

Document ID: **CAS-SIMJ-Vol.2.N.6.001.2025**

Artículo de Investigación

Optimización de la ubicación de generación distribuida con Smart Grids en una urbanización mediante simulación en Power Factory

Optimization of distributed generation placement with Smart Grids in a residential complex using Power Factory simulation

Autores:

Danner Anderson Figueroa Guerra¹, Benigno Macklen Martínez Uyaguari², Juan Carlos Pisco Vanegas³, Marlon Daniel Núñez Verdezoto⁴,

¹Universidad Técnica Estatal de Quevedo, Quevedo, Ecuador, dfigueroag@uteq.edu.ec,
<https://orcid.org/0000-0003-1040-5485>

²Universidad Técnica Estatal de Quevedo, Quevedo, Ecuador, bmartinezu@uteq.edu.ec,
<https://orcid.org/0009-0004-5527-4145>

³Universidad Técnica Estatal de Quevedo, Quevedo, Ecuador, jpisco@uteq.edu.ec,
<https://orcid.org/0000-0002-9624-7993>

⁴Ministerio de Ambiente y Energía, Pichincha, Ecuador, marlon.nunez@ambienteyenergia.gob.ec
<https://orcid.org/0000-0001-6829-4234>

Autor de Correspondencia: Danner Anderson Figueroa Guerra, dfigueroag@uteq.edu.ec

Reception:11-August-2025 **Acceptance:**02-September-2025 **Published:**01-November-2025

Como citar este artículo:

Figueroa Guerra, D. A., Martínez Uyaguari, B. M., Pisco Vanegas, J. C., & Núñez Verdezoto, M. D. (2025). Optimización de la ubicación de generación distribuida con Smart Grids en una urbanización mediante simulación en Power Factory. SAPIENS International Multidisciplinary Journal, 2(6), 1-23. <https://doi.org/10.71068/zkgb0k34>

Resumen

Este estudio aborda los desafíos energéticos en el contexto ecuatoriano mediante la integración de generación distribuida (GD) y redes inteligentes (Smart Grids) en una urbanización. El objetivo principal es optimizar la ubicación de fuentes renovables —solar y biomasa— para mejorar la eficiencia, confiabilidad y sostenibilidad del sistema eléctrico local. Utilizando el software DIgSILENT Power Factory como plataforma de simulación, se analizaron los patrones de demanda, se diagnosticaron las deficiencias del sistema actual y se evaluaron distintas configuraciones de GD. Los resultados demuestran que la ubicación estratégica de los recursos renovables, apoyada por algoritmos predictivos, permite reducir pérdidas de energía, mejorar la calidad del suministro y incrementar la autonomía energética de la urbanización. Esta propuesta no solo ofrece una solución técnica y económicamente viable, sino que sienta las bases para un modelo escalable de gestión energética urbana, alineado con los objetivos de transición energética y sostenibilidad.

Palabras clave: Generación distribuida, Smart Grid, optimización, Power Factory, energías renovables, urbanización sostenible.

Abstract

This study addresses energy challenges in the Ecuadorian context by integrating Distributed Generation (DG) and Smart Grids into a residential complex. The primary objective is to optimize the placement of renewable sources—solar and biomass—to enhance the efficiency, reliability, and sustainability of the local electrical system. Using DIgSILENT Power Factory software as a simulation platform, load patterns were analyzed, deficiencies of the existing system were diagnosed, and various DG configurations were evaluated. The results demonstrate that the strategic placement of renewable resources, supported by predictive algorithms, reduces energy losses, improves power supply quality, and increases the complex's energy autonomy. This proposal not only offers a technically and economically viable solution but also lays the foundation for a scalable model of urban energy management, aligned with the goals of energy transition and sustainability.

Keywords: Distributed Generation, Smart Grid, optimization, Power Factory, renewable energy, sustainable urbanization.

1. INTRODUCCIÓN

Este estudio aborda la crisis energética en Ecuador optimizando la ubicación de generación distribuida (GD) con Smart Grids en la urbanización, donde los recientes apagones (3-4 horas diarias) evidencian vulnerabilidades críticas en la infraestructura. (Layedra Valdivieso & Mendoza, 2024) (Meza-Zamata et al., 2023) (Acosta & R., 2011). La investigación propone integrar sistemas fotovoltaicos y de bioenergía con redes inteligentes para mejorar la eficiencia, reducir pérdidas de transmisión y garantizar suministro de respaldo durante déficits. (López, 2009) (Pérez, 2017) (Correa Giraldo & G., 2019).

Metodológicamente, combina simulaciones en Power Factory, optimización metaheurística (algoritmos genéticos, PSO) y análisis en tiempo real para: (1) modelar patrones de demanda energética, (2) diseñar ubicaciones óptimas de GD considerando la intermitencia renovable, y (3) evaluar estabilidad de tensión y relación costo-beneficio. Hallazgos de casos en México/EEUU., sustentan estrategias para mitigar desafíos de la GD mientras se maximiza la sostenibilidad. (M. & Alexander, 2019) (León Trigo et al., 2019).

Innovaciones clave incluyen comunicación bidireccional de las Smart Grids para gestión de demanda-respuesta y sinergia de energías renovables híbridas (C. & Hugo, 2019) (Aguila-Téllez et al., 2022) (Ríos et al., 2023). El enfoque sistémico responde a tres preguntas centrales: tendencias históricas de demanda, diseño costo-óptimo de GD, e impacto socioeconómico de fotovoltaica/bioenergía (Valdivia, 2010). Al alinear viabilidad técnica (simulaciones muestran ganancias del 90% en eficiencia) con necesidades comunitarias, este trabajo busca convertir a Valencia Agrícola en un modelo de sistemas energéticos descentralizados y resilientes para regiones en desarrollo (Sánchez de la Cruz et al., 2018) (Salerno et al., 2020).

