

PLANIFICACIÓN ÓPTIMA DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DE UNA MICRO-GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL CANTÓN PUCAYACU COMO RED ELÉCTRICA ALTERNA

OPTIMAL PLANNING OF THE ENERGY RESOURCES OF A MICRO-GENERATION DISTRIBUTED IN THE PUCAYACU CANTON AS AN ALTERNATE ELECTRICAL NETWORK

Edgar M. Zapata T^{1*}

¹ Departamento de Postgrados. Universidad Técnica de Cotopaxi. Ecuador. ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3720-5416>. Correo: edgar.zapata0943@utc.edu.ec

Alvaro S. Mullo Q.²

² Departamento de Eléctrica y Electrónica. Universidad de las Fuerzas Armadas. ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-9268-403X>. Correo: alsamulloq@gmail.com

* Autor para correspondencia: edgar.zapata0943@utc.edu.ec

Resumen

En el presente artículo, se propone un marco metodológico para la planificación óptima de una microred distribuida (DER), que sirva como sistema eléctrico alterno y emergente en la parroquia Pucayacu, considerado como una red aislada tomando en cuenta los recursos energéticos del sector como sistemas fotovoltaicos (PV), sistemas de microgeneración hidráulica (MH) de pasada, sistema de almacenamiento en baterías BESS y un sistema de generación térmica (GT). La metodología considera una formulación de un problema lineal y un análisis comparativo con la formulación de un problema de enteros mixtos (MIOP) para lo cual se requiere como parte de las variables de entrada la evaluación de los recursos energéticos y el perfil de carga necesaria para cubrir la demanda, la evaluación se lo realiza en un estudio anual. Pucayacu es una parroquia cerca de las orillas del río Quindigua que por su ubicación geográfica sufre desabastecimiento de energía eléctrica, un costo elevado en la reparación del sistema eléctrico. Para la planificación de la DER se estableció un análisis comparativo entre un problema lineal y un problema lineal de enteros mixtos, dándose el mismo los mejores resultados con una inversión de \$149.320, un costo de operación de \$214,23 estimando un consumo de 233,33 litros de diésel con una emanación de 0.93 Tn de CO₂. La metodología puede ser aplicada en escenarios aislados para el aprovechamiento de sus recursos renovables que sirva como un sistema emergente y pueda funcionar durante todo el año.

Palabras clave: Planificación; optimización; micro-red; generación distribuida

Abstract

In this article, a methodological framework is proposed for the optimal planning of a distributed microgrid (DER), which serves as an alternate and emergent electrical system in the Pucayacu parish, considered as an isolated network taking into account the energy resources of the sector as systems. photovoltaic (PV), run-of-the-river hydraulic microgeneration (MH) systems, BESS battery storage system and a thermal generation (GT) system. The methodology considers a formulation of a linear problem and a comparative analysis with the formulation of a mixed integer problem (MIOP) for which the evaluation of energy resources and the load profile necessary to cover the demand, the evaluation is carried out in an annual study. Pucayacu is a parish near the banks of the Quindigua river that due to its geographical location suffers from a shortage of electricity, a high cost in repairing the electrical system. For the planning of the DER, a comparative analysis was established between a linear problem and a linear problem of mixed integers, giving me the best results with an investment of \$149,320, an operating cost of \$214.23, estimating a consumption of 233.33 liters of diesel with an emanation of 0.93 tons of CO₂. The methodology can be applied in isolated scenarios for the use of its renewable resources that serve as an emerging system and can work throughout the year.

Keywords: Planning; micro-grid; optimization; distributed generation

Fecha de recibido: 08/02/2023

Fecha de aceptado: 29/05/2023

Fecha de publicado: 09/06/2023

Introducción

La Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi suministra el servicio de electricidad a 127.600 clientes registrados hasta diciembre de 2016, siendo estos clientes residenciales, comerciales e industriales, distribuidos en un área de concesión de 5880.00 [km²] que comprende la provincia de Cotopaxi (Mullo & Javier, 2017). La energía eléctrica es un recurso fundamental para el desarrollo social que también permite el equilibrio natural (Correa & Rojas, 2017), al ser un recurso importante para los sectores sociales y económicos por su aplicación en el alumbrado, calefacción, tecnologías de la información, telecomunicaciones, en la salud y demás procesos industriales del mundo moderno (Fenercom, 2009).

En la actualidad dentro del área de concesión de la Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A. existen sectores alejados que por su geografía ante una emergencia eléctrica no permite un tiempo de respuesta inmediata y tomando en consideración que el equipo de abastecimiento eléctrico emergente es generación térmica teniendo el mismo un limitante en el almacenamiento de combustible y la emanación de CO₂. En la actualidad para suplir necesidades de energía eléctrica existe la utilización de generación distribuida (GD) que aprovecha los recursos naturales del entorno las mismas que se convierten en un camino viable para el abastecimiento eléctrico, las producciones de electricidad en instalaciones relativamente pequeñas resultan ser suficientes en

relación a grandes centrales conectadas en un mismo sistema eléctrico en un área mediante puntos de conexión común (IEEE Std 1547.2, 2003) (Velásquez-Lozano, Aguirre-Velasco, 2021).

El crecimiento de los sistemas eléctricos son alimentados por sistemas de GD, por lo que existe un interés a nivel mundial y local por diversificar la matriz energética que incentiva al uso de energía solar, eólica e hidráulica que funcionan como un sistema eléctrico único diseñado para satisfacer la demanda de una zona o vivienda, con esto también ayuda a reducir el impacto al medio ambiente minimizando el uso de generadores de combustión interna (Parekh, 2012)(Hammons T.J, 2007).

En el Ecuador cerca del 2.67% aun no disponen de energía eléctrica en vista que las comunidades se encuentran alejadas y dispersos por su zona geográfica distantes de las ciudades centrales o de un sistema eléctrico de transmisión, por ende el costo tanto en la operación, mantenimiento y restauración de energía resulta costosa y con daños irreversibles, por ende un sistema de GD coordina fuentes de energía de acuerdo a la necesidad de la frecuencia de carga (“Plan Maestro de Electricidad”, 2020) (R. Palma-Behnke, 2012).

