

Operación de microrredes hidro +solar: estado del arte contextualizado al departamento del Chocó.

Operation of hydro+solar microgrids: state of the art in the context of the Chocó region.

Jhon-Ronald Terreros-Barreto¹⁻², Alejandro Garcés-Ruiz³

¹Doctorado en Ingeniería, Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia. Orcid: <https://orcid.org/0000-0003-0924-7571>. correo electrónico: jhon.terreros@utp.edu.co

²ETICOS, Vicerrectoría Investigaciones, Universidad Tecnológica del Chocó, Colombia. Orcid: <https://orcid.org/0000-0003-0924-7571>. correo electrónico: jhon.terreros@utp.edu.co

³Grupo de Investigación en Campos Electromagnéticos y Fenómenos Energéticos (CAFE), Programa de Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia. Orcid: <https://orcid.org/0000-0001-6496-0594>. correo electrónico: alejandro.garces@utp.edu.co

Recibido: 06/07/2023. Aceptado: 22/08/2023. Versión final: 15/09/2023

Resumen

Colombia tiene un gran potencial tanto de generación hidroeléctrica, así como de generación solar fotovoltaica. Por tanto, las soluciones de microrredes (solar+hidro) constituye una oportunidad para electrificar zonas no interconectadas. El control y la operación son dos de los mayores retos en el funcionamiento adecuado de este tipo de microrredes debido a la mezcla de dinámicas rápidas y de baja inercia asociada a los recursos solares, con dinámicas mecánicas lentas asociadas a los sistemas hidroeléctricos. El presente trabajo presenta los avances y el estado del arte de las microrredes (solar+hidro) y su posible aplicación en zonas no interconectadas de Colombia, específicamente para un municipio piloto del departamento del Chocó. Se presenta tanto la tecnología de micro-central hidroeléctrica como de generación hidrocinética como tecnologías clave para los ríos caudalosos ubicados en estas zonas no-interconectadas.

Palabras clave: Microrredes hibridas; microgeneración hidroeléctrica; microgeneración hidrocinética, microgeneración fotovoltaica.

Abstract

Colombia has great potential for both hydroelectric generation and solar photovoltaic generation. Therefore, microgrid solutions (solar+hydro) constitute an opportunity to electrify non-interconnected areas. Control and operation are two of the greatest challenges in the proper functioning of this type of microgrids due to the mixture of fast and low inertia dynamics associated with solar resources, with slow mechanical dynamics associated with hydroelectric systems. This work presents the advances and state of the art of microgrids (solar+hydro) and their possible application in non-interconnected areas of Colombia, specifically for a pilot municipality in the department of Chocó. Both micro-hydroelectric power plant technology and hydrokinetic generation are presented as key technologies for large rivers located in these non-interconnected areas.

Como citar: J. R. Terreros-Barreto, A. Garcés-Ruiz, "Operación de microrredes hidro +solar: estado del arte contextualizado al departamento del Chocó." in XI Simposio Internacional de Calidad de la Energía Eléctrica, Valledupar: Universidad Nacional de Colombia, Nov. 2023. doi: <https://doi.org/10.15446/sicel.v11.110038>

Keywords: Hybrid microgrids; hydroelectric microgeneration; hydrokinetic microgeneration, photovoltaic microgeneration.

1. Introducción

La crisis energética y el cambio climático han llevado a la humanidad a transitar de una economía basada en combustibles fósiles a una economía basada en energías limpias como estrategia para el desarrollo económico, social y sostenible. Las microrredes como conjunto agregador de diferentes recursos energéticos, se han convertido en una solución para maximizar las ventajas de la generación distribuida. Las microrredes, aparecen como tecnología clave para incrementar la flexibilidad de los sistemas eléctricos al facilitar la integración local y los recursos energéticos distribuidos [1]. Sin embargo, la adopción de estos recursos, genera desafíos asociados al diseño, operación y control debido a los flujos bidireccionales de energía, inestabilidad, baja inercia, incertidumbre, no linealidad e intermitencia inherente al funcionar tanto en modo conectado como aislado [2].

Las microrredes son necesarias para el desarrollo de las zonas apartadas en Colombia. Por ejemplo, el departamento del Chocó, tiene los menores índices de desarrollo de acuerdo a los informes presentados por el consejo privado de competitividad para el 2023, ocupando el puesto nro. 29. Una de las causas, es el alto porcentaje de municipios que no cuentan con cobertura eléctrica o que presentan un costo muy elevado del servicio [3]. En municipios distantes, así como en algunas cabeceras y veredas apartadas, la demanda energética se cubre con plantas a base de gasolina o ACPM, cuyo costo de operación es elevado. Esto lleva a que solo se preste el servicio de las 6 pm a las 12 pm en días laborales y de 6 am hasta a las 12 pm en días festivos [4]. Esto causa que los alimentos perecederos pierdan sus propiedades al interrumpirse la cadena de frío, causando problemas de salud. Además, al no contar con el servicio eléctrico, estas comunidades son privadas de tener acceso a tecnologías que permitan un desarrollo económico como las TICS (tecnologías de información y comunicaciones) y a los ambientes virtuales de aprendizaje como motor general para el desarrollo.

Este departamento, así como la mayoría de las zonas no-interconectadas del país, cuenta con ríos caudalosos y un gran potencial de generación solar fotovoltaica. Por tanto, resulta conveniente el diseño de microrredes que integren estas dos tecnologías. Sin embargo, la característica dinámica de los sistemas hidroeléctricos y solar fotovoltaicos es claramente diferente. Los primeros están asociados a componentes electromecánicos, los cuales presentan una dinámica lenta, mientras que los

segundos están basados en inversores con una dinámica rápida. Todos estos elementos hacen necesario diseñar una microrred que utilice estrategias de control avanzadas para su integración exitosa al sistema eléctrico.

Este documento presenta una revisión del estado del arte asociado a estas tecnologías bajo el contexto del departamento del Chocó. Inicialmente, se presenta el contexto del departamento del Chocó y las posibles fuentes de generación renovable para abastecer las zonas no interconectadas en este departamento (sección 2). Posteriormente, se analizan en detalle cada una de las tecnologías disponibles para aprovechar estos recursos de generación (sección 4). Después, se analiza la integración de estos recursos en el contexto de las microrredes (sección 5).

2. Situación actual del departamento del Chocó

El departamento del Chocó se encuentra ubicado en el occidente del país haciendo parte de la región pacífica con una superficie de 46530 m² que representa el 4,07% del territorio nacional. Este se encuentra poblado por 457412 habitantes distribuidos en las siguientes subregiones: La región del Atrato, Darién, pacífico norte, pacífico sur y la región del San Juan [5]. De acuerdo [6], el Chocó tiene 34003 viviendas que cuentan con servicio de energía eléctrica y 29097 que no cuentan con este servicio. Sin embargo, aun en los municipios que cuentan con servicio eléctrico, este es interrumpido, pues se trata de soluciones Diesel. En la figura 1 se puede observar que la región con mayor cantidad de viviendas es la región del Atrato [6].

Según el instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales (IDEAM), de las 108 estaciones meteorológicas, 74 se encuentra en estado activo y 34 en estado suspendido; por tal razón, se utilizarán las ubicaciones de las estaciones activas como insumo para determinar el caudal y velocidad de los ríos para el municipio caso de estudio. La figura 2 muestra el caudal y nivel promedio en algunas de estas estaciones meteorológicas con datos desde el 01/01/2018 hasta el 31/12/2022. Teniendo en cuenta criterios de facilidad de acceso para la inspección en sitio y orden público, se selecciona la estación Bellavista que tiene un caudal promedio mensual de 2611.94 m³/s. Para tener un mejor contexto de la zona no interconectada, se anexan registros fotográficos en la figura 3. municipio de bojayá-chocó (a) , (b) , (c) , (d) .

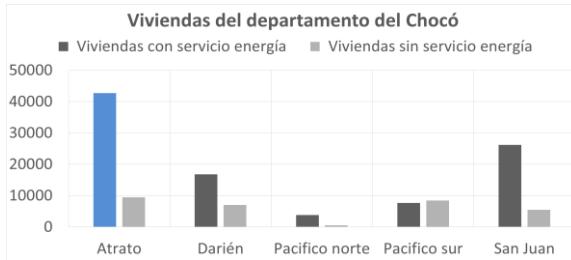


Figura 1. Viviendas con servicio de energía eléctrica [6].

Fuente: Elaboración propia



Figura 2. Caudal promedio por estación hidrometeorológica en el departamento del Chocó [7].

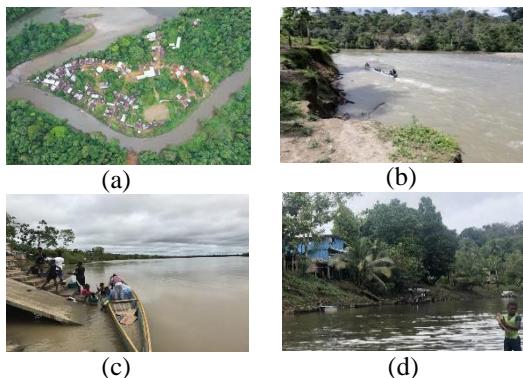


Figura 3. Municipio de Bojayá-Chocó (a) [12], (b) [13], (c) [14], (d) [15].

Con respecto al potencial del recurso solar fotovoltaico, se toman las coordenadas de la estación hidrometeorológica y se consulta la radiación promedio mensual en [8]; de aquí se obtiene una radiación promedio igual a 3.62 kWh/m²/día. Estos datos sirven como punto de partida para el análisis de las tecnologías apropiadas para el departamento del Chocó.

Al revisar el potencial eólico que tiene el departamento del Chocó con base en [5] y [9], se puede observar que

en promedio las velocidades del viento varían entre 0 y 5 m/s, siendo las subregiones del Darién (4.13) y el Pacífico Norte (3.67 m/s) con mayor potencial; sin embargo, estos cantidades no son suficientes para considerar la inclusión de esta fuente de energía en esta investigación, debido a que el umbral sugerido para un sistema eólico debe ser 5 m/s [5] excepto en los municipios de Acandí (7) y Unguía (5.5 m/s).

Por otra parte, con respecto al recurso de biomasa, aunque las subregiones del Darién, Pacífico Sur, Atrato y la subregión del Darién son altamente potenciales en cuanto a residuos de cultivos agrícolas y residuos de madera, respectivamente [5]; este recurso tampoco será tenido en cuenta en esta investigación, debido a las desventajas que presenta con respecto a la generación solar e hidráulica tales como: altas medidas de seguridad en la incineración en términos de temperatura y emisión de gases, necesidad de zona de almacenamiento para residuos, mantenimiento específico [10], incremento de costos de transporte y almacenamiento en zonas de difícil acceso [11], como en el departamento del Chocó, entre otras; que la hacen poco atractivas para incluirlas en el objeto de estudio. De esta revisión se puede concluir que la opción de solución energética más adecuada para el departamento del Chocó de conformidad con los recursos energéticos analizados, es una microrred híbrida con generación hidroeléctrica y solar fotovoltaica.