Actualmente, la investigación en generación distribuida (GD) y redes inteligentes ha avanzado bastante, especialmente en la optimización mediante técnicas como PSO y algoritmos genéticos, logrando eficiencias del 85 al 90% en la reducción de pérdidas (G. & García, 2020) (B. et al., 2020).

También se han desarrollado sistemas híbridos que combinan energía solar y biomasa, con eficiencias de conversión que van del 20 al 35%. Además, se están implementando

sistemas de control inteligente que utilizan inversores bidireccionales y reguladores PID para mantener la estabilidad de la red eléctrica. (Martínez Calahorra et al., 2020) (Salerno et al., 2020) (Ortega & E., 2020) (Liu & A., 2020).

Sin embargo, persisten importantes desafíos sin resolver. La intermitencia de las fuentes renovables sigue siendo un obstáculo crítico, particularmente en condiciones de baja irradiancia ($<65 \text{ W/m}^2$) y variabilidad estacional en la disponibilidad de biomasa ($\pm 40\%$) (Kolpakhchyan et al., 2020) (B. & Zuluaga, 2014).

Además, las soluciones existentes no están adecuadamente adaptadas para redes rurales con infraestructura obsoleta, donde transformadores con más del 50% de cargabilidad limitan la escalabilidad (Layedra Valdivieso & Mendoza, 2024) (segunda publicación de los mismos autores) (Rodríguez, 2018).

Los altos costos de capital ($\text{CAPEX} > \$1,000/\text{kW}$) y la falta de marcos regulatorios para sistemas bidireccionales en redes descentralizadas también representan barreras significativas (Sánchez et al., 2018) (Pérez, 2017).

Entre los problemas no resueltos destacan la falta de modelos óptimos para la sinergia solar-biomasa en climas tropicales (Kang, 2020) (IEEE, 2020) soluciones de almacenamiento asequibles para excedentes de GD, y protocolos estandarizados de comunicación (de la Fuente & Martinez, 2020) (Rathod, 2020) para microrredes inteligentes. Se requiere con urgencia el desarrollo de modelos híbridos que integren simulaciones termodinámicas (como Power Factory) (L. & Chauvene, 2020) (Palensky, 2020) (C. G. E. & Samper, 2022) con inteligencia artificial para una gestión dinámica y eficiente de los recursos energéticos en entornos rurales y urbanos. (Montedonico et al., 2018) (Z. et al., 2023)

Este estudio optimiza la integración de generación distribuida (GD) con Smart Grids en la urbanización (Ecuador), combinando energía solar y bioenergía para mitigar apagones recurrentes (Uwaoma et al., 2021) (Ono et al., 2021).

Mediante simulaciones en Power Factory y MATLAB se determinó que el dimensionamiento solar: 653 paneles (22 en serie $\times$ 2 strings), con voltaje óptimo (1096V) y corriente máxima (21.79A), generando 293.5 kW; por parte la bioenergía como la cáscara de banano (29.03 lbs/funda) produce 230.44 MJ por combustión (25% eficiencia), aportando 1056 kWh/semana, mientras que el control inteligente tendría inversores Tauro

ECO D y PID regulan voltaje/frecuencia, mientras algoritmos pronostican demanda basados en irradiancia (65.98–271.58 W/m²) y temperatura (21.7–33.16°C).

En general los beneficios de reducción del 50% en cargabilidad de transformadores; la inversión inicial: 131,200(fotovoltaico)+131,200(fotovoltaico)+950,000 (bioenergía) y la eficiencia operativa del 90% con hibridación solar-biomasa. La solución técnica propuesta —validada con metaheurísticas (PSO) y modelos termodinámicos— asegura estabilidad de red, minimiza pérdidas (<5%) y maximiza sostenibilidad, posicionándose como modelo replicable para zonas rurales en crisis energética.

2. METODOLOGÍA

Este estudio analiza la demanda energética de la Urbanización mediante simulaciones en Power Factory para integrar energía solar (irradiancia, temperatura, panel/inversor) y biomasa, evaluando eficiencia, costos y ubicación óptima. Se usarán datos de PVGIS, CNEL y herramientas como Excel.

2.1. Capacidad instalada

El sistema eléctrico de la urbanización dispone de una capacidad total instalada de 387.50 KVA, distribuida en 9 transformadores. Esta capacidad se encuentra segmentada según el tipo de transformador lo que permite una distribución optimizada de la energía eléctrica en la zona.

Tabla 1.

Cantidad de transformadores

Tipo de transformador	Cantidad	Capacidad en KVA	Voltaje en V del secundario	Total
Monofásico	5	37.5	240	187,5
Trifásico	4	50	220	200
			Total	387,5

Fuente: CNEL Guayas-Los Ríos

2.2. Distribución de cargas de las viviendas

La Tabla 2 detalla la distribución eléctrica de la urbanización, mostrando el número de viviendas y su conexión a los transformadores. Especifica la capacidad (kVA) de cada transformador y las cargas asignadas, permitiendo evaluar el balance energético.

Tabla 2.

Cantidad y potencia de las viviendas

Circuito	Tipo de Transformador	Capacidad del transformador	Cantidad de viviendas	Capacidad en kW de las viviendas
CT1	Monofásico	37,5	15	30,24
CT2	Monofásico	37,5	15	30,24
CT3	Trifásico	50	18	36,288
CT4	Trifásico	50	18	36,288
CT5	Trifásico	50	18	36,288
CT6	Trifásico	50	18	36,288
CT7	Monofásico	37,5	8	16,128
CT8	Monofásico	37,5	14	28,224
CT9	Monofásico	37,5	16	32,256
		Total	140	282,4

Fuente: CNEL Guayas-Los Ríos

2.3. Distribución de las luminarias

El estudio examina las 73 luminarias instaladas en el sector, cuya distribución y potencia nominal de operación se detallan en la Tabla 3.

