiento y disposición final, bajo el enfoque Life-Cycle Assessment (LCA). El IPCC y múltiples metaanálisis muestran que:

- Solar FV: 20–60 gCO₂-eq/kWh
- Eólica: 7–20 gCO₂-eq/kWh
- Hidráulica: 1–30 gCO₂-eq/kWh (según geografía y metano en embalses)
- Biomasa: 20–80 gCO₂-eq/kWh (dependiente del manejo del recurso)
- Combustibles fósiles: 400–1100 gCO₂-eq/kWh

Estos valores revelan que la eficiencia de conversión, junto con la infraestructura asociada, determina el impacto ambiental total. Las agencias internacionales recomiendan considerar tanto la eficiencia instantánea como la eficiencia en ciclo de vida para comparar alternativas de diseño.

1.5 Políticas internacionales de descarbonización y ODS 7

1.5.1 El ODS 7 como eje orientador de las políticas energéticas globales

El Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 (ODS 7), adoptado por la ONU, busca garantizar energía asequible, confiable, sostenible y moderna para todos, priorizando renovables, eficiencia energética e infraestructura universal. Esto se refuerza en informes de UNDP y CEPAL sobre electrificación rural y planificación nacional en regiones con brechas de acceso. Organismos multilaterales lo usan como guía para políticas energéticas en países en desarrollo (Oña & Guilcaso, 2023).

Informes de IRENA y CEPAL analizan alineación nacional con ODS 7 vía incentivos fiscales, redes inteligentes, energías distribuidas y capacidades técnicas; el éxito depende de regulación estable, financiamiento y cooperación internacional. El ODS 7 se integra con Acuerdo de París y Agenda 2030, exigiendo equidad social, eficiencia y reducción de emisiones en proyectos para coherencia global.

1.5.2 El Acuerdo de París y sus implicaciones para los sistemas eléctricos

El Acuerdo de París, adoptado en 2015 bajo la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, demanda que los Estados reduzcan sus emisiones mediante estrategias nacionales de mitigación conocidas como NDC. Diversos reportes del IPCC, UNFCCC, IEA e IRENA indican que la transformación del sector energético constituye el componente principal para alcanzar este propósito, dado que la generación eléctrica basada en combustibles fósiles es la mayor fuente de emisiones globales.

Los compromisos climáticos más recientes reconocen que la expansión de renovables de bajo costo, la electrificación de usos finales y el desarrollo de almacenamiento energético representan rutas técnicamente viables. La inclusión de metas explícitas de renovables dentro de las NDC mejora la estabilidad de inversión y acelera la sustitución progresiva de combustibles fósiles en la generación eléctrica. Los países que integran políticas de flexibilidad, modernización de redes y mecanismos de mercado logran mayor alineación entre proyecciones climáticas y marcos regulatorios.

En este sentido, el Acuerdo de París establece un enfoque que articula diplomacia, planificación energética y ciencia climática, ofreciendo un

fundamento para que los Estados actualicen sus políticas conforme avanza el conocimiento técnico disponible.

Tabla 1-5. Principales instrumentos de política inspirados en el Acuerdo de París

Instrumento	Función principal	Observación técnica
NDC (contribuciones determinadas a nivel nacional)	Definen metas nacionales de reducción de emisiones	Deben actualizarse cada cinco años
Marcos de transición energética	Orientan reformas regulatorias y tecnológicas	Utilizados por UE, Canadá, Chile
Subastas de energías renovables	Asignan proyectos a precios competitivos	Eleven participación de renovables en sistemas eléctricos
Estrategias de electrificación	Amplían uso de electricidad en transporte e industria	Requieren redes modernas
Planes de neutralidad de carbono	Establecen trayectorias a largo plazo	Adoptados por más de 70 países

Nota. Síntesis basada en reportes UNFCCC, IEA e IRENA.

1.5.3 Políticas sectoriales de promoción de energías renovables

El Acuerdo de París, adoptado en 2015 bajo la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, exige a los Estados reducir emisiones mediante Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC). Reportes de IPCC, UNFCCC, IEA e IRENA destacan que transformar el sector energético es fundamental, ya que la generación eléctrica fósil genera las mayores emisiones globales.

Compromisos recientes priorizan renovables de bajo costo, electrificación de usos finales y almacenamiento como vías viables. Análisis en Applied Energy y Energy Economics muestran que metas explícitas de renovables en NDC estabilizan inversiones y aceleran sustitución de fósiles. La IEA indica que políticas de flexibilidad, modernización de redes y mercados alinean mejores proyecciones climáticas con regulaciones. El Acuerdo integra diplomacia,

planificación energética y ciencia climática, base para actualizar políticas con avances técnicos.



Figura 1-6. Interacción conceptual entre políticas, inversión y expansión de energías renovables, basada en marcos analíticos de REN21 y la Agencia Internacional de Energía.

1.5.4 Financiamiento internacional y cooperación energética

Diversos organismos multilaterales destinan fondos para impulsar proyectos de energía limpia. Entre ellos se encuentran el Fondo Verde para el Clima, el Banco Interamericano de Desarrollo, el Banco Mundial, el Fondo Global para el Medio Ambiente y la Corporación Andina de Fomento. Estas entidades financian la construcción de parques solares y eólicos, la mejora de redes eléctricas, la implementación de sistemas híbridos y la electrificación rural.

El financiamiento concesional facilita el acceso a tecnologías renovables en países con restricciones fiscales, mientras que los esquemas de riesgo compartido promueven la participación del sector privado. Informes del Banco Mundial muestran que los proyectos renovables resultan más rentables cuando existen garantías de compra, tarifas estables y marcos regulatorios previsibles.

Además, la cooperación internacional incluye la transferencia tecnológica, programas de formación y apoyo para la elaboración de planes nacionales de energía. Estas acciones ayudan a superar barreras técnicas y administrativas, creando un entorno favorable para la expansión de las energías renovables.

1.5.5 Desafíos estructurales en la implementación de políticas internacionales

Las barreras esenciales para políticas de descarbonización incluyen falta de infraestructura, altos costos financieros, lentitud en permisos ambientales, baja capacidad técnica local y regulaciones fragmentadas, que retrasan proyectos renovables.

La ausencia de flexibilidad en sistemas con alta penetración renovable eleva riesgos operativos, mientras que la falta de coordinación institucional afecta las políticas a largo plazo.

La integración de digitalización, almacenamiento y gobernanza multisectorial resulta esencial para avanzar en la transición energética. El monitoreo continuo de políticas y mecanismos financieros adecuados garantiza la descarbonización alineada con compromisos internacionales.

1.6 Beneficios ambientales, económicos y sociales

El despliegue de energías renovables y sostenibles produce una serie de beneficios que pueden agruparse en tres grandes dimensiones: ambiental, económica y social. Esta clasificación ayuda a estructurar la justificación de proyectos comunitarios y hace posible cuantificar impactos más allá de la energía generada.

Beneficios ambientales:

La sustitución de fuentes fósiles por renovables reduce significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y contaminantes locales (óxidos de nitrógeno, partículas). Un estudio reciente sobre el impacto ambiental de instalaciones renovables señala que ya en la fase de diseño puede optimizarse la mitigación de impactos mediante herramientas de análisis de redes de variables de escalado y ambientales. Además, la mayor autosuficiencia energética comunitaria favorece la resiliencia frente a interrupciones de suministro externas y refuerza la transición a sistemas más limpios (Sebestyén, 2021).

Beneficios económicos:

Entre los beneficios económicos destacan:

- Reducción de la factura energética para los usuarios finales (cuando la energía generada es local y autogestionada).
- Creación de empleos verdes en instalación, operación y mantenimiento de tecnologías renovables.
- Potencial para generar ingresos mediante excedentes energéticos o esquemas de autoconsumo con venta de excedente.
- Estabilidad de precios: las fuentes renovables (sol, viento) tienen prácticamente costos de combustible nulo, lo que reduce la exposición a la volatilidad del mercado de hidrocarburos. Como menciona un documento divulgativo, “las energías renovables son las más baratas disponibles en muchos casos, y se utilizan antes que otras fuentes por sus costos de combustible cero”.

1.6.1 Beneficios sociales:

La energía sostenible permite (S. Ahmed et al., 2024):

- Mejorar el acceso energético en comunidades rurales o aisladas, lo que tiene impacto en educación, salud, calidad de vida. Un artículo sobre comunidades energéticas refiere que los proyectos comunitarios de energía renovable fomentan autonomía local, participación ciudadana y justicia energética.
- Empoderamiento comunitario: cuando la gobernanza de la energía está participativamente gestionada, la comunidad adquiere roles de decisión, operación y mantenimiento, lo cual fortalece el tejido social y promueve educación energética.
- Mejora de condiciones de vida y reducción de pobreza energética: al disponer de sistemas confiables, locales y asequibles, se contribuye a la equidad y al desarrollo regional.

Para el diseño de proyectos, estos tres tipos de beneficios deben traducirse en indicadores cuantificables (reducción de toneladas de CO₂, ahorro en USD/año, número de personas con acceso nuevo), los cuales permiten construir un caso de negocio sólido y justifican la inversión.

1.7 Desafíos tecnológicos y regulatorios en América Latina

La región latinoamericana enfrenta un conjunto particular de retos para lograr la transición hacia sistemas energéticos renovables y sostenibles, los cuales combinan aspectos tecnológicos, regulatorios, financieros y sociales (Jurasz et al., 2020).

Desafíos tecnológicos:

- Variabilidad de recursos renovables requiere gestión de almacenamiento, respaldo y sistemas híbridos para estabilidad; combinar fuentes complementarias es vital.
- Infraestructura de red limitada, especialmente en zonas rurales, demanda modernización para soportar generación distribuida y microredes.
- Escasez de capacidades técnicas locales para operación y mantenimiento especializado y financiamiento limitado para proyectos pequeños que afecta costos.

Desafíos regulatorios e institucionales:

- Marco regulatorio inconsistente o fragmentado: en varios países de la región las normativas para generación distribuida, tarifas de inyección o propiedad comunitaria aún están en desarrollo. Un análisis señala que los “critical influence factors” del desarrollo de renovables incluyen marco institucional, incentivos, información y acceso al financiamiento.
- Acceso financiero limitado: la ausencia de mecanismos de lentes de riesgo (por ejemplo, garantías, seguros) dificulta la inversión en proyectos de menor escala.
- Barreras socio-políticas: cuestiones como la aceptación social, la gobernanza comunitaria o el modelo de negocio pueden obstaculizar avances, a pesar de que la tecnología sea viable.
- Necesidad de políticas alineadas con ODS y descarbonización: sin metas claras y apoyo gubernamental, los proyectos pueden quedar aislados o depender de subsidios transitorios.

Energías Renovables y Sostenibilidad Comunitaria: Diseño, Implementación y Gestión de Sistemas Energéticos Limpios

CAPÍTULO II

Diseño y Formulación de Proyectos Energéticos Sostenibles

AUTOR: Toala Pilay Marco Antonio



2 Diseño y Formulación de Proyectos Energéticos Sostenibles

2.1 Etapas del ciclo de vida de un proyecto energético

El desarrollo de un proyecto energético, especialmente en el ámbito de energías renovables, debe seguir un ciclo estructurado que permita gestionar la complejidad técnica, económica, ambiental y social. A continuación, se detalla una propuesta de modelo de ciclo de vida, dividido en cinco sub-etapas, cada una con su propósito, actividades típicas, resultados esperados y criterios de control.

2.1.1 Etapas propuestas del ciclo de vida

El ciclo de vida de un proyecto energético puede conceptualizarse en cinco etapas secuenciales.



Figura 2-1. Etapas del ciclo de vida de un proyecto energético: concepción, planificación, financiamiento, construcción y operación con mantenimiento continuo y mejora.

Las etapas consideradas son:

1. Concepción y estudio de viabilidad
2. Formulación y planificación detallada
3. Financiamiento y preparación legal / permisos
4. Construcción, instalación y puesta en marcha
5. Operación, mantenimiento, monitoreo y eventual repotenciación o cierre

Esta estructura armoniza tanto con los lineamientos de desarrollo de proyectos de infraestructura como con los esquemas propios de energías renovables que se documentan en guías especializadas (UN ESCWA, 2016).

Etapas 1: Concepción y estudio de viabilidad

Esta fase define el punto de partida del proyecto. Su objetivo consiste en evaluar si el proyecto presenta un potencial suficiente (técnico, económico, ambiental y social) como para avanzar. Incluye actividades como definición preliminar del alcance, estimación inicial de demanda, prospección de recursos naturales, revisión de normativa aplicable y análisis preliminar de riesgos. En esta etapa también se revisa la compatibilidad del proyecto con políticas locales, nacionales o internacionales de energía y sostenibilidad.

Dentro del estudio de viabilidad, puede desarrollarse un "estudio de factibilidad": se realiza un primer dimensionamiento, se evalúan escenarios de generación, se identifican posibles fuentes de ingresos (venta, autoconsumo, subsidios) y se analizan las condicionantes técnicas estructurales (acceso a red, transporte, topografía, suministro de materia prima en caso de biomasa). Para proyectos comunitarios o rurales, este análisis inicial debe considerar también variables sociales: aceptación comunitaria, capacidades locales de operación, acceso a financiamiento e impacto en la estructura comunitaria. Este enfoque corresponde a lo recomendado en manuales de desarrollo de proyectos renovables.

Etapas 2: Formulación y planificación detallada

Una vez validada la viabilidad preliminar, se pasa a planificar con detalle técnico y administrativo. En esta etapa se define el diseño técnico del sistema: tecnologías, capacidades, arquitectura, infraestructura asociada (red, almacenamiento, distribución), cronograma, costos de inversión, recursos humanos y materiales. También se planifican los estudios ambientales y sociales, los permisos necesarios, la interconexión a red, y los mecanismos de operación y mantenimiento.

Se estructura un documento de "proyecto técnico" que sirve como base para licitación, financiamiento o aprobación regulatoria; así mismo, se elabora un plan de gestión de riesgos (operativos, ambientales, financieros) y un plan de gobernanza si el proyecto es comunitario. Para sistemas solares, por ejemplo,

se evalúa el recurso solar, orientación, sombras, terreno, conexión a red, diseño eléctrico; para hidráulicos, se analiza régimen hidrológico, caudal, impacto ecológico; para biomasa, disponibilidad de materia prima. Esta etapa define los parámetros técnicos, económicos y sociales que guiarán la ejecución.

El manual de desarrollo de inversiones renovables lo describe como “RE project-development process” que incluye desarrollo del plan de negocios, análisis técnico, estudios de impacto y estructura de financiamiento (UN ESCWA, 2016).

3: Financiamiento, permisos y estructura legal

Antes de la construcción efectiva, es necesario asegurar los recursos económicos, completar los trámites regulatorios, obtener permisos ambientales, de interconexión, de uso de suelo, licencias de construcción, contratos de suministro o de compraventa de energía, entre otros. Esta etapa permite evaluar riesgos financieros, definir la estructura jurídica del proyecto (por ejemplo, creación de una entidad especial, contrato de concesión, cooperativa comunitaria), y garantizar la viabilidad legal.

El análisis de “bankability” es habitual: los inversionistas, bancos o fondos requieren que el proyecto tenga contratos, seguros y garantías suficientes para minimizar riesgos. En energías renovables, este paso suele incluir conciliación con normativas de conexión a red, estándares de calidad, regulaciones ambientales, y en muchos casos, negociaciones con comunidades locales. Un ejemplo práctico en energía solar residencial indica que la interconexión requiere aprobación municipal o de la compañía eléctrica, inspección final y permisos para operar (U.S. ENERGY, 2015).

Etapas 4: Construcción, instalación y puesta en marcha

Con todo aprobado y financiado, el proyecto ingresa a la fase de ejecución. Se lleva a cabo obra civil, montaje de los componentes (paneles solares, aerogeneradores, turbinas, transformadores, red, almacenamiento), conexiones eléctricas, pruebas, comisionamiento y puesta en servicio. Es habitual contratar bajo modalidad EPC (Engineering, Procurement and Construction), en la que un único contratista asume diseño, provisión de equipos y construcción. Para plantas renovables muchas veces también se firma un contrato de operación y

mantenimiento (O&M), que asegura la operatividad por la vida útil prevista (Bester, n.d.).

En esta etapa también se implementan los planes de mitigación ambiental, de gestión social, y los protocolos de seguridad laboral. Una vez montado, se realizan pruebas funcionales, mediciones, monitoreo, y se evalúa que el sistema cumpla los estándares de calidad, interconexión, producción y seguridad. Solo tras la verificación se declara operativa la instalación.

Etapas 5: Operación, mantenimiento, monitoreo y cierre o repotenciación

Con la planta en operación, inicia la fase de operación y mantenimiento (O&M). Esta fase dura toda la vida útil de la instalación, en muchas renovables entre 20 y 30 años o más, y exige mantenimiento preventivo y correctivo, monitoreo del desempeño, gestión de repuestos, supervisión de seguridad, recolección de datos de producción, eficiencia, disponibilidad y fallos.

Además, conviene realizar evaluaciones periódicas de rendimiento, eficiencia, costos operativos y beneficios ambientales y sociales. Si se observa degradación o mejora tecnológica significativa, puede contemplarse una repotenciación: reemplazo o actualización de componentes para mejorar eficiencia, reducir costos o ampliar capacidad. En otros casos, al final de la vida útil, corresponde el desmantelamiento o cierre, con la disposición adecuada de materiales, reciclaje, restauración del sitio y gestión de residuos. Este enfoque se alinea con el método del Análisis de Ciclo de Vida (LCA), ampliamente aplicado para evaluar impacto ambiental en edificaciones e infraestructuras.

Tabla 2-1. Tabla sintetizada de etapas y entregables

Etapas	Objetivo principal	Entregables típicos	Indicadores de avance / éxito
Concepción y viabilidad	Evaluar factibilidad técnica, económica, ambiental	Pre-estudio, inventario de recursos, demanda estimada	Informe de viabilidad (Sí/No), perfil preliminar de recursos
Formulación y planificación	Diseño técnico y administrativo	Proyecto técnico completo,	Documento de proyecto, plan de

		cronograma, presupuesto	riesgos, plan ambiental/social
Financiamiento y permisos	Garantizar recursos y legalidad	Contratos de financiamiento, permisos, licencias	Financiamiento asegurado, licencias aprobadas
Construcción y puesta en marcha	Ejecutar obra y conectar sistema	Planta lista, pruebas, certificado de operación	Comisionamiento OK, producción testeada
Operación y mantenimiento (u O&M)	Mantener operación eficiente y sostenible	Registros O&M, monitoreo, mantenimiento, reporte	Disponibilidad, eficiencia, producción real, mantenimiento cumplido

Nota. La tabla muestra las fases del ciclo de vida con sus principales entregables e indicadores.

2.1.2 Observaciones de diseño e implicaciones para proyectos comunitarios

- Cada etapa exige equipos interdisciplinarios: técnicos, financieros, ambientales y sociales. Para proyectos comunitarios, es indispensable incluir representantes de la comunidad desde la fase de concepción.
- La viabilidad económica y regulatoria debe garantizarse antes de comprometer recursos significativos. La etapa de financiamiento y permisos es crítica para reducir riesgos.
- La fase de operación requiere planeación a largo plazo: mantenimiento, monitoreo, posible repotenciación, disposición de residuos o reciclaje de componentes al final de su vida útil. Aplicar principios del Análisis de Ciclo de Vida permite evaluar impactos totales.
- La estructura modular del ciclo permite planificar de forma escalonada, por fases o módulos, lo que resulta particularmente útil en ambientes rurales o de comunidades pequeñas.

2.2 Diagnóstico energético y evaluación de la demanda

El diagnóstico energético constituye la base técnica para comprender las condiciones iniciales de un territorio, instalación o comunidad antes de diseñar un sistema basado en energías renovables. Esta etapa permite estimar la demanda actual y futura, identificar ineficiencias, caracterizar perfiles horarios y evaluar oportunidades de sustitución tecnológica. Diversos organismos internacionales como IRENA, NREL, IEA y UN ESCWA establecen que un diagnóstico riguroso permite orientar correctamente el dimensionamiento, la selección tecnológica y la planificación de inversiones. En proyectos comunitarios el diagnóstico incorpora además variables socioeconómicas, hábitos de consumo y capacidad local para operar los sistemas. El epígrafe se organiza en cinco subapartados que desarrollan los fundamentos metodológicos y técnicos del proceso.

2.2.1 Fundamentos del diagnóstico energético

El diagnóstico energético se apoya en métodos de ingeniería que permiten evaluar consumos, procesos, perfiles horarios y uso de equipos. Este tipo de análisis se utiliza en edificaciones, industrias, redes aisladas, microrredes y sistemas rurales. IRENA indica que un diagnóstico debe contemplar al menos cuatro elementos: análisis de cargas, evaluación de eficiencia, mapeo de recursos renovables y análisis de comportamiento del usuario. La Agencia Internacional de Energía enfatiza que el diagnóstico se realiza en tres niveles: medición, análisis y modelación. En el nivel de medición se registran consumos eléctricos y térmicos mediante equipos como analizadores de energía o instrumentos digitales de registro. El nivel de análisis permite identificar pérdidas, cargas críticas, consumos sensibles a variaciones climáticas y potencial de mejoras. El nivel de modelación proyecta la demanda futura con base en escenarios de crecimiento demográfico, desarrollo productivo y variaciones estacionales (IRENA, 2024).

El diagnóstico incorpora la distinción entre energía final y energía útil. La primera corresponde a la energía medida en equipos o suministrada por la red y la segunda al servicio entregado. Esta distinción es fundamental porque orienta la selección tecnológica hacia equipos más eficientes y hacia configuraciones renovables que respondan a la demanda real. En comunidades rurales el diagnóstico permite entender hábitos de consumo como horarios de

iluminación, bombeo de agua, producción artesanal y refrigeración de alimentos, lo que influye de manera directa en la precisión del diseño del sistema.

2.2.2 Metodologías de análisis de demanda

La evaluación de la demanda energética considera cargas eléctricas, demandas térmicas y consumos de combustibles. NREL establece que los métodos se clasifican en análisis de mediciones reales, encuestas y modelación estadística o determinística. Las mediciones reales son recomendables en instalaciones existentes, donde pueden aplicarse sensores de corriente, registradores de datos y medidores inteligentes. La información se analiza mediante series temporales que permiten construir curvas de carga diarias, semanales y estacionales (NREL, 2025).

Las encuestas se aplican cuando la población carece de medición formal, como en comunidades rurales sin red eléctrica. El Banco Mundial ha utilizado metodologías basadas en encuestas energéticas para estimar la demanda de viviendas rurales en África, Asia y América Latina. Estas encuestas recopilan datos de uso de lámparas, electrodomésticos, motores y necesidades productivas. La modelación estadística se aplica cuando hay datos históricos suficientes. Se emplean modelos ARIMA, modelos de regresión y simuladores de demanda que integran variables climáticas, precios y actividad económica (World Bank Group, 2020).

La evaluación de demanda se completa con un análisis de sensibilidad que permite estimar variaciones en consumos frente a cambios en número de usuarios, introducción de nuevos equipos o ampliación de servicios sociales.

Tabla 2-2. Técnicas habituales para evaluar demanda energética

Técnica	Descripción	Aplicación típica
Medición directa	Uso de sensores y medidores digitales	Edificios e industrias
Encuestas energéticas	Formularios estructurados para estimar consumo	Comunidades rurales
Modelación estadística	Series temporales y regresión	Redes urbanas y sistemas aislados

Nota. La tabla muestra métodos difundidos por IRENA, NREL y Banco Mundial.

2.2.3 Evaluación de eficiencia y análisis de procesos

Un diagnóstico profundo integra la evaluación de eficiencia energética. Esta evaluación identifica la relación entre energía final consumida y servicio obtenido. La IEA (2025) documenta que la eficiencia permite reducir costos, ampliar la disponibilidad del sistema y optimizar la capacidad instalada necesaria. En instalaciones industriales la evaluación incorpora análisis de procesos, balance térmico y revisión de equipos como calderas, motores eléctricos, sistemas de refrigeración y compresores. En edificaciones se evalúan pérdidas térmicas por envolventes, ventilación y equipos HVAC.

Para proyectos comunitarios, el análisis se focaliza en usos finales como iluminación pública y doméstica, bombeo de agua, maquinaria agrícola, cocción y refrigeración. UN ESCWA (2016) recomienda que el diagnóstico comunitario incorpore mediciones estacionales, pues la variabilidad climática altera consumos de iluminación, ventilación y refrigeración. La identificación de ineficiencias posibilita introducir mejoras como iluminación LED, motores de alta eficiencia, aislamiento térmico o cocción eficiente, lo que reduce la carga total y facilita el diseño de sistemas renovables de menor tamaño y costo.

El análisis de eficiencia se complementa con indicadores como consumo específico por usuario, consumo por metro cuadrado o consumo por unidad de producto. Estos indicadores permiten realizar comparaciones y evaluar el impacto de medidas de mejora.

2.2.4 Proyección de demanda futura

La proyección se considera indispensable porque el sistema energético se diseña para una vida útil prolongada. La IEA menciona que la demanda futura debe incorporar cambios demográficos, expansión productiva, electrificación de procesos y adquisición de nuevos equipos eléctricos. En proyectos solares aislados se evalúa el crecimiento del número de viviendas y nuevos puntos de iluminación o refrigeración. En sistemas híbridos se analiza la introducción de motores de uso productivo o sistemas de riego. En redes urbanas se consideran

los efectos del crecimiento edilicio, movilidad eléctrica y climatización (IEA, 2025a).

La proyección utiliza escenarios. Un escenario base aplica crecimiento lineal asociado a la población. Un escenario intermedio incorpora electrificación de usos actuales dependientes de combustibles. Un escenario alto introduce desarrollo económico acelerado o incremento del turismo. El método más utilizado consiste en extrapolación de curvas de carga e incorporación de factores de crecimiento anual. La modelación puede realizarse mediante simuladores como HOMER, RETScreen o modelos propios desarrollados en Python.



Figura 2-2. Flujo para estimar demanda energética: identificación de usuarios, medición y encuestas, curvas de carga, escenarios y proyección final de demanda.

2.2.5 Integración del diagnóstico con la planificación del proyecto energético

El diagnóstico energético produce información que orienta las decisiones del proyecto. La selección tecnológica depende de la demanda medida y

proyectada. Por ejemplo, si la demanda presenta picos nocturnos, el sistema solar debe complementarse con almacenamiento. Si la demanda es estable durante el día, la capacidad solar puede dimensionarse con menor almacenamiento. En sistemas eólicos la curva de carga se compara con el régimen de viento. En sistemas de biomasa se verifica la disponibilidad de materia prima en relación con la carga térmica o eléctrica.

El diagnóstico también orienta la planificación económica. Un sistema sobredimensionado eleva inversiones innecesarias y un sistema subdimensionado impide satisfacer la demanda mínima. Los análisis del Banco Interamericano de Desarrollo indican que el diagnóstico previo reduce incertidumbres de inversión y mejora la estabilidad del proyecto durante la operación. El diagnóstico permite formular políticas de gestión de la demanda, como horarios de uso eficiente, sustitución tecnológica o incorporación de microequipos de producción distribuida.

En proyectos comunitarios la información obtenida debe integrarse con procesos participativos, donde los usuarios validan necesidades, horarios de consumo y expectativas. Este enfoque asegura que el sistema responda a condiciones reales y favorece la apropiación social del proyecto.

2.3 Identificación de recursos renovables locales

La correcta identificación del recurso renovable disponible en una zona constituye un paso esencial para garantizar la viabilidad técnica y económica de un proyecto energético. Este proceso requiere recopilar datos meteorológicos, geográficos, de uso del suelo y otros factores naturales o contextuales del sitio. Diversas agencias técnicas y de desarrollo, como la International Renewable Energy Agency (IRENA) y la National Renewable Energy Laboratory (NREL), ofrecen metodologías y herramientas para la evaluación del recurso solar, eólico, hidráulico, biomasa y otras fuentes renovables a escala local o regional (IRENA, 2024; NREL, 2025).

2.3.1 Fuentes de datos y herramientas para evaluación de recursos

Para identificar recursos renovables, el primer paso consiste en acceder a bases de datos oficiales, herramientas de mapeo y mediciones meteorológicas. Para recursos solares y eólicos existen atlas globales de recurso: la Global Solar Atlas (GSA) y la Global Wind Atlas (GWA), que permiten estimar irradiancia solar, viento y otros parámetros con resoluciones espaciales adecuadas (= 250–

1000 m) para una preselección de sitios. Con estos datos iniciales se puede realizar un muestreo preliminar para identificar zonas de alto potencial.

En proyectos más exigentes o para validación, se recomienda complementar con mediciones de campo: estaciones meteorológicas, anemómetros, sensores de radiación, humedad, temperatura, viento a diferentes alturas, entre otros instrumentos. En el caso eólico, la guía para evaluación de sitios pequeños desarrollada por NREL describe procedimientos para instalar torres, registrar datos horarios y ajustarlos mediante coeficientes de cizallamiento del viento (Preus & Olsen, 2015).

Para biomasa o recursos hidráulicos, los análisis requieren datos de uso de suelo, residuos agrícolas o forestales, caudales de ríos, régimen hídrico, precipitación y escorrentía. Herramientas GIS integradas con bases de datos geoespaciales permiten mapear y cuantificar la disponibilidad de materia prima o recurso hidráulico. Este enfoque es utilizado por NREL en sus evaluaciones de recursos y por agencias nacionales en inventarios de biomasa.

La disponibilidad de estas fuentes de datos y herramientas es fundamental para asegurar que la selección del recurso se base en información confiable y reproducible, con la cual formular estimaciones preliminares de producción, factibilidad técnica y diseño.

2.3.2 Metodología de caracterización del recurso: solar, eólico, hidráulico y biomasa

La caracterización del recurso implica definir parámetros climáticos, espaciales y de temporalidad, con el fin de evaluar su potencial energético. Para cada tipo de recurso se aplica una metodología adaptada:

- Para solar fotovoltaica, se analiza la irradiancia global horizontal (GHI), radiación directa normal (DNI), perfiles de nubosidad, temperatura ambiente y sombras permanentes. Con estos datos se calcula la generación esperada mediante modelos de simulación (por ejemplo, usando datos horarios del GSA) ajustados según temperatura y pérdidas del sistema. NREL aclara que este procedimiento permite reducir la incertidumbre en los modelos de rendimiento y dimensionamiento (U.S. ENERGY, 2015).

- Para eólica, se mide la velocidad del viento a diferentes alturas, densidad del aire, rugosidad del terreno y obstáculos topográficos. Con series de viento se determina la distribución probabilística anual, y mediante curvas de potencia de aerogeneradores se estima la producción energética. La metodología de evaluación debe considerar variabilidad, cizallamiento, turbulencia y persistencia del recurso (Román & Villacrés, 2011).
- Para hidráulica (microhidro o recursos de corriente), se requiere evaluar caudal medio anual, régimen de lluvias, estacionalidad, elevación de caída (cabecero hidráulico) y disponibilidad ecológica. Datos hidrológicos históricos y estudios de cuenca permiten estimar la energía aprovechable mediante la fórmula clásica $E = \rho g Q H \eta$, donde Q es caudal, H la altura neta, η la eficiencia global, ρ densidad del agua y g la aceleración de la gravedad. Esta fórmula permite determinar la energía anual aprovechable, lo que sirve como base para el dimensionamiento técnico.
- Para biomasa, se evalúa la disponibilidad de residuos agrícolas, forestales o desechos orgánicos. Se realiza un inventario de biomasa, tasa de recolección sostenible, humedad, poder calorífico, logística de transporte y proceso de conversión (combustión, digestión, gasificación). Utilizando datos de densidad de residuos por hectárea o por volumen, junto al rendimiento energético del proceso, se estima la energía potencial anual. NREL incorpora estos métodos en sus evaluaciones de recursos biomásicos para planeación nacional.

Estas metodologías permiten cuantificar el recurso de forma reproducible, dimensionar tecnologías apropiadas, y comparar alternativas entre fuentes según disponibilidad, constancia y facilidad de acceso.

2.3.3 Análisis espacial y temporal de recursos: zonificación y selección de sitios

El análisis espacial constituye un elemento determinante para elegir los sitios óptimos de instalación. IRENA ofrece un procedimiento de *zoning assessment*, que consiste en aplicar criterios multicriterio mediante sistemas de información geográfica (GIS) para delimitar áreas idóneas según recursos, uso de suelo,

acceso a infraestructura, restricciones ambientales y proximidad a redes eléctricas.

Este enfoque de zonificación incluye pasos como: superposición de mapas de irradiancia o viento; exclusión de áreas protegidas, zonas urbanas densas o terrenos inestables; identificación de distancias a líneas de distribución o puntos de consumo; análisis de acceso vial; y evaluación de impactos ambientales. Con ello se define una tipología de sitios de prioridad para estudios más detallados.

La dimensión temporal requiere considerar variaciones estacionales, patrones de lluvia o viento, régimen hídrico, disponibilidad de residuos o biomasa y cambios en uso de suelo. En sistemas eólicos y solares, se recomienda utilizar series de datos de al menos 10 años para suavizar variabilidades interanuales y analizar eventos críticos. NREL especifica que los datos deben incluir resolución horaria para ilustrar fluctuaciones diarias y estacionales, lo que permite dimensionar almacenamiento, respaldo o complementariedad con otras fuentes.

Este tipo de análisis espacial-temporal reduce riesgos de diseño, permite una estimación realista del recurso y aporta insumos para la simulación de producción, evaluación económica y riesgos operativos.

2.3.4 Criterios de selección de recurso y tecnología según perfil local

Una vez caracterizado y analizado el recurso, se procede a seleccionar la fuente y tecnología más adecuada según las necesidades y condiciones del territorio. Los criterios aplicables incluyen: densidad del recurso, confiabilidad, costo de implementación, mantenimiento, facilidad de acceso, impacto ambiental, escalabilidad, almacenamiento necesario y disponibilidad de infraestructura de conexión.

Por ejemplo, en zonas con alta irradiancia, baja densidad demográfica y ausencia de red eléctrica, la energía solar fotovoltaica con almacenamiento puede ser la opción más apropiada. Si el viento es persistente y uniforme, y existe espacio para turbinas, la eólica puede competir favorablemente. En áreas rurales con abundancia de residuos agrícolas, un sistema de biomasa o biogás podría asegurar suministro térmico y eléctrico continuo. En regiones con

cursos de agua constantes y pendiente adecuada, pequeños sistemas hidroeléctricos pueden ofrecer energía firme con alta eficiencia.

Este enfoque comparativo permite optimizar el diseño: asignar tecnologías acordes con el recurso disponible, reducir inversiones innecesarias, gestionar riesgos de variabilidad, y planificar mantenimiento y operación con base en datos reales. En particular, para comunidades rurales resulta indispensable priorizar tecnologías con bajo requerimiento de mantenimiento, facilidad de operación local y flexibilidad para cambios futuros.

2.3.5 Evaluación de recurso y simulación de producción energética

La etapa final de la identificación de recursos consiste en simular la producción energética esperada a partir del recurso caracterizado, integrando variabilidad temporal, pérdidas de sistema, eficiencia de conversión y demanda estimada. Las herramientas disponibles incluyen modelos de simulación ofrecidos por IRENA, NREL y otras plataformas GIS-basadas, así como simuladores comerciales o de código abierto. IRENA destaca la utilidad de su Pre-feasibility Assessment para estimar la producción energética y los costos nivelados (LCOE) en sitios seleccionados mediante datos del recurso, topografía y accesibilidad.

El diseño detallado requiere definir los componentes del sistema (módulos, turbinas, inversores, almacenamiento, líneas) y aplicar curvas de rendimiento, factores de planta, pérdidas por conversión, temperatura y disponibilidad. Para energía eólica y solar los datos temporales permiten realizar simulaciones por horas o meses, proyectando generación anual, estacional y mensual. Para biomasa o hidráulica se realizan balances de masa y energía considerando caudales, residuos y disponibilidad periódica.

Estos resultados de simulación constituyen insumo para el análisis técnico-económico del proyecto, para estimar inversión, retorno, costos nivelados, impacto ambiental y viabilidad social. Permiten además dimensionar infraestructura de almacenamiento o respaldo cuando la fuente presenta variabilidad, o planificar mantenimiento y garantía de suministro a largo plazo.

2.4 Estudio técnico–económico: VAN, TIR y costos nivelados (LCOE)

El estudio técnico–económico permite determinar si un proyecto energético sostenible resulta viable desde el punto de vista financiero y social, además de

técnicamente posible. Organismos como UN ESCWA, el Banco Mundial y la IRENA indican que, en proyectos de energías renovables, los indicadores más utilizados son el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Costo Nivelado de la Energía (LCOE), complementados con análisis de riesgo y del costo de capital (WACC).

2.4.1 Fundamentos del análisis técnico–económico en proyectos energéticos

El análisis técnico–económico se basa en la construcción de flujos de caja del proyecto durante toda su vida útil. UN ESCWA (2016) define que un flujo de caja integra tres tipos de actividades: inversión, operación y financiamiento, donde cada año se registran egresos e ingresos esperados.

En términos generales, el flujo de caja anual se expresa como:

$$CF_t = I_t + O_t + F_t$$

donde I_t representa el componente de inversión (con signo negativo en los primeros años), O_t corresponde a los resultados de operación (ingresos por venta de energía menos costos de operación y mantenimiento) y F_t incluye pagos de deuda, intereses y otros costos financieros en el año t .

El Banco Mundial establece que la evaluación económica de un proyecto de energía considera además impactos positivos o negativos sobre la economía, como ahorro de combustible importado, reducción de pérdidas técnicas en redes o variación en emisiones.

Un paso central consiste en escoger una tasa de descuento, usualmente asociada al costo de capital ponderado o WACC. La metodología de acción climática transparente, basada en IRENA y UNFCCC, define el WACC como:

$$WACC = r_e \cdot W_e + r_d \cdot W_d \cdot (1 - T_c)$$

donde r_e es el costo del capital propio, W_e la fracción de financiamiento con capital propio, r_d el costo de la deuda, W_d la fracción financiada con deuda y T_c la tasa impositiva corporativa.

Con el WACC se actualizan los flujos de caja y se calculan VAN, TIR y LCOE, que permiten valorar la rentabilidad, comparar alternativas y definir estructuras de financiamiento.

2.4.2 Valor Actual Neto (VAN) y decisiones de inversión

El Valor Actual Neto (VAN) representa la suma de los flujos de caja descontados a una tasa determinada. En el enfoque de UN ESCWA y de la Comisión Europea, el VAN se considera la medida principal para evaluar si un proyecto incrementa el valor para el inversionista o para la economía.

La expresión general del VAN es:

$$VAN = \sum_{t=0}^N \frac{CF_t}{(1+r)^t}$$

donde N es la vida útil del proyecto, CF_t el flujo de caja en el año t y r la tasa de descuento. Si el VAN resulta positivo, el proyecto genera valor por encima del costo del capital; si es negativo, el proyecto no compensa el costo de oportunidad del dinero.

En proyectos renovables, el VAN incorpora con frecuencia:

- Inversión inicial en equipos y obra civil.
- Costos de operación y mantenimiento.
- Reemplazos mayores (por ejemplo, baterías a mitad de vida útil).
- Ingresos por venta de energía, ahorro de combustible o tarifas de servicio.
- Beneficios económicos adicionales, como reducción de pérdidas o de importaciones de combustibles, en análisis social.

A continuación, se presenta una tabla de comparación conceptual entre indicadores, con énfasis en el papel del VAN.

Tabla 2-3. Comparación conceptual entre VAN, TIR y LCOE

Indicador	Definición básica	Enfoque	Utilidad principal
VAN	Suma de flujos actualizados	Valor absoluto	Determinar creación de valor

TIR	Tasa que hace VAN = 0	Rentabilidad porcentual	Comparar con costo de capital
LCOE	Costo unitario medio por kWh	Costo nivelado	Comparar tecnologías y proyectos

Nota. Tabla adaptada a partir de UN ESCWA, Banco Mundial, NREL e IRENA.

En proyectos comunitarios, el VAN puede evaluarse tanto desde la perspectiva del desarrollador como desde la perspectiva social, incorporando beneficios no monetizados directamente en la tarifa, como acceso a energía para educación o salud.

2.4.3 Tasa Interna de Retorno (TIR), periodo de recuperación y riesgo

La Tasa Interna de Retorno (TIR) se define como la tasa r^* que hace que el VAN sea igual a cero. Matemáticamente, se obtiene resolviendo:

$$0 = \sum_{t=0}^N \frac{CF_t}{(1 + r^*)^t}$$

UN ESCWA muestra ejemplos numéricos donde, a partir de un flujo de caja estimado, se busca la TIR por métodos iterativos o con herramientas de hoja de cálculo.

Cuando la TIR supera el WACC o la tasa mínima atractiva del inversionista, el proyecto se considera financieramente atractivo. No obstante, guías de organismos como el Banco Mundial advierten que la TIR puede inducir interpretaciones erróneas en proyectos con flujos no convencionales o con horizontes muy largos, algo frecuente en grandes plantas renovables.

Junto con la TIR suele calcularse el periodo de recuperación o payback, que indica cuántos años se requieren para que los flujos netos acumulados igualen la inversión inicial. Aunque el payback no considera la actualización de flujos ni beneficios posteriores, conserva utilidad en proyectos comunitarios y en entidades públicas por su sencillez y por su vínculo con la percepción de riesgo de los actores locales.

Al relacionar TIR y payback con análisis de riesgos, se puede construir una visión más realista de la inversión. Indicadores de sensibilidad y de escenarios

permiten observar cómo se altera la TIR cuando cambian precios de energía, costos de inversión, tasas de interés o factores de planta de la tecnología renovable seleccionada.

2.4.4 Costos nivelados de energía (LCOE) y formulación

El Costo Nivelado de la Energía (LCOE) expresa el costo total del proyecto por unidad de energía producida durante toda su vida útil, considerando el valor temporal del dinero. El LCOE se utiliza de forma extendida para comparar tecnologías y proyectos de distinta escala, vida útil y estructura de costos (Ouyang & Lin, 2014).

La formulación general del LCOE basada en flujos descontados se presenta como:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^N \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

donde C_t incluye todos los costos (inversión, operación, mantenimiento, combustible si aplica, reemplazos, desmantelamiento) y E_t representa la energía generada en el año t . Documentos de IRENA explican que este enfoque iguala el valor presente de los costos con el valor presente de la producción de energía.

NREL también utiliza una forma simplificada basada en la tasa fija de recuperación del capital (FCR). Para proyectos con información resumida, el LCOE puede aproximarse como:

$$LCOE = \frac{FCR \cdot TCC + FOC}{AEP} + VOC$$

donde TCC es el costo total de capital, FOC el costo fijo anual de operación, VOC el costo variable por kWh, AEP la producción anual de energía y FCR la tasa de recuperación fija del capital asociado al WACC y a la vida útil.



Figura 2-3. Diagrama de flujo simplificado para el cálculo de LCOE en proyectos renovables

El LCOE no reemplaza la necesidad de analizar flujos de caja, pero completa la evaluación al proporcionar un parámetro unitario que facilita la comparación entre tecnologías (por ejemplo, solar fotovoltaica frente a eólica o biomasa) o entre distintas configuraciones de un mismo proyecto.

2.4.5 Integración de VAN, TIR y LCOE en la formulación de proyectos sostenibles

En la práctica, la formulación de un proyecto energético sostenible no se limita a un único indicador. Las guías de UN ESCWA, NREL y el Banco Mundial recomiendan utilizar de forma conjunta varias métricas de rentabilidad y costo.

Una secuencia típica de análisis puede organizarse de la siguiente manera:

1. Construcción de flujos de caja detallados del proyecto con base en el diseño técnico.
2. Cálculo del VAN con una tasa de descuento coherente con el WACC.
3. Cálculo de la TIR y comparación con la tasa mínima atractiva.
4. Determinación del LCOE, tanto con enfoque simple como con enfoque completo de flujos descontados.
5. Análisis de sensibilidad sobre parámetros relevantes: CAPEX, OPEX, factor de planta, tarifas, tasa de descuento.
6. Comparación con alternativas tecnológicas o con escenarios de referencia fósiles.

El uso combinado de estos indicadores permite responder preguntas diferentes:

- El VAN informa sobre la creación de valor absoluto para el inversionista o la economía.
- La TIR indica la rentabilidad porcentual y apoya la comparación entre proyectos con escalas diferentes.
- El LCOE aporta un parámetro unitario que facilita la comparación entre tecnologías, incluyendo aquellas con vidas útiles y perfiles de costos distintos.

Para proyectos comunitarios o municipales, este análisis puede ampliarse incorporando beneficios sociales y ambientales, como reducción de emisiones, mejoras en calidad de aire o incremento de acceso a servicios básicos. En tales casos, se considera un VAN social con flujos ajustados para incluir externalidades y beneficios no directamente monetizados en la tarifa eléctrica (World Bank Group, 2015).

De este modo, la evaluación técnico-económica se integra con la planificación estratégica, la selección tecnológica y la gestión de riesgos, lo que fortalece la solidez de la decisión de inversión en sistemas energéticos limpios y de largo alcance en territorios rurales y urbanos.

2.5 Evaluación ambiental y social en proyectos energéticos

La evaluación ambiental y social constituye un pilar metodológico para garantizar que un proyecto energético sostenible mantenga coherencia técnica con las metas nacionales e internacionales de mitigación de impactos y participación social. Organismos como el Banco Mundial, la IRENA y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente establecen que estos estudios deben realizarse desde las primeras etapas del proyecto con el fin de identificar riesgos, proponer medidas de manejo y asegurar que las comunidades participen en la planificación. Esta sección desarrolla cinco subepígrafos que abordan los fundamentos, las herramientas metodológicas, los criterios de valoración, la participación comunitaria y la integración de impactos en la toma de decisiones (IEA, 2025a; IRENA, 2024; World Bank Group, 2020).

2.5.1 Fundamentos de la evaluación ambiental y social

La evaluación ambiental se apoya en el análisis de las interacciones entre el proyecto y los elementos bióticos, abióticos y socioeconómicos del territorio. Las directrices del Banco Mundial indican que el objetivo principal consiste en prevenir o reducir alteraciones en suelo, agua, aire, biodiversidad y paisaje mediante la identificación temprana de impactos y el diseño de medidas de mitigación. Según IRENA, los proyectos de energías renovables presentan perfiles ambientales distintos a los de tecnologías fósiles, lo cual requiere un enfoque diferenciado según la fuente energética seleccionada (solar, eólica, hidráulica, biomasa o geotermia).

La evaluación social examina la forma en que un proyecto energético modifica las actividades productivas, la estructura comunitaria, la salud, la educación y la calidad de vida. El Banco Interamericano de Desarrollo indica que la evaluación social persigue determinar impactos en empleo, equidad, género, accesibilidad y aceptación local. Un componente esencial consiste en identificar grupos vulnerables que puedan ser afectados de manera desproporcionada por el proyecto, asegurando el cumplimiento de principios de inclusión.

Ambas evaluaciones, ambiental y social, se integran bajo instrumentos como la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) o los Marcos de Gestión Ambiental

y Social (ESMF), empleados de manera sistemática en proyectos financiados por organismos multilaterales.

2.5.2 **Herramientas y métodos para la identificación de impactos**

El proceso de identificación de impactos utiliza herramientas cualitativas y cuantitativas. El enfoque más aplicado se basa en matrices de impacto, como la Matriz de Leopold, que permite cruzar acciones del proyecto con componentes ambientales y sociales para estimar magnitud e importancia. IRENA y UN ESCWA recomiendan complementar esta técnica con análisis espacial mediante sistemas de información geográfica, ya que los proyectos renovables requieren representar áreas de influencia, zonas sensibles, vías de acceso y corredores ecológicos.

En instalaciones solares se analizan cambios en uso de suelo, reflectancia y alteración del hábitat. En proyectos eólicos se evalúan niveles sonoros, interacción con fauna aviar y efectos visuales. En sistemas hidroeléctricos de pequeña escala se consideran variaciones de caudal ecológico, sedimentos y conectividad. Los proyectos de biomasa exigen evaluar sostenibilidad de la recolección, emisiones asociadas al proceso y posibles cambios en prácticas agrícolas.

Tabla 2-4. Impactos ambientales y sociales frecuentes en proyectos energéticos

Tipo de proyecto	Impactos ambientales habituales	Impactos sociales habituales
Solar fotovoltaico	Alteración de suelo y drenaje superficial	Cambios en uso del territorio
Eólico	Niveles sonoros y riesgo para avifauna	Percepción visual del parque
Hidráulico	Modificación del caudal ecológico	Variación en acceso al agua
Biomasa	Emisiones y manejo de residuos	Cambios en prácticas agrícolas

Nota. Tabla elaborada con referencia a metodologías del Banco Mundial, IRENA y NREL.

Este análisis constituye base para definir medidas de prevención, mitigación o compensación, así como para establecer monitoreo a lo largo del ciclo de vida.

2.5.3 Evaluación cuantitativa: indicadores, estimaciones y herramientas de análisis

El estudio ambiental incorpora indicadores que permiten cuantificar impactos. Los más utilizados comprenden emisiones equivalentes de CO₂, uso de agua, uso de suelo, alteración del hábitat y producción de residuos. IRENA documenta metodologías para estimar emisiones en ciclo de vida a partir de factores de emisión asociados con materiales, fabricación, transporte, instalación, operación y desmantelamiento. Este enfoque sigue el modelo del Análisis de Ciclo de Vida, ampliamente empleado para tecnologías renovables.

En evaluación social se emplean indicadores como número de hogares beneficiados, incremento del acceso eléctrico, variación en ingresos, participación de mujeres en actividades productivas o reducción de costos energéticos. El Banco Mundial propone construir líneas de base sociales para comparar condiciones previas y posteriores al proyecto.

