INFORME FINAL MODALIDAD PASANTÍA

POTENCIAL ENERGÉTICO DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN LA REGIÓN CENTRAL (CUNDINAMARCA, BOYACÁ, TOLIMA, META Y BOGOTÁ D.C.)

WENDY KATHERINE VILLARRAGA CLAVIJO

UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROYECTO CURRICULAR INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ D.C., COLOMBIA
2020

INFORME FINAL MODALIDAD PASANTÍA

POTENCIAL ENERGÉTICO DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN LA REGIÓN CENTRAL (CUNDINAMARCA, BOYACÁ, TOLIMA, META Y BOGOTÁ D.C.)

Trabajo de pasantía para optar por el título de:

INGENIERO ELÉCTRICO

Presentado por:

WENDY KATHERINE VILLARRAGA CLAVIJO

Código: 20132007117

Director Interno:

I.E., MSc, OSCAR DAVID FLÓREZ CEDIEL

Director Externo:

I.E., MSc, ANDRÉS ESCOBAR DÍAZ

UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROYECTO CURRICULAR INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ D.C., COLOMBIA
2020

Tabla de Contenido

INTRODUCCIÓN 9
FORMULACIÓN DEL PROBLEMA 10
JUSTIFICACIÓN 11
OBJETIVOS 12
OBJETIVO GENERAL 12
OBJETIVOS ESPECÍFICOS 12
1. GENERALIDADES DE LAS PCH'S 13
1.1 Definición de Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH). 13
1.2 Historia de las PCH's en Colombia 13
1.3 Componentes Principales de una PCH's 14
1.4 Principio de funcionamiento de la PCH 15
1.5 Clasificación de las PCH's 15
1.6 Etapas de un proyecto de PCH 18
1.7 Estudios en un proyecto de PCH 18
1.8 Marco Legal 19
1.8.1 Ley 143 De 1994: 19
1.8.2 Ley 697 de 2001: 20
1.8.3 Ley 1715 de 2014: 20
1.8.4 Reglamentación restante: 21
2. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS PCH'S 23
2.1 Panorama a nivel internacional 23
2.2 Panorama a nivel América y Sur América 28
2.3 Situación actual de las PCH's en Colombia 31
2.4 Panorama Región Central: 32
3. CARACTERIZACIÓN Y DOCUMENTACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DE PCH'S EN LA REGIÓN CENTRAL 42
3.1 Regiones hidrológicas y potencial hidroenergético en la Región Central 42
3.2 Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica en la Región Central 64
4. CONSOLIDACIÓN Y PROYECCIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DE LAS PCH'S EN LA REGIÓN CENTRAL 74
4.1 Puntos óptimos para el aprovechamiento de potencial hidroenergético en la Región Central 74
4.2 PERS Cundinamarca 95
4.2.1 Metodología para reconocimiento del potencial hidroenergético 96
4.2.2 Obtención del potencial hidroenergético 96

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS 101
6. ALCANCES E IMPACTOS DE LA PASANTÍA 102
7. EVALUACIÓN Y CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS 103
8. CONCLUSIONES 104
9. RECOMENDACIONES 105
10. BIBLIOGRAFÍA 106

Índice de Figuras

Figura 1. Partes básicas de una PCH. 14
Figura 2. Proceso de conversión de la energía. 15
Figura 3. Central Hidroeléctrica a filo de agua. 16
Figura 4. Central de pie de presa con sifón. 17
Figura 5. Central integrada a una red de agua. 17
Figura 6 Porcentaje de energías renovables a nivel global. 23
Figura 7 Potencia instalada y capacidad de potencial a nivel continental. 24
Figura 8 Porcentaje de potencia instalada en cada continente. 24
Figura 9 Porcentaje de capacidad de potencial en cada región. 25
Figura 10. Capacidad Instalada para PCH's (MW). 27
Figura 11. Identificación de potencial para PCH's (MW). 27
Figura 12. Capacidad instalada para PCH’s en cada región de América (MW). 28
Figura 13. Capacidad de potencial para PCH's en cada región de América (MW). 28
Figura 14.Capacidad instalada de PCH's en América. 29
Figura 15. Capacidad de potencial de PCH's en América. 29
Figura 16 Potencia instalada y capacidad de potencial en Suramérica. 30
Figura 17 Potencia instalada y sin desarrollar por países. 30
Figura 18. PCH's en cada departamento. 31
Figura 19. PCH's en el departamento de Cundinamarca. 33
Figura 20. PCH's en el departamento de Tolima. 34
Figura 21. PCH's en la ciudad de Bogotá. 34
Figura 22. Capacidad Instalada en la Región Central [MW]. 35
Figura 23. Número de proyectos registrados con su respectiva fase de avance del proyecto en la Región Central. 36
Figura 24. Número de proyectos totales registrados por departamento en la Región Central. 36
Figura 25. Capacidad de potencia para la Región Central según fase de desarrollo de los proyectos [MW]. 37
Figura 26. Capacidad de potencia en la totalidad de proyectos registrados por departamento de la Región Central [MW]. 37
Figura 27. Potencial hidroenergético a nivel nacional. 43
Figura 28. Potencial hidroenergético Magdalena – Cauca. 44
Figura 29. Potencial hidroenergético Orinoco. 45
Figura 30. Potencial hidroenergético en Amazonas. 46
Figura 31. Potencial Hidroenergético de Cundinamarca y Bogotá. Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35] 47
Figura 32. Potencial hidroenergético en Cundinamarca mayor a 100.000 kW. 47
Figura 33. Potencial hidroenergético en Cundinamarca para el rango de 20.000 a 100.000 kW. 48
Figura 34. Potencial hidroenergético en Cundinamarca para el rango de 5.000 a 20.000 kW. 49
Figura 35. Potencial hidroenergético en Cundinamarca de 500 a 5.000 kW. 50
Figura 36. Potencial hidroenergético en Cundinamarca de 0 a 500 kW. 50
Figura 37. Potencial hidroenergético en la ciudad de Bogotá. 51
Figura 38. Potencial hidroenergético de Boyacá. 52
Figura 39. Potencial hidroenergético de Boyacá mayor a 100.000 kW. 52

Figura 40. Potencial hidroenergético de Boyacá de 20.000 a 100.000 kW. 53
Figura 41. Potencial hidroenergético de Boyacá de 5.000 a 20.000 kW. 54
Figura 42. Potencial hidroenergético de Boyacá de 500 a 5.000 kW. 55
Figura 43. Potencial hidroenergético de Boyacá de 0 a 500 kW. 55
Figura 44. Potencial hidroenergético de Tolima. 56
Figura 45. Potencial hidroenergético de Tolima mayor a 100.000 kW. 56
Figura 46. Potencial hidroenergético de Tolima de 20.000 a 100.000 kW. 57
Figura 47. Potencial hidroenergético de Tolima de 5.000 a 20.000 kW. 58
Figura 48. Potencial hidroenergético de Tolima de 500 a 5.000 kW. 59
Figura 49. Potencial hidroenergético de Tolima de 0 a 500 kW 59
Figura 50. Potencial hidroenergético en Meta. 60
Figura 51. Potencial hidroenergético del Meta mayor a 100.000 kW. 61
Figura 52. Potencial hidroenergético del Meta de 20.000 a 100.000 kW. 61
Figura 53. Potencial hidroenergético del Meta de 5.000 a 20.000 kW. 62
Figura 54. Potencial hidroenergético del Meta de 500 a 5.000 kW. 63
Figura 55. Potencial hidroenergético del Meta de 0 a 500 kW. 63
Figura 56. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 200 metros desde el punto de captación hasta casa de máquinas. 65
Figura 57. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 1 kilómetro desde el punto de captación hasta casa de máquinas. 66
Figura 58. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 5 kilómetros desde el punto de captación hasta casa de máquinas. 67
Figura 59. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 200 metros en el departamento de Cundinamarca. 68
Figura 60. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 1 kilómetro en el departamento de Cundinamarca. 68
Figura 61. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 5 kilómetros en el departamento de Cundinamarca y la ciudad de Bogotá. 69
Figura 62. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 200 metros en el departamento de Boyacá. 69
Figura 63. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 1 kilómetro en el departamento de Boyacá. 70
Figura 64. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 5 kilómetros en el departamento de Boyacá. 70
Figura 65. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 200 metros en el departamento del Meta. 71
Figura 66. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 1 kilómetro en el departamento del Meta. 71
Figura 67. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 5 kilómetros en el departamento del Meta. 72
Ilustración 68. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 200 metros en el departamento de Tolima. 72
Figura 69. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 1 kilómetro en el departamento de Tolima. 73
Figura 70. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 5 kilómetros en el departamento de Tolima. 73

Figura 71. Potencia de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en la Región Central. [MW]..... 74
Figura 72. Potencia de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en la Región Central. [kW] 75
Figura 73. Potencia de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en la Región Central. [kW] 75
Figura 74. Posibles sitios de ubicación para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. 76
Figura 75. Posibles sitios de ubicación para Mini Centrales Hidroeléctricas..... 77
Figura 76. Posibles sitios de ubicación para Micro Centrales Hidroeléctricas. 78
Figura 77. Posibles sitios de ubicación para Pico Centrales Hidroeléctricas. 79
Figura 78. Sitios de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en Cundinamarca. [MW] 80
Figura 79. Sitios de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en Cundinamarca. 81
Figura 80. . Sitios de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en Cundinamarca. 82
Figura 81. Sitios de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en Boyacá. [MW] 83
Figura 82. Sitios de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en Boyacá. 84
Figura 83. Sitios de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en Boyacá. 85
Figura 84. Sitios de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en Meta. [MW] 86
Figura 85. Sitios de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en Meta. 88
Figura 86. Sitios de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en Meta. 90
Figura 87. Sitios de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en Tolima. [MW]..... 91
Figura 88. Sitios de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en Tolima. 93
Figura 89. Sitios de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en Tolima. 94
Figura 90. Diagrama de proceso, desarrollo de la metodología para el reconocimiento del potencial hidroenergético. 96
Figura 91. Mapa de aprovechamiento del recurso hidroenergético para cada uno de los tipos de pequeñas centrales en Cundinamarca. 100