Tabla 3.

Distribución y potencia de luminarias

Circuito	Tipo de Transformador	Capacidad del transformador	Cantidad de luminarias	Potencia de la luminaria en kW
----------	-----------------------	-----------------------------	------------------------	--------------------------------

CT1	Monofásico	37,5	10	1,5
CT2	Monofásico	37,5	1	0,15
CT3	Trifásico	50	11	1,65
CT4	Trifásico	50	5	0,6
CT5	Trifásico	50	6	0,9
CT6	Trifásico	50	6	0,9
CT7	Monofásico	37,5	20	3,7
CT8	Monofásico	37,5	8	0,9
CT9	Monofásico	37,5	6	0,9
Total			73	11,2

Fuente: CNEL Guayas-Los Ríos

2.4. Características de las líneas

La Tabla 4 presenta las longitudes de línea y los tipos de conductores requeridos para el modelado del sistema en Power Factory.

Tabla 4.

Longitudes de las líneas

Nombre	Longitud en Km	Tipo de conductor
Línea 1-a	0,05473	ACSR 1/0
Línea a-3	0,04714	ACSR 1/0
Línea 3-2	0,02475	ACSR 1/0
Línea a-4	0,02133	ACSR 1/0
Línea 2-7	0,06302	ACSR 1/0
Línea 4-5	0,04502	ACSR 1/0
Línea 5-6	0,06175	ACSR 1/0
Línea 6-8	0,01843	ACSR 1/0
Línea 8-9	0,02174	ACSR 1/0

Fuente: CNEL Guayas-Los Ríos

2.5. Conexión de las fases de las líneas

En la Tabla 5 se observa la conexión por fase de los transformadores monofásicos de 37.5 kVA en la red eléctrica, que permite analizar la distribución de carga en la urbanización.

Tabla 5.

Conexión de la fase al transformador monofásico

Circuito	Tipo de Transformador	Fase de conexión a la línea
CT1	Monofásico	B
CT2	Monofásico	C
CT7	Monofásico	C
CT8	Monofásico	A
CT9	Monofásico	A

Fuente: CNEL Guayas-Los Ríos

2.6. Características del lugar

En la Tabla 6 se muestran características del lugar que nos permitirán realizar los cálculos para la determinación de la cantidad de paneles necesarios para el abastecimiento de la carga conectada.

Tabla 6.

Valores característicos de la urbanización Valencia Agrícola

Datos del lugar		
Coordenadas	-0.9426603596970345,- 79.3544840756613	Dato de latitud y altitud
Irradiación máxima solar	123,26 kWh/m2	Dato de Enero del 2013
Irradiación mínima solar	65,07 kWh/m2	Dato de Agosto del 2020
Temperatura máxima	24,67oC	Dato a las 15:00pm en Enero

Temperatura mínima	19,64oC	Dato a las 7:00am en Agosto
Irradiancia máxima	271,58 W/m ²	Dato a las 15:00pm en Enero
Irradiancia mínima	65,98W/m ²	Dato a las 7:00am en Agosto

Fuente: CNEL Guayas-Los Ríos

2.7.Detalles del panel

La Tabla 7 presenta las especificaciones técnicas clave de los paneles solares, información fundamental para posteriormente calcular el dimensionamiento del sistema fotovoltaico requerido en la urbanización.

Tabla 7.

Características del panel

Datos del panel	
Tipo	Monocristalino Half Cell
Voltaje Circuito Abierto Voc	49,3V
Voltaje Potencia Máximo Vmpp	41,5V
Operación nominal de temperatura (NOCT)	45oC $\pm$ 2 oC
Coeficiente de temperatura Voc (β)	-0,32%/ oC
Coeficiente de temperatura Isc (γ)	0,05%/ oC
Coeficiente de temperatura Pmax (δ)	-0,39%/ oC
Corriente circuito cerrado Isc	11A
Corriente potencia máxima Impp	10,85 ^a
Eficiencia panel	20,37%
Dimensiones	2094x1038x35mm
Voltaje	24V
Potencia	450Wp

Fuente: Proviento

2.8. Detalles del inversor

La Tabla 8 describe las características técnicas del inversor, componente esencial para transformar la corriente continua generada por los paneles en corriente alterna utilizable.

Tabla 8.

Características del inversor

Datos del inversor	
Tipo	Solis S5-GC50K
Potencia Nominal de salida	50Kw
Voltaje máximo de entrada	1100V
Voltaje nominal	600V
Voltaje de arranque	195V
Rango de voltaje MPPT	180V-1000V
Número de MPPT	5/10
Corriente máxima de entrada	32 A
Corriente máxima de cortocircuito	40 A

Fuente: Solis

3. RESULTADO

En este estudio se utilizó un enfoque metodológico para analizar cómo optimizar la generación distribuida (GD) integrada con Smart Grids en un entorno urbano. Primero, realiza una investigación bibliográfica donde recopilo y analiza fuentes académicas y técnicas que me permiten construir una base teórica y práctica sólida. Además, aplico una investigación explicativa que me ayuda a entender las relaciones causa-efecto entre la demanda energética, el diseño tecnológico y la integración de energías renovables, todo esto a través de simulaciones, lo que me da una visión detallada de los factores clave en la optimización.

Se aplican tres métodos principales:

El deductivo, que parte de principios generales sobre GD y Smart Grids, y me permite llegar a conclusiones específicas usando lógica y análisis de datos. Esto me ayuda a diseñar un sistema más eficiente. El analítico, con el que descompongo los objetivos del

estudio (como la demanda, ubicación y tecnologías) para analizar cada componente por separado y así encontrar soluciones óptimas para la urbanización. El descriptivo, que utilizo para caracterizar el comportamiento energético mediante la recolección y análisis de datos en Power Factory, lo cual me permite evaluar con precisión tanto el diseño de la GD como la integración de las energías renovables.