El Ecuador por su diversidad y de manera especial la provincia de Cotopaxi posee un diversidad en sus recursos renovables las misma que actúan de acuerdo a las condiciones climáticas y estaciones del año por ende resulta importante analizar una predicción de la planificación de los sistemas energéticos que forman parte de la GD y su impacto de podría derivar de la conexión de esta forma de tecnología tomando en consideración su ubicación geográfica, tecnología modelación y nivel de penetración, así como también las características del alimentador de distribución (Katiraei & Arguello, 2021), tomando en consideración que los sistemas eléctricos de transmisión existentes fueron diseñados sin la penetración de GD.

El estudio es la parroquia de Pucayacu del cantón La Maná de la provincia de Cotopaxi dado que su ubicación geográfica en los últimos años el alimentador 09MA13B152 ha sufrido continuas interrupciones y con ello la pérdida económica por energía no suministrada a más de ello los problemas internos sociales como la falta de comunicación y salud como ocurrió en el año 2023 donde el sistema eléctrico sufrió un colapso total, con esta eventualidad la parroquia quedo totalmente fuera de servicio eléctrico.

Por lo tanto este documento propone un marco teórico de la planificación óptima de los recursos energéticos renovables que están presente en el lugar como es: la energía hidráulica (GH), solar (FV), térmica (GT), y almacenamiento en sistema de baterías (BESS). La planificación óptima del sistema se considerar un sistema aislado en el caso del colapso de las redes eléctricas convencionales para lo cual actuará como una microred rural aislada y se formulara un problema de optimización estocástica SOP que se consideran como variables de entrada sus recursos energéticos y la variación de carga a satisfacer. Una vez que el SOP haya generado una planificación óptima para satisfacer la demanda se consideran las restricciones técnicas en el funcionamiento de la microred considerando escenarios estocásticos de las fuentes energéticas.

En el desarrollo de la presente investigación se presenta en organizada en la parte 2 el marco metodológico para considerar un algoritmo matemático de optimización para la planificación de micro redes rurales aisladas. En la parte 3 la presentación de los resultados y discusión, y por último en la parte 4 las principales conclusiones y recomendaciones que sustenten la investigación.

Materiales y métodos

Para el desarrollo metodológico de la planificación óptima de la red aislada, se muestra en la figura 1 considerando en la misma tres etapas.

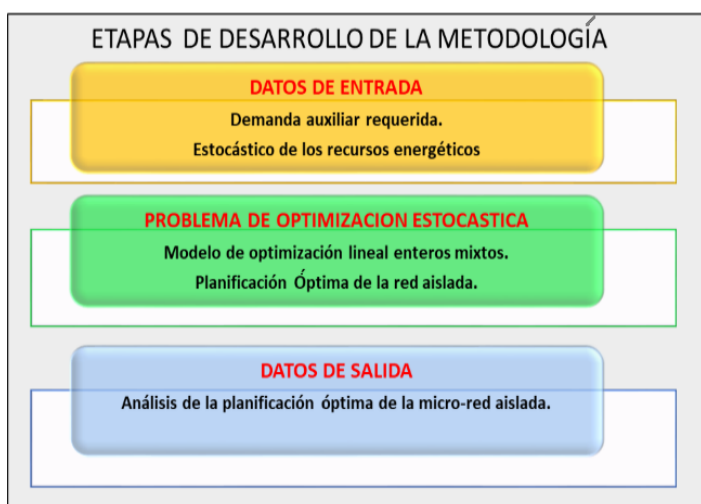


Figura 1. Metodología propuesta para una planificación optima de una microred aislada.

Micro Redes distribuidas

Son pequeñas redes eléctricas en la misma que se encuentran interconectadas micro-generadores a igual que los consumidores cada uno de estos actuando de manera conjunta enmarcados a un función objetivo que puede ser los costos operación o planificación de los recursos. Los sistemas de generación pueden funcionar de manera aislada a la red o conectada a la misma, la falta de una normativa a nivel local y mundial ha sido un limitante en la expansión de los sistemas a gran escala. (Balaguera & A. Cortes, 2012) (P. Zervas, 2008).

Descripción del caso y lugar de estudio

La metodología propuesta se pondrá en consideración en la parroquia Pucayacu del cantón La Mana de la provincia de Cotopaxi, que posee el afluente hídrico del Rio Quidigua (latitud: -0.718592, longitud -79.116462) como se observa en la figura 2. La zona consta con una población de aproximadamente 2400 habitantes que poseen un sistema eléctrico estable pero en temporadas invernales su sistema eléctrico colapsa y si esta circunstancia se le considera la complejidad de su geografía el tiempo de respuesta para reestablecer el sistema es muy largo, tanto así que el domingo 30 de enero del 2022 su sistema eléctrico de sub-transmisión dejo de suministrar energía quedándose la parroquia en tinieblas, sin servicio de salud de emergencia, varios damnificados, las redes eléctricas de distribución en el piso, alberges y atención de emergencia sin energía, existiendo por parte de la Empresa eléctrica un generador de 1MVA con la restricción en la reserva de combustible para abastecimiento continuo.

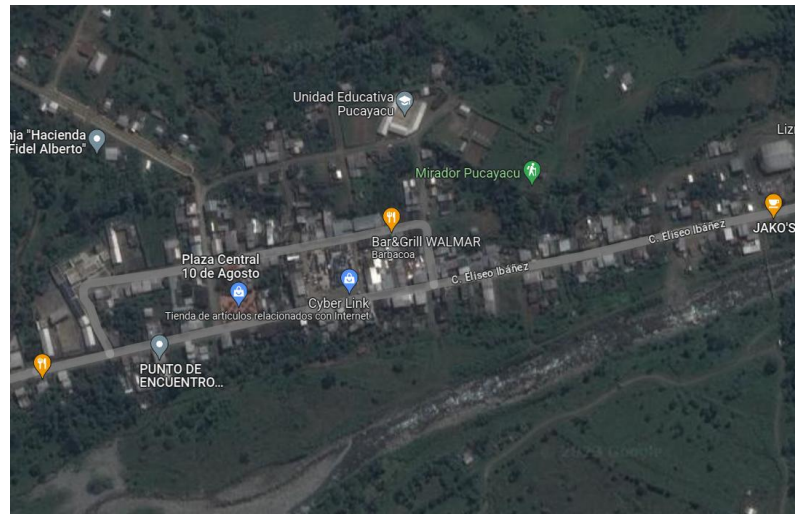


Figura 2. Ubicación geográfica de la parroquia Pucayacu.