Índice de Tablas

Tabla 1. Clasificación de PCH's por salto en metros. 16
Tabla 2. Desarrollo de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas para cada región a nivel mundial. 26
Tabla 3. Países con mayor desarrollo de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. (<10MW) 26
Tabla 4. PCH's a nivel nacional que están conectadas al SIN. 31
Tabla 5 PCH's en la Región Central de la RAPE. 33
Tabla 6. Proyectos en desarrollo en el departamento de Boyacá. 38
Tabla 7. Proyectos en desarrollo en el departamento de Cundinamarca. 40
Tabla 8. Proyectos en desarrollo en el departamento del Tolima. 41
Tabla 9. Sitios de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en Cundinamarca. 81
Tabla 10. Sitios de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en Cundinamarca. 82
Tabla 11. Sitios de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en Cundinamarca. 83
Tabla 12. Sitios de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en Boyacá. 84
Tabla 13. Sitios de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en Boyacá. 85
Tabla 14. Sitios de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en Boyacá. 86
Tabla 15. Sitios de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en Meta. 87
Tabla 16. Sitios de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en Meta. 89
Tabla 17. Sitios de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en Meta. 91
Tabla 18. Sitios de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en Tolima. [MW] 92
Tabla 19. Sitios de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en Tolima. 94
Tabla 20. Sitios de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en Tolima. 95
Tabla 21. Resultados finales del estudio de caudal promedio medio anual en Cundinamarca. 97
Tabla 22. Caídas hidráulicas en metros por área hidrográfica en Cundinamarca. 98
Tabla 23. Potencial hidroenergético para las provincias del departamento de Cundinamarca. 98
Tabla 24. Potencial hidroenergético para la implementación de proyectos con PCH´s en Cundinamarca. 99

INTRODUCCIÓN

El aumento poblacional ha ocasionado un incremento en la demanda energética debido a su aplicación comercial, industrial y residencial a nivel mundial, por lo que surge la necesidad de desarrollar nuevos proyectos de generación eléctrica; teniendo en cuenta el daño ambiental de los combustibles fósiles, las energías renovables son una solución factible para poder enfrentar los desafíos del cambio climático, además que permiten eliminar la dependencia de las fuentes de energía no renovables.

Debido a las características geográficas y el gran potencial hídrico de Colombia, además de los bajos costos y alta confiabilidad en comparación con otras fuentes de energía [1], se presenta a las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH's) como una opción competitiva y con gran disponibilidad para la implementación de estos proyectos en zonas aisladas, donde se genere impactos positivos en la calidad de vida, además de reducir la brecha económica y social con la población que dispone del servicio al estar conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

A continuación se presenta un documento guía que permite conocer y evaluar el potencial energético respecto a PCH's en la Región Central, que comprende los departamentos de Cundinamarca, Boyacá, Meta y Tolima y la ciudad de Bogotá. Se desarrolla la unificación y regionalización de la información respecto a este potencial energético, para esto se realiza una revisión profunda de fuentes bibliográficas que permitan conocer proyectos vigentes y futuros que tengan conexión al SIN y aquellos que estén en zonas aisladas, así como el análisis de mapas del Atlas Hidroenergético respecto a la región de estudio.

FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

La Región Central está compuesta por los departamentos de Cundinamarca, Boyacá, Tolima y Meta y la ciudad de Bogotá D. C., agrupa el mercado más grande de Colombia (29% de la población, 14 millones de personas), el 14% del territorio y el 40% del PIB del nacional. Su misión es “construir región mediante el fomento de la articulación de Boyacá, Cundinamarca, Meta, Tolima y Bogotá D.C., para garantizar la sostenibilidad y desarrollo del territorio” [2], por lo que es inaceptable que sus entes gubernamentales no posean información integrada y explicita en temas energéticos, como Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), potencial energético, matriz energética y Zonas no Interconectadas (ZNI), que les permitan dar soluciones energéticas a las poblaciones rurales que no poseen servicio y realizar planes de desarrollo energético.

Estos entes gubernamentales requieren información de primera mano de las necesidades sociales para realizar proyectos de inversión y llevar a cabo los planes de desarrollo, respecto al crecimiento del sector energético, se define como una estrategia para garantizar un aumento en los campos, tanto económico como social de la Región Central, por lo que es de vital importancia garantizar el suministro de energía y la futura diversificación de la matriz energética, es por esto que nace la necesidad de consolidar la información y regionalizarla para cada departamento y ciudad.

JUSTIFICACIÓN

La electrificación de poblaciones lejanas y la garantía del suministro del servicio deben ser uno de los objetivos principales de las alcaldías y gobernaciones, es por esto que se le brindará a la Región Central un documento guía que le permita conocer y evaluar el potencial energético respecto a pequeñas centrales hidroeléctricas en la Región Central, con el fin de que se puedan definir acciones energéticas a estas poblaciones que le proporcionen una calidad de vida, siendo sostenible con el medio ambiente y evitando el impacto del uso de combustibles fósiles. También deja abierta la posibilidad de diversificar la matriz energética del país, con la conexión de futuros proyectos al Sistema Interconectado Nacional y disminuir la dependencia de los combustibles fósiles.

Se proporciona además visibilidad e importancia en cuanto a temas energéticos en estas regiones incentivando la realización de nuevos proyectos y la búsqueda de fuentes de financiación por parte del estado, con el fin de incrementar el desarrollo y la innovación. Con la búsqueda de los potenciales hídricos a pequeña escala y los posibles proyectos que se podrían implementar, se otorga un avance a la implementación de las Fuentes no Convencionales de Energía (FNCE) y a la aplicación de la Ley 1715, con la cual se incentiva la penetración de estas fuentes en el sistema energético colombiano con criterios de sostenibilidad medioambiental, social y económica y estimular a las empresas a que realicen inversión y desarrollo de estos proyectos, contribuyendo al progreso económico de estas poblaciones.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Recopilar y unificar información del potencial energético de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas para la Región Central (Cundinamarca, Boyacá, Tolima, Meta y Bogotá).

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

I. Analizar la situación actual de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas para la Región Central mediante la identificación de proyectos conectados al Sistema Interconectado Nacional y aquellos que estén en zonas aisladas, utilizando los registros y bases de datos de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y de la Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (XM) en sus diferentes fases de desarrollo.

II. Documentar aspectos relevantes del potencial energético de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas para la Región Central, mediante la regionalización de la información encontrada en fuentes primarias y secundarias de entes gubernamentales.

III. Consolidar la información recolectada para su respectiva presentación a la Región Administrativa de Planeación Especial – RAPE Región Central para futuros proyectos energéticos o proyecciones del plan energético de la región.

1. GENERALIDADES DE LAS PCH'S

1.1 Definición de Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH).

Puede definirse a una Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) como una central de generación hidroeléctrica donde se aprovecha la energía potencial y cinética de pequeños flujos de agua, que al pasar por el conjunto turbogenerador transforma la energía mecánica en eléctrica, generando poco impacto ambiental, ya que en la mayoría de los casos no posee represas y tiene captación de agua de filo.

Según la normatividad, en la ley 697 de 2001 se define a los pequeños aprovechamientos hidroenergéticos, como "la energía potencial de un caudal hidráulico en un salto determinado que no supere el equivalente a los 10 MW". Mientras que la ley 1715 de 2014 menciona a la energía de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, como la "energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que se basa en los cuerpos de agua a pequeña escala". Además de esto los clasifica como fuentes no convencionales de energía renovables (FNCER).

A nivel mundial no se cuenta con una definición de PCH's respecto a la capacidad instalada de la planta, cada país tiene su propio límite de potencial, por ejemplo, desde menos de 1,5 MW en Suecia hasta menos de 50 MW en China, esto se debe básicamente a las necesidades de demanda y a la energía local de cada país. [3]

Los costos de las PCH's varían desde 400 hasta 800 USD por 1 kW de capacidad instalada, el transporte y las instalaciones pueden incrementar el valor entre 600-1200 USD por kW. Los gastos se determinan por las condiciones del emplazamiento, la tecnología utilizada, las facilidades de transporte, etc. En estos gastos, de un 30% a un 50% corresponde a obras civiles, el equipo electromecánico de 20% a 35%, el sistema de transmisión 10% a 25% y la parte de ingeniería y administración de un 5% a un 15%. Internacionalmente, los gastos de las PCH's instaladas se espera que estén entre USD 2.000 y USD 3.000 por kW, lo cual depende del terreno. [4]

1.2 Historia de las PCH's en Colombia

La necesidad de energía eléctrica en la producción de las grandes fincas colombianas produjo la instalación de pequeñas centrales hidroeléctricas hacia 1889 en Bogotá, Bucaramanga y Cúcuta. En 1898 se construyó una PCH en Santa Marta. Hacia 1930 se tenían aprovechamientos a filo de agua de hasta 45 MW, y durante los siguientes 30 años continuo el crecimiento de esta tecnología. Luego de 1960 se perdió el interés en este tipo de proyectos, pues se iniciaron la construcción de centrales hidroeléctricas por parte de entidades gubernamentales y por la falta de mantenimiento empezaron a desecharse. [5]

Al llegar la crisis energética de 1970, se replanteó la utilización de las PCH's y mediante grupos de investigación y el apoyo del gobierno nacional se realizaron nuevos proyectos que finalmente no mostraron resultados alentadores. Con la siguiente crisis en el racionamiento eléctrico de 1992 y 1993 debido al fenómeno del Niño, se crearon nuevos proyectos en Nariño, Cauca, Chocó, Guajira y Meta. El gobierno nacional junto con las organizaciones energéticas, han llevado a cabo la implementación de leyes que promueven el desarrollo y la utilización de fuentes no convencionales de energía, incluidas las PCH's, como la ley 141 y 143 de 1994 y Ley 1715 de 2014. [6]