3. Tecnologías de generación

Como se mostró en la sección anterior, el departamento del Chocó presenta un gran recurso hídrico, así como de radiación solar fotovoltaica. A continuación, se evalúan tecnologías para aprovechar cada uno de estos recursos:

3.1. Pequeñas centrales hidroeléctrica

La energía hidroeléctrica ha sido considerada uno de los recursos energéticos renovables que más ha contribuido en la producción de energía eléctrica el ámbito internacional después de los combustibles fósiles [16]. Gran parte de este recurso ha sido explotado usando grandes centrales de generación. Sin embargo, existen tecnologías de menor escala que pueden ser más adecuadas para zonas no interconectadas. Estas incluyen las pequeñas centrales hidroeléctricas y las turbinas hidrocinéticas.

Una pequeña central hidroeléctrica es un sistema de generación de energía eléctrica a partir de la energía producida por el flujo de agua (energía potencial) con una capacidad hasta de 10 MW, sin necesidad de represa que se utiliza para abastecer pequeños asentamientos humanos. Una PCH está compuesta por: sistema de desagüe del azud, canal de derivación, toma de agua hacia la central, tubería, turbina, minigenerador eléctrico,

línea de transmisión eléctrica, canal de desagüe y el río, tal como se muestra en la figura 4.

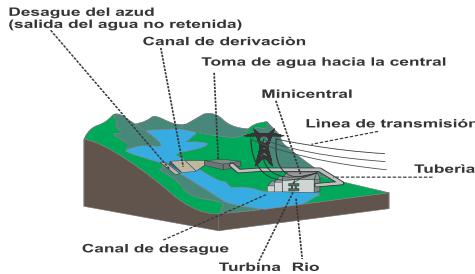


Figura 4. Componentes de una pequeña central hidroeléctrica (PCH).

Fuente: imagen-propia

Las pequeñas centrales hidroeléctricas o PCH han sido empleadas tanto en países desarrollados como en países en vía de desarrollo. En [17], se describen tres proyectos hidroeléctricos en Ruanda (África) que dan cobertura eléctrica a 750 hogares de cada proyecto. Se ejecutó el modelo conceptual, el hidrológico, el de ingeniería, el operacional y el socioeconómico del proyecto. En Colombia, se cuenta con una capacidad de 873.77 MW distribuidos en 115 PCHs instaladas a lo largo y ancho del país. En el departamento del Chocó cuenta con una capacidad de 2.4 MW distribuidos en 3 PCHs construidas: (1) Nuquí (0.2 MW), (2) Bahía solano (2.2 MW); además, se cuenta con 6 proyectos con PCHs, 3 de los cuales se encuentran en etapa de estructuración: (2) Nuquí (1.4 MW), (1) Juradó (0.8 MW) y 3 los tres restantes en etapa de estudio: (2) Acandí (3.1 MW) en fase de reconocimiento, (1) Pizarro fase diseño (0.6 MW) [18].

En cuanto a los tipos de turbinas, en [16], se realizó una descripción de una arquitectura de generación con una PCH, destacando los tipos de turbina, modo de generación, tipos de generadores, las bondades del motor de inducción, el tipo de esquema de generación del motor principal y de las diferentes topologías de microturbinas hidráulicas en modo conectado a la red y modo aislado. En este se discutieron y evaluaron los múltiples beneficios en el uso de topologías de electrónica de potencia de integración de red.

En [19], se aborda el modelizado hidráulico y se revisan topologías de potencia representativas empleadas en los sistemas de generación microhidroeléctrica de velocidad variable, se implementa una topología de generador síncrono de imanes permanentes de accionamiento directo y se efectúan experimentos para verificar la

J. R. Terreros-Barreto, A. Garcés-Ruiz efectividad del modelo hidráulico construido y sus algoritmos de control.

3.2. Generación hidrocinética

Otra forma de aprovechar el recurso hidráulico es la generación hidrocinética, mientras que las PCH utilizan la energía potencial del caudal del río mediante las caídas del flujo del agua, la generación hidrocinética convierte la energía cinética del río sin necesidad de caída, es decir que la conversión se produce por la velocidad del río, lo que la hace adecuada para aplicaciones con corrientes de ríos, quebradas, etc. Un sistema hidrocinético está compuesto por: Sistema de emplazamiento (Ubicación), sistema de protección y autolimpieza, sistema de elevación de la turbina, la turbina, las balizas (objetos de señalización de obstáculo fijo), sistema de transmisión, sistema de generación, como se muestra en la figura 5.

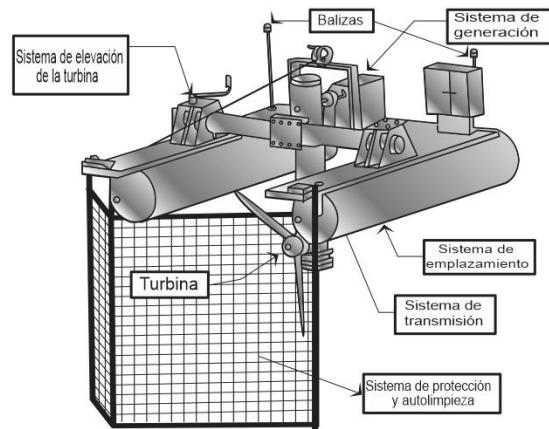


Figura 5. Componentes de una turbina hidrocinética (THC).

Fuente: imagen-propia

Para tener mayor claridad esta tecnología, en [21], se realiza una revisión crítica de las turbinas, describiendo el principio de funcionamiento, clasificación, aplicaciones, terminología utilizada, los parámetros de selección de turbina para una condición dada, realizando un comparativo entre turbina hidrocinética y turbina eólica, destacando el estado de la investigación y el desarrollo continuo de esta tecnología.

La evolución de la tecnología de generación hidrocinética, puede catalogarse como un periodo de crecimiento con innovación tecnológica, investigación, desarrollo científico y elaboración de políticas públicas para insertarlas en programas de electrificación rural [20]. Esta ha tenido crecimiento visible desde el año 2017 considerando toda la energía marina y de río, siendo muy

apropiada para zonas cercanas a océanos y ríos. La generación hidrocinética es considerada, como una tecnología de generación hidroeléctrica a pequeña escala debido a que genera energía eléctrica a partir de la energía cinética del agua en las corrientes de los mares y ríos [21].

La generación hidrocinética o energía de corriente fluvial o estuarina (*River-Estuary Current Power "RECP"*), se caracteriza por utilizar turbinas de corrientes de agua para convertir la energía de las corrientes fluviales (ríos, desembocaduras) o marinas, en energía mecánica o eléctrica; En sus inicios la energía hidrocinética se utilizó tradicionalmente para aplicaciones específicas como varillas hidráulicas o ruedas hidráulicas para bombear agua. Hoy en día, la evolución de la tecnología hidrocinética puede considerarse en crecimiento debido a las nuevas investigaciones, a la innovación tecnológica, al desarrollo científico y a la elaboración de políticas públicas para insertar esta tecnología en los programas de electrificación rural al punto que son utilizados para el desarrollo de grandes sistemas hidrocinéticos orientados a producir electricidad en aplicaciones conectado a la red en ríos y mares y usar el mismo enfoque tecnológico de la energía eólica a gran escala.

En [28], se realizó una revisión del sector de energía de corrientes de agua (Energía marina y energía de corriente de río/estuario), haciendo especial énfasis en las corrientes de río/estuario; en donde se realiza un análisis del interés del gremio académico sobre el dominio fluvial/estuario, potencial de operación, consideración industrial en el dominio de potencia; además de las limitaciones a tener en cuenta en la implementación en donde hace un análisis del potencial de operación real bajo restricciones y relaciona los proyectos que están en desarrollo. Aquí también se muestra una relación de las empresas (10) que desarrollan sistemas hidrocinéticos en países como Irlanda(2), Francia(4), Austria(1), Estados Unidos(1), Alemania(1), y Canadá(1). Esta investigación fue motivada por la observación de la ausencia de documentación que estudie claramente la corriente marina oceánica y la corriente fluvial/estuario y la necesidad de proporcionar contribución en esta área; concluyendo que crecimiento de estas tecnologías viene frenado por diversos factores como: la falta de visibilidad del potencial esta tecnología, la falta de datos de consumo real, la falta de madurez alcanzada para el caso de corrientes fluviales/estuario, la presencia de escombros en el agua (aun cuando existen soluciones), los impactos ambientales asociados a los convertidores mecánicos y al fenómeno de contaminación biológica y desde el punto de vista económico, un alto costo de nivel de energía en comparación con otras tecnologías que no permiten predecir la reducción de costos a largo plazo, además de la falta de inversión.

Por otra parte, [29], se presenta una línea de tiempo no exhaustiva del desarrollo y evolución de los sistemas hidrocinéticos (turbina de rueda de agua, Garman, turbina de corriente de agua "WCT", H-Darrieus, Tyson, turbina de corriente marina "MCT") desde el año 1827 hasta el 2020, su principio de funcionamiento, clasificación de las turbinas, perspectivas y oportunidades de investigación y tecnologías disponibles y finalmente en [23], se presentan una revisión de los esquemas de conversión existentes y futuros, campos de aplicación, tendencias generales, se realiza una evaluación de los sistemas de turbinas, realizando una clasificación y comparación cuantitativa.

Las implementaciones de esta tecnología a nivel internacional, se han desarrollado proyectos como sigue: En Indonesia, en la localidad de Sarawak-Malasia perteneciente a las islas de Borneo, se diseñó una turbina hidrocinética de 0.85m de diámetro de bajo costo (US \$750), con una capacidad de 92 W (2.2 kWh por día), en una corriente de río de 1.3 m/s [25]; en Sudáfrica, en un área rural del mismo, se desarrolló un modelo de optimización para la operación de un sistema híbrido (THC+batería+diesel) [26]. En Colombia, existen pocos estudios e implementaciones con turbina hidrocinética, uno de los pocos casos es en la localidad de Campo Alegre(Neiva) en el departamento del Huila y en la ciudad de Medellín [27]; Para el departamento del Chocó, no existen implementaciones de esta tecnología.

A continuación, se presentan las investigaciones relacionadas con respecto a los desafíos de la generación hidrocinética: En [22], se presentan una descripción subjetiva del problema de control y operación del sistema de seguimiento del punto de máxima potencia "MPPT" para turbinas hidrocinéticas, sus desafíos subyacentes y áreas de oportunidad. Además, en [23], se presentan ciertos desafíos asociados a los rotores de tipo axial y en [24], se presentan los desafíos y brechas de conocimiento asociados a la turbina Savonius.

Por otra parte, de la revisión realizada por [30], en donde realiza investigación basada en desarrollos, aplicaciones, diseños, operación y en tecnologías de río microhidrocinético involucradas en proyectos de electrificación rural; concluye que hay falta de estudios de investigación que revelen los beneficios técnicos, económicos y ambientales de esta tecnología comparada con otros métodos de electrificación rural lo que dificulta la aplicación de esta tecnología en áreas rurales; por esta razón, los autores sugieren realizar futuras investigaciones en las siguientes áreas: Dimensionamiento y control de operación óptimo; confiabilidad, sustentabilidad y eficiencia; análisis técnico económico y ambiental de esta tecnología frente a otras opciones de suministro rural y políticas que

respalden el desarrollo e implementación de la energía hidrocinética.