Las fuentes que utiliza incluyen literatura especializada (libros, artículos científicos, normas técnicas), además de tesis previas y proyectos relacionados con GD y Smart Grids. Esta combinación de métodos me permite asegurar un análisis riguroso y resultados válidos, lo cual es clave para tomar decisiones informadas al momento de implementar el sistema.

3.1. Regulación ARCONEL 004/15 y Regulación 003/18

El Reglamento ARCONEL 004/15 establece los requisitos técnicos que deben cumplirse para conectar sistemas de generación distribuida a las redes eléctricas (ARCONEL, 2015). Por otro lado, la Regulación 003/18 complementa estos lineamientos, enfocándose en especificaciones más detalladas para sistemas fotovoltaicos (ARCONEL, 2018). Ambas normativas tienen como objetivo garantizar que los sistemas de generación renovable conectados a la red cumplan con estándares de seguridad, calidad e interoperabilidad. En conjunto, forman el marco regulatorio fundamental para poder implementar proyectos de autogeneración en Ecuador.

3.2. Dimensionamiento de paneles

La temperatura nominal de operación del panel y la irradiancia mínima local, se calculó una temperatura mínima de 21.701875°C que afectará a los paneles. Este valor resulta fundamental para el dimensionamiento correcto del sistema fotovoltaico.

$$T_{\min_panel} = T_{\text{amb}(\text{mínima})} + (\text{NOCT} - 20^{\circ}\text{C}) * \frac{G_{\min}}{800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \quad (1)$$

$$T_{\min_panel} = 19,64^{\circ}\text{C} + (45^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C}) * \frac{65,98 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} = 21,701875^{\circ}\text{C}$$

Donde:

$T_{\min_panel}$: Es la temperatura mínima del panel

$T_{amb(minima)}$: Es la temperatura mínima del ambiente

NOCT: Temperatura de Operación Nominal

G_{min} : Irradiancia mínima en $\frac{W}{m^2}$

Se procede a calcular la diferencia de temperatura con respecto a los 25°C para poder encontrar el voltaje a circuito abierto [68].

$$\Delta T_{\min} = T_{\min_panel} - 25^{\circ}C \quad (2)$$

$$\Delta T_{\min} = 21,701875^{\circ}C - 25^{\circ}C = -3,298125^{\circ}C$$

Donde:

$\Delta T_{\min}$: Diferencia de temperatura mínima

$T_{\min_panel}$: Temperatura mínima del panel

El voltaje máximo en circuito abierto se determina utilizando tres parámetros clave: el voltaje nominal en circuito abierto del panel, su coeficiente de temperatura y la variación térmica previamente calculada.

$$V_{oc\ max(tmin\ amb)} = V_{oc}(STC) + \beta * V_{oc}(STC) * \Delta T_{\min} \quad (3)$$

$$V_{oc\ max(tmin\ amb)} = 49,3V + \left(-\frac{0,32\ \%}{100\ ^{\circ}C}\right) * 49,3V * (-3,298125^{\circ}C) = 49,8203122V$$

Donde:

$V_{oc\ max(tmin\ amb)}$: Voltaje máximo cuando la temperatura es mínima

$V_{oc}(STC)$: Voltaje de circuito abierto

β : Coeficiente de temperatura V_{oc}

$\Delta T_{\min}$: Diferencia de temperatura mínima

El cálculo arroja un voltaje de potencia máxima de 41.937V bajo condiciones de temperatura ambiente mínima, determinado mediante el voltaje pico del panel, su coeficiente térmico y la diferencia de temperatura previamente obtenida.

$$V_{max\ MPPT}(Tmin\ amb) = V_{MPP}(STC) + \beta * V_{MPP}(STC) * \Delta T_{\min} \quad (6)$$

$$V_{max\ MPPT}(Tmin\ amb) = 41,5V + \left(-\frac{0,32\ \%}{100\ ^{\circ}C}\right) * 41,5V * (-3,298125^{\circ}C) = 41,937V$$

Donde:

$V_{max\ MPPT}(Tmin\ amb)$: Voltaje máximo cuando la temperatura es mínima

$V_{MPP}(STC)$: Voltaje a potencia máxima

β : Coeficiente de temperatura V_{oc}

ΔT_{min} : Diferencia de temperatura mínima

El cálculo determinó un máximo de 23 paneles, resultado obtenido al considerar el voltaje máximo de potencia del inversor y el voltaje máximo generado por los paneles en condiciones de temperatura ambiente mínima.

$$N_{max_serie} = \frac{V_{max_MPP}(Inv)}{V_{max_MPP}(tmin\ amb)} \quad (7)$$

$$N_{max_serie} = \frac{1000V}{41,937V} = 23,84529 \cong 23 \text{ paneles}$$

Dio como resultado una temperatura máxima del panel de 33,156875°C cuando la temperatura máxima del ambiente es de 24,67°C donde la irradiancia solar máxima de lugar es de 271,58*W/m².

$$T_{max_panel} = T_{amb(max)} + (NOCT - 20^{\circ}C) * \frac{Gmax}{800 \frac{W}{m^2}} \quad (8)$$

$$T_{max_panel} = 24,67^{\circ}C + (45^{\circ}C - 20^{\circ}C) * \frac{271,58 * \frac{W}{m^2}}{800 \frac{W}{m^2}} = 33,156875^{\circ}C$$

Se determina el diferencial térmico máximo como parámetro fundamental para establecer el voltaje operativo mínimo del sistema.

$$\Delta T_{max} = T_{max_panel} - 25^{\circ}C \quad (9)$$

$$\Delta T_{max} = 33,156875^{\circ}C - 25^{\circ}C = 8,15675^{\circ}C$$

Donde:

ΔT_{max} : Diferencia de temperatura máxima

T_{max_panel} : Temperatura máxima del panel

El análisis determina un voltaje mínimo operativo de 40.4167836V, calculado mediante el voltaje pico del panel, su coeficiente térmico y la máxima diferencia de temperatura registrada.

$$V_{min_MPPT}(Tmax\ amb) = V_{MPP}(STC) + \beta * V_{MPP}(STC) * \Delta T_{max} \quad (10)$$

$$V_{min_MPPT}(Tmax\ amb) = 41,5V + \left(-\frac{0,32\%}{100\ ^{\circ}C}\right) * 41,5V * 8,15675^{\circ}C = 40,4167836V$$

Donde:

$V_{min_MPPT}(Tmax\ amb)$: Voltaje mínimo cuando la temperatura es máxima

$V_{MPP}(STC)$: Voltaje a potencia máxima

β : Coeficiente de temperatura Voc

ΔT_{max} : Diferencia de temperatura máxima

El cálculo establece un mínimo de 4 paneles necesarios para el correcto funcionamiento del inversor, determinado mediante el voltaje mínimo requerido por el inversor y el voltaje mínimo generado por los paneles a temperatura ambiente máxima.

$$N_{min_serie} = \frac{V_{min_MPP}(Inv)}{V_{min_VPP}(t_{max_amb})} \quad (11)$$

$$N_{min_serie} = \frac{180V}{40,4167836V} = 4,453595 \cong 5 \text{ paneles}$$

Donde:

N_{min_serie} : Numero minimo en series de paneles

$V_{min_MPP}(Inv)$: Voltaje minimo del inversor

$V_{min_VPP}(t_{max_amb})$: Voltaje minimo cuando la temperatura es máxima

El análisis confirma que la configuración de 4 paneles genera un voltaje mínimo de 202.13V, superando ampliamente el umbral de 180V requerido por el inversor para su operación.

$$V_{min_MPPT}(T_{max_amb}) = N_{min_serie} * V_{min_VPP}(t_{max_amb}) \quad (12)$$

$$V_{min_MPPT}(T_{max_amb}) = 5 * 40,4167836V = 202,133918V$$

Donde:

$V_{min_MPPT}(T_{max_amb})$: Voltaje minimo

N_{min_serie} : Numero minimo en series de paneles

$V_{min_VPP}(t_{max_amb})$: Voltaje minimo cuando la temperatura es máxima

Los conductores eléctricos deben dimensionarse para soportar una corriente máxima de 10.89425A, valor calculado considerando la corriente pico del panel y su coeficiente de temperatura

$$I_{maxMPP}(T_{max_amb}) = I_{MPP}(STC) + \gamma * I_{MPP}(STC) * \Delta T_{max} \quad (13)$$

$$I_{maxMPP}(T_{max_amb}) = 10,85A + \left(\frac{0,05\%}{100\text{ }^{\circ}\text{C}}\right) * 10,85A * 8,15675^{\circ}\text{C} = 10,89425A$$

Donde:

$I_{maxMPP}(T_{max_amb})$: Corriente máxima a temperatura máxima

$I_{MPP}(STC)$: Corriente Máxima a Potencia Máxima

$\gamma I_{MPP}(STC)$: Coeficiente de Temperatura

$\Delta T_{\max}$: Diferencia de temperatura máxima

El análisis determina un máximo de 2 strings compatibles con el inversor, calculado mediante la relación entre su corriente máxima admisible y la corriente pico generada por los paneles.

$$N_{\max_strings} = \frac{I_{\max(Inv)}}{I_{\max MPP}(t_{\max amb})} \quad (14)$$

$$N_{\max_strings} = \frac{32A}{10,89425A} = 2,9373 \cong 2$$

Donde:

$N_{\max strings}$: Numero máximo en series de paneles

$V_{\max MPP}(Inv)$: Voltaje maximo del inversor

$I_{\max MPP}(t_{\max amb})$: Corriente máxima a temperatura máxima

El análisis confirma que la corriente generada por la configuración de 2 strings (21.79A) se mantiene por debajo del límite máximo de 32A que soporta el inversor.

$$I_{\max_STRING} = N_{\max_strings} * I_{\max_MPP}(T_{\max amb}) \quad (15)$$

$$I_{\max_STRING} = 2 * 10,89425 = 21,7885A$$

Donde:

$I_{\max_STRING}$: Corriente máxima

$N_{\max_strings}$: Numero máximo en series de paneles

$I_{\max_MPP}(T_{\max amb})$: Corriente máxima a temperatura máxima

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico para la urbanización requiere 653 paneles solares, resultado obtenido al dividir la carga total instalada entre la potencia nominal unitaria de los paneles.

$$N_{paneles} = \frac{Potencia_instalada}{Potencia_del_panel} \quad (16)$$

$$N_{paneles} = \frac{293,5 kw}{450} = 652,22$$

$$N_{paneles} = 653 \text{ paneles}$$

Donde:

$N_{paneles}$: La cantidad de paneles que se deben utilizar.

$Potencia_instalada$: Es la carga que se encuentra en la urbanización

$Potencia_del_panel$: Potencia del datasheet del panel

3.3. Formas de utilizar la bioenergía

3.3.1. Combustión y turbina de vapor

El aprovechamiento de la cáscara de banano rechazada representa una alternativa viable para la generación de energía, dado su potencial calorífico y la posibilidad de convertir este residuo en electricidad, asumiendo una eficiencia de conversión energética entre 20% y 30%, se establece un promedio del 25% para este análisis, contando con una generación semanal de 15208,79 MJ a partir de la cáscara seca, la conversión a energía eléctrica produciría aproximadamente 3802,20 MJ, equivalente a 1056,25 kWh.

Este modelo de conversión no solo contribuye a la gestión sostenible de residuos agrícolas, sino que también podría reducir la dependencia de fuentes energéticas convencionales en las operaciones agrícolas, promoviendo un sistema más autosuficiente y respetuoso con el medio ambiente.