1.3 Componentes Principales de una PCH's

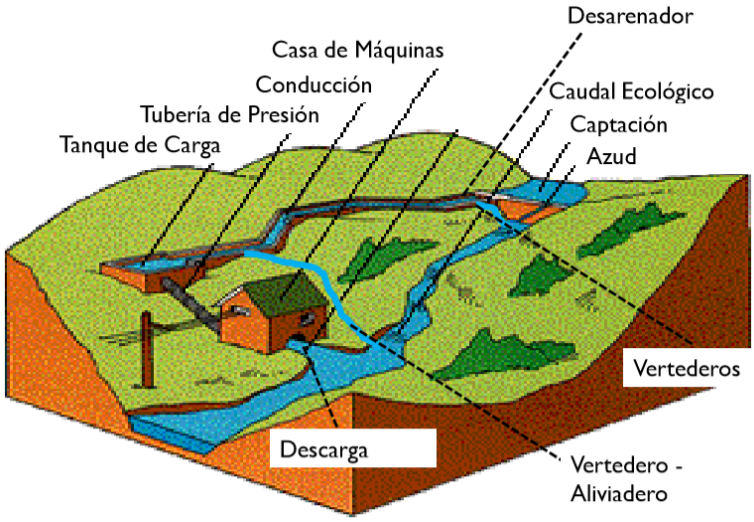


Figura 1. Partes básicas de una PCH.
Fuente: E. Henao. **[7]**

- **Obra de captación o bocatoma:** es la obra mediante el cual se adquiere el caudal requerido, su construcción debe ser sólida para resistir las fuertes crecientes del río.
- **Azud:** es un muro construido transversal al río para desviar parte del cauce para su captación.
- **Desarenador:** permite el asentamiento de partículas sólidas que lleva el agua.
- **Conducción:** puede ser un canal, túnel o tubería, que lleva el agua desde la bocatoma hasta el tanque de carga**.**
- **Tanque de carga o presión:** Recibe el agua proveniente del canal y su importancia se centra en la eliminación de burbujas de aire en el agua que es conducida a la tubería de presión.
- **Tubería de presión:** conduce el agua desde el tanque de carga hasta la turbina, posee anclajes que le permiten soportar la fuerza del agua. Mediante esta tubería se aprovecha la energía potencial del salto.
- **Aliviadero:** permite regresar el exceso de caudal de la entrada de la tubería de conducción y del tanque de carga al cauce del río.
- **Compuertas:** dispositivos utilizados para el control del flujo de agua en las tomas, canales y cámaras de presión.
- **Rejillas:** son utilizadas como filtro de solidos a través de los canales.
- **Casa de máquinas:** está compuesta por la turbina y el generador, encargados de la transformación de la energía potencial en mecánica y luego en eléctrica. También posee un regulador, para obtener una velocidad de giro y la frecuencia de la energía constante. Los tableros de control, protección y medida también pueden encontrase allí.

1.4 Principio de funcionamiento de la PCH

Este proceso dinámico se lleva a cabo mediante la transformación de la energía hidráulica en energía mecánica realizada por la turbina, después es el generador quien la convierte en energía eléctrica y será suministrada a las redes de trasmisión. Es fundamental que los parámetros eléctricos de voltaje y frecuencia sean constantes, por lo que se hace útil los reguladores de tensión y velocidad. Estos parámetros tienden a cambiar debido a la demanda de la energía, para realizar la regulación de tensión se debe tener un control sobre los reactivos de la maquina eléctrica, mientras que para la regulación de la velocidad debe tener un control sobre el caudal que mueve a la turbina.

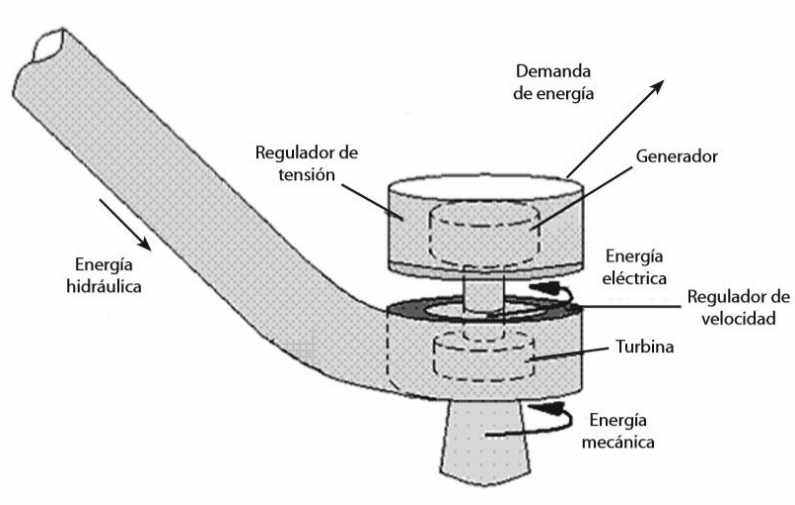


Figura 2. Proceso de conversión de la energía.
Fuente: R. Ortiz. **[8]**

1.5 Clasificación de las PCH's

- **Según potencia**

Esta clasificación es tomada del Atlas de Potencial Hidroenergético de la UPME y sugerida por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). [1]

Picocentrales: poseen una capacidad instalada entre 0,5 y 5 kW, con operación a filo de agua, aplicables a zonas no interconectadas.

Microcentrales: poseen una capacidad instalada entre 5 y 50 kW, con operación a filo de agua, aplicables a zonas no interconectadas.

Minicentrales: poseen una capacidad instalada entre 50 y 500 kW, con operación a filo de agua, aplicables a zonas no interconectadas.

Pequeñas Centrales Hidroeléctricas: poseen una capacidad instalada entre 500 y 20.000 kW, con operación a filo de agua, aplicables a zonas no interconectadas y zonas interconectadas (sin posibilidad de participar en el despacho eléctrico, menores a 500 kW, y con posibilidad de hacerlo las mayores a 10.000 kW).

Centrales hidroeléctricas: poseen una capacidad instalada mayor de 20 MW, aplicable a zonas interconectadas, con participación obligada en el despacho eléctrico.

- **Según salto en metros**

Tipo	Bajo	Medio	Alto
Microcentrales	<15	15-50	>50
Minicentrales	<20	20-100	>100
PCH's	<25	25-130	>130

Tabla 1. Clasificación de PCH's por salto en metros.
Fuente: Instituto de Ciencias Nucleares y Energías, INEA **[5]**

- **Según su captación**

Aprovechamientos de agua fluyente: son aquellos que no disponen de un embalse y la energía hidráulica debe ser utilizada cuando se dispone del flujo del río para el accionamiento de la turbinas, ya que no se cuenta con una reserva del recurso hídrico, por lo tanto en épocas secas se debe considerar la disminución de la potencia o la falta de la misma. Por lo general, se cuenta con tuberías de presión que toman el agua mediante bocatomas y la conducen a la casa de máquinas, para luego ser devuelta al afluente.

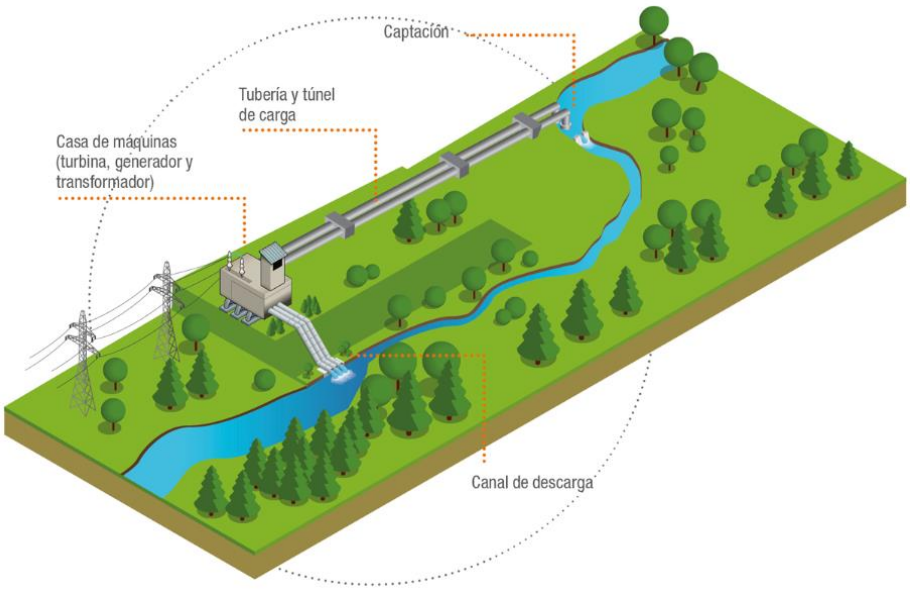


Figura 3. Central Hidroeléctrica a filo de agua.
Fuente: Celsia S.A. E.S.P. **[9]**

Centrales de pie de presa: la construcción de una presa requiere de etapas de diseño y construcción que acarrean altos costos y pueden llegar a elevar el costo de la energía, además tienen un impacto ambiental más elevado. Sin embargo, puede aprovecharse la

construcción de embalses que tengan como fin otras actividades, ya sea riegos, suministro de agua potable, protección de avenidas, entre otros. Este tipo de centrales tienen la ventaja de que la producción de energía puede ser regulada. En caso de no existir toma de agua en la estructura, puede ser utilizado un sifón como se muestra en la Figura 4, es una solución que no requiere modificaciones en la presa y es de instalación rápida.