En la figura 3 se observa el perfil de carga que es necesario en el caso de emergencia que requiere la parroquia, se obtuvo mediante un aproximado del consumo anual por mes tomando en consideración un proporcional de las variaciones de carga en el año 2022 destacado los consumos por mes, y los servicios comunitarios que son importantes que no deben ser suspendidos la energía eléctrica como Escuelas, albergues, centros de comunicaciones, centros de salud e iluminación, el perfil de carga obtenido se proyecta a 10 años considerando como población aislada en caso de interrupción total del sistema eléctrico, por lo que la investigación inicia con el análisis de disponibilidad de de las fuentes de energía renovables en la zona que requiere la microred rural aislada para analizar su planificación óptima considerando los estocásticos críticos como la falta de disponibilidad de los recursos y la variación por estaciones climáticas.

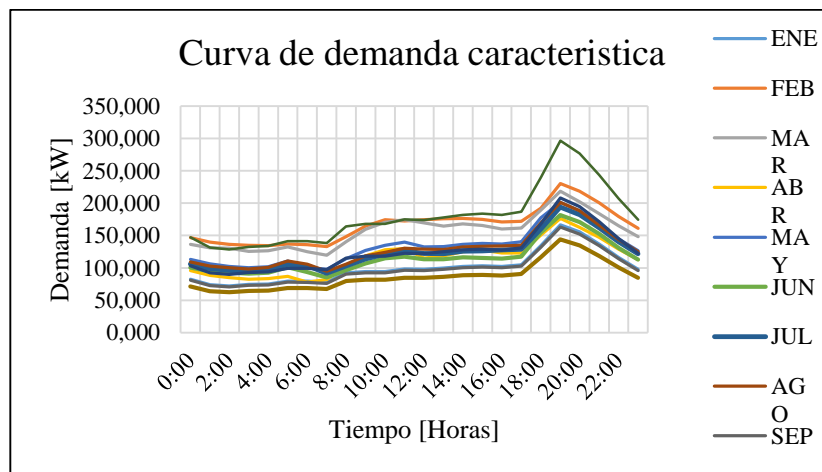


Figura 3. Perfil de carga diaria emergente en la parroquia Pucayacu.

Recursos energéticos disponibles en la zona

- **Recurso Hidráulico.** – Se aplicó la técnica de medición volumétrica considerando la sección transversal, la profundidad y la velocidad, de esta forma se determinó el caudal aproximado por el lapso de un año en mediciones mensuales, como se puede apreciar en la figura 4.

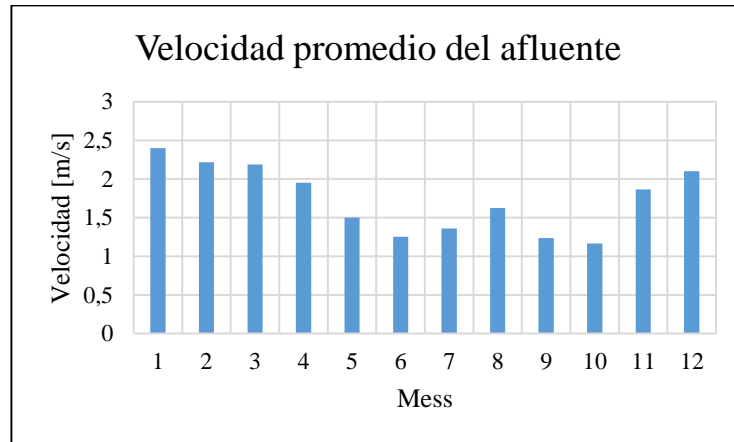


Figura 4. Variación del caudal del recurso hidrico m/s, un año.

- **Recurso solar.** – Mediante el uso del equipo de medición de radiación de energía solar PCE-SPM 1 y validado con grado de error del 5% con respecto a los valores promedios de la página de la nasa (NASA, 2021) como se muestra en la figura 5.

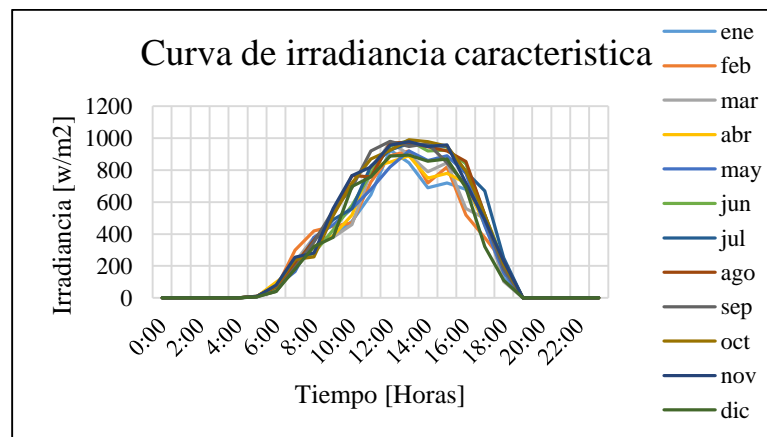


Figura 5. Perfil de radiación solar disponible W/m² medido con equipo PCE-SPM 1, un año.

Problema de optimización de enteros mixtos

Se formula un problema de optimización de enteros mixtos (*Mixed Integer Optimization Problem*) MIOP con la función objetivo de obtener una solución de la planificación óptima de los recursos renovables que suministrara a la microred emergente con la restricción del uso de la GT por la emisión de CO₂ y abastecimiento de combustible. Adicionalmente la minimización en los costos de inversión de la red eléctrica

de distribución DER y el costo en la operación a lo largo de un año considerando la variación de los recursos energéticos y el perfil de carga. Para dar solución al MIOP se utiliza el software FICO XPRES 8.8.0 (FICO, 2021). La formulación matemática del MIOP se definen en las ecuaciones (1) para el costo mínimo de inversión y operación.