Los análisis cuantitativos se combinan con métodos cualitativos como entrevistas, talleres comunitarios y análisis de percepción social, que aportan información para interpretar adecuadamente los datos numéricos.

2.5.4 Participación comunitaria y gobernanza en la evaluación social

Las directrices del Banco Mundial y del BID subrayan la importancia de integrar participación comunitaria desde las primeras fases de diagnóstico, ya que la aceptación local determina el éxito operativo de proyectos energéticos.

La participación comunitaria se desarrolla mediante consultas públicas, talleres de información, comités locales y mesas de diálogo. En zonas rurales la participación permite integrar conocimientos locales sobre agua, vientos, actividades productivas y valores culturales asociados al territorio. IRENA presenta estudios donde la participación incrementa el uso productivo de energía, favorece modelos de gestión compartida y reduce conflictos.

La gobernanza local se estructura mediante reglamentos de uso, roles de operación, mecanismos de control de recursos y esquemas de distribución de

beneficios. El involucramiento de actores, especialmente mujeres y grupos vulnerables, fortalece la sostenibilidad social del sistema.

2.5.5 Integración de impactos en la toma de decisiones y planes de manejo

Una vez identificados los impactos, la evaluación debe integrarse en la toma de decisiones del proyecto. UN ESCWA detalla que cada impacto significativo debe vincularse con medidas de mitigación verificables, así como con un plan de monitoreo que especifique indicadores, frecuencias de medición y responsables.

Las medidas de mitigación pueden incluir selección alternativa del sitio, modificación del diseño, adaptación de la tecnología, creación de corredores ecológicos, restauración del hábitat o acuerdos comunitarios. El Banco Interamericano de Desarrollo promueve vincular la evaluación con análisis económico, de modo que los costos de mitigación formen parte del estudio económico del proyecto.

La evaluación social también se integra mediante planes de fortalecimiento comunitario, programas de capacitación, protocolos de inclusión y esquemas de comunicación permanente. La IEA indica que los proyectos con integración ambiental y social adecuada muestran mayor continuidad operativa y menor probabilidad de conflictos, afectaciones regulatorias o retrasos.

De esta manera, la evaluación ambiental y social ofrece información esencial para optar entre configuraciones tecnológicas, definir medidas preventivas y garantizar que la transición energética se desarrolle con respeto al entorno natural y humano.

2.6 Modelos de gestión comunitaria y gobernanza participativa

La gestión comunitaria en proyectos energéticos renovables se entiende como la participación directa de personas, organizaciones locales y autoridades territoriales en la propiedad, operación y toma de decisiones del sistema energético. IRENA define el enfoque de “community energy” como la participación económica y operativa de la comunidad en proyectos renovables, con mecanismos de gobernanza democrática y distribución local de beneficios.

Los modelos de gestión comunitaria se articulan con la gobernanza energética promovida por programas de Naciones Unidas, que enfatizan marcos

regulatorios transparentes, participación amplia de actores y fortalecimiento de capacidades locales (UNDP, 2025).

2.6.1 Concepto de energía comunitaria y principios de gobernanza

La energía comunitaria se caracteriza por tres elementos: participación en la toma de decisiones, participación económica y reconocimiento territorial. IRENA detalla que un modelo comunitario incorpora al menos dos de los siguientes componentes: propiedad local parcial o total del activo, control democrático en la gestión del proyecto y distribución de beneficios a favor del territorio (IRENA, 2024).

Por su parte, el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo plantea que la gobernanza energética adecuada integra marcos legales, mecanismos de transparencia y espacios de articulación entre gobiernos, empresas y comunidades. Estos principios se adaptan al nivel local mediante reglamentos de operación, asambleas comunitarias, comités de usuarios y acuerdos formales que definen derechos y responsabilidades sobre la infraestructura energética.

La gobernanza participativa no se limita al diseño inicial del proyecto. UNDP destaca que los arreglos de gobernanza deben acompañar todo el ciclo de vida del sistema, desde la planificación hasta la operación, el mantenimiento y la posible ampliación (UNDP, 2025).

2.6.2 Tipologías de modelos de gestión comunitaria

La experiencia internacional muestra una amplia gama de esquemas de gestión, que pueden agruparse en tipologías según la forma de propiedad, la estructura de decisión y el rol del sector público y privado. IRENA y redes europeas de comunidades energéticas identifican al menos cuatro modelos recurrentes.

Tabla 2-5. Tipologías frecuentes de modelos de gestión comunitaria en proyectos renovables

Modelo	Propiedad principal	Mecanismo de decisión	Rol del sector público
Cooperativa energética	Socios locales con participación en cuotas	Asamblea de socios, un voto por persona	Regulador, facilitador o co-inversionista

Asociación o comité comunitario	Comunidad organizada en figura asociativa	Asamblea comunitaria y directiva	Apoyo técnico y financiero
Empresa de propósito específico con participación local	Combina inversión privada y comunitaria	Junta directiva con representación mixta	Concesión, regulación y supervisión
Empresa pública local con participación ciudadana	Gobierno local propietario del activo	Consejo municipal con mecanismos de consulta	Operador principal y regulador local

Nota. Síntesis elaborada a partir de informes de IRENA, Interreg Danube y Banco Mundial.

Estos modelos se ajustan de forma flexible a la realidad jurídica de cada país. La elección depende de la capacidad organizativa de la comunidad, la cultura institucional, la magnitud de la inversión y la estructura del mercado eléctrico.

2.6.3 Participación, reparto de beneficios y gestión de riesgos

La participación comunitaria puede ser financiera, operativa o ambas. El Banco Mundial destaca que los esquemas de “benefit sharing” permiten gestionar riesgos y mejorar la aceptación local, mediante mecanismos como tarifas preferenciales, fondos de desarrollo local, empleo prioritario o distribución de utilidades (World Bank Group, 2020).

La gestión de riesgos se integra en la gobernanza. UNDP destaca la importancia de marcos de “risk governance” que identifiquen vulnerabilidades técnicas, sociales y financieras, e incorporen medidas de adaptación, flexibilidad y revisión periódica (UNDP, 2025). En proyectos de mini-redes renovables, informes de IRENA y UNIDO señalan que la sostenibilidad depende de tarifas adecuadas, claridad en las reglas de pago, mecanismos de recaudación eficientes y capacidades locales para mantenimiento (IRENA, 2022; Unido, 2020).

Cuando se integra la comunidad en la estructura accionaria y en los órganos de decisión, los riesgos percibidos se reparten de manera más equitativa, lo que fortalece la corresponsabilidad y reduce conflictos.

2.6.4 Capacitación, construcción de capacidades y acompañamiento institucional

La gestión comunitaria exige capacidades técnicas, administrativas y organizativas. UNDP indica que la expansión del acceso a energía renovable requiere construir capacidades desde el nivel nacional hasta el local, incluyendo gestión financiera, manejo técnico y habilidades de articulación social (UNDP, 2025).

En mini-redes renovables, IRENA y el Banco Mundial señalan que la capacitación en operación, mantenimiento, lectura de medidores, facturación e indicadores de desempeño resulta determinante para la continuidad del servicio.

La construcción de capacidades no se limita a cursos técnicos. Incluye procesos de acompañamiento institucional, tutorías, intercambio de experiencias con otras comunidades y construcción de reglamentos internos. Iniciativas de adaptación basada en comunidades apoyadas por el Fondo para el Medio Ambiente Mundial muestran que el aprendizaje entre pares refuerza la apropiación local y la sostenibilidad social de los proyectos (UNDP-GEF, 2018).

2.6.5 Gobernanza multinivel y articulación con políticas públicas

La gestión comunitaria se sitúa dentro de una estructura multinivel donde interactúan reguladores nacionales, gobiernos locales, empresas distribuidoras y organizaciones de la sociedad civil. UNDP define la “energy governance” como un entramado de instituciones, normas y procesos que orientan decisiones en el sector energético, desde el nivel nacional hasta el local.

IRENA insiste en que la articulación de comunidades energéticas con marcos regulatorios de generación distribuida, comunidades de energía renovable o comunidades ciudadanas de energía permite integrar de forma ordenada la producción local a las redes y a los mercados.

La coordinación multinivel facilita el acceso a subsidios de inversión, líneas de crédito verdes, programas de apoyo técnico y esquemas de integración de excedentes a la red. Esta articulación también permite que las experiencias exitosas de gestión comunitaria se incorporen a las estrategias nacionales de transición energética y desarrollo rural.

2.7 Estrategias de sostenibilidad a largo plazo

Las estrategias de sostenibilidad a largo plazo en proyectos energéticos renovables buscan garantizar que los sistemas mantengan su operación técnica, su viabilidad económica y su legitimidad social durante toda la vida útil. La noción de sostenibilidad se apoya en tres pilares: desempeño técnico, equilibrio financiero y aceptación social, integrados en marcos de gobernanza y planificación estratégica. IRENA, IEA y UNDP coinciden en que la transición energética requiere sistemas que mantengan su calidad de servicio, capacidad de adaptación y resiliencia frente a cambios tecnológicos, económicos y climáticos.

2.7.1 Sostenibilidad técnica: operación, mantenimiento y repotenciación

La sostenibilidad técnica se relaciona con la capacidad del sistema para operar de manera confiable durante varias décadas. IRENA destaca que la calidad de la ingeniería, la selección de equipos y la planificación del mantenimiento determinan la disponibilidad y la vida útil efectiva de las instalaciones solares, eólicas, hidráulicas o de biomasa (IRENA, 2019).

IEA añade que la estabilidad de redes con alta penetración de renovables depende de estrategias de operación que integren control avanzado, almacenamiento, gestión de demanda y refuerzo de infraestructura (IEA, 2024). En mini-redes, directrices de UNIDO subrayan que la sostenibilidad técnica implica operación fiable, calidad de servicio y capacidad para sostener la demanda productiva, lo que requiere manuales de operación, protocolos de mantenimiento y repuestos disponibles (UNIDO, 2022).

A medida que la tecnología avanza, se plantea la repotenciación o sustitución de componentes, como aerogeneradores antiguos o bancos de baterías. Informes recientes enfatizan que la planificación de repotenciación y de fin de vida, incluido reciclaje y gestión de residuos, forma parte del diseño sostenible del proyecto.

2.7.2 Sostenibilidad económica y modelos tarifarios

La sostenibilidad económica requiere que el proyecto cubra costos de operación, mantenimiento, reposición y servicio de deuda, y que, en caso de modelos comunitarios, genere excedentes razonables para reinversión. El Banco Mundial y UNIDO señalan que la sostenibilidad de mini-redes y

sistemas distribuidos depende de estructuras tarifarias bien diseñadas, que equilibren asequibilidad para los usuarios y recuperación de costos para el operador.

Los modelos tarifarios pueden ser volumétricos, por potencia contratada o mixtos. En algunos casos se incorporan tarifas diferenciadas para usos productivos, con el fin de estimular actividades generadoras de ingreso que fortalezcan la base económica de la comunidad. Directrices de IRENA para mini-redes sostienen que una estructura tarifaria transparente, acompañada de medición adecuada y mecanismos de cobro eficientes, reduce pérdidas y fortalece la sostenibilidad financiera. Programas de cooperación multilaterales incorporan subsidios de inversión, créditos concesionales o garantías de riesgo para facilitar la etapa inicial, mientras se preserva una operación autosostenida a largo plazo. UNDP propone modelos que combinan financiamiento inicial externo y responsabilidad local para operación, a fin de evitar dependencia permanente de recursos externos (UNDP, 2025).

2.7.3 Sostenibilidad social: equidad, inclusión y uso productivo de la energía

La sostenibilidad social se vincula con la capacidad del proyecto para mejorar la calidad de vida, reducir desigualdades y fortalecer la cohesión comunitaria. UNDP y el Fondo para el Medio Ambiente Mundial documentan que los proyectos energéticos con enfoque inclusivo tienden a generar beneficios más amplios en educación, salud, seguridad y empleo.

La inclusión de mujeres, jóvenes y grupos vulnerables en la toma de decisiones, en el empleo local y en el uso productivo de la energía incrementa el impacto social de los proyectos. IRENA señala que el uso productivo de energía renovable, en actividades como riego, transformación agroalimentaria o refrigeración de productos, constituye un factor decisivo para que las comunidades perciban mejoras concretas en sus medios de vida. La sostenibilidad social exige también mecanismos de resolución de conflictos, transparencia en la información sobre costos y beneficios, y comunicación permanente entre operadores y usuarios. Estos elementos refuerzan la confianza y reducen la probabilidad de impagos, vandalismo o abandono de la infraestructura.

2.7.4 Planificación estratégica y gestión adaptativa

Las estrategias de sostenibilidad a largo plazo necesitan una planificación que incorpore escenarios de demanda, cambios tecnológicos, variabilidad climática y políticas futuras. IRENA ha desarrollado herramientas para procesos participativos en la elaboración de escenarios energéticos de largo plazo, enfatizando la importancia de incluir diversos actores en la construcción de visiones compartidas.



Figura 2-4. Diagrama esquemático de gestión adaptativa para la sostenibilidad a largo plazo

2.7.5 Integración de sostenibilidad en la gestión del proyecto

La gestión sostenible de proyectos energéticos indica que la sostenibilidad debe incorporarse en la planificación, en la ejecución y en la operación, y no tratarse como un añadido posterior (Ramos et al., 2025).

Esto implica que los contratos, las licitaciones y los acuerdos comunitarios incluyan cláusulas sobre mantenimiento, renovación de equipos, formación continua, evaluación ambiental, inclusión social y reporte de indicadores. IEA, IRENA y UNDP convergen en que la integración de sostenibilidad en la gestión de proyectos energéticos refuerza la resiliencia, la estabilidad del servicio y la capacidad de los sistemas para seguir aportando beneficios durante toda su vida útil.

Energías Renovables y Sostenibilidad Comunitaria: Diseño, Implementación y Gestión de Sistemas Energéticos Limpios

CAPÍTULO III

Energía Solar Fotovoltaica y Térmica

AUTOR: Mero Suarez Karina Virginia



3 Energía Solar Fotovoltaica y Térmica

3.1 Principios del efecto fotovoltaico y transferencia térmica

La energía solar se aprovecha mediante dos procesos físicos complementarios: la conversión directa de radiación en electricidad mediante el efecto fotovoltaico y la conversión en calor a través de mecanismos de transferencia térmica. La comprensión de ambos fenómenos permite diseñar sistemas solares fotovoltaicos y térmicos con criterios rigurosos de rendimiento, durabilidad y acople con la demanda energética.

3.1.1 Fundamento físico del efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico se define como la generación de una diferencia de potencial eléctrico cuando un material semiconductor se ilumina y se produce separación espacial de portadores de carga. En una celda solar, los fotones con energía superior a la banda prohibida del material excitan electrones desde la banda de valencia a la banda de conducción, creando pares electrón–hueco.

Para que esa generación de portadores se traduzca en corriente útil, el dispositivo necesita un campo eléctrico interno que se obtiene mediante una unión p-n. En equilibrio, la unión forma una región de agotamiento con un campo incorporado que impulsa a los electrones hacia el lado n y a los huecos hacia el lado p. Bajo iluminación, la separación de cargas produce una diferencia de potencial entre los contactos, que se convierte en corriente al cerrar el circuito externo.

El rendimiento de este proceso está condicionado por tres mecanismos:

- Absorción de fotones, determinada por la banda prohibida y el coeficiente de absorción del material.
- Separación y colección de portadores, asociadas al campo interno, a las longitudes de difusión y a la calidad cristalina.
- Recombinación, que reduce el número de portadores recogidos en los contactos.

El equilibrio entre generación y recombinación establece los límites fundamentales de tensión y corriente de la celda. Análisis avanzados de la física de celdas solares describen estos procesos mediante modelos

unidimensionales de la unión p-n y ecuaciones de transporte de portadores (Guerra et al., 2018).

3.1.2 Estructura y funcionamiento de la celda solar de unión p-n

La celda fotovoltaica clásica se basa en un semiconductor tipo p al que se difunde una capa superficial tipo n, o viceversa, formando una unión p-n poco profunda. Sobre la cara expuesta a la radiación se aplica una rejilla metálica que permite el paso de la luz y recoge los electrones, mientras que el contacto posterior actúa como electrodo complementario. La superficie se recubre con una capa antirreflejante para aumentar la absorción.

El comportamiento eléctrico se describe habitualmente con el modelo de diodo iluminado. La corriente neta puede representarse mediante una expresión del tipo

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{qV}{nkT} \right) - 1 \right]$$

donde I_{ph} es la corriente fotogenerada, I_0 la corriente de saturación del diodo, q la carga elemental, V la tensión en bornes, n el factor de idealidad, k la constante de Boltzmann y T la temperatura absoluta (Hirst, 2012).

A partir de esta ecuación se definen los parámetros básicos:

- Corriente de cortocircuito I_{SC} , cuando $V = 0$.
- Tensión de circuito abierto V_{OC} , cuando $I = 0$.
- Punto de máxima potencia, donde el producto $V \cdot I$ alcanza su mayor valor.
- Factor de llenado FF , que relaciona la potencia máxima con el producto $I_{SC} V_{OC}$.
- Eficiencia η , que expresa la fracción de potencia radiante convertida en potencia eléctrica.

El diseño de la celda y la calidad del material buscan maximizar I_{ph} , reducir I_0 y minimizar pérdidas resistivas, con el fin de aumentar V_{OC} , FF y η (Hirst, 2012).

3.1.3 Parámetros de desempeño y límites de conversión

El desempeño de una celda fotovoltaica se cuantifica mediante la eficiencia de conversión, definida como

$$\eta = \frac{P_{\text{out}}}{P_{\text{in}}} = \frac{V_m I_m}{GA}$$

donde V_m e I_m son la tensión y corriente en el punto de máxima potencia, G la irradiancia sobre el plano del módulo y A el área iluminada. Para módulos comerciales de silicio cristalino, la eficiencia habitual se sitúa entre 18 y 23 por ciento, mientras que dispositivos de laboratorio con estructuras de múltiples uniones superan el 40 por ciento bajo concentradores (Pastuszak & Węgierek, 2022).

Los límites teóricos de eficiencia provienen del análisis de balance detallado de fotones y recombinación radiativa. Entre los mecanismos de pérdida predominan:

- Fotones de energía inferior a la banda prohibida, que no se absorben.
- Exceso de energía de fotones por encima de la banda prohibida, que se disipa como calor por termalización.
- Recombinación radiativa y no radiativa en volumen y superficie.

El análisis de estos límites guía el desarrollo de nuevas generaciones de celdas, como dispositivos de unión múltiple, tecnologías de banda prohibida ajustable y estructuras tandem.

3.1.4 Transferencia térmica en módulos fotovoltaicos

El funcionamiento de un módulo fotovoltaico implica siempre conversión parcial de la energía solar en calor. Solo una fracción de la irradiancia se convierte en electricidad; el resto se transforma en calor dentro del semiconductor y en los materiales de encapsulado. La temperatura resultante influye de manera directa en el rendimiento eléctrico, ya que la tensión de circuito abierto disminuye aproximadamente de forma lineal con la temperatura, con coeficientes típicos entre $-0,3$ y $-0,5$ por ciento por grado Celsius para silicio cristalino.

El balance térmico de un módulo sobre una superficie abierta puede expresarse de forma esquemática como

$$\alpha GA = Q_{el} + Q_{pérd}$$

donde α es la absorbancia efectiva, G la irradiancia, Q_{el} la potencia eléctrica generada y $Q_{pérd}$ el conjunto de pérdidas térmicas por convección y radiación hacia el ambiente. La temperatura de operación se establece cuando la potencia absorbida menos la potencia eléctrica coincide con las pérdidas térmicas (Horta, 2016).

Las pérdidas se modelan mediante coeficientes de convección superficial y emisión radiativa, según formulaciones estándar de transferencia de calor. Trabajos recientes sobre intercambiadores híbridos fotovoltaico-térmicos muestran que la extracción activa de calor mediante fluidos puede reducir la temperatura del módulo y, al mismo tiempo, recuperar energía térmica útil (Pérez et al., 2024).

La gestión térmica adecuada contribuye a:

- Mantener la eficiencia eléctrica en rangos favorables.
- Reducir la degradación acelerada por temperatura elevada.
- Integrar el módulo en soluciones híbridas que aprovechan simultáneamente electricidad y calor.

3.1.5 Principios de transferencia térmica en sistemas solares térmicos

En los sistemas solares térmicos, el objetivo principal consiste en maximizar la fracción de energía solar convertida en calor útil en un fluido de trabajo. La captación se basa en tres mecanismos de transferencia de calor: absorción de radiación en la placa colectora, conducción entre placa y fluidos internos y convección entre estos fluidos y las paredes del colector. Al mismo tiempo, se producen pérdidas por convección y radiación desde la superficie hacia el ambiente.

Los colectores planos convencionales incorporan un vidrio transparente en la cara expuesta, que reduce las pérdidas convectivas y radiativas; la placa absorbente se recubre con superficies selectivas que aumentan la absorción

solar y disminuyen la emisividad infrarroja. Según Duffie y Beckman, el balance térmico de un colector puede expresarse de forma simplificada como:

$$Q_u = A_c [S - U_L (T_m - T_a)]$$

donde Q_u es el flujo de calor útil, A_c el área del colector, S la radiación solar absorbida por unidad de área, U_L el coeficiente global de pérdidas, T_m la temperatura media del fluido y T_a la temperatura ambiente.

En colectores de tubo evacuado y sistemas de concentración, la reducción de pérdidas por convección, mediante vacío o geometrías especiales, permite alcanzar temperaturas más elevadas y mejorar el rendimiento a altas diferencias de temperatura. Investigaciones sobre colectores para calor de proceso indican que las pérdidas globales se deben a la combinación de conducción a través de estructuras de soporte, convección natural o forzada y radiación térmica a cielo abierto.

La transferencia térmica en colectores solares tiene relación directa con los sistemas fotovoltaicos híbridos (PVT), donde el mismo dispositivo actúa como generador eléctrico y como superficie colectora de calor. Modelos numéricos recientes de intercambiadores PVT con dinámica de fluidos computacional evidencian que una gestión adecuada del flujo de aire o agua detrás del módulo puede aumentar simultáneamente la producción eléctrica y la recuperación térmica, lo que resulta relevante para aplicaciones de climatización, calefacción de agua y procesos de baja temperatura.

3.2 Tipología de módulos solares y eficiencia energética

La tipología de módulos fotovoltaicos se ha diversificado en las últimas décadas, pero el mercado actual está dominado por tecnologías de silicio cristalino, complementadas por soluciones de película delgada y configuraciones emergentes como módulos bifaciales, integrados en edificios y sistemas híbridos fotovoltaico térmicos. Informes recientes de la Agencia Internacional de Energía (IEA) y del programa IEA PVPS indican que el silicio cristalino representa más del 90 % de la producción mundial, con un desplazamiento casi total de la tecnología multicristalina por obleas monocristalinas de alta eficiencia (IEA, 2025).

El rendimiento de cada módulo depende tanto de la tecnología de celda como del diseño del encapsulado y de las pérdidas ópticas y eléctricas que aparecen

al pasar de la celda al módulo. Datos de Fraunhofer ISE (2025) señalan que la eficiencia media ponderada de los módulos comerciales de silicio cristalino se sitúa en torno al 22,7 %, con un intervalo aproximado entre 18,9 y 24,8 %.

3.2.1 Panorama y clasificación tecnológica de módulos fotovoltaicos

Desde el punto de vista tecnológico, los módulos fotovoltaicos pueden agruparse en tres grandes familias:

1. Módulos de silicio cristalino
 - Monocristalinos basados en obleas tipo p o n.
 - Derivados de arquitecturas PERC, TOPCon y heterounión (HJT).
 - Versiones bifaciales con encapsulado vidrio vidrio.
2. Módulos de película delgada
 - Silicio amorfo y micromorfo.
 - Teluro de cadmio (CdTe).
 - Cobre indio galio seleniuro (CIGS).
3. Tecnologías emergentes e híbridas
 - Perovskitas de haluros metálicos.
 - Módulos tandem (silicio–perovskita).
 - Módulos integrados en edificios (BIPV) y módulos híbridos fotovoltaico térmicos (PVT).

IEA y IRENA coinciden en que, aunque las tecnologías de película delgada mantienen una fracción pequeña de la producción, el interés industrial se mantiene por su potencial en aplicaciones específicas y por su menor consumo de material por unidad de potencia.

El avance reciente en celdas de laboratorio evidencia un margen de mejora adicional para las tecnologías comerciales. Las tablas consolidadas de eficiencias publicadas en *Progress in Photovoltaics* muestran que los récords de eficiencia para celdas de silicio de laboratorio superan el 26 %, mientras

que dispositivos de perovskita alcanzan eficiencias comparables o superiores en escalas de demostración (Green et al., 2025).

3.2.2 Módulos de silicio cristalino: mono PERC, TOPCon, HJT y bifaciales

El silicio cristalino constituye la base tecnológica dominante en el mercado mundial. Según los informes más recientes de IEA PVPS y Fraunhofer ISE, la producción anual de módulos de silicio monocristalino supera los 680 GWp, mientras que la tecnología multicristalina se ha reducido hasta volúmenes marginales y prácticamente ha salido del mercado de nuevos módulos.

Dentro del silicio monocristalino se distinguen varias arquitecturas de celda:

- PERC (Passivated Emitter and Rear Cell), que incorpora pasivación posterior y mejora la reflexión interna, con eficiencias de módulo típicas en el entorno del 20 a 22 %.
- TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact), basada en contactos pasivados tipo n con óxidos ultradelgados, que permite eficiencias comerciales por encima del 22 % y récords de módulo en torno al 24 %.
- HJT (Heterojunction with Intrinsic Thin layer), que combina silicio cristalino con capas delgadas amorfas, con eficiencias comparables o superiores a TOPCon y excelentes coeficientes de temperatura.

La introducción de módulos bifaciales ha incrementado el rendimiento energético por unidad de superficie en instalaciones de suelo y sobre cubiertas industriales, ya que aprovechan la radiación incidente por la cara posterior mediante reflexión en el suelo o superficies cercanas. IRENA y la IEA reconocen estos módulos como una de las áreas de mayor crecimiento, al permitir incrementos en la energía anual generada de entre 5 y 20 % según el albedo y la configuración de montaje.

Estudios de campo y bancos de pruebas independientes han mostrado que, en condiciones reales, la potencia efectiva de los módulos comerciales puede diferir ligeramente del valor de placa, con desviaciones en torno al 1 a 2 %, lo que enfatiza la necesidad de ensayos de aceptación y verificación independiente al seleccionar tecnología para proyectos de gran escala.

3.2.3 Tecnologías de película delgada y módulos emergentes

Aunque su participación en el mercado es reducida, las tecnologías de película delgada aportan ventajas particulares en peso, flexibilidad y comportamiento a altas temperaturas, lo que las hace atractivas para ciertas aplicaciones. De acuerdo con informes de IEA PVPS y análisis de tecnología de materiales, las familias más representativas son el CdTe, el CIGS y el silicio amorfo o micromorfo.

Las perovskitas y las estructuras tándem silicio–perovskita se consolidan como tecnologías emergentes en el ámbito científico, con eficiencias en celdas de laboratorio que superan el 26 % y con perspectivas de integración en módulos comerciales en el mediano plazo.

Tabla 3-1. Tecnologías de módulo fotovoltaico

Tecnología de módulo	Material base	Rango típico de eficiencia de módulo en producción masiva	Comentario técnico principal
Mono c-Si PERC / TOPCon / HJT	Silicio monocristalino	≈ 20 a 24,5 %	Tecnología dominante, alto rendimiento y constante mejora de diseños de contacto.
Multi c-Si (mercado residual)	Silicio multicristalino	≈ 15 a 19 %	Tecnología madura, actualmente casi retirada de nuevas líneas de producción.
CdTe	Teluro de cadmio	≈ 17 a 21 %	Alto rendimiento en climas cálidos y producción concentrada en pocos fabricantes.
CIGS	Cu–In–Ga–Se	≈ 15 a 20 %	Buena respuesta espectral y potencial

			para aplicaciones ligeras o flexibles.
a-Si / micromorfo	Silicio amorfo y microcristalino	≈ 8 a 12%	Adecuado para aplicaciones integradas y de baja carga estructural.

Nota. Datos elaborados a partir de informes de eficiencias de módulos de NREL, Fraunhofer ISE, IEA PVPS y reseñas recientes sobre tecnologías de película delgada.

La tabla resume rangos de eficiencia típicos en producción masiva, que suelen situarse por debajo de los récords de laboratorio recogidos por NREL y en las tablas de eficiencia internacionales.

3.2.4 Conceptos de eficiencia de módulo y factores que condicionan el rendimiento

La eficiencia de un módulo fotovoltaico se define como la relación entre la potencia eléctrica de salida en el punto de máxima potencia y la potencia de radiación incidente sobre la superficie activa del módulo. Bajo condiciones estándar de medida, esta eficiencia incluye las pérdidas que aparecen al pasar de celda a módulo, conocidas como pérdidas CTM (cell-to-module). Fraunhofer ISE señala que estas pérdidas incorporan componentes geométricos, ópticos y eléctricos, como áreas ocupadas por barras colectoras, sombras de la rejilla, reflexión adicional o resistencia de interconexión.

En instalaciones reales, el rendimiento no depende únicamente de la eficiencia nominal, sino también de factores como:

- Temperatura de operación del módulo.
- Espectro solar local y ángulo de incidencia.
- Suciedad y degradación inducida por la radiación y el ambiente.
- Pérdidas en inversores y cableado.

Los coeficientes de temperatura reportados por fichas técnicas y estudios comparativos muestran que las tecnologías de película delgada y algunas arquitecturas de silicio de heterounión presentan menores pérdidas de potencia con el aumento de temperatura que módulos PERC convencionales.



Figura 3-1. Esquema conceptual de flujo de energía y fuentes de pérdidas en un módulo fotovoltaico. El diagrama se basa en modelos de flujo de energía y análisis CTM como los utilizados en las evaluaciones de Fraunhofer ISE y en guías de diseño de IRENA para plantas fotovoltaicas a gran escala.

Este tipo de representación permite comprender que la mejora del rendimiento de un módulo no solo depende de la eficiencia intrínseca de la celda, sino también de estrategias de diseño del encapsulado, de la optimización de interconexiones y de la gestión térmica y de suciedad.

3.2.5 Criterios de selección tecnológica según aplicación y condiciones locales

La elección del tipo de módulo para un proyecto comunitario o de gran escala requiere analizar la relación entre eficiencia, costo por unidad de energía generada, condiciones climáticas y características del sitio. IEA y el Banco Mundial indican que la evaluación debe considerar la disponibilidad de superficie, la irradiancia, la temperatura ambiente, la velocidad del viento, la

accesibilidad para mantenimiento y la integración con la red o con sistemas de almacenamiento.

Algunos lineamientos frecuentes son:

- En espacios reducidos o con restricciones de superficie, se favorecen módulos de alta eficiencia de silicio monocristalino, incluso con tecnologías de última generación como TOPCon o HJT, ya que permiten mayor potencia por unidad de área.
- En climas cálidos y áridos, los coeficientes de temperatura y el comportamiento frente a suciedad adquieren mayor importancia; los módulos CdTe y ciertas configuraciones bifaciales muestran desempeño energético competitivo en estas condiciones.
- Para aplicaciones integradas en edificios o superficies ligeras, las tecnologías de película delgada y BIPV permiten soluciones arquitectónicas con menor peso, diferentes colores y mayor grado de integración estética.
- En sistemas híbridos fotovoltaico térmicos, el módulo se selecciona buscando equilibrio entre eficiencia eléctrica, capacidad de transferencia térmica y estabilidad del encapsulado ante temperaturas más altas, según estudios recientes sobre sistemas PVT.

Además, la planificación de sostenibilidad a largo plazo requiere considerar la disponibilidad de cadenas de suministro, certificaciones ambientales, opciones de reciclaje y normativas de fin de vida. Informes conjuntos de IRENA e IEA PVPS señalan que las estrategias de circularidad y gestión de residuos de módulos se están incorporando progresivamente a los requisitos técnicos y normativos, lo que influye en la selección de tecnologías y proveedores.

3.3 Diseño de sistemas solares autónomos e interconectados

El diseño de sistemas solares fotovoltaicos se organiza en dos grandes categorías: sistemas autónomos, orientados a suministrar energía en ausencia de red pública, y sistemas interconectados, que inyectan energía a una red eléctrica existente y operan con o sin respaldo de almacenamiento. Informes de la IEA, NREL, IRENA y el Banco Mundial destacan que el diseño riguroso requiere integrar análisis de demanda, evaluación de recursos, arquitectura

eléctrica, requisitos normativos y estudios técnico–económicos específicos para cada tipo de sistema.

3.3.1 Tipología de sistemas: autónomos, interconectados y mini-redes solares

Los sistemas solares autónomos (off-grid) se diseñan para abastecer cargas aisladas sin conexión a la red. Incluyen desde sistemas domiciliarios de pequeña escala hasta mini-redes híbridas que combinan fotovoltaica, baterías y generadores convencionales. NREL define los sistemas autónomos como configuraciones donde la fotovoltaica y el almacenamiento cubren la totalidad o la mayor parte de la demanda local, con eventuales generadores de respaldo.

Los sistemas interconectados a red utilizan inversores sincronizados que inyectan energía a la red de distribución o transmisión. IEA PVPS puntualiza que estos sistemas pueden ser de autoconsumo con excedentes, plantas de generación centralizada o instalaciones comerciales e industriales, y que su diseño se rige por códigos de red y normas técnicas específicas para la conexión.

Entre ambas categorías se ubican las mini-redes renovables, que operan como sistemas locales con red propia de baja y media tensión. Pueden funcionar en modo aislado o conectarse a una red nacional cuando esta se encuentra disponible. Manuales del Banco Mundial y de IRENA muestran que las mini-redes constituyen una solución estratégica para electrificación de comunidades rurales mediante configuraciones solares híbridas con baterías y apoyo diésel u otras fuentes renovables.

En la tabla siguiente se presenta una comparación sintética de estos esquemas.

Tabla 3-2. Comparación general entre sistemas solares autónomos, interconectados y mini-redes

Tipo de sistema	Vinculación con red pública	Elementos esenciales	Ámbitos de aplicación frecuentes
Autónomo (off-grid)	Sin conexión a red	Generador baterías, controlador	FV, de Viviendas aisladas, instalaciones comunitarias, bombeo

		carga, inversor (en sistemas AC)	de agua, telecomunicaciones
Interconectado a red	Conexión directa a red de distribución o transmisión	Generador FV, inversores de conexión a red, protecciones, sistemas de medida	Autoconsumo residencial, comercial e industrial, plantas de generación centralizada
Mini-red solar híbrida	Red local que puede operar aislada o conectada	Generador FV, baterías, generadores auxiliares, control central, red de baja/MT	Comunidades rurales, pequeñas localidades, clusters productivos

Nota. La tabla se construye a partir de lineamientos técnicos de IEA PVPS, NREL, IRENA y el Banco Mundial.

Esta clasificación orienta la selección de criterios de diseño, la metodología de cálculo de potencia instalada y la arquitectura de control y protección.

3.3.2 Análisis de demanda y recursos para el diseño de sistemas solares

El diseño de cualquier sistema solar exige una caracterización detallada de la demanda eléctrica y de los recursos solares del sitio. NREL y el Banco Mundial señalan que un diseño riguroso se apoya en perfiles horarios de carga, diferenciamiento entre demandas críticas y no críticas, estacionalidad y proyecciones de crecimiento futuro.

En sistemas autónomos se recomienda:

- Elaborar un inventario de cargas con potencia nominal, horas de uso diario y simultaneidad.
- Definir el nivel de servicio requerido (por ejemplo, número de horas de iluminación, funcionamiento de refrigeración, bombeo de agua).
- Establecer días de autonomía para el dimensionamiento de baterías, en función de la variabilidad de la radiación y de la criticidad del suministro.

La energía diaria demandada se estima como:

$$E_{\text{carga}} = \sum_{i=1}^n P_i \cdot h_i$$

donde P_i es la potencia de cada carga y h_i las horas de uso. Esta energía se corrige por pérdidas en inversores, cableado y controladores para obtener la energía que debe suministrar el generador fotovoltaico (Khamisani et al., 2023). La evaluación del recurso solar se basa en valores de irradiancia global diaria o en horas solares pico, obtenidos de atlas solares como los recopilados por IRENA y por servicios meteorológicos nacionales. Se emplean series anuales o multianuales para reflejar variaciones estacionales. La potencia fotovoltaica mínima requerida se calcula de forma aproximada mediante:

$$P_{\text{FV}} = \frac{E_{\text{carga}}}{H_{\text{PSH}} \cdot \eta_{\text{sistema}}}$$

donde H_{PSH} representa las horas solares pico y η_{sistema} la eficiencia global del sistema (módulos, inversor, cableado, pérdidas de suciedad y temperatura). En sistemas interconectados el análisis de demanda se orienta hacia el perfil de autoconsumo, factor de coincidencia entre generación solar y consumo, y potencial de inyección de excedentes a la red, de acuerdo con la normativa local.

3.3.3 Diseño de sistemas solares autónomos

En sistemas autónomos, el objetivo consiste en garantizar un suministro confiable mediante la combinación de generador fotovoltaico, baterías y, cuando se requiere, generadores auxiliares. El manual de diseño de sistemas aislados de NREL propone una secuencia de pasos que incluye estimación de carga, selección de tensión de sistema, cálculo de potencia de módulos, dimensionamiento de baterías y especificación de inversores y protecciones.

El dimensionamiento de almacenamiento se basa en la energía diaria media, el número de días de autonomía y la profundidad de descarga admisible. Una expresión habitual para la capacidad nominal del banco de baterías en amperio-hora es:

$$C_{\text{bat}} = \frac{E_{\text{carga}} \cdot N_{\text{aut}}}{V_{\text{sist}} \cdot DOD \cdot \eta_{\text{bat}}}$$

donde N_{aut} es el número de días de autonomía, V_{sist} la tensión del sistema, DOD la profundidad de descarga máxima y η_{bat} la eficiencia de carga y descarga.

En sistemas de corriente continua (DC-coupled) el generador fotovoltaico se conecta a través de un controlador de carga al banco de baterías, y las cargas se alimentan directamente a DC o mediante un inversor aislado. En sistemas de corriente alterna (AC-coupled), el generador se conecta a un inversor de red local que alimenta una barra AC, mientras que el banco de baterías se acopla mediante un inversor–cargador bidireccional. NREL destaca que la elección entre acoplamiento DC y AC depende del perfil de carga, de la existencia de generadores diésel previos y de la estrategia de control.

Los manuales de mini-redes del Banco Mundial recomiendan integrar protecciones contra sobrecarga, cortocircuito, sobredescarga de baterías, así como dispositivos de seccionamiento y puesta a tierra, con el fin de cumplir estándares de seguridad y facilitar el mantenimiento local (World Bank Group, 2020).

3.3.4 Diseño de sistemas solares interconectados a la red

En sistemas interconectados, la fotovoltaica se integra a redes de baja o media tensión mediante inversores que cumplen normas internacionales (por ejemplo, IEC 61727, IEC 62116) y códigos de red nacionales. Documentos de IEA PVPS describen que el diseño se centra en la configuración del campo fotovoltaico, la selección de inversores, el cumplimiento de límites de inyección, la gestión de potencia reactiva, la protección antiisla y el cumplimiento de requisitos de calidad de energía (Panhuber, 2001).

El dimensionamiento del campo fotovoltaico considera tensión de circuito abierto y tensión en el punto de máxima potencia de los módulos, ajustadas por coeficientes de temperatura. La configuración serie–paralelo se define de manera que, en las condiciones de baja temperatura más exigentes, la tensión máxima de la cadena no supere la tensión admisible por el inversor, y que, en condiciones de alta temperatura, la tensión de operación se mantenga dentro del rango de seguimiento del MPPT.

Las guías de buenas prácticas de NREL para sistemas conectados a red resaltan que el diseño debe incluir:

- Estudios de capacidad de la red para recibir la inyección de potencia.

- Verificación de corrientes de cortocircuito y coordinación de protecciones.
- Selección de equipos de seccionamiento, medida y protección diferencial o de falla a tierra adecuados.



Figura 3-2. Esquema simplificado de un sistema fotovoltaico interconectado a la red, el cual sintetiza elementos estructurales descritos en las directrices de IEA PVPS.

Este tipo de configuración se adapta tanto a instalaciones residenciales de pequeña potencia como a plantas de generación de escala industrial, con variaciones en niveles de tensión, sistemas de supervisión y exigencias de protección.

3.3.5 Integración de sistemas solares en mini-redes y configuraciones híbridas

Las mini-redes renovables integran generadores fotovoltaicos, almacenamiento y, con frecuencia, generadores diésel u otras fuentes (eólica, microhidráulica) bajo un sistema de gestión centralizado. IRENA y la IEA indican que el diseño de estas mini-redes exige coordinación entre control de frecuencia y tensión, gestión de carga, estrategias de despacho y dimensionamiento del almacenamiento para mantener calidad de suministro y estabilidad operativa.

Informes de ESMAP–Banco Mundial detallan que, en sistemas híbridos, la fotovoltaica suele dimensionarse para cubrir una parte significativa de la energía anual, mientras que el grupo diésel se utiliza como respaldo para picos de demanda, períodos prolongados de baja irradiancia o servicios auxiliares, lo

que reduce de manera significativa el consumo de combustible y los costos operativos.

El diseño de la mini-red incorpora elementos adicionales como:

- Controladores de potencia que coordinen la inyección de la fotovoltaica, la carga y descarga de baterías y el despacho de generadores auxiliares.
- Sistemas de monitoreo y registro de datos para supervisar rendimiento, pérdidas y eventos de falla.
- Estrategias de gestión de demanda y tarifas, especialmente en comunidades rurales, a fin de equilibrar sostenibilidad financiera y accesibilidad.

En aplicaciones rurales y comunitarias, el Banco Mundial y la IRENA destacan que las mini-redes solares híbridas, bien diseñadas y gestionadas, ofrecen un camino efectivo para alcanzar metas de acceso universal a energía y para integrar actividades productivas locales, como riego, pequeñas industrias y servicios sociales, dentro de estrategias de desarrollo territorial.

3.4 Dimensionamiento de paneles, inversores y almacenamiento

El dimensionamiento de paneles, inversores y sistemas de almacenamiento constituye el núcleo técnico del diseño de sistemas solares, tanto autónomos como interconectados. Organismos como NREL, IRENA, la IEA y el Banco Mundial coinciden en que el método de cálculo debe partir de la demanda energética, del recurso solar disponible y de los criterios de calidad de suministro, integrando coeficientes de pérdidas, márgenes de seguridad y parámetros de operación de cada componente (Bhatia, n.d.).

3.4.1 Criterios generales de dimensionamiento del sistema

El dimensionamiento comienza con la formulación del balance energético diario y estacional. Guías de diseño de NREL y manuales de sistemas autónomos establecen que la energía diaria demandada se obtiene a partir de un inventario de cargas, considerando potencia, horas de uso y simultaneidad (Bhatia, n.d.).

La energía diaria equivalente en corriente alterna se expresa como:

$$E_{AC,d} = \sum_{i=1}^n P_i \cdot h_i$$

donde P_i es la potencia de cada carga e h_i las horas de utilización. Esta energía se corrige por eficiencia global de conversión para estimar la energía que debe entregar el generador fotovoltaico:

$$E_{FV,d} = \frac{E_{AC,d}}{\eta_{inv} \cdot \eta_{cab} \cdot \eta_{bat}}$$

siendo η_{inv} la eficiencia del inversor, η_{cab} la eficiencia de cableado y η_{bat} la eficiencia de almacenamiento, cuando aplica.

La selección de la potencia de generador y de la capacidad de almacenamiento se realiza con base en criterios de:

- Nivel de servicio requerido (por ejemplo, horas de suministro garantizado).
- Variabilidad del recurso solar y días de autonomía deseados.
- Perfil de demanda (picos, carga base, uso nocturno).
- Restricciones normativas de conexión en sistemas interconectados.

En mini-redes, guías del Banco Mundial destacan la importancia de relacionar el dimensionamiento con análisis de riesgo y expansión, de manera que el sistema conserve margen para crecimiento de la demanda sin sobredimensionar en exceso la inversión inicial (World Bank Group, 2015).

3.4.2 Dimensionamiento de la potencia fotovoltaica instalada

La potencia fotovoltaica instalada se calcula a partir de la energía diaria requerida y de las horas solares picos disponibles. Manuales de diseño de sistemas autónomos de NREL y guías de dimensionamiento de mini-redes coinciden en formular una potencia mínima como:

$$P_{FV} = \frac{E_{FV,d}}{H_{PSH} \cdot f_{pérd}}$$

donde H_{PSH} son las horas solares pico diarias y $f_{pérd}$ agrupa pérdidas de suciedad, desajustes, temperatura y tolerancias de fabricación. Estudios de

NREL y análisis de modelos como SAM recomiendan valores de $f_{pérd}$ en el intervalo 0,75 a 0,85 para diseños preliminares, ajustables mediante simulaciones detalladas.

Una vez establecida la potencia, se determina el número de módulos:

$$N_{mod} = \frac{P_{FV}}{P_{mod,STC}}$$

donde $P_{mod,STC}$ es la potencia nominal del módulo bajo condiciones estándar. El diseño en cadena serie–paralelo debe respetar tensiones máximas admisibles por inversores y controladores, así como márgenes de operación a distintas temperaturas.

En sistemas interconectados, el dimensionamiento se integra con la relación DC/AC o Inverter Loading Ratio (ILR). NREL y estudios de optimización económica indican que relaciones DC/AC típicas en sistemas residenciales y comerciales se sitúan entre 1,1 y 1,3, de modo que parte de la potencia pico se recorta durante pocas horas, mientras se aumenta la energía anual aprovechando la capacidad del inversor cerca de su valor nominal.

Tabla 3-3. Parámetros habituales para el dimensionamiento preliminar de campo fotovoltaico

Parámetro	Símbolo	Intervalo típico o referencia	Fuente técnica principal
Horas solares pico diarias	H_{PSH}	3 a 6 h según localización	Atlas solares regionales, PVGIS, IRENA
Factor global de pérdidas	$f_{pérd}$	0,75 a 0,85	NREL, SAM PV model
Relación DC/AC (ILR) en red	DC/AC	1,1 a 1,3	NREL, estudios de ILR
Sobrepotencia frente a demanda diaria	-	5 a 25 % según autonomía deseada	NREL, ESMAP mini-grids
Tolerancia adicional por suciedad severa	-	5 a 10 %	Guías de diseño en climas áridos

Nota. La tabla sintetiza rangos y referencias adoptados por NREL, ESMAP y modelos de diseño de sistemas fotovoltaicos.

3.4.3 Dimensionamiento y selección de inversores

El inversor es el elemento que convierte la energía de corriente continua a corriente alterna y que interactúa de manera directa con la red o con la barra de distribución local. Documentos de IEA PVPS y manuales de NREL indican que su dimensionamiento debe considerar: potencia nominal, capacidad de sobrecarga temporal, rangos de tensión y corriente en el lado DC, rango de seguimiento MPPT, eficiencia y requisitos de calidad de energía.

Para sistemas interconectados, la potencia nominal del inversor P_{inv} se relaciona con la potencia fotovoltaica mediante la relación DC/AC ya mencionada:

$$DC/AC = \frac{P_{FV}}{P_{inv}}$$

De esta expresión se despeja:

$$P_{inv} = \frac{P_{FV}}{DC/AC}$$

Estudios recientes sobre el impacto de la relación DC/AC en la producción anual señalan que valores moderados (1,1 a 1,3) generan pérdidas por recorte limitadas, del orden de 1 a 3 % de la energía anual, mientras mejoran la utilización del inversor y reducen el costo nivelado de energía.

En sistemas autónomos o mini-redes, el inversor aislado o el inversor-cargador se dimensiona según:

- Potencia máxima simultánea de las cargas.
- Corrientes de arranque de motores o compresores.
- Factor de sobrecarga admisible durante intervalos cortos.

Manual de mini-redes del Banco Mundial recomienda que la potencia nominal del inversor supere la suma de cargas simultáneas pico en un margen de 20 a 30 %, con el fin de absorber variaciones imprevistas y arranques de motores, manteniendo al mismo tiempo una operación eficiente en rangos de carga parcial.

El diseño también incorpora la definición de topología: inversores string, inversores centrales o microinversores en sistemas interconectados; inversores modulares o monolíticos en sistemas aislados. NREL resalta que la elección depende de la escala del proyecto, de la configuración del campo FV y de las estrategias de mantenimiento y redundancia.



Figura 3-3. Esquema conceptual de interacción entre campo fotovoltaico e inversor en un sistema conectado a red

3.4.4 Dimensionamiento del sistema de almacenamiento

El almacenamiento mediante baterías adquiere un rol central en sistemas autónomos y en mini-redes, y se utiliza cada vez más como elemento de gestión en sistemas interconectados.

En términos generales, la capacidad nominal de baterías en unidades de energía se calcula como:

$$E_{\text{bat}} = \frac{E_{\text{FV,d}} \cdot N_{\text{aut}}}{DOD_{\text{adm}} \cdot \eta_{\text{bat}}}$$

donde N_{aut} es el número de días de autonomía, DOD_{adm} la profundidad de descarga máxima admisible y η_{bat} la eficiencia de ida y vuelta del sistema. La capacidad en amperio-hora para una tensión de sistema V_{sist} se obtiene como:

$$C_{\text{bat}} = \frac{E_{\text{bat}}}{V_{\text{sist}}}$$

Guías de mini-redes elaboradas por GIZ (2016) y el Banco Mundial recomiendan valores de N_{aut} entre 1 y 3 días en climas con irradiancia estable y hasta 5 días en climas con alta variabilidad, ajustados según importancia de la carga y costo de oportunidad del respaldo diésel.