3.3. Generación fotovoltaica

La generación fotovoltaica, es una tecnología utilizada para convertir la luz solar en electricidad, directamente sin ninguna interfaz para la conversión mediante la activación de los electrones en un dispositivo semiconductor con el fin de generar energía adicional; estos dispositivos son muy simples en el diseño, tienen la capacidad de generar grandes cantidades de energía a partir de pequeñas entradas [31]. Un sistema fotovoltaico puede operar en modo conectado a la red o en modo autónomo o isla; en el modo conectado está compuesto por: arreglo fotovoltaico, convertidores de voltaje de corriente continua a corriente continua, sistema de almacenamiento a base de batería (*BES*), inversor de voltaje de corriente continua a corriente alterna. En la figura 6, se muestra la arquitectura de un sistema fotovoltaico en modo conectado a la red; el arreglo fotovoltaico se encarga de convertir la energía solar, en energía eléctrica; el convertidor se encarga de ajustar el voltaje a la referencia establecida por el sistema de almacenamiento (batería) y la carga (con alimentación en corriente continua); la batería se encarga de suministrar la inercia del sistema virtual del sistema y el inversor, se encarga de transformar la forma de onda de corriente continua a alterna para alimentar la carga (con alimentación en corriente alterna CA).

Con respecto a las implementaciones de esta tecnología en el ámbito internacional, en Indonesia, en la isla Selayar al sur de Sulawesi (Célebes en español), se realizó un análisis de flujo de potencia después de interconectar la energía fotovoltaica a una red a base de diésel de 13.7 MW [35]; así como en este proyecto, alrededor del mundo, se ha realizado múltiples instalaciones utilizando esta tecnología, en países como: La China (130.4 GW), Estados Unidos (85.3 GW), En Japón (63.3 GW), La India (57.4 GW), Alemania (48.4 GW), Italia (22.6 GW), Reino Unido (14.2 GW), Francia (12.8 GW), Australia (12.2 GW), Pakistán (10 GW) [36]. En Colombia, se han ido realizando poco a poco proyectos de generación fotovoltaica en los siguientes departamentos: El Valle del Cauca(9,8 MW), Cesar(86.2 MW), Bolívar(8.06 MW), y proyectos representativos en la Guajira (85.9 MW) y el Meta (59.7 MW) [37].

En [32], se analizó el impacto de las plantas de energía fotovoltaica en el sistema eléctrico del norte de Chile, en donde se utilizan convertidores para que se comporte como un generador síncrono virtual. Los resultados de la investigación probaron que los controladores de energía síncronos, contribuyen en la estabilidad, mitigando los transitorios de frecuencia y limitando la desviación máxima cuando se opera en la región estable de la curva

J. R. Terreros-Barreto, A. Garcés-Ruiz fotovoltaica (FV). Estos ofrecen mayores beneficios en la medida que crezca la penetración solar, permitiendo la integración de generadores renovables, sin reducir la inercia efectiva del sistema.

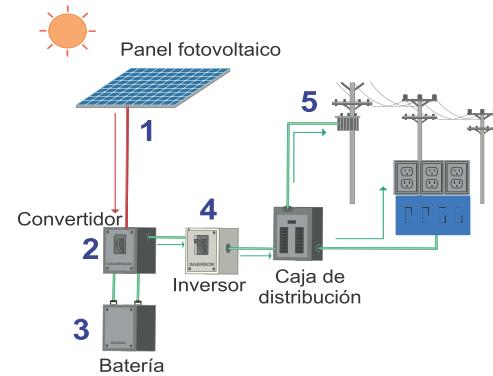


Figura 6. Componentes de un sistema fotovoltaico (FV).

Fuente: Elaboración propia

La generación fotovoltaica se caracteriza porque añadir baja inercia a los sistemas, esto trae como consecuencia nuevos retos y desafíos asociados: A la escala de tiempo del control de frecuencia en sistemas convencionales y en sistemas de generación con interfaz de convertidores de electrónica de potencia, a la respuesta de las máquinas síncronas en sistemas desbalanceados, al desacoplamiento de frecuencia y balance de potencia en los sistemas asincrónicos, a la relación respuesta inercial vs control primario de frecuencia, a la frecuencia del centro de inercia en multi sistemas, a los controladores de bucle de bloqueo de fase (controladores PLL), al divisor de frecuencia, y a otras técnicas de sincronización [33]. En cuanto al modelado, se necesita una representación precisa de los convertidores, sus controles y limitación para cada escenario de modelación; esto debido a que en algunos escenarios los convertidores deben o incluir la respuesta inercial, por tanto, es un desafío importante en la integración a la red [34]. En cuanto al control, de acuerdo con [33], la dinámica dominante de las fuentes de electrónica de potencia viene dada por las constantes de tiempo de bucles de control externo (constantes de tiempo del PLL, parámetros del oscilador virtual) y que la maquina síncrona es quien se encarga de controlar la potencia mecánica y el voltaje de campo, lo que conlleva a que los convertidores sean elementos que aporten en el control primario de la frecuencia y el voltaje. Adicionalmente, en los sistemas actuales, el control se realiza cuando el convertidor funciona en modo seguidor de red, lo que supone una red rígida de alta inercia, que se pueda rastrear a través del PLL, por lo que es necesario desarrollar nuevas estrategias de control cuando el convertidor funcione en modo formador de red.

Por estas razones, la estrategia de control avanzado a desarrollar sea capaz de incluir estos aspectos dinámicos al momento de ejecutar el control primario y secundario de la microrred seleccionada.

4. Microrredes

Las microrredes son una alternativa económicamente viable en zonas no interconectadas. Estas se caracterizan por combinar recursos de generación distribuida, sistemas de almacenamiento y varios tipos de carga con el fin de garantizar su funcionamiento tanto en modo conectado como en modo isla [38].

Las microrredes pueden ser de corriente directa (*DC*) [39] o de corriente alterna (*AC*) [40] o incluso una red eléctrica de alta frecuencia [41]. La característica innovadora de una microrred radica en la capacidad de operar de manera autónoma cuando hay un corte de energía, lo que lleva a tener usuarios con servicio continuo en zonas no interconectadas y en áreas rurales. Por esta razón, las microrredes no solo ayudan a la continuidad del servicio, sino a mantener su calidad [42].

Las microrredes implementadas en todo el mundo se han desarrollado a partir de un enfoque fuertemente investigativo. Se ha realizado implementaciones de microrredes en EE.UU. [67], en la Unión Europea [68], especialmente en Grecia, Alemania y España [69]; en el continente asiático, en países como la China [43], y Japón [70], [71], la India y Malasia [72]. En [73], se muestran ejemplos que describen aspectos como tipo de microrred, estructura y control de microrredes en modo conectado a la red, en continentes como Europa, Asia y Oceanía, América del Norte; para el modo aislado o independiente en África, Antártico, Asia, Europa, América del Norte, Oceanía y Sur América (especialmente en Brasil). En el ámbito nacional, se tiene registro de microrredes en Cartagena de Indias [74], en la comunidad de Nazareth ubicada en la Guajira [75]; en la localidad de ranchería del departamento de la Guajira [76]; De acuerdo con [1], en Colombia se tienen al menos 11 microrredes instaladas para zonas no interconectadas (ZNI) de las cuales cinco funcionan con generación diésel y solar fotovoltaica en Bolívar, Guainía, Amazonas y Chocó; una con generación eólica+fotovoltaica+diesel en el departamento de la Guajira, dos con generación eólica y solar fotovoltaica y, tres con generación a partir de pequeñas centrales hidroeléctricas en los departamentos de Antioquia y el Chocó. A nivel local, es decir, en el departamento del Chocó, solamente se tienen instaladas, tres microrredes: una con generación diésel+fotovoltaica en las playas de Titumate (Unguía), una pequeña central hidroeléctrica en bahía solano [1] y la primera microrred FV en la localidad de Andagoya con una capacidad de 20 kW. Los análisis realizados en estas microrredes incluyen un flujo de carga óptimo para analizar el desempeño del

almacenamiento del banco de baterías durante el año 2017 [77].

Como se puede observar en esta revisión, Colombia y en especial el departamento del Chocó, tiene muy pocas implementaciones de microrredes instaladas con respecto a la población que no cuenta con servicio eléctrico, por lo que implementar más microrredes es alternativa indispensable para aumentar los indicadores de cobertura en servicio eléctrico.

Las microrredes han sido estudiadas especialmente en Europa, Estados Unidos y China. En [43], se presentaron los antecedentes, concepto básico, situación nacional e internacional y así como los principales desafíos y perspectivas de desarrollo de la tecnología. Se pueden resaltar los desafíos asociados a: los mecanismos interactivos de microrred y sistema de potencia con alta permeabilidad [44], el mecanismo de almacenamiento de energía distribuida para la operación segura y estable de la microrred [45], la teoría y los métodos de planificación de la microrred, el control conectado a la red y el control coordinado de energía multidistribuida [46], la protección y el sistema de distribución [47], el análisis y control de calidad de la energía y el sistema de distribución [48], la simulación y análisis integral de la microrred [49], la operación económica y la gestión óptima de la energía [50].

En [51], se presentó una descripción de los principales desafíos y posibles soluciones en la planificación, operación, control y protección de microrredes en modo conectado a la red y en modo isla. Para microrredes en modo conectado, se proponen algoritmos de optimización basado en programación lineal para el almacenamiento de energía [52] y técnicas de flujo de potencia convencional [53].

Una microrred se gestiona mediante etapas definidas como: planificación, operación y protecciones; la planificación contempla los procesos de dimensionamiento, diseño y modelizado, la operación se relaciona con el punto de operación de la microrred y las protecciones se enfocan en lo relacionado con fallos del sistema; por lo que es necesario revisar en la literatura especializada lo relacionado con estos temas.

Con respecto al dimensionamiento en la etapa de planificación: en [78], se utilizó el software *Hybrid Optimization Multiple Energy Resources (HOMER)* para obtener la simulación y configuración óptima de un sistema híbrido de almacenamiento para Kampung en Malasia. Se hizo una comparación técnico-económica del sistema con un sistema de generación diésel y batería. De aquí se concluyó que la configuración con sistema diésel presenta un mayor costo de mantenimiento e impacto ambiental negativo producido por las grandes emisiones

de gases de efecto invernadero. En [79], se explicó un procedimiento para dimensionar los componentes de un sistema de energía híbrido autónomo con generación hidroeléctrica. De esta investigación se concluyó que la configuración óptima se logra cuando el número de módulos es cinco, con base en un estudio paramétrico para generar un conjunto de curvas de dimensionamiento.

En [80], se presentó una comparación de dos sistemas alternativos para suministrar potencia de tracción de un tranvía en la cuenca de Ecuador. El primer sistema híbrido con solar e hidroeléctrica y el segundo solo usa la energía de la red desde un único punto de carga mediante un sistema compuesto por celdas de combustibles de membrana de intercambio de protones, batería de iones de litio y supercapacitores. De esta investigación se concluyó que, el primer sistema es mucho más económico y eficiente en comparación con el segundo al ahorrar \$422.454,60 considerando un ciclo de operación de 20 años.

En [81], se presentó un estudio que realiza dos métodos de dimensionamiento para un sistema de generación híbrido autónomo. El primer método utilizó ecuaciones básicas y el software de diseño de Simulink. El segundo método realizó dimensionamiento técnico-económico usando el software de optimización de sistemas híbridos (*HOMER*). Los resultados de esta investigación demostraron el primer método es más conveniente para el dimensionamiento de generación híbrida.