Función Objetivo. – La función objetivo está orientada a obtener el costo óptimo de inversión en la que se observa en la ecuación (1)

$$\text{Min } \{IC + CO\} \quad (1)$$

IC: Costo de Inversión

CO: Costo de Operación

Formulación de generación fotovoltaica.– Se considera la formulación de una ecuación lineal de enteros mixtos MILP. En (2) se define la variable entera, que indica cuantos paneles fotovoltaicos serán instalados en el problema de optimización. En (3) se define la potencia máxima producida por parte de los paneles fotovoltaicos en donde se incluye la variable entera x , en este contexto se la variable es dos, se podrá calcular la disponibilidad de energía dado la instalación de dos paneles. (Esta formulación ya se ha utilizado antes por lo que no detallo los parámetros utilizados). Cabe mencionar que las variables de esta formulación es la energía total producida ($PV(t,m)$), cantidad de paneles a instalar (x), y el vertimiento de PV, los demás son datos conocidos.

$$x \text{ is_integer} \quad (2)$$

$$PV(t,m)=x*PV_{max}*((Irradiancia(t,m)/1000)*(1-NT*(TempC(t,m)-25))^n_{inv})-PV_{curt}(t,m) \quad (3)$$

Formulación de generación microhidro.– En (4) se define la variable entera, que indica cuantas turbinas hidráulicas se van a instalar. En (5) se define la potencia hídrica disponible en la zona que depende de la gravedad (g) la altura (h), la velocidad (v), el área de la sección transversal de la tubería de la toma de agua de la turbina (A) y rendimientos de turbina y generador eléctrico. En (6) se establece la potencia máxima que puede suministrar el sistema micro hidroeléctrico que dependen del número de turbinas a instalar y la capacidad hidráulica de la zona ($PT_{MH}(t,m)$). En (7) se establece la potencia máxima hidro pero esta vez con las limitaciones de potencia del generador eléctrico en este caso particular 20 kW, este valor se multiplica por la cantidad de turbinas a instalar para conocer la potencia máxima eléctrica a producir. Cabe mencionar que las variables de esta formulación es la energía total producida ($MH(t,m)$) y la cantidad de turbinas a instalar (y), los demás son datos conocidos.

$$y \text{ is_integer} \quad (4)$$

$$PT_{MH}(t,m):=g*densidad*h*v(t,m)*Area*n_{turbina}*n_{genMH}/1000 \quad (5)$$

$$MH(t,m) \leq PT_{MH}(t,m)*y \quad (6)$$

$$MH(t,m) \leq MH_{max}*y \quad (7)$$

Formulación de generación térmica.– En la formulación de generación térmica se considera la ecuación de inventario definidos por (8) y (9), donde $f(t,m)$ es la cantidad de combustible disponible en la hora t y escenario m . $f_d(t,m)$ representa el flujo de combustible que se consume en la hora t . Y finalmente, Capacidad de diesel representa la capacidad de almacenamiento de combustible en este caso es de 1000 litros. En las ecuaciones

(10) y (11) se definen las restricciones de la cantidad de combustible, (12) por otro lado calcula la cantidad de combustible consumido $f_d(t,m)$ en litros dada la potencia generada $PT(t,m)$ en kWh, para ello se utiliza la constante 0.249 dada la aproximación lineal del consumo de combustible de un generador de 320 kW (Megapower, 2020). En (13) se define las emisiones de CO2 donde k es el factor de emisiones de CO2 expresado en TON/kwh.. $K=0.001$ Ton/kwh (Qayoom & Al-Khalid Othman, 2022). Finalmente (14) y (15) definen los límites máximos y mínimos de generación de la central térmica a Diesel. Nótese que se utiliza la variable entera z que define la cantidad de unidades térmicas a instalar.

$$\text{if } (t \geq 2) \text{ then} \\ f(t,m) = f(t-1,m) - f_d(t,m) \quad (8)$$

$$\text{else} \\ f(t,m) = \text{CapacidadDiesel} - f_d(t,m) \quad (9)$$

$$\text{end-if} \\ f(t,m) \leq \text{CapacidadDiesel} * z \quad (10)$$

$$f(t,m) \geq 0 \quad (11)$$

$$f_d(t,m) = PT(t,m) * 0.249 \quad (12)$$

$$\text{Eco2}(t,m) = k * PT(t,m) \quad (13)$$

$$PT(t,m) \leq PT_{\text{max}} * z \quad (14)$$

$$PT(t,m) \geq 0 \quad (15)$$

Formulación de baterías. - En la representación de la batería de acuerdo a la ecuación (16) se representa el estado inicial de carga. En las ecuaciones (17) y (18) son las ecuaciones de inventario de la batería es decir representa la energía hora a hora donde también se considera la eficiencia del inversor n . En la ecuación (19) se define la variable de estado de la batería, considerando una variable binaria.

$$E0 = 0.9 * \text{BESS_installed} \quad (16)$$

$$\text{if } (t \geq 2) \text{ then} \\ E(t,m) = E(t-1,m) - PD_BESS(t,m) * n + PC_BESS(t,m) / n \quad (17)$$

$$\text{else} \\ E(t,m) = E0 - PD_BESS(t,m) + PC_BESS(t,m) \quad (18)$$

$$\text{end-if} \\ B(t,m) \text{ is_binary} \quad (19)$$

$$E(t,m) \leq 0.9 * \text{BESS_installed} \quad (20)$$

$$E(t,m) \geq 0.2 * \text{BESS_installed} \quad (21)$$

$$PD_BESS(t,m) \leq (1 - B(t,m)) * BM \quad (22)$$

$$PD_BESS(t,m) \geq 0 \quad (23)$$

$$PC_BESS(t,m) \leq B(t,m) * BM \quad (24)$$

$$PC_BESS(t,m) \geq 0 \quad (25)$$

Ecuación de balance. - En la ecuación de balance considera la energía suministrada por parte de las diferentes tecnologías, además de la carga y descarga de las baterías, la demanda y la energía no suministrada.