El tipo de batería influye en profundidad de descarga y vida útil. En aplicaciones de mini-red, los informes recientes de ESMAP muestran una transición desde plomo ácido estacionario hacia tecnologías de ion-litio, con mayor eficiencia, mayor densidad energética y vida útil superior, aunque con costos iniciales más elevados.

En sistemas interconectados, el dimensionamiento de baterías se relaciona con estrategias de arbitraje, reducción de picos o respaldo de corto plazo, por lo que la capacidad suele ser menor en relación con la potencia fotovoltaica instalada, y el diseño se optimiza mediante herramientas de simulación y análisis de escenarios.

3.4.5 Integración de componentes y evaluación de desempeño del sistema

El dimensionamiento de paneles, inversores y almacenamiento no se realiza de manera aislada. Manuales de diseño de NREL y guías de mini-redes insisten en adoptar una visión de sistema, donde los parámetros de cada componente se ajustan iterativamente hasta lograr un compromiso entre fiabilidad, costos y restricciones regulatorias.

Una verificación habitual del diseño consiste en calcular indicadores de desempeño como:

- **Relación DC/AC** y pérdidas por recorte.
- **Profundidad de descarga diaria esperada** y margen de autonomía del banco de baterías.
- **Performance Ratio (PR)**, que relaciona la energía realmente producida con la energía que se esperaría en ausencia de pérdidas, según la norma IEC 61724 y trabajos de análisis de rendimiento de sistemas conectados a red.

El PR se expresa como:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r}$$

donde $Y_f = \frac{E_{AC}}{P_0}$ es el rendimiento final y $Y_r = \frac{H_t}{G_{STC}}$ es el rendimiento de referencia; E_{AC} es la energía alterna suministrada, P_0 la potencia nominal del generador, H_t la irradiación global sobre el plano del generador y G_{STC} la irradiancia estándar.

Adicionalmente, se verifican:

- Corrientes de cortocircuito y coordinación de protecciones.
- Caída de tensión en cables y compatibilidad con normas de seguridad eléctrica.
- Cumplimiento de códigos de red en el caso de sistemas interconectados, incluyendo requisitos de soporte de tensión y frecuencia.

Herramientas como SAM de NREL, HOMER y otros simuladores permiten iterar el dimensionamiento, estudiar escenarios de variación de demanda y recurso, y evaluar el impacto de cambios en la relación DC/AC, capacidad de almacenamiento o número de días de autonomía sobre el costo nivelado de energía y la calidad del suministro (NREL, 2025).

3.5 Energía solar térmica para calentamiento de agua y climatización

La energía solar térmica aprovecha la radiación para producir calor útil en aplicaciones de agua caliente sanitaria (ACS), calefacción, procesos industriales y climatización. La ingeniería de estos sistemas se apoya en principios de transferencia de calor, óptica de colectores y balances energéticos en el colector y en el circuito hidráulico. Duffie y Beckman (2020) establecen el marco clásico para el diseño de colectores planos, de tubos evacuados y de sistemas integrados, mediante modelos de rendimiento instantáneo y anual. La Agencia Internacional de la Energía (IEA SHC) documenta que las aplicaciones principales incluyen ACS doméstica, sistemas centralizados en edificios, redes de distrito y soluciones de climatización solar en climas cálidos.

3.5.1 Principios básicos de captación solar térmica

En un colector solar térmico la energía incidente se transforma en calor mediante tres etapas: la radiación atraviesa la cubierta transparente, se absorbe en la placa captadora y se transfiere por conducción y convección al fluido de trabajo. Las pérdidas hacia el ambiente se producen por convección y radiación desde la superficie externa, así como por conducción a través de estructuras de soporte.

Duffie y Beckman expresan el balance de energía de un colector plano mediante:

$$Q_u = A_c [S - U_L(T_m - T_a)]$$

donde Q_u es el calor útil, A_c el área del colector, S la radiación solar absorbida, U_L el coeficiente global de pérdidas, T_m la temperatura media del fluido y T_a la temperatura ambiente.

La eficiencia instantánea del colector se expresa como

$$\eta = \frac{Q_u}{G A_c}$$

donde G representa la irradiancia global sobre el plano del colector. La pendiente de la curva η frente a $(T_m - T_a)/G$ permite comparar colectores a diferentes niveles de temperatura de operación.

3.5.2 Tipos de colectores y rangos de aplicación

Los colectores solares se clasifican según concentración óptica y rango de temperatura. IEA SHC agrupa las tecnologías habituales en colectores planos vidriados, tubos evacuados y sistemas de concentración (parabólicos de canal, Fresnel, cilindro parabólico compacto), cada uno adecuado a distintos niveles de temperatura y usos finales.

En muchos países las aplicaciones predominantes son ACS doméstica y calentamiento de piscinas, mientras que redes de distrito y procesos industriales de media temperatura muestran un crecimiento sostenido. Solar Heat Worldwide 2025 informa que más de 540 GWth de capacidad instalada abastecen sobre todo usos residenciales, pero aumentan con rapidez los sistemas de gran escala para redes de calor y procesos industriales.

Figura 3-4. Tipos de colectores solares térmicos y rangos típicos de uso

Tipo de colector	Temperatura típica de operación	Aplicaciones habituales
Colector plano vidriado	30–80 °C	ACS doméstica, calentamiento de piscinas, apoyo a calefacción de baja temperatura
Tubos evacuados	50–120 °C	ACS en climas fríos, procesos de baja media temperatura, sistemas combinados calefacción–ACS
Colectores de concentración baja	80–200 °C	Calor de proceso, climatización solar por absorción, redes de distrito de media temperatura
Colectores de concentración alta	>200 °C	Procesos industriales de alta temperatura, integración con ciclos de potencia

Nota. Adaptado de Duffie y Beckman y de los reportes Solar Heat Worldwide de IEA SHC.

La selección del tipo de colector depende de la temperatura requerida, del clima local y del nivel de inversión aceptable. Los colectores planos resultan adecuados para ACS residencial, mientras que tubos evacuados y colectores de concentración permiten abordar procesos de mayor temperatura o ciclos de absorción para climatización.

3.5.3 Sistemas de ACS y esquemas hidráulicos

El diseño de sistemas de ACS puede realizarse mediante unidades compactas por termosifón o mediante arreglos de circulación forzada con bombas y controles electrónicos. Klein et al. (1976) desarrolló un procedimiento de dimensionamiento basado en simulación anual, que hoy se integra en herramientas comerciales y de investigación para optimizar área de colectores y volumen de almacenamiento según demanda diaria y clima.

Los esquemas habituales se organizan en:

- Sistemas por termosifón, donde el flujo se impulsa por diferencia de densidad, adecuados a viviendas individuales con demandas moderadas.
- Sistemas de circulación forzada, con bomba controlada por diferencial de temperatura entre colector y depósito, adecuados a edificios multifamiliares, hoteles o instalaciones institucionales.
- Sistemas centralizados con acumulación en gran escala para redes de distrito o conjuntos de vivienda, integrados en estructuras de almacenamiento estratificado.

IEA SHC indica que los sistemas de ACS bien dimensionados pueden cubrir entre el 40 y el 80 por ciento de la demanda anual de agua caliente, dependiendo del clima y del perfil de consumo, reduciendo de forma significativa el uso de combustibles fósiles o electricidad de red.

3.5.4 Climatización solar: calefacción y refrigeración

La climatización solar se despliega tanto para calefacción como para enfriamiento de espacios. En regiones templadas y frías predominan sistemas de apoyo a calefacción mediante colectores planos o de tubos evacuados acoplados a emisores de baja temperatura, como suelo radiante o fan-coils.

En climas cálidos y soleados se desarrollan sistemas de refrigeración solar basados en enfriadoras de absorción o adsorción alimentadas con calor solar, así como soluciones que combinan fotovoltaica con bombas de calor eléctricas de alta eficiencia. IEA PVPS y el programa Solar Heating and Cooling muestran que la climatización solar se ha consolidado en algunos mercados para edificios de oficinas, hoteles y hospitales, donde los periodos de máxima demanda coinciden con alta irradiancia.

El diseño de estos sistemas exige una coordinación cuidadosa entre el subsistema solar, el equipo de climatización y el almacenamiento térmico, para garantizar funcionamiento estable y evitar sobredimensionamientos que encarezcan la inversión.

3.5.5 Parámetros de rendimiento y evaluación de sistemas solares térmicos

El rendimiento de un sistema solar térmico se evalúa mediante la fracción solar anual, la eficiencia media de colectores y el ahorro energético respecto a un sistema de referencia. Solar Heat Worldwide presenta indicadores agregados de rendimiento para diferentes tipologías de sistemas, diferenciando entre ACS residencial, redes de distrito y aplicaciones industriales.

Modelos de simulación, como los desarrollados por Klein y adaptados en software de diseño, calculan balances energéticos horarios, integrando radiación, temperatura ambiente, demanda, características de colectores y almacenamiento. Estos modelos permiten dimensionar el volumen de depósito, estimar la cobertura solar mensual y anual, y comparar alternativas tecnológicas en términos de costo por unidad de energía térmica útil.

3.6 Simulación de rendimiento con herramientas digitales

Las herramientas digitales de simulación permiten analizar el comportamiento energético y económico de sistemas fotovoltaicos y, en algunos casos, híbridos con almacenamiento y cargas complejas. PV*SOL y el System Advisor Model (SAM) se encuentran entre las plataformas más utilizadas por ingenieros y diseñadores para evaluar producción, autoconsumo, impacto de sombras, dimensionamiento de baterías y viabilidad financiera.

3.6.1 La simulación en el diseño de sistemas solares

La simulación reproduce el desempeño horario o subhorario de un sistema bajo condiciones climáticas representativas, incorporando modelos de módulos, inversores, baterías y cargas. NREL enfatiza que este enfoque permite estimar producción anual, energía autoconsumida, energía vertida a red y factores de planta, y que estos resultados alimentan modelos financieros que calculan LCOE, VAN, TIR y otros indicadores.

En proyectos comunitarios y mini-redes, la simulación energética se vincula además con la planificación de horarios de uso, evaluación de calidad de servicio y dimensionamiento de potencia de respaldo, lo que reduce incertidumbres en el diseño y en la inversión.

3.6.2 PV*SOL: diseño detallado y análisis de autoconsumo

PVSOL es un programa de simulación dinámica orientado al diseño de sistemas fotovoltaicos con o sin baterías, que permite configurar campos de módulos en 2D o 3D, incorporar sombras detalladas y definir perfiles de carga para analizar autoconsumo. El fabricante, Valentin Software, describe PVSOL premium como una herramienta con modelado en 3D, análisis de sombreado, cálculo de rendimiento anual, integración de vehículos eléctricos y generación de reportes para bancos y clientes (Valentin Software, n.d.).

Evaluaciones recientes señalan que PV*SOL permite modelar baterías con parámetros de capacidad, profundidad de descarga, eficiencia, número de ciclos y estrategias de carga/descarga, lo que resulta especialmente útil en sistemas híbridos y en análisis de tarifas horarias.

PV*SOL utiliza datos meteorológicos de diversas bases, distribuye la irradiancia sobre la superficie de módulos con diferentes orientaciones y calcula curvas de producción horaria teniendo en cuenta sombras y pérdidas eléctricas. Esto permite comparar alternativas de diseño, verificar límites de inversores y estimar el beneficio del autoconsumo frente a diferentes estructuras tarifarias.

3.6.3 SAM (System Advisor Model): análisis técnico–económico integrado

SAM, desarrollado por NREL, es una herramienta gratuita para el análisis técnico–económico de proyectos de generación eléctrica, con modelos para tecnologías fotovoltaicas, eólicas, termosolares y de biomasa, entre otras (SAM NREL, n.d.).

Su estructura se compone de un módulo de rendimiento, que calcula la producción eléctrica a partir de datos meteorológicos y características del sistema, y un módulo financiero que estima flujos de caja, LCOE, VAN y TIR bajo diferentes esquemas de propiedad y financiamiento.

SAM incluye modelos específicos para baterías, tanto en sistemas autónomos como en configuraciones conectadas a red. Documentos recientes de NREL describen la integración de baterías con plantas fotovoltaicas mediante el paquete PySAM, permitiendo evaluar diferentes estrategias de operación y dimensionamiento bajo enfoques de autoconsumo, arbitraje horario o servicios a la red.

3.6.4 Flujo de trabajo básico con PV*SOL y SAM

En ambos programas, el proceso de trabajo se organiza en etapas que conectan datos de entrada, modelos y resultados. A continuación, se describe el esquema:

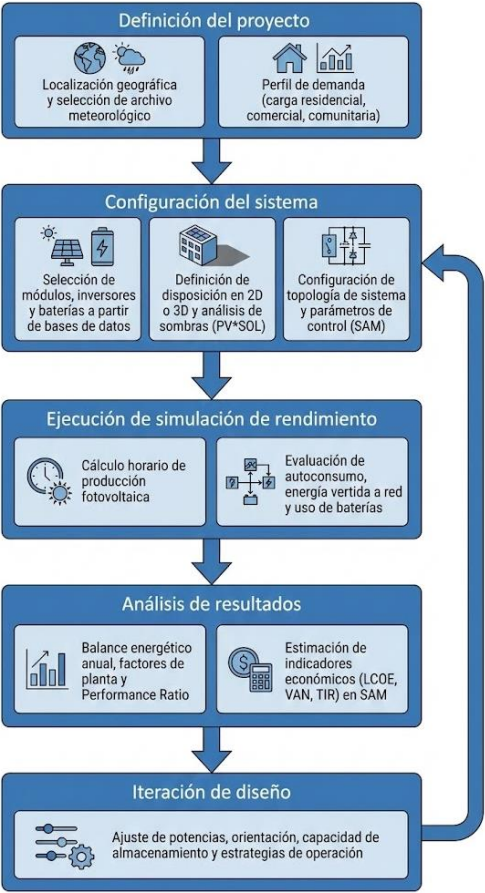


Figura 3-5. Esquema de flujo de trabajo para simulación de sistemas fotovoltaicos con PV*SOL y SAM

3.6.5 Validación de resultados y selección de herramienta

Para asegurar calidad en el diseño, se recomienda contrastar resultados de simulación con datos de referencia medidos o con modelos simplificados como PVWatts, que NREL ofrece como herramienta web de cálculo rápido.

La selección entre PV*SOL y SAM depende del objetivo del estudio:

- PV*SOL es especialmente útil para proyectos donde la geometría del emplazamiento, las sombras y el autoconsumo tienen un peso determinante.
- SAM resulta más apropiado cuando se requiere un análisis financiero detallado, comparación de escenarios de tarifas y evaluación de diferentes esquemas de financiamiento y propiedad.

En proyectos de mayor envergadura o de carácter académico, el uso combinado de ambas herramientas permite aprovechar la capacidad geométrica de PV*SOL y la profundidad financiera de SAM.

3.7 Aplicaciones rurales y comunitarias de la energía solar

La energía solar, tanto fotovoltaica como térmica, se ha convertido en un componente central de los programas de electrificación rural y suministro de servicios energéticos básicos. IRENA indica que las soluciones fuera de red, como sistemas solares domiciliarios y mini-redes, han beneficiado a más de 150 millones de personas, y que los sistemas renovables distribuidos son decisivos para alcanzar el acceso universal en zonas de difícil conexión a redes convencionales.

3.7.1 Electrificación rural con sistemas aislados y mini-redes

Los sistemas fotovoltaicos domésticos (SHS) suministran energía a viviendas aisladas para iluminación, carga de dispositivos, radio, televisión y pequeños electrodomésticos. El manual de IRENA sobre comunidades remotas describe configuraciones típicas de SHS con potencias entre 20 y 200 Wp, baterías de ciclo profundo y reguladores de carga sencillos, que han demostrado ser una solución efectiva para hogares dispersos.

Para asentamientos más densos, las mini-redes solares híbridas combinan campos fotovoltaicos, baterías y, en algunos casos, grupos diésel de respaldo. El informe de IRENA sobre innovación en mini-redes y trabajos académicos

sobre electrificación rural destacan que estas configuraciones permiten suministrar energía continua a pequeñas localidades y polos productivos, aunque enfrentan desafíos regulatorios, de demanda insuficiente y de esquemas tarifarios sostenibles (IRENA, 2016).

3.7.2 Aplicaciones productivas: agua, agricultura y microempresas

La energía solar se utiliza ya de forma extendida en bombeo de agua, riego presurizado y abastecimiento de agua potable. IRENA documenta que los sistemas de bombeo fotovoltaico han sustituido motores diésel en numerosos proyectos, reduciendo costos operativos y emisiones.

En agricultura y agroindustria rural, la energía solar respalda procesos como:

- Molido y triturado de granos.
- Refrigeración y conservación de productos perecederos.
- Procesos térmicos de secado asistido con colectores solares o aire calentado por fotovoltaica.

La combinación de fotovoltaica y solar térmica permite dotar a pequeñas industrias rurales de energía eléctrica y calor de proceso de baja temperatura, lo que incrementa el valor añadido de la producción local y favorece actividades como panaderías, talleres de soldadura, carpintería y pequeñas plantas de procesamiento alimentario (IRENA, 2016).

3.7.3 Servicios sociales: salud, educación y administración local

La energía solar facilita el funcionamiento de centros de salud rurales mediante iluminación fiable, alimentación de equipos básicos, refrigeración de vacunas y conservación de medicamentos. El manual de comunidades remotas de IRENA registra numerosos ejemplos de mini-redes que abastecen simultáneamente viviendas, escuelas y puestos de salud.

En educación, los sistemas solares permiten ampliar horarios de estudio, alimentar equipos informáticos y redes de comunicación, y sostener aulas digitales en escuelas sin conexión previa. Informes de organismos internacionales muestran que la disponibilidad de energía en escuelas rurales mejora los indicadores de permanencia escolar y abre la posibilidad de programas de formación técnica vinculados al mantenimiento de los propios

sistemas. La electrificación de edificaciones municipales y centros comunitarios refuerza la capacidad de gestión local, al permitir el uso de herramientas informáticas, comunicación electrónica y servicios administrativos con horarios ampliados.

3.7.4 Desafíos operativos y modelos de gestión en comunidades rurales

Aunque la energía solar ha demostrado gran potencial en áreas rurales, la experiencia documentada por IRENA y por estudios sobre mini-redes revela desafíos en sostenibilidad económica, mantenimiento y regulación. Peters y coautores destacan que muchos programas enfrentan dificultades asociadas a una demanda menor de la prevista, tasas de morosidad, marcos regulatorios incompletos y modelos de negocio frágiles (Peters et al., 2019).

Para abordar estos desafíos, las guías de proyectos de IRENA recomiendan:

- Procesos participativos de diseño y tarifas que reflejen la capacidad de pago local.
- Programas de formación técnica para operadores y usuarios.
- Mecanismos de mantenimiento preventivo, fondos de reserva y cadenas de suministro confiables para repuestos.

3.7.5 Energía solar y desarrollo territorial rural

Los análisis de IRENA sobre comunidades remotas señalan que la energía solar no solo permite acceso a electricidad, sino que habilita un conjunto amplio de servicios productivos y sociales que influyen en el desarrollo territorial: mejoras en productividad agrícola, diversificación de actividades económicas, fortalecimiento de servicios de salud y educación, y mayor integración de las comunidades en redes de información y comercio.

Para que estos beneficios se mantengan en el tiempo, la energía solar debe integrarse en estrategias de desarrollo rural, políticas de electrificación y marcos de gobernanza comunitaria, en articulación con instituciones locales y nacionales. De este modo, la energía solar se convierte en un componente estructurante de proyectos de desarrollo con énfasis en inclusión social y sostenibilidad ambiental.

Un Ejemplo reciente, en la localidad fronteriza de Karan, en Mali, una mini-red solar operada por la empresa WeLight desde 2021 ha transformado la vida cotidiana de unos 3000 habitantes, que antes podían permanecer varios días sin electricidad. El sistema, conformado por decenas de paneles fotovoltaicos y un banco de baterías, suministra energía de forma continua para alumbrado público, pequeños negocios y actividades productivas locales.

La disponibilidad de electricidad estable ha permitido, por ejemplo, que una panadería que funcionaba con un generador diésel reduzca a más de la mitad sus costos diarios de combustible y aumente sus ingresos, además de impulsar otros emprendimientos como talleres y centros de ocio. Este caso evidencia el potencial de las mini-redes solares para articular acceso a la energía, reducción de gastos operativos y dinamización económica en territorios rurales africanos, aunque también pone de relieve que amplias zonas del país y de África occidental aún permanecen sin servicio eléctrico regular, lo que limita oportunidades educativas y de inversión.



Figura 3-6. Mantenimiento de paneles en una mini-red solar rural en Karan, Mali. Un técnico realiza labores de limpieza en los módulos fotovoltaicos de la planta solar comunitaria que abastece a la aldea de Karan, Mali (AP Photo/Baba Ahmed, 6 febrero 2025). La imagen ilustra la importancia de las tareas de operación y mantenimiento para garantizar el rendimiento de las mini-redes rurales (B. Ahmed, 2025).

**Energías Renovables y Sostenibilidad
Comunitaria: Diseño, Implementación y
Gestión de Sistemas Energéticos
Limpios**

CAPÍTULO IV

**Energía Eólica y Microgeneración
Distribuida**

AUTOR: Merchán Carreño Edwin Joao



4 Energía Eólica y Microgeneración Distribuida

4.1 Fundamentos aerodinámicos de la conversión eólica

La conversión eólica se basa en la transformación de la energía cinética del viento en energía mecánica y posteriormente eléctrica a través de un aerogenerador. El principio físico fundamental se apoya en la mecánica de fluidos y en la interacción aerodinámica entre el viento y el rotor.

4.1.1 Energía cinética del viento y potencia disponible

El viento transporta energía cinética cuya potencia instantánea se expresa como:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

donde:

- ρ es la densidad del aire (aproximadamente 1.225 kg/m³ a nivel del mar),
- $A = \pi R^2$ es el área barrida por el rotor,
- v es la velocidad del viento.

Fórmula empleada en ingeniería eólica desde los aportes de Betz e incorporada en normas como IEC 61400, muestra que variaciones moderadas en la velocidad del viento se traducen en aumentos muy significativos de la potencia que el aerogenerador puede capturar. Diversos análisis de NREL señalan que, cuando la velocidad del viento se duplica, la energía disponible puede incrementarse hasta aproximadamente ocho veces, lo que refuerza la necesidad de mediciones precisas y de una caracterización espacial cuidadosa del recurso eólico.

La densidad del aire depende de la altitud, la presión y la temperatura y modifica tanto la potencia aprovechable como el desempeño efectivo de la máquina. Informes elaborados por la IEA indican que zonas tropicales o de gran altitud presentan valores de densidad inferiores, por lo que los modelos

de potencia para aerogeneradores de pequeña escala requieren ajustes específicos para representar adecuadamente estas condiciones.

4.1.2 Límite de Betz y coeficiente de potencia

No es posible extraer toda la energía cinética del viento. Según Betz (1919), la eficiencia máxima teórica de extracción se limita al 59.3 %. Este límite surge del análisis del flujo antes y después del rotor, demostrando que el viento debe conservar una velocidad remanente para que el aire pueda seguir fluyendo a través de las palas.

El coeficiente de potencia C_p expresa la eficiencia con la cual un aerogenerador convierte energía cinética en energía útil:

$$P_{\text{útil}} = C_p \cdot \frac{1}{2} \rho A v^3$$

Los aerogeneradores modernos alcanzan valores de C_p entre 0.40 y 0.48, según especificaciones técnicas de fabricantes y estudios de NREL. En microturbinas domésticas, el C_p suele ser menor (0.25 a 0.35) debido a restricciones en geometría, número de palas y condiciones turbulentas propias de entornos urbanos o comunitarios.

4.1.3 Perfil aerodinámico de las palas y generación de sustentación

Las palas funcionan como perfiles aerodinámicos diseñados para generar sustentación y no arrastre. Cuando el viento incide en la pala con un ángulo adecuado, se genera una diferencia de presión entre el intradós y el extradós, lo que produce una fuerza perpendicular al flujo. Esta sustentación impulsa el giro del rotor y constituye el principio funcional del aerogenerador moderno de eje horizontal.

Los parámetros aerodinámicos son:

- Relación de aspecto de la pala.
- Ángulo de ataque.
- Distribución de torsión a lo largo de la pala.
- Número de palas (2, 3 o multialas en turbinas pequeñas).

Estudios de Renewable Energy, Wind Engineering y reportes de IEA Wind TCP muestran que la geometría de la pala busca maximizar C_p y minimizar pérdidas inducidas por turbulencia, separación de flujo o estelas.

El uso de materiales compuestos como fibra de vidrio o fibra de carbono reduce el peso y mejora la rigidez, lo que incrementa la eficiencia aerodinámica y la durabilidad estructural.

4.1.4 Dinámica rotacional del rotor y control aerodinámico

La potencia extraída del viento requiere controlar la velocidad de giro del rotor y la interacción con el viento. Existen dos estrategias de control aerodinámico:

a) Control de *stall*

La pala está configurada para que, cuando la velocidad del viento aumenta, el flujo se separe del perfil y disminuya la sustentación. Este es un mecanismo pasivo habitual en aerogeneradores pequeños y medianos, recomendado por estudios de NREL para sistemas comunitarios debido a su bajo costo y simplicidad.

b) Control de *pitch*

La pala rota sobre su eje longitudinal para modificar el ángulo de ataque. Permite mantener potencia constante en vientos altos y optimizar el rendimiento. Es el enfoque dominante en turbinas de gran escala y algunas mini-turbinas avanzadas.

El comportamiento dinámico del rotor depende de la relación de velocidad en punta (TSR):

$$\lambda = \frac{\omega R}{v}$$

donde ω es la velocidad angular del rotor. Valores óptimos de λ se encuentran entre 5 y 9 en turbinas modernas, según reportes de IRENA y manuales de diseño eólico.

4.1.5 Interacción aerodinámica del rotor con la torre y la estela

La estela generada detrás del aerogenerador influye en el rendimiento y en la carga estructural. Esta área de flujo turbulento presenta velocidades menores y

variabilidad en dirección, lo que afecta el rendimiento de turbinas ubicadas aguas abajo.

El estudio de estelas ha sido ampliamente abordado por NREL en el modelo FAST y en simulaciones con Computational Fluid Dynamics (CFD). Se destacan varios efectos:

- Expansión de estela, que incrementa su diámetro aguas abajo.
- Recuperación de velocidad, que depende de la rugosidad del terreno y de la estabilidad atmosférica.
- Interferencia de torre–pala, que produce cargas cíclicas y fatiga en las palas.

Este fenómeno es particularmente relevante en parques eólicos, pero también afecta microturbinas instaladas en techos o postes comunitarios, donde la turbulencia generada por edificaciones reduce la eficiencia y acelera el desgaste.

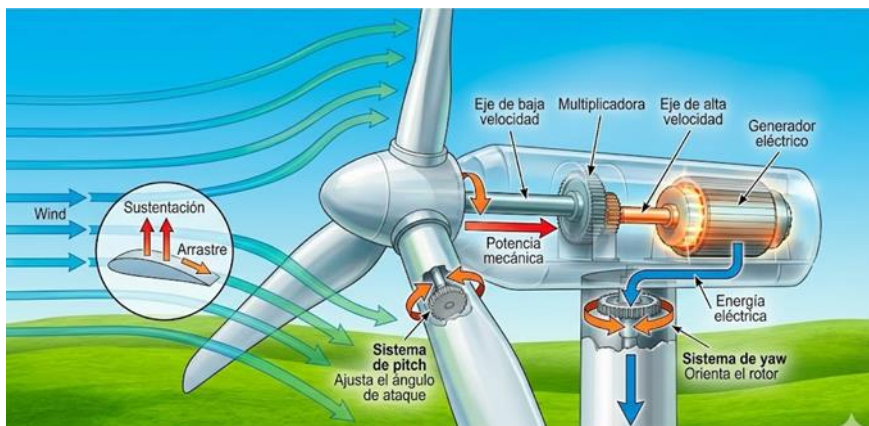


Figura 4-1. Esquema aerodinámico de un aerogenerador de eje horizontal: viento sobre palas, generación de sustentación, transmisión mecánica y conversión eléctrica.

4.2 Tipología de aerogeneradores y curvas de potencia

La clasificación de aerogeneradores se basa en la orientación del eje, la escala de potencia, el tipo de control aerodinámico y el uso previsto. Documentos de la International Energy Agency Wind TCP, informes técnicos del National

Renewable Energy Laboratory (NREL) y manuales de diseño como Wind Energy Handbook explican que cada tipología responde a requisitos específicos de velocidad del viento, nivel de turbulencia, mantenimiento, capacidad instalada y condiciones del emplazamiento. Estos factores determinan la curva de potencia, que es la relación fundamental entre velocidad del viento y potencia eléctrica generada, utilizada ampliamente en análisis de rendimiento, simulaciones y estudios de viabilidad (Bortolotti et al., 2019).

4.2.1 Aerogeneradores de eje horizontal (HAWT)

Los aerogeneradores de eje horizontal son la tecnología predominante a nivel mundial, tanto en parques eólicos como en aplicaciones comunitarias de tamaño medio. Estas máquinas orientan su rotor perpendicular al viento mediante sistemas activos de yaw y emplean palas aerodinámicas optimizadas para maximizar sustentación. Estudios del NREL indican que este tipo de aerogenerador alcanza coeficientes de potencia superiores a 0.40, lo que explica su dominio tecnológico.

Entre sus características técnicas destacan:

- Tres palas como configuración estándar por estabilidad dinámica.
- Control de pitch en aerogeneradores medianos y grandes.
- Alturas de torre entre 20 y 160 metros según escala.
- Encapsulamiento del generador en la góndola, facilitando mantenimiento preventivo.

Su principal ventaja radica en la eficiencia y en la disponibilidad comercial de modelos desde 500 W hasta turbinas multipropósito de 8 MW para aplicaciones offshore.

4.2.2 Aerogeneradores de eje vertical (VAWT)

Los aerogeneradores de eje vertical incluyen tipologías como Darrieus, H-rotor y Savonius. Su eje de rotación es perpendicular al suelo, lo que elimina la necesidad de orientación activa. Informes de IRENA y plataformas técnicas como IEA Wind Task 27 señalan que estos equipos ofrecen ventajas para zonas

urbanas o rurales con turbulencia elevada, debido a su capacidad de operar con viento multidireccional (Bortolotti et al., 2019).

Características relevantes:

- Inician operación con velocidades de viento menores.
- Estructura sencilla y menor costo de mantenimiento.
- Coeficientes de potencia habituales entre 0.20 y 0.35.

Sin embargo, presentan limitaciones: menor eficiencia aerodinámica, vibraciones inducidas por carga cíclica y complejidad en mecanismos de arranque en algunos diseños.

4.2.3 Clasificación por escala de potencia

La escala de potencia se relaciona con la aplicación: microgeneración, uso comunitario o generación centralizada. La siguiente tabla resume las categorías más utilizadas.

Tabla 4-1. Clasificación de aerogeneradores según potencia nominal

Categoría	Rango de potencia	Aplicaciones típicas
Microturbinas	50 W – 5 kW	Viviendas rurales, telecomunicaciones, cargas aisladas
Pequeña escala	5 kW – 100 kW	Centros comunitarios, escuelas rurales, bombeo
Mediana escala	100 kW – 1 MW	Microredes híbridas, industrias pequeñas
Gran escala	>1 MW	Parques eólicos comerciales y offshore

Nota. Categorías adaptadas según criterios de IRENA, IEC 61400-2 y clasificaciones del NREL para turbinas distribuidas.

Investigaciones recientes del NREL sobre distribución eólica indican que la microgeneración (menos de 100 kW) resulta determinante en comunidades sin acceso a red, mientras que la mediana escala se configura como alternativa viable para microrredes rurales con capacidad técnica local.

4.2.4 Curvas de potencia: estructura y parámetros característicos

La curva de potencia es el elemento central para evaluar el comportamiento real de un aerogenerador. Las normas IEC 61400 detallan el procedimiento para su obtención mediante mediciones certificadas, destacando tres puntos principales:

- Velocidad de corte inferior (cut-in): 2–4 m/s
- Velocidad nominal (rated): 10–14 m/s
- Velocidad de corte superior (cut-out): 20–25 m/s

La potencia aumenta aproximadamente con el cubo de la velocidad del viento hasta alcanzar la potencia nominal, donde el sistema de control regula el aporte aerodinámico para evitar sobrecarga. Varios estudios de Renewable Energy y de la IEA señalan que la forma de la curva y la estabilidad del control determinan la producción anual de energía y la vida útil del aerogenerador.

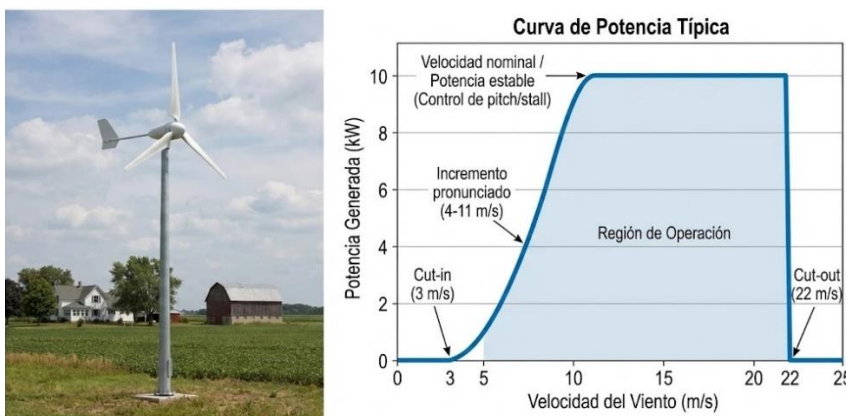


Figura 4-2. Curva de potencia típica de un aerogenerador distribuido: relación entre velocidad del viento, potencia generada y puntos de corte operativo.

4.3 Cálculo del potencial eólico y análisis del recurso

El análisis del recurso eólico permite estimar cuánta energía puede generar un aerogenerador en un sitio determinado y, por tanto, constituye la base para la viabilidad técnica y económica de cualquier proyecto eólico, ya sea de gran escala o de microgeneración distribuida. Organismos como NREL, DTU

Wind, el Banco Mundial y la IEA han desarrollado metodologías estandarizadas que combinan bases de datos climatológicas, mediciones in situ, modelos estadísticos (principalmente distribuciones Weibull) y normas IEC 61400 para la caracterización del viento y el cálculo de la producción anual de energía (Tinneland & Sethuraman, 2019).

4.3.1 Caracterización básica del recurso: velocidad media, densidad de potencia y AEP

El punto de partida lo constituye la velocidad media anual del viento y su variación temporal. La potencia específica disponible en el viento se expresa como

$$P_{\text{spec}} = \frac{1}{2} \rho v^3$$

donde ρ es la densidad del aire y v la velocidad del viento. Para estimar la producción anual de energía (AEP) de un aerogenerador se aplica la curva de potencia certificada a la distribución de frecuencias de velocidad del viento, siguiendo los lineamientos de IEC 61400-12-1 (IEC, 2022).

En forma simplificada, la AEP se puede expresar como

$$AEP = \sum_{j=1}^m P(v_j) f(v_j) 8760$$

donde $P(v_j)$ es la potencia del aerogenerador a la velocidad v_j y $f(v_j)$ la probabilidad de ocurrencia de esa velocidad, obtenida a partir del análisis estadístico de la serie de datos.

Mapas eólicos regionales, como los del *Global Wind Atlas* desarrollado por DTU y el Banco Mundial, ofrecen estimaciones de velocidad media y densidad de potencia a diferentes alturas, útiles para preseleccionar zonas con potencial antes de realizar campañas de medición detallada.

4.3.2 Campañas de medición en sitio: mástiles meteorológicos y LiDAR

Para proyectos con inversión relevante se requiere una campaña de medición en sitio, normalmente de 12 a 24 meses, que permita obtener series de velocidad y dirección del viento representativas. Las prácticas recomendadas de MEASNET y la IEA señalan que las mediciones deben seguir los requisitos

de IEC 61400-12-1, incluyendo calibración de anemómetros y documentación completa del emplazamiento (Measnet, 2022).

Los elementos principales son:

- Mástil meteorológico con anemómetros de cazoletas o sónicos a una o varias alturas próximas a la altura de buje.
- Veletas para registrar la distribución de direcciones y definir sectores de sectorización.
- Sensores de temperatura, presión y densidad de aire para ajustar la potencia disponible.

En los últimos años, el uso de sistemas LiDAR de escaneo se ha consolidado como alternativa o complemento a los mástiles, especialmente en zonas complejas u offshore. Recomendaciones recientes del Carbon Trust y de IEA Wind describen procedimientos para integrar mediciones LiDAR en la certificación de curvas de potencia y en la extrapolación vertical de velocidades (Gomez et al., 2021).

Tabla 4-2. Elementos básicos de una campaña de medición de recurso eólico

Elemento	Función principal	Referencias técnicas habituales
Mástil meteorológico	Soporte para sensores a distintas alturas	IEC 61400-12-1, MEASNET
Anemómetros de cazoletas	Medición de velocidad media y ráfagas	MEASNET, IEA Wind Task 36
LiDAR escáner	Perfil vertical de viento hasta alturas de buje altas	NREL, Carbon Trust
Veletas	Medición de dirección del viento	IEC 61400-12-1
Registrador de datos	Almacenamiento y transmisión de series temporales	NREL, MEASNET

Nota. La tabla se elabora a partir de guías MEASNET, normas IEC 61400-12-1 y prácticas recomendadas de IEA Wind Task 36 (Measnet, 2022).

4.3.3 Modelación estadística: distribución de Weibull y parámetros A y k

La variabilidad del viento se describe habitualmente mediante la distribución de Weibull, que ajusta de forma adecuada las frecuencias de velocidad en la mayoría de los sitios eólicos.

Su función de densidad de probabilidad se expresa como

$$f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \exp \left[-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right]$$

donde A es el parámetro de escala (m/s) y k el parámetro de forma. El valor de A se relaciona con la velocidad media del sitio, mientras que k refleja la dispersión de las velocidades: valores altos de k indican un régimen más estable.

Trabajos clásicos de Seguro y Lambert, así como análisis recientes en *Energy Reports* y otras revistas, discuten métodos de estimación de A y k mediante momentos, máxima verosimilitud y mínimos cuadrados, destacando que la calidad del ajuste influye directamente en la estimación de AEP (Eurek et al., 2017).

La energía eólica media específica se obtiene integrando la potencia disponible ponderada por la distribución de Weibull:

$$\bar{P}_{\text{espec}} = \frac{1}{2} \rho A^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)$$

donde Γ es la función gamma. Esta expresión permite comparar el potencial eólico de diferentes sitios sin necesidad de detallar la curva de potencia de una máquina específica.

4.3.4 Herramientas y atlas de recurso: Global Wind Atlas y conjuntos de datos numéricos

El uso de modelos numéricos y de atlas eólicos de alta resolución complementa las mediciones locales y permite escalamiento regional. El Global Wind Atlas (GWA), desarrollado por DTU y el Banco Mundial, proporciona mapas de velocidad media, densidad de potencia y parámetros de Weibull a distintas alturas sobre tierra y mar, a resolución kilométrica (Global Wind Atlas, n.d.).

Por su parte, conjuntos de datos como el Wind Integration National Dataset (WTK) de NREL ofrecen series temporales de viento con resolución de 5 minutos y 2 km de malla, obtenidas mediante modelos atmosféricos como WRF. Estos recursos permiten:

- Preseleccionar zonas con potencial para proyectos comunitarios o parques eólicos.
- Extrapolar información a alturas de buje mediante leyes de potencia o modelos de capa límite.
- Desarrollar escenarios de integración eólica en sistemas eléctricos nacionales o regionales.

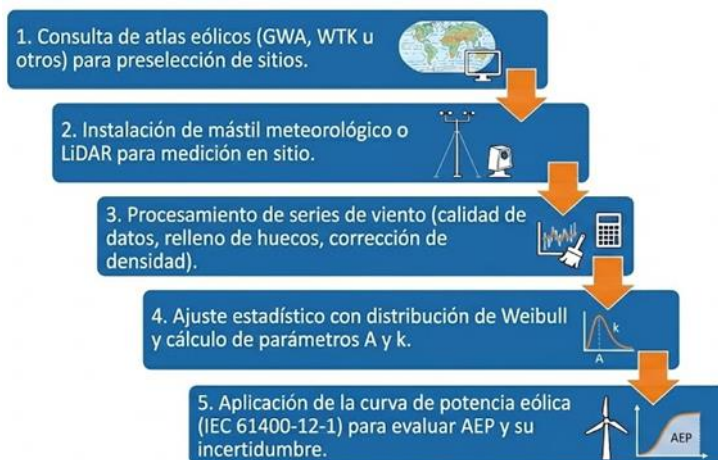


Figura 4-3. Esquema de flujo para el análisis de recurso eólico a escala de proyecto

4.3.5 Evaluación de incertidumbre y adecuación del sitio

La estimación del potencial eólico incluye incertidumbres asociadas a mediciones, representatividad temporal, extrapolación espacial y ajuste estadístico. La documentación de MEASNET y las normas IEC 61400-12 subrayan que, para proyectos bancables, es necesario cuantificar la incertidumbre total y derivar valores de AEP “probables” y “conservadores” (por ejemplo, P50 y P90).

Factores relevantes son:

- Exactitud y calibración de sensores, descritas en guías específicas para anemómetros.
- Complejidad del terreno y posibles efectos de relieve y rugosidad en la extrapolación de velocidades.
- Longitud de la serie de datos y su representatividad frente a climatologías de largo plazo.

La evaluación de adecuación del sitio no se limita al viento. También se analizan accesos, restricciones ambientales, proximidad a redes eléctricas y aceptación social, de modo que el potencial eólico estimado pueda traducirse en proyectos técnicamente viables y socialmente aceptados.

4.3.6 Consideraciones técnicas para selección de tipología

La selección del tipo de aerogenerador depende de varios factores:

- Velocidad media anual del viento, que debe superar 4–5 m/s para justificar inversión.
- Turbulencia, especialmente relevante en entornos rurales con obstáculos dispersos o en zonas urbanas.
- Condiciones de mantenimiento, donde VAWT presenta ventajas por accesibilidad.
- Objetivos del proyecto (autoconsumo, venta de energía, electrificación rural).

Informes de IRENA muestran que en proyectos comunitarios suele priorizarse la robustez mecánica y la facilidad de operación, mientras que en parques eólicos prima la eficiencia aerodinámica del eje horizontal.

4.4 Diseño técnico de sistemas eólicos a pequeña escala

El diseño de sistemas eólicos de pequeña escala integra aspectos aerodinámicos, eléctricos, mecánicos y normativos, con énfasis en la interacción entre turbina, torre, sistema de conversión y usuario final. Guías del Departamento de Energía de Estados Unidos, NREL y el *Distributed Wind Guidebook* destacan que un buen diseño parte de una evaluación rigurosa del recurso, de la selección adecuada de la turbina conforme a IEC 61400-2 y de

una integración eléctrica compatible con redes locales o sistemas aislados (Nouban & Abazid, 2017).

4.4.1 Criterios generales de diseño para pequeña escala

En la categoría de pequeña escala se incluyen sistemas desde decenas de vatios hasta alrededor de 100 kW, utilizados para viviendas rurales, centros comunitarios, explotaciones agrícolas o microrredes híbridas. NREL señala que el proceso de diseño comienza con tres preguntas: cuánta energía se requiere, qué recurso eólico se dispone en el sitio y bajo qué esquema de conexión operará el sistema (autónomo, conectado a red o híbrido con otras fuentes).

La energía anual demandada E_{dem} se estima a partir de registros de consumo o de un inventario de cargas, expresado como:

$$E_{\text{dem}} = \sum_{i=1}^n P_i h_i 365$$

donde P_i es la potencia de cada equipo y h_i las horas diarias de uso. Esta energía se compara con la producción anual esperada de la turbina, calculada a partir de la curva de potencia y de la distribución de velocidades de viento del sitio.

La norma IEC 61400-2 establece requisitos de diseño estructural, cargas extremas, control y protección para aerogeneradores de pequeña escala, con el objetivo de garantizar seguridad y durabilidad bajo condiciones de viento específicas.

4.4.2 Selección de emplazamiento y evaluación local

Aunque los atlas eólicos proporcionan una primera aproximación, el diseño de pequeña escala demanda una evaluación detallada del emplazamiento inmediato. La guía *Small Wind Electric Systems* indica que la turbulencia generada por edificaciones, árboles y relieves puede reducir sensiblemente la producción y aumentar las cargas de fatiga (U.S. Department of Energy, 2001).

Se recomiendan las siguientes prácticas:

- Instalar la torre al menos 10 metros por encima de cualquier obstáculo significativo dentro de un radio de 150 metros.

- Evitar ubicaciones en sotavento de colinas o estructuras masivas.
- Priorizar crestas suaves y áreas abiertas donde el flujo de viento se presente más uniforme.

En proyectos rurales, informes de IRENA y del Banco Mundial subrayan que el emplazamiento debe compatibilizarse con usos del suelo, accesos para mantenimiento y aceptación social de la estructura de la torre.

4.4.3 Dimensionamiento aerodinámico y eléctrico básico

La selección de potencia nominal se realiza cruzando el recurso eólico local con la curva de potencia de la turbina. La energía anual producida se expresa como:

$$AEP = \sum_{j=1}^m P(v_j) f(v_j) 8760$$

donde $P(v_j)$ es la potencia de la turbina a la velocidad v_j y $f(v_j)$ la probabilidad de ocurrencia de esa velocidad, habitualmente obtenida de un ajuste Weibull. Para aplicaciones aisladas, la potencia nominal se coordina con la capacidad del banco de baterías y con la demanda pico. El propio NREL plantea que, en sistemas autónomos, la relación entre potencia instalada y carga media debe permitir cubrir picos razonables sin sobredimensionar en exceso la torre y el generador, lo que se logra con un balance entre energía anual y potencia instantánea requerida.

En sistemas conectados a red o a una microrred, el diseño eléctrico incluye:

- Selección de tensión de generación (típicamente 24, 48, 400 V AC según tamaño).
- Elección entre generadores síncronos o asíncronos con electrónica de potencia asociada.
- Dimensionamiento de cableado y protecciones en función de corrientes máximas y distancias.

Tabla 4-3. Parámetros orientativos para diseño de sistemas eólicos de pequeña escala

Rango de potencia de turbina	de Altura típica de torre	Uso habitual	Observaciones de diseño
50 W – 1 kW	6–12 m	Telecomunicaciones, sensores remotos	Prioriza simplicidad y bajo mantenimiento
1 kW – 10 kW	12–24 m	Viviendas rurales, bombeo de agua	Requiere estudio de sombras y turbulencia
10 kW – 100 kW	18–40 m	Centros comunitarios, microredes	Integra protección compleja y monitoreo

Nota. Adaptado de guías de diseño de NREL, Distributed Wind Guidebook y estudios de electrificación rural con turbinas pequeñas.

4.4.4 Integración en sistemas autónomos e híbridos

En sistemas autónomos, la turbina se conecta a un banco de baterías mediante rectificadores y controladores de carga. ESMAP y NREL indican que la combinación eólica solar con almacenamiento mejora la fiabilidad del suministro, ya que el viento y la radiación solar presentan variaciones temporales diferentes.

Las configuraciones habituales incluyen:

- Sistemas eólicos–batería para estaciones remotas y pequeñas cargas críticas.
- Sistemas eólicos–solar–batería en microredes rurales, donde la solar aporta durante el día y la eólica apoya en horas nocturnas o en estaciones ventosas.

Los modelos de optimización HOMER, desarrollados inicialmente por NREL, permiten explorar combinaciones de potencia eólica, potencia fotovoltaica, capacidad de baterías y respaldo diésel para minimizar costo nivelado de energía manteniendo niveles de servicio definidos.

En sistemas conectados a red, el diseño se centra en inversores de acoplamiento, compatibilidad con códigos de red y gestión de potencia

reactiva, siguiendo lineamientos similares a los de parques eólicos pero adaptados a la escala distribuida.

4.4.5 Esquema del sistema y consideraciones de seguridad y mantenimiento

Las normas IEC 61400-2 y las guías de certificación distribuida recomiendan tratar el sistema eólico de pequeña escala como un conjunto integrado que incluye turbina, torre, cimentación, anclajes, cableado y dispositivos de seguridad.



Figura 4-4. Sistema eólico de pequeña escala para electrificación rural y componentes principales recomendados para diseños conforme a estándares internacionales.

Las mismas fuentes resaltan la importancia de:

- Inspecciones periódicas de pernos, tensores y elementos de sujeción.
- Revisión anual de sistemas de frenado, enclavamientos y lubricación.
- Formación básica de operadores comunitarios para detectar vibraciones anómalas, ruidos inusuales o daños en palas.

De este modo, el diseño técnico de sistemas eólicos de pequeña escala se articula con criterios de certificación, operación segura y sostenibilidad a largo

plazo, y se convierte en una herramienta útil para electrificación rural y proyectos de microgeneración distribuida.

4.5 Integración híbrida solar–eólica

La integración híbrida solar–eólica se adopta como estrategia para mejorar la confiabilidad energética, disminuir variabilidad estacional y reducir los costos operativos en sistemas aislados o en microrredes rurales. Organismos como IRENA, NREL y la Agencia Internacional de Energía describen estos sistemas como configuraciones que combinan dos fuentes renovables complementarias: la energía solar fotovoltaica, dominante durante horas diurnas, y la energía eólica, que en muchas regiones presenta mayor disponibilidad nocturna o en estaciones donde la radiación es limitada.