Para el caso de microrredes híbridas que incluyen generación hidrocinética; en [81], se presenta un estudio de dimensionamiento de una microrred híbrida compuesta por THC+FV+diésel+batería, mediante dos métodos, el primero utiliza ecuaciones básicas y el software de diseño optimizado de Simulink “*SDO*” y el segundo método, utiliza el software de optimización para sistemas híbridos “*HOMER*”.

En [79], se explicó el procedimiento de dimensionamiento de un sistema híbrido conformado por THC+FV+batería utilizando la turbina Savonius; se realizó el modelamiento de la turbina con base en ANSYS mediante simulación de espacios temporales de todo el sistema y el dimensionamiento del sistema híbrido se realiza mediante curvas de dimensionamiento con base en estudios paramétricos y diagramas de clasificación de los elementos fotovoltaicos frente a la capacidad de las turbinas hidrocinéticas. Por otra parte, [78], utilizó el software *HOMER* para simular y obtener el tamaño de la configuración óptima del mismo sistema THC+FV+batería haciendo un comparativo técnico-económico con un sistema FV+batería+diésel en el este de Malasia.

Con respecto al diseño, en [82], se diseñó una microrred de corriente alterna, conformada por generación fotovoltaica, generador de inducción y banco de baterías,

para alimentar cargas no lineales utilizando un controlador de calidad de energía unificado para eliminar armónicos y ejecutar compensación de potencia activa y control de tensión. En [83], se diseñó una microrred híbrida para eliminar problemas de calidad de energía, compensación de armónicos de corriente, regulación de frecuencia y voltaje bajo cargas variables. Se empleó un generador de reluctancia síncrona y una estrategia de control avanzada. Esta investigación demostró el buen rendimiento de la microrred en diversas condiciones de funcionamiento que cumplen con los requisitos de calidad de energía del estándar IEEE 519.

Con respecto al operación: en [84], se desarrolló un modelo de microrred basado en el sistema de bus IEEE-13, donde se realizó un análisis comparativo entre sistemas basados en inversores y sin inversores. Se diseñó un esquema de protecciones con compensación de potencia reactiva dinámica y los esquemas de respuesta en frecuencia y voltaje para mantener la estabilidad de la frecuencia al operar en modo isla. Aquí se concluyó, que las características dinámicas de la microrred están influenciadas por las características de los generadores de energía renovable y los niveles de despacho; que los sistemas no basados en inversores contribuyen positivamente en la estabilidad del sistema y que las características de la red y de los diferentes niveles de despacho también influyen en la dinámica de la red.

En cuanto a las protecciones relacionadas con fallos del sistema, se proponen esquemas basados en microprocesadores [54], uso de comunicaciones [55], limitador de corriente de falla [56], relés diferenciales [57], relés de conmutación digital [58], protección de área amplia [59]. Para microrredes en modo aislado, los desafíos asociados a la planificación, se sugiere la misma estrategia aplicada al modo conectado, sin embargo, para el análisis de flujo de potencia, se proponen técnicas de flujos de potencia apropiadas para este modo de operación como el método la región de confianza de Newton [60], Gauss-Seidel (microrredes pequeñas) [61], Newton-Raphson [62]. Igualmente, se propone el modelo de estabilidad de pequeña señal mediante el control de caída para inversores conectados en paralelo [63], inversor ideal [64], impedancia inductiva [65] e impedancia compleja [66]. En cuanto a los esquemas de protección, se proponen los mismos esquemas aplicados al modo conectado.

De esta revisión, se puede inferir que los esquemas de planeación y protección de microrredes parten de algoritmos convencionales. No obstante, el principal desafío para esta investigación está asociado al control y la operación tanto en modo conectado como en modo isla. Cabe destacar también, que muchas de estas microrredes funcionan en modo maestro esclavo, por lo que el control depende de un generador de gran

capacidad, usualmente el generador diésel. Por tanto, se requiere mayor investigación sobre esquemas de control que busquen la operación en modo isla sin necesidad de plantas diésel que impongan la frecuencia y el voltaje.

5. Operación de microrredes híbridas

La operación de una microrred hace referencia al establecimiento de los parámetros del sistema (voltajes, corrientes, frecuencias y potencias) dentro unos valores de referencia, en otras palabras, es hacer que el sistema tenga **estabilidad** o se comporte de forma estable; la estabilidad del sistema de potencia, se define la capacidad de un sistema de potencia eléctrica para recuperar un estado de operación después de haber estado sujeto a una perturbación física con la mayoría de las variables del sistema acotadas, de modo que prácticamente todo el sistema permanece intacto [85]; en una microrred la estabilidad está dividida en estabilidad del sistema de control (aplicada a la maquina eléctrica o al convertidor) y estabilidad de balance y suministro de potencia [86] que a su vez está dividida en: Estabilidad de ángulo de rotor (de pequeños disturbios o transitoria), de frecuencia (corta y larga duración), de voltaje (de pequeños y grandes disturbios) [85]; esto implica que, para poder realizar un análisis de estabilidad y realizar un control adecuado de la microrred, se debe contar con un modelo matemático adecuado de la microrred y cada uno de los subsistemas que la conforman con el fin de poder diseñar el controlador que lleve el sistema a las referencias deseadas mediante estrategias de control aplicadas sobre estos modelos desarrollados

En [87], se brindó una descripción general de los desarrollos recientes en los métodos de modelizado y control de microrredes, se justificó por qué incluir microrredes en las redes existentes, se discutieron varias estrategias de control cuando se aplican a las microrredes. En cuanto a los métodos de modelizado, se utilizaron estrategias basadas en la función de transferencia y en el espacio de estados. En cuanto a las estrategias de control de una microrred con múltiples unidades de generación, se definieron estrategias para los modos conectado a la red, modo autónomo y modo combinado (conectado/isla) que se pueden resumir en la Tabla 1. De aquí concluyeron que, usando un sistema de control en red se puede obtener un mejor control de la microrred.

En [88], se desarrolló un controlador central de microrred en el laboratorio de microrredes inteligentes basado en inversores de la universidad de Aalborg-Dinamarca, el control primario se realiza en Matlab compilado en dSPACE para fines de control local y el control secundario y terciario, se realiza en LABVIEW. se presentó un caso de ejemplo donde se realizaron las pruebas de restauración de voltaje, frecuencia y

compensación de desequilibrios de tensión. De aquí se concluyó que, la arquitectura y la jerarquía de control diseñada apropiadamente forman una plataforma experimental flexible para estudios relacionados con microrredes.

A continuación, se presenta un resumen de las estrategias de control aplicado a las microrredes para los diferentes modos de operación en la Tabla 1.

Tabla 1. Investigaciones relacionadas con control de microrredes.

No.	Modo de operación	Estrategia de control
1	Conectado a la red	Control de flujo de potencia por regulación de corriente [89]
2		Control de flujo de potencia por regulación de voltaje [90], [91], [92]
3		Control del flujo de potencia basado en corriente o voltaje [93]
4		Control centralizado basado en agentes Java Agent Development (JADE) Framework [94]
5		Control distribuido basado en sistemas multiagentes (MAS) [95],
6		Control H_∞ [96])
7	Autónomo	Control PQ [97], [98] y VSI [99], [100], [101]
8		Control Vf [102]
9		Control autónomo (basado en caída VQ y Pf) [103], [104]
10		Control basado en caída nuevo Q-V [105], [106]
11		Control basado en función de transferencia [107], [108]
12		Control basado en función de transferencia con controlador de servomecanismo robusto [109]
13	Combinado (Conectado/Autónomo)	Control de voltaje controlado VSC [110]
14	Sistemas de sistemas-SoS o Sistemas ciberfísicos -CPS)	Control descentralizado [111], [109]
15		Control multinivel [112], [113]
16		Control en red (alambrado e inalámbrico) [114], [115], [116])

Fuente: Elaboración propia

Aquí se puede observar que existe suficiente información relacionada a la operación y control de microrredes que incluyan generación fotovoltaica, sin embargo, no existen estrategias de control avanzado que estudien los sistemas fotovoltaicos y su integración con la generación hidroeléctrica e hidrocinética en el nivel primario y secundario; por lo que se puede concluir que, aunque existen suficientes estrategias de control en los diferentes modos, no existe una estrategia de control secundario avanzado que integre la generación hidrocinética, fotovoltaica e hidroeléctrica para que funcione correctamente y coordinada.

5.1. Operación y control con pequeñas centrales hidroeléctricas

En [117], Se analizó el funcionamiento, modelo de simulación en modo aislado y conectado a la red de una PCH; se analiza velocidad de rotación, voltaje de excitación, se realiza análisis de fallas. En donde se concluyó que la calidad de la energía se mejoró cuando la microrred se conectó a la red al comparar las formas de onda del voltaje de salida y la suposición de potencia activa y que la distorsión armónica total (*THD*) disminuyó cuando la microrred funcionó en modo conectado a la red.

En [118], se analizó el funcionamiento de una planta hidroeléctrica (Turbina hélice + generador de imanes permanentes + convertidor de potencia) con velocidad variable mediante el modelamiento de los circuitos eléctricos equivalentes que incluían las pérdidas de potencia. Se verificó el modelo sobre un prototipo de planta hidroeléctrica de 150 kW mediante las características de respuesta en estado transitorio y estado estable. De aquí se concluyó que, el análisis del sistema se basa principalmente en el análisis eléctrico del convertidor de electrónico de potencia del *PMSG* y el modelo de la central hidroeléctrica basado en diagramas Hill; por tanto, el modelo de la turbina juega un papel importante en la eficiencia global del sistema.

En [119], se presentó una microrred que incluía un sistema fotovoltaico en conjunto con una pequeña central hidroeléctrica (PCH) y un sistema de almacenamiento de energía por baterías. Este sistema permitió energía ininterrumpida para zonas rurales en áreas remotas. Se utilizó un generador de inducción auto excitado con capacitores de excitación, y una técnica de filtrado X de mínimo cuadrado medio de volterra (*VFXLMS*) basada en estructura multicanal para abordar los problemas de calidad de energía debido a la no linealidad de las cargas ligadas a la microrred. En conclusión, se comprobó que, al seleccionar el valor adecuado del factor de adaptación, se logró el valor de ajuste del componente de error y se pudo realizar el control de la energía de la batería mediante el convertidor bidireccional.

De la revisión de la literatura en esta sección, se pudo concluir que el modelo de la PCH, los convertidores y las cargas en una microrred híbrida, la respuesta en estado transitorio y estable, el modo de funcionamiento y las técnicas de control aplicados al convertidor del generador y de la batería, son factores determinantes en la mitigación de problemas relacionados con la calidad de la energía. Por esta razón, es necesario revisar las estrategias de control aplicadas a la generación con turbinas hidroeléctricas (HTG); esta se debe realizar, de acuerdo al modo de funcionamiento, es decir, si es en modo conectado a la red o en modo autónomo (isla); a continuación, se presenta un resumen de estos enfoques para cada modo de funcionamiento en las Tabla 2 y Tabla 3, respectivamente.

Tabla 2. Resumen investigaciones relacionadas con control HTGs en modo conectado a la red.