$$PV(t,m) + MH(t,m) + PT(t,m) + PD_BESS(t,m) = \text{Dem}(t,m) + \text{ENS}(t,m) + PC_BESS(t,m) \quad (26)$$

Función objetivo.- En la función objetivo se minimizan los costos de inversión representado por (27) que considera los cotos por equipos USD/Unidad. A excepción de las baterías donde se utiliza el costo USD por capacidad de energía instalada kWh.

$$CI = x \times Cost_{PV} + y \times Cost_{MH} + z \times Cost_T + BESS_{installed} \times Cost_{BESS} \quad (27)$$

También se considera los costos de operación representado por (28) en que esta la energía no suministrada y los costos asociados al generador térmico (Consumo de combustible y emisiones de co2). Es importante notar que aquí se aplica el promedio de todos los escenarios. En otras palabras, se considera que todos los escenarios son equiprobables.

$$CO = \frac{1}{M} \sum_{s=1}^M \sum_{i=1}^T (ENS_{i,s} \times Cost_{ENS} + f_{i,s} \times Cost_{OP_{PDiesel}} + Eco2_{i,s} \times Cost_{CO2}) \quad (28)$$

Formulación LP

En la formulación del problema lineal LP se modifican todas las ecuaciones para eliminar todas las variables enteras. De esta forma la formulación de cada tecnología cambia.

Formulación de generación fotovoltaica. - En esta formulación PVmax pasa a ser una variable de optimización (29).

$$PV(t,m) = PV_{max} * ((Irradiancia(t,m)/1000) * (1 - NT * (TempC(t,m) - 25)) * n_{inv}) - PV_{curt}(t,m) \quad (29)$$

Formulación de generación microhidro.- En la formulación de la central minihidro se define la potencia máxima a instalar en (30). Se calcula la potencia máxima hidráulica en la zona, donde el área es una variable de decisión como se representa en la ecuación (31). Posteriormente en la ecuación (32) se define que la potencia máxima a generar por energía hidráulica PT_MH, debe ser menor a la potencia máxima instalada PH_installed.

$$PH_{installed} \leq 100 \quad (30)$$

$$PT_{MH}(t,m) = g * densidad * h * v(t,m) * Area * n_{turbina} * n_{genMH} / 1000 \quad (31)$$

$$PT_{MH}(t,m) \leq PH_{installed} \quad (32)$$

Formulación de generación térmica. - En la formulación (10) y (14) de unidades térmica únicamente se debe eliminar la variable entera z.

Formulación de baterías.- En la formulación de las baterías se elimina la variable de estado, y adicionalmente no se considera la eficiencia del inversor (33), debido a que si se considera no se puede formular como un problema lineal como se aprecia en las ecuaciones (34)(35).

$$E0 = 0.9 * BESS_{installed} \quad (16)$$

if (t >= 2) then

$$E(t,m) = E(t-1,m) - PD_{BESS}(t,m) + PC_{BESS}(t,m) \quad (33)$$

else

$$E(t,m) = E0 - PD_{BESS}(t,m) + PC_{BESS}(t,m) \quad (18)$$

end-if

$$E(t,m) \leq 0.9 * BESS_installed \tag{20}$$

$$E(t,m) \geq 0.2 * BESS_installed \tag{21}$$

$$PD_BESS(t,m) \leq E(t,m) \tag{34}$$

$$PD_BESS(t,m) \geq 0 \tag{23}$$

$$PC_BESS(t,m) \leq E(t,m) \tag{35}$$

$$PC_BESS(t,m) \geq 0 \tag{25}$$

Ecuación de balance.- La ecuación de balance no se modifica tomando en consideración la ecuación (26).

Función objetivo.- En la función objetivo lo que se modifica son los costos de inversión como se presenta a continuación (36). Aquí se considera el costo por kw instalado de cada tecnología, estos valores son referenciados actuales.

$$CI = PV_{installed} \times Cost_{PV} + PH_{installed} \times Cost_{MH} + PT_{installed} \times Cost_T + BESS_{installed} \times Cost_{BESS}$$

$$CO = \frac{1}{M} \sum_{s=1}^M \sum_{i=1}^T (ENS_{i,s} \times Cost_{ENS} + f_{i,s} \times Cost_{OP_{PDiesel}} + Eco2_{i,s} \times Cost_{CO2}) \tag{36}$$

Resultados y discusión

Se consideran dos escenarios de análisis para determinar la metodología más acertada para la planificación óptima en instalación y operación que se describen a continuación: i) Escenario I se considera un problema lineal PL considerando los recursos energéticos distribuidos (GH,PV,BESS y GT) con su respectiva restricción en la GT ya que su limitante es el almacenamiento de combustible y emanación de CO₂, también existe una restricción presupuestaria en limitante de una inversión de \$150.000 que la empresa puede invertir en un proyecto por sus fuentes de energía. ii) Escenario II el planteamiento de un problema lineal de enteros mixtos se consideran unidades generadoras (GH,PV, BESS y GT) con las mismas restricciones anteriores del escenario I. Se plantea un problema lineal ya que reduce el tiempo del resultado hacia el valor real. Los resultados obtenidos del dimensionamiento de los recursos energéticos y costos de inversión se muestran en la tabla 1.

Tabla 1. Resultados de la planificación de los recursos energéticos distribuidos.

Escenarios	PV [KW]	BESS [KW]	GH [KW]	GT [KW]	CI [usd]
I	9.08	18.16	100	206.1	\$150.000
II	28.6	57.2	100	300	\$149.320

En la tabla 2 muestra los resultados por costos de operación tomando en consideración el consumo de combustible y emanación de gases del GT.

Tabla 2. Resultados de la planificación de los recursos energéticos distribuidos.