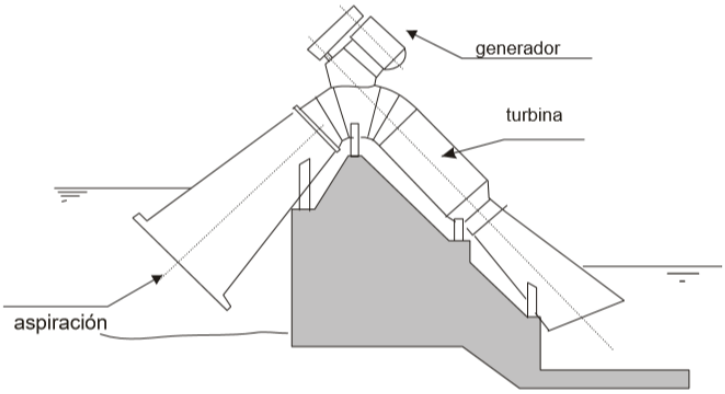


Figura 4. Central de pie de presa con sifón.
Fuente: European Small Hydropower Association - ESHA **[10]**

Centrales integradas en redes de agua: el aprovechamiento de redes de agua ya existentes para la irrigación, la navegación, de agua potable o de tratamiento de aguas residuales, es una alternativa para la implementación de una PCH's, reduce significativamente los costos del proyecto y el impacto ambiental es mínimo.

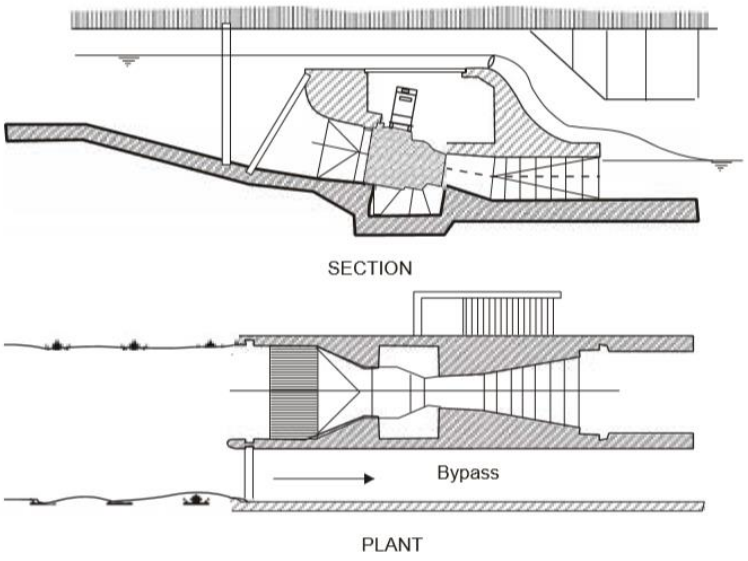


Figura 5. Central integrada a una red de agua.
Fuente: European Small Hydropower Association - ESHA **[10]**

1.6 Etapas de un proyecto de PCH

Los niveles de estudio requeridos para llevar a cabo un proyecto de PCH se describen a continuación: [11] [12]

- *Inventario*: Se estudia las poblaciones que no poseen el servicio de energía eléctrica y donde es posible la implementación de una PCH.
- *Reconocimiento*: Se realizan visitas a la población y a la posible ubicación de la obra.
- *Prefactibilidad*: Este estudio evalúa el potencial de desarrollo de toda la cuenca, estudia la diversidad de las caídas de agua existentes y efectúa una estimación de los costos de cada aprovechamiento, con el fin de dar el aval de continuar o por el contrario terminar los estudios.
- *Factibilidad*: Tiene como objetivo establecer la justificación del proyecto tanto en su conjunto como en sus dimensiones principales: técnicas, económicas, financieras, sociales y ambientales, estudiando las diferentes alternativas. El propósito del análisis es determinar si una idea dada de proyecto es suficientemente buena para continuar con ella, y llegar a la mejor solución de acuerdo con las circunstancias.
- *Diseño*: Inicia una vez se define la mejor alternativa desde el punto de vista técnico y económico. Se caracteriza por el desarrollo de la ingeniería en detalle, dimensionando las diferentes obras del proyecto.
- *Construcción*: En esta etapa se da inicio a las obras dimensionadas de acuerdo al cronograma de obra.
- *Fase de operación*: Finalmente, se realizan las pruebas de funcionamiento de la central con el fin de verificar que esté lista para entrar en operación.

1.7 Estudios en un proyecto de PCH

El análisis, selección y aprovechamiento de las cuencas hidrográficas parte de estudios de topografía, hidrología, geología y de suelos, siendo esta la base del diseño de las obras civiles para la construcción de una PCH. [5] [8] [13]

- *Estudios de cartografía y topografía:* El estudio de cartografía consiste en la recopilación de la información en institutos destinados para tal fin y otras entidades que hayan desarrollado proyectos en la región. Puesto que existen zonas aisladas sin los estudios anteriores, se realiza el levantamiento topográfico que permite conocer áreas, trazado de la conducción, perfil de la tubería, caída neta, sección transversal y la información útil para la ubicación de las obras.
- *Estudio de Demanda:* Brinda la información de consumo actual de la población a la cual se le suministra el servicio, con esto se realiza la proyección de la demanda al periodo de tiempo que se requiera.
- *Estudio de geología y geotecnia:* Es fundamental para conocer las características físicas y mecánicas del suelo donde se va a llevar a cabo el proyecto.
- *Estudio Hidrológico y Pluviométrico:* Se analiza la cuenca donde se localiza el proyecto con sus respectivos datos estadísticos de los caudales (mínimo, máximo y medio) durante varios años. En lugares donde no se tenga esta información se opta por información pluviométrica para obtener el caudal aproximado.
- *Estudio de Potencial Hidroenergético:* Con los datos de caudal, caída neta y rendimiento de turbina y generador, se obtiene la potencia que puede ser generada.

Sin embargo, la selección de la potencia de diseño está condicionada por factores como el costo de la obra, el de la energía producida, las medidas ambientales y los parámetros operacionales de las turbinas y el generador.

- *Estudio de Impacto Ambiental:* Este estudio acompaña todas las etapas del proyecto y permite cuantificar el impacto que este tiene en el medio ambiente, al igual que provee alternativas para reducirlo, mitigarlo o evitarlo.
- *Estudio Socioeconómico:* Debe considerarse los efectos indirectos y de valorización social, de beneficios y costos que conlleva la implementación del proyecto. Sin embargo, una evaluación financiera ofrece indicadores de viabilidad para su realización.

1.8 Marco Legal

Respecto al marco legal que concierne a las PCH's se tiene las siguientes leyes del congreso de la republica que rige al sector eléctrico colombiano y que según el informe adelantado por USAENE para la UPME son aplicables a las PCH's. [14] [15]

1.8.1 Ley 143 De 1994:

"Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, trasmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética". [16]

Esta ley se basa en los principios definidos por la Constitución Política respecto a los servicios públicos domiciliarios, las actividades del sector eléctrico y su regulación, las entidades que deben regular, controlar y organizar el mercado eléctrico y el régimen tarifario. Respecto a las fuentes no convencionales de energía (FNCE), esta ley dispone que:

- **Art. 2:** Asigna competencia al Ministerio de Minas y Energía para que, en ejercicio de las funciones de regulación, planeación, coordinación y seguimiento de las actividades del sector eléctrico, defina los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral eficiente, y sostenible de los recursos energéticos del país, y promoverá el desarrollo de tales fuentes y el uso eficiente y racional de la energía por parte de los usuarios.
- **Art. 4, lit. a:** El Estado tiene entre sus objetivos en relación con el servicio de electricidad el de abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país.
- **Art. 16:** Atribuyó a la UPME el establecimiento de los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas y de precios de los recursos energéticos. Para lo cual, la entidad tendrá en cuenta los recursos energéticos existentes, convencionales y no convencionales, según criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales.
- **Art. 20:** Define la función principal de regulación por parte del Estado, como la de asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento

eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio.
- **Art. 68:** Los proyectos relacionados con las actividades propias del sector, generación, transmisión, distribución y comercialización, tendrán en cuenta como criterio de factibilidad el ahorro, conservación y uso eficiente de la energía.

Como se puede evidenciar esta ley busca la integración de las FNCE y hace énfasis en el buen uso de la energía, en la obligación del Estado a proveer el servicio con calidad y de una manera eficiente, además le atribuye a la UPME la planeación de las necesidades energéticas teniendo en cuenta las fuentes renovables.

1.8.2 Ley 697 de 2001:

"Mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones". [17]

Esta ley consagra las finalidades, competencias, objetivos, programas, orientados a establecer el marco normativo del uso racional y eficiente de la energía (URE), y de las nuevas fuentes no convencionales de energía. Respecto a las FNCE, dispone que:

- **Art. 2, num. 8:** Para efectos de la presente ley son fuentes no convencionales de energía, aquellas fuentes de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleadas o son utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente.
- **Art. 2, num. 14:** Define a los Pequeños aprovechamientos hidroenergéticos como la energía potencial de un caudal hidráulico en un salto determinado que no supere el equivalente a los 10 MW.

Como se observa esta ley promueve el uso responsable de la energía y se limita a definir que es una PCH's, pero no entrega más disposiciones acerca de esta.

1.8.3 Ley 1715 de 2014:

"Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional". [18]

Esta ley promueve el desarrollo y la utilización de las FNCE, haciendo énfasis en las renovables, su integración al Sistema Integrado Nacional (SIN) y su uso en la necesidad energética para las zonas no interconectadas (ZNI), para incentivar el desarrollo económico sostenible, asegurar la demanda energética y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

El propósito de esta ley es orientar las políticas públicas y definir los instrumentos tributarios, arancelarios, contables y de participación en el mercado energético colombiano, incentivar la penetración de las FNCE en el sistema energético colombiano con criterios de sostenibilidad medioambiental, social y económica y estimular la inversión, la investigación y el desarrollo de estas fuentes. Respecto a las FNCE, dispone que:

- **Art. 5 num. 10:** Define la energía de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos como la energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que se basa en los cuerpos de agua a pequeña escala.
- **Art. 5 num. 17:** Define a las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) como aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial

que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares.