No.	Sistema de prueba	Enfoque de control
1	Una sola máquina de barraje infinito	PID [120], [121]
2		Control Óptimo Robusto [122]
3		Control PID de orden Fraccional [123], [124]
4		Control difuso [125]
5		Control adaptativo [126]
6		Control Predictivo difuso [127]
7		Control de modo deslizante [128], [129]
8		Control sinérgico [130]
9		Control de modo deslizante difuso [131]
10		Control de predicción gris [132]
11		Modelo Hamiltoniano Generalizado [133], [134]
12		Control basado en pasividad [135], [136]
13		Modelo de Control Predictivo [137]
14	Sistema multimáquina	Modelo Hamiltoniano Generalizado [138]

Fuente: Elaboración propia

Tabla 3. Resumen investigaciones relacionadas con control para PCH en modo autónomo [139].

No.	Subsistema	Enfoque de control
-----	------------	--------------------

1	Control mecánico de Turbina	Relé de potencia
2		Interruptor electrónico de potencia
3		Regulador basado en <i>TRIAC</i>
4		Rectificador controlado basado en <i>SCR</i>
5		Rectificador no controlado basado en <i>IGBT</i>
6	Control eléctrico del Generador	P, PI y PID
7		Control analógico
8		Basado en DSP
9		Control actual
10		Control <i>Feed-Forward</i>
11		Control de voltaje y frecuencia basado en PI
12		Control de potencia basado en PI
13		Control inactivo
14		Basado en PLL
15		Basado en Optimización
16		Basado en lógica difusa
17		Basado en PLC

Fuente: Elaboración propia

De esta revisión, se puede observar con respecto al control asociado a la generación para PCH, que, en el modo conectado a la red, existe suficiente investigación entorno a estrategias de control de nivel local o lo que se conoce como control nivel primario debido a que este asociado directamente con control de voltaje y frecuencia del recurso energético distribuido; sin embargo, en el nivel secundario, es decir, el relacionado con la coordinación de la microrred, existe poca investigación [38]. Para el modo autónomo o isla, existe investigación entorno a estrategias de control clásico, pero no existen estrategias de control avanzado.

5.2. Operación y control con sistemas hidrocinéticos

Los procesos de modelamiento y control, son etapas fundamentales de la operación de un sistema hidrocinético; en el proceso de modelamiento, para el caso de microrredes compuestas por turbina hidrocinética (THC), [140], se presentó el modelo matemático del sistema conformado por: La turbina, el generador síncrono de imanes permanentes, el convertidor CC-CC y el inversor monofásico conectado a la red; con respecto al modelado de la turbina, en [141], se realizó un estudio numérico de la turbina hidrocinética de hélice, instalando un conjunto de turbinas THC de 10 kW en disposición de fila de máquinas operando conjuntamente y realizando la simulación en *CFD*.

En cuanto al control y las estrategias de control: En [140], define dos tipos de control asociados al sistema THC: El primero, que se asocia al control del bucle de seguimiento de punto de máxima potencia *MPPT* en el generador y el segundo, que se relaciona con el control de la potencia intercambiada con la red. En [142], se presenta una estrategia control para un sistema con turbina THC de flujo cruzado de paso fijo que opera en una región de baja velocidad y seguimiento del punto de máxima potencia; el sistema está conformado por un generador de imanes permanentes, rectificador, convertidor CC-CC y una microrred CC; para el control de potencia, se desarrolla la estrategia de control del ciclo de potencia del convertidor CC/CC y el sistema de control se diseña y se desarrolla basado en un modelo linealizado del sistema, verificando la propuesta mediante un emulador de base electromecánica.

En cuanto a la optimización de microrredes híbridas: En [26], se desarrolló un modelo de optimización para la operación de un sistema híbrido conformado por THC+batería+diésel aplicado en un área de Sudáfrica, que busca minimizar el uso del generador diésel, mientras se maximiza el uso del sistema hidrocinético; este enfoque busca minimizar la función de costo sujeta a la disponibilidad de los recursos, requisitos de energía total, limitaciones operativas del generador Diesel y la batería. A continuación, se presenta un resumen de las investigaciones relacionadas en la tabla 4.

Tabla 4. Resumen investigaciones relacionadas con control para turbina hidrocinética THC [143].

No.	Sistema de prueba	Enfoque de control
1	Sistema con turbina hidrocinética	PID
2		<i>MPPT</i>
3		Lógica difusa
4		Regulador basado en <i>TRIAC</i>

Fuente: Elaboración propia.

De esta revisión, se puede observar que, en cuanto a la operación de los sistemas hidrocinéticos, existen muy pocos estudios relacionados con el funcionamiento, modelamiento, dimensionamiento y operación del mismo, que utilizan los diferentes tipos de turbinas existentes en la literatura. Adicionalmente, con respecto al control, existen pocas estrategias de control avanzado aplicado a la generación hidrocinética tanto en nivel primario como secundario.

5.3. Operación y control con sistemas fotovoltaicos

Para el control del sistema fotovoltaico, se utilizan controladores de carga basado en voltaje o corriente para

cargar la batería y evitar su sobrecarga. Para convertir la entrada variable del panel fotovoltaico a una salida constante para la batería, se emplean varios convertidores CC-CC como *Buck*, *Boost*, *Buck-Boost*, *SEPIC*, *Cuk*, *Landman*, siendo *Buck-Boost* el más popular, por su facilidad y bajo costo [144]. De acuerdo con la revisión de la literatura, se pueden resumir las investigaciones realizadas con el control de sistemas fotovoltaicos en la tabla 5.

Tabla 5. Resumen de investigaciones relacionadas con sistemas fotovoltaicos.

No.	Sistema de prueba	Enfoque de control	Referencia
1	Sistema fotovoltaico	Basado en controladores de una o dos etapas	[145]
2		Basados en <i>PWM</i>	[146]
3		Basados en <i>MPPT</i>	[144]

Fuente: Elaboración propia.

De la revisión del estado del arte se pudo extraer que, el nivel de penetración de las microrredes con generación hidroeléctrica, hidrocinética y fotovoltaica ha sido muy bajo en el departamento del Chocó; por lo que, mediante esta investigación, se motiva a los investigadores a focalizar sus proyectos alrededor de esta temática y aplicarla a este departamento. En cuanto a la generación hidroeléctrica, se debe investigar estrategias de control avanzado en el nivel secundario cuando funciona en modo conectado y estrategias de control en el nivel primario y secundario en modo autónomo o isla. En cuanto a la generación hidrocinética, se debe realizar más investigación relacionada con el modelamiento, dimensionamiento, operación y control en todos los niveles de este tipo de generación debido a la poca información que existe. En cuanto a la generación fotovoltaica, existe suficiente investigación con respecto a esta tecnología, sin embargo, se debe profundizar más en las estrategias de control avanzado en los niveles primario y secundario al momento de integrarlo con la generación hidroeléctrica e hidrocinética.

Por todas estas razones y los desafíos asociados a las microrredes que fueron descritos en esta revisión relacionados con el flujo de energía, estabilidad, baja inercia, control inadecuado, incertidumbre, modelo de red, no linealidad de los sistemas y la estrategia de control asociada en el sistema.; Se pudo establecer que esta investigación, se focalizará en proponer una estrategia de control avanzado que mejore la estabilidad de la microrred en modo conectado y aislado utilizando

los modelos no lineales de cada uno de los componentes del sistema para las generación hidroeléctrica, hidrocinética y fotovoltaica. Para abordar objetivo, se estableció un procedimiento compuesto por 5 fases: 1. Realizar una revisión del estado del arte en lo concerniente a microrredes híbridas, generación hidroeléctrica, generación hidrocinética, generación fotovoltaica y las estrategias de control asociada a estas, desde los niveles de control primario y secundario. 2. Realizar el modelo matemático y estrategia de control primario avanzado del sistema hidroeléctrico. 3. Realizar el modelo matemático y estrategia de control primario avanzado del sistema hidrocinético. 4. Realizar el modelo matemático y estrategia de control primario avanzado del sistema fotovoltaico; 5. Realizar el control secundario de la microrred mediante una estrategia de control avanzada para que esta opere de manera autónoma en modo conectado y modo aislado, como se muestra en la figura 7. Aquí, se puede observar también, que la investigación se encuentra en la fase de implementación del control primario de sistema hidroeléctrico (Pequeña Central Hidroeléctrica) y el modelado del sistema hidrocinético. Como es evidente en la figura, la investigación está focalizada inicialmente en el control primario de cada uno de los elementos de generación distribuida, para posteriormente conformar la microrred e implementar el control secundario.

La revisión del estado del arte fue fundamental para establecer las diferentes tecnologías asociadas a una microrred híbrida con generación solar e hidroeléctrica. Se decidió incluir en la investigación a la generación hidrocinética como componente clave para el departamento del Chocó, el cual cuenta con ríos caudalosos que son propicios para la implementación de esta tecnología. Así, la microrred a analizar, estará compuesta por tres tipos recursos energéticos basados en generación hidroeléctrica, hidrocinética y solar fotovoltaica. Finalmente, que el proyecto se encuentra en la etapa de desarrollo de la estrategia de control primario de la generación hidroeléctrica, paralelamente con el modelamiento de la fuente de generación hidrocinética.

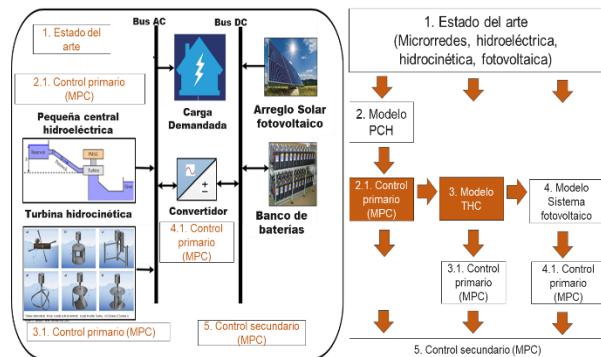


Figura 7. Metodología propuesta de la estrategia de control avanzado sobre la microrred híbrida.

Fuente: imagen-propia

6. Agradecimientos

Este trabajo fue parcialmente financiado por la Vicerrectoría de Investigaciones, Innovación y Extensión, Universidad Tecnológica de Pereira, Minciencias (Becas Bicentenario Corte 2) y la Universidad Tecnológica del Chocó.

7. Conflicto de interés

Los autores del presente documento declaran, que no existe ningún tipo de conflicto de intereses en la elaboración de este proyecto.