4.5.1 Principios de complementariedad entre recurso solar y eólico

La complementariedad temporal constituye el fundamento técnico de un sistema híbrido. Informes de IRENA explican que en regiones tropicales y semiáridas la radiación solar presenta un patrón más estable durante todo el año, mientras el viento suele intensificarse en horarios nocturnos o en meses secos, compensando la fluctuación solar. Esta compensación permite reducir el tamaño requerido del banco de baterías y mejorar el perfil de generación distribuida.

Los criterios de diseño incluyen:

- Variabilidad diaria y estacional de ambos recursos.
- Correlación negativa entre radiación y viento en muchas zonas rurales.
- Disponibilidad de terreno para orientar paneles y ubicar torres.
- Arquitectura de control que balancea entradas simultáneas de energía.

4.5.2 Configuraciones técnicas de sistemas híbridos

Los sistemas híbridos pueden clasificarse en tres configuraciones principales:

1. Acoplamiento en corriente continua (DC-coupled)

Paneles fotovoltaicos y turbina eólica se conectan a un bus de corriente continua que alimenta controladores de carga y baterías. Es

adecuado para aplicaciones pequeñas e instalaciones con cargas críticas.

2. Acoplamiento en corriente alterna (AC-coupled)

Cada fuente posee su propio inversor y ambos se integran en un bus de corriente alterna que actúa como microred. NREL indica que esta arquitectura ofrece mayor flexibilidad y eficiencia cuando la demanda es superior a 10 kW.

3. Sistemas híbridos multifuente

Combinan solar, eólica y respaldo térmico o baterías avanzadas. El software HOMER (desarrollado por NREL) demuestra que los sistemas trifásicos multifuente alcanzan costos nivelados menores y mayor estabilidad operativa.

Tabla 4-4. Comparación técnica de configuraciones híbridas solar–eólica

Configuración	Ventajas	Limitaciones	Escenarios recomendados
DC-coupled	Menos componentes electrónicos, menor costo inicial	Control menos flexible, restricciones de tensión	Viviendas rurales, escuelas pequeñas
AC-coupled	Mejor gestión de recursos, escalabilidad, integración con red	Costo inicial mayor	Microredes comunitarias, sistemas > 10 kW
Multifuente	Alta confiabilidad y continuidad del servicio	Complejidad de control	Comunidades aisladas, sistemas productivos

4.5.3 Estrategias de control y gestión energética

El desempeño de un sistema híbrido depende en gran medida del esquema de control. La Agencia Internacional de Energía describe cómo los controladores integran algoritmos que distribuyen la energía entre cargas, sistemas de almacenamiento y red eléctrica de manera optimizada.

Las funciones principales incluyen:

- Priorización de la energía renovable para el abastecimiento directo de las cargas.
- Gestión de carga y descarga del banco de baterías respetando los límites de profundidad de descarga.
- Mantenimiento de niveles adecuados de tensión y frecuencia en microrredes aisladas.
- Supervisión mediante sensores IoT para identificar ráfagas de viento o disminuciones rápidas de irradiancia y ajustar la operación.

Diversos trabajos recientes sobre sistemas híbridos resaltan la incorporación de técnicas de control predictivo y métodos de aprendizaje automático para anticipar la generación eólica y solar y aumentar la confiabilidad operativa.

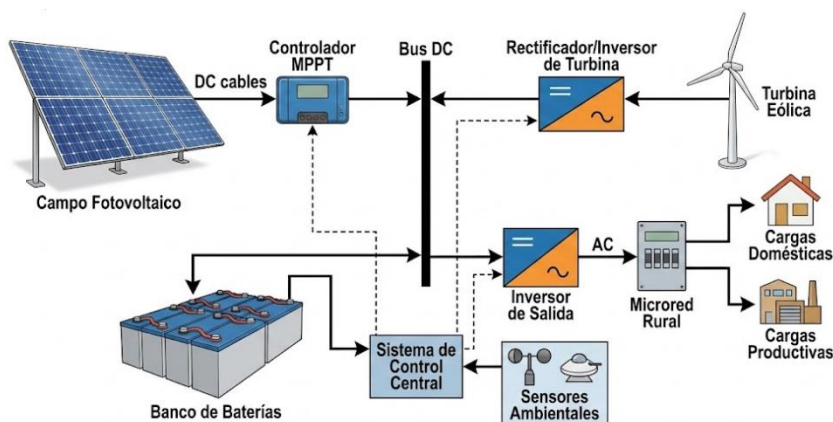


Figura 4-5. Sistema híbrido solar–eólico para microrred rural: integración de FV, turbina, baterías e inversor, gestionados por control central y sensores.

4.5.4 Evaluación técnico–económica de la integración híbrida

La viabilidad de un sistema híbrido se evalúa mediante métodos como:

- Costo nivelado de energía (LCOE) tomando en cuenta la complementariedad solar–eólica.
- Análisis del perfil horario de generación.

- Modelación estocástica de velocidades del viento y radiación solar.

Los estudios de IRENA sobre electrificación rural muestran que la combinación solar–eólica reduce los costos de operación en un rango del 20 al 60 por ciento respecto a sistemas monofuente, especialmente en regiones con estacionalidad marcada del viento.

Asimismo, para comunidades agrícolas o pesqueras, la integración híbrida permite disponer de energía durante horarios amplios, facilitando refrigeración, alumbrado nocturno, uso de maquinaria pequeña o acceso a telecomunicaciones, lo que incrementa la utilidad social del sistema.

4.6 Aspectos eléctricos, mecánicos y de mantenimiento preventivo

Los sistemas eólicos requieren una integración técnica que abarque elementos eléctricos, mecánicos y operativos para asegurar seguridad, estabilidad y durabilidad. Organismos como IEC, IRENA, NREL y la Agencia Internacional de Energía establecen que la confiabilidad de una turbina depende tanto de su diseño estructural como de un mantenimiento sistemático que reduzca cargas de fatiga y preserve el rendimiento energético durante su ciclo de vida.

4.6.1 Componentes eléctricos esenciales en sistemas eólicos

Un aerogenerador de pequeña o mediana escala incluye varios elementos eléctricos que garantizan el flujo adecuado de energía desde el generador hasta el punto de consumo o la microred. Las guías de NREL y las normas IEC 61400 describen los siguientes componentes principales:

- Generador eléctrico (síncrono o asíncrono). Su selección depende de la arquitectura del sistema y de la necesidad de control de velocidad.
- Rectificador o convertidor electrónico, cuando el generador produce corriente alterna variable.
- Controlador de carga, que regula la energía dirigida al banco de baterías para prevenir sobrecarga.
- Inversor (autónomo o interactivo con red), encargado de proporcionar tensión y frecuencia estables.
- Protecciones eléctricas, como interruptores termomagnéticos, fusibles, supresores de sobretensión y relés tierra-falla.

El diseño eléctrico debe cumplir con criterios de caída de tensión, capacidad de cortocircuito, compatibilidad con normativas locales y dimensionamiento adecuado de conductores según corrientes máximas. Informes técnicos del Banco Mundial sobre microrredes rurales indican que la falta de protecciones adecuadas incrementa la probabilidad de fallas catastróficas en sistemas aislados.

4.6.2 Subsistema mecánico y estructural del aerogenerador

El subsistema mecánico incluye palas, buje, tren de potencia, rodamientos, frenos y torre. La carga aerodinámica, la fatiga estructural y la transmisión de vibraciones influyen de manera directa en la vida útil. Estudios técnicos de NREL indican que una proporción significativa de las fallas en turbinas de pequeña escala se relaciona con rodamientos, uniones y sistemas de frenado.

Componentes relevantes:

- Palas fabricadas en compuestos de fibra de vidrio o carbono, diseñadas para maximizar sustentación y minimizar arrastre.
- Tren de potencia, que puede ser directo (direct drive) o mediante multiplicadora.
- Sistema de frenado, mecánico o aerodinámico, destinado a detener la turbina durante vientos extremos.
- Torre tubular o arriostrada, cuya altura influye en la captura de energía y en la reducción de turbulencia; configuraciones con rigidez insuficiente pueden inducir oscilaciones adicionales en el buje y acortar la vida útil del conjunto.

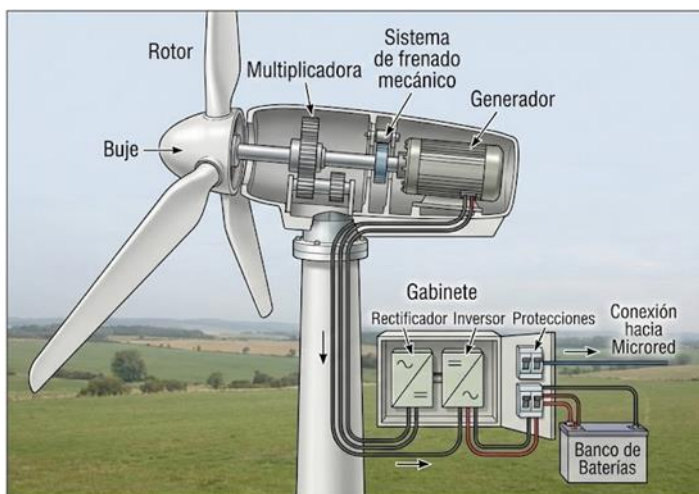


Figura 4-6. Subsistemas mecánicos y eléctricos en turbina eólica pequeña: rotor, tren de potencia, electrónica de potencia, freno y conexión a baterías o microred.

4.6.3 Estrategias de mantenimiento preventivo

La Agencia Internacional de Energía establece que un programa regular de mantenimiento reduce pérdidas energéticas, evita fallas críticas y prolonga la vida útil del sistema. Este mantenimiento se programa con frecuencia mensual, trimestral y anual, de acuerdo con las cargas mecánicas y las exigencias del emplazamiento.

Actividades recomendadas:

- Inspección visual mensual para detectar grietas, corrosión o aflojamiento en pernos y tensores.
- Revisión trimestral del sistema eléctrico, verificando conexiones, temperatura de cables, funcionamiento del inversor y estado del controlador.
- Lubricación anual de rodamientos y mecanismos móviles según especificaciones del fabricante.
- Calibración de sensores, como anemómetros y veletas, esenciales para el control automático.

- Pruebas de frenado de emergencia para asegurar que la turbina pueda detenerse en caso de vientos extremos.

Diversos estudios sobre operación de microrredes rurales señalan que los sistemas con mantenimiento planificado alcanzan niveles de disponibilidad superiores al 95 por ciento, frente a valores notablemente menores cuando no existe un protocolo técnico formal.

Tabla 4-5. Actividades orientativas de mantenimiento preventivo

Frecuencia	Actividad técnica	Objetivo
Mensual	Inspección visual de palas, pernos, torre y cables expuestos	Identificar desgaste o daños tempranos
Trimestral	Revisión eléctrica completa: inversor, controlador, protecciones	Garantizar estabilidad y seguridad operativa
Semestral	Verificación estructural de anclajes y tensores	Prevenir fatiga y desplazamientos
Anual	Lubricación de rodamientos y calibración de sensores	Mejorar rendimiento y vida útil
Cada 2–3 años	Sustitución de componentes críticos según fabricante	Mantener confiabilidad del sistema

Nota. Adaptado de directrices de NREL, IRENA y manuales IEC 61400-2.

4.6.4 Consideraciones adicionales en diseño y operación

Estudios recientes en monitoreo de aerogeneradores señalan que la interacción entre subsistemas eléctricos y mecánicos requiere supervisión continua mediante sensores IoT para medir vibraciones, temperatura del generador, orientación del rotor y velocidad del viento.

Otras consideraciones:

- La corrosión afecta torres y pernos en ambientes costeros.
- El polvo y la arena reducen la eficiencia aerodinámica en zonas áridas.

- Los rayos representan un riesgo significativo, por lo que se recomienda sistema de protección y puesta a tierra conforme a IEC 61400-24.
- La integración de monitoreo predictivo mediante algoritmos de aprendizaje automático se adopta con mayor frecuencia en sistemas distribuidos y permite detectar fallas antes de que afecten la operación.

4.7 Aplicaciones de microredes eólicas en comunidades rurales

Las microredes eólicas se han consolidado como una alternativa viable para el suministro energético en territorios rurales donde la extensión de la red eléctrica nacional es limitada o económicamente inviable. Instituciones como el Banco Mundial, IRENA, NREL y la Agencia Internacional de Energía describen estos sistemas como configuraciones descentralizadas que combinan generación eólica, control electrónico, almacenamiento y distribución local para abastecer viviendas, centros comunitarios, actividades productivas y servicios públicos.

4.7.1 Microredes eólicas aisladas y su utilidad en comunidades rurales

Las microredes aisladas operan sin conexión a una red nacional y dependen de los recursos energéticos locales. IRENA demuestra que, en áreas montañosas o costeras donde la velocidad del viento supera 4.5 m/s, las turbinas pequeñas y medianas pueden cubrir entre 40 y 90 por ciento de la demanda energética comunitaria cuando se integran con bancos de baterías.

Estas microredes ofrecen beneficios para zonas remotas:

- Disponibilidad de energía para iluminación domiciliar y alumbrado público.
- Funcionamiento de refrigeración para alimentos y medicinas.
- Soporte a actividades educativas y servicios comunitarios.
- Facilidades para emprendimientos locales como talleres, centros artesanales o piscicultura.

La confiabilidad de estas microredes depende de ubicación adecuada de la turbina, control robusto y diseño participativo con la comunidad usuaria.

4.7.2 Microredes híbridas eólico–solar–batería

El modelo híbrido se adopta para incrementar la continuidad del servicio, aprovechando la complementariedad estacional y horaria del viento y la radiación solar. NREL reporta que las microredes híbridas logran una reducción significativa del uso de generadores diésel, lo que disminuye los costos operativos y las emisiones locales.

Aplicaciones típicas incluyen:

- Electrificación de escuelas rurales.
- Sistemas de bombeo de agua potable o riego.
- Cadenas de frío para postcosecha agrícola.
- Conectividad digital mediante centros comunitarios.

Integrar ambas fuentes permite diseñar sistemas más pequeños y económicos que los eólicos o solares monofuente, debido a que la variabilidad horaria se atenúa y se reduce la necesidad de almacenamiento.

Tabla 4-6. Usos frecuentes de microredes eólicas rurales

Aplicación comunitaria	Beneficio energético	Observación técnica
Iluminación pública	Mayor seguridad nocturna	Requiere baterías y control automático
Centros educativos	Acceso a computación y telecomunicaciones	Necesidad de inversores de alta calidad
Procesos productivos	Mejora de productividad agrícola o artesanal	Puede integrar motores de baja potencia
Salud y refrigeración	Conservación de vacunas y alimentos	Se recomiendan baterías de ciclo profundo
Bombeo de agua	Estabilidad en servicios básicos	Turbinas de 1–10 kW son suficientes

Nota. Elaborada a partir de información de IRENA, NREL y Banco Mundial sobre electrificación rural en África, Asia y América Latina.

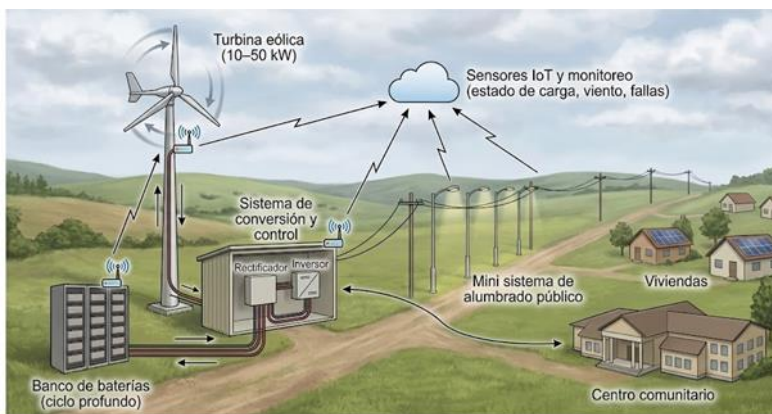


Figura 4.7.1. Microred eólica para comunidad rural: turbina, conversión, baterías y controlador que abastecen alumbrado público, viviendas y centro comunitario.

4.7.3 Factores sociales y ambientales en la implementación

La instalación de microredes requiere procesos de participación comunitaria que garanticen apropiación social y sostenibilidad. IRENA destaca que la capacitación técnica local es determinante para reducir tiempos de inactividad, mientras que el Banco Mundial enfatiza la necesidad de establecer comités de energía que administren tarifas, mantenimiento y seguridad.

Entre los factores más relevantes se encuentran:

- Selección de operadores locales formados en mantenimiento básico.
- Acuerdos comunitarios sobre tarifas y responsabilidades.
- Evaluación del impacto ambiental y del paisaje.
- Estrategias de inclusión de grupos vulnerables, especialmente mujeres y jóvenes.

Microredes implementadas en Nepal, Etiopía, Marruecos y zonas andinas evidencian que la aceptación social aumenta cuando la comunidad participa desde la fase de diagnóstico hasta la operación cotidiana.

4.7.4 Desafíos técnicos y perspectivas futuras

Si bien la eólica distribuida ofrece ventajas claras, también presenta desafíos:

- Variabilidad del viento que exige almacenamiento adecuado.
- Impacto del polvo y la corrosión en ambientes costeros.
- Requerimiento de torres altas para lograr velocidades útiles.
- Costos de mantenimiento en ubicaciones aisladas.

El análisis sobre microrredes eólicas destaca que la evolución tecnológica incorporará algoritmos predictivos, sensores inteligentes y materiales avanzados para incrementar la durabilidad de palas y torres, así como la confiabilidad operativa. Asimismo, la tendencia internacional apunta al fortalecimiento de modelos híbridos eólico-solar-batería, junto con esquemas de gobernanza comunitaria y financiamiento verde, como medios eficaces para ampliar el acceso a energía sostenible.

4.7.5 Desafíos técnicos y perspectivas futuras

Si bien la eólica distribuida ofrece ventajas claras, también presenta desafíos:

- Variabilidad del viento que exige almacenamiento adecuado.
- Impacto del polvo y corrosión en ambientes costeros.
- Requerimiento de torres altas para lograr velocidades útiles.
- Costos de mantenimiento en ubicaciones aisladas.

El futuro de las microrredes eólicas incorporarán algoritmos predictivos, sensores inteligentes y materiales avanzados que mejorarán la durabilidad de palas y torres, esta tendencia internacional apunta al fortalecimiento de modelos híbridos eólico-solar-batería, acompañados de gobernanza comunitaria y financiamiento verde, como mecanismos eficaces para ampliar el acceso energético sostenible.

Energías Renovables y Sostenibilidad Comunitaria: Diseño, Implementación y Gestión de Sistemas Energéticos Limpios

CAPÍTULO V

Bioenergía y Aprovechamiento de la Biomasa

AUTOR: Murillo Quimiz Leonardo Raúl



5 Bioenergía y Aprovechamiento de la Biomasa

5.1 Concepto, tipos y características de la biomasa

La biomasa se entiende como material orgánico de origen biogénico, procedente de plantas y animales, susceptible de transformación en energía útil mediante procesos termoquímicos, bioquímicos o fisicoquímicos. En marcos de reporte climático y energético, la biomasa se delimita como materia orgánica no fosilizada, y la bioenergía como la energía derivada de cualquier forma de biomasa (IPCC, 2019). En aproximaciones institucionales del sistema energético, la biomasa incluye madera y residuos forestales, cultivos energéticos, residuos agrícolas, fracciones orgánicas de residuos sólidos y subproductos industriales de base biológica; su conversión genera combustibles sólidos, líquidos o gaseosos para calor, electricidad o energía mecánica (IEA, 2024).

La caracterización técnica de la biomasa se apoya en propiedades físicas y químicas que condicionan su logística, su pretratamiento y su desempeño energético. En la práctica industrial, estándares de especificación de biocombustibles sólidos establecen criterios de clasificación y parámetros de calidad para facilitar compatibilidad con equipos y comercio, incluyendo humedad, cenizas, fracción volátil, carbono fijo y poder calorífico.

5.1.1 Biomasa como portador de energía y carbono biogénico

El fundamento biofísico de la biomasa como recurso energético se asocia a la captura de energía solar y carbono atmosférico mediante fotosíntesis, que se almacena en enlaces químicos de compuestos orgánicos (celulosa, hemicelulosa, lignina, lípidos y proteínas). Esta base explica la posibilidad de convertir biomasa en energía térmica directa o en vectores energéticos (biogás, bioetanol, biodiésel, biocarbón), con rutas tecnológicas definidas por la composición de la materia prima (Klass, 1998).

En términos de emisiones, la bioenergía se vincula al ciclo del carbono biogénico: el carbono liberado en la conversión energética proviene del CO₂ previamente fijado por la biomasa durante su crecimiento, aunque el balance real depende de prácticas de manejo, cambios de uso del suelo, logística y eficiencia de conversión. Definiciones y glosarios técnicos del IPCC

diferencian bioenergía y biocombustibles y delimitan el alcance de “biogénico” en inventarios, lo que resulta relevante para la contabilidad de emisiones de proyectos de bioenergía.

5.1.2 Tipos de biomasa según origen y cadena de suministro

La tipificación por origen facilita la selección tecnológica y la evaluación de disponibilidad territorial. En sistemas estadísticos y de política energética, se distinguen categorías como biomasa forestal, agrícola y residuos orgánicos, con subclasificaciones por forma física y grado de procesamiento.

1. **Biomasa forestal y leñosa:** madera, astillas, residuos de aprovechamiento forestal y subproductos de aserrío. Se valora por su densidad energética y relativa homogeneidad cuando se estandariza en chips o pellets.
2. **Biomasa agrícola:** rastrojos, pajas, bagazo, cascarillas y residuos de cosecha. Suele presentar mayor contenido de cenizas y variabilidad composicional, con implicaciones para combustión y ensuciamiento.
3. **Cultivos energéticos dedicados:** especies herbáceas o leñosas de rápido crecimiento orientadas a producción energética. Su evaluación exige criterios de sostenibilidad para evitar competencia con alimentos y presión sobre suelo y agua (IEA, 2024).
4. **Residuos orgánicos e industriales:** fracción orgánica de residuos sólidos, lodos, residuos agroindustriales y subproductos como licor negro en pulpa y papel. La composición puede favorecer rutas como digestión anaerobia o co-combustión según humedad y biodegradabilidad.

5.1.3 Propiedades físicas y químicas relevantes para uso energético

La aptitud energética de la biomasa se determina mediante análisis de composición y propiedades: contenido de humedad, densidad aparente, distribución de tamaño de partícula, fracción volátil, cenizas, carbono fijo, composición elemental (C, H, O, N, S) y poder calorífico. Revisiones técnicas de referencia describen que el “análisis próximo” (humedad, volátiles, cenizas, carbono fijo) se utiliza para predecir comportamiento en combustión,

gasificación y pirólisis, mientras el “análisis último” (elemental) apoya cálculos estequiométricos y estimación de emisiones (McKendry, 2002).

En combustibles sólidos, estándares de clasificación plantean que el carbono fijo puede obtenerse por diferencia en base coherente de humedad:

$$FC(\%) = 100 - [M(\%) + A(\%) + VM(\%)]$$

donde *M* es humedad, *A* cenizas y *VM* materia volátil.

Tabla 5-1. Parámetros técnicos de caracterización de biomasa para energía

Parámetro	Qué representa	Relevancia operativa
Humedad (M)	Agua contenida en el combustible	Reduce poder calorífico útil; condiciona secado y almacenamiento
Cenizas (A)	Fracción mineral incombustible	Afecta escorias, corrosión, ensuciamiento; define gestión de residuos
Materia volátil (VM)	Componentes que se volatilizan al calentar	Incide en ignición y estabilidad de llama; importante en gasificación
Carbono fijo (FC)	Fracción sólida combustible remanente	Relaciona carbón vegetal y combustión lenta; influye en rendimiento térmico
Poder calorífico (HHV/LHV)	Energía liberada por unidad de masa	Base para balances energéticos y dimensionamiento de equipos

Nota. Parámetros y definiciones se fundamentan en directrices de especificación de biocombustibles sólidos (serie ISO 17225) y síntesis técnicas sobre análisis próximo de biomasa.

Para biomasa densificada, los esquemas de calidad de pellets incorporan límites y ensayos de humedad, cenizas, durabilidad mecánica y finos, con el objetivo de garantizar desempeño en calderas y estufas.

5.1.4 Poder calorífico y aproximaciones de cálculo

El poder calorífico superior (HHV) y el inferior (LHV) son métricas de energía específica. El HHV considera el calor de condensación del vapor de agua producido, mientras que el LHV lo excluye, por lo que es común emplear LHV

en equipos donde el vapor no condensa. Correlaciones empíricas permiten estimar HHV a partir de análisis próximo o último, útiles cuando no se dispone de bomba calorimétrica; trabajos metodológicos ampliamente citados presentan ecuaciones basadas en regresión con bases de datos de biomasa de diverso origen.



Figura 5-1. Diagrama esquemático de decisión para seleccionar ruta de conversión de biomasa.

5.1.5 Acondicionamiento, calidad y riesgos técnicos asociados

El acondicionamiento incluye secado, trituración, cribado y densificación, con el objetivo de estabilizar la logística y mejorar la alimentación de reactores. La densificación incrementa densidad energética volumétrica y mejora el manejo, aunque exige control de humedad y tamaño de partícula para evitar degradación mecánica y generación de finos. Esquemas de certificación de pellets definen ensayos y límites asociados a cenizas, humedad y durabilidad para reducir fallas operativas y mantener emisiones controladas.

En biomasa con altos contenidos de cenizas o elementos alcalinos, la operación térmica puede enfrentar sinterización y corrosión, por lo que se recomiendan análisis mineralógicos y selección cuidadosa de mezcla o co-procesamiento. A escala de política y evaluación de sostenibilidad, marcos técnicos internacionales enfatizan que la clasificación de biomasa debe acompañarse de criterios de manejo del suelo, trazabilidad y minimización de impactos por extracción de residuos agrícolas o forestales (Scarlat et al., 2019).

5.2 Digestión anaerobia y producción de biogás

La digestión anaerobia es un proceso biológico en ausencia de oxígeno mediante el cual consorcios microbianos transforman materia orgánica biodegradable en **biogás** y **digestato**. El biogás se compone principalmente de metano y dióxido de carbono, con proporciones típicas de metano entre 50 y 75%, además de trazas de sulfuro de hidrógeno, vapor de agua y otros gases menores; esta composición determina su poder energético y los requerimientos de depuración para usos térmicos, eléctricos o como gas renovable. La conversión se utiliza en residuos pecuarios, fracciones orgánicas municipales, subproductos agroindustriales y lodos, con ventajas asociadas a manejo de residuos, recuperación energética y aprovechamiento agronómico del digestato (Price & Cheremisinoff, 1984).

5.2.1 Etapas bioquímicas y microbiología del proceso

La digestión anaerobia se organiza en rutas sucesivas: hidrólisis, acidogénesis, acetogénesis y metanogénesis. En la hidrólisis, polímeros como carbohidratos, lípidos y proteínas se rompen en compuestos solubles; luego, la acidogénesis genera ácidos grasos volátiles, alcoholes, CO_2 , H_2 y otros intermediarios; la acetogénesis transforma parte de esos intermediarios en acetato, CO_2 e hidrógeno; por último, la metanogénesis produce metano principalmente por dos vías: (i) metanogénesis acetoclástica a partir de acetato y (ii) metanogénesis hidrogenotrófica a partir de H_2 y CO_2 . La representación estructurada de estas rutas, junto con procesos fisicoquímicos asociados, se formaliza en el modelo ADM1, propuesto por la IWA, que constituye una referencia para simulación y análisis de digestores (Batstone et al., 2002).

El desempeño depende del equilibrio entre poblaciones microbianas y de condiciones del medio (pH, alcalinidad, temperatura, inhibidores). Guías técnicas operativas indican que la acumulación de ácidos grasos volátiles o amonio puede desestabilizar la metanogénesis, por lo que el control de carga y del sistema tampón se integra al diseño y operación.

5.2.2 Parámetros de diseño y operación

Los parámetros operativos se definen en función del sustrato y del tipo de reactor (por ejemplo, CSTR, plug-flow, UASB o digestores de alta tasa). Dos variables estructurantes son el tiempo de retención hidráulica (TRH o HRT) y la carga orgánica volumétrica (COV u OLR). El HRT se expresa como:

$$HRT = \frac{V}{Q}$$

donde V es el volumen útil del reactor y Q el caudal de alimentación. La OLR se expresa como:

$$OLR = \frac{Q \cdot C_{VS}}{V}$$

donde C_{VS} es la concentración de sólidos volátiles (o DQO, según el enfoque) en el influente. Estas relaciones se emplean para dimensionamiento preliminar y para control de operación, en coherencia con guías operativas para digestores en el sector agropecuario.

La temperatura suele operarse en rangos mesofílicos (aprox. 35–40 °C) o termofílicos (aprox. 50–55 °C), con diferencias en cinética, estabilidad y requerimientos de control. Manuales técnicos de biogás destacan que el control del pH y la alcalinidad, así como la relación carbono/nitrógeno (C/N), condicionan la estabilidad del consorcio metanogénico; se reporta un rango de C/N alrededor de 20–30 como referencia operativa para evitar limitación de nitrógeno o acumulación de amoníaco.

Tabla 5-2. Rangos orientativos de operación en digestión anaerobia

Parámetro	Rango orientativo	Efecto técnico dominante
Contenido de CH ₄ en biogás	50–75%	Define poder energético y necesidad de upgrading
pH del digestor	6.8–7.6	Mantiene actividad metanogénica
C/N del sustrato	20–30	Reduce riesgo de inhibición por amonio o limitación nutritiva
HRT (según sustrato y reactor)	Semanas a meses (baja tasa) / días (alta tasa)	Determina conversión y volumen de reactor
OLR	Variable por tecnología y sustrato	Define intensidad del proceso y estabilidad

Nota. Rangos compilados a partir de manuales técnicos de biogás.

5.2.3 Estimación de producción de biogás y metano

La producción teórica de metano puede aproximarse mediante estequiometría para compuestos orgánicos; en aplicaciones de ingeniería se recurre además a ensayos de potencial bioquímico de metano (BMP) o a balances basados en sólidos volátiles (SV) o demanda química de oxígeno (DQO). Una relación práctica para estimar metano a partir de SV degradados se expresa como:

$$V_{CH_4} = Y_{CH_4} \cdot m_{SV,deg}$$

donde Y_{CH_4} es el rendimiento específico (por ejemplo, m³ CH₄ por kg SV degradado) y $m_{SV,deg}$ la masa de SV efectivamente degradada. En proyectos agropecuarios, guías de operación reportan que el rendimiento real depende del tipo de estiércol, del co-sustrato, de la temperatura y de la estabilidad del proceso, por lo que se recomienda ajustar con mediciones o valores de referencia por sustrato.

Para el dimensionamiento energético, el contenido energético del metano se utiliza para estimar energía eléctrica o térmica aprovechable, considerando eficiencias de conversión (por ejemplo, motores de cogeneración). Las rutas de utilización del biogás incluyen calor directo, generación eléctrica, cogeneración y purificación para gas renovable, en consonancia con guías técnicas de implementación y utilización del biogás.

5.2.4 Tratamiento del biogás, upgrading y usos energéticos

El biogás crudo puede requerir acondicionamiento para remover humedad, sulfuro de hidrógeno y, en ciertos usos, CO₂. La remoción de H₂S reduce corrosión en motores y equipos, y el secado evita condensación en tuberías. Para producir biometano o gas renovable apto para inyección a red o uso vehicular, se aplica upgrading mediante tecnologías de separación de CO₂ (adsorción, absorción, membranas, entre otras), junto con especificaciones de calidad acordes al uso final. Informes técnicos de programas internacionales de biogás describen la cadena completa desde sustratos y pretratamiento hasta upgrading y sostenibilidad del sistema.

El uso del biogás en cogeneración permite aprovechar simultáneamente electricidad y calor, elevando la eficiencia global del sistema. En sistemas comunitarios, el calor recuperado se destina a mantener temperatura del

digestor, a procesos térmicos locales o a secado de biomasa, lo que reduce consumo de combustibles convencionales.

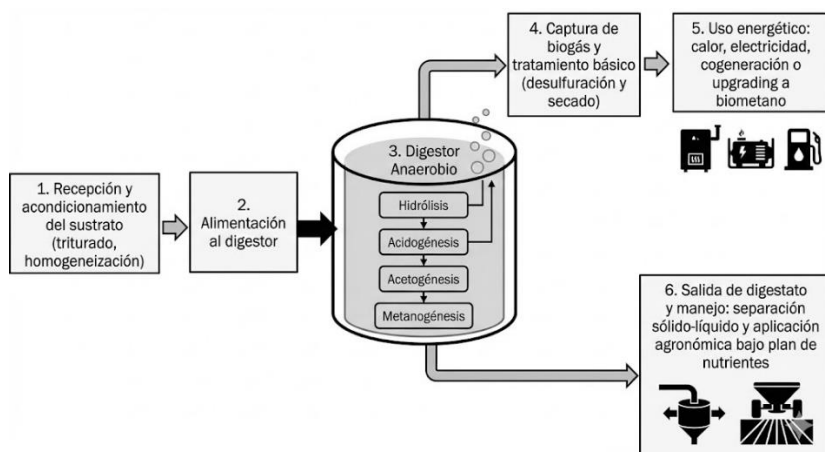


Figura 5-2. Diagrama de flujo conceptual de digestión anaerobia y aprovechamiento de productos.

El digestato constituye un subproducto con valor agronómico, ya que conserva nutrientes minerales (N, P, K) en formas más disponibles, dependiendo del sustrato y del régimen de operación. Manuales técnicos de biogás describen su uso como enmienda orgánica, con necesidad de control sanitario, manejo de olores y aplicación conforme a capacidad de absorción del suelo para evitar pérdidas por lixiviación o escorrentía.

5.3 Gasificación, pirólisis y combustibles de segunda generación

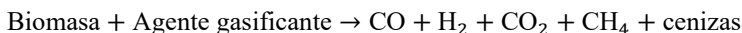
Las rutas termoquímicas de conversión de biomasa transforman materiales orgánicos sólidos en gases, líquidos o sólidos energéticos mediante la aplicación controlada de calor, con o sin presencia de agentes oxidantes. Entre estas rutas, la gasificación y la pirólisis constituyen plataformas tecnológicas para la obtención de gas de síntesis, bioaceites y biocarbón, que a su vez posibilitan la producción de combustibles de segunda generación con menor dependencia de materias primas alimentarias. Estas tecnologías se basan en balances de masa y energía, en la cinética de reacciones heterogéneas y en el control de atmósfera y temperatura, con desarrollos consolidados en informes técnicos y guías operativas institucionales.

5.3.1 Gasificación de biomasa: principios y productos

La gasificación convierte biomasa sólida en un gas combustible mediante reacciones a alta temperatura (aprox. 700–1 000 °C) en presencia de un agente gasificante (aire, oxígeno, vapor de agua o mezclas). El producto principal es el gas de síntesis (syngas), compuesto mayoritariamente por CO, H₂, CO₂ y CH₄, con trazas de alquitranes y partículas. La composición depende del agente gasificante, del tipo de biomasa y del diseño del reactor.

Los reactores más difundidos a pequeña y mediana escala incluyen lecho fijo (corriente ascendente y descendente) y lecho fluidizado. En aplicaciones descentralizadas, los gasificadores de lecho fijo presentan simplicidad operativa y tolerancia a variaciones de tamaño de partícula, mientras que los de lecho fluidizado ofrecen mejor mezcla y control térmico. Manuales técnicos describen que el syngas puede emplearse para calor, generación eléctrica con motores o microturbinas, o como insumo para síntesis química tras acondicionamiento.

Desde el punto de vista estequiométrico, una reacción global simplificada para biomasa genérica puede expresarse como:



donde la fracción de H₂ y CO se incrementa al utilizar vapor como agente gasificante.

5.3.2 Pirólisis: rutas lentas, rápida y flash

La pirólisis consiste en la descomposición térmica de la biomasa en ausencia de oxígeno, típicamente entre 400 y 600 °C. Según la tasa de calentamiento y el tiempo de residencia, se distinguen pirólisis lenta, rápida y flash, cada una orientada a maximizar diferentes productos.

- **Pirólisis lenta:** prioriza la producción de biocarbón, con aplicaciones energéticas y agronómicas.
- **Pirólisis rápida:** maximiza el rendimiento de bioaceite, que puede utilizarse como combustible o como plataforma química tras upgrading.

- **Pirólisis flash:** opera con tiempos de residencia muy cortos y altas tasas de calentamiento, enfocada en líquidos y gases ligeros.

Revisiones técnicas señalan que el bioaceite presenta alta densidad energética volumétrica, pero requiere estabilización para reducir acidez y contenido de oxígeno antes de su uso en motores o calderas.

5.3.3 Comparación operativa entre gasificación y pirólisis

La selección de la ruta termoquímica depende de la materia prima, del producto objetivo y de la escala del proyecto. La siguiente tabla sintetiza diferencias operativas relevantes.

Tabla 5-3. Comparación técnica entre gasificación y pirólisis de biomasa

Aspecto	Gasificación	Pirólisis
Atmósfera	Oxidante parcial (aire, O ₂ , vapor)	Inerte o sin oxígeno
Temperatura típica	700–1 000 °C	400–600 °C
Producto principal	Gas de síntesis	Bioaceite, biocarbón, gas
Complejidad de limpieza	Alta (alquitranes)	Media (estabilización de líquidos)
Usos energéticos	Electricidad, calor, síntesis	Combustibles líquidos, sólidos

Nota. Comparación elaborada a partir de descripciones operativas de tecnologías termoquímicas y parámetros reportados en manuales técnicos.

5.3.4 Combustibles de segunda generación

Los combustibles de segunda generación se producen a partir de biomasa lignocelulósica y residuos, evitando el uso de materias primas alimentarias. Entre ellos se incluyen bioetanol celulósico, diésel sintético y combustibles Fischer–Tropsch derivados de syngas. Estos combustibles se obtienen mediante integración de rutas termoquímicas con procesos catalíticos de síntesis y refinado.

La conversión del syngas a hidrocarburos líquidos mediante Fischer–Tropsch requiere relaciones H₂/CO controladas y catalizadores específicos, mientras

que la producción de alcoholes lignocelulósicos combina pretratamiento, hidrólisis y fermentación. Informes técnicos describen que estas rutas presentan mayores requerimientos de capital y control, pero ofrecen compatibilidad con infraestructuras existentes de transporte y distribución.

5.3.5 Integración energética y eficiencia del proceso

La eficiencia global de las rutas termoquímicas depende de la recuperación de calor, del acondicionamiento de productos y de la integración con demandas locales. En esquemas descentralizados, el calor residual de gasificadores o reactores de pirólisis puede destinarse al secado de biomasa o a procesos térmicos, incrementando el aprovechamiento energético total. Análisis de desempeño muestran que la cogeneración y la integración de procesos elevan la eficiencia exergética del sistema.

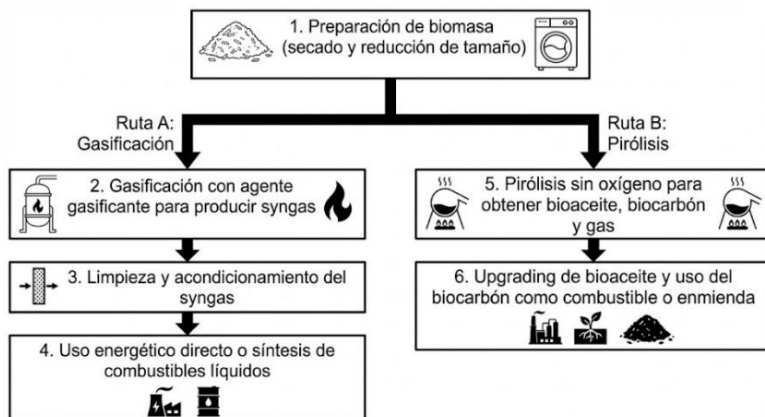


Figura 5-3. Esquema conceptual de conversión termoquímica de biomasa.

La gasificación y la pirólisis amplían el espectro de aprovechamiento de la biomasa al permitir la producción de vectores energéticos flexibles y combustibles avanzados, con aplicaciones que van desde la electrificación descentralizada hasta la sustitución parcial de combustibles fósiles en transporte y procesos industriales. La selección tecnológica se sustenta en la caracterización de la biomasa, los objetivos energéticos y las condiciones operativas locales.

5.4 Diseño de biodigestores comunitarios

El biodigestor comunitario se diseña como una infraestructura de saneamiento productivo que integra tratamiento de residuos orgánicos, generación de biogás y gestión de digestato para usos energéticos y agronómicos. En la escala comunitaria, el diseño se orienta a disponibilidad local de sustratos, continuidad de alimentación, capacidades de operación, condiciones climáticas y requerimientos de seguridad. Manuales técnicos de extensión y guías de implementación describen tres configuraciones dominantes para usos rurales: domo fijo (mampostería), campana flotante y tubular de polietileno, con variaciones constructivas según clima y materiales disponibles (FAO, 2014).

En sistemas comunitarios, el diseño trasciende el dimensionamiento hidráulico, porque incorpora organización de la gestión del residuo, logística de acopio, capacitación para operación diaria y un esquema de mantenimiento que mantenga altos niveles de funcionalidad. Experiencias documentadas en programas de biodigestores reportan tasas de funcionamiento elevadas cuando se institucionaliza la asistencia técnica y se armoniza el diseño con prácticas de uso reales.

5.4.1 Selección del tipo de biodigestor según clima, sustrato y capacidades locales

La selección tecnológica se basa en la compatibilidad entre el tipo de sustrato (estiércoles, residuos agroindustriales, fracción orgánica), el régimen térmico del lugar y la disponibilidad de mano de obra y materiales. El biodigestor tubular de polietileno se adopta ampliamente en zonas rurales por su bajo costo, instalación relativamente rápida y mantenimiento simple, aunque su desempeño depende de control de fugas, protección mecánica y aislamiento en climas fríos. El biodigestor de domo fijo ofrece mayor vida útil y mejor resistencia estructural, con requerimientos mayores de construcción y control de impermeabilización; se utiliza con frecuencia cuando existe disponibilidad de albañilería y se busca un activo comunitario de larga duración.

El clima condiciona el régimen de operación: en zonas tropicales o cálidas, la operación mesofílica se alcanza con menor aporte de calor; en zonas templadas, el diseño incorpora aislamiento térmico, enterramiento del reactor y manejo de cargas para sostener la actividad metanogénica. Evaluaciones de

digestores domésticos y comunitarios evidencian que el desempeño se estabiliza cuando el diseño se adapta a la temperatura, la disponibilidad hídrica y los hábitos de alimentación.

5.4.2 Dimensionamiento hidráulico y orgánico

El dimensionamiento comunitario se formula desde el flujo diario de alimentación y el tiempo de retención hidráulica (TRH). Para un reactor continuo de mezcla completa, el volumen útil se estima como:

$$V = Q \cdot TRH$$

donde V es el volumen del digestor (m^3), Q el caudal diario de entrada ($m^3/día$) y TRH el tiempo de retención (días). Manuales de extensión presentan TRH típicos que varían por temperatura y sustrato, con incrementos del TRH a menor temperatura para sostener conversión.

La carga orgánica volumétrica (COV) se utiliza para controlar estabilidad del proceso:

$$COV = \frac{Q \cdot C_{VS}}{V}$$

donde C_{VS} es la concentración de sólidos volátiles ($kg\ VS/m^3$) en la mezcla alimentada. La operación comunitaria se beneficia cuando el diseño mantiene la COV dentro de rangos compatibles con el tipo de reactor, evitando acumulación de ácidos grasos volátiles y caídas de pH. Guías institucionales y manuales operativos describen que la estabilidad mejora con alimentación regular, homogeneización y control de dilución con agua.

Para la estimación energética preliminar, se emplea un rendimiento específico de metano a partir de sólidos volátiles degradados:

$$V_{CH_4} = Y_{CH_4} \cdot m_{VS,deg}$$

y luego el contenido energético se estima con el poder calorífico del metano para definir la potencia térmica o eléctrica recuperable, considerando eficiencias de cocina o motogeneración. Manuales técnicos y estudios sobre biodigestores domésticos describen este enfoque para evaluación de factibilidad en proyectos rurales.

5.4.3 Diseño constructivo y componentes funcionales

El biodigestor comunitario se compone de: sistema de premezcla (recepción y dilución), reactor anaerobio, conducción y almacenamiento de gas, tratamiento

básico del biogás, y sistema de descarga y manejo de digestato. En digestores tubulares, la excavación del canal, la protección de la geomembrana y la calidad de uniones determinan estanqueidad y durabilidad; manuales de diseño de biodigestores tubulares detallan espesores, sellos, trampas de agua y accesorios de seguridad. En domo fijo, el control de geometría, impermeabilización y resistencia del concreto o mampostería asegura la contención del gas y la estabilidad estructural; manuales de construcción describen procedimientos de armado, curado y pruebas de fugas.

Tabla 5-4. Componentes del biodigestor comunitario y función técnica

Componente	Función técnica	Observación de diseño
Cámara de premezcla	Dilución, homogeneización y retención de sólidos gruesos	Facilita alimentación estable y reduce obstrucciones
Reactor (domo fijo o tubular)	Conversión anaerobia y retención hidráulica	Enterramiento y aislamiento mejoran temperatura
Línea de biogás y trampa de condensado	Conducción del gas y remoción de agua	Reduce corrosión y bloqueo por condensación
Tratamiento básico (desulfuración, filtrado)	Reducción de H ₂ S y partículas	Disminuye corrosión y mejora desempeño de quemadores
Salida de digestato y almacenamiento	Manejo del efluente para uso agronómico	Requiere control de olores y plan de aplicación

Nota. Componentes compilados a partir de manuales de extensión y guías de instalación de biodigestores comunitarios y familiares.

5.4.4 Seguridad, control de gases y operación comunitaria

La seguridad se integra desde el diseño, porque el biogás contiene metano (inflamable) y sulfuro de hidrógeno (tóxico y corrosivo). Guías de seguridad para tecnologías de biogás describen medidas como ventilación, prohibición de llamas abiertas en zonas de conducción, válvulas de alivio, sellos hidráulicos, puesta a tierra en equipos eléctricos y protocolos de manejo de

mantenimiento. En proyectos comunitarios, la gestión de seguridad se refuerza con capacitación local y señalización, de forma coherente con guías de implementación y lecciones aprendidas en programas de biodigestores rurales.

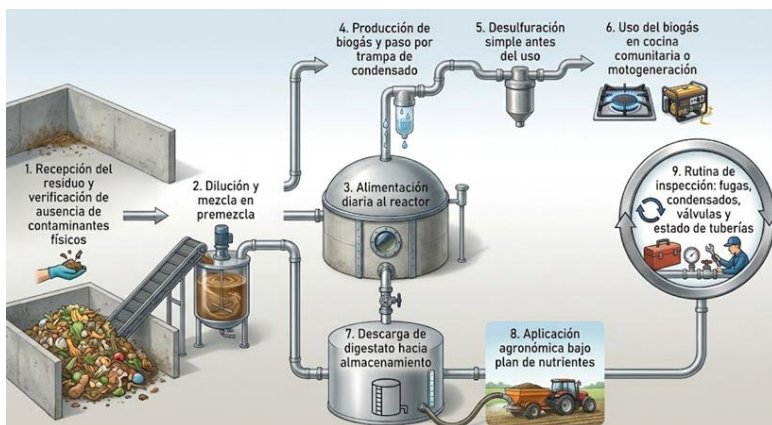


Figura 5-4. Diagrama de flujo operativo para biodigestor comunitario con puntos de control.

En operación, la regularidad de alimentación y el control de dilución sostienen estabilidad. Investigaciones que analizan biodigestores tubulares en entornos rurales muestran que el comportamiento del usuario influye en producción de gas, por variaciones de carga y manejo del efluente, por lo que el diseño incorpora simplicidad operativa y rutinas claras.

5.4.5 Gestión del digestato, organización comunitaria y sostenibilidad técnica

El digestato se gestiona como subproducto útil, con potencial para fertilización orgánica y mejora de suelos, aunque requiere manejo sanitario, almacenamiento y aplicación controlada para evitar pérdidas de nutrientes y afectación de cuerpos de agua. Documentos de redes regionales y bancos de desarrollo describen experiencias en América Latina donde el biodigestor se integra a sistemas agropecuarios, convirtiendo estiércol en energía y fertilizantes orgánicos líquidos y sólidos, con mejoras en higiene y reducción de cargas contaminantes.

La sostenibilidad del biodigestor comunitario depende de gobernanza local y soporte técnico. Lecciones aprendidas de programas internacionales muestran que la funcionalidad mejora cuando existe:

- Esquema de responsabilidad para alimentación y mantenimiento,
- Acceso a repuestos y servicios,
- Seguimiento técnico post-instalación, y
- Mecanismos de financiamiento o tarifas comunitarias para cubrir operación.

En diseños tubulares, manuales de instalación recomiendan protección física del reactor, control de radiación UV sobre polímeros, y revisión periódica de uniones para evitar microfugas.

5.5 Producción de biol y aprovechamiento agrícola sostenible

El biol se define como un biofertilizante líquido obtenido a partir de la descomposición anaerobia de materiales orgánicos, con frecuencia asociado al efluente líquido (o fracción líquida) del proceso de biodigestión. En enfoques de agricultura familiar, el biol se emplea como fuente de nutrientes y como insumo para mejorar la actividad biológica del suelo y el vigor del cultivo, siempre que se gestione su calidad, su inocuidad y su aplicación agronómica conforme a dosis y tiempos adecuados.

La producción y uso sostenible del biol requiere comprender su origen técnico. En sistemas de biodigestión, el digestato puede someterse a separación sólido-líquido para obtener una fracción líquida con nutrientes disueltos, mientras la fracción sólida se dirige a compostaje o maduración. Revisiones sobre digestato reportan que el contenido de N, P, K, micronutrientes y materia orgánica soluble varía según el sustrato, el régimen de operación y los tratamientos posteriores, por lo que el biol no se maneja como un producto uniforme.