Escenarios	Combustible [Ltrs]	CO2 [Tn]	Costo de O. [usd]
I	337.86	1.35	\$310.19
II	157.27	56.96	\$214.23

Análisis con el mes de más alto recurso hídrico

De acuerdo con el análisis del Escenario I con el problema lineal en la figura 6 se puede observar que para el mes de enero donde de acuerdo a los datos históricos el río Quidigua posee sus más altos niveles de agua que oscila entre los 2 a 3 m/s la velocidad debido a la época invernal. Se observa que la mayor aportación de del recurso energético es GH con el 89% correspondiente al 2.146 KW, el 8% que corresponde al 0.196 KW de aporte energético de GT, 2% correspondiente al 0.055 KW de generación fotovoltaica y el 1% correspondiente al 0.025 KW de compensación por baterías BESS. Con esta planificación se garantiza que los recursos energéticos abastecerán la carga en su totalidad sin ningún porcentaje de energía no suministrada ENS 0%. Las energías de las baterías se mantienen en el 15KWh de carga para garantizar suministro emergente. Con una planificación de consumo de combustible de 48.98 litros de diésel y una emanación de 0.196 toneladas de CO₂.

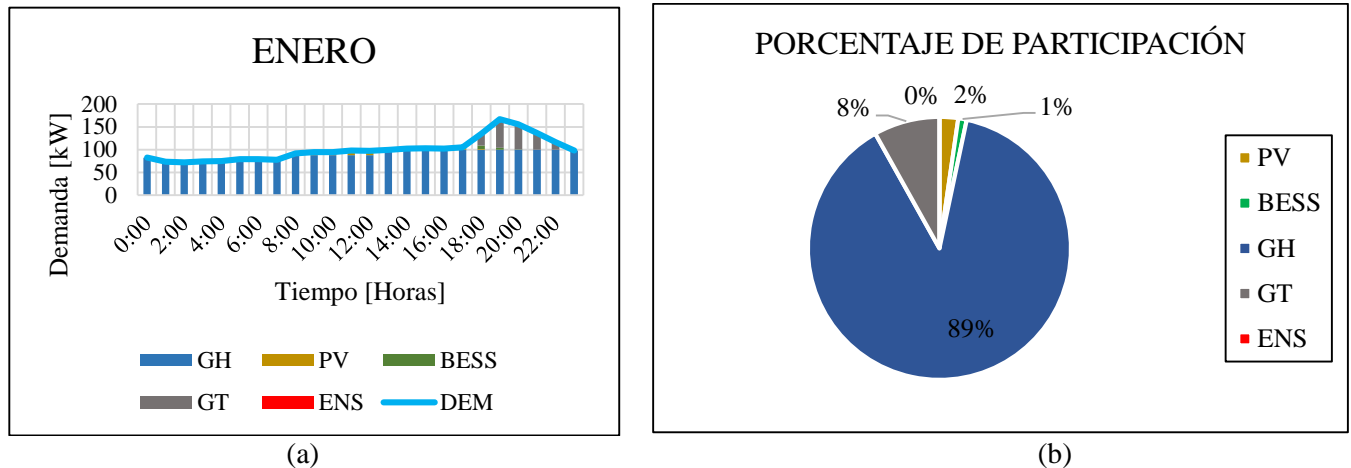


Figura 6. Escenario I de los recursos energéticos distribuidos (a) Comportamiento de los recursos energéticos de aporte en KW (b) Porcentaje de energía que aporta cada recurso.

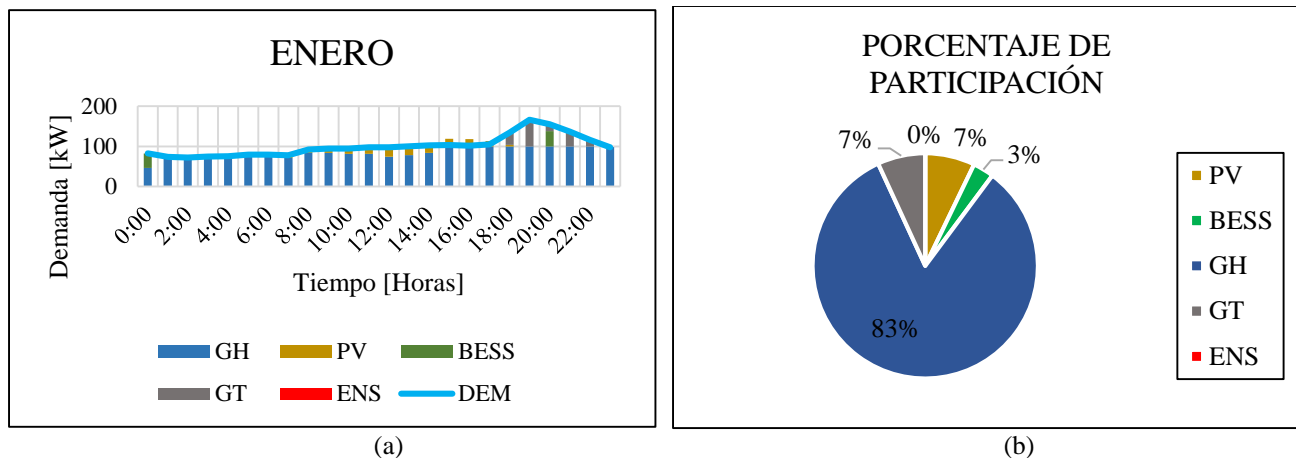


Figura 7. Escenario II de los recursos energéticos distribuidos (a) Comportamiento de los recursos energéticos de aporte en KW (b) Porcentaje de energía que aporta cada recurso.

En el Escenario II con la propuesta de un problema lineal de enteros mixtos para el mes con mayor cantidad de recurso hídrico que es en enero en la figura 7 se puede apreciar que el algoritmo plantea la optimización a un 83% de micro generación hidráulica que corresponde al 2.033KW, el 7% que corresponde a 0.168 KW de GT, el 7% que corresponde el 0.175KW de generación FV y el 3% que corresponde el 0.074 KW de inyección de BESS. Manteniendo de esta forma una planificación mejorada con respecto al escenario I, de la misma forma garantiza el abastecimiento total de la demanda requerida, manteniendo la energía no suministrada en un 0%, a más de ello se observa que de 16:00 a 18:00 existe vertimiento de energía que el sistema aprovechara para mantener la carga de baterías. Dentro de las condiciones de reserva de combustible se estima que se consume 41.92 litros de diésel con una emanación de 0.16 toneladas de CO₂.