8. Referencias

- [1] E. Gaona, C. Trujillo y J. Guacaneme, «Rural microgrids and its potential application in Colombia,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 51, pp. 125-137, 2015.
- [2] D. E. Olivares, A. Mehrizi-Sani, A. H. Etemadi, C. A. Cañizares, R. Iravan, M. Kazerani, A. H. Hajimiragh, O. Gomis-Bellmunt, M. Saeedifard, R. Palma-Behnke, G. A. Jiménez-Estevez y N. D. Hatziargyriou, «Trends in Microgrid Control,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, nº 4, pp. 1905-1919, 2014.
- [3] Consejo privado de competitividad, «Indice departamental de competitividad,» 2023. [En línea]. Available: <https://compite.com.co/indice-departamental-de-competitividad/>. [Último acceso: 22 06 2023].
- [4] IPSE (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas) , «Informe mensual de localidades sin telemetria de las ZNI,» 03 2023. [En línea]. Available: https://ipse.gov.co/documentos_cmn/documentos/informe_mensual_localidades_sin_telemetria/2023/03-INFORME%20LOCALIDADES%20SIN%20TELEMETR%C3%8DA%20ZNI%20MARZO-2023.pdf. [Último acceso: 2023 06 22].
- [5] P. J. Pineda Parra y E. Banguero Palacios, «Oferta Energética de Recursos Renovables en el Departamento del Chocó (PERS-Chocó),» UPME, 2015. [En línea]. Available: <https://sig.upme.gov.co/SIPERS/Files/Index/1036>. [Último acceso: 2023 06 22].
- [6] Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), «Censo Nacional de Población y Vivienda 2018,» 05 07 2020. [En línea]. Available: <http://systema59.dane.gov.co/bincol/RpWebEngine.exe/Portal?BASE=CNPVBASE4V2&lang=esp>.
- [7] «Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM),» 04 07 2023. [En línea]. Available: <http://dhime.ideam.gov.co/atencionciudadano/>.
- [8] NASA, «Power | Data Access Viewer-Prediction Of Worldwide Energy Resource,» NASA, 08 05 2021. [En línea]. Available: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>. [Último acceso: 04 07 2023].
- [9] Unidad de Planeamiento Minero Energético, «Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia,» 2006. [En línea]. Available: http://www.upme.gov.co/Atlas_Viento.htm. [Último acceso: 13 09 2023].
- [10] Ingenieros asesores, «Energía biomasa: ventajas y desventajas como fuente de energía,» Ingenieros asesores, 17 07 2022. [En línea]. Available: <https://ingenierosasesores.com/actualidad/energia-biomasa-ventajas-y-desventajas-como-fuente-de-energia/>. [Último acceso: 2023 09 13].
- [11] P. S. Ropero, «Energía biomasa: ventajas y desventajas,» Ecología Verde, 3 07 2020. [En línea]. Available: <https://www.ecologiaverde.com/energia-biomasa-ventajas-y-desventajas-2803.html>. [Último acceso: 13 09 2023].
- [12] Colombia Plural 2016, «Las alertas sobre la situación de Bojayá que el Ejército no quiere ver,» 13 01 2020. [En línea]. Available: <https://colombiaplural.com/las-alertas-sobre-la-situacion-de-bojaya-que-el-ejercito-no-quiere-ver/>.
- [13] Heartland Alliance, «Meeting People Where They Are: Bojayá, Colombia,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.heartlandalliance.org/international/colombia/story/bojaya>.
- [14] Amnistía Internacional Argentina , «Para Iván Duque Marquez- Comunidades de bojayá, el chocó (oeste de colombia), amenazadas por grupos armados,» 07 01 2020. [En línea]. Available: <https://amnistia.org.ar/ciberaccion-detalle/?id=276>.
- [15] France 24, «France 24 - América Latina,» 03 01 2020. [En línea]. Available: <https://www.france24.com/es/20200103-denuncian-toma-paramilitar-en-bojaya%C3%A1-pueblo-colombiano-s%C3%ADmbolo-del-conflicto>.

- [16] S. Nababan, E. Muljadi y F. Blaabjerg, «An overview of power topologies for micro-hydro turbines,» de *2012 3rd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, 2012.
- [17] N. Nanayakkara, F. A. Mohamed y M. Nakamura, «System modeling for affordable and sustainable development of small hydro projects in Rwanda,» de *2009 ICCAS-SICE*, 2009.
- [18] Universidad Sergio Arboleda, «Recurso hídrico como alternativa energética en Zonas no interconectadas,» 06 05 2021. [En línea]. Available: https://ipse.gov.co/documentos_comunicaciones/documentos/expo_dire/2021/Presentaci%C3%B3n%20Seminario%20Sergio%20Arboleda%20.pdf [Último acceso: 2023 09 13].
- [19] B. Guo, B. Seddik, M. Alamir y A. Mohamed, «Variable speed micro-hydro power generation system: Review and Experimental results,» *Symposium de Genie Electrique (SGE 2018)*, pp. 3-5, 04 2018.
- [20] H. v. E. Rudi y A. C. Pinho Brasil Junior, «The Brazilian Experience with Hydrokinetic Turbines,» *Energy Procedia*, vol. 75, pp. 259-264, 2015.
- [21] K. Y. Pankaj, K. Ankit y J. Satyanand, «A critical review of technologies for harnessing the power from flowing water using a hydrokinetic turbine to fulfill the energy need,» *Energy Reports*, pp. 2352-4847, 2023.
- [22] J. Khan, T. Iqbal y J. Quaicoe, «Power tracking control challenges in Hydrokinetic energy conversion systems,» *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-6, 2011.
- [23] M. Khan, G. Bhuyan, M. Iqbal y Q. J.E., «Hydrokinetic energy conversion systems and assessment of horizontal and vertical axis turbines for river and tidal applications: A technology status review,» *Applied Energy*, vol. 86, nº 10, pp. 1823-1835, 2009.
- [24] B. S. Mohd, M. K. Noorfazreena y M.-K. Zulfaa, «Savonius hydrokinetic turbines for a sustainable river-based energy extraction: A review of the technology and potential applications in Malaysia,» *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 36, p. 100554, 2019.
- [25] W. T. Kheng, K. Brian y A. Martin, «Small-scale hydrokinetic turbines for remote community electrification,» *Energy for Sustainable Development*, pp. 41-50, 2021.
- [26] K. Kusakana, «Optimisation of the daily operation of a hydrokinetic-diesel generator power plant,» *2015 International Conference on the Industrial and Commercial Use of Energy (ICUE)*, pp. 367-372, 2015.
- [27] N. a. c. Garzón, Artist, *Diseño y construcción de una turbina hidrocinética para el aprovechamiento de los ríos de los Llanos Orientales*. [Art]. Universidad pedagógica y Tecnológica de Colombia, 2023.
- [28] J. Flambard, Y. Amirat, G. Feld, M. Benbouzid y N. Ruiz, «River and Estuary Current Power Overview,» *Journal of Marine Science and Engineering*, p. 365, 2019.
- [29] W. Ibrahim, M. Mohamed, R. Ismail, P. Leung, W. Xing y A. Shah, «Hydrokinetic energy harnessing technologies: A review,» *Energy Reports*, pp. 2021-2042, 2021.
- [30] J. V. Herman, K. Kanzumba y P. K. Sandile, «Status of micro-hydrokinetic river technology in rural applications: A review of literature,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 625-633, 2014.
- [31] K. Nadarajah y V. Divagar, «Solar energy for future world: - A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 62, pp. 1092-1105, 2016.
- [32] R. Daniel, C. A. Cañizares y P. Rodríguez, «Impact of 100-MW-scale PV plants with synchronous power controllers on power system stability in northern Chile,» *Iet Generation Transmission & Distribution*, pp. 2958-2964, 2017.
- [33] F. Milano, F. Dörfler, G. Hug, D. J. Hill y G. Verbič, «Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems (Invited Paper),» *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, pp. 1-25, 2018.
- [34] A. Yazdani y R. Iravani, *Voltage-Sourced Converters in Power*, New Jersey: John Wiley & Sons, 2010.
- [35] I. J. Permana, L. Gumilar y E. Prabowo, «Impact of Photovoltaic Interconnection on Power Flow of Selayar Island Power System South Sulawesi,» *2022 International Conference on Technology and Policy in Energy and Electric Power (ICT-PEP)*, pp. 204-208, 2022.
- [36] P. A. Bautista Aguilar y J. K. Córdoba Poveda, Artists, *Diseño e instalación de sistemas fotovoltaicos en buenaventura- Valle del Cauca que garantice el suministro teniendo en cuenta aspectos técnicos y condiciones ambientales*. [Art]. Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2020.

- [37] M. Bravo-López, S. Marin, J.-R. Terreros-Barreto, A. Garcés, A. Molina, M. Rivera y P. Wheeler, «An Overview of the Colombian Power System,» *2022 IEEE International Conference on Automation/XXV Congress of the Chilean Association of Automatic Control (ICA-ACCA)*, pp. 1-6, 2022.
- [38] L. Castro, M. Bravo, M. Rios, C. García, D. Ramirez, S. Perez, A. Garcés y M. Bueno, Control Jerarquico en microrredes AC, Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2021.
- [39] Y. Zhu , Z. Yin y . J. Tian, «Microgrids based on DC energy pool,» *IEEE Energy 2030*, pp. 1-2, 2008.
- [40] B. Belvedere, M. Bianchi, A. Borghetti y M. Paolone, «A microcontroller-based automatic scheduling system for residential microgrids,» *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, pp. 1-6, 2009.
- [41] S. Chakraborty, M. D. Weiss y M. G. Simoes, «Distributed Intelligent Energy Management System for a Single-Phase High-Frequency AC Microgrid,» *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 54, nº 1, pp. 97-109, 2007.
- [42] S. U. Taha, O. Cagil y Z. Aladin, «Recent developments in microgrids and example cases around the world—A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, nº 8, pp. 4030-4041, 2011.
- [43] X. Zhou, T. Guo y Y. Ma, «An overview on microgrid technology,» *2015 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation (ICMA)*, pp. 76-81, 2015.
- [44] W. Chengshan y L. Peng, «Development and challenge of distributed generation, microgrid and smart distribution grid,» *Automation of Electric*, vol. 02, pp. 10-14, 2010.
- [45] L. Shusen, «Research on Micro-Grids' Core Technology System,» *Electrical and Energy Management Technology*, vol. 10, pp. 18-23, 2014.
- [46] P. Piagi y R. H. Lasseter, «Autonomous control of microgrids,» *Power Engineering Society General Meeting -IEEE*, p. 8, 2006.
- [47] M. R. Islam y H. A. Gabbar, «Analysis of Microgrid protection strategies/Smart Grid Engineering (SGE),» *IEEE International Conference on*, pp. 1-6, 2012.
- [48] L. Yanlin, «Research on Power Quality Active Control Strategy of Microgrid,» *Harbin Institute of Technology*, 2014.
- [49] W. Chengshan, Y. Zhangang, W. Shouxiang y C. Yanbo, «The analysis of structure features of experimental system and control mode of microgrid,» *Automation of Electric Power Systems*, vol. 1, pp. 99-105, 2010.
- [50] C. Shengxia , W. Shouxiang, W. Chengshan y J. Genliang, «Thoughts on Economic Perspective of smart grid,» *Automation of Electric Power Systems*, vol. 20, pp. 13-16+87, 2009.
- [51] M. Faisal y S. B. Islam, «Planning, Operation, and Protection of Microgrids: An Overview,» de *3rd International Conference on Energy and Environment Research, ICEER 2016, 7-11 September 2016, Barcelona, Spain*, 2017.
- [52] M. Mao, P. Jin, Y. Zhao, F. Chen y L. Chang, «Optimal allocation and economic evaluation for industrial PV microgrid,» *IEEE energy Convers. Congr. Expo., IEEE*, pp. 4595-602, 2013.
- [53] J. Grainger y W. Stevenson, *Power System Analysis*, McGraw-Hill, 1994.
- [54] M. Zamani, T. Sidhu y . A. Yazdani, «A protection strategy and microprocessor-based relay for low-voltage microgrids.,» *IEEE Trans Power Deliv 2011;26:1873-83.*, 2011.
- [55] B. Li , Y. Li, Z. Bo y A. Klimek, «Design of protection and control scheme for microgrid systems,» *Univ. Power Eng. Conf. (UPEC), 2009 Proc. 44th Int., IEEE*, pp. 1-5, 2009.
- [56] W. Najy, H. Zeineldin y W. Woon, «Optimal Protection Coordination for Microgrids With Grid-Connected and Islanded Capability,» *Ind Electron IEEE Trans 2013*, vol. 60, pp. 1668-77, 2013.
- [57] H. Zeineldin, E. El-saadany y M. A. Salama, «Distributed Generation Micro-Grid Operation: Control and Protection.,» *2006 Power Syst. Conf. Adv. Metering, Prot. Control. Commun. Distrib. Resour., IEEE*, pp. 105-11, 2006.
- [58] E. Sortomme, S. Venkata y J. Mitra, «Microgrid protection using communication-assisted digital relays,» *IEEE Trans Power Deliv , vol. 25*, pp. 2789-96, 2010.
- [59] W. Ning, X. Yang y L. Yuping, «New fault section location algorithm for distribution network with DG,» *Autom Electr Power Syst 2009*, vol. 33, pp. 77-82, 2009.
- [60] M. Abdelaziz, H. Farag, E. El-Saadany y Y.-R. Mohamed, «A Novel and Generalized Three-Phase Power Flow Algorithm for Islanded Microgrids Using a Newton Trust Region Method,» *Power Syst IEEE Trans 2013*, vol. 28, pp. 190-201, 2013.
- [61] F. Mumtaz , M. Syed, M. Al Hosani y H. Zeineldin, «A simple and accurate approach to solve the power flow for balanced islanded microgrids,» *Environ Electr Eng (EEEIC)-IEEE 15th Int Conf 2015*, pp. 1852-6, 2015.