3.3.2. Gasificación y motor de combustión

Optimizar el aprovechamiento energético de los residuos orgánicos, se ha identificado que la eficiencia de conversión máxima de estos residuos a energía útil se encuentra entre el 30% y el 40%, donde para el presente análisis, se asume un rendimiento promedio del 35%, lo cual permitiría generar aproximadamente 5323,08 MJ a partir de los residuos procesados.

Esta conversión energética es equivalente a 1478,75 kWh de energía utilizable, lo que demuestra el potencial de los residuos agrícolas, como la cáscara de banano, para contribuir significativamente a las necesidades energéticas.

3.3.3. Digestión anaeróbica (biogás) y motor de combustión

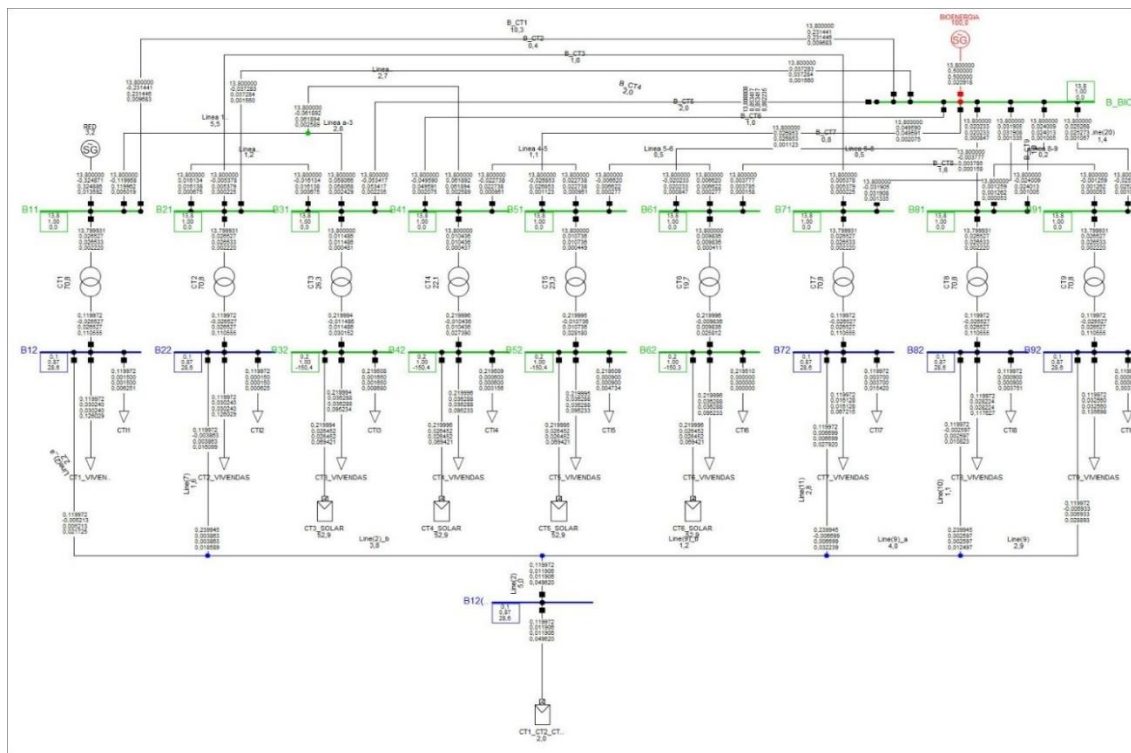
La conversión de residuos orgánicos en energía eléctrica presenta una eficiencia de entre el 25% y el 35%, siendo el 30% un valor adecuado para estimar el rendimiento en este análisis. Con una producción energética semanal de 4562,637 MJ en forma de energía térmica, la conversión al 30% resultaría en aproximadamente 1267,5 kWh de energía eléctrica disponible.

3.3.4. Diseño de la integración de la bioenergía

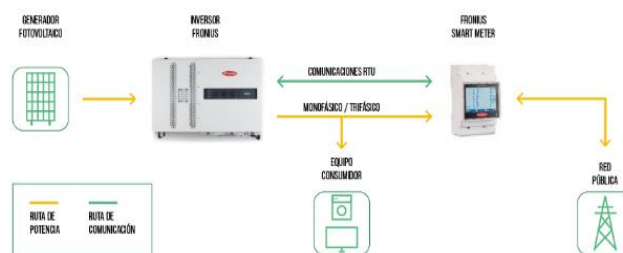
En la figura 1 se analiza la entrega al 100% de generación de bioenergía el cual este combinado con energía fotovoltaica, donde se analiza con la conexión de una turbina de vapor de 500kW para toda alimenta la urbanización, donde 324,481kW se están entregado a la red eléctrica.

Figura 1.

Integración de la bioenergía



Esquema de conexión del inversor



Nota: Diagrama del flujo eléctrico. **Fuente:** AutoSolar

3.4.2. Reducción de pérdidas de energía

El proyecto implementará paneles monocristalinos de alta eficiencia, instalados en techos con inclinación de 15° y orientación noreste para maximizar su rendimiento. Como complemento, la bioenergía generada se almacenará durante la temporada invernal para suplir la demanda en periodos de escasez energética estival.

3.4.3. Optimización de despachos de generación

El sistema incorporará una red inteligente (Smart Grid) que optimizará la distribución energética en función de la demanda real y el estado de la red. Esta tecnología permitirá un monitoreo continuo y una gestión dinámica de los flujos de energía, adaptándose en tiempo real a las capacidades de cada fuente de generación y su ubicación estratégica.

3.4.4. Optimización basada en pronósticos

El sistema que utiliza hace un análisis predictivo integrado, tomando en cuenta varias variables operativas como la irradiación solar, las condiciones meteorológicas, la disponibilidad de recursos y la capacidad instalada. Gracias a estos parámetros, se pueden generar pronósticos bastante precisos sobre los periodos en los que se va a requerir mayor generación distribuida.