- **Art. 6 num. 3:** Le corresponde a la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME):
  a) Definir y mantener actualizado el listado y descripción de las fuentes de generación que se consideran ENC;
  b) Definir el límite máximo de potencia de la Autogeneración a Pequeña Escala;
  c) Realizar programas de divulgación masiva y focalizada sobre la Autogeneración de Pequeña Escala y el uso eficiente de la energía.

1.8.4 Reglamentación restante:

Otra regulación que también es importante para el tema de PCH's según algunos autores [19] [20] [21] [22] [23] [24] se muestra a continuación:

- **Decreto 2143 de 2015:** "Por el cual se adiciona el decreto único reglamentario del sector administrativo de minas y energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con la definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el capítulo 111 de la ley 1715 de 2014."
- **Decreto 2811 de 1974:** Código de los recursos naturales renovables y protección al medio ambiente.
- **Ley 373 del 6 de junio de 1997:** "Por la cual se establece el programa para el uso eficiente y ahorro del agua"
- **Resolución CREG 025 de 1995:** "Por la cual se establece el código de redes, como parte del reglamento de operación del sistema interconectado nacional¨, anexo denominado código de redes define, entre otros, los criterios de planeamiento del STN y los requisitos técnicos mínimos para el diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento que todo usuario debe cumplir por o para su conexión"
- **Resolución CREG 030 de 1996:** "Por la cual se complementan los procedimientos generales para la asignación de puntos de conexión a los sistemas de transmisión nacional, sistemas de transmisión regional o sistemas de distribución local."
- **Resolución CREG 086 de 1996:** "Por la cual se reglamenta la actividad de generación con plantas menores de 20 MW que se encuentra conectado al sistema interconectado nacional (SIN)".
- **Resolución CREG 070 de 1998:** establece el reglamento de distribución de energía eléctrica, el cual en el numeral 4.5 señala: "en el caso de generadores, plantas menores, auto-generadores o cogeneradores que proyecten conectarse al sistema de energía, el procedimiento para la conexión se rige en lo que aplique a lo dispuesto en las resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 030 de 1996 y demás normas que las modifiquen o sustituyan.
- **Resolución 082 del 2002:** "Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los sistemas de Transmisión regional y distribución local".
- **Resolución 181462 de 2004:** "Por medio de la cual se modifica el artículo 1° de la resolución 181401 del 29 de octubre de 2004. Que mediante la resolución 181401 del 29 de octubre de 2004 se adoptó el factor de emisión de gases de efecto

invernadero para los proyectos de generación de energía con fuentes renovables conectados al sistema nacional cuya capacidad Instalada sea igual o menor a 15MW".

- **Decreto 2041 de 2014:** Por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales.
- **Resolución 1283 de 2016:** Por la cual se establece el procedimiento y requisitos para la expedición de a certificación del beneficio ambiental para obtener los beneficios tributarios de la Ley 1715 de 2014.
- **Decreto 3683 de 2003:** Mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones.
- **Resolución CREG 005 de 2010:** Por la cual se determinan los requisitos y condiciones técnicas que deben cumplir los procesos de cogeneración y se regula esta actividad.
- **Resolución CREG 020 de 1996:** Por la cual se dictan normas con el fin de promover la libre competencia en las compras de energía eléctrica en el mercado mayorista.
- **Resolución CREG 024 de 2015:** Por la cual se reglamenta la autogeneración a gran escala en el SIN. (Plantas mayores a 1 MW).
- **Resolución 0281 de 2015 de la UPME:** Definió límite autogeneración pequeña escala: 1MW.
- **Resolución CREG 077 de 2014:** Expansión en Generación de Energía Eléctrica y Cargo por Confiabilidad (CxC).
- **Resolución CREG 109 de 2015**: Reglas del Cargo por Confiabilidad (CxC) para incentivar el concurso de plantas que presten confiabilidad a bajo costo variable.
- **Resolución CREG 138 de 2015**: Por la cual se adoptan las reglas para la participación de las Plantas no Despachadas Centralmente en el Cargo por Confiabilidad (CxC).
- **Decreto 348 de 2017**: Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala.
- **Resolución CREG 030 de 2018**: Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.
- **Decreto 2041 de 2014**: Por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales.

Adicionalmente en el Plan de Acción Indicativo 2017-2022 [25] se menciona al Fondo de Energías Renovables y Gestión Eficiente de la Energía (Fenoge) que fue creado por el artículo 10 de la Ley 1715 de 2014, en el cual se determinó, por un lado, que su objeto es el de "financiar programas de FNCE y gestión eficiente de la energía" y, por otro, que los recursos que "nutran este Fondo podrán ser aportados por la Nación, entidades públicas o privadas, así como por organismos de carácter multilateral e internacional".

2. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS PCH'S

2.1 Panorama a nivel internacional

Para la contextualización a nivel mundial de las PCH's y el panorama de Colombia a nivel Suramericano, se tuvo en cuenta el Informe Mundial sobre el Desarrollo de la Pequeña Central Hidroeléctrica 2016 (WSHPDR 2016, por sus siglas en inglés) el cual fue elaborado por la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI) y el Centro Internacional para la Pequeña Central Hidroeléctrica (CIPCH) [26]

A nivel mundial las PCH's se encuentran en el cuarto lugar de las energías renovables desarrolladas con 78 GW de capacidad instalada (7%), en primer lugar están las grandes centrales hidráulicas con 602 GW (54%), en segundo lugar la energía eólica con 245 GW (22%) y en tercer lugar la energía solar con 123 GW (11%), como se observa en la Figura 6.

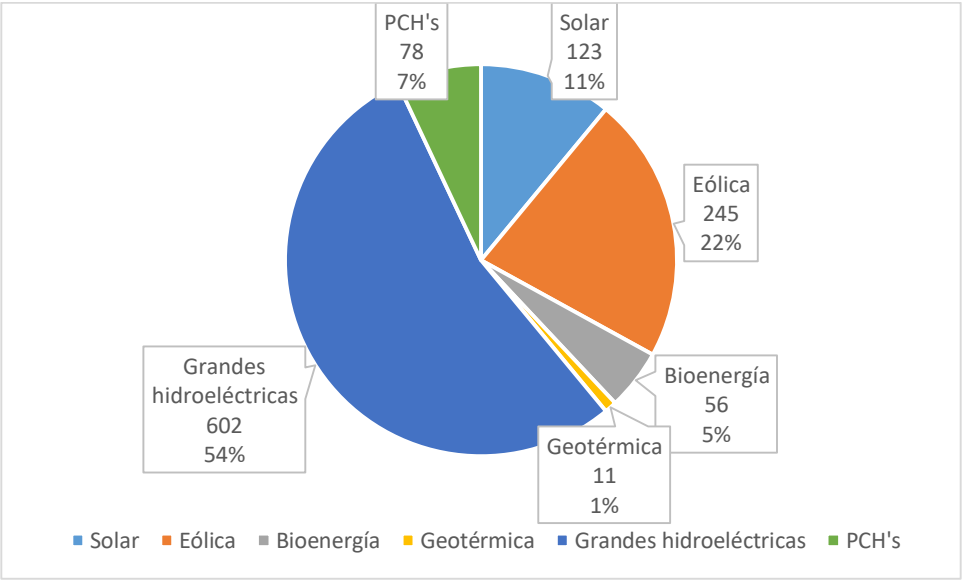


Figura 6 Porcentaje de energías renovables a nivel global.
Fuente: United Nations Industrial Development Organization. 2016 **[26]**

La capacidad instalada de las PCH's a nivel global para el 2016 alcanzó los 78 GW, mientras el potencial total de desarrollo se estima en 217 GW, en total, se ha desarrollado aproximadamente el 36%.

La mayor capacidad de potencial y de potencial instalado de PCH's a nivel mundial se encuentra en China con 39.800 MW de potencia instalada y 63.500 MW de capacidad de potencial, por esto Asia se encuentra en primer lugar con un 65%, seguido de Europa con 23% y América con 10% de potencia instalada. Respecto a la capacidad de potencial Asia y América se encuentran en el primer y segundo lugar, 56% y 20% respectivamente. (Figura 7, Figura 8 e Figura 9).

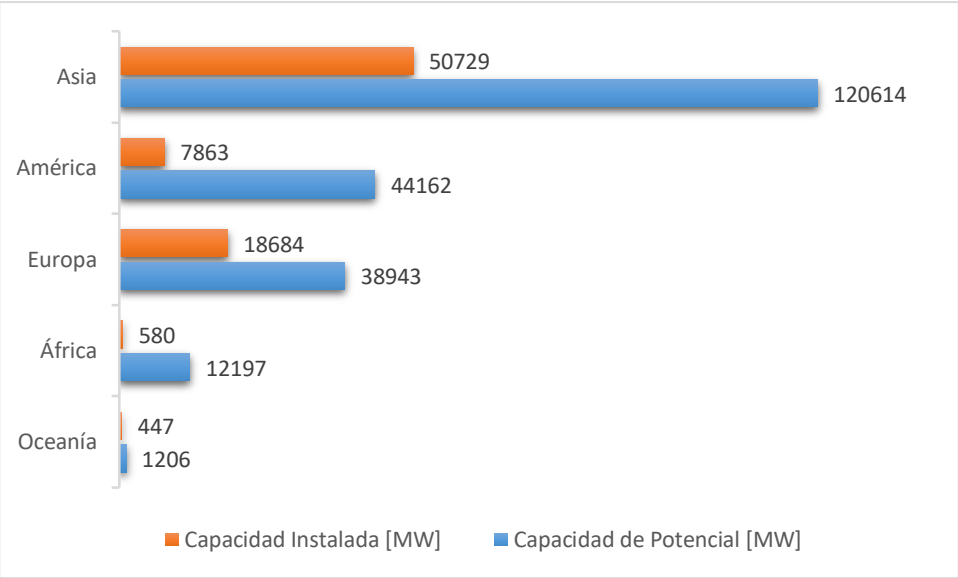


Figura 7 Potencia instalada y capacidad de potencial a nivel continental.
Fuente: United Nations Industrial Development Organization. 2016 **[26]**