5.5.1 Ruta de producción: del digestato al biol utilizable

En proyectos comunitarios, la producción de biol se organiza en una cadena operativa: (i) recolección de sustratos y biodigestión, (ii) descarga controlada del digestato, (iii) separación y acondicionamiento, (iv) almacenamiento, y (v) aplicación en campo. Manuales técnicos de biodigestores describen que la separación sólido-líquido permite reducir obstrucciones en equipos de

aplicación y estabilizar el manejo del fertilizante líquido, además de facilitar estrategias de maduración o aireación cuando se busca reducir olores.

En prácticas de campo difundidas por programas de biodigestores, el biol se obtiene como efluente líquido y puede estabilizarse mediante periodos de reposo, filtrado básico y protección frente a radiación solar directa, con el fin de reducir pérdidas de nitrógeno por volatilización y evitar proliferación de insectos. La gestión de calidad del digestato presentada por Seadi y colaboradores enfatiza la necesidad de controlar entradas al biodigestor y evitar contaminantes físicos o químicos para asegurar un biofertilizante apto para suelo y cultivo.

5.5.2 Caracterización agronómica: nutrientes, estabilidad e inocuidad

El valor agronómico del biol se asocia a la presencia de nutrientes minerales disponibles, principalmente nitrógeno amoniacal, fósforo y potasio, además de fracciones orgánicas solubles. Revisiones sobre digestato señalan que la biodigestión tiende a aumentar la fracción de nitrógeno inorgánico respecto a la materia prima, favoreciendo disponibilidad para plantas, aunque el manejo debe prevenir pérdidas por volatilización de amoníaco y escorrentía.

La inocuidad depende del control sanitario de los insumos y del proceso. En manuales de biodigestores se enfatiza que la biodigestión reduce patógenos, pero no elimina el riesgo en todos los escenarios, por lo que se recomiendan prácticas de higiene, periodos de retención adecuados y restricciones de aplicación en hortalizas de consumo en fresco cuando no existe verificación sanitaria. En el plano técnico, la calidad del biofertilizante se fortalece cuando se establecen rutinas de verificación básica: pH, olor, presencia de sólidos gruesos, y, cuando es posible, análisis de N, P, K y conductividad eléctrica para evitar salinización en suelos sensibles.

5.5.3 Preparación de dosis, diluciones y cálculo de aplicación

El biol suele aplicarse diluido, ya sea por vía foliar o al suelo, para disminuir riesgo de fitotoxicidad y facilitar el manejo en equipos manuales o de baja presión. En manuales operativos de biol se reportan diluciones orientativas (por ejemplo 25% o 50%) y recomendaciones de filtrado antes de usar aspersores.

Una forma práctica de calcular el volumen de biol a aplicar por hectárea se expresa como:

$$V_{biol} = D \cdot A$$

donde V_{biol} es el volumen total (L), D la dosis objetivo (L/ha) y A el área (ha). Para preparar una dilución, puede usarse:

$$V_{agua} = V_{mezcla} (1 - f); V_{biol} = V_{mezcla} f$$

donde f es la fracción de biol en la mezcla (por ejemplo, $f = 0.25$ para 25%).

Tabla 5-5. Diluciones orientativas de biol para aplicación agrícola

Uso	Dilución de biol en mezcla	Nota operativa
Foliar en etapa vegetativa	10% a 25%	Filtrar antes de aplicar para evitar obstrucciones
Aplicación al suelo por riego localizado	10% a 50%	Ajustar según conductividad y sensibilidad del cultivo
Recuperación de suelos y compostaje	Variable, según humedad del material	Combinar con material estructurante para evitar lixiviados

Nota. Valores orientativos compilados de manuales técnicos de biol y recomendaciones operativas para biofertilizantes líquidos en sistemas de biodigestión.

Estas relaciones deben ajustarse con criterios agronómicos del lugar. La revisión sobre digestato como biofertilizante enfatiza que el manejo sostenible prioriza la dosificación basada en necesidades del cultivo y capacidad del suelo, más que en disponibilidad del efluente.



Figura 5-5. Diagrama de flujo para producción, control y aplicación de biol en sistemas comunitarios.

5.5.4 Criterios de sostenibilidad: suelo, agua, manejo comunitario y trazabilidad

El aprovechamiento agrícola sostenible del biol se fundamenta en cuatro líneas:

- Protección de suelo y agua,
- Uso eficiente de nutrientes,
- Control de riesgos sanitarios, y
- Gobernanza comunitaria.

En lineamientos de calidad de digestato, se describe que la aplicación debe considerar periodos de lluvia, pendiente, proximidad a cuerpos de agua y capacidad de absorción del suelo para prevenir escorrentía y eutrofización.

En la dimensión de circularidad, informes del grupo internacional de digestión anaerobia resaltan que el valor del biofertilizante se maximiza cuando se integra a un plan de manejo de nutrientes del sistema productivo, articulando biogás y fertilización orgánica. También se reporta que estrategias de pos-tratamiento como compostaje de la fracción sólida, maduración y separación mejoran el desempeño agronómico y reducen impactos ambientales del digestato (Martín-Sanz-Garrido et al., 2025).

En proyectos comunitarios, la sostenibilidad operativa se fortalece con: registros de producción y consumo de biol, asignación de responsabilidades,

calendario de mantenimiento del biodigestor y capacitación para aplicación segura. Este enfoque permite que el biol no sea tratado como un subproducto residual, sino como insumo de fertilidad vinculado a metas de productividad y cuidado ambiental.

5.6 Balance energético y mitigación de emisiones GEI

La evaluación de un proyecto de bioenergía exige cuantificar, de forma integrada, (i) la energía neta disponible para usos útiles y (ii) la reducción de gases de efecto invernadero (GEI) frente a un escenario de referencia. En biodigestión, gasificación o pirólisis, esta evaluación se apoya en balances de masa y energía, eficiencias de conversión y contabilidad de emisiones del ciclo de vida. Informes técnicos internacionales sobre bioenergía y biogás describen que el desempeño real depende de la calidad del sustrato, pérdidas internas, consumos auxiliares, fugas de metano y sustitución efectiva de combustibles fósiles o prácticas de manejo previas.

5.6.1 Balance energético: energía bruta, energía útil y energía neta

En sistemas de biogás, la energía bruta del gas se estima a partir del volumen producido y su fracción de metano. Una formulación operativa emplea el poder calorífico inferior del metano (PCI_{CH_4}) y la fracción volumétrica x_{CH_4} :

$$E_{bruta} = V_{biogás} x_{CH_4} PCI_{CH_4}$$

donde $V_{biogás}$ se expresa en m^3 y E_{bruta} en MJ o kWh, según la conversión adoptada. Documentos técnicos sobre biogás y biometano describen rangos típicos de composición y la influencia del sustrato en x_{CH_4} , lo que condiciona la energía recuperable.

La energía útil depende del equipo de conversión. En cocción o calor directo se aplica una eficiencia térmica η_{th} . En generación eléctrica con motor o microturbina se usa η_{el} , y en cogeneración se suma el aprovechamiento térmico. Una aproximación para energía neta incorpora consumos auxiliares (agitación, bombeo, calefacción del digestor, compresión, control):

$$E_{neta} = (E_{bruta} \eta_{conv}) - E_{aux}$$

donde η_{conv} representa la eficiencia del uso principal (térmico o eléctrico). La Agencia Internacional de Energía describe que, a escala de biogás y biometano,

el acondicionamiento y upgrading pueden añadir consumos eléctricos y térmicos relevantes, por lo que se contabilizan explícitamente en el balance.

En rutas termoquímicas, el balance sigue un esquema análogo: energía del producto (syngas, bioaceite, biocarbón) menos consumos de secado, molienda, sopladores, separación de alquitranes o upgrading. Informes de transición bioenergética reportan que la integración de calor residual para secado o precalentamiento eleva el rendimiento energético global del sistema.

5.6.2 Indicadores de desempeño energético y comparación de escenarios

Para comparar alternativas, se utilizan indicadores que relacionan energía entregada con insumos energéticos y condiciones de operación. Entre los más utilizados se encuentran: rendimiento global, factor de capacidad del sistema, pérdidas internas y relación energía retornada sobre energía invertida (EROI). En proyectos comunitarios, estos indicadores se aplican a escala funcional (hogar, escuela, centro productivo) con datos medidos o estimados.

Tabla 5-6. Indicadores operativos para balance energético en proyectos de bioenergía

Indicador	Expresión operativa	Interpretación técnica
Rendimiento útil	$\eta_u = \frac{E_{\text{útil}}}{E_{\text{bruta}}}$	Mide conversión efectiva del vector energético
Energía neta	$E_{\text{neta}} = E_{\text{útil}} - E_{\text{aux}}$	Determina aporte real a la demanda local
Pérdidas internas	$L = \frac{E_{\text{aux}}}{E_{\text{útil}}}$	Señala presión de consumos parasitarios
EROI	$EROI = \frac{E_{\text{útil}}}{E_{\text{invertida}}}$	Permite comparar tecnologías con distinta complejidad

Nota. Indicadores organizados según prácticas de evaluación energética empleadas en estudios de bioenergía y análisis de cadenas de valor de biogás y biometano.

5.6.3 Mitigación de GEI: estructura de la contabilidad y factores dominantes

La mitigación de GEI se calcula como la diferencia entre emisiones del escenario de referencia y emisiones del escenario con proyecto, incluyendo

sustitución de combustibles, manejo del residuo y emisiones propias del sistema:

$$\Delta GEI = GEI_{\text{ref}} - GEI_{\text{proy}}$$

En biodigestión de estiércoles, el escenario de referencia suele incluir emisiones de metano por almacenamiento y manejo del estiércol, además de óxido nitroso y emisiones asociadas a fertilizantes sintéticos si el digestato desplaza parte de su uso. Documentos técnicos de agricultura y ganadería reportan que el manejo del estiércol mediante biodigestores reduce emisiones por degradación anaerobia no controlada y mejora la gestión de nutrientes cuando se implementan planes de aplicación.

En el escenario con proyecto, se contabilizan: (i) emisiones por combustión del biogás (CO₂ biogénico, generalmente reportado por separado), (ii) fugas de metano en reactor, almacenamiento, antorcha y tuberías, y (iii) consumos energéticos auxiliares y transporte. Un informe técnico sobre medición de emisiones de metano en plantas de biogás describe métodos de cuantificación y medidas de reducción, dado que pequeñas tasas de fuga pueden afectar el balance climático por el alto potencial de calentamiento del metano.

5.6.4 Conversión a CO₂ equivalente y cálculo del efecto del metano

La conversión a CO₂ equivalente (CO₂e) utiliza valores de Potencial de Calentamiento Global (GWP). Para inventarios con un horizonte de 100 años, valores asociados al AR6 se emplean para metano y otros gases, con variaciones según si se incorpora retroalimentación clima-carbono y si el metano es de origen fósil o biogénico. Una compilación de valores basada en IPCC AR6, usada ampliamente en contabilidad corporativa, muestra valores de referencia para metano alrededor de 29.8 a 30 en 100 años según la convención adoptada.

El cálculo operativo es:

$$CO_2e = m_{CH_4} \cdot GWP_{100}$$

donde m_{CH_4} es la masa de metano emitida (por ejemplo, kg) y GWP_{100} el factor seleccionado. Este paso es determinante en proyectos de biogás, porque fugas pequeñas de metano tienen efecto climático significativo.

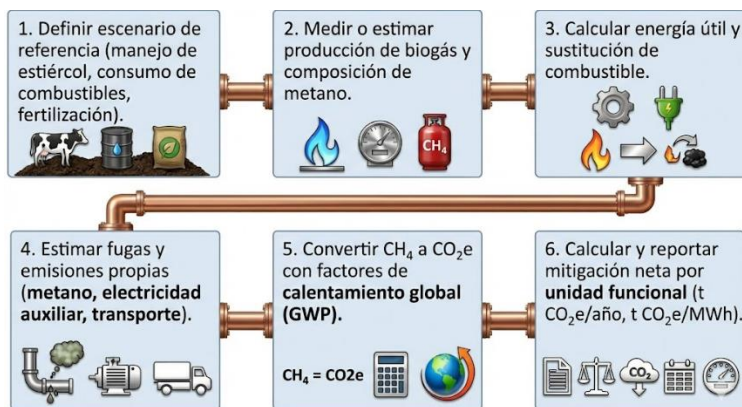


Figura 5-6. Diagrama de flujo para cuantificar mitigación de GEI en un sistema de biogás comunitario.

5.6.5 Mitigación neta: sustitución de fósiles, control de fugas y manejo del digestato

La mitigación neta aumenta cuando el biogás desplaza combustibles de alta intensidad de carbono en cocción, calor o generación eléctrica, y cuando las emisiones de metano se mantienen bajas mediante estanqueidad, antorchas operativas y mantenimiento preventivo. El reporte técnico sobre emisiones de metano en plantas de biogás detalla que la reducción de fugas se logra con diseño adecuado de sellos, monitoreo de puntos críticos y operación estable, lo que mejora el balance climático.

En sistemas agropecuarios, informes técnicos sobre manejo de estiércol muestran que el uso de biodigestores forma parte de estrategias para reducir metano y mejorar gestión de nutrientes, aunque el beneficio total depende de cómo se almacena y aplica el digestato. Si el digestato se maneja sin control, pueden presentarse emisiones posteriores de amoníaco y óxido nitroso; por ello, se recomiendan prácticas de almacenamiento cubierto, aplicación ajustada a requerimientos del cultivo y evitar aplicación previa a lluvias intensas.

A escala de bioenergía en escenarios de transición, análisis institucionales plantean que la sostenibilidad climática de la biomasa exige criterios de abastecimiento responsable, eficiencia de conversión y control de emisiones

fugitivas, de modo que la energía neta y la mitigación de GEI se mantengan favorables en el conjunto de la cadena.

5.7 Casos de uso de biomasa en territorios rurales

La biomasa se aplica en territorios rurales mediante soluciones que articulan gestión de residuos, producción de energía y aprovechamiento de subproductos agronómicos. La adopción se observa en cuatro líneas de uso:

- Biodigestión de estiércoles y residuos agropecuarios para biogás y digestato,
- Valorización termoquímica de residuos lignocelulósicos para calor, electricidad o vectores energéticos,
- Biocombustibles líquidos vinculados a cadenas agroindustriales, y
- Captura y uso energético de biogás en residuos sólidos orgánicos y rellenos sanitarios.

Estas líneas se desarrollan con arreglos técnicos distintos y con modalidades de gobernanza que varían entre esquemas familiares, comunitarios, cooperativos y programas nacionales.

5.7.1 Biodigestores familiares y comunitarios en sistemas agropecuarios

En entornos rurales, la biodigestión se consolida por su capacidad de transformar estiércoles y residuos agropecuarios en biogás para cocción, calentamiento de agua o electricidad a pequeña escala, y en digestato utilizable como biofertilizante. Análisis con enfoque técnico social documentan que la implementación exitosa se asocia a disponibilidad constante de sustratos, rutinas de operación simples, capacitación local y apropiación del sistema por parte de los usuarios.

La experiencia regional incluye la difusión de biodigestores tubulares de polietileno como alternativa de bajo costo para agricultura familiar, con desempeños adecuados en climas cálidos y necesidad de protección física y control de fugas. La documentación técnica sobre digestores domésticos en América Latina describe beneficios en reducción de consumo de leña, mejora sanitaria y disminución de emisiones por manejo tradicional de estiércol, condicionados por mantenimiento y soporte institucional.

En el plano programático, el intercambio regional se formaliza mediante redes especializadas. El trabajo de Garwood sobre la RedBioLAC describe un espacio de articulación técnica y de gestión para promoción de biodigestores, innovación en materiales y fortalecimiento de capacidades, con casos y recomendaciones para consolidar un sector de biogás en América Latina y el Caribe.

5.7.2 Programas nacionales y estrategias institucionales: el caso de Ecuador y marcos regionales

La expansión de biodigestores también se vincula a programas nacionales y asistencia técnica internacional orientada a institucionalizar estándares de diseño, financiamiento y soporte. Un documento del Climate Technology Centre and Network aborda la construcción de un sector de biodigestores en Ecuador mediante lineamientos de programa nacional, con énfasis en escalamiento, fortalecimiento de capacidades y articulación con metas de desarrollo (CTCN, 2019).

A escala regional, informes recientes sobre bioenergía en América Latina resaltan el papel de marcos de sostenibilidad, metodologías de contabilidad de emisiones y mecanismos de mercado para biocombustibles y biogás. El reporte de IRENA sobre trayectorias de bioenergía sostenible en América Latina discute instrumentos y recomendaciones para promover inversión y sostenibilidad, con atención a evaluación de ciclo de vida y gobernanza sectorial.

La experiencia de Brasil con RenovaBio se incluye en ese marco como referencia de política para certificación de unidades productivas y contabilidad de emisiones a lo largo del ciclo de vida, aplicable a biocombustibles como etanol, biodiésel y biogás (IRENA, 2022).

5.7.3 Valorización termoquímica de residuos agrícolas y forestales en ámbitos rurales

En zonas con disponibilidad de residuos lignocelulósicos, la conversión termoquímica se asocia al suministro de calor para procesos, secado y, en configuraciones específicas, electricidad descentralizada. Un estudio de Delgado-Plaza y colaboradores examina procesos para uso energético de biomasa en el sector rural latinoamericano, incluyendo acondicionamiento,

secado y alternativas tecnológicas para conversión, con énfasis en barreras y criterios de selección técnica.

En esquemas rurales, la termoquímica suele adoptarse cuando la biomasa presenta baja humedad o cuando existe posibilidad de presecado. En términos de diseño de proyecto, la cadena de valor requiere considerar logística (acopio, astillado, almacenamiento), control de cenizas y compatibilidad del equipo (calderas, gasificadores, hornos), además de la demanda térmica continua para sostener la operación. Informes institucionales sobre bioenergía en la región enfatizan la importancia de sostenibilidad del abastecimiento y de evitar presiones indebidas sobre suelos y ecosistemas forestales.

5.7.4 Casos urbanos con impacto rural: biogás de rellenos y fracción orgánica de residuos

Aunque los rellenos sanitarios se ubican con frecuencia en áreas periurbanas, sus soluciones de captura y uso de biogás inciden en territorios rurales por efectos de empleo local, reducción de impactos ambientales y suministro energético para servicios. Un documento del Banco Mundial sobre iniciativas de gas de relleno para América Latina describe identificación de sitios, evaluación técnica y oportunidades de inversión para proyectos de aprovechamiento de biogás, orientados a reducir emisiones de metano y generar energía.

En cadenas agroalimentarias, la producción de biogás a partir de residuos orgánicos y desperdicios se presenta como opción para mejorar gestión de residuos y energía en territorios con actividades rurales y agroindustriales. La FAO, en el marco de iniciativas de bioenergía, describe el rol del biogás procedente de residuos y desperdicios del sistema alimentario y su contribución potencial en mitigación y gestión de residuos.

5.7.5 Comparativa de casos y modelo de implementación

La diversidad de casos se ordena por sector de origen, tecnología y producto energético. La comparación permite identificar requerimientos comunes: calidad del sustrato, estabilidad operativa, tratamiento del gas, control de riesgos y modelo de gestión.

Tabla 5-7. Casos de uso de biomasa en América Latina: tecnología, escala y propósito

Caso de uso	Materia prima dominante	Tecnología	Escala típica	Producto energético
Agricultura familiar	Estiércol y residuos de granja	Digestión anaerobia tubular	Hogar o comunidad pequeña	Biogás para cocción y calor
Programas nacionales	Estiércoles y residuos agropecuarios	Biodigestores con soporte institucional	Comunidad y cooperativa	Biogás y biofertilizantes
Agroindustria	Residuos lignocelulósicos	Conversión termoquímica o calderas	Productiva local	Calor de proceso y electricidad
Residuos sólidos	Fracción orgánica y biogás de relleno	Captura y uso de biogás	Municipal o regional	Electricidad y calor, mitigación CH ₄
Política de biocombustibles	Cadenas agroindustriales	Certificación y mercado	Nacional	Etanol, biodiésel, biogás

Nota. Organización elaborada a partir de lineamientos y casos descritos por IRENA, Banco Mundial, FAO, RedBioLAC y documentos técnicos de programas nacionales.

**Energías Renovables y Sostenibilidad
Comunitaria: Diseño, Implementación y
Gestión de Sistemas Energéticos
Limpios**

CAPÍTULO VI

Energía Hidráulica y Geotermia a Escala Local

AUTOR: Conforme Cedeño Gema Monserrate



6 Energía Hidráulica y Geotermia a Escala Local

6.1 Principios hidráulicos de generación eléctrica

La generación eléctrica a partir de la energía hidráulica constituye una de las formas más antiguas, eficientes y confiables de aprovechamiento energético desarrolladas por el ser humano. Su principio fundamental se basa en la conversión de la energía potencial y cinética del agua en energía mecánica, y posteriormente en energía eléctrica, mediante dispositivos electromecánicos acoplados a turbinas hidráulicas. Desde una perspectiva contemporánea, esta tecnología adquiere una relevancia estratégica en proyectos de escala local y comunitaria, especialmente en entornos rurales donde existen cursos de agua con caudales relativamente constantes y desniveles aprovechables.

Diversos autores coinciden en que la energía hidráulica presenta una alta densidad energética, una eficiencia superior frente a otras fuentes renovables y una larga vida útil, lo que la convierte en una opción particularmente adecuada para sistemas energéticos sostenibles de largo plazo (Frey & Linke, 2002; Paish, 2002). A diferencia de las grandes centrales hidroeléctricas, los sistemas micro y mini-hidráulicos priorizan el uso racional del recurso hídrico, con un impacto ambiental reducido y una mayor integración territorial.

6.1.1 Fundamentos físicos de la energía hidráulica

Desde el punto de vista de la mecánica clásica, la energía hidráulica aprovechable en un sistema de generación eléctrica proviene principalmente de la energía potencial gravitatoria del agua, asociada a un desnivel topográfico, y en menor medida de su energía cinética, asociada a la velocidad del flujo. La energía potencial E_p de una masa de agua puede expresarse como:

$$E_p = m \cdot g \cdot H$$

donde:

- m es la masa del agua (kg),
- g es la aceleración de la gravedad (9,81 m/s²),
- H es la altura de caída o cabeza hidráulica (m).

En sistemas de generación, el agua fluye de manera continua; por ello, el análisis energético se realiza en términos de potencia, definida como energía

por unidad de tiempo. Considerando un caudal volumétrico Q , la potencia hidráulica teórica disponible se expresa como:

$$P_h = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H$$

donde ρ es la densidad del agua (aproximadamente 1000 kg/m³). Esta ecuación constituye el núcleo teórico del dimensionamiento hidráulico en proyectos hidroeléctricos y se encuentra descrita extensamente en manuales técnicos y guías de diseño.

6.1.2 Caudal y altura de caída como variables de diseño

Los dos parámetros hidráulicos fundamentales que determinan el potencial energético de un sitio son el caudal y la altura de caída. El caudal Q representa el volumen de agua que atraviesa una sección del río o canal por unidad de tiempo y está condicionado por factores hidrológicos, climáticos y geomorfológicos. Por su parte, la altura de caída H corresponde al desnivel efectivo entre el punto de captación y el punto de restitución del agua.

En la práctica ingenieril se distinguen dos conceptos fundamentales:

- **Altura bruta (H_b):** diferencia geométrica de cotas entre captación y turbina.
- **Altura neta (H_n):** altura disponible para la generación, una vez descontadas las pérdidas hidráulicas.

La relación entre ambas se expresa como:

$$H_n = H_b - h_L$$

donde h_L representa las pérdidas de carga por fricción y pérdidas singulares en conducciones, válvulas y accesorios. El diseño hidráulico se fundamenta en la altura neta, ya que emplear la altura bruta conduce a una sobreestimación del potencial energético disponible.

6.1.3 Pérdidas hidráulicas y su influencia en la generación

Las pérdidas hidráulicas constituyen un aspecto crítico en sistemas de pequeña escala, donde el margen energético disponible suele ser limitado. Las pérdidas por fricción en tuberías pueden estimarse mediante la ecuación de Darcy–Weisbach:

$$h_f = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2g}$$

donde:

- f es el coeficiente de fricción,
- L la longitud de la conducción,
- D el diámetro hidráulico,
- v la velocidad media del flujo.

A estas se suman las pérdidas singulares, asociadas a cambios de dirección, válvulas y accesorios, generalmente expresadas como:

$$h_s = \sum K \cdot \frac{v^2}{2g}$$

La suma de estas pérdidas reduce la energía disponible en la turbina, por lo que el diseño hidráulico óptimo busca minimizar h_L mediante un adecuado dimensionamiento de conducciones y una selección racional de accesorios (Frey & Linke, 2002).

6.1.4 6.1.4 Conversión energética y eficiencia global del sistema

El proceso de generación hidroeléctrica implica una cadena de conversiones energéticas:

1. Energía hidráulica → energía mecánica (turbina).
2. Energía mecánica → energía eléctrica (generador).

Cada etapa presenta pérdidas, por lo que se define una **eficiencia global** del sistema como el producto de las eficiencias parciales:

$$\eta_{total} = \eta_t \cdot \eta_m \cdot \eta_g$$

donde:

- η_t es la eficiencia de la turbina,
- η_m la eficiencia mecánica del sistema de transmisión,
- η_g la eficiencia del generador eléctrico.

La **potencia eléctrica efectiva** entregada por el sistema se calcula como:

$$P_e = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_n \cdot \eta_{total}$$

Estudios técnicos reportan que en micro y mini centrales bien diseñadas, la eficiencia global puede situarse entre 60 % y 85 %, dependiendo del tipo de turbina y de la calidad del diseño hidráulico y electromecánico (Paish, 2002).

Tabla 6-1. Parámetros hidráulicos fundamentales en generación eléctrica

Parámetro	Símbolo	Unidad	Descripción técnica
Caudal de diseño	Q	m³/s	Caudal seleccionado según régimen hidrológico
Altura bruta	H_b	m	Desnivel geométrico total
Pérdidas de carga	h_L	m	Energía disipada en conducción
Altura neta	H_n	m	Altura efectiva para generación
Densidad del agua	ρ	kg/m³	Aproximadamente constante
Eficiencia global	η	–	Producto de eficiencias parciales
Potencia eléctrica	P_e	kW	Potencia útil generada

Nota. Elaboración propia a partir de (Frey & Linke, 2002; Paish, 2002).

6.1.4.1 Ejemplo de cálculo aplicado a una microcentral

Considérese un sitio con las siguientes características:

- Caudal de diseño: $Q = 0,30 \text{ m}^3/\text{s}$
- Altura bruta: $H_b = 25 \text{ m}$
- Pérdidas estimadas: $h_L = 3 \text{ m}$
- Eficiencia global: $\eta = 0,70$

Altura neta:

$$H_n = 25 - 3 = 22 \text{ m}$$

Potencia eléctrica:

$$P_e = 1000 \cdot 9.81 \cdot 0.30 \cdot 22 \cdot 0.70$$

$$P_e = 45.3 \text{ kW}$$

Este valor resulta representativo para sistemas de electrificación rural, capaces de abastecer comunidades pequeñas o servicios productivos locales.

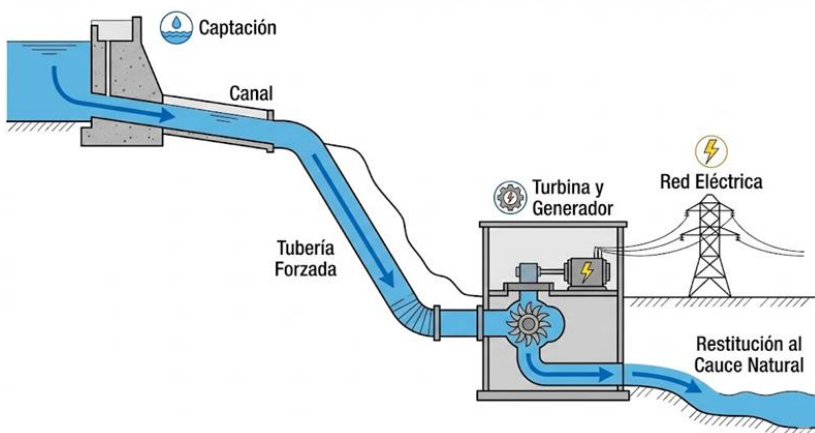


Figura 6-1. Esquema conceptual del principio hidráulico de generación eléctrica. La figura muestra el flujo del agua desde la captación, la conducción por canal o tubería forzada, la conversión energética en la turbina y el generador, y la restitución del caudal al cauce natural.

6.1.5 Importancia de la energía hidráulica en sistemas locales sostenibles

Desde el enfoque de sostenibilidad, la energía hidráulica a pequeña escala presenta ventajas significativas: alta eficiencia, operación continua, baja dependencia tecnológica externa y una vida útil que puede superar los 30 años. Además, su integración en sistemas híbridos con energía solar permite mejorar la resiliencia energética y reducir la variabilidad asociada a fuentes intermitentes.

No obstante, su implementación responsable exige considerar criterios hidráulicos, ecológicos y sociales, que serán desarrollados en los epígrafes

siguientes del capítulo, particularmente en lo referente al cálculo del potencial energético y al caudal ecológico.

6.2 Diseño de microcentrales y mini-hidros comunitarias

El diseño de microcentrales y mini-hidros comunitarias exige integrar, de manera coherente, hidrología, hidráulica, obras civiles, selección turbina–generador, control eléctrico, y un modelo de operación y gestión local que asegure sostenibilidad en el tiempo. A diferencia de los grandes aprovechamientos, donde predominan soluciones estandarizadas y economías de escala, en proyectos comunitarios el éxito depende de ajustar el diseño a las condiciones reales del sitio (régimen de caudales, estacionalidad, sedimentos, accesos, riesgos naturales, demanda local) y a la capacidad organizativa de la comunidad para operar y mantener el sistema (Harvey, 1993).

6.2.1 Enfoque de diseño

En microhidro comunitaria, el diseño debe iniciar con un balance claro entre:

- **Demanda eléctrica** (servicios esenciales, cargas productivas, crecimiento esperado)
- **Recurso hídrico** (caudal disponible y altura neta), para evitar sobredimensionamiento o déficit de servicio.

La microhidro enfatiza la necesidad de realizar un levantamiento energético comunitario (perfil horario y estacional de carga) antes de fijar potencia objetivo, dado que la demanda condiciona el tipo de red local, el esquema de control y la estrategia de operación.

6.2.2 Reconocimiento del sitio y selección del esquema hidráulico

La selección del esquema hidráulico parte del reconocimiento del sitio: topografía, estabilidad de taludes, accesos, geología superficial, zonas de inundación, y condiciones del cauce (ancho, profundidad, rugosidad, sedimentos). Para proyectos comunitarios, el esquema más frecuente es de pasada (run-of-river) con captación, conducción (canal o tubería), cámara de carga y tubería forzada hacia turbina, debido a su menor impacto y facilidad constructiva.

En cursos con alta carga de sedimentos, se recomienda incorporar desarenadores y un diseño de captación que minimice la entrada de sólidos, ya

que la abrasión reduce la eficiencia y acelera el desgaste de álabes y boquillas. Las guías técnicas de microhidro destacan la importancia de considerar el manejo de sedimentos como decisión temprana de diseño civil.

6.2.3 Hidrología para diseño

La potencia instalada no debe basarse en el caudal máximo instantáneo, sino en un caudal de diseño representativo del régimen anual. Para ello se emplea la Curva de Duración de Caudales (FDC), que expresa el porcentaje de tiempo en que un caudal es igualado o excedido. Este recurso permite seleccionar un Q_d asociado a una probabilidad de excedencia (por ejemplo, 30–60%) según objetivos de energía firme, variabilidad aceptable y restricciones ecológicas.

Una formulación práctica para energía anual aproximada es:

$$E_{anual} = \sum_i (\rho g H_n Q_i \eta_{tot}) \Delta t_i$$

donde Q_i proviene de intervalos de la FDC y Δt_i representa el tiempo asociado a cada rango. Este enfoque de estimación por rangos es coherente con guías de evaluación de recurso mini-hidro y manuales de diseño de pequeña hidro.

6.2.4 Obras civiles principales: captación, conducción, desarenado y cámara de carga

Captación. En microhidro, la captación suele ser lateral o con vertedero bajo, buscando derivar una fracción del caudal hacia la conducción, sin alterar significativamente el cauce. Los manuales recomiendan soluciones robustas, fáciles de limpiar y con rejillas que controlen la entrada de flotantes y material grueso.

Conducción. Puede realizarse por canal (cuando la pendiente permite) o por tubería a gravedad. En ambos casos, la sección debe limitar velocidades para evitar sedimentación excesiva o erosión, y prever obras de alivio y control. Las guías de pequeña hidro proponen dimensionar la conducción con criterios hidráulicos y operativos, priorizando estabilidad y mantenibilidad.

Desarenador. Es crítico si el río transporta sedimentos finos o arenas. Su función es reducir la abrasión y los atascos aguas abajo; para ello, se diseñan cámaras de baja velocidad con sistemas de purga periódica. Un desarenador

correctamente dimensionado disminuye las fallas operativas y los costos de mantenimiento.

Cámara de carga (forebay). Actúa como transición entre conducción y tubería forzada, estabiliza el flujo, permite desahogos y facilita control. Guías de diseño recomiendan incluir vertedero de seguridad para excedencias y dispositivos de cierre para mantenimiento.

6.2.5 Diseño de tubería forzada (penstock)

La tubería forzada conduce el agua a presión hasta la turbina y es un componente de alta incidencia en costo y desempeño. El objetivo es lograr un equilibrio entre pérdidas de carga (menor diámetro → más pérdidas) y costo de tubería (mayor diámetro → mayor inversión). La pérdida por fricción puede estimarse con Darcy–Weisbach:

$$h_f = f \frac{L}{D} \frac{v^2}{2g}$$

y la altura neta:

$$H_n = H_b - (h_f + h_s)$$

donde h_s incluye pérdidas singulares. Manuales de microhidro recomiendan fijar un límite de pérdidas aceptables (por ejemplo, un porcentaje de la cabeza bruta) para definir un diámetro preliminar y luego ajustar por criterios de constructibilidad y costos.

6.2.5.1 Selección de turbina: relación cabeza–caudal y estrategia de operación

La selección de turbina depende esencialmente del par (H_n, Q_d) y del rango de variación del caudal. Las guías de pequeña hidro clasifican turbinas en impulso (Pelton, Turgo, Crossflow) y reacción (Francis, Kaplan/propela), con dominios típicos de aplicación por cabeza y caudal.

En sistemas comunitarios con variabilidad de caudal, suelen favorecerse turbinas con buena eficiencia parcial y operación estable en carga variable (por ejemplo, Crossflow en rangos bajos–medios de cabeza, o Pelton/Turgo en medias–altas). Documentos técnicos reportan que algunas turbinas mantienen

eficiencias razonables por debajo del caudal nominal, aspecto valioso para electrificación rural con estacionalidad hidrológica.

Tabla 6-2. Matriz simplificada de selección de turbina para micro/mini-hidro

Condición típica	hidráulica	Turbina recomendada	Rasgo operativo
Cabeza alta, caudal bajo		Pelton / Turgo	Alta eficiencia; buen control por toberas
Cabeza media, caudal medio		Turgo / Francis (según sitio)	Equilibrio eficiencia–compactación
Cabeza baja–media, caudal medio–alto		Crossflow (Banki/Ossberger)	Operación flexible en caudal variable
Cabeza baja, caudal alto		Kaplan / Propela	Alta eficiencia, mayor complejidad mecánica

Nota técnica: la selección final debe considerar sedimentos, facilidad de mantenimiento, repuestos, control de velocidad/potencia y capacidad local de operación.

6.2.5.2 *Generador y control: calidad de energía en sistemas comunitarios*

En microhidro, el generador puede ser síncrono o de inducción, y el sistema de control debe garantizar frecuencia y tensión aceptables, especialmente en redes aisladas. Manuales de microhidro describen el uso de controladores electrónicos de carga (ELC) para mantener la frecuencia estable derivando potencia excedente hacia cargas resistivas (dump load), una solución común en plantas comunitarias cuando la demanda varía rápidamente.

Para mini-hidro conectada a microrredes híbridas o redes locales más complejas, la integración puede requerir convertidores y estrategias de control coordinadas con almacenamiento u otras fuentes. El enfoque institucional sobre hidroelectricidad reconoce que la pequeña hidro puede operar como generación distribuida, complementando otras tecnologías y mejorando confiabilidad local.

6.2.5.3 *Diseño eléctrico y distribución local: seguridad y resiliencia*

El diseño eléctrico incluye protecciones, puesta a tierra, seccionamiento, pararrayos si procede, y criterios de seguridad para operación comunitaria. En proyectos rurales, la distribución puede ser en baja tensión a distancias cortas, o emplear media tensión para reducir pérdidas si la dispersión de viviendas lo exige. La planificación recomendada por manuales de pequeña hidro resalta que el diseño debe alinearse con estándares de seguridad eléctrica, y que la operación comunitaria requiere simplicidad y redundancia razonable.

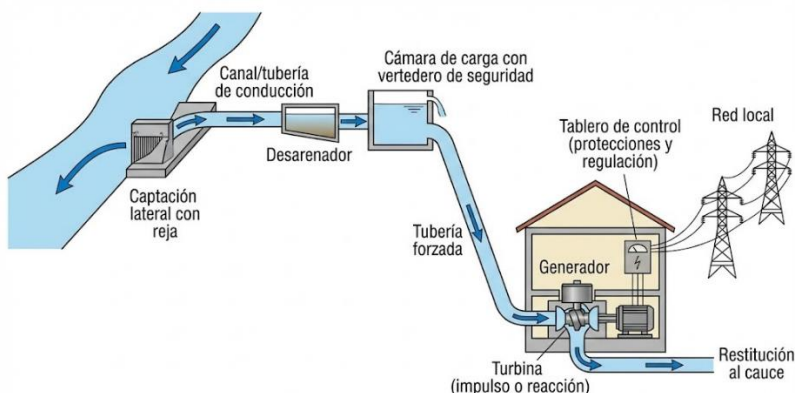


Figura 6-2. Esquema funcional de una microcentral de pasada (run-of-river).

6.2.5.4 *Verificación rápida de factibilidad: potencia, energía y margen estacional*

Como verificación preliminar de diseño, se recomienda estimar potencia con:

$$P_e = \rho g Q_d H_n \eta_{tot}$$

y contrastarla con (i) demanda pico, (ii) energía diaria requerida, y (iii) meses críticos de estiaje (mínimos de la FDC). El enfoque de selección por FDC permite evaluar la energía probable a lo largo del año y decidir si se requiere respaldo (por ejemplo, solar + baterías o diésel de contingencia).

6.2.5.5 Dimensión comunitaria: operación, mantenimiento y gobernanza técnica

En microhidro comunitaria, el diseño debe incluir explícitamente un plan de O&M: limpieza de captación, purga de desarenador, inspección de tubería, revisión de rodamientos, y verificación de protecciones eléctricas. Diversas guías de implementación subrayan que el componente organizativo (roles, fondos de mantenimiento, capacitación) es determinante para la sostenibilidad del proyecto, incluso cuando el diseño técnico es correcto.

6.3 Cálculo del potencial energético y caudal ecológico

El cálculo del potencial energético en proyectos hidroeléctricos de pequeña escala constituye una etapa determinante para definir la potencia instalable, la energía anual generable y la compatibilidad del aprovechamiento con la conservación del sistema fluvial. En microcentrales y mini-hidros comunitarias, este cálculo debe realizarse de forma integrada con la determinación del caudal ecológico, entendiendo que la generación eléctrica depende directamente del caudal derivado, pero que dicho caudal no puede comprometer la funcionalidad hidrológica y ambiental del curso de agua.

Una evaluación adecuada del potencial hidroenergético se basa en series hidrológicas representativas, en el análisis de la variabilidad estacional y en la aplicación de criterios ambientales que aseguren la permanencia de un caudal mínimo en el cauce natural (Frey & Linke, 2002; Harvey, 1993; Penche, 1998).

6.3.1 Componentes del potencial energético hidráulico

El potencial energético de un aprovechamiento hidráulico depende de tres componentes fundamentales:

- Caudal disponible en el curso de agua.
- Altura neta de caída aprovechable.
- Rendimiento global del sistema hidráulico–electromecánico.

Desde el punto de vista físico, la potencia eléctrica instantánea puede expresarse como:

$$P_e = \rho \cdot g \cdot Q_d \cdot H_n \cdot \eta_{tot}$$

donde Q_d corresponde al caudal de diseño, definido como el caudal efectivamente derivado hacia la turbina, una vez descontado el caudal que debe permanecer en el río para garantizar su funcionamiento natural.

En proyectos comunitarios, el valor de Q_d no coincide necesariamente con el caudal medio anual ni con el caudal máximo, sino con un valor seleccionado en función del comportamiento hidrológico y de las restricciones ambientales y operativas (ESHA, 2004).

6.3.2 Análisis hidrológico y curva de duración de caudales

La herramienta más empleada para evaluar el recurso hídrico disponible es la Curva de Duración de Caudales (CDC), también conocida como *Flow Duration Curve*. Esta curva representa la relación entre los valores de caudal y el porcentaje de tiempo en que dichos valores son igualados o superados durante un período de análisis.

El procedimiento general para su construcción comprende:

- Recolección de series históricas de caudales diarios o mensuales.
- Ordenamiento de los caudales de mayor a menor.
- Asignación de una probabilidad de excedencia a cada valor.
- Representación gráfica del caudal frente al porcentaje de tiempo.

La CDC permite identificar rangos de caudal característicos del río, evaluar su variabilidad estacional y seleccionar un caudal de diseño que equilibre generación energética y disponibilidad hídrica a lo largo del año.

6.3.3 Selección del caudal de diseño

El caudal de diseño se define como el caudal máximo que se derivará hacia la central en condiciones normales de operación. Su selección responde a criterios técnicos, ambientales y sociales, tales como:

- Continuidad del servicio eléctrico durante el año.
- Reducción de periodos de parada por caudales insuficientes.
- Limitación de impactos sobre el cauce natural.

En la práctica, para microhidro comunitaria se adoptan valores de Q_d asociados a probabilidades de excedencia entre el 30 % y el 60 %, dependiendo del régimen hidrológico y del nivel de energía firme requerido.

Tabla 6-3. Relación orientativa entre probabilidad de excedencia y estrategia de diseño

Probabilidad de excedencia	Característica del caudal	Implicación en el diseño
20–30 %	Caudales altos	Mayor potencia instalada, menor tiempo de operación plena
40–50 %	Caudales intermedios	Compromiso entre potencia y regularidad
60–70 %	Caudales bajos	Menor potencia, mayor continuidad anual

Nota. Elaboración a partir de (ESHA, 2004; Harvey, 1993; Penche, 1998).

6.3.4 Energía anual generable

Más allá de la potencia instantánea, el indicador más representativo del desempeño del sistema es la energía anual generada, expresada en kWh o MWh. Esta puede estimarse integrando la potencia producida a lo largo del tiempo, considerando la variación del caudal.

Una aproximación práctica consiste en dividir la CDC en intervalos y calcular la energía asociada a cada rango:

$$E_{anual} = \sum_{i=1}^n (\rho \cdot g \cdot Q_i \cdot H_n \cdot \eta_{tot} \cdot \Delta t_i)$$

donde Q_i representa el caudal medio del intervalo i y Δt_i el tiempo de permanencia correspondiente. Este método es ampliamente utilizado en estudios de preinversión de pequeña hidro, al permitir una estimación razonable sin recurrir a simulaciones complejas.

6.3.5 Concepto de caudal ecológico

El caudal ecológico se define como el caudal mínimo que debe mantenerse en el cauce natural para preservar los procesos físicos, biológicos y

geomorfológicos del ecosistema fluvial. Su determinación es un requisito técnico y ambiental indispensable en proyectos hidroeléctricos contemporáneos, especialmente en sistemas de pasada.

Desde el enfoque hidrológico, el caudal ecológico busca:

- Mantener la conectividad longitudinal del río.
- Permitir la supervivencia de especies acuáticas.
- Preservar procesos de transporte de sedimentos.
- Evitar la degradación del lecho y las riberas.

Organismos internacionales y manuales técnicos coinciden en que, en proyectos de pequeña escala, el caudal ecológico debe definirse con criterios simples pero conservadores, ajustados a la disponibilidad de información hidrológica.

6.3.6 Métodos hidrológicos para la estimación del caudal ecológico

Entre los métodos más empleados en proyectos comunitarios se encuentran los enfoques hidrológicos, por su simplicidad y aplicabilidad en escenarios con información limitada:

- **Porcentaje del caudal medio anual**, usualmente entre 10 % y 30 %.
- **Caudal mínimo mensual histórico**, adoptando el valor más bajo registrado.
- **Percentiles de la CDC**, como Q90 o Q95.

Estos métodos permiten definir un valor de caudal ecológico que se resta del caudal total disponible para obtener el caudal derivable:

$$Q_d = Q_{disponible} - Q_{eco}$$

Si bien estos enfoques no sustituyen estudios ecohidráulicos detallados, son aceptados en proyectos de pequeña escala por su carácter operativo y su compatibilidad con la gestión comunitaria.

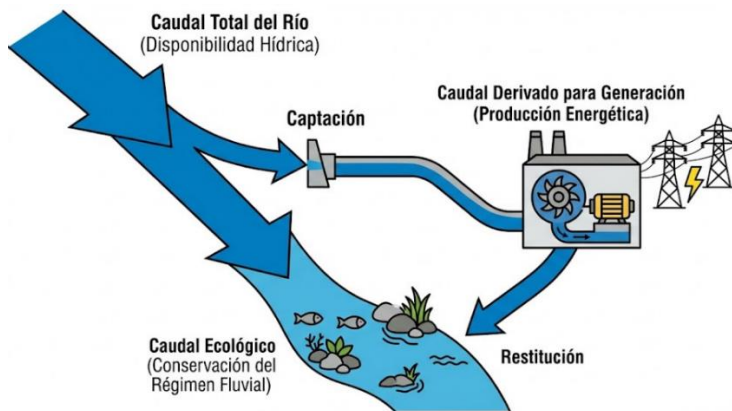


Figura 6-3. Esquema conceptual del balance caudal-energía-ambiente. La figura muestra cómo el caudal total se distribuye entre el cauce natural y el sistema de generación, asegurando simultáneamente producción eléctrica y preservación ambiental.

6.3.6.1 Integración del potencial energético y el caudal ecológico en el diseño

En proyectos hidroeléctricos comunitarios, la integración del cálculo energético con el caudal ecológico permite:

- Dimensionar la potencia instalada de forma realista.
- Reducir riesgos de subutilización o sobrecarga del sistema.
- Facilitar la aceptación social del proyecto.
- Alinear el diseño con normativas ambientales y principios de sostenibilidad.

Esta integración constituye la base técnica para los apartados posteriores del capítulo, donde se abordarán los componentes del sistema, la selección tecnológica y la operación conjunta con otras fuentes renovables.

6.4 Componentes: turbinas, canales y generadores

El funcionamiento adecuado de una microcentral o mini-hidro comunitaria depende de la correcta selección e integración de sus componentes principales. Desde el punto de vista técnico, el sistema se estructura alrededor de tres

elementos fundamentales: la turbina hidráulica, el sistema de conducción del agua (canales y tuberías) y el generador eléctrico. Cada uno de estos componentes cumple una función específica dentro del proceso de conversión energética y su diseño debe responder a las condiciones hidráulicas del sitio, a la demanda eléctrica prevista y a las capacidades de operación y mantenimiento disponibles a nivel local.

Diversos manuales de diseño de pequeña hidroelectricidad coinciden en que la eficiencia global del sistema no depende únicamente del rendimiento individual de cada componente, sino del acoplamiento adecuado entre ellos, evitando pérdidas innecesarias y garantizando un funcionamiento estable a lo largo del tiempo (ESHA, 2004; Harvey, 1993; Paish, 2002).

6.4.1 Turbinas hidráulicas: función y principios de operación

La turbina hidráulica es el dispositivo encargado de transformar la energía del agua en energía mecánica de rotación. Este proceso se produce mediante el intercambio de cantidad de movimiento entre el fluido y los álabes del rotor, generando un par que acciona el eje de la máquina. La potencia mecánica disponible en el eje puede expresarse como:

$$P_m = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_n \cdot \eta_t$$

donde η_t representa la eficiencia hidráulica de la turbina.

Las turbinas empleadas en micro y mini-hidro se clasifican, según el mecanismo de transferencia de energía, en dos grandes grupos:

- **Turbinas de impulso**, en las que el agua actúa a presión atmosférica y la energía se transfiere principalmente por cambio de velocidad.
- **Turbinas de reacción**, en las que el agua actúa bajo presión y la energía se transfiere por cambio de velocidad y presión.

Esta clasificación es ampliamente aceptada en textos de hidráulica aplicada y diseño de máquinas hidráulicas.

6.4.2 Turbinas de impulso en microhidro

Las turbinas de impulso se emplean principalmente en sitios con alturas medias a altas y caudales relativamente bajos. El agua se acelera a través de una

boquilla, transformando la energía potencial en energía cinética antes de impactar los álabes del rodete.

Entre las más utilizadas en sistemas comunitarios se encuentran:

- **Pelton**, adecuada para alturas altas y caudales pequeños, con una o varias toberas regulables.
- **Turgo**, similar a la Pelton pero con ángulo de impacto diferente, lo que permite mayores caudales específicos.
- **Crossflow (Banki–Michell)**, muy difundida en microhidro por su sencillez constructiva y su buen comportamiento ante variaciones de caudal.

Diversas experiencias de diseño y operación en pequeña escala muestran que las turbinas Crossflow mantienen eficiencias aceptables incluso cuando operan por debajo del caudal nominal, lo que las hace apropiadas para ríos con marcada estacionalidad.