- [62] F. Mumtaz , M. Syed, A. Hosani M y H. Zeineldin, «A Novel Approach to Solve Power Flow for Islanded Microgrids Using Modified Newton Raphson With Droop Control of DG,» *IEEE Trans Sustain Energy* 2015, pp. 1-11, 2015.
- [63] E. Coelho, P. Cortizo y P. Garcia, «Small-signal stability for parallel-connected inverters in stand-alone AC supply systems,» *IEEE Trans Ind Appl* 2002;38, pp. 533-42, 2012.
- [64] N. Pogaku , M. Prodanovic y T. Green, «Modeling, Analysis and Testing of Autonomous Operation of an Inverter-Based Microgrid.,» *Power Electron IEEE Trans* 2007, pp. 22:613-55, 2007.
- [65] S. Lissandron, A. Costabeber y P. Mattavelli, «A generalized method to analyze the small-signal stability for a multi-inverter islanded grid with droop controllers,» *2013 15th Eur. Conf. Power Electron Appl., IEEE*, pp. 1-10, 2013.
- [66] . W. Yao, M. Chen, J. Matas, J. Guerrero, Z. Qian y Y. Wei, «Design and Analysis of the Droop Control Method for Parallel Inverters Considering the Impact of the Complex Impedance on the Power Sharing,» *Ind Electron IEEE Trans* 2011, pp. 58:576-88, 2011.
- [67] X. Xun , G. Rong, G. Biping, Z. Jiangxin, C. Haizhong, F. Lu y G. Xiaoxue, «Overview of Research on Planning of Microgrid,» *Power System and Clean Energy*, pp. 25-30, 2012.
- [68] EU Commission, «Green Paper: A European Strategy for Sustainable,,» 2006.
- [69] A. Sobe y W. Elmenreich, «Smart microgrids: Overview and outlook,» 2012.
- [70] M. Agrawal y A. Mittal, «Microgrid technological activities across the globe: A review,» pp. 147-152, 2011.
- [71] K. Benjamin, L. Robert y I. Toshifumi, «A look at microgrid technologies and testing, projects from around the world,» *IEEE Power and energy magazine*, pp. 41-53, 2008.
- [72] J. Carvallo, D. Schnitzer, D. Lounsbury, R. Deshmukh, J. Apt y D. Kammen, «Microgrids for Rural Electrification: A critical review of best practices based on seven case studies,» *United Nation Found* 2014, 2014.
- [73] E. Planas, A. Gil-de-Muro, J. Andreu, I. Kortabarria y I. Martínez de Alegria, «General aspects, hierarchical controls and droop methods in microgrids: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 17, pp. 147-159, 2013.
- [74] Y. E. García Vera, R. Dufo-López y O. D. Diaz Castillo, «Optimization and Feasibility of Standalone Hybrid Diesel-PV-Battery Microgrid Considering Battery Technologies,» *2020 IEEE ANDESCON*, pp. 1-6, 2020.
- [75] Y. E. García-Vera, R. Dufo-López y J. L. Bernal-Agustín, «Optimization of Isolated Hybrid Microgrids with Renewable Energy Based on Different Battery Models and Technologies,» *Energies*, vol. 13, nº 3, 2020.
- [76] M. P. Meneses, A. F. Jaimes y . J. V. Quintana, «An optimized management model of the resources embedded on an isolated water-energy microgrid for a Ranchería,» *2021 IEEE 5th Colombian Conference on Automatic Control (CCAC)*, pp. 98-103, 2021.
- [77] E. Banguero, A. J. Aristizábal, H. Arslan y D. Ospina, «Experimental investigation and optimal power flow modelling of the first renewable microgrid in Chocó, Colombia,» *Energy Procedia*, pp. 953-965, 2019.
- [78] . Y. Buswig, A. Affam, b. O. Al-Khalid Hj , N. bin Julai, Y. S. Sim y W. Mulyo Utomo, «Sizing of a Hybrid Photovoltaic-Hydrokinetic Turbine Renewable Energy System in East Malaysia,» de *2020 13th International UNIMAS Engineering Conference (EnCon)*, 2020.
- [79] J. Bony, R. N. Thomas y V. James, «Integration of hydrokinetic turbine-PV-battery standalone system for tropical climate condition,» *Renewable Energy*, pp. 361-373, 2020.
- [80] P. Arévalo, A. Cano y F. Jurado, «Comparative study of two new energy control systems based on PEMFC for a hybrid tramway in Ecuador,» *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. 25357-25377, 2020.
- [81] J. Lata-García, C. Reyes-Lopez, F. Jurado, L. M. Fernández-Ramírez y H. Sanchez, «Sizing optimization of a small hydro/photovoltaic hybrid system for electricity generation in Santay Island, Ecuador by two methods,» de *2017 Chilean Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON)*, 2017.
- [82] S. Tiwari, S. Kewat y B. Singh, «UPQC Controlled Solar PV-Hydro Battery Microgrid,» *2020 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, pp. 1-5, 2020.
- [83] R. Sharma, Seema y B. Singh, «Design and Control of Solar PV-Pico Hydro Based Microgrid,» *2018 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)*, pp. 1-8, 2018.

- [84] A. Jayawardena, L. Meegahapola, S. Perera y D. Robinson, «Dynamic characteristics of a hybrid microgrid with inverter and non- inverter interfaced renewable energy sources: A case study,» *2012 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, pp. 1-6, 2012.
- [85] P. Kundur, J. Paserba y S. Vitet, «Overview on definition and classification of power system stability,» *CIGRE/IEEE PES International Symposium Quality and Security of Electric Power Delivery Systems, 2003. CIGRE/PES 2003.*, pp. 1-4, 2003.
- [86] M. Farrokhabadi, C. A. Cañizares, J. W. Simpson-Porco, E. Nasr, L. Fan, P. A. Mendoza-Araya, R. Tonkoski, U. Tamrakar, N. Hatziargyriou, D. Lagos, R. W. Wies, M. Paolone, M. Liserre, L. Meegahapola, M. Kabalan, A. H. Hajimiragh, D. Peralta, M. A. Elizondo, K. P. Schneider, F. K. Tuffner y J. Reilly, «Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, nº 1, pp. 13-29, 2020.
- [87] M. Mahmoud, S. Azher Hussain y M. Abido, «Modeling and control of microgrid: An overview,» *Journal of the Franklin Institute*, pp. 2822-2859, 2014.
- [88] L. Meng, M. Savaghebi, F. Andrade, J. C. Vasquez, M. Josep y M. Graells, «Microgrid central controller development and hierarchical control implementation in the intelligent microgrid lab of Aalborg University,» *2015 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, pp. 2585-2592, 2015.
- [89] F. Katiraei y M. Iravani, «Power Management Strategies for a Microgrid With Multiple Distributed Generation Units,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, nº 4, pp. 1821-1831, 2006.
- [90] L. Yunwei, D. Vilathgamuwa y C. L. Poh, «Design, analysis, and real-time testing of a controller for multibus microgrid system,» *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, nº 5, pp. 1195-1204, 2004.
- [91] M. Marwali, J. Jin-Woo y A. Keyhani, «Control of distributed generation systems - Part II: Load sharing control,» *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, nº 6, pp. 1551-1561, 2004.
- [92] M. Dai, M. N. Marwali, J.-W. Jung y A. Keyhani, «Power Flow Control of a Single Distributed Generation Unit,» *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 23, nº 1, pp. 343-352, 2008.
- [93] F. Z. Peng, Y. W. Li y L. M. Tolbert, «Control and protection of power electronics interfaced distributed generation systems in a customer-driven microgrid,» *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1-8, 2009.
- [94] J. Oyarzabal, J. Jimeno, J. Ruela, A. Engler y C. Hardt, «Agent based micro grid management system,» *2005 International Conference on Future Power Systems*, pp. 6 pp-6, 2005.
- [95] A. Dimeas y N. Hatziargyriou, «Operation of a multiagent system for microgrid control,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, nº 3, pp. 1447-1455, 2005.
- [96] M. Nagahara, Y. Yamamoto, S. Miyazaki, T. Kudoh y N. Hayashi, « H_∞ control of microgrids involving gas turbine engines and batteries,» *2012 IEEE 51st IEEE Conference on Decision and Control (CDC)*, pp. 4241-4246, 2012.
- [97] J. Lopes, C. Moreira y A. Madureira, «Defining control strategies for MicroGrids islanded operation,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, nº 2, pp. 916-924, 2006.
- [98] G. Diaz, C. Gonzalez-Moran, J. Gomez-Aleixandre y A. Diez, «Complex-Valued State Matrices for Simple Representation of Large Autonomous Microgrids Supplied by \$PQ\\$ and \$Vf\\$ Generation,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, nº 4, pp. 1720-1730, 2009.
- [99] D. Georgakis, S. Papathanassiou, N. Hatziargyriou, A. Engler y C. Hardt, «Operation of a prototype microgrid system based on micro-sources quipped with fast-acting power electronics interfaces,» *2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (IEEE Cat. No.04CH37551)*, vol. 4, pp. 2521-2529, 2004.
- [100] R. Lasseter y P. Piagi, «Providing premium power through distributed resources,» *Proceedings of the 33rd Annual Hawaii International Conference on System Sciences*, Vols. %1 de %29 pp.-, 2000.
- [101] M. Chandorkar, D. Divan y R. Adapa, «Control of parallel connected inverters in standalone AC supply systems,» *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 29, pp. 136-143, 1993.
- [102] S. Baudoin, I. Vechiu y H. Camblong, «A review of voltage and frequency control strategies for islanded microgrid,» *2012 16th International Conference on System Theory, Control and Computing (ICSTCC)*, pp. 1-5, 2012.
- [103] R. H. Lasseter, «Microgrids and Distributed Generation,» *Journal of Energy Engineering*, vol. 133, nº 3, pp. 144-149, 2007.
- [104] R. Lasseter y P. Paigi, «Microgrid: a conceptual solution,» *2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (IEEE Cat. No.04CH37551)*, vol. 6, pp. 4285-4290, 2004.