3.4.5. Costos de la generación distribuida

Costos de instalación de sistema fotovoltaico

La Figura 1 detalla los costos de implementación del sistema fotovoltaico, estimando una inversión inicial aproximada de \$131,200 para cubrir la demanda energética.

Tabla 9.

Descripción de equipos

Cantidad	Equipo	Precio	Total
653	Paneles solares	\$150	\$97950
5	Inversores	\$6650	\$33250
	Total		\$131200

Fuente: Proviento

Costos de instalación de planta de bioenergía

El proyecto considera un rango de costos entre 2,500 y 2,500 y 5,000 por kW instalado, adoptándose el valor mínimo de 2,500/kW para el cálculo. Basado en la capacidad total de transformación ($387.5\text{kVA} \approx 380\text{kW}$), se estima una inversión total de 2,500/kW para el cálculo. Basado en la capacidad total de transformación ($387.5\text{kVA} \approx 380\text{kW}$), se estima una inversión total de 950,000 para la implementación del sistema.

4. CONCLUSIÓN

- Del análisis de carga se identifica un pico máximo de demanda de 282,4 kW en las viviendas y 11,2 kW en el alumbrado público. Con base en estos valores, se requiere una capacidad transformadora de 387,5 kVA. Este dimensionamiento lo calculé tomando en cuenta la cobertura poblacional y la capacidad unitaria de cada transformador.
- La implementación estratégica de generación distribuida reduce hasta en un 50% las pérdidas técnicas del sistema, optimizando la carga operativa de los transformadores. Este esquema considera las restricciones técnicas de la red y demuestra cómo las Smart Grids potencian la integración eficiente de fuentes renovables.
- La combinación de energía solar fotovoltaica requiere 653 paneles para cubrir la operación diurna, con una producción mínima de 1.056,25 kWh para cubrir emergencias nocturnas y plantea un modelo híbrido sostenible. Sin embargo, debido a los procesos logísticos que implican el uso de biomasa, su aplicación se recomienda principalmente como respaldo en situaciones de contingencia.
- Además, es fundamental actualizar los sistemas eléctricos existentes para reducir al mínimo las pérdidas energéticas y asegurar un suministro eléctrico estable. Esto

debería ir acompañado de incentivos fiscales y apoyo técnico que promuevan el uso de tecnologías renovables descentralizadas, como los paneles solares.

- Desarrollar un protocolo integral que abarque desde la instalación hasta la operación continua del Sistema de Generación Distribuida (SGD), incorporando tecnologías de supervisión en tiempo real para asegurar su eficiencia y durabilidad.
- También propongo desarrollar un protocolo integral que cubre todo el ciclo del Sistema de Generación Distribuida (SGD), desde la instalación hasta su operación continua, incorporando tecnologías de supervisión en tiempo real que garantizan su eficiencia y prolongan su vida útil.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Layedra Valdivieso, A. S., & Mendoza, Á. J. (2024). Análisis de factibilidad técnico económico de generación fotovoltaica distribuida mediante la utilización de las Smart Grid: Technical and economic feasibility analysis of distributed photovoltaic generation through the use of Smart Grid. LATAM, 5(1), 1991–2017.
- Meza-Zamata, J., C-L., J., G-O., N., G., J., A-Y., L., R-S., E., & L-M., J. (2023). Siting and Sizing of Distributed Generation Units in Distribution Systems with Genetic Algorithms. Semantic Scholar. <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:214097678>
- Acosta, L. R. C., & R., J. (2011). Generación distribuida y redes inteligentes “administración y control efectivo de la red eléctrica mediante smart grid, beneficios sociales y económicos en la ciudad de Pasto”. Semantic Scholar. <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:171760485>
- López, P. (2009). Tecnicas metaheurísticas aplicadas a la ubicación óptima de generación distribuida basada en biomasa. Semantic Scholar. <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:171844419>
- Pérez, N. U. (2017). Análisis de la capacidad de PRIME para gestión de red en entornos con generación distribuida y sistemas de almacenamiento. Semantic Scholar. <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:165264144>
- Correa Giraldo, D. E., & G., J. R. M. (2019). Integración de fuentes de energías renovables no convencionales y redes inteligentes en Estados Unidos: evidencia para PJM (Integration of Non-Conventional Renewable Energy Sources and Smart Grids

- in the United States: Evidence From PJM). SSRN Electronic Journal. <https://doi.org/10.2139/ssrn.3502346>
- M., H., & Alexander, J. (2019). Metodología para el análisis técnico de la masificación de sistemas fotovoltaicos como opción de generación distribuida en redes de baja tensión. Semantic Scholar. <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:219865047>
- León Trigo, E. R. A., J. A. G. G., A. M. P., & M. C. C. L. I. (2019). Smart Grids en México: Situación actual, retos y propuesta de implementación. Ingeniería Investigación y Tecnología, 20(2), 1–12.
- C., G., & Hugo, V. (2019). Ubicación óptima de generación distribuida en sistemas eléctricos de distribución utilizando un algoritmo multiobjetivo considerando despacho. Semantic Scholar. <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:209923565>
- Aguila-Téllez, A., G., D., G., G., & O., L. (2022). Ubicación y dimensionamiento óptimo de Generación Distribuida en redes de distribución usando PSO. *I+D Tecnológico, 18*(1), 50–68.
- Ríos, J. C., Q., C., & C., G. (2023). Ubicación Óptima de Reconectores en Redes de Distribución con Generación Distribuida Utilizando Algoritmos Genéticos e Índices de Calidad de Servicio. Revista Técnica “Energía”, 20(1), 65–72.
- Valdivia, A. L. (2010). Viabilidad económica y planificación de sistemas eléctricos con generación distribuida. Semantic Scholar. <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:171684126>
- Sánchez de la Cruz, M. D., R., N., B., V., Y., L., A., & E., P. (2018). Trascendencia de la generación distribuida (GD) y el uso de las redes inteligentes. Revista de Investigaciones en Energía, Medio Ambiente y Tecnología: RIEMAT, 3(2), 13.
- Salerno, J., C., I. M., B., I. P., A., I. G., & R., M. I. (2020, diciembre). Generación distribuida, diseño, integración e implementación de sistemas de medición. 2020 IEEE Congreso Biental de Argentina (ARGENCON), 1–8.
- G., Ó. C., & García, V. (2020). Planificación y diseño de un sistema fotovoltaico en Chacras: Microgeneración de 6 kw de potencia. Semantic Scholar. <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:229537919>
- B., R., J., V., & Angelica, M. (2020). Análisis de casos en proyectos con enfoque social: microrredes y la comunidad. Semantic Scholar. <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:226008886>
- Martinez Calahorro, A. J., C., G. J., C., C. R., & R., F. M. (2020). Distributed generation and photovoltaic self-consumption. Energy potential for the olive mill industries in Spain. Dyna, 95(1), 591–595.