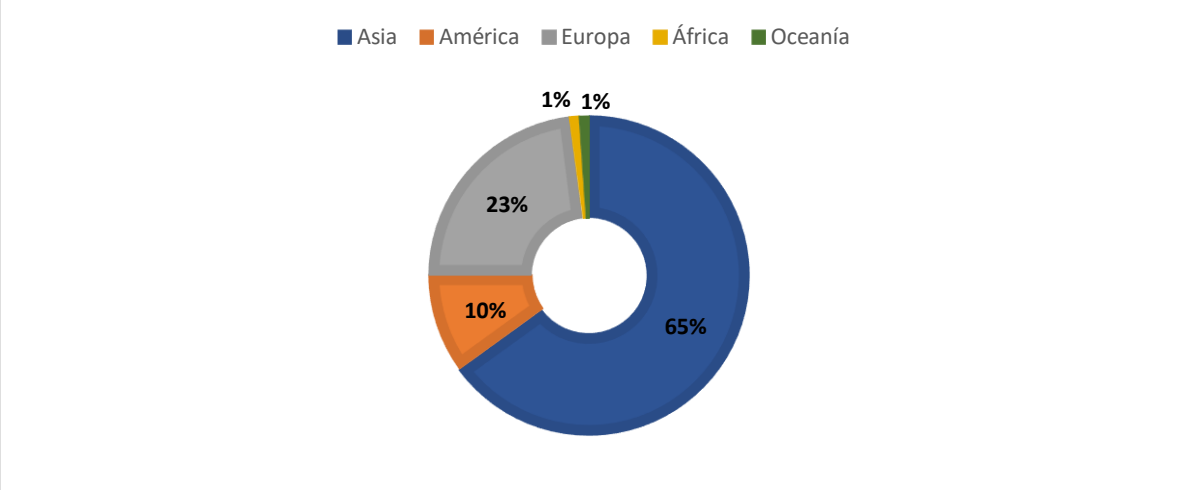


Figura 8 Porcentaje de potencia instalada en cada continente.
Fuente: United Nations Industrial Development Organization. 2016 **[26]**

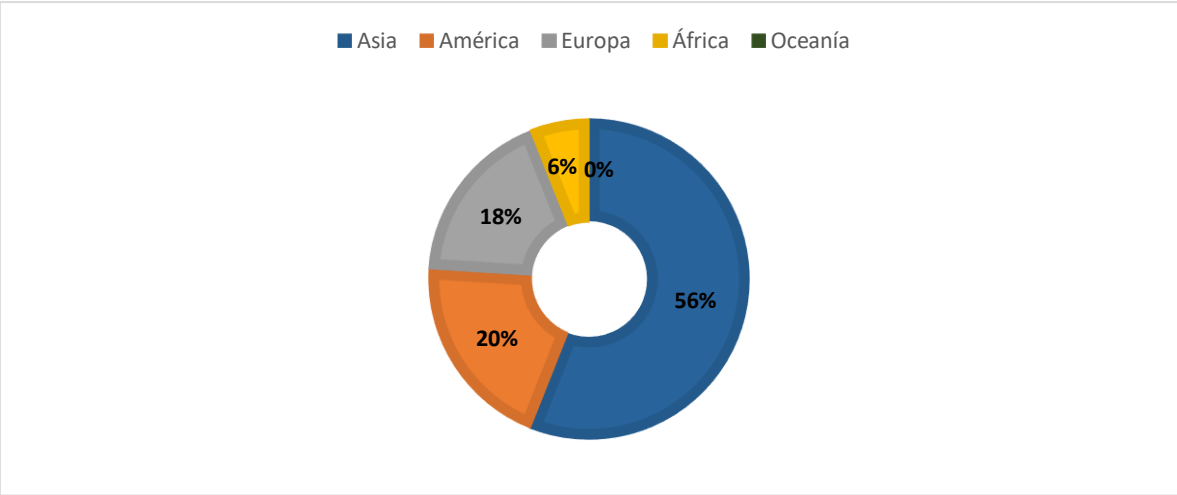


Figura 9 Porcentaje de capacidad de potencial en cada región.
Fuente: United Nations Industrial Development Organization. 2016 **[26]**

En la Tabla 2 se evidencia el potencial instalado, la capacidad de potencial y el potencial sin desarrollar que posee a nivel mundial las PCH's menores de 10 MW, clasificado por regiones de cada continente, siendo Asia Oriental la región con mayor desarrollo y capacidad de esta tecnología, seguida de Europa del Sur en cuanto a potencial instalado y América del Sur por la capacidad de potencial que puede desarrollar.

		Potencial instalado (MW)	Capacidad de potencial (MW)	Potencial sin desarrollar (MW)
África	África Central	104	1745	1641
	África Oriental	216	6759	6543
	África del Norte	111	189	78
	África del Sur	63	392	329
	África Occidental	86	3113	3027
América	Caribe	172	349	177
	América Central	855	1512	657
	Norte América	4798	7662	2864
	Sur América	2039	34638	32599
Asia	Asia Central	221	6087	5866
	Asia Oriental	43542	75335	31793
	Asia del Sur	2974	17824	14850
	Asia Suroriental	2340	13642	11302
	Asia Occidental	1653	7700	6047
Europa	Europa Oriental	1924	4470	2546
	Europa del Norte	4292	10920	6628
	Europa del Sur	6286	16310	10024

		Potencial instalado (MW)	Capacidad de potencial (MW)	Potencial sin desarrollar (MW)
	Europa Occidental	6183	7243	1060
Oceanía	Australia y Nueva Zelanda	335	794	459
	Países y territorios insulares del Pacífico	112	412	300

Tabla 2. Desarrollo de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas para cada región a nivel mundial. Fuente: United Nations Industrial Development Organization. 2016 **[26]**

A continuación, se muestra un listado de los países que poseen mayor capacidad de desarrollo, potencial instalado y el potencial sin desarrollar para PCH's menores de 10MW, con el fin de enseñar aquellos territorios que tienen los recursos suficientes para fomentar este tipo de tecnología. Es de gran importancia resaltar que Colombia posee el mayor potencial de energía para pequeñas centrales hidroeléctricas sin desarrollar, 24.750 MW.

País	Potencial Instalado (MW)	Capacidad de potencial (MW)	Potencial sin desarrollar (MW)
EEUU	3676	6366	2690
Colombia	250	25000	24750
Chile	175	7000	6825
China	39800	63500	23700
Japón	3545	10270	6725
India	2119	11914	9795
Vietnam	1836	7200	5364
Turquía	1156	6500	5344
Noruega	2242	7676	5434
Italia	3173	7073	3900

Tabla 3. Países con mayor desarrollo de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. (<10MW) Fuente: United Nations Industrial Development Organization. 2016 **[26]**

Por último, se evidencia mapas globales en la Figura 10 e Figura 11, donde se tiene el potencial instalado y la capacidad de potencial para PCH's menores de 10 MW, de tal forma que es posible realizar una comparación visual del estado de Colombia respecto al mundo, siendo un país con gran disponibilidad de recurso hídrico pero con poco desarrollo del mismo.

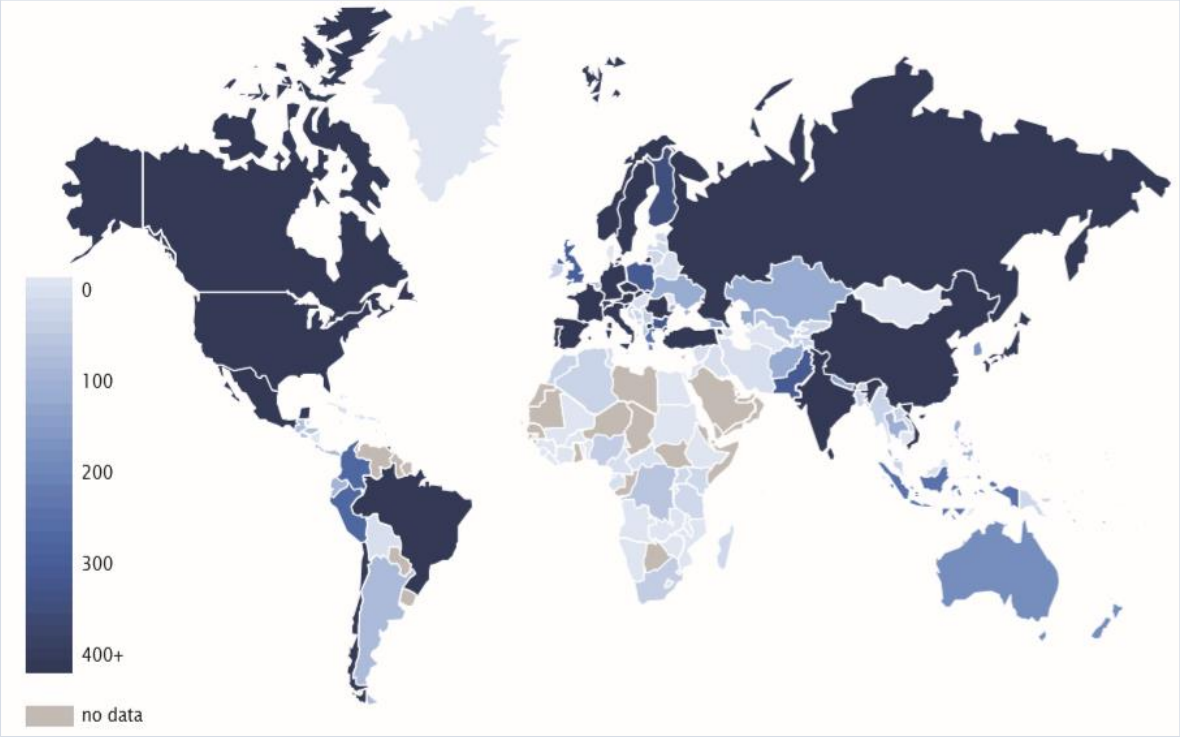


Figura 10. Capacidad Instalada para PCH's (MW).
Fuente: United Nations Industrial Development Organization. 2016 **[26]**