6.4.3 Turbinas de reacción en pequeña escala

Las turbinas de reacción se emplean en condiciones de baja a media altura y caudales moderados a altos. En estos equipos, el agua circula completamente el rodete bajo presión, por lo que requieren una carcasa cerrada y un sistema de regulación más complejo.

Las más comunes en pequeña escala son:

- **Francis**, utilizada en alturas medias y caudales intermedios.
- **Kaplan y propela**, adecuadas para bajas alturas y grandes caudales.

Aunque estas turbinas presentan altas eficiencias, su mayor complejidad mecánica y requerimientos de mantenimiento hacen que, en proyectos comunitarios, se utilicen solo cuando las condiciones hidráulicas lo justifican claramente.

Tabla 6-4. Tipos de turbinas y rangos hidráulicos de aplicación

Tipo de turbina	Altura típica (m)	Caudal típico	Rasgo operativo
Pelton	> 50	Bajo	Alta eficiencia en altura elevada
Turgo	30–150	Bajo–medio	Mayor caudal específico que Pelton
Crossflow	5–50	Medio	Buen desempeño con caudal variable
Francis	10–100	Medio	Alta eficiencia, mayor complejidad
Kaplan/Propela	< 20	Alto	Regulación eficiente en baja altura

Nota. Los datos fueron obtenidos de (ESHA, 2004; Harvey, 1993; Penche, 1998).

6.4.4 Canales y sistemas de conducción

El sistema de conducción transporta el agua desde la captación hasta la turbina. Su función es garantizar un suministro estable, con pérdidas de carga controladas y con protección frente a sedimentos y flotantes. En microhidro comunitaria se emplean principalmente:

- **Canales abiertos**, contruidos en hormigón, mampostería o tierra revestida, cuando la pendiente natural es suave.
- **Tuberías a gravedad**, usadas cuando se requiere mayor control hidráulico y menor ocupación de terreno.
- **Tuberías forzadas**, que conducen el agua a presión hasta la turbina.

El dimensionamiento hidráulico del canal o tubería debe asegurar velocidades compatibles con el material y minimizar pérdidas. En canales abiertos, la ecuación de Manning es ampliamente utilizada:

$$v = \frac{1}{n} R^{2/3} S^{1/2}$$

donde n es el coeficiente de rugosidad, R el radio hidráulico y S la pendiente hidráulica (Sturm et al., 2021).

6.4.5 Consideraciones constructivas y operativas de los canales

En proyectos comunitarios, los canales deben diseñarse considerando:

- Facilidad de limpieza y acceso.
- Protección frente a erosión y socavación.
- Estabilidad estructural frente a crecidas.
- Integración con el entorno natural.

Las guías de pequeña hidro señalan que un canal bien diseñado reduce la frecuencia de mantenimiento y mejora la confiabilidad del sistema, especialmente en zonas rurales con recursos limitados para reparaciones complejas (ESHA, 2004; Harvey, 1993; Sturm et al., 2021).

6.4.6 Generadores eléctricos: conversión mecánica–eléctrica

El generador transforma la energía mecánica del eje de la turbina en energía eléctrica mediante inducción electromagnética. En microhidro se emplean principalmente:

- **Generadores síncronos**, que permiten control directo de tensión y frecuencia.
- **Generadores asíncronos (de inducción)**, más robustos y económicos, pero dependientes de la red o de sistemas auxiliares para la excitación.

La potencia eléctrica entregada por el generador se expresa como:

$$P_e = P_m \cdot \eta_g$$

donde η_g es la eficiencia del generador, que suele situarse entre 85 % y 95 % en equipos de pequeña escala.

6.4.7 Regulación, control y calidad de energía

En sistemas aislados, la regulación de frecuencia y tensión es esencial para proteger los equipos y garantizar un suministro estable. Una solución ampliamente utilizada en microhidro comunitaria es el controlador electrónico de carga, que mantiene constante la velocidad de la turbina derivando el excedente de potencia hacia cargas resistivas.

Este enfoque ha sido documentado como una solución fiable y de bajo costo para sistemas rurales, siempre que se diseñe adecuadamente la carga de disipación y se capacite a los operadores locales.

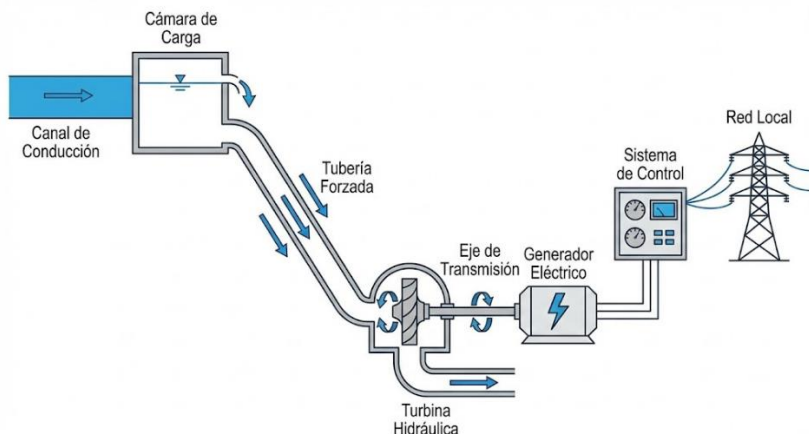


Figura 6-4. Esquema funcional de los componentes principales de una microcentral. La figura muestra la interacción entre los componentes y su papel en la conversión energética.

6.4.8 Integración de componentes y sostenibilidad operativa

La selección adecuada de turbinas, canales y generadores, junto con un diseño coherente del sistema de control, permite obtener instalaciones robustas, de fácil operación y con alta vida útil. En proyectos comunitarios, la simplicidad constructiva y la disponibilidad de repuestos resultan determinantes para asegurar la continuidad del servicio eléctrico.

El diseño integrado de estos componentes sienta las bases para los siguientes apartados del capítulo, donde se abordarán tecnologías complementarias, esquemas híbridos y estrategias de mantenimiento orientadas a la sostenibilidad del sistema.

6.5 Tecnologías geotérmicas de baja entalpía

Las tecnologías geotérmicas de baja entalpía aprovechan el calor del subsuelo a temperaturas moderadas para cubrir necesidades térmicas y, en ciertos arreglos, apoyar la generación eléctrica indirecta mediante sistemas híbridos. En proyectos a escala local, estas tecnologías se orientan principalmente a

calefacción, refrigeración, agua caliente sanitaria y acondicionamiento de procesos, con aplicaciones destacadas en edificaciones comunitarias, centros educativos, salud y actividades productivas. La experiencia técnica muestra que su desempeño es estable a lo largo del año debido a la inercia térmica del terreno, lo que favorece su integración con otras fuentes renovables (DiPippo, 2015).

6.5.1 Fundamento térmico del aprovechamiento geotérmico somero

El subsuelo, a partir de pocos metros de profundidad, presenta temperaturas relativamente constantes durante el año, próximas a la media anual del aire. Este comportamiento permite extraer o disipar calor con eficiencia, utilizando intercambiadores enterrados y bombas de calor geotérmicas. El flujo de calor se rige por la ley de conducción de Fourier:

$$\dot{Q} = -k \cdot A \cdot \frac{dT}{dx}$$

donde:

- $\dot{Q}$ es el flujo de calor,
- k la conductividad térmica del suelo,
- A el área de intercambio,
- $\frac{dT}{dx}$ el gradiente térmico.

En sistemas geotérmicos someros, el diseño busca maximizar el área de intercambio y mantener gradientes térmicos estables, lo que se logra mediante configuraciones adecuadas de sondas y circuitos cerrados.

6.5.2 Bombas de calor geotérmicas: principio de funcionamiento

La bomba de calor geotérmica transfiere energía térmica entre el subsuelo y el espacio a climatizar mediante un ciclo termodinámico de compresión de vapor. Su desempeño se expresa mediante el coeficiente de rendimiento (COP):

$$COP = \frac{Q_{\text{útil}}}{W_{\text{eléctrico}}}$$

donde $Q_{\text{útil}}$ es el calor entregado o extraído y $W_{\text{eléctrico}}$ la energía eléctrica consumida por el compresor.

En aplicaciones reales, los valores de COP para calefacción suelen situarse entre 3 y 5, mientras que para refrigeración el EER presenta valores equivalentes, superiores a sistemas convencionales aire–aire, debido a la menor variación térmica del subsuelo.

6.5.3 Configuraciones de intercambio térmico con el terreno

Las configuraciones de intercambio térmico más empleadas en baja entalpía incluyen:

- **Sondas verticales:** perforaciones profundas con tuberías en U, adecuadas cuando el espacio superficial es limitado.
- **Coletores horizontales:** tuberías enterradas a poca profundidad, recomendadas cuando existe disponibilidad de terreno.
- **Sistemas de circuito abierto:** utilizan agua subterránea, siempre que la calidad y la normativa lo permitan.

La selección de la configuración depende de las características del suelo, la disponibilidad de espacio, los costos de perforación y la carga térmica requerida.

Tabla 6-5. Comparación de configuraciones geotérmicas de baja entalpía

Configuración	Profundidad típica	Requerimiento de espacio	Aplicación frecuente
Sonda vertical	50–150 m	Bajo	Edificios compactos
Colector horizontal	1–2 m	Alto	Zonas rurales
Circuito abierto	Variable	Medio	Regiones con acuíferos accesibles

Nota. La tabla fue elaborada en base a los datos obtenidos de Banks (2012).

6.5.4 Integración con sistemas eléctricos locales

Aunque la geotermia de baja entalpía no se orienta directamente a la generación eléctrica, su integración con sistemas eléctricos locales reduce la demanda de energía final para climatización, liberando capacidad para otros

usos. En comunidades con microhidro o sistemas solares, el uso de bombas de calor geotérmicas permite:

- Reducir el consumo eléctrico en calefacción y refrigeración.
- Aumentar la estabilidad de la demanda a lo largo del día.
- Mejorar el factor de utilización de la generación renovable disponible.

La experiencia acumulada en proyectos con bombas de calor geotérmicas y generación distribuida muestra que esta combinación incrementa la eficiencia global del sistema energético local y reduce los costos operativos.

6.5.5 Dimensionamiento térmico preliminar

El dimensionamiento de un sistema geotérmico de baja entalpía se basa en la carga térmica del edificio o proceso. Una expresión simplificada para la potencia térmica requerida es:

$$Q_{req} = U \cdot A \cdot \Delta T$$

donde:

- U es el coeficiente global de transferencia de calor,
- A el área envolvente,
- ΔT la diferencia de temperatura deseada.

A partir de Q_{req} , se define la potencia de la bomba de calor y la longitud total de sondas o colectores necesarios para intercambiar el calor con el terreno, siguiendo criterios establecidos en manuales de diseño geotérmico (Banks, 2012; DiPippo, 2016).

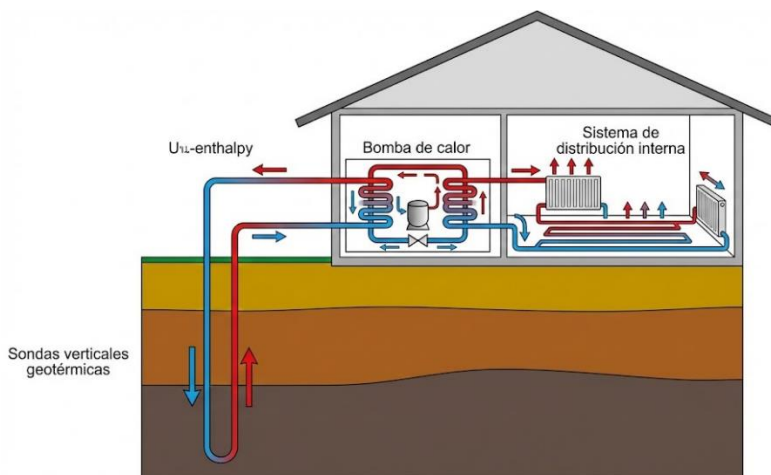


Figura 6-5. Esquema funcional de un sistema geotérmico de baja entalpía. La figura muestra el flujo de calor y el rol del compresor eléctrico dentro del ciclo termodinámico.

6.5.6 Aplicaciones locales y beneficios operativos

En proyectos comunitarios, las tecnologías geotérmicas de baja entalpía se aplican con frecuencia en:

- Centros educativos y administrativos.
- Viviendas rurales agrupadas.
- Procesos agroindustriales de baja temperatura.
- Instalaciones de salud.

Su operación presenta ventajas técnicas relevantes:

- Funcionamiento continuo e independiente de condiciones climáticas.
- Larga vida útil de los intercambiadores enterrados.
- Bajos requerimientos de mantenimiento.
- Compatibilidad con redes eléctricas de pequeña escala.

Estos atributos respaldan su incorporación en estrategias energéticas locales que buscan reducir la demanda térmica convencional y fortalecer la autosuficiencia energética.

6.5.7 Relación con la sostenibilidad del sistema energético local

La incorporación de geotermia de baja entalpía en sistemas energéticos comunitarios permite disminuir el uso de combustibles fósiles para climatización, reducir emisiones asociadas y mejorar el desempeño global del sistema. Al integrarse con generación hidráulica o solar, estas tecnologías contribuyen a un balance energético más estable y a una mayor eficiencia en el uso de la electricidad disponible.

Este enfoque prepara el terreno para el siguiente epígrafe, donde se analizarán aplicaciones mixtas hidráulica–solar en sistemas rurales, incorporando la geotermia como elemento complementario en la gestión energética local.

6.6 Aplicaciones mixtas hidráulica–solar en sistemas rurales

La combinación de energía hidráulica y energía solar fotovoltaica en sistemas rurales permite aprovechar de manera complementaria dos recursos renovables con comportamientos temporales distintos. Mientras la microhidroelectricidad presenta mayor disponibilidad durante épocas húmedas y funcionamiento continuo cuando existe caudal base, la energía solar alcanza su mayor producción durante periodos secos y en horas diurnas. Esta complementariedad favorece un suministro más estable y reduce la dependencia de fuentes externas o sistemas de respaldo convencionales.

En entornos rurales, los sistemas mixtos hidráulica–solar se aplican principalmente en esquemas aislados o microrredes locales, donde la confiabilidad del suministro y la reducción de costos operativos son objetivos prioritarios.

6.6.1 Principio de complementariedad hidráulica–solar

La base técnica de los sistemas mixtos se sustenta en la relación inversa frecuente entre disponibilidad hídrica y radiación solar a lo largo del año. En muchas regiones, los meses con menor caudal coinciden con mayores niveles de irradiación, lo que permite compensar la reducción de generación hidráulica con producción fotovoltaica.

Desde el punto de vista energético, la potencia total disponible en un sistema híbrido puede expresarse como:

$$P_{total}(t) = P_{hid}(t) + P_{sol}(t)$$

donde cada término varía de forma independiente según las condiciones naturales. Esta suma reduce la variabilidad del suministro y mejora la cobertura de la demanda diaria y estacional (IEA-ETSAP, 2015).

6.6.2 Configuraciones técnicas de sistemas mixtos

Las configuraciones más comunes en sistemas rurales incluyen:

- Microhidro operando como generación base y solar fotovoltaica como apoyo diurno.
- Microhidro y solar conectadas a una microred con almacenamiento en baterías.
- Sistemas con regulación hidráulica mínima y control electrónico coordinado con inversores solares.
- Integración de energía solar para servicios específicos, reduciendo carga sobre la microhidro.

La selección de la configuración depende de la topografía, la disponibilidad hídrica, la dispersión de usuarios y la capacidad local de operación.

6.6.3 Dimensionamiento energético preliminar del sistema híbrido

El dimensionamiento de un sistema mixto debe partir del análisis de la demanda eléctrica diaria y estacional. La energía total requerida puede expresarse como:

$$E_{dem} = E_{hid} + E_{sol} + E_{alm}$$

donde E_{alm} representa la contribución del sistema de almacenamiento, cuando existe.

Para la fracción solar, la energía diaria estimada se calcula como:

$$E_{sol} = P_{inst} \cdot HSP \cdot \eta_{sol}$$

siendo:

- P_{inst} : potencia fotovoltaica instalada,
- HSP : horas sol pico,
- η_{sol} : eficiencia global del sistema solar.

Este enfoque permite ajustar la potencia solar instalada para cubrir déficits hidráulicos sin sobredimensionar el sistema.

Tabla 6-6. Comparación operativa entre generación hidráulica y solar en sistemas rurales

Característica	Hidráulica	Solar fotovoltaica
Disponibilidad	Continua con caudal base	Diurna y variable
Variación estacional	Alta en ríos	Alta según clima
Vida útil	> 30 años	20–25 años
Mantenimiento	Bajo–medio	Bajo
Rol en sistemas mixtos	Generación base	Complemento y refuerzo

Nota. Datos obtenidos de (Harvey, 1993; IEA-ETSAP, 2015; Paish, 2002).

6.6.4 Control y gestión de energía en sistemas híbridos

La operación coordinada de sistemas hidráulicos y solares requiere dispositivos de control que gestionen:

- Prioridad de uso de la energía hidráulica cuando está disponible.
- Inyección solar según irradiación y demanda.
- Carga y descarga de baterías, cuando existen.
- Protección de equipos frente a sobrecargas y variaciones de frecuencia.

En microrredes rurales, se emplean controladores híbridos e inversores con lógica de gestión energética, los cuales han demostrado un buen desempeño en instalaciones comunitarias cuando se ajustan a las condiciones locales y se capacita a los operadores.

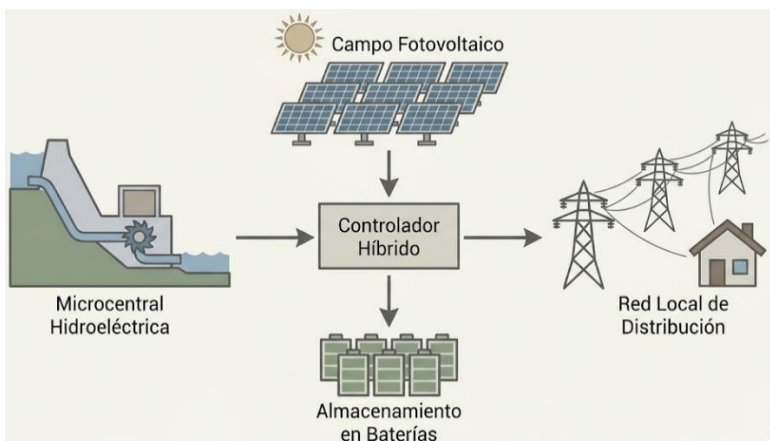


Figura 6-6. Esquema funcional de un sistema rural mixto hidráulica-solar. La figura ilustra la interacción entre ambas fuentes y su contribución conjunta al suministro eléctrico.

6.6.5 Beneficios técnicos y operativos de la integración

La integración hidráulica-solar en sistemas rurales permite:

- Reducir la variabilidad del suministro eléctrico.
- Disminuir el uso de generadores de respaldo convencionales.
- Mejorar la cobertura de demanda en periodos secos.
- Aumentar la resiliencia del sistema energético local.
- Optimizar el uso de recursos naturales disponibles.

Estos beneficios respaldan el uso de sistemas híbridos como solución técnica viable para comunidades aisladas o con acceso limitado a redes convencionales.

6.7 Eficiencia, mantenimiento y sostenibilidad operativa

La eficiencia y la sostenibilidad operativa de sistemas energéticos rurales dependen no solo del diseño inicial, sino también de prácticas sistemáticas de mantenimiento, monitoreo y gestión local. En microhidro, sistemas solares y esquemas híbridos, la experiencia técnica demuestra que una operación

adecuada prolonga la vida útil de los equipos y asegura un suministro confiable a largo plazo.

6.7.1 Eficiencia técnica del sistema

La eficiencia global de un sistema energético rural puede expresarse como el producto de las eficiencias de cada subsistema:

$$\eta_{global} = \eta_{hid} \cdot \eta_{sol} \cdot \eta_{alm} \cdot \eta_{dist}$$

donde cada término representa pérdidas hidráulicas, eléctricas, de conversión y de distribución.

El seguimiento periódico de indicadores de eficiencia permite detectar degradaciones tempranas y planificar acciones correctivas.

6.7.2 Mantenimiento preventivo en microhidro y solar

Las actividades de mantenimiento recomendadas incluyen:

- Limpieza periódica de captaciones, rejillas y desarenadores.
- Inspección de canales y tuberías para detectar fugas o erosión.
- Revisión de rodamientos, ejes y boquillas de turbinas.
- Limpieza y verificación de módulos fotovoltaicos.
- Revisión de conexiones eléctricas, protecciones y sistemas de control.

Guías técnicas coinciden en que el mantenimiento preventivo reduce fallas graves y costos de reparación, especialmente en entornos rurales con acceso limitado a repuestos.

Tabla 6-7. Actividades de mantenimiento en sistemas energéticos rurales

Componente	Actividad principal	Frecuencia recomendada
Captación hidro	Limpieza de rejillas	Semanal–mensual
Turbina	Inspección mecánica	Trimestral
Canal/tubería	Revisión estructural	Semestral
Paneles solares	Limpieza superficial	Mensual

Nota. (Harvey, 1993; IEA-ETSAP, 2015).

6.7.3 Organización comunitaria y operación

La sostenibilidad operativa se fortalece cuando la comunidad participa activamente en la gestión del sistema. Las experiencias documentadas en proyectos rurales muestran que la asignación de responsabilidades claras, la capacitación básica de operadores y la creación de fondos de mantenimiento mejoran significativamente la continuidad del servicio eléctrico.

Entre las prácticas habituales se encuentran:

- Designación de operadores locales capacitados.
- Registro simple de operación y fallas.
- Recaudación comunitaria para mantenimiento.
- Coordinación con autoridades locales para apoyo técnico.

6.7.4 Evaluación del desempeño a largo plazo

El desempeño del sistema debe evaluarse periódicamente mediante:

- Energía generada frente a energía esperada.
- Tiempo de disponibilidad del sistema.
- Incidencia de fallas y paradas.
- Costos de operación y mantenimiento.

Estos indicadores permiten ajustar estrategias operativas y asegurar que el sistema continúe cumpliendo su función dentro del desarrollo energético local.

**Energías Renovables y Sostenibilidad
Comunitaria: Diseño, Implementación y
Gestión de Sistemas Energéticos
Limpios**

CAPÍTULO VII

**Sistemas Híbridos, Digitalización y
Eficiencia Energética**

AUTOR: Abad Parrales Wagner Manuel



7 Sistemas Híbridos, Digitalización y Eficiencia Energética

7.1 Concepto y arquitectura de los sistemas híbridos renovables

Los sistemas híbridos renovables integran dos o más fuentes de energía dentro de una misma infraestructura de generación, almacenamiento y distribución, con el propósito de mejorar la continuidad del suministro, reducir la variabilidad propia de cada recurso y optimizar el uso de la energía disponible. En entornos rurales, aislados o con redes débiles, estos sistemas representan una alternativa técnica sólida frente a soluciones monofonte, al permitir una mayor cobertura de la demanda y una operación más estable a lo largo del tiempo (Masters, 2005).

Desde el punto de vista ingenieril, un sistema híbrido no consiste únicamente en la adición de tecnologías, sino en una arquitectura energética integrada, donde la generación, el almacenamiento, el control y la distribución funcionan de manera coordinada mediante estrategias de gestión energética.

7.1.1 Definición de sistema híbrido renovable

Un sistema híbrido renovable puede definirse como una instalación energética que combina:

- Múltiples fuentes renovables con perfiles temporales distintos.
- Sistemas de almacenamiento energético.
- Dispositivos de conversión y control.
- Red local de distribución y cargas.

Esta definición es coherente con los marcos técnicos propuestos por organismos internacionales de energía renovable y con desarrollos académicos en sistemas energéticos distribuidos.

La hibridación permite aprovechar las fortalezas de cada fuente, compensando limitaciones individuales como la intermitencia solar, la variabilidad eólica o la estacionalidad hidráulica.

7.1.2 Convinacion técnica de la hibridación energética

El uso de sistemas híbridos responde a varias motivaciones técnicas y operativas, entre las que se destacan:

- Reducción de la variabilidad del suministro eléctrico.
- Incremento del factor de utilización de los equipos.
- Disminución de la dependencia de generadores convencionales.
- Mejora del balance energético diario y estacional.
- Adaptación a demandas variables y crecimiento progresivo.

La combinación adecuada de fuentes renovables permite alcanzar mayores niveles de confiabilidad con menores costos operativos en el ciclo de vida del sistema.

7.1.3 Tipologías de sistemas híbridos renovables

Los sistemas híbridos pueden clasificarse según las fuentes integradas y el esquema de conexión. Entre las configuraciones más habituales se encuentran:

- Solar fotovoltaico + microhidro.
- Solar fotovoltaico + eólico.
- Solar fotovoltaico + biomasa.
- Solar + eólico + biomasa.
- Solar + microhidro + almacenamiento electroquímico.

En aplicaciones rurales, la selección de la tipología depende de la disponibilidad de recursos locales, la topografía, el acceso a biomasa residual y las necesidades energéticas de la comunidad.

7.1.4 Arquitectura general de un sistema híbrido renovable

La arquitectura de un sistema híbrido renovable se organiza en subsistemas funcionales interconectados:

- **Subsistema de generación**, compuesto por módulos solares, aerogeneradores, microcentrales hidráulicas o unidades de biomasa.

- **Subsistema de almacenamiento**, basado en baterías electroquímicas u otros medios.
- **Subsistema de conversión**, integrado por inversores, rectificadores y controladores de carga.
- **Subsistema de control**, encargado de la gestión energética y la protección.
- **Subsistema de distribución**, que alimenta las cargas finales.

Esta estructura modular facilita la ampliación progresiva del sistema y su adaptación a cambios en la demanda.

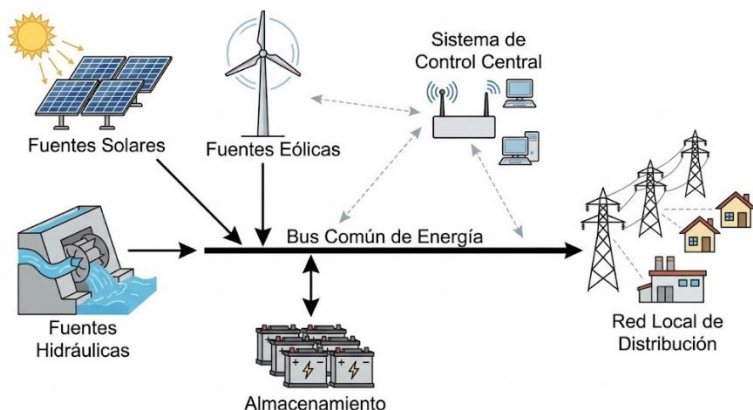


Figura 7-1. Esquema general de un sistema híbrido renovable. La figura representa la interacción entre generación, almacenamiento y consumo dentro de una arquitectura integrada.

7.1.5 Balance energético en sistemas híbridos

El balance energético instantáneo de un sistema híbrido puede expresarse como:

$$P_{gen}(t) + P_{alm}(t) = P_{dem}(t) + P_{perd}(t)$$

donde:

- $P_{gen}(t)$ es la potencia generada por las fuentes renovables,
- $P_{alm}(t)$ la potencia de carga o descarga del almacenamiento,

- $P_{dem}(t)$ la demanda instantánea,
- $P_{perd}(t)$ las pérdidas del sistema.

Este balance constituye la base para el diseño de estrategias de control y para el dimensionamiento adecuado de cada subsistema.

7.1.6 Rol del almacenamiento dentro de la arquitectura híbrida

El almacenamiento energético cumple un rol fundamental dentro de la arquitectura híbrida, al permitir:

- Desacoplar generación y consumo.
- Absorber excedentes de energía renovable.
- Suministrar energía en periodos sin generación.
- Mejorar la estabilidad de tensión y frecuencia.

En sistemas rurales, el almacenamiento electroquímico basado en baterías de litio ha ganado presencia debido a su alta densidad energética y a la reducción progresiva de costos.

7.1.7 Arquitecturas centralizadas y descentralizadas

Desde el punto de vista de diseño, los sistemas híbridos pueden adoptar dos enfoques arquitectónicos:

- **Arquitectura centralizada**, donde todas las fuentes se conectan a un único punto de control.
- **Arquitectura descentralizada**, donde cada fuente posee control local y se coordina mediante un sistema superior.

Las arquitecturas descentralizadas ofrecen mayor flexibilidad y tolerancia a fallas, mientras que las centralizadas presentan menor complejidad inicial. La selección depende de la escala del sistema y de la capacidad técnica disponible para su gestión (IEA-ETSAP, 2015; Masters, 2005).

Tabla 7-1. Comparación entre arquitecturas híbridas centralizadas y descentralizadas

Característica	Centralizada	Descentralizada
----------------	--------------	-----------------

Complejidad inicial	Baja	Media
Flexibilidad de expansión	Limitada	Alta
Tolerancia a fallas	Media	Alta
Requerimientos de control	Menores	Mayores
Aplicación típica	Microred pequeña	Microred escalable

Nota. Datos obtenidos de Masters (2005), IEA-ETSAP (2015).

7.1.8 Ventajas operativas de los sistemas híbridos renovables

La adopción de arquitecturas híbridas renovables aporta beneficios técnicos relevantes:

- Mayor continuidad del suministro eléctrico.
- Mejor aprovechamiento de recursos locales.
- Reducción de picos de carga no atendidos.
- Disminución de emisiones asociadas a respaldo fósil.
- Escalabilidad del sistema según crecimiento de la demanda.

Estos beneficios explican la expansión de los sistemas híbridos en proyectos de electrificación rural, microredes comunitarias y aplicaciones productivas descentralizadas.

7.1.9 Relación con la digitalización y la eficiencia energética

La arquitectura de los sistemas híbridos sienta la base para la incorporación de herramientas digitales, tales como control inteligente, monitoreo en tiempo real y algoritmos de gestión energética. Estos aspectos se desarrollarán en los siguientes epígrafes del capítulo, donde se abordarán microredes inteligentes, modelos híbridos avanzados, optimización mediante Python e inteligencia artificial, y mantenimiento predictivo.

7.2 Microredes inteligentes (Smart Grids) y control IoT

Una microred inteligente es una red eléctrica local que integra generación distribuida renovable, almacenamiento y cargas, operando con capacidad de conexión a la red principal o en modo aislado, bajo una capa de automatización y comunicaciones que permite supervisión, control y coordinación de recursos

energéticos distribuidos. Esta visión se alinea con marcos de interoperabilidad y modelos conceptuales de red moderna propuestos por NIST, donde se enfatiza la integración entre energía, comunicaciones y funciones de control para lograr operación coordinada y segura (Gopstein et al., 2021).

En el ámbito de la interconexión y comportamiento de recursos distribuidos, estándares como IEEE 1547 establecen requerimientos técnicos y de interoperabilidad para recursos energéticos distribuidos conectados a sistemas eléctricos, incluyendo aspectos de desempeño y operación que afectan directamente el diseño de microrredes con múltiples fuentes (IEEE Std 1547, 2018).

7.2.1 Arquitectura funcional de una microrred inteligente

Una microrred inteligente puede describirse mediante una arquitectura por capas, donde cada capa cumple funciones específicas y se comunica con las demás mediante interfaces bien definidas. Un marco ampliamente adoptado en ingeniería de microrredes es la organización jerárquica de control (control local y coordinación superior), utilizada para estabilizar la microrred y gestionar su operación a diferentes escalas temporales.

Capas y funciones (visión técnica):

- **Capa física (energía):** fuentes renovables, convertidores, almacenamiento, cargas y red interna.
- **Capa de medición:** medidores inteligentes, sensores eléctricos y ambientales.
- **Capa de comunicaciones:** redes IP, enlaces inalámbricos o cableados, pasarelas y sincronización.
- **Capa de control:** control local (inversores/turbinas), control secundario (restauración de variables), coordinación y despacho.
- **Capa de gestión (EMS):** planificación, pronóstico, respuesta de demanda, reportes operativos.
- **Capa de ciberseguridad:** control de acceso, autenticación, trazabilidad, segmentación y monitoreo.

Esta organización es coherente con guías de interoperabilidad de redes inteligentes y con propuestas de control jerárquico para microredes.

Tabla 7-2. Capas de una microred inteligente y elementos típicos

Capa	Elementos típicos	Resultado operativo
Física	FV, eólico, microhidro, BESS, convertidores, cargas críticas	Suministro y flexibilidad
Medición	PMU/μPMU, medidores inteligentes, sensores de estado	Observabilidad del sistema
Comunicaciones	Pasarelas IoT, redes IP, protocolos industriales	Intercambio de datos confiable
Control	Control primario/ secundario/ coordinación EMS	Estabilidad y regulación
Gestión	EMS, pronóstico, respuesta de demanda	Optimización de operación
Seguridad	Políticas, segmentación, auditoría, hardening	Reducción de riesgo operativo

Nota. Basado en enfoques de interoperabilidad de NIST y en esquemas jerárquicos de control de microredes.

7.2.2 Control de microredes: control primario, secundario y coordinación

En microredes con convertidores electrónicos (FV + baterías, o híbridas AC/DC), se utilizan estrategias de control que permiten compartir potencia y sostener variables eléctricas. Un mecanismo habitual es el control por caída (droop), que ajusta frecuencia y tensión en función de la potencia activa y reactiva, para repartir carga entre unidades en paralelo (Gopstein et al., 2021).

Ecuaciones típicas de droop en microred AC:

$$f = f_0 - k_P (P - P_0)$$

$$V = V_0 - k_Q (Q - Q_0)$$

donde k_P y k_Q son pendientes de droop, P y Q potencias activa y reactiva, y (f_0, V_0) referencias nominales. Esta formulación y su mejora mediante control secundario aparecen en trabajos técnicos sobre control de microredes y estrategias P–f/Q–V.

Funciones por niveles de control:

- **Control primario:** estabiliza variables localmente (frecuencia/tensión) y reparte potencia entre unidades.
- **Control secundario:** restaura frecuencia/tensión a valores nominales y corrige desbalances sostenidos.
- **Coordinación/gestión:** programa recursos, integra pronóstico y decide carga/descarga del almacenamiento.

Este enfoque jerárquico se documenta ampliamente para microredes AC y DC y se utiliza como base para estandarización del control.

7.2.3 IoT aplicado a microredes: medición, comunicación y control distribuido

El IoT en microredes se centra en instrumentar el sistema con dispositivos conectados que capturan datos, permiten telemetría y habilitan acciones de control. Esto incluye:

- Medición de variables eléctricas: V , I , P , Q , f , energía, armónicos.
- Medición ambiental: irradiancia, temperatura de módulos FV, velocidad/dirección del viento, nivel/caudal en microhidro.
- Estado de almacenamiento: SOC, SOH, potencia de carga/descarga, temperatura.
- Estado de equipos: vibración, temperatura de rodamientos, ciclos de interruptores, alarmas.

Revisiones recientes sobre gestión energética de microredes con IoT y aprendizaje automático muestran que la disponibilidad de datos en tiempo real habilita un control más fino, diagnóstico y mantenimiento predictivo.

7.2.4 Protocolos e interoperabilidad: del equipo al sistema

Para que una microred sea “inteligente”, los dispositivos deben intercambiar información de forma consistente. En automatización eléctrica, IEC 61850 es una referencia central para modelos de información y comunicación en sistemas eléctricos, y existen extensiones orientadas a recursos energéticos distribuidos y convertidores.

- IEC 61850-7-420 define modelos de información para intercambio con recursos energéticos distribuidos, almacenamiento y cargas controlables, incluyendo sistemas de gestión a nivel de edificio o comunidad.
- IEC TR 61850-90-7:2023 describe funciones para recursos basados en convertidores (FV, BESS, carga EV, entre otros), relevantes para control y supervisión en microrredes modernas.

En el ámbito IoT, protocolos ligeros como MQTT se utilizan ampliamente para telemetría y mensajería en redes IP; MQTT está estandarizado por OASIS y también como ISO/IEC 20922:2016, lo que facilita su adopción en arquitecturas IoT industriales y energéticas.

También se emplean protocolos de supervisión y automatización en distribución, como DNP3, usado en comunicaciones RTU–IED y señalado como práctica recomendada en ámbitos IEEE para comunicaciones en automatización.

Tabla 7-3. Protocolos frecuentes en microrredes inteligentes e IoT

Uso	Protocolo/estándar	Alcance típico
Automatización eléctrica / modelos de información	IEC 61850 (incl. 7-420, 90-7)	Subestaciones, DER, microred, EMS
Interconexión e interoperabilidad DER	IEEE 1547	Requisitos de operación e interconexión
Telemetría IoT	MQTT (OASIS / ISO/IEC 20922)	Sensores, pasarelas, nube/edge
Telecontrol/SCADA en distribución	DNP3	RTU–IED, telemetría y mando

Nota. Sustentado en IEC 61850 para DER, NREL/IEEE 1547, OASIS/ISO para MQTT y DNP3 Alliance.

7.2.5 Ciberseguridad en microrredes y IoT energético

La digitalización incrementa superficie de exposición. Por ello, se recomienda adoptar prácticas de ciberseguridad en sistemas de automatización y control

industrial, incluyendo segmentación de red, autenticación fuerte, gestión de identidades, registros de auditoría y endurecimiento de dispositivos. La serie ISA/IEC 62443 define requisitos y procesos para implementar y mantener seguridad en sistemas de automatización y control industrial, aplicable a infraestructura crítica y redes operacionales.

En marcos de interoperabilidad de red moderna, NIST incorpora lineamientos y herramientas para ciberseguridad en el ecosistema de redes inteligentes, integrando prácticas para interoperabilidad con seguridad.

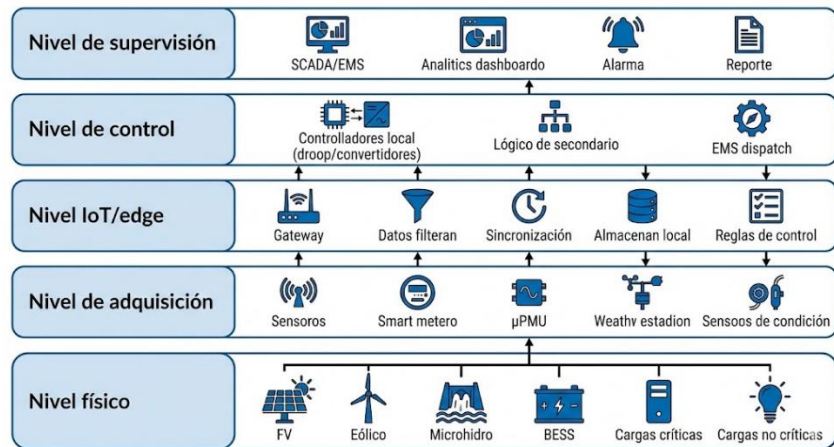


Figura 7-2. Arquitectura conceptual de microrred inteligente con control IoT. La figura se ajusta a modelos conceptuales de redes inteligentes y a arquitecturas de control jerárquico en microrredes con supervisión y gestión.

7.2.6 Balance de potencia y función del BESS

En una microrred híbrida, el despacho instantáneo puede representarse con un balance:

$$P_{FV}(t) + P_{eol}(t) + P_{hid}(t) + P_{bio}(t) + P_{BESS}(t) = P_{carga}(t) + P_{pérd}(t)$$

donde $P_{BESS}(t)$ es positivo en descarga y negativo en carga. Este balance es el punto de partida para el EMS y para políticas de control tales como:

- Priorizar cargas esenciales cuando el recurso es limitado.
- Cargar baterías con excedentes renovables diurnos.

- Descargar baterías en horas sin producción FV o con baja disponibilidad hidráulica.
- Limitar potencia por rampas para proteger convertidores y prolongar vida útil.

El marco de interoperabilidad de redes inteligentes de NIST y guías de integración de tecnologías energéticas con TIC resaltan la necesidad de modelos de operación coordinada y medición confiable para habilitar estos esquemas.

7.3 Modelos híbridos solar–eólico–biomasa

Los modelos híbridos solar–eólico–biomasa integran tres fuentes con perfiles de generación distintos para atender demandas locales con mayor continuidad y menor dependencia de respaldo fósil. La energía solar y eólica aportan generación variable, mientras que la biomasa puede operar como generación programable, ajustándose a la demanda y a la disponibilidad del recurso, siempre que exista una cadena de suministro estable. En guías para mini-redes y sistemas aislados se describe el uso de biomasa mediante gasificadores, digestores de biogás y motores de combustión interna como una opción técnica para cubrir periodos de baja producción solar y eólica (UNIDO, 2017).

Según González et al. (2015) se han propuesto metodologías de dimensionamiento y optimización para sistemas híbridos con solar, viento y biomasa orientadas a minimizar costos de ciclo de vida y asegurar cobertura de demanda, utilizando modelos de simulación y optimización energética.

7.3.1 Concepto operativo del sistema solar–eólico–biomasa

Un sistema solar–eólico–biomasa se diseña para que el aporte de potencia total responda a la demanda con apoyo de almacenamiento y control. De manera general, el balance instantáneo puede expresarse como:

$$P_{FV}(t) + P_{eol}(t) + P_{bio}(t) + P_{BESS}(t) = P_{carga}(t) + P_{pérd}(t)$$

donde $P_{bio}(t)$ puede ajustarse en el tiempo para cubrir déficits de $P_{FV}(t)$ y $P_{eol}(t)$. Informes técnicos sobre mini-redes renovables describen esta lógica de despacho, combinando generación variable con una unidad controlable (como biomasa) y almacenamiento.

7.3.2 Entradas mínimas del modelo: recursos, demanda y restricciones

Para representar el desempeño del sistema se requieren, como mínimo, series temporales o estadísticos de recursos y demanda:

- **Recurso solar:** irradiancia global horizontal, temperatura, pérdidas ópticas y térmicas.
- **Recurso eólico:** velocidad a altura de buje, rugosidad y curva de potencia del aerogenerador.
- **Biomasa:** disponibilidad anual (ton/año), poder calorífico, humedad, logística, estacionalidad y costos.
- **Demanda eléctrica:** curva horaria, días típicos, estacionalidad, cargas productivas y cargas esenciales.
- **Restricciones técnicas:** límites de convertidores, SOC mínimo y máximo del BESS, rampas de potencia, potencia mínima de operación de la unidad de biomasa.

El enfoque de modelación y dimensionamiento de mini-redes renovables recomienda describir demanda y recursos al menos en resolución horaria para capturar variaciones relevantes en la operación.

7.3.3 Modelos de generación: solar fotovoltaico, eólico y biomasa

Modelo solar (energía diaria preliminar). Para un dimensionamiento inicial, la energía diaria del campo FV puede aproximarse por:

$$E_{FV} = P_{inst} \cdot HSP \cdot \eta_{FV}$$

donde HSP son horas sol pico y η_{FV} representa pérdidas por temperatura, inversor, suciedad, cableado y desajustes. Metodologías de análisis y dimensionamiento de sistemas híbridos emplean esta aproximación como punto de partida antes de simulación horaria.

Modelo eólico (energía a partir de distribución de velocidades). Para estudios preliminares se utiliza la curva de potencia del aerogenerador y una distribución de velocidades (Weibull) para estimar energía:

$$E_{eol} \approx \sum_j P(v_j) \Delta t_j$$

La modelación por distribución de velocidades y curva de potencia es recurrente en análisis de sistemas híbridos.

Modelo biomasa (potencia eléctrica a partir de flujo másico). Si se utiliza biomasa sólida en gasificación con motor–generador o combustión con caldera y ciclo, una forma operativa de estimación energética para dimensionamiento es:

$$P_{bio} \approx \dot{m} PCI \eta_{conv}$$

donde $\dot{m}$ es el flujo de biomasa (kg/s), PCI poder calorífico inferior (J/kg) y η_{conv} eficiencia global de conversión a electricidad. En informes sobre mini-redes renovables se describe el uso de gasificadores y digestores de biogás con motores como tecnologías aplicables en esquemas híbridos.

7.3.4 Estrategias de despacho: biomasa como soporte programable

En operación real, la biomasa se utiliza para estabilizar el suministro cuando la generación variable no cubre la demanda o cuando el estado de carga del BESS se aproxima a mínimos. Una estrategia de operación ampliamente utilizada en mini-redes híbridas consiste en:

- Priorizar energía solar y eólica cuando están disponibles.
- Cargar el BESS con excedentes renovables si el SOC lo permite.
- Activar la unidad de biomasa cuando la suma FV+eólico no cubre demanda y el BESS alcanza umbral mínimo.
- Mantener una reserva operativa para cubrir rampas rápidas de carga.

Informes de mini-redes renovables describen la biomasa como fuente despachable para elevar continuidad del servicio y reducir el consumo de combustibles fósiles en mini-redes.

Tabla 7-4. Rol operativo de cada fuente en el sistema solar–eólico–biomasa

Fuente	Naturaleza del recurso	Rol en operación	Limitación técnica principal
--------	------------------------	------------------	------------------------------

Solar FV	Variable diaria	Cobertura diaria y carga de BESS	Intermitencia y estacionalidad
Eólico	Variable, a veces nocturna	Complemento temporal del FV	Variación rápida del viento
Biomasa	Programable si hay suministro	Soporte de déficit y energía firme	Logística, humedad, suministro

Nota. Basado en reportes de mini-redes renovables y análisis de sistemas híbridos (UNIDO, 2017).

7.3.5 Dimensionamiento por energía y potencia: enfoque práctico

Un enfoque de dimensionamiento para microrredes aisladas consiste en separar:

- Cobertura energética anual o mensual, para estimar producción total y costos.
- Cobertura de potencia en horas críticas, para asegurar que la microrred soporta demanda pico con estabilidad.

Paso 1: energía de demanda.

$$E_{dem,dia} = \sum_{h=1}^{24} P_{carga}(h) \Delta t$$

Paso 2: fracción renovable variable esperada.

$$E_{var} = E_{FV} + E_{eol}$$

Paso 3: energía a cubrir por biomasa y almacenamiento.

$$E_{bio+alm} = E_{dem} - E_{var} - E_{reducción}$$

donde $E_{reducción}$ puede incorporar gestión de demanda, eficiencia de cargas o desplazamiento de consumos. Estudios de optimización de microrredes con múltiples fuentes utilizan balances energéticos y simulación para ajustar tamaños y minimizar costos.

7.3.5.1 Ejemplo de pre-dimensionamiento

Supóngase una comunidad con demanda diaria promedio de 600 kWh/día, potencia pico 70 kW. Se evalúa un sistema con FV, eólico, biomasa y BESS.

Datos:

- FV: $P_{inst} = 120 \text{ kW}$, $HSP = 4.5 \text{ h}$, $\eta_{FV} = 0.78$
- Eólico: energía promedio estimada $E_{eol} = 120 \text{ kWh/día}$
- Pérdidas de sistema y conversión global: 8% sobre energía útil
- Objetivo: biomasa cubre déficits y aporta energía nocturna

Energía FV estimada:

$$E_{FV} = 120 \cdot 4.5 \cdot 0.78 = 421.2 \text{ kWh/día}$$

Energía variable total:

$$E_{var} = 421.2 + 120 = 541.2 \text{ kWh/día}$$

Ajuste por pérdidas (8%):

Energía útil requerida:

$$E_{dem,aj} = \frac{600}{1 - 0.08} = \frac{600}{0.92} = 652.17 \text{ kWh/día}$$

Déficit a cubrir por biomasa y/o BESS:

$$E_{bio+alm} = 652.17 - 541.2 = 110.97 \text{ kWh/día}$$

Si se decide que biomasa cubra 80% del déficit diario y el BESS 20%:

- Biomasa: $E_{bio} = 88.8 \text{ kWh/día}$
- BESS: $E_{BESS,net} = 22.2 \text{ kWh/día}$

Este tipo de estimación inicial se utiliza antes de pasar a simulación horaria y optimización con herramientas dedicadas para microrredes híbridas.

7.3.5.2 Modelación y simulación para evaluación de configuraciones

Para comparar configuraciones y tamaños, se emplean entornos de simulación que permiten evaluar:

- Fracción renovable anual.
- Energía no servida (ENS) o pérdida de carga (LOLP).

- Costo nivelado de energía (LCOE).
- Ciclos del BESS y degradación estimada.
- Horas de operación de la unidad de biomasa.

Herramientas ampliamente utilizadas para microredes híbridas incluyen software especializado de optimización de recursos energéticos múltiples, orientado a evaluar combinaciones de generación, almacenamiento y gestión de carga.

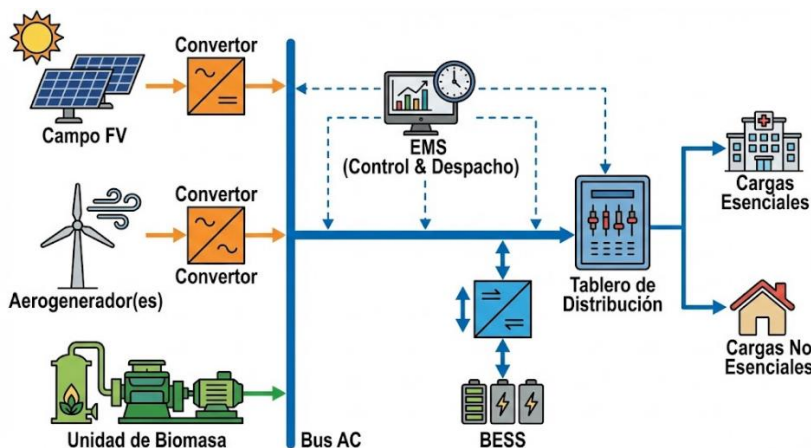


Figura 7-3. Arquitectura conceptual de un sistema solar–eólico–biomasa. Este esquema coincide con descripciones de mini-redes renovables con biomasa como fuente programable y con arquitecturas de microred evaluadas en estudios de diseño y optimización.