- Salerno, J., C., I. M., B., I. P., A., I. G., & I., M. (2020, diciembre). Generación distribuida, diseño, integración e implementación de sistemas de medición. 2020 IEEE Congreso Bienal de Argentina (ARGENCON), 1–8.
- Ortega, J. C. C., & E., A. (2020). Identificación de activos y ciber activos críticos en sistemas de transmisión de energía eléctrica. *Tecnura*, 24(65), 27–38.
- Liu, J. Y., & A., C. (2020). Modeling and simulation of the knowledge growth process among new energy technology firms in the distributed innovation network. *Dyna*, 95(1), 54–60.
- Kolpakchyan, P. G., S., A. R., A., E., B., Y., M., G., & S., A. (2020). Gas micro-turbines with high-speed electric generators for local smart energy systems. *Nexo Revista Científica*, 33(1), 77–83.
- B., L. H., & Zuluaga, C. (2014). Smart Grid y la energía solar fotovoltaica para la generación distribuida: una revisión en el contexto energético mundial. *Semantic Scholar*. <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:129738991>
- Layedra Valdivieso, A. S., & Mendoza, Á. J. (2024). Análisis de factibilidad técnico económico de generación fotovoltaica distribuida mediante la utilización de las Smart Grid. *LATAM Revista Latinoamericana de Ciencias Sociales y Humanidades*, 5(1).
- Rodriguez, P. (2018). Compensación de tensiones mediante generación distribuida en pequeñas redes. *Semantic Scholar*. <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:172005811>
- Sánchez, L., N., S., C-G., J., & R., C. (2018). Pruebas de integración de generación distribuida en una microred en el campus de la UNRC. *Revista UIS Ingenierías*, 18(2), 177–186.
- Pérez, N. U. (2017). Análisis de la capacidad de PRIME para gestión de red en entornos con generación distribuida y sistemas de almacenamiento. *Semantic Scholar*. <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:165264144>
- Kang, T. (2020). South Korea's Experience with Smart Infrastructure Services: Smart Grids. *Inter-American Development Bank*.
- (2020). Electric Vehicles and Smart Grids [Conference session]. 2020 IEEE 14th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG), 495–496.
- de la Fuente, E. P., & Martinez, J. C. (2020). Digitization and Information Sharing for Stronger, More Efficient Electrical Grid. *IEEE Electrification Magazine*, 8(1), 2–3.

- Rathod, Y. A. (2020). An access control and authorization model with Open stack cloud for Smart Grid. *ADCAIJ: Advances in Distributed Computing and Artificial Intelligence Journal*, 9(3), 69–87.
- L., C., & Chauvene, C. (2020). Les courants porteurs en ligne (CPL) au profit des réseaux électriques intelligents. *Semantic Scholar*.
<https://api.semanticscholar.org/CorpusID:219123423>
- Palensky, P. (2020). Let There Be Brains. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, 14(3), 2.
- C., G. E., & Samper, M. E. (2022). Evaluación de mecanismos de incentivo para la generación de energía solar distribuida en San Juan, Argentina. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 30(3), 551–563.
- Montedonico, A. M., H-N., F., & U., A. (2018). Co-construcción en proyectos de generación distribuida con energía solar: participación de la comunidad en el proyecto Ayllu Solar. *Semantic Scholar*.
<https://api.semanticscholar.org/CorpusID:149573010>
- Z., E. M., T., A., & M., A. S. (2023). Planificación óptima de los recursos energéticos de una micro-generación distribuida en el cantón Pucayacu como red eléctrica alterna. *Revista Científica Arbitrada Multidisciplinaria PENTACIENCIAS*, 5(4), 391–405.
- Uwaoma, A., N., J., E., M., U., O., O., & O., S. (2021). The Modelling and Simulation of 330 KV, 600 MW Shiroro Substation in the DIgSILENT Environment for Integration of Hybrid Solar PV – Hydro System to Improve Power Supply in the Federal Capital Territory (FCT) of Abuja from Shiroro, Nigeria. *European Journal of Engineering and Technology Research*, 6(4), 22–29.
- Ono, T., K., A., & N., R. (2021). Operation Planning Method Using Convolutional Neural Network for Combined Heat and Power System. *IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, 16(10), 1319–1327.
- ARCONEL. (2015). Regulación 004/15 SGCR006-404.
- ARCONEL. (2018). Regulación 003/18 Generacion fotovoltaica para autoabastecimiento consumidores finales.

Conflicto de Intereses: Los autores afirman que no existen conflictos de intereses en este estudio y que se han seguido éticamente los procesos establecidos por esta revista. Además, aseguran que este trabajo no ha sido publicado parcial ni totalmente en ninguna otra revista.