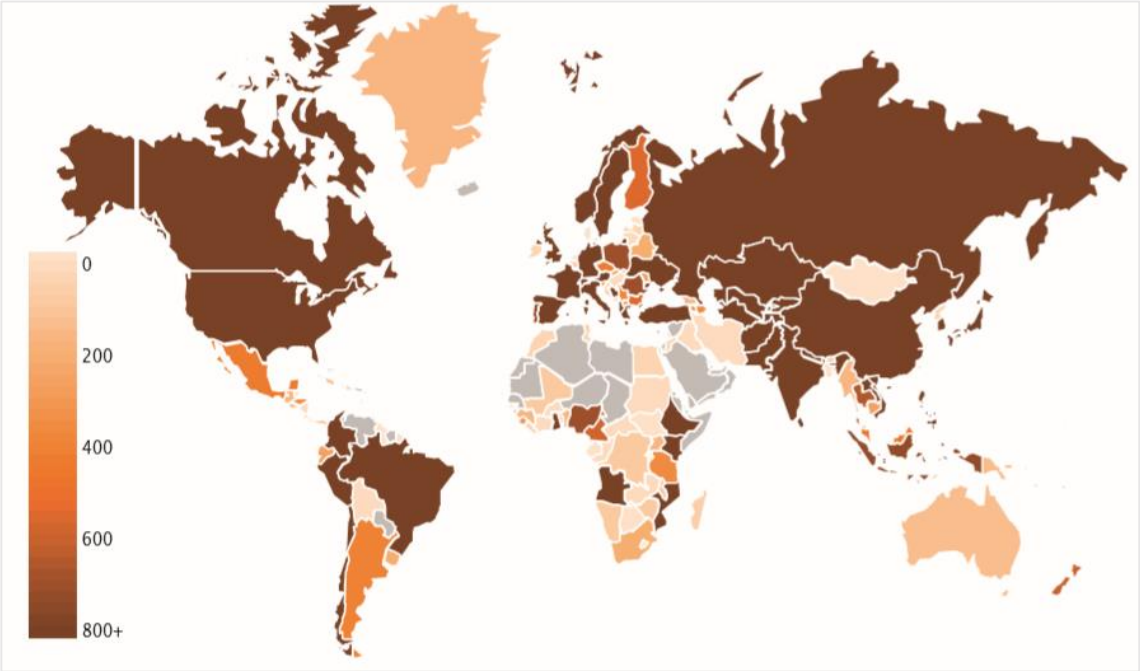


Figura 11. Identificación de potencial para PCH's (MW).
Fuente: United Nations Industrial Development Organization. 2016 **[26]**

2.2 Panorama a nivel América y Sur América

La capacidad total de PCH's en el continente de América es de 14.702 MW, mientras que el potencial total estimado es de al menos 86.868 MW para centrales de hasta 50 MW. Para centrales de menos de 10 MW, la capacidad instalada es de 7.863 MW y el potencial energético es de 44.162 MW, sin embargo, existen países que no poseen información o estudios de viabilidad que permitan determinar su potencial energético en cuanto a PCH's, ejemplo de esto es México, el cual posee grandes recursos hídricos, pero no se tiene información exacta de su potencial. Según los datos disponibles, al menos el 17% de la capacidad de potencial de PCH's se han desarrollado en América, por lo que es una tecnología que tiene un gran campo de desarrollo en el continente.

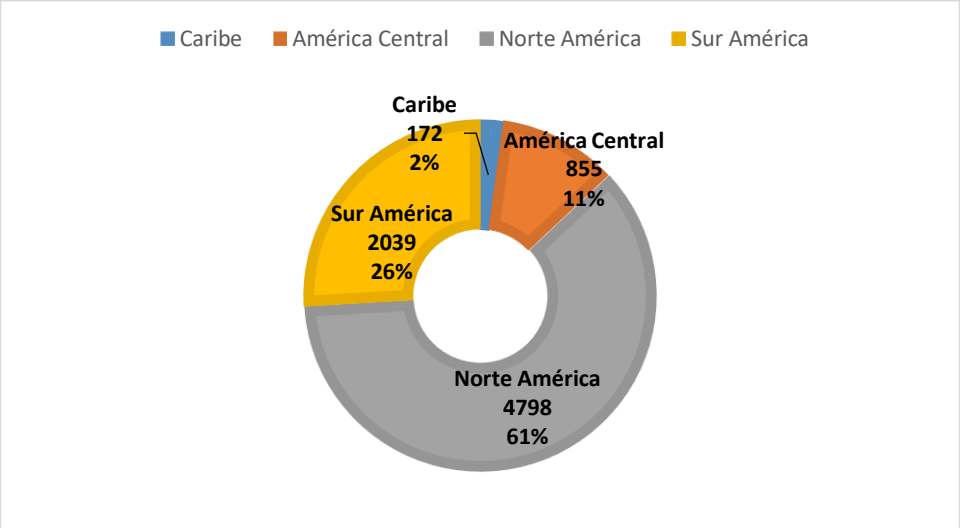


Figura 12. Capacidad instalada para PCH's en cada región de América (MW).
Fuente: United Nations Industrial Development Organization. 2016 **[26]**

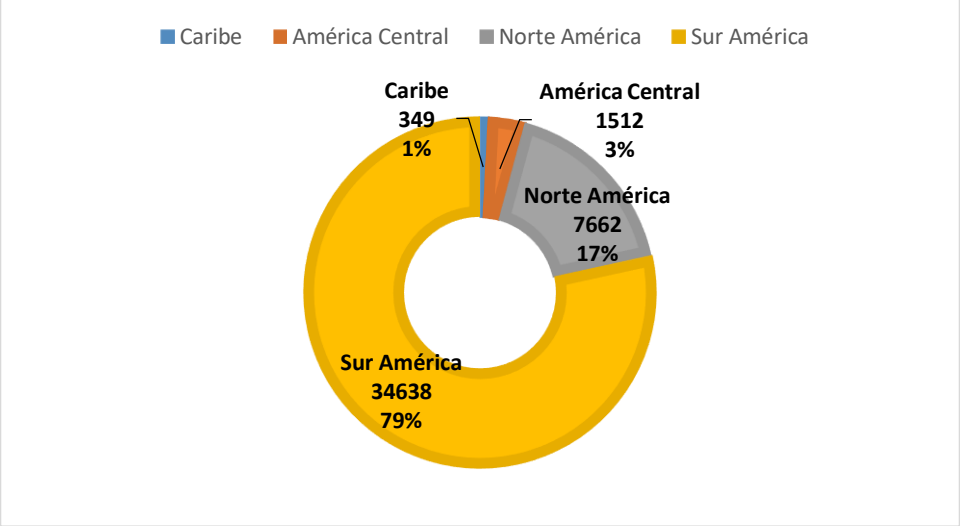


Figura 13. Capacidad de potencial para PCH's en cada región de América (MW).
Fuente: United Nations Industrial Development Organization. 2016 **[26]**

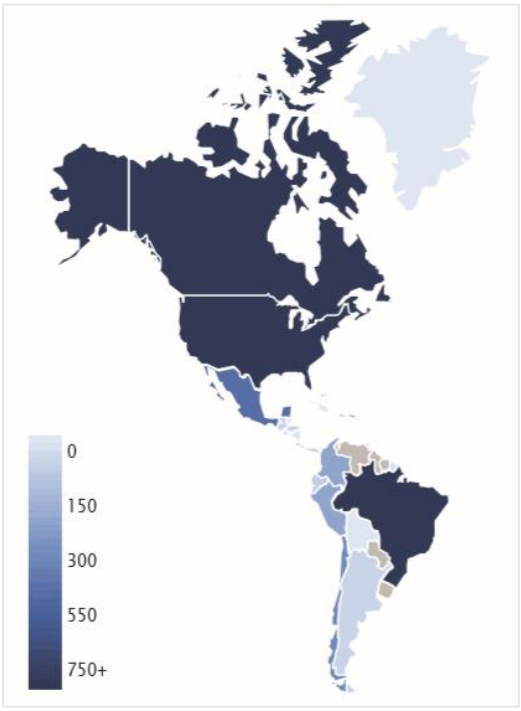


Figura 14.Capacidad instalada de PCH's en América.
Fuente: United Nations Industrial Development Organization. 2016 **[26]**

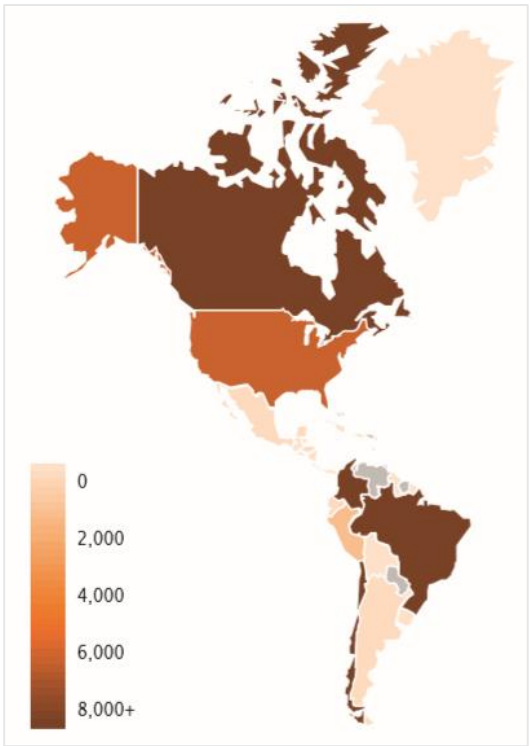


Figura 15. Capacidad de potencial de PCH's en América.
Fuente: United Nations Industrial Development Organization. 2016 **[26]**

En cuanto a Suramérica tiene el segundo lugar a nivel mundial por capacidad de potencial y el primer lugar por potencial sin desarrollar, para PCH's menores a 10 MW, se desconocen los datos de capacidad de potencial para Brasil, sin embargo, en Suramérica se tiene al menos 2.039 MW de capacidad instalada (tan solo 6% de potencial desarrollado) y al menos 34.638 MW de capacidad potencial.