7.3.5.3 *Requisitos para sostenibilidad del suministro de biomasa*

La viabilidad operativa de la biomasa depende de asegurar un abastecimiento continuo. Para proyectos comunitarios se recomienda verificar:

- Fuente primaria de biomasa residual (agroindustrial, forestal, ganadera).
- Humedad y variación estacional del residuo.
- Transporte, almacenamiento y manejo.

- Aceptación social del uso del recurso.
- Plan de operación y mantenimiento del sistema térmico y del motor–generador.

Organismos que trabajan en mini-redes renovables mencionan explícitamente gasificadores y digestores como tecnologías aplicables, condicionadas por disponibilidad local de biomasa y capacidades de operación.

7.4 Algoritmos de optimización energética

En sistemas híbridos y microrredes, la optimización energética se utiliza para decidir, en cada intervalo de tiempo, cómo repartir la potencia entre generación renovable, almacenamiento y cargas, cumpliendo restricciones técnicas y buscando metas operativas como menor costo, menor energía no servida, menor degradación del almacenamiento o menores emisiones. En modelos de planificación y operación de microrredes, una formulación muy usada es la programación lineal entera mixta (MILP), porque permite representar decisiones discretas (encendido/apagado de equipos, estados de carga/descarga, límites de convertidores) junto con ecuaciones lineales de balance energético (Simpkins et al., 2014).

En paralelo, se han desarrollado enfoques con optimización convexa para problemas de control terciario y despacho, aprovechando aproximaciones que garantizan soluciones globales bajo ciertas condiciones matemáticas. Además, las técnicas de aprendizaje automático y aprendizaje por refuerzo se aplican en dos frentes: pronóstico (carga, irradiancia, viento) y toma de decisiones en tiempo real, integrándose con sistemas de gestión energética (EMS).

7.4.1 Formulación general del problema de optimización en microrredes

Una formulación operativa mínima para una microrred híbrida (FV–eólico–biomasa–BESS) se expresa con el balance:

$$P_{FV}(t) + P_{eol}(t) + P_{bio}(t) + P_{BESS}(t) = P_{carga}(t) + P_{pérd}(t)$$

donde $P_{BESS}(t)$ es positiva en descarga y negativa en carga. Este balance es la base de formulaciones MILP y de esquemas de despacho en plataformas de optimización para mezcla óptima de tecnologías y operación (Simpkins et al., 2014).

Variables de decisión típicas

- Potencia de cada fuente en cada intervalo t .
- Potencia de carga/descarga del BESS.
- Estado de carga $SOC(t)$ o energía almacenada $E(t)$.
- Variables binarias para estados (por ejemplo, “biomasa encendida/apagada”).

Restricciones técnicas típicas

- Límites de potencia de convertidores e inversores.
- Rampas (máxima variación de potencia por unidad de tiempo).
- Rango de operación del BESS:

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max}$$

- Dinámica del BESS (modelo discreto):

$$E(t + 1) = E(t) + \eta_c P_c(t) \Delta t - \frac{1}{\eta_d} P_d(t) \Delta t$$

Modelos de microrredes basados en MILP y formulaciones mixtas recientes muestran cómo estas restricciones estructuran el problema para operación y planificación.

7.4.2 Funciones objetivo habituales

En proyectos comunitarios y rurales, las funciones objetivo suelen combinar más de un criterio, por ejemplo:

- Minimizar costo operativo (combustible biomasa, mantenimiento, reposición de baterías, compra de red si existe).
- Minimizar energía no servida (ENS) o pérdida de carga.
- Minimizar degradación del BESS, penalizando ciclos profundos.
- Minimizar emisiones, si existe respaldo térmico.

Una forma práctica de función objetivo ponderada (para horizonte T) es:

$$\min \sum_{t=1}^T (C_{bio} P_{bio}(t) + C_{red} P_{red}(t) + C_{ENS} ENS(t) + C_{deg} DOD(t))$$

En modelos MILP de diseño y operación, estas metas aparecen en formulaciones de costo total y confiabilidad, integrando variables discretas con continuidad temporal (Simpkins et al., 2014; Zelaschi et al., 2025).

7.4.3 Enfoques de solución: exactos, convexos, heurísticos y aprendizaje automático

A. MILP (métodos exactos)

- Representan decisiones discretas y restricciones lineales.
- Se usan para diseño (tamaños) y para despacho operativo.
- Requieren solver (CBC, CPLEX, Gurobi u otros).

De acuerdo con Zelaschi et al. (2025) ejemplos recientes muestran planificación y operación de microredes con MILP y variantes estocásticas para incorporar incertidumbre.

B. Optimización convexa

- Útil cuando el problema puede expresarse o aproximarse con convexidad.
- Permite encontrar óptimos globales bajo supuestos válidos.
- Se integra bien con modelación en Python mediante lenguajes como CVXPY.

Aplicaciones a control terciario de microredes se han formulado como problemas convexos con aproximaciones de flujo y restricciones operativas.

C. Heurísticas y metaheurísticas

- Útiles cuando el modelo es muy no lineal, discontinuo o con gran cantidad de variables discretas.
- Comunes en dimensionamiento, cuando se evalúan miles de combinaciones.
- A menudo combinadas con simulación.

Zelaschi et al. (2025) mencionan que revisiones recientes sobre planificación y gestión en microrredes reportan uso de métodos heurísticos e híbridos junto con métodos matemáticos.

D. Machine Learning para pronóstico y soporte a decisiones

- Pronóstico de carga y renovables para mejorar el despacho.
- Modelos como SVR, redes neuronales, árboles de decisión y variantes.

R. Singh et al. (2024) demuestran que el SVR mejora el pronóstico y apoya la gestión energética en microrredes conectadas a red.

E. Aprendizaje por refuerzo (RL/DRL) para control

- Aprende políticas de control a partir de interacción con el entorno.
- Se usa en control de microrredes, respuesta de demanda y coordinación de recursos.
- Puede complementarse con restricciones de seguridad mediante “guardrails” (control supervisado por reglas).

Kassab et al. (2024) sintetizan enfoques RL para microrredes y gestión energética con sensores y sistemas digitales.

Tabla 7-5. Comparación práctica de enfoques de optimización para microrredes

Enfoque	Qué resuelve bien	Requisito principal	Limitación típica
MILP	Diseño + despacho con decisiones discretas	Modelo lineal + solver	Escala y tiempo de cómputo
Convexa (CVX)	Despacho y control con garantías matemáticas	Estructura convexa o aproximación	No siempre aplica a todo el sistema
Heurísticas	Dimensionamiento con muchas combinaciones	Simulación + regla de evaluación	No garantiza óptimo global

ML (pronóstico)	Mejorar predicción de recursos/demanda	Datos históricos de calidad	Sensible a cambios de patrón
RL/DRL	Control adaptativo en tiempo real	Entorno de entrenamiento y validación	Riesgo si no se controla seguridad

Nota. Basado en reportes de optimización MILP y revisiones de herramientas/modelos para microredes y EMS.

7.4.4 Ecosistema Python para optimización energética

Python permite integrar optimización, simulación, pronóstico y control en un mismo flujo de trabajo.

Modelación y resolución de problemas

- **CVXPY**: lenguaje embebido en Python para optimización convexa; documentado como DSL para problemas convexos.
- **PuLP**: biblioteca para programación lineal y MILP, frecuente en implementaciones académicas y prototipos.
- **Pyomo**: se utiliza ampliamente en formulación de modelos energéticos con solvers MILP/MINLP; aparece reportado en trabajos recientes de optimización de operación y dimensionamiento.

Plataformas de optimización para mezcla de tecnologías

- **REopt (NREL)**: plataforma MILP para recomendar mezcla costo-óptima de tecnologías (PV, viento, biomasa, almacenamiento, generación convencional y red), con formulación MILP explícita en reportes técnicos (Simpkins et al., 2014).

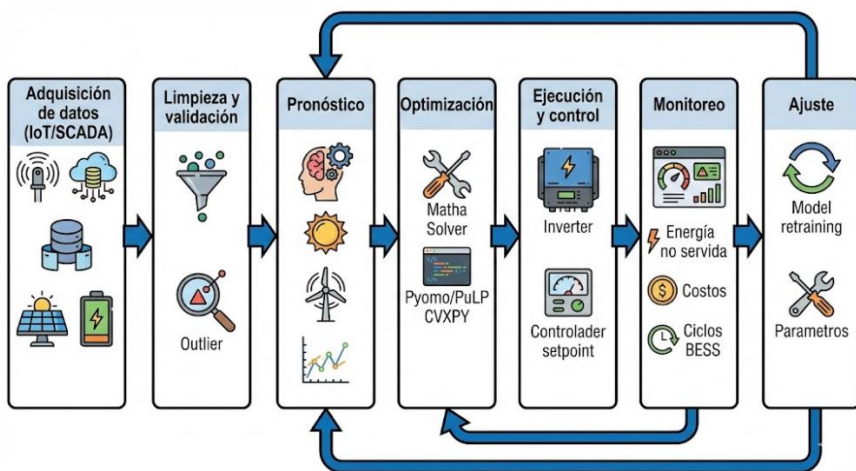


Figura 7-4. Flujo de trabajo digital para optimización energética. Este flujo coincide con enfoques de EMS con integración de analítica y control avanzado en microredes.

7.4.4.1 *Ejemplo de despacho energético con restricciones: implementación en Python*

El siguiente ejemplo implementa, de forma explícita, la lógica de despacho descrita previamente para un intervalo horario ($\Delta t = 1$ h), considerando prioridad de fuentes renovables, uso limitado del BESS y activación de biomasa como unidad programable.

Datos del sistema (intervalo horario)

- Potencia fotovoltaica pronosticada:

$$P_{FV} = 18 \text{ kW}$$

- Potencia eólica pronosticada:

$$P_{eol} = 7 \text{ kW}$$

- Demanda eléctrica:

$$P_{carga} = 30 \text{ kW}$$

- BESS:

- $SOC = 40\%$
- $SOC_{min} = 25\%$

- $SOC_{max} = 90\%$
- Potencia máxima de descarga:

$$P_{d,max} = 10 \text{ kW}$$
- Biomasa:
 - Rango de operación: 0–25 kW

Lógica del EMS

- Priorizar generación renovable disponible.
- Usar BESS hasta su límite de potencia y condición de SOC.
- Activar biomasa solo si el déficit no puede ser cubierto por el BESS.
- No sobrepasar límites técnicos.

Algoritmo de despacho en Python

```
# =====
# Ejemplo simple de despacho EMS
# Intervalo horario Δt = 1 h
# =====

# Datos de entrada
P_FV = 18.0      # kW
P_eol = 7.0      # kW
P_carga = 30.0   # kW

SOC = 0.40      # 40 %
SOC_min = 0.25
SOC_max = 0.90

P_BESS_max = 10.0 # kW
P_bio_max = 25.0  # kW

# Paso 1: Potencia renovable disponible
P_renovable = P_FV + P_eol
```

```

# Paso 2: Déficit inicial
deficit = P_carga - P_renovable

# Inicializar despacho
P_BEES = 0.0
P_biomasa = 0.0

# Paso 3: Uso del BESS (si hay déficit y SOC > SOC_min)
if deficit > 0 and SOC > SOC_min:
    P_BEES = min(deficit, P_BEES_max)
    deficit -= P_BEES

# Paso 4: Uso de biomasa (si aún hay déficit)
if deficit > 0:
    P_biomasa = min(deficit, P_bio_max)
    deficit -= P_biomasa

# Paso 5: Verificación final
if deficit > 0:
    print("Advertencia: demanda no cubierta completamente")

# Resultados
print("Despacho horario:")
print(f"  Potencia FV      : {P_FV:.1f} kW")
print(f"  Potencia eólica   : {P_eol:.1f} kW")
print(f"  Potencia BESS     : {P_BEES:.1f} kW")
print(f"  Potencia biomasa  : {P_biomasa:.1f} kW")
print(f"  Demanda cubierta : {P_FV + P_eol + P_BEES + P_biomasa:.1f} kW")

```

Resultado del ejemplo

- Renovables: $18 + 7 = 25\text{kW}$
- Déficit inicial: $30 - 25 = 5\text{kW}$
- BESS aporta: 5 kW
- Biomasa: 0 kW

El despacho satisface completamente la demanda sin activar la unidad de biomasa.

Este algoritmo refleja la lógica típica de un Energy Management System (EMS) en microrredes híbridas:

- Las fuentes renovables variables se utilizan siempre que estén disponibles.
- El almacenamiento se emplea dentro de límites técnicos y de estado de carga.
- La biomasa actúa como fuente programable para cubrir déficits residuales.

Este esquema se alinea con estrategias de despacho en mini-redes híbridas que incorporan biomasa como soporte programable y almacenamiento electroquímico (Babatunde et al., 2025; Kassab et al., 2024; Simpkins et al., 2014; UNIDO, 2017; Zelaschi et al., 2025).

7.5 Almacenamiento avanzado: baterías de litio y sistemas BESS

El almacenamiento energético se ha convertido en un componente indispensable en los sistemas híbridos renovables y microrredes, especialmente cuando la generación se basa en fuentes variables como la energía solar y eólica. En este escenario, los sistemas de almacenamiento electroquímico, particularmente los basados en baterías de ion-litio, permiten mejorar la continuidad del suministro, estabilizar el sistema eléctrico y aumentar la fracción de energía renovable aprovechada localmente. Diversos análisis técnicos coinciden en que, sin almacenamiento, la penetración renovable en microrredes aisladas se ve limitada por la intermitencia y la falta de sincronización entre generación y consumo.

Un Battery Energy Storage System (BESS) es una solución integrada que incluye no solo el banco de baterías, sino también sistemas electrónicos, de control, protección, acondicionamiento térmico y comunicación, formando un subsistema autónomo dentro de la arquitectura híbrida.

7.5.1 Función estructural del BESS en sistemas híbridos

Dentro de una microred híbrida, el BESS cumple funciones operativas múltiples que trascienden el simple respaldo energético. Entre las principales funciones se encuentran:

- Almacenamiento de excedentes provenientes de generación solar y eólica.
- Suministro de energía durante periodos sin recurso renovable.
- Regulación de frecuencia y tensión mediante electrónica de potencia.
- Soporte para arranque de cargas críticas.
- Reducción de picos de demanda y suavizado de rampas.
- Mejora de la calidad de energía y estabilidad del sistema.

El almacenamiento electroquímico incrementa la capacidad del sistema para adaptarse a variaciones rápidas de generación y demanda, fortaleciendo la confiabilidad del suministro en microrredes comunitarias.

7.5.2 Tecnologías de baterías de ion-litio en aplicaciones estacionarias

Las baterías de ion-litio utilizadas en aplicaciones estacionarias difieren de las empleadas en movilidad eléctrica, ya que se prioriza la vida útil, la seguridad térmica y la estabilidad operativa frente a la densidad energética extrema. Las químicas más empleadas en BESS incluyen:

- Litio-Hierro-Fosfato (LFP), caracterizada por alta estabilidad térmica y larga vida útil.
- Níquel-Manganeso-Cobalto (NMC), con mayor densidad energética y uso frecuente en sistemas compactos.
- Litio-Titanato (LTO), destacada por su elevada durabilidad y capacidad de carga rápida.

Informes técnicos de organismos internacionales muestran que la química LFP es ampliamente adoptada en microredes rurales y sistemas híbridos, debido a su comportamiento estable frente a ciclos profundos y condiciones ambientales exigentes.

Tabla 7-6. Comparación técnica de tecnologías de baterías de litio para BESS

Química	Densidad energética	Vida útil (ciclos)	Seguridad térmica	Aplicación típica
LFP	Media	4 000 – 7 000	Muy alta	Microredes rurales
NMC	Alta	2 000 – 4 000	Media	Sistemas compactos
LTO	Baja	>10 000	Muy alta	Alta potencia

Nota. Los datos fueron obtenidos de (Gopstein et al., 2021b; Masters, 2005; UNIDO, 2017)

7.5.3 Parámetros operativos fundamentales del BESS

La operación adecuada de un sistema BESS requiere el control permanente de parámetros eléctricos y electroquímicos, entre los que destacan:

- State of Charge (SOC): fracción de energía disponible respecto a la capacidad nominal.
- State of Health (SOH): indicador del envejecimiento del sistema.
- Depth of Discharge (DOD): porcentaje de descarga por ciclo.
- C-rate: relación entre potencia de carga/descarga y capacidad energética.

La evolución temporal del SOC puede representarse de forma simplificada mediante:

$$SOC(t + 1) = SOC(t) + \frac{\eta_c P_c(t) - \frac{1}{\eta_d} P_d(t)}{E_{nom}} \cdot \Delta t$$

donde P_c y P_d representan la potencia de carga y descarga, E_{nom} la capacidad energética nominal, y η_c , η_d las eficiencias del proceso (Kaps et al., 2021).

7.5.4 Dimensionamiento energético y de potencia

El dimensionamiento de un BESS se aborda desde dos perspectivas complementarias:

- Capacidad energética, asociada al número de horas de autonomía requeridas.
- Potencia nominal, vinculada al déficit máximo instantáneo y a los servicios auxiliares.

Para un respaldo de cargas críticas durante un periodo h_{aut} , la capacidad mínima requerida puede estimarse como:

$$E_{BESS} = \frac{P_{crit} \cdot h_{aut}}{DOD_{max} \cdot \eta_{BESS}}$$

Este enfoque es ampliamente utilizado en proyectos de microrredes aisladas y sistemas híbridos renovables, permitiendo equilibrar confiabilidad y costos de inversión.

7.5.4.1 *Degradación, envejecimiento y gestión del ciclo de vida*

La degradación de las baterías de ion-litio es un fenómeno progresivo influenciado por:

- Número de ciclos de carga y descarga.
- Profundidad de descarga.
- Temperatura de operación.
- Régimen de potencia aplicado.

Modelos recientes de despacho energético incorporan penalizaciones por ciclos profundos y altas tasas de carga para prolongar la vida útil del BESS, integrando estos efectos en el sistema de gestión energética.

7.5.4.2 *Integración del BESS en la arquitectura de la microrred*

El BESS se integra a la microrred mediante inversores bidireccionales y sistemas de control que permiten operar tanto en modo de carga como de descarga, respondiendo a señales del EMS. Esta integración facilita:

- Operación en modo aislado o conectado.
- Coordinación con generación renovable y unidades programables.
- Implementación de estrategias avanzadas de despacho.

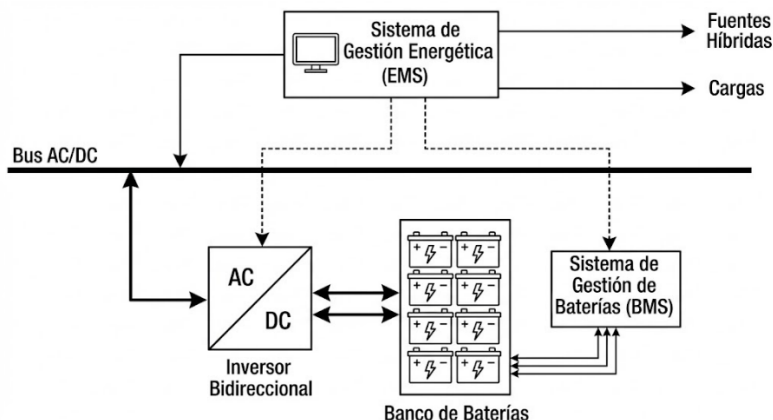


Figura 7-5. Integración funcional de un BESS en un sistema híbrido. Esquema funcional del BESS dentro de una microred híbrida, mostrando el banco de baterías, el sistema de gestión de baterías (BMS), el inversor bidireccional, el sistema de gestión energética (EMS) y su conexión al bus AC/DC.

7.5.4.3 *Aporte del almacenamiento avanzado a la resiliencia energética*

La incorporación de BESS permite a las microredes responder de manera efectiva ante perturbaciones externas, variaciones súbitas de demanda o interrupciones del recurso renovable. En comunidades rurales, el almacenamiento avanzado amplía el horario de suministro eléctrico, mejora la confiabilidad del servicio y fortalece la autonomía energética local, contribuyendo a un desarrollo sostenible del sistema energético.

7.6 Monitoreo predictivo y mantenimiento inteligente

El monitoreo predictivo y el mantenimiento inteligente representan una evolución respecto a los enfoques tradicionales de operación y mantenimiento en sistemas energéticos. En microredes híbridas y sistemas con alta penetración renovable, la combinación de sensores, sistemas de adquisición de datos, análisis avanzado y modelos predictivos permite anticipar fallas,

optimizar intervenciones y reducir costos operativos. El mantenimiento basado en condición y predicción incrementa la disponibilidad de los activos y extiende su vida útil.

En el ámbito energético, estas estrategias se apoyan en la digitalización de equipos como inversores, turbinas, generadores de biomasa y sistemas BESS, los cuales generan grandes volúmenes de datos operativos aprovechables para análisis continuo.

7.6.1 Evolución de las estrategias de mantenimiento

La gestión del mantenimiento en sistemas energéticos puede clasificarse en tres enfoques principales:

- Mantenimiento correctivo, aplicado después de la falla.
- Mantenimiento preventivo, basado en intervalos de tiempo predefinidos.
- Mantenimiento predictivo, sustentado en el análisis del estado real del equipo.

La transición hacia mantenimiento predictivo se ha acelerado con la incorporación de sensores IoT y plataformas de análisis, permitiendo intervenir únicamente cuando existen indicios claros de degradación.

Tabla 7-7. Comparación de enfoques de mantenimiento en sistemas energéticos

Enfoque	Base de decisión	Ventaja principal		Limitación	
Correctivo	Falla ocurrida	Bajo costo inicial		Alta indisponibilidad	
Preventivo	Tiempo o uso	Simplicidad		Intervenciones innecesarias	
Predictivo	Condición real	Optimización del mantenimiento		Requiere	datos y análisis

7.6.2 Variables monitoreadas en sistemas híbridos

El monitoreo predictivo se fundamenta en la medición continua de variables eléctricas, mecánicas y ambientales, entre las que se incluyen:

- Potencia activa y reactiva.
- Tensiones, corrientes y frecuencia.
- Temperaturas internas de inversores y baterías.
- Vibraciones en turbinas y generadores.
- Estado de carga y salud del BESS.
- Condiciones ambientales como irradiancia, viento y humedad.

La integración de estas variables permite construir indicadores de condición que reflejan el comportamiento real de los activos energéticos.

7.6.3 Indicadores de condición y detección de anomalías

A partir de los datos medidos, se definen indicadores que permiten detectar desviaciones respecto a un funcionamiento esperado, tales como:

- Incremento progresivo de temperatura.
- Variaciones anómalas de frecuencia.
- Aumento de pérdidas eléctricas.
- Reducción de eficiencia de conversión.
- Cambios en la respuesta dinámica del sistema.

Estos indicadores alimentan modelos de diagnóstico y detección de anomalías que alertan sobre posibles fallas incipientes antes de que se manifiesten de forma crítica.

7.6.4 Modelos predictivos aplicados al mantenimiento

El mantenimiento inteligente incorpora modelos de aprendizaje automático y análisis estadístico para estimar el estado futuro de los equipos. Entre los enfoques más utilizados se encuentran:

- Modelos de regresión para tendencias de degradación.
- Árboles de decisión y bosques aleatorios.
- Redes neuronales para patrones complejos.

- Modelos de detección de anomalías no supervisados.

En sistemas energéticos, estos modelos se entrenan con datos históricos de operación y mantenimiento, permitiendo estimar la probabilidad de falla o el tiempo restante de operación segura.

7.6.5 Integración con el sistema de gestión energética (EMS)

El mantenimiento predictivo se integra con el EMS para coordinar decisiones operativas y de conservación de activos. Esta integración permite:

- Ajustar estrategias de despacho para reducir estrés en equipos.
- Programar mantenimientos en ventanas de baja demanda.
- Priorizar cargas críticas durante intervenciones.
- Generar reportes automáticos de desempeño y confiabilidad.

Este enfoque convierte al EMS en una herramienta integral que gestiona energía y activos de manera coordinada.

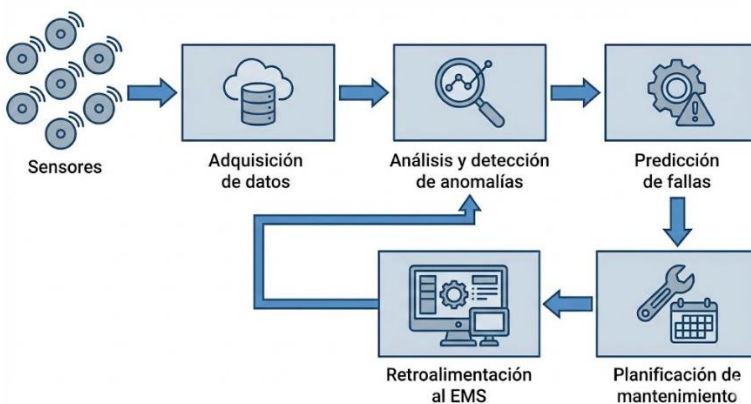


Figura 7-6. Arquitectura del monitoreo predictivo en microrredes. La figura muestra un esquema conceptual del monitoreo predictivo.

7.6.5.1 Beneficios operativos del mantenimiento inteligente

La implementación de mantenimiento predictivo en microrredes híbridas permite:

- Reducir tiempos de indisponibilidad.
- Extender la vida útil de equipos.
- Optimizar recursos de mantenimiento.
- Incrementar la confiabilidad del suministro.
- Fortalecer la gestión local del sistema.

Estos beneficios se observan de forma consistente en la digitalización industrial y los sistemas energéticos inteligentes.

7.7 Evaluación integral de eficiencia energética y resiliencia

La evaluación integral de la eficiencia energética y la resiliencia permite medir el desempeño global de los sistemas híbridos renovables frente a variaciones de demanda, condiciones climáticas adversas y perturbaciones operativas. Este enfoque combina indicadores técnicos, operativos y de confiabilidad, proporcionando una visión completa del funcionamiento del sistema a lo largo de su ciclo de vida.

7.7.1 Concepto de eficiencia energética en microrredes

La eficiencia energética en una microrred se define como la relación entre la energía útil entregada a las cargas y la energía total generada por el sistema, considerando pérdidas de conversión, almacenamiento y distribución:

$$\eta_{global} = \frac{E_{\text{útil}}}{E_{\text{generada}}}$$

El seguimiento de esta eficiencia permite identificar puntos de mejora en diseño, operación y mantenimiento.

7.7.2 Indicadores técnicos de eficiencia energética

La evaluación integral se apoya en un conjunto de indicadores que describen el desempeño real del sistema. Entre los más utilizados se encuentran:

- Eficiencia energética global.
- Fracción de energía renovable utilizada localmente.
- Energía no servida.

- Pérdidas totales del sistema.
- Factor de utilización de la generación instalada.
- Rendimiento del sistema de almacenamiento.

Estos indicadores permiten comparar escenarios operativos, configuraciones de diseño y estrategias de control, tanto en fase de planificación como durante la operación real del sistema (Lund et al., 2015).

Tabla 7-8. Indicadores técnicos para evaluación de eficiencia energética

Indicador	Definición	Interpretación
η_{global}	Energía útil / energía total	Desempeño global
Fracción renovable	Energía renovable / energía total	Uso de recursos locales
ENS	Energía no servida	Continuidad del servicio
Pérdidas (%)	Energía perdida / energía generada	Calidad del diseño
Factor de utilización	Energía real / energía máxima posible	Aprovechamiento de activos

7.7.3 Concepto operativo de resiliencia energética

La resiliencia energética se refiere a la capacidad del sistema para mantener niveles aceptables de servicio frente a perturbaciones y recuperar su operación normal en el menor tiempo posible. En sistemas híbridos renovables, la resiliencia se ve reforzada por la diversificación de fuentes, el almacenamiento energético y la capacidad de control inteligente.

Elementos que fortalecen la resiliencia en microrredes incluyen:

- Diversificación tecnológica de fuentes renovables.
- Capacidad de almacenamiento suficiente y bien gestionada.
- Operación en modo aislado ante fallas externas.
- Automatización y monitoreo en tiempo real.
- Capacidad local de operación y mantenimiento.

Organismos internacionales destacan que las microredes con generación distribuida y almacenamiento presentan mayor resiliencia frente a interrupciones prolongadas y eventos climáticos extremos.

7.7.4 Métricas para evaluación de resiliencia

La resiliencia no se evalúa mediante un único parámetro, sino a través de métricas que reflejan la respuesta del sistema ante eventos adversos. Entre las más empleadas se encuentran:

- Tiempo medio de recuperación del sistema.
- Duración promedio de interrupciones.
- Porcentaje de carga crítica atendida durante eventos.
- Capacidad de operación en modo isla.
- Pérdida de energía durante contingencias.

Estas métricas permiten cuantificar la robustez del sistema y su capacidad de adaptación a condiciones cambiantes.

Tabla 7-9. Métricas para evaluación de resiliencia energética

Métrica	Descripción	Uso principal
T_rec	Tiempo de recuperación	Capacidad de respuesta
C_cubierta	Carga crítica atendida (%)	Continuidad operativa
D_int	Duración de interrupciones	Calidad del servicio
E_perd_cont	Energía perdida en eventos	Impacto de fallas
Modo isla	Capacidad de operación autónoma	Autonomía del sistema

7.7.5 Evaluación mediante escenarios operativos

La evaluación integral de eficiencia y resiliencia se completa mediante el análisis de escenarios que simulan condiciones adversas y variaciones operativas. Algunos escenarios habituales incluyen:

- Reducción abrupta de generación solar o eólica.
- Fallo temporal del sistema de almacenamiento.

- Incremento inesperado de la demanda.
- Desconexión de la red principal.
- Eventos climáticos extremos.

El desempeño del sistema bajo estos escenarios se analiza a partir de los indicadores definidos, permitiendo identificar vulnerabilidades y proponer mejoras de diseño o control.

**Energías Renovables y Sostenibilidad
Comunitaria: Diseño, Implementación y
Gestión de Sistemas Energéticos
Limpios**

CAPÍTULO VIII

Implementación, Evaluación Y Transferencia Tecnológica

AUTOR: Romero Castro Vicente Fray



8 Implementación, Evaluación y Transferencia Tecnológica

8.1 Estrategias de implementación de proyectos renovables comunitarios

La implementación de proyectos renovables comunitarios (microredes, mini-redes y sistemas aislados) requiere una estrategia que integre gestión social, diseño técnico, modelo de gobernanza, financiamiento, operación y mantenimiento, y mecanismos de seguimiento desde el inicio. En proyectos comunitarios, el desempeño técnico del sistema y su permanencia en el tiempo dependen en gran medida de cómo se organiza el proceso de implementación: participación local, reglas claras de servicio, plan de operación y mantenimiento, y un esquema de costos e ingresos que cubra reposiciones y atención de fallas. Este enfoque está alineado con guías internacionales para mini-redes y experiencias de proyectos comunitarios documentadas por organismos de energía y desarrollo.

En particular, los manuales técnicos de diseño e implementación de mini-redes recomiendan incorporar desde etapas tempranas los costos y procesos de operación, mantenimiento y reparación, ya que estos determinan la sostenibilidad del servicio y la capacidad de la comunidad o del operador para mantener el sistema disponible.

8.1.1 Enfoque por fases para implementar proyectos comunitarios

Una estrategia robusta organiza el proyecto en fases con entregables verificables. En proyectos de microredes y mini-redes, este enfoque por fases facilita la transparencia, reduce errores por omisión y permite corregir desviaciones antes de construir. Guías de asistencia técnica para mini-redes describen la importancia de estructurar la implementación en pasos ordenados (diagnóstico, diseño, contratación, construcción, puesta en marcha y operación), adaptados a condiciones locales.

Fase 1. Preparación y organización comunitaria

- Identificación de beneficiarios, usuarios productivos, cargas esenciales.
- Acuerdos iniciales sobre reglas de servicio (horarios, prioridades de carga, pagos).

- Conformación de una instancia local: comité energético o esquema equivalente.
- Identificación de terreno, servidumbres y permisos básicos.

La participación comunitaria en el origen, diseño y operación genera mayor aceptación del proyecto y mejores condiciones de sostenibilidad.

Fase 2. Diagnóstico energético y selección de alternativa

- Levantamiento de demanda (actual y proyectada), incluyendo cargas productivas.
- Levantamiento del recurso (solar, eólico, biomasa, microhidro) con medición o fuentes confiables.
- Definición de arquitectura: aislada, microred, mini-red conectable.
- Priorización de cargas críticas y definición de niveles de servicio.

En mini-redes, los marcos de implementación recomiendan que el diagnóstico incluya crecimiento de demanda, porque la incorporación de usos productivos suele aumentar el consumo y exige una arquitectura escalable.

Fase 3. Diseño técnico-operativo

- Dimensionamiento de generación, almacenamiento y red interna.
- Selección de equipos según normas, clima y disponibilidad de repuestos.
- Diseño de protecciones, medición y telecomunicaciones.
- Plan de operación y mantenimiento (O&M), inventario y repuestos críticos.

El manual de diseño de mini-redes del Banco Mundial enfatiza que los costos y actividades de O&M deben formar parte del diseño, porque influyen directamente en el costo total del servicio y en el desempeño a largo plazo.

Fase 4. Contratación, adquisiciones y construcción

- Especificaciones técnicas, evaluación de proveedores y garantías.

- Contratación de obra civil, montaje electromecánico y red de distribución.
- Supervisión técnica y control de calidad.

En proyectos de microhidro, manuales de desarrollo de pequeña escala describen la secuencia de negociación/contratación, construcción civil y electromecánica, y la importancia de la puesta en servicio formal con pruebas.

Fase 5. Puesta en marcha, capacitación y transferencia a la operación

- Protocolos de pruebas, verificación de protecciones y medición.
- Capacitación de operadores locales.
- Manuales de O&M, bitácoras y planes de contingencia.
- Inicio de servicio con esquema de monitoreo y reporte.

Tabla 8-1. Fases, entregables y responsables en proyectos renovables comunitarios

Fase	Entregables mínimos	Responsables típicos
Preparación social	Comité/estructura local, acuerdos de servicio, permisos iniciales	Comunidad, gobierno local, facilitador
Diagnóstico	Inventario de cargas, proyección de demanda, recurso energético	Equipo técnico + comunidad
Diseño	Memoria técnica, planos, especificaciones, plan de O&M	Ingeniería/Universidad/consultor
Contratación y obra	Contratos, cronograma, control de calidad, actas de obra	Operador/financiador + supervisión
Puesta en marcha	Protocolos de pruebas, capacitación, manuales, acta de entrega	Proveedor + operador local

Nota. Basado en guías de mini-redes y manuales de pequeña hidroelectricidad que describen secuencias de desarrollo e implementación.

8.1.2 Estrategias de participación y gobernanza durante la implementación

La gobernanza define quién toma decisiones, quién opera, quién cobra y cómo se atienden reclamos. Experiencias de energía comunitaria resaltan que la participación económica y operativa puede fortalecer aceptación social y soporte al proyecto, siempre que se definan roles y mecanismos de rendición de cuentas.

Mecanismos recomendados en la implementación

- Asamblea comunitaria para acuerdos de servicio y tarifas.
- Comité energético con roles (operación, tesorería, atención de usuarios).
- Reglamento operativo (prioridades de carga, sanciones, reconexiones).
- Transparencia financiera (registro mensual de ingresos, gastos, reservas).
- Canal de atención de fallas (tiempos de respuesta y registro).

En marcos de mini-redes y regulación, se documenta el uso de enfoques participativos para definir operación y tarifas con involucramiento local, con el fin de asegurar aceptación y viabilidad del servicio.

8.1.3 Planificación técnica para implementación: demanda, crecimiento y reserva

Para evitar subdimensionamiento, se recomienda estimar demanda con proyección de crecimiento, diferenciando cargas domésticas y productivas. Una formulación práctica para energía diaria demandada es:

$$E_d = \sum_{i=1}^n P_i h_i$$

donde P_i es potencia del equipo i y h_i sus horas de uso por día. Este levantamiento se combina con la potencia pico estimada:

$$P_{pico} = \sum P_i f_i$$

donde f_i es un factor de simultaneidad. En proyectos de mini-redes, la estimación de demanda y su variación es central para definir tamaño de generación, almacenamiento y red.

Para implementar con mayor seguridad operativa, se define una reserva de potencia/energía, especialmente cuando se espera crecimiento o se incorporan cargas productivas. Esta reserva se traduce en sobredimensionamiento controlado o en diseño escalable por módulos, estrategia común en herramientas y guías de proyectos de microredes.

8.1.4 Estrategias de implementación para mini-redes y microredes: priorización y calidad de servicio

En comunidades rurales, no todas las cargas tienen la misma prioridad. Por ello, una estrategia efectiva implementa niveles de servicio y priorización de cargas, por ejemplo:

- Cargas esenciales: salud, bombeo de agua, comunicaciones, alumbrado comunitario.
- Cargas domésticas: iluminación, refrigeración básica, pequeños electrodomésticos.
- Cargas productivas: talleres, refrigeración comercial, molienda, riego tecnificado.

Guías de microredes para resiliencia y listados de verificación de adquisición recomiendan planificar con “fases de implementación” y definir desde el inicio qué cargas deben mantenerse durante contingencias, lo cual se integra al diseño de control y protecciones.



Figura 8-1. Ciclo de implementación de un proyecto renovable comunitario. Este ciclo es consistente con guías de mini-redes y experiencias de energía comunitaria que recomiendan integrar participación, diseño, operación y seguimiento como un proceso continuo.

8.1.5 Gestión de riesgos en la implementación

Los riesgos en proyectos comunitarios suelen concentrarse en cuatro áreas: técnica, social, financiera y logística. Estrategias de mitigación recomendadas incluyen:

Riesgos técnicos

- Selección de equipos sin soporte local.
- Diseño sin considerar O&M y repuestos.
- Protecciones insuficientes ante fallas y sobretensiones.

Medidas

- Especificaciones con garantías, repuestos críticos y capacitación.
- Pruebas de aceptación (FAT/SAT) y protocolos de puesta en marcha.
- Diseño de protecciones y medición desde el inicio.

Riesgos sociales

- Falta de acuerdos de servicio y pago.
- Conflictos por priorización de cargas o ubicación de equipos.

Medidas

- Reglamentos comunitarios, roles definidos, mecanismos de resolución de conflictos.
- Participación estructurada y documentación de acuerdos.

Riesgos financieros

- Tarifas que no cubren O&M y reposiciones.
- Dependencia total de subsidios sin fondo de reserva.

Medidas

- Separar presupuesto de O&M, reposiciones y emergencias.
- Implementar fondo de reserva comunitario con auditoría social.

Riesgos logísticos

- Dificultad para transportar equipos, materiales y personal.
- Acceso limitado para mantenimiento.

Medidas

- Plan de logística de obra, inventario local de repuestos y herramientas.
- Capacitación local para reducir dependencia externa.

8.1.6 Selección del esquema de implementación

En la práctica, los proyectos renovables comunitarios se implementan bajo esquemas como:

- **Gestión comunitaria directa:** la comunidad administra y opera (requiere alta capacitación y gobernanza sólida).
- **Operador local/empresa de servicio:** un operador administra la mini-red con acuerdos comunitarios.
- **Modelo mixto universidad–comunidad–gobierno local:** la universidad apoya diseño, formación y monitoreo; la comunidad opera; el gobierno apoya regulación, cofinanciamiento o coordinación.

Las guías de energía comunitaria enfatizan que los arreglos institucionales y la participación operacional influyen en la permanencia del proyecto y en su aceptación.

8.2 Evaluación técnica, económica y ambiental postinstalación

La evaluación postinstalación constituye una etapa determinante para verificar si un proyecto renovable comunitario cumple con los objetivos definidos durante su diseño e implementación. Esta evaluación permite contrastar el desempeño real del sistema frente a los valores esperados, identificar desviaciones, corregir fallas operativas tempranas y generar evidencia técnica para la mejora continua y la replicabilidad del modelo. Diversas guías de proyectos de microrredes y mini-redes señalan que una evaluación integral debe abordar de manera conjunta los aspectos técnicos, económicos y ambientales, ya que estos se encuentran estrechamente interrelacionados en sistemas energéticos comunitarios.

8.2.1 Alcance y objetivos de la evaluación postinstalación

La evaluación postinstalación tiene como objetivos principales:

- Verificar el correcto funcionamiento de los equipos y subsistemas.
- Confirmar el cumplimiento de parámetros eléctricos y energéticos.
- Evaluar la sostenibilidad económica del servicio.
- Analizar impactos ambientales reales frente a la línea base.
- Generar información para ajustes operativos y toma de decisiones.

Este proceso debe iniciarse inmediatamente después de la puesta en marcha y mantenerse de forma periódica durante la operación del sistema, especialmente durante el primer año de funcionamiento, cuando suelen manifestarse fallas de ajuste o de operación (Booth et al., 2019).

8.2.2 Evaluación técnica del sistema instalado

La evaluación técnica se orienta a comprobar que el sistema opera dentro de los rangos establecidos en el diseño y que la calidad del suministro cumple con los niveles definidos para los usuarios. Entre los aspectos técnicos evaluados se incluyen:

- Potencia instalada y potencia efectiva entregada.
- Producción energética diaria, mensual y anual.
- Continuidad del servicio y número de interrupciones.
- Comportamiento del almacenamiento energético.
- Funcionamiento de protecciones y sistemas de control.

Una forma básica de verificar el desempeño energético consiste en comparar la energía generada real con la energía estimada en el diseño:

$$\text{Índice de desempeño energético} = \frac{E_{real}}{E_{diseño}}$$

Valores cercanos a la unidad indican un desempeño acorde al diseño, mientras que desviaciones significativas requieren análisis de causas técnicas u operativas.

8.2.3 Evaluación de la calidad del suministro

La calidad del suministro eléctrico es un componente central de la evaluación técnica, especialmente en microredes rurales donde la estabilidad de tensión y frecuencia impacta directamente en el uso de equipos productivos. Los parámetros comúnmente analizados incluyen:

- Variación de tensión en puntos críticos de la red.
- Estabilidad de frecuencia.
- Distorsión armónica total.
- Eventos de sobrecarga o desconexión.

Guías técnicas de microredes recomiendan registrar estos parámetros mediante sistemas de monitoreo continuo o campañas periódicas de medición para verificar el cumplimiento de estándares operativos definidos para redes aisladas.

Tabla 8-2. Parámetros técnicos evaluados postinstalación

Parámetro	Descripción	Propósito de la evaluación
Energía generada	Producción real del sistema	Verificar desempeño
Continuidad	Horas de servicio	Confiabilidad
Tensión	Variación respecto al nominal	Calidad de energía
Frecuencia	Estabilidad del sistema	Protección de equipos
ENS	Energía no servida	Identificar déficits

Nota. Los datos que se muestran fueron obtenidos de las guías de IRENA (2022) y Masters (2005).

8.2.4 Evaluación económica del proyecto

La evaluación económica postinstalación permite analizar si los costos reales de inversión, operación y mantenimiento se ajustan a lo planificado, y si los ingresos o aportes comunitarios son suficientes para garantizar la sostenibilidad del sistema. Esta evaluación considera:

- Costos reales de inversión (CAPEX).
- Costos de operación y mantenimiento (OPEX).
- Ingresos por tarifas o aportes comunitarios.
- Fondo de reposición y contingencias.
- Costos evitados por sustitución de combustibles convencionales.

Un indicador ampliamente utilizado es el Costo Nivelado de la Energía (LCOE), definido como:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

donde r es la tasa de descuento y E_t la energía generada en el periodo t . Este indicador permite comparar el desempeño económico del sistema con otras alternativas energéticas locales.

8.2.5 Evaluación ambiental postinstalación

La evaluación ambiental postinstalación se orienta a verificar los impactos reales del proyecto sobre el entorno natural y social, comparándolos con la línea base establecida en la fase de diseño. Entre los aspectos evaluados se incluyen:

- Reducción del uso de combustibles fósiles.
- Disminución de emisiones asociadas a generación convencional.
- Impactos sobre recursos naturales locales.
- Gestión de residuos y componentes al final de su vida útil.
- Percepción ambiental de la comunidad.

En proyectos comunitarios, la evaluación ambiental también considera beneficios indirectos, como la reducción de contaminación local y mejoras en condiciones de vida asociadas al acceso a energía limpia.

8.2.6 Integración de resultados y retroalimentación

Los resultados de la evaluación técnica, económica y ambiental deben integrarse en un informe consolidado que permita:

- Identificar brechas entre diseño y operación real.
- Proponer ajustes técnicos y operativos.
- Reforzar estrategias de capacitación local.
- Documentar lecciones aprendidas para futuros proyectos.
- Sustentar decisiones de ampliación o replicación.

Este enfoque de retroalimentación continua ha sido señalado como una buena práctica en programas de electrificación rural y energía comunitaria.



Figura 8-2. Proceso de evaluación postinstalación. La imagen muestra el flujo de evaluación postinstalación.

Importancia de la evaluación para la sostenibilidad del proyecto

La evaluación postinstalación no debe entenderse como una actividad puntual, sino como un proceso continuo que acompaña la vida útil del sistema. En proyectos renovables comunitarios, este proceso fortalece la transparencia, la confianza de los usuarios y la capacidad de gestión local, contribuyendo a la permanencia del servicio energético y a su impacto positivo en el desarrollo comunitario.

8.3 Indicadores de desempeño energético (EPI, KPI, LCA)

Los indicadores de desempeño energético constituyen herramientas fundamentales para medir, comparar y mejorar el funcionamiento de proyectos renovables comunitarios a lo largo de su ciclo de vida. En sistemas híbridos y microredes, el uso sistemático de indicadores permite traducir datos operativos en información útil para la toma de decisiones técnicas, económicas y ambientales. En la práctica, se emplean tres familias complementarias de indicadores: Energy Performance Indicators (EPI), Key Performance Indicators (KPI) y Life Cycle Assessment (LCA), cada una con alcances y escalas temporales distintas.

8.3.1 Energy Performance Indicators (EPI)

Los EPI cuantifican el desempeño energético del sistema a partir de relaciones directas entre energía producida, energía entregada y energía consumida por los usuarios. Estos indicadores se calculan de manera periódica y permiten evaluar la eficiencia operativa real frente a valores de referencia definidos en el diseño.

Entre los EPI más utilizados en microredes comunitarias se encuentran:

- Eficiencia energética global del sistema.
- Fracción de energía renovable utilizada localmente.
- Energía no servida.
- Factor de utilización de la capacidad instalada.
- Pérdidas totales del sistema.

La eficiencia energética global puede expresarse como:

$$EPI_{\eta} = \frac{E_{entregada}}{E_{generada}}$$

donde $E_{entregada}$ corresponde a la energía útil suministrada a las cargas y $E_{generada}$ a la energía producida por las fuentes renovables del sistema. Este indicador permite detectar ineficiencias asociadas a pérdidas de conversión, almacenamiento o distribución.

8.3.2 Energía no servida y confiabilidad

Un EPI de alta relevancia en proyectos comunitarios es la **energía no servida (ENS)**, que refleja la cantidad de energía que el sistema no pudo suministrar debido a limitaciones técnicas u operativas. Se calcula como:

$$ENS = \sum_t (P_{dem}(t) - P_{sup}(t))^+ \Delta t$$

donde el operador $(\cdot)^+$ indica que solo se consideran valores positivos. Valores elevados de ENS evidencian deficiencias en el dimensionamiento, en el control o en la disponibilidad del sistema.

Tabla 8-3. Principales EPI en proyectos renovables comunitarios

Indicador	Expresión básica	Interpretación
EPI_{η}	$E_{entregada}/E_{generada}$	Eficiencia global
Fracción renovable	E_{ren}/E_{total}	Uso de recursos locales
ENS	$\sum(P_{dem} - P_{sup})\Delta t$	Confiabilidad

Factor de utilización	$E_{real}/E_{m\acute{a}x}$	Aprovechamiento de activos
Pérdidas	$1 - EPI_{\eta}$	Calidad del sistema

Nota. Los indicadores permiten evaluar eficiencia, confiabilidad y aprovechamiento energético en sistemas renovables comunitarios.

8.3.3 Key Performance Indicators (KPI)

Los KPI integran variables técnicas, económicas y operativas, y se utilizan para evaluar el desempeño del proyecto desde una perspectiva de gestión. A diferencia de los EPI, los KPI no se limitan a la energía, sino que incluyen métricas relacionadas con costos, disponibilidad del sistema y calidad del servicio.

En proyectos renovables comunitarios, los KPI más utilizados incluyen:

- Disponibilidad del sistema (% del tiempo operativo).
- Costo operativo por kWh suministrado.
- Frecuencia de interrupciones.
- Tiempo medio de recuperación ante fallas.
- Uso efectivo del almacenamiento energético.
- Cumplimiento del plan de mantenimiento.

La disponibilidad del sistema puede expresarse como:

$$KPI_{disp} = \frac{T_{operativo}}{T_{total}} \times 100$$

donde $T_{operativo}$ es el tiempo durante el cual el sistema estuvo en servicio. Este indicador es central para evaluar la continuidad del suministro en comunidades rurales (IRENA, 2019).

Tabla 8-4. KPI técnicos y operativos para microrredes comunitarias

KPI	Unidad	Uso principal
Disponibilidad	%	Continuidad del servicio
Costo O&M/kWh	USD/kWh	Sostenibilidad económica

Interrupciones	Nº/año	Calidad del servicio
T_recuperación	h	Capacidad de respuesta
Uso del BESS	Ciclos/año	Gestión del almacenamiento

Nota. Estos KPI sintetizan continuidad del servicio, costos operativos y desempeño del almacenamiento en microredes comunitarias.