Análisis con el mes de más bajo recurso hídrico

Considerando el modelo PL en el escenario I la planificación de los recursos energéticos toma en consideración que para abastecer la carga del mes de junio que es la estación seca con un afluente hídrico aproximado de 1.2 m/s de velocidad del caudal del río. En la figura 8 (a) la planificación de los recursos distribuidos y en (b) el porcentaje los valores de energía que suministran al sistema. Se puede apreciar que el algoritmo de planificación considera que puede abastecer el 42% del recurso con GH que equivale a 1.180 KW, mientras que el 55% va a ser abastecido con recurso de GT que es 1.522 KW.

El estocástico solar en esta estación climática puede prever el 2% de lo que necesita el sistema que corresponde el 0.064KW, mientras que el sistema BESS puede abastecer apenas el 1% del sistema eléctrico con una potencia de 0.024KW. La planificación no presenta vertimiento que pueda ser aprovechado para la carga de batería, pero el sistema de distribuido abastece la demanda necesaria sin que exista energía no suministrada. Con esta participación de GT se estima que tenga un consumo de 379.22 litros de diésel con una emanación de 1.5 toneladas de CO₂.

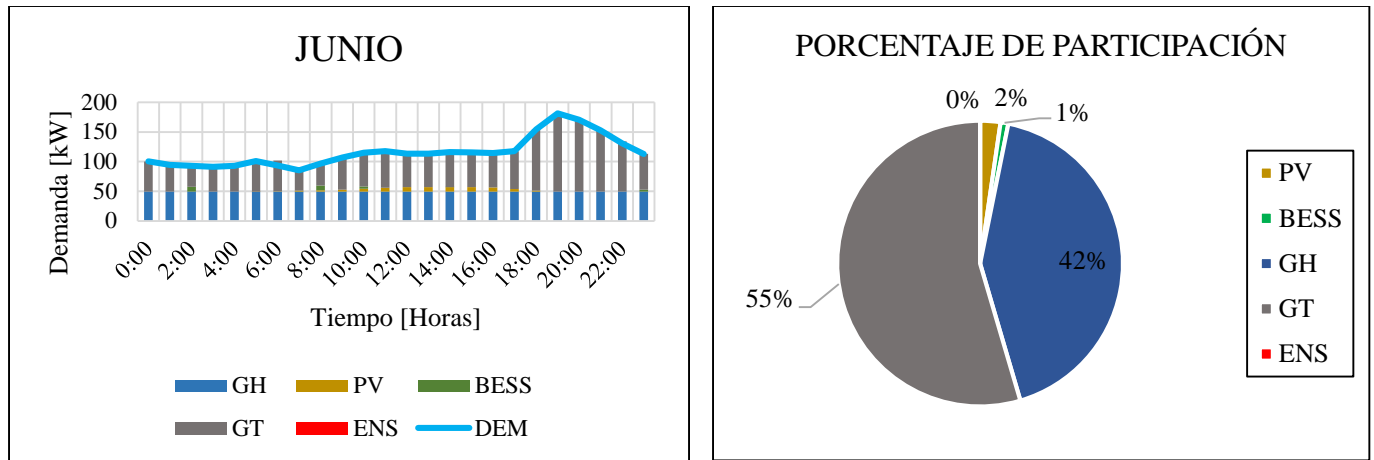


Figura 8. Escenario I de los recursos energéticos distribuidos (a) Comportamiento de los recursos energéticos de aporte en KW (b) Porcentaje de energía que aporta cada recurso.

En el escenario II de acuerdo al problema lineal de enteros mixtos se puede apreciar en la figura 9 (a) la magnitud de energía eléctrica al sistema distribuido y (b) el porcentaje de los recursos energéticos. El optimizador aprovecha de mejor manera las fuentes de energía disponibles, tanto así que el 49% es de GH que corresponde a 1.417KW, el 10% es de generación FV que corresponde a 0.280 KW, el 7% es de generación BESS que corresponde a 0.197KW. Las planificaciones de los recursos distribuidos mantienen su función objetivo de aprovechar los recursos renovables hidráulicos - solares y minimizar el uso de generación térmica que se estima usar una cantidad de 279.49 litros de diésel que pueden generar 0.911 toneladas de CO₂. En todo momento la generación planificada cubre la demanda requerida y no existen inconvenientes de generación no suministrada ENS.

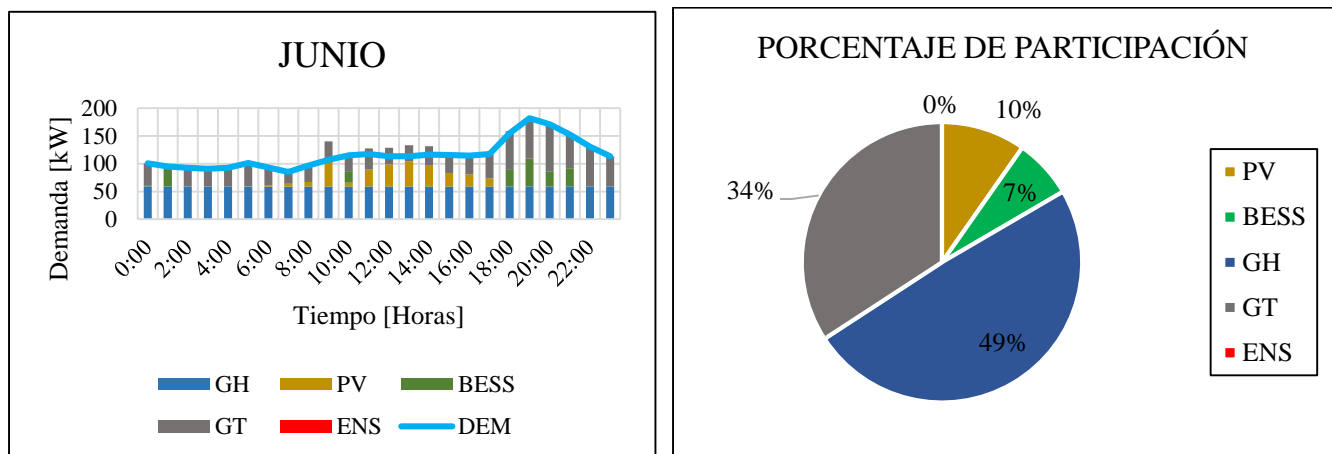


Figura 9. Escenario II de los recursos energéticos distribuidos (a) Comportamiento de los recursos energéticos de aporte en KW (b) Porcentaje de energía que aporta cada recurso.