- [105] P. Piagi y R. Lasseter, «Autonomous control of microgrids,» *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 8 pp.-, 2006.
- [106] R. H. Lasseter, H. E. Joseph, B. Schenkman, J. Stevens, H. T. Volkammer, D. Klapp, E. Linton, H. Hurtado y J. Roy, «CERTS Microgrid Laboratory Test Bed,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, 01 2011.
- [107] H. Karimi, H. Nikkhajoei y R. Iravani, «Control of an Electronically-Coupled Distributed Resource Unit Subsequent to an Islanding Event,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, nº 1, pp. 493-501, 2008.
- [108] M. Popov, H. Karimi, H. Nikkhajoei y V. Terzija, «Modeling, control and islanding detection of microgrids with passive loads,» *Proceedings of 14th International Power Electronics and Motion Control Conference EPE-PEMC 2010*, Vols. %1 de %2T11-107-T11-112, 2010.
- [109] E. Davison, «The robust decentralized control of a general servomechanism problem,» *IEEE Transactions on Automatic Control*, vol. 21, nº 1, pp. 14-24, 1976.
- [110] F. Gao y M. R. Iravani, «A Control Strategy for a Distributed Generation Unit in Grid-Connected and Autonomous Modes of Operation,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, nº 2, pp. 850-859, 2008.
- [111] M. Babazadeh y H. Karimi, «Robust decentralized control for islanded operation of a microgrid,» *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-8, 2011.
- [112] K. W. Hipel, M. M. Jamshidi, J. M. Tien y C. C. White III, «The Future of Systems, Man, and Cybernetics: Application Domains and Research Methods,» *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part C (Applications and Reviews)*, vol. 37, nº 5, pp. 716-743, 2007.
- [113] M. MagdiSadek, *Distributed control and filtering for industrial systems*, United Kingdom: Institution of Engineering and Technology, 2012.
- [114] Z. Wei, M. Branicky y S. Phillips, «Stability of networked control systems,» *IEEE Control Systems Magazine*, vol. 21, nº 1, pp. 84-99, 2001.
- [115] J. P. Hespanha, P. Naghshtabrizi y Y. Xu, «A Survey of Recent Results in Networked Control Systems,» *Proceedings of the IEEE*, vol. 95, nº 1, pp. 138-162, 2007.
- [116] J. Colandairaj, G. W. Irwin y S. William G., «Wireless networked control systems with QoS-based sampling,» *Iet Control Theory and Applications*, vol. 1, pp. 430-438, 2007.
- [117] J. Zhao, N. Chen, H. Ma, C. Chen y Y. Cui, «Modeling and simulation of micro-grid based on small-hydro,» de *2014 International Conference on Power System Technology*, 2014.
- [118] D. Borkowski, «Analytical Model of Small Hydropower Plant Working at Variable Speed,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, pp. 1886-1894, 2018.
- [119] S. Kumar, B. Singh, U. Kalla, S. Singh y A. Mittal, «Power Quality Control of Small Hydro-PV Array and Battery Storage Based Microgrid for Rural Areas,» *2021 International Conference on Sustainable Energy and Future Electric Transportation (SEFET)*, pp. 1-6, 2021.
- [120] Working Group Prime Mover and Energy Supply, «Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, nº 1, pp. 167-179, 1992.
- [121] C. K. Sanathanan, «Accurate Low Order Model for Hydraulic Turbine-Penstock,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vols. %1 de %2EC-2, nº 2, pp. 196-200, 1987.
- [122] J. Jiang, «Design of an optimal robust governor for hydraulic turbine generating units,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 10, nº 1, pp. 188-194, 1995.
- [123] Y. Xu, J. Zhou, Y. Zhang, W. Fu, Y. Zheng y X. Zhang, «Parameter Optimization of Robust Non-fragile Fractional Order PID Controller for Pump Turbine Governing System,» de *2016 Sixth International Conference on Instrumentation \& Measurement, Computer, Communication and Control (IMCCC)*, 2016, pp. 15-18.
- [124] L. Chaoshun, Z. Nan, L. Xinjie, Z. Jianzhong y X. Yanhe, «Design of a fractional-order PID controller for a pumped storage unit using a gravitational search algorithm based on the Cauchy and Gaussian mutation,» *Information Sciences*, vol. 396, pp. 162-181, 2017.
- [125] K. Nagode y I. Škrjanc, «Modelling and Internal Fuzzy Model Power Control of a Francis Water Turbine,» *Energies*, vol. 7, nº 2, pp. 874--889, 2014.
- [126] Y. Liu, Q. Lan, C. Qian, W. Qian y H. Chu, «Universal finite-time observer design and adaptive frequency regulation of hydraulic turbine systems,» *IET Control Theory \& Applications*, vol. 10, nº 4, pp. 363-370, 2016.
- [127] C. Diyi, D. Cong, D. Younghae, M. Xiaoyi, Z. Hua y W. Yichen, «Nonlinear dynamic analysis for a Francis hydro-turbine governing system and its control,» *Journal of the Franklin Institute*, vol. 351, nº 9, pp. 4596-4618, 2014.

- [128] C. Diyi, D. Cong, M. Xiaoyi, Y. Pu y B. Duoduo, «Nonlinear dynamical analysis of hydro-turbine governing system with a surge tank,» *Applied Mathematical Modelling*, vol. 37, nº 14, pp. 7611-7623, 2013.
- [129] D. Qian y J. Yi, «A new control system design for a small hydro-power plant based on particle swarm optimization-fuzzy sliding mode controller with Kalman estimator: A comment,» *Transactions of the Institute of Measurement and Control*, vol. 35, pp. 1152-1152, 11 2013.
- [130] Z. Jianzhong, Z. Yuncheng, Z. Yang y X. Yanhe, «Synergetic governing controller design for the hydraulic turbine governing system with complex conduit system,» *Journal of the Franklin Institute*, vol. 355, pp. 4131-4146, 2018.
- [131] L. Ji, Y. Xiaohui, Y. Yanbin, C. Zhihuan y L. Yuanzheng, «Nonlinear dynamic analysis and robust controller design for Francis hydraulic turbine regulating system with a straight-tube surge tank,» *Mechanical Systems and Signal Processing*, vol. 85, pp. 927-946, 2017.
- [132] M. Wang, Y. Zhang, T. Ji y X. Wang, «Grey prediction control and extension assessment for turbine governing system,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, nº 11, pp. 2601-2605, 2016.
- [133] T. Xu, L. Zhang, Y. Zeng y J. Qian, «Hamiltonian Model of Hydro Turbine with Sharing Common Conduit,» de *2012 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, 2012, pp. 1-5.
- [134] Y. Zeng, L. Zhang, Y. Guo, J. Qian y C. Zhang, «The generalized Hamiltonian model for the shafting transient analysis of the hydro turbine generating sets,» *Nonlinear Dynamics*, vol. 76, pp. 1921-1933, 2014.
- [135] W. J. Gil-González, A. Garces, O. B. Fosso y A. Escobar-Mejía, «Passivity-Based Control of Power Systems Considering Hydro-Turbine With Surge Tank,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, nº 3, pp. 2002-2011, 2020.
- [136] Y. Zeng, L. Zhang, T. Xu y H. Dong, «Improvement Rotor Angle Oscillation of Hydro Turbine Generating Sets Based on Hamiltonian Damping Injecting Method,» *2010 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, pp. 1-5, 2010.
- [137] M. Beus, H. Pandžić y R. Sirovina, «Hydro Power Unit Speed Control Based on an MPC Algorithm,» *2022 7th International Conference on Smart and Sustainable Technologies (SpliTech)*, pp. 01-06, 2022.
- [138] L. Huanhuan, C. Diyi, Z. Hao, W. Changzhi y W. Xiangyu, «Hamiltonian analysis of a hydro-energy generation system in the transient of sudden load increasing,» *Applied Energy*, vol. 185, pp. 244-253, 2017.
- [139] I. Sami, N. Ullah, S. M. Muyeen, K. Techato, M. S. Chowdhury y J.-S. Ro, «Control Methods for Standalone and Grid Connected Micro-Hydro Power Plants With Synthetic Inertia Frequency Support: A Comprehensive Review,» *IEEE Access*, vol. 8, pp. 176313-176329, 2020.
- [140] H. Kanchev, B. Gilev y N. Hinov, «Modeling of Small-Scale Hydrokinetic Turbine for Distributed Generation,» *2022 13th National Conference with International Participation (ELECTRONICA)*, pp. 1-4, 2022.
- [141] A. Brasil Junior, R. Mendes, T. Oliveira, T. Andriamparany, M. Koudri y A. Mesquita, «On the hydrodynamics of a row arrangement of hydrokinetic propeller turbines,» *American Journal of Hydropower, Water and Environment Systems*, vol. 3, pp. 19-24, 07 2016.
- [142] M. Ashourianjanzdani, L. A. C. Lopes y P. Pillay, «Power control strategy for fixed-pitch PMSG-based hydrokinetic turbine,» *2016 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, pp. 1-6, 2016.
- [143] H. Vihriala, «Control of variable speed wind turbines,» *Tampere University of Technology*, 2002.
- [144] A. S. Pawar, M. T. Kolte y H. Mehta, «Review of PV MPPT Based Battery Charging Techniques Under Partial Shading Conditions,» de *2022 Second International Conference on Power, Control and Computing Technologies (ICPC2T)*, 2022, pp. 1-6.
- [145] A. Kumar y P. Sensarma, «Review of Front-end DC-DC Boost Converters in Two-stage Micro-inverters,» *Review of Front-end DC-DC Boost Converters in Two-stage Micro-inverters*, pp. 1-6, 2020.
- [146] S. M. Ayob, N. A. Azli y Z. Salam, «A review on controllers for PWM inverters,» de *2008 IEEE 2nd International Power and Energy Conference*, 2008, pp. 589-593.
- [147] Toda Colombia - La cara amable de Colombia, «Subregiones Departamento del Chocó,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.todacolombia.com/departamentos-de-colombia/choco/subregiones.html#>. [Último acceso: 2023 06 22].

- [148] X. Wu, X. Yin y Q. Wei, «Research on Microgrid and its Application in China,» *Energy and Power Engineering*, vol. 5, nº 4, p. 171, 2013.
- [149] J. Oyarzabal, J. Jimeno, J. Ruela, A. Engler y C. Hardt, «Agent based micro grid management system,» *2005 International Conference on Future Power Systems*, pp. 6 pp-6, 2005.
- [150] L. Qiu y E. J. Davison, «New perturbation bounds for the robust stability of linear state space models,» *1986 25th IEEE Conference on Decision and Control*, pp. 751-755, 1986.
- [151] M. Qian, H. Xiang, W. Feng, X. Chao, B. Reza y A. Hossein, «Optimal sizing and feasibility analysis of grid-isolated renewable hybrid microgrids: Effects of energy management controllers,» *Energy*, vol. 240, p. 122503, 2022.