8.3.4 Life Cycle Assessment (LCA) en proyectos energéticos

El Análisis de Ciclo de Vida (LCA) permite evaluar los impactos ambientales del proyecto considerando todas las etapas, desde la fabricación de los equipos hasta su disposición final. En proyectos renovables comunitarios, el LCA se utiliza para cuantificar beneficios ambientales reales frente a alternativas convencionales.

Las etapas típicas consideradas en un LCA energético incluyen:

- Extracción y fabricación de componentes.
- Transporte e instalación.
- Operación y mantenimiento.
- Reemplazo de componentes.
- Fin de vida y gestión de residuos.

La metodología de LCA se estructura conforme a la norma ISO 14040, la cual establece los principios y el marco general para la evaluación de impactos ambientales (ISO 14040).

8.3.5 Indicadores ambientales derivados del LCA

A partir del LCA se obtienen indicadores ambientales cuantificables, tales como:

- Emisiones de CO₂ equivalente por kWh generado.
- Consumo energético acumulado del sistema.
- Reducción de emisiones respecto a un escenario de referencia.
- Uso de materiales críticos y reciclabilidad.

Un indicador ambiental frecuente es la intensidad de emisiones:

$$LCA_{CO_2} = \frac{CO_{2,eq}}{E_{generada}}$$

Este indicador permite comparar el desempeño ambiental del sistema renovable frente a tecnologías convencionales de generación.

Tabla 8-5. Indicadores ambientales derivados del LCA

Indicador	Unidad	Interpretación
Emisiones CO ₂ eq	kg/kWh	Impacto climático
Energía incorporada	MJ	Costo energético del ciclo
Reducción de emisiones	%	Beneficio ambiental
Vida útil ambiental	años	Sostenibilidad del sistema

Nota. Los indicadores LCA cuantifican impactos ambientales por kWh y facilitan comparaciones con escenarios de referencia.

8.3.6 Integración de EPI, KPI y LCA en la gestión del proyecto

La evaluación integral del desempeño se logra al integrar EPI, KPI y LCA dentro del sistema de gestión energética del proyecto. Esta integración permite:

- Monitorear el desempeño diario y mensual del sistema.
- Evaluar la sostenibilidad económica del servicio.
- Verificar beneficios ambientales reales.
- Ajustar estrategias de operación y mantenimiento.
- Documentar resultados para replicación y escalamiento.

Este enfoque integrado es recomendado en programas de energía comunitaria, ya que facilita la toma de decisiones basada en evidencia y fortalece la transparencia del proyecto.

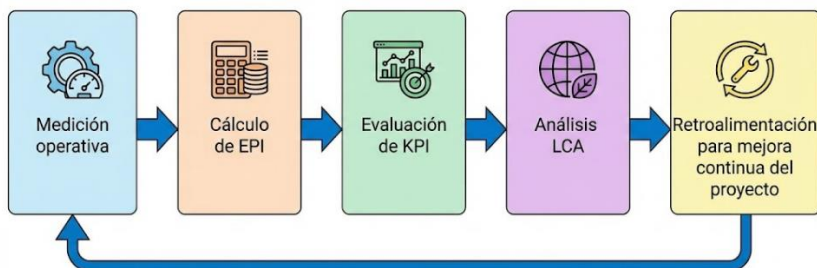


Figura 8-3. Integración de indicadores de desempeño. La figura muestra el esquema de integración: medición.

En proyectos renovables comunitarios, los indicadores de desempeño no solo cumplen una función técnica, sino también social e institucional. La comunicación periódica de resultados fortalece la confianza de los usuarios, facilita la rendición de cuentas y contribuye a la sostenibilidad del sistema a largo plazo.

8.4 Formación y capacitación técnica local

La formación y capacitación técnica local es un componente determinante para la sostenibilidad de los proyectos renovables comunitarios, ya que garantiza la correcta operación, mantenimiento y apropiación social de los sistemas energéticos instalados. Diversas experiencias internacionales evidencian que la ausencia de capacidades locales constituye una de las principales causas de fallas tempranas, abandono de infraestructuras y dependencia externa prolongada.

En este sentido, la capacitación no debe concebirse como una actividad puntual asociada a la puesta en marcha, sino como un proceso continuo de fortalecimiento de capacidades, adaptado al nivel educativo, cultural y organizativo de la comunidad.

8.4.1 Objetivos de la formación técnica en proyectos comunitarios

Los programas de formación técnica local persiguen objetivos múltiples que integran dimensiones técnicas, organizativas y sociales, entre los que se destacan:

- Garantizar la operación segura y eficiente del sistema energético.

- Reducir tiempos de respuesta ante fallas.
- Minimizar costos de mantenimiento correctivo.
- Fortalecer la autonomía energética local.
- Facilitar la transferencia de conocimiento tecnológico.
- Promover la apropiación comunitaria del proyecto.

Estos objetivos se alinean con enfoques de desarrollo energético descentralizado, donde la capacitación local se considera un pilar de la sostenibilidad operativa.

8.4.2 Niveles de capacitación técnica

La formación técnica local debe estructurarse en niveles diferenciados, de acuerdo con los roles que desempeñan los actores involucrados en el proyecto. Una clasificación funcional contempla:

- Usuarios finales, orientados al uso eficiente y seguro de la energía.
- Operadores locales, responsables de la operación diaria y mantenimiento básico.
- Técnicos comunitarios, encargados de mantenimiento preventivo y diagnóstico inicial.
- Gestores del proyecto, responsables de administración, tarifas y reportes.

Tabla 8-6. Niveles de capacitación técnica local

Nivel	Perfil	Competencias principales
Usuarios	Hogares y comercios	Uso eficiente, seguridad básica
Operadores	Encargados locales	Operación diaria, registro de datos
Técnicos	Personal capacitado	Mantenimiento preventivo, diagnóstico
Gestores	Comité o administración	Gestión financiera y organizativa

Nota. La formación se estructura según roles técnicos y responsabilidades operativas dentro del sistema energético comunitario.

8.4.3 Contenidos técnicos fundamentales de la capacitación

Los contenidos de la capacitación deben adaptarse a la tecnología instalada y circunstancias locales, generalmente incluyen los siguientes ejes:

- Principios básicos de generación renovable instalada.
- Funcionamiento de inversores y sistemas de control.
- Operación del almacenamiento energético.
- Procedimientos de seguridad eléctrica.
- Mantenimiento preventivo y limpieza de equipos.
- Registro de datos operativos e indicadores básicos.
- Protocolos de actuación ante fallas comunes.

La formación práctica, apoyada en demostraciones directas sobre los equipos instalados, ha demostrado ser más efectiva que enfoques exclusivamente teóricos en contextos comunitarios.

8.4.4 Metodologías de capacitación aplicadas

Para maximizar el impacto de la capacitación técnica local, se recomiendan metodologías activas y participativas, tales como:

- Aprendizaje basado en la práctica.
- Talleres demostrativos en sitio.
- Manuales simplificados con lenguaje accesible.
- Uso de diagramas y esquemas visuales.
- Acompañamiento técnico durante los primeros meses de operación.

Estas metodologías favorecen la apropiación del conocimiento y reducen la dependencia de asistencia externa.



Figura 8-4. Modelo de formación técnica local en proyectos renovables. La capacitación técnica se concibe como un proceso continuo integrado a la operación del sistema

8.4.5 Evaluación de la capacitación y fortalecimiento de capacidades

La efectividad de la capacitación debe evaluarse mediante indicadores que permitan verificar la adquisición de competencias y su impacto en la operación del sistema. Algunos indicadores utilizados incluyen:

- Número de personas capacitadas por nivel.
- Reducción de fallas operativas recurrentes.
- Tiempo medio de respuesta ante fallas.
- Cumplimiento del plan de mantenimiento.
- Calidad de los registros operativos.

Estos indicadores permiten ajustar los programas formativos y asegurar su pertinencia a lo largo del tiempo.

Tabla 8-7. Indicadores de evaluación de la capacitación técnica

Indicador	Unidad	Propósito
Personas capacitadas	Nº	Cobertura formativa

Fallas recurrentes	Nº/año	Eficacia operativa
Tiempo de respuesta	h	Capacidad técnica local
Mantenimiento cumplido	%	Disciplina operativa
Registros completos	%	Calidad de gestión

Nota. Los indicadores permiten medir el impacto real de la capacitación en la operación del sistema.

8.4.5.1 Rol de la academia y la transferencia de conocimiento

Las universidades y centros de investigación desempeñan un papel estratégico en la formación técnica local, especialmente en proyectos comunitarios. Su participación permite:

- Diseñar programas formativos contextualizados.
- Elaborar manuales y guías técnicas adaptadas.
- Capacitar formadores locales.
- Monitorear el desempeño técnico del sistema.
- Generar conocimiento aplicado replicable.

Este enfoque universidad–comunidad fortalece la transferencia tecnológica y contribuye al desarrollo de capacidades locales sostenibles.

8.4.5.2 Importancia de la capacitación para la sostenibilidad del proyecto

La formación técnica local no solo mejora la operación del sistema energético, sino que también empodera a la comunidad, fortalece la gobernanza local y reduce la dependencia externa. En proyectos renovables comunitarios, la capacitación constituye un factor importante para asegurar la continuidad del servicio y maximizar los beneficios sociales, económicos y ambientales del proyecto a largo plazo.

8.5 Modelos de negocio y financiamiento verde

Los proyectos renovables comunitarios (mini-redes, microrredes e instalaciones híbridas aisladas) requieren un modelo de negocio que asegure tres condiciones simultáneas: continuidad del servicio, recuperación de costos y capacidad de reposición de equipos. En proyectos de mini-redes, los marcos

técnicos resaltan que, si el esquema financiero no cubre operación, mantenimiento y reposiciones, el sistema tiende a degradarse rápidamente aun cuando el diseño eléctrico sea correcto.

En términos prácticos, el modelo de negocio se construye a partir de: estructura tarifaria, mecanismos de recaudación, gobernanza del operador, gestión de riesgos y fuentes de financiamiento (subsidios, crédito concesional, inversión privada o esquemas combinados). Las guías de políticas y regulación para mini-redes también señalan que la forma de definir tarifas, licencias y el manejo del riesgo por llegada de la red principal incide directamente en la bancabilidad del proyecto.

8.5.1 Tipologías de modelos de negocio para energía comunitaria

En proyectos comunitarios se observan modelos con distintos niveles de participación de la comunidad y del sector privado. Una clasificación operativa incluye:

- **Modelo comunitario:** la comunidad (cooperativa o comité) administra, opera y cobra; contrata soporte técnico para fallas complejas.
- **Modelo operador privado con acuerdos comunitarios:** una empresa opera la mini-red y define atención al cliente, O&M y medición; la comunidad participa en la gobernanza local (comités, veeduría, priorización de cargas).
- **Modelo híbrido (PPP o concesión local):** combina inversión pública (o donación) con operación privada o mixta, buscando reducir riesgos y mejorar desempeño de O&M.

La asignación de riesgos (demanda, tipo de cambio, llegada de red principal, morosidad) condiciona el desempeño financiero y operativo del proyecto.

8.5.2 Estructuras tarifarias y recuperación de costos

En sistemas comunitarios, la tarifa debe cubrir como mínimo:

- Operación y mantenimiento (OPEX).
- Reposición de componentes críticos (por ejemplo, baterías e inversores).

- Costos administrativos (medición, facturación, atención de usuario).
- Fondo de contingencia (eventos climáticos, fallas mayores).

Las guías del (World Bank, 2000) sobre mini-redes resaltan el uso de enfoques de tarifa de recuperación de costos (cost-recovery) y el balance con asequibilidad, dado que en muchos entornos rurales existe una brecha entre disposición a pagar y costo real del servicio.

Tres formas habituales de tarifa (aplicables con medición o con niveles de servicio):

- Tarifa plana por nivel de servicio (paquetes de potencia/energía).
- Tarifa volumétrica (USD/kWh).
- Tarifa mixta (cargo fijo + USD/kWh).

Una expresión simplificada de suficiencia de ingresos anuales es:

$$R_{anual} \geq OPEX_{anual} + A_{repos} + A_{reserva}$$

donde A_{repos} es la anualidad destinada a reposiciones (por ejemplo, baterías) y $A_{reserva}$ cubre contingencias.

Tabla 8-8. Estructuras tarifarias en proyectos renovables comunitarios

Estructura	Cómo se aplica	Ventaja principal	Riesgo típico
Plana por nivel de servicio	Pago fijo mensual por paquete	Simplicidad de cobro	Sub-consumo no registrado
Volumétrica (kWh)	Medición y facturación por consumo	Señal de eficiencia	Requiere medición confiable
Mixta (fijo + kWh)	Cargo fijo + variable	Sostiene O&M + señal de uso	Diseño tarifario más complejo
Diferenciada por tipo de carga	Tarifas distintas hogar/productivo	Apoya usos productivos	Debe evitar inequidad

Nota. World Bank (manuales y guías de mini-redes)

8.5.3 Subsidios, asequibilidad y señales de desempeño

En entornos con limitada capacidad de pago, se emplean subsidios para cerrar la brecha entre costo del servicio y asequibilidad. Las guías operativas del Banco Mundial describen subsidios transitorios (para facilitar acceso) y subsidios continuos cuando existe una brecha persistente; además, recomiendan diseñarlos con reglas claras para no desincentivar eficiencia operativa.

Una práctica utilizada en programas de electrificación es combinar:

- Subsidio a inversión (CAPEX) para reducir la tarifa requerida.
- Tarifa orientada a costos para sostener O&M y reposiciones.
- Metas de servicio (horas disponibles, continuidad, atención de fallas) ligadas a desembolsos o incentivos.

8.5.4 Métricas financieras para evaluar viabilidad

La evaluación económica del modelo de negocio suele usar indicadores estándar:

a) Costo Nivelado de Energía (LCOE)

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{CAPEX_t + OPEX_t + REP_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

donde REP_t representa reposiciones (por ejemplo, baterías). Guías de mini-redes emplean enfoques de costo de servicio y métricas de costo por kWh para comparar alternativas tecnológicas y tarifarias.

b) Valor Presente Neto (VPN)

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+r)^t}$$

con F_t como flujo neto de caja.

c) Cobertura del Servicio de Deuda (DSCR), útil cuando existe crédito:
existe crédito:

$$DSCR = \frac{\text{Flujo de caja operativo}}{\text{Servicio anual de deuda}}$$

Valores DSCR superiores a 1 indican capacidad de pago.

8.5.5 Instrumentos de financiamiento verde y financiamiento combinado

Los proyectos comunitarios suelen requerir combinaciones de capital público, cooperación, crédito concesional y aportes privados. La guía de la OCDE sobre financiamiento combinado para energía limpia explica el uso de recursos públicos o filantrópicos como instrumentos de reducción de riesgo para movilizar inversión privada en sectores con barreras de mercado. A nivel de Naciones Unidas, se describe el financiamiento combinado como mecanismo para canalizar capital hacia proyectos climáticos mediante reducción de riesgos y apoyo técnico para convertir iniciativas en inversiones financiables.

Informes de banca y cooperación también enfatizan que los proyectos de energía renovable son un componente significativo en carteras de financiamiento combinado climático.

Tabla 8-9. Instrumentos de financiamiento verde aplicables a proyectos comunitarios

Instrumento	Forma	Para qué se usa	Observación técnica
Subvención	No reembolsable	Reducir CAPEX inicial	Debe prever O&M y reposiciones
Crédito concesional	Deuda con tasa/plazo favorables	Financiar equipos y obra	Requiere DSCR adecuado
Garantías / seguros	Cobertura de riesgos	Atraer inversión privada	Útil ante riesgo de demanda

Financiamiento combinado	Mezcla público–privado	Cerrar brechas de riesgo	Exige trazabilidad de resultados
Bonos verdes (a escala)	Deuda temática	Portafolios y programas	Requiere estándares de reporte

Nota. Los instrumentos verdes reducen riesgos, mejoran condiciones de crédito y facilitan escalar proyectos comunitarios

8.5.6 Riesgos del modelo de negocio y medidas de mitigación

Los riesgos más frecuentes y sus medidas asociadas incluyen:

- **Riesgo de demanda (subutilización o crecimiento no previsto)**
 - Encuestas de carga y crecimiento; incorporación gradual de usos productivos; diseño modular.
- **Riesgo de morosidad**
 - Medición prepago o control por niveles de servicio; reglas comunitarias claras y reporte periódico.
- **Riesgo de llegada de red principal**
 - Cláusulas de integración, compensación o compra; opciones de interconexión planificadas.
- **Riesgo técnico (fallas y reposiciones)**
 - Plan de O&M, repuestos críticos, garantías, capacitación local y monitoreo.

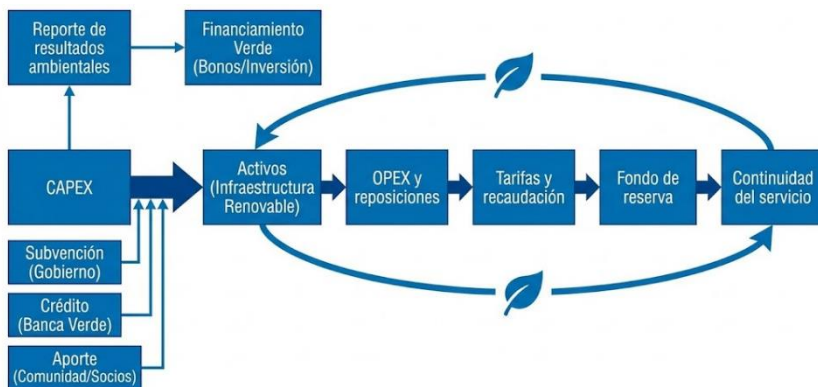


Figura 8-5. Arquitectura del modelo de negocio y financiamiento verde. El esquema resume flujos financieros y decisiones de gobernanza para sostener operación y reposiciones.

Un modelo de negocio bien estructurado permite que el proyecto comunitario mantenga continuidad del servicio, reposiciones programadas y capacidad de expansión. Para ello, se recomienda documentar periódicamente desempeño técnico y financiero, y reportar resultados ambientales cuando se accede a instrumentos verdes, práctica destacada en marcos de finanzas sostenibles.

8.6 Transferencia tecnológica universidad–comunidad

La transferencia tecnológica universidad–comunidad en proyectos renovables comunitarios se orienta a convertir conocimiento técnico (diseño, operación, control, mantenimiento y evaluación) en capacidades instaladas y procedimientos operativos que la comunidad pueda sostener en el tiempo. En mini-redes y microredes, los organismos técnicos recomiendan integrar desde el inicio la apropiación local, la capacitación y los arreglos institucionales, porque la permanencia del servicio depende tanto del hardware como del sistema social que lo gestiona.

Desde un enfoque de innovación territorial, la relación universidad–comunidad suele fortalecerse cuando se articula con actores públicos y productivos (gobiernos locales, operadores, pymes), alineándose con esquemas de cooperación universidad–gobierno–sector productivo para acelerar adopción, formación y mejora de tecnologías.

8.6.1 Principios operativos de la transferencia tecnológica en energía comunitaria

Una ruta efectiva de transferencia tecnológica en energía comunitaria se apoya en principios operativos:

- **Co-diseño:** decisiones técnicas explicadas y validadas con la comunidad (niveles de servicio, priorización de cargas, reglas de operación).
- **Simplicidad operativa:** procedimientos claros, listas de verificación y rutinas de mantenimiento preventivo adaptadas a recursos locales.
- **Formación escalonada:** usuarios, operadores y técnicos comunitarios con responsabilidades diferenciadas.
- **Trazabilidad:** bitácoras, indicadores y reportes periódicos para sostener financiamiento y mejora continua.

En experiencias de energía comunitaria, la participación económica u operativa de ciudadanos y comunidades se asocia con mayor apropiación del proyecto y mejores condiciones para sostener el servicio, siempre que exista una estructura de gobernanza definida.

8.6.2 Modalidades de transferencia universidad–comunidad

En proyectos renovables comunitarios, las modalidades más aplicadas de transferencia incluyen:

- **Transferencia de herramientas:** plantillas de dimensionamiento, hojas de cálculo, scripts simples y guías de lectura de datos (SCADA/IoT cuando exista).
- **Transferencia de procedimientos:** protocolos de inspección, mantenimiento preventivo, respuesta ante fallas y reposición de componentes.
- **Transferencia por demostración en sitio:** prácticas guiadas sobre equipos reales (inversores, BESS, protecciones, tableros).
- **Transferencia organizativa:** reglamento de servicio, roles del comité energético, esquema de tarifas y control de inventarios.

8.6.3 Ruta técnica de transferencia: del diseño a la operación autónoma

Una ruta estructurada puede organizarse en cuatro etapas:

1. **Planificación y acuerdos**
 - Acta de compromisos (roles, aportes, seguridad de infraestructura).
 - Reglas de servicio y priorización de cargas.
2. **Instalación y entrega documentada**
 - Manuales del sistema, planos “as-built”, fichas técnicas y garantías.
 - Inventario de repuestos críticos y herramientas mínimas.
3. **Operación acompañada**
 - Operación supervisada por un periodo definido (por ejemplo, 3–6 meses).
 - Auditorías rápidas de seguridad y calidad de energía.
4. **Operación autónoma con soporte**
 - Mesa de soporte remoto (cuando sea posible) y visitas programadas.
 - Actualizaciones de rutinas de mantenimiento según datos de desempeño.

Tabla 8-10. Matriz universidad–comunidad–GAD/operador para transferencia tecnológica

Función	Universidad	Comunidad	GAD/Operador
Diagnóstico y diseño	Metodologías, dimensionamiento, especificaciones	Validación de cargas y prioridades	Datos territoriales, permisos
Implementación	Supervisión técnica y pruebas	Apoyo logístico y veeduría	Contratación, obra, fiscalización

Capacitación	Diseño curricular y formación de formadores	Operadores locales y comité	Certificación, apoyo técnico
Operación y O&M	Seguimiento, análisis de datos	Rutinas, bitácoras, respuesta inicial	Repuestos, soporte especializado
Evaluación e indicadores	KPI/EPI, reportes y mejoras	Retroalimentación del servicio	Auditoría y sostenibilidad financiera

Nota. Basado en guías de mini-redes y marcos de participación y energía comunitaria.

8.6.4 Instrumentos prácticos de transferencia tecnológica

Para fortalecer la adopción y continuidad, se recomiendan instrumentos simples, replicables y verificables:

- Manual operativo local (MOL): procedimientos diarios, semanales y mensuales.
- Listas de verificación: inspección visual, limpieza, revisión de protecciones.
- Bitácora de eventos: fallas, cortes, mantenimiento, reposiciones.
- Tablero de indicadores: disponibilidad, ENS, uso del BESS, consumo por tipo de usuario.
- Catálogo de repuestos: niveles mínimos y proveedores recomendados.

En programas de mini-redes, la integración de documentación técnica y procesos comunitarios de participación y seguridad se considera necesaria para reducir riesgo de fallas y pérdidas de activos.

8.6.5 Enfoque de capacidades: operadores locales y formación continua

La transferencia tecnológica se consolida cuando la comunidad dispone de:

- Operadores capaces de ejecutar rutinas y registrar datos.
- Técnicos comunitarios con capacidad de diagnóstico inicial.

- Formación continua para renovación de roles y reducción de dependencia externa.

Iniciativas de desarrollo de habilidades vinculadas a acción climática describen la contribución de formación técnica (cursos cortos, programas en universidades) para sostener tecnologías energéticas locales y proyectos comunitarios.



Figura 8-6. Flujo de transferencia tecnológica universidad–comunidad. El flujo muestra cómo el conocimiento se transforma en rutinas, capacidades y operación autónoma del sistema

La transferencia tecnológica universidad–comunidad en energía limpia debe medirse por la capacidad local instalada: calidad de operación, disciplina de mantenimiento, registro de indicadores y gobernanza funcional. Cuando estos elementos se sostienen, el proyecto puede ampliarse, replicarse y servir como plataforma de aprendizaje aplicado para estudiantes y actores del territorio. Los enfoques de cooperación y participación en energía comunitaria y mini-redes respaldan esta visión orientada a desempeño y continuidad del servicio.

8.7 Conclusiones, proyecciones y políticas públicas de energía limpia

La implementación de proyectos renovables comunitarios demuestra que la sostenibilidad energética no depende únicamente de la disponibilidad de recursos naturales o de la madurez tecnológica, sino de la integración coherente entre diseño técnico, gestión social, viabilidad económica y fortalecimiento institucional. A lo largo de este capítulo se ha evidenciado que los proyectos que incorporan evaluación postinstalación, indicadores de desempeño, capacitación local, modelos financieros sólidos y transferencia tecnológica presentan mayores niveles de continuidad, confiabilidad y apropiación comunitaria.

Desde esta perspectiva, la energía limpia comunitaria se consolida como una herramienta estratégica para el desarrollo territorial, la reducción de desigualdades energéticas y el fortalecimiento de capacidades locales.

8.7.1 Conclusiones técnicas y operativas

Del análisis integral desarrollado en los epígrafes previos se desprenden las siguientes conclusiones técnicas y operativas:

- La sostenibilidad de los sistemas energéticos comunitarios requiere evaluación continua del desempeño técnico, económico y ambiental.
- Los indicadores energéticos (EPI, KPI y LCA) permiten detectar desviaciones tempranas y orientar decisiones de mejora.
- La capacitación técnica local reduce fallas operativas, costos de mantenimiento y dependencia externa.
- Los modelos de negocio con recuperación de costos y fondos de reposición son esenciales para la continuidad del servicio.
- La transferencia tecnológica universidad–comunidad fortalece la operación autónoma y la replicabilidad del modelo.

Estas conclusiones coinciden con evaluaciones internacionales sobre electrificación rural y mini-redes, que destacan la necesidad de enfoques integrales y de largo plazo.

8.7.2 Proyecciones para proyectos renovables comunitarios

Las proyecciones para los proyectos renovables comunitarios apuntan hacia una mayor integración tecnológica, organizativa y territorial. Entre las tendencias más relevantes se identifican:

- Expansión de sistemas híbridos con almacenamiento avanzado.
- Digitalización de la operación mediante monitoreo remoto e IoT.
- Incorporación de usos productivos de la energía.
- Escalamiento modular de microredes existentes.
- Articulación con planes locales de desarrollo y resiliencia climática.

Estas proyecciones se alinean con los escenarios de transición energética descentralizada en sistemas energéticos sostenibles.

Tabla 8-11. Proyecciones para proyectos renovables comunitarios

Dimensión	Tendencia proyectada	Impacto esperado
Tecnología	Sistemas híbridos avanzados	Mayor confiabilidad
Almacenamiento	BESS de mayor vida útil	Autonomía energética
Digitalización	Monitoreo inteligente	Operación eficiente
Organización	Gobernanza local fortalecida	Sostenibilidad
Uso de energía	Cargas productivas	Desarrollo económico

Nota. Las proyecciones identifican tendencias técnicas y organizativas para la evolución de proyectos comunitarios.

8.7.3 Rol de las políticas públicas en energía limpia

Las políticas públicas desempeñan un papel determinante en la expansión y consolidación de la energía limpia comunitaria. La experiencia internacional muestra que los proyectos exitosos suelen desarrollarse en entornos regulatorios que:

- Reconocen legalmente las mini-redes y microrredes.
- Establecen reglas claras de tarifas y licencias.
- Facilitan el acceso a financiamiento verde.
- Promueven la participación comunitaria.
- Integran la energía limpia en planes de desarrollo local.

El alineamiento entre políticas energéticas, ambientales y sociales permite maximizar el impacto de los proyectos comunitarios y reducir barreras institucionales.

Tabla 8-12. Lineamientos de política pública para energía comunitaria

Área de política	Lineamiento propuesto	Objetivo
Regulación	Marco específico para mini-redes	Seguridad jurídica

Tarifas	Esquemas de recuperación de costos	Continuidad del servicio
Financiamiento	Incentivos y fondos verdes	Viabilidad económica
Capacitación	Programas de formación local	Autonomía operativa
Vinculación	Universidad–comunidad–Estado	Transferencia tecnológica

Nota. Los lineamientos de política orientan el diseño y escalamiento de proyectos de energía limpia comunitaria.

8.7.4 Articulación con agendas de desarrollo sostenible

Los proyectos renovables comunitarios contribuyen de manera directa a agendas de desarrollo sostenible, al mejorar el acceso a energía limpia, reducir emisiones y fortalecer capacidades locales. Esta articulación permite:

- Integrar la energía como habilitador de servicios básicos.
- Reducir la vulnerabilidad energética en territorios rurales.
- Fortalecer economías locales y cadenas productivas.
- Promover la innovación social y tecnológica.

La energía limpia comunitaria se consolida, así como un eje transversal del desarrollo territorial sostenible.



Figura 8-7. Hoja de ruta para energía limpia comunitaria. La hoja de ruta integra técnica, comunidad y política pública para energía limpia sostenible.

La implementación exitosa de proyectos renovables comunitarios requiere una visión integral que combine tecnología, gestión, financiamiento, formación y política pública. Cuando estos elementos se articulan de manera coherente, la energía limpia comunitaria se convierte en un instrumento efectivo para el desarrollo sostenible, la resiliencia territorial y la transición energética justa.

9 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ahmed, B. (2025, March 27). *Mali embraces solar power for rural areas but the challenges are still vast* | AP News. <https://apnews.com/article/mali-electricity-energy-crisis-ea3846c19723b3bfd275155440d1517>
- Ahmed, S. ;, Ali, A. ;, D'angola, A. A., Liu, H., Tang, Z., Zou, J., Ahmed, S., Ali, A., & D'angola, A. (2024). A Review of Renewable Energy Communities: Concepts, Scope, Progress, Challenges, and Recommendations. *Sustainability* 2024, Vol. 16, Page 1749, 16(5), 1749. <https://doi.org/10.3390/SU16051749>
- Álvarez-Álvarez, M. J., Regalado-Jalca, J. J., & Pino Tarragó, J. C. (2024). Emerging Technologies for the Management of the Azolvamiento at La Estancilla Dam, Manabí, Ecuador. *Salud, Ciencia y Tecnología*, 4. <https://doi.org/10.56294/saludecyt2024.1067>
- Ang, T. Z., Salem, M., Kamarol, M., Das, H. S., Nazari, M. A., & Prabakaran, N. (2022). A comprehensive study of renewable energy sources: Classifications, challenges and suggestions. *Energy Strategy Reviews*, 43, 100939. <https://doi.org/10.1016/J.ESR.2022.100939>
- Babatunde, O., Fasesin, K., Dosa, A., Ighravwe, D., Ogbemhe, J., Olanrewaju, O., Babatunde, O., Fasesin, K., Dosa, A., Ighravwe, D., Ogbemhe, J., & Olanrewaju, O. (2025). Multi-Stage Stochastic MILP Framework for Renewable Microgrid Dispatch Under High Renewable Penetration: Optimizing Variability and Uncertainty Management. *Applied Sciences* 2025, Vol. 15, 15(19), 10303. <https://doi.org/10.3390/AP151910303>
- Banks, D. (2012). *An Introduction to Thermogeology: Ground Source Heating and Cooling* (2nd Edition). Wiley-Blackwell. <https://download.e-bookshelf.de/download/0000/6297/75/L-G-0000629775-0002365222.pdf>
- Batstone, D. J., Keller, J., Angelidaki, I., Kalyuzhnyi, S. V., Pavlostathis, S. G., Rozzi, A., Sanders, W. T., Siegrist, H., & Vavilin, V. A. (2002). The IWA Anaerobic Digestion Model No 1 (ADM1). *Water Science and Technology*, 45(10), 65–73. <https://doi.org/10.2166/WST.2002.0292>
- Bester. (n.d.). *Fases del desarrollo de proyectos de energías renovables*. Retrieved December 6, 2025, from <https://bester.energy/fases-del-desarrollo-proyectos-energias-renovables/>
- Bhatia, A. (n.d.). *Design and Sizing of Solar Photovoltaic Systems Credit: 8 PDH*. Retrieved December 6, 2025, from www.cedengineering.com

- Booth, S., Reilly, J., Butt, R., Wasco, M., & Monohan, R. (2019). *Microgrids for Energy Resilience: A Guide to Conceptual Design and Lessons from Defense Projects*. <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72586.pdf>.
- Bortolotti, P., Canet Tarres, H., Dykes, K., Merz, K., Sethuraman, L., Verelst, D., & Zahle, F. (2019). *IEA Wind TCP Task 37 Systems Engineering in Wind Energy-WP2.1*. <https://docs.nrel.gov/docs/fy19osti/73492.pdf>
- Carvajal-Rivadeneira, D. D., Cobos-Lucio, D. A., Cañarte-Baque, G. A., Zamora-Bailón, A. R., & Regalado-Jalca, J. J. (2025). *Análisis de la infraestructura vial y su impacto en la movilidad y desarrollo económico en la comunidad de Sancán, cantón Jipijapa*. 8(15). <https://doi.org/10.46296/ig.v8i15.0271>
- CTCN. (2019). *Towards a sustainable biodigester sector in Ecuador: Inputs for a biodigester component of the PNBE*. https://www.ctc-n.org/system/files/dossier/3b/EN_R4.1-20191210_Programa%20nacional%20de%20biodigestores%20en%20Ecuador-CTCN.pdf
- DiPippo, R. (2015). *Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact* (Fourth Edition). https://www.researchgate.net/publication/303430711_Geothermal_Power_Plants_Principles_Applications_Case_Studies_and_Environmental_Impact_Fourth_Edition
- Duffie, & Beckman. (2020). *Fundamentos del Recurso Solar*. http://les.edu.uy/FRS/extras/Gueymard_RA_Difusa_SE2015.pdf
- ESHA. (2004). *Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant*. <https://energycommunityplatform.eu/wp-content/uploads/2022/06/Merged-Guide-Develop-a-Small-Hydropower-Plant.pdf>
- Eurek, K., Sullivan, P., Gleason, M., Hettinger, D., Heimiller, D., & Lopez, A. (2017). *An Improved Global Wind Resource Estimate for Integrated Assessment Models: Preprint*. <https://docs.nrel.gov/docs/fy17osti/65323.pdf>
- FAO. (2014). *Bioenergy and food security (BEFS) rapid appraisal user manual - Woodfuel plantation budget*. <https://www.fao.org/sustainable-forest-management/toolbox/tools/tools-details/es/c/410268/>
- Fraunhofer ISE. (2025). *Photovoltaics Report*. <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html>

- Frey, G. W., & Linke, D. M. (2002). Hydropower as a renewable and sustainable energy resource meeting global energy challenges in a reasonable way. *Energy Policy*, 30(14), 1261–1265. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(02\)00086-1](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(02)00086-1)
- GIZ. (2016). *What size shall it be? A guide to mini-grid sizing and demand forecasting*. https://energypedia.info/images/0/0f/Mini-Grid_Sizing_Guidebook.pdf
- Global Wind Atlas. (n.d.). *Global Wind Atlas*. Retrieved December 7, 2025, from <https://globalwindatlas.info/en/about/introduction>
- Gomez, P., Elliot, S., & Courtney, M. (2021). *Scanning LiDAR Best Practice for Power Curve Testing*.
- González, A., Riba, J.-R., Rius, A., González, A., Riba, J.-R., & Rius, A. (2015). Optimal Sizing of a Hybrid Grid-Connected Photovoltaic–Wind–Biomass Power System. *Sustainability* 2015, Vol. 7, Pages 12787-12806, 7(9), 12787–12806. <https://doi.org/10.3390/SU70912787>
- Gopstein, A., Nguyen, C., O’Fallon, C., Hastings, N., & Wollman, D. (2021a). *NIST Special Publication 1108r4 NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 4.0*. <https://doi.org/10.6028/NIST.SP.1108r4>
- Gopstein, A., Nguyen, C., O’Fallon, C., Hastings, N., & Wollman, D. A. (2021b). *NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 4.0*. <https://doi.org/10.6028/NIST.SP.1108R4>
- Green, M. A., Dunlop, E. D., Yoshita, M., Kopidakis, N., Bothe, K., Siefer, G., Hao, X., & Jiang, J. Y. (2025). Solar Cell Efficiency Tables (Version 66). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 33(7), 795–810. <https://doi.org/10.1002/PIP.3919>
- Guerra, N., Guevara, M., Palacios, C., & Crupi, F. (2018). Operation and physics of photovoltaic solar cells: an overview. *I+D Tecnológico*, 14(2), 84–95. <https://doi.org/10.33412/IDT.V14.2.2077>
- Halawa, E. (2024). Sustainable Energy: Concept and Definition in the Context of the Energy Transition—A Critical Review. *Sustainability* 2024, Vol. 16, Page 1523, 16(4), 1523. <https://doi.org/10.3390/SU16041523>
- Harvey, A. (1993). Micro-Hydro Design Manual. *Micro-Hydro Design Manual*, 1–402. <https://doi.org/10.3362/9781780445472>
- Hirst, L. C. (2012). 1.14 - Principles of Solar Energy Conversion. *Comprehensive Renewable Energy*, 293–313. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-087872-0.00115-3>

- Horta, P. (2016). *Solar IEA SHC Task 49 SolarPACES Annex IV Solar Process Heat for Production and Advanced Applications Process Heat Collectors: State of the Art and available medium temperature collectors*. https://task49.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/Task%2049%20Deliverable%20A1.3_20160504.pdf
- IDB. (2024, March 6). *Energy Transition in Latin America and the Caribbean*. <https://www.iadb.org/en/news/energy-transition-latin-america-and-caribbean>
- IEA. (2024, December 19). *Bioenergy*. <https://www.iea.org/energy-system/renewables/bioenergy>
- IEA. (2025a). *Renewables - Energy System*. <https://www.iea.org/energy-system/renewables>
- IEA. (2025b). *Solar PV*. <https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv>
- IEA-ETSAP. (2015). *Hydropower Tecnology Brief*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA-ETSAP_Tech_Brief_E06_Hydropower.pdf
- IEC. (2022). *IEC 61400-12 INTERNATIONAL STANDARD NORME INTERNATIONALE* (1.0). <https://cdn.standards.iteh.ai/samples/105551/866910107d31498591093a5ae088ba31/IEC-61400-12-2022.pdf>
- IEEE Std 1547. (2018). *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*. https://web.nit.ac.ir/~shahabi.m/M.Sc%20and%20PhD%20materials/DGs%20and%20MicroGrids%20Course/Standards/IEEE%20Std%201547/IEEE%20Std%201547%E2%84%A2-2018.pdf?utm_source=chatgpt.com
- IPCC. (2019). *2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. <https://www.ipcc.ch/report/2019-refinement-to-the-2006-ipcc-guidelines-for-national-greenhouse-gas-inventories/>
- IPCC. (2023). *Energy Systems. Climate Change 2022 - Mitigation of Climate Change*, 613–746. <https://doi.org/10.1017/9781009157926.008>
- IRENA. (2016). *Innovation Outlook Renewable Mini-Grids*. www.irena.org
- IRENA. (2022). *Renewable Technology Innovation Indicators: Mapping progress in costs, patents and standards*. International Renewable Energy Agency. www.irena.org/publications

- IRENA. (2024). *Energy taxonomy: Classifications for the energy transition*. International Renewable Energy Agency, . https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Mar/IRENA_Energy_taxonomy_2024.pdf
- Jurasz, J., Canales, F. A., Kies, A., Guezgouz, M., & Beluco, A. (2020). A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions. *Solar Energy*, 195, 703–724. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.11.087>
- Kaps, C., Marinesi, S., & Netessine, S. (2021). *Electricity Storage and Renewables*.
- Kassab, F. A., Rodriguez, R., Celik, B., Locment, F., Sechilariu, M., Kassab, F. A., Rodriguez, R., Celik, B., Locment, F., & Sechilariu, M. (2024). A Comprehensive Review of Sizing and Energy Management Strategies for Optimal Planning of Microgrids with PV and Other Renewable Integration. *Applied Sciences* 2024, Vol. 14, 14(22). <https://doi.org/10.3390/AP142210479>
- Khamisani Advisors, A. A., Ping Liu, P., Cloward, J., & Bai, R. (2023). *Design Methodology of Off-Grid PV Solar Powered System (A Case Study of Solar Powered Bus Shelter)*. <https://kh.aquaenergyexpo.com/wp-content/uploads/2023/08/Design-Methodology-of-Off-Grid-PV-Solar-Powered-System.pdf>
- Klass, D. L. (1998). Biomass for Renewable Energy, Fuels, and Chemicals. In *Biomass for Renewable Energy, Fuels, and Chemicals*. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-410950-6.X5000-4>
- Klein, S. A., Beckman, W. A., & Duffie, J. A. (1976). A design procedure for solar heating systems. *Solar Energy*, 18(2), 113–127. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(76\)90044-X](https://doi.org/10.1016/0038-092X(76)90044-X)
- Martín-Sanz-Garrido, C., Revuelta-Aramburu, M., Santos-Montes, A. M., Morales-Polo, C., Martín-Sanz-Garrido, C., Revuelta-Aramburu, M., Santos-Montes, A. M., & Morales-Polo, C. (2025). A Review on Anaerobic Digestate as a Biofertilizer: Characteristics, Production, and Environmental Impacts from a Life Cycle Assessment Perspective. *Applied Sciences* 2025, Vol. 15, 15(15). <https://doi.org/10.3390/AP15158635>
- Masters, G. M. (2005). Renewable and Efficient Electric Power Systems. *Renewable and Efficient Electric Power Systems*, 1–654. <https://doi.org/10.1002/0471668826>

- McKendry, P. (2002). Energy production from biomass (Part 1): Overview of biomass. *Bioresource Technology*, 83(1), 37–46. [https://doi.org/10.1016/S0960-8524\(01\)00118-3](https://doi.org/10.1016/S0960-8524(01)00118-3)
- Measnet. (2022). *Evaluation of site-specific wind conditions* (MEASNET, Ed.; Vol. 3). https://www.measnet.com/wp-content/uploads/2022/09/Measnet_Evaluation-of-Site-Especific-Wind-Conditions_v3-1.pdf
- World Bank. (2000). *Mini-Grid Desig Manual*. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/730361468739284428/pdf/multi-page.pdf>
- Muniz, R. N., da Costa Júnior, C. T., Buratto, W. G., Nied, A., & González, G. V. (2023). The Sustainability Concept: A Review Focusing on Energy. *Sustainability* 2023, Vol. 15, Page 14049, 15(19), 14049. <https://doi.org/10.3390/SU151914049>
- Nouban, F., & Abazid, M. (2017). Small Wind Guidebook. *Iopscience.Iop.Org*, 8(February 2018), 68–74. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/161/1/012008/PDF>
- NREL. (2025, November 5). *Best Research-Cell Efficiency Chart*. <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency>
- Oña Bravo, O. F., & Guilcaso Molina, C. O. (2023). Estrategias para el cumplimiento de las metas de los ODS7 de la agenda 2030 en Ecuador. *Polo Del Conocimiento*, 8(12), 1107–1121. <https://doi.org/10.23857/pc.v8i12.6333>
- Ouyang, X., & Lin, B. (2014). Levelized cost of electricity (LCOE) of renewable energies and required subsidies in China. *Energy Policy*, 70, 64–73. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2014.03.030>
- Paish, O. (2002). Small hydro power: technology and current status. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 6(6), 537–556. [https://doi.org/10.1016/S1364-0321\(02\)00006-0](https://doi.org/10.1016/S1364-0321(02)00006-0)
- Panhuber, C. (2001). *PV System Installation and Grid-Interconnection Guidelines in Selected IEA countries*. <http://www.iea.org>
- Pastuszak, J., & Węgierek, P. (2022). Photovoltaic Cell Generations and Current Research Directions for Their Development. *Materials*, 15(16), 5542. <https://doi.org/10.3390/MA15165542>
- Penche, C. (1998). *Layman's Handbook on How to Develop a Small Hydro Site* (Second Edition). European Commision. <http://europa.eu.int/en/comm/dg17/dg17home.htm>

- Pérez Grajales, S. G., Hernández Ortíz, T., Martínez-Oropeza, R., Torres, T., Adrián, L. P. L., Delgado-Gonzaga, J., Huicochea, A., & Juárez-Romero, D. (2024). Prediction of Heat Transfer in a Hybrid Solar–Thermal–Photovoltaic Heat Exchanger Using Computational Fluid Dynamics. *Processes* 2024, Vol. 12, Page 2296, 12(10), 2296. <https://doi.org/10.3390/PR12102296>
- Peters, J., Sievert, M., & Toman, M. A. (2019). Rural electrification through mini-grids: Challenges ahead. *Energy Policy*, 132, 27–31. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2019.05.016>
- Preus, R., & Olsen, T. (2015). *Small Wind Site Assessment Guidelines*. <https://doi.org/10.2172/1225476>
- Price, E. C., & Cheremisinoff, P. N. (1984). Biogas Production and Utilization. *Solar Energy*, 33(5), 472–473. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(84\)90209-3](https://doi.org/10.1016/0038-092X(84)90209-3)
- R. Singh, A., Kumar, R. S., Bajaj, M., Khadse, C. B., & Zaitsev, I. (2024). Machine learning-based energy management and power forecasting in grid-connected microgrids with multiple distributed energy sources. *Scientific Reports* 2024 14:1, 14(1), 19207-. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-70336-3>
- Ramos Farroñán, E. V., Lizarzaburu Aguinaga, D. A., Cruz Salinas, L. E., Farfán Chilicaus, G. C., Otiniano León, M. Y., Mogollón García, F. S., & Pérez Nájera, C. (2025). Organizational Strategies for Energy Sustainability: Systematic Review of the Literature Spanning 2020–2024. *Sustainability (Switzerland)*, 17(12), 5252. <https://doi.org/10.3390/SU17125252/S1>
- Ritchie, H., & Rosado, P. (2020, July 10). *Energy Mix*. Our World in Data. <https://ourworldindata.org/energy-mix>
- Román, J., & Villacrés, K. (2011). Metodología para la Evaluación del Recurso Eólico. *Revista Técnica “Energía,”* 7(1), 91–99. <https://doi.org/10.37116/REVISTAENERGIA.V7.N1.2011.212>
- Rosen, M. A. (2021). Energy Sustainability with a Focus on Environmental Perspectives. *Earth Systems and Environment*, 5(2), 217. <https://doi.org/10.1007/S41748-021-00217-6>
- SAM NREL. (n.d.). *System Advisor Model - SAM*. Retrieved December 7, 2025, from <https://sam.nrel.gov/>
- Scarlat, N., Dallemand, J.-F., Taylor, N., & Banja, M. (2019). Brief on biomass for energy in the European Union. *EC Publication*, 1–8. <https://doi.org/10.2760/546943>

- Sebestyén, V. (2021). Renewable and Sustainable Energy Reviews: Environmental impact networks of renewable energy power plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 151, 111626. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2021.111626>
- Simpkins, T., Cutler, D., Anderson, K., Olis, D., Elgqvist, E., Callahan, M., & Walker, A. (2014). REopt: A Platform for Energy System Integration and Optimization: Preprint. *Presented at the 8th International Conference on Energy and Sustainability (ES2014)*. <https://docs.nrel.gov/docs/fy14osti/61783.pdf>
- Smil, V. (2018). *Energy and Civilization*. The MIT Press. https://www.nateliason.com/notes/energy-and-civilization-by-vaclav-smil?utm_source=chatgpt.com
- Sturm, T. W., York, N., San, C., Athens, F., & Madrid, L. (2021). *Open Channel Hydraulics* (T. W. Sturm, Ed.; Third Edition). Mc Graw Hill. www.mhprofessional.com.
- Tinnesand, H., & Sethuraman, L. (2019). *Distributed Wind Resource Assessment Framework: Functional Requirements and Metrics for Performance and Reliability Modeling*. <https://docs.nrel.gov/docs/fy19osti/72523.pdf>
- UN ESCWA. (2016). *Guidebook for Project Developers for Preparing Renewable Energy Investments Business Plans*. https://www.unescwa.org/sites/www.unescwa.org/files/page_attachments/guidebook_ee-investments_businessplans.pdf
- UNDP. (2025). *Energy governance*. United Nations Development Programme. <https://www.undp.org/governance/energy-governance>
- UNDP-GEF. (2018). *Community-based adaptation - Experiences from GEF Small Projects*. <https://www.undp.org/vietnam/publications/community-based-adaptation-experiences-gef-small-projects>
- UNIDO. (2017). *Renewable Energy-Based Mini-Grids: The Unido Experience*.
- Unido. (2020). *Fast tracking rural electrification through accelerated and precise mini-grid policy formulation*.
- U.S. Department of Energy. (2001). *A New Mexico Consumer's Guide Small Wind Electric Systems Small Wind Electric Systems*. <https://docs.nrel.gov/docs/fy04osti/36710.pdf>
- U.S. ENERGY. (2015). *The Five-Step Process Framework for Project Development*. <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/08/f25/5-Step%20Project%20Development%20Overview.pdf>

- Valentin Software. (n.d.). *PV*SOL - Photovoltaic design and simulation*. Retrieved December 6, 2025, from https://valentin-software.com/en/products/pvsol/?utm_source=chatgpt.com
- Verbruggen, A., Moomaw, W., & Nyboer, J. (2011). *Annex I: Glossary, Acronyms, Chemical Symbols and Prefixes*. https://archive.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_Annex_Glossary.pdf
- World Bank Group. (2015). *Guidelines for economic analysis of power sector projects (Vol. 1 of 2): version 1: renewable energy projects*. <http://documents.worldbank.org/curated/en/277051467993159767>
- World Bank Group. (2020, October 11). *Measuring Energy Access in Multidimensional Way through Household Surveys Multi-tier Energy Access Tracking Framework Global Surveys*. <https://www.worldbank.org/en/results/2020/11/10/measuring-energy-access-in-multidimensional-way-through-household-surveys-multi-tier-energy-access-tracking-framework-global-surveys>
- Zelaschi, A., Pliotti, L., Betti, G., Tonno, G., Sgrò, D., & Martelli, E. (2025). An effective MILP model for the optimal design of microgrids with high-reliability requirements. *Applied Energy*, 383, 125359. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2025.125359>