Se estableció una metodología con dos optimizadores (I) problema lineal y (II) problema lineal de enteros mixtos y poder analizar los resultados óptimos, en ambos casos se garantiza que la energía no suministrada ENS está en el 0% es decir que los dos sistemas de optimización garantizan que los DER abastecen la demanda en todos los casos indistintamente que exista minimización en el potencial de algún recurso, la diferencia para seleccionar el problema de optimizaciones se ajusta la necesidad de basa en quien aprovecha las fuentes renovables y minimiza el uso de la GT por la emanación de gases y almacenamiento de combustible, siendo el MIOP más acertado a la necesidad local.

Conclusiones

De acuerdo a los estudios de campo se establecieron los potenciales de los recursos energéticos disponibles en la parroquia Pucayacu de los cuales se concluyeron que en los meses de diciembre hasta abril son los meses con mayor influencia hídrica por la estación invernal donde el río Quindigua obtiene velocidades hasta 2.5m/s aplicando el método de medición volumétrica. Con el uso del equipo PCE-SPM 1 se ejecutaron mediciones anuales y fueron validados con los datos de la NASA de los cuales se determinó un promedio de 4.5 horas pico de radiación con un promedio de 980 W/m². Mencionados recursos energéticos serán parte de la DER conjuntamente con un GT y la adición de BESS dimensionados de acuerdo al perfil de carga obtenido mediante un estudio anual de consumo del sistema eléctrico.

Se estableció un marco metodológico de planificación óptima para redes aisladas en zonas rurales usando recursos energéticos distribuidos. Se propuso un portafolio de inversiones considerando sistemas fotovoltaicos (PV), sistemas micro hidroeléctricos (GH) de pasada, sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS), así como la implementación de un sistema de combustión (GT) cuyo sistema actúe cuando exista una interrupción en el sistema eléctrico del alimentador de Pucayacu y el sistema eléctrico abastezca entidades importantes como iluminación de emergencia, centro médico, albergue, comunicaciones con un perfil de carga que tenga un suministro mínimo de 150 KW y un máximo los 300Kw, cuyos sistemas distribuidos sean proyectados a unos 10 años.

Para la planificación óptima se establecieron dos modelos matemáticos de optimizadores con la función objetivo de minimizar el costo de inversión y operación (1), para el escenario I aplicando un problema lineal PL nos estableció una inversión de \$150.000 cuyo costo de operación OC se estima sea de \$310,19. Para el escenario II se establece un problema de optimización lineal de enteros mixtos esto porque usamos valores binarios de la entrada de los recursos energéticos, cuyos resultados cumplen la función objetivo con una inversión de \$149.320 y el costo de operación encontrándose en \$214,23 demostrando que este es el problema más óptimo que cumple el marco práctico de un planificador al momento de tomar decisiones, a más de ello que el sistema propuesto no posee en ningún caso energía no suministrada ENS garantizando en todo momento el suministro de energía. Es importante ampliar los niveles de estudio a consideraciones dinámicas multinodales en corriente alterna la inmersión de grandes datos estocásticos en tiempo real de los DER.

Referencias

- Balaguera, D., & A. Cortes. (2012). “Distributed generation scheme analysis, as an option for bogota electrical system,”. *Alternative Energies and Energy, IEEE International Symposiumon*.
- Correa, G., & Rojas, J. (2017). Marco de referencia para la planificación de generación distribuida en zonas no interconectadas. *ITECKNE Vol.14, ISSN 1692-1798, 70-87*.
- Electricidad, P. M. (2020, Sept.). Retrieved from <https://www.recursoyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>
- Fenercom. (2009). I Congreso de Generacion Distribuida . *Boletín Energético N° 5*, p.12p.
- FICO. (2021). *Fico xpres optimization suite* . Retrieved from <https://www.fico.com/en/products>
- Hammons T.J. (2007). Dispersed generation and its impact in Europe on power system structure and secure power system operation. *Universities Power Engineering Conference UPEC 2007, 42nd International, Sept*.
- IEEE Std 1547.2. (2003). Standard for interconnecting distributed resources with electric utility distribution system. *The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.*27p. doi:10.1109/IEESTD.200394285.
- Katiraei, F., & Arguello, J. (2021). Solar PV integration challenges. *IEEE Power & Energy Magazine*, pp 62-71 doi: 10.1109/MPE.2011940579.
- Megapower. (2020). *Mega Power Solutions*. Retrieved from <https://www.megapowersolution.com/uploadfile/pdf/perkins/60Hz/MP-440P-60.pdf>
- Mullo, A., & Javier, V. (2017). Analysis of the incidence of grounding with high resistivity against atmospheric discharges in the sub - transmission line of 69Kv San Rafael - Mulalo. *CHILECON*.
- NASA. (2021). *Data Access Viewer*. Retrieved from <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- P. Zervas, H. S. (2008). “Model-based optimal control of a hybrid power generation system consisting of photovoltaic arrays and fuel cells,”. *Journal of Power Sources*vol. 181, pp.327-338.
- Parekh, A. D. (2012). System impact analysis of. *in IEEE Electr. Power Energy Conf*.
- Qayoom, A., & Al-Khalid Othman. (2022). Estimation of Carbon Footprints from Diesel Generator Emissions. *International Conference in Green and Ubiquitous Technology*, (pp. pp.78-81). Yakarta.
- R. Palma-Behnke, D. O.-E. (2012). “Socialscada and demand response for sustainable isolated microgrids,” in *InnovativeSmart Grid Technologies. IEEE PES*, pp1-1.
- Velásquez-Lozano, A., Aguirre-Velasco, M., Saltos-Rodríguez, M., Ortiz-Villalba, D., & M. Macias-Bermudez. (2021). Practical Framework for Optimal Planning of Isolated Rural Microgrids. *Conference: XVI Multidisciplinary International Congress on Science and Technology*. Quito.