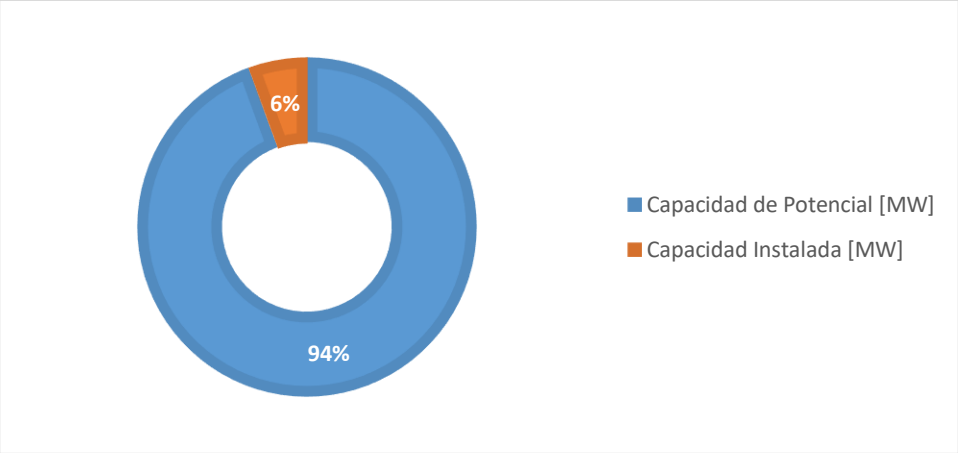


Figura 16 Potencia instalada y capacidad de potencial en Suramérica.
Fuente: United Nations Industrial Development Organization. 2016 **[26]**

En países como Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia y Ecuador, se iniciaron políticas económicas para fomentar el desarrollo de proyectos energéticos con fuentes no convencionales de energía, como lo son las PCH's, mediante incentivos tributarios y acuerdos de compra de energía. Al observar la Figura 17, Colombia sobresale por la gran capacidad de potencial a nivel de PCH's con 25.000 MW, por lo que solo se ha desarrollado el 1%, es decir, 250 MW, seguido de Chile con 7000 MW de capacidad de potencial y con un porcentaje de desarrollo de 2.5%, que equivale a 175 MW.

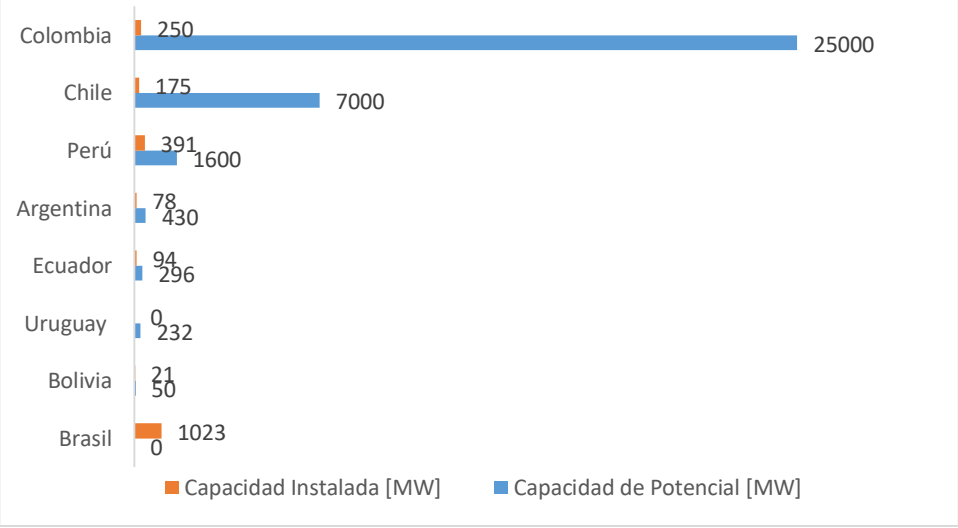


Figura 17 Potencia instalada y sin desarrollar por países.
Fuente: United Nations Industrial Development Organization. 2016 **[26]**

2.3 Situación actual de las PCH's en Colombia

A nivel nacional se cuenta con un total de 873,77 MW de potencia instalada con fuentes de energía de pequeñas centrales hidráulicas que están conectadas al Sistema Interconectado Nacional. Como se evidencia en la Figura 18, en el departamento de Antioquia se encuentra la mayor concentración de PCH's del país con una potencia instalada de 414,95 MW. Cabe resaltar que este reporte es al 29 de julio de 2019 [27]

PCH'S EN COLOMBIA CON CONEXIÓN AL SIN		
Departamento/Central	**Capacidad [MW]**	**No. PCH's**
Antioquia	414.95	46
Bogotá	16.4	3
Boyacá	19.7	1
Caldas	44.97	8
Cauca	37.67	11
Cundinamarca	151.1	12
Huila	11.14	3
Nariño	22.95	3
Putumayo	0.468	1
Quindío	4.28	4
Risaralda	28.4	3
Santander	22.2	3
Tolima	17.2	8
Valle del Cauca	82.34	9
TOTAL	**873.77**	**115**

Tabla 4. PCH's a nivel nacional que están conectadas al SIN.
Fuente: PARATEC, UPME. Elaboración propia. 2019 **[27]**

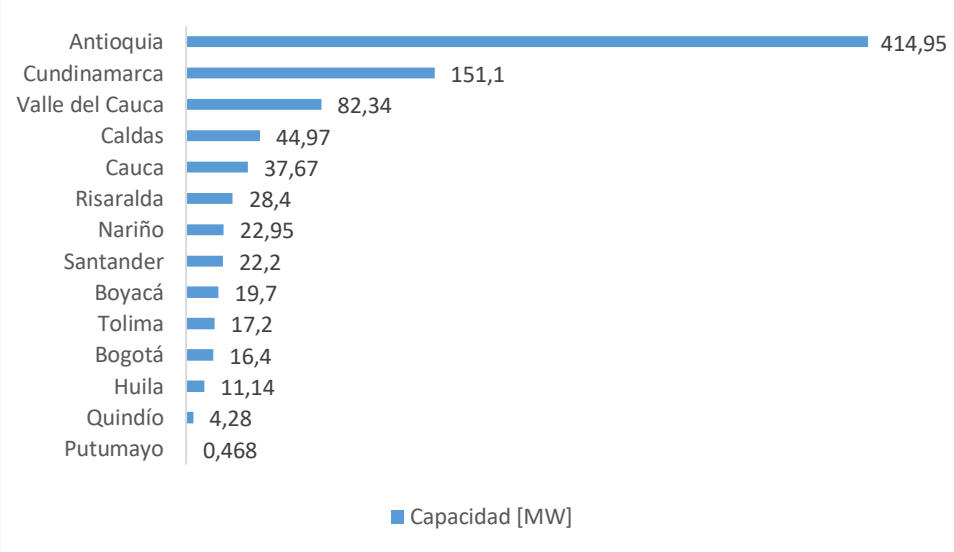


Figura 18. PCH's en cada departamento.
Fuente: PARATEC, XM. Elaboración propia. 2019 **[27]**

2.4 Panorama Región Central:

Se hace énfasis en la región central donde se encuentran los departamentos de Cundinamarca, Boyacá, Meta y Tolima y la ciudad de Bogotá D. C., que pertenecen a la Región Administrativa y de Planeación Especial (RAPE), ya que va ser el área de estudio.

En la siguiente tabla se aprecia los proyectos que están en funcionamiento con su debida capacidad y su agente operador.

PCH'S EN LA REGIÓN CENTRAL RAPE CON CONEXIÓN AL SIN				
Agente Operador/Central	**Capacidad [MW]**	**Departam.**	**Municipio**	**Fecha de entrada**
Total PCH's Región Central	**204.4**			
AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.	**19.7**			
TUNJITA	19.7	Boyacá	Macanal	30/06/2016
CEMEX ENERGY S.A.S E.S.P.	**6**			
SUEVA 2	6	Cundinamarca	Junín	24/05/2002
EMGESA S.A. E.S.P.	**156.7**			
SANTA ANA	12	Bogotá D.E.	Usaquén	29/01/2004
SUBA	2.6	Bogotá D.E.	Suba	15/04/2013
USAQUEN	1.8	Bogotá D.E.	Usaquén	15/04/2013
RIONEGRO	10.2	Cundinamarca	Puerto Salgar	1/01/1975
EL LIMONAR	18	Cundinamarca	San Antonio de Tena	6/12/2003
LAGUNETA	18	Cundinamarca	San Antonio de Tena	17/12/2014
TEQUENDAMA 1	14.2	Cundinamarca	San Antonio de Tena	28/02/2018
TEQUENDAMA 2	14.2	Cundinamarca	San Antonio de Tena	28/02/2018
TEQUENDAMA 3	14.2	Cundinamarca	San Antonio de Tena	28/02/2018
TEQUENDAMA 4	14.2	Cundinamarca	San Antonio de Tena	28/02/2018
CHARQUITO	19.4	Cundinamarca	Soacha	22/08/2003
SANTA ANA	8	Cundinamarca	Ubalá	9/06/2005
GUAVIO MENOR	9.9	Cundinamarca	Ubalá	27/04/2016
EMPRESA DE ENERGIA DEL	**5**			

PCH'S EN LA REGIÓN CENTRAL RAPE CON CONEXIÓN AL SIN				
Agente Operador/Central	**Capacidad [MW]**	**Departam.**	**Municipio**	**Fecha de entrada**
PACIFICO S.A. E.S.P.				
PRADO IV	5	Tolima	Prado	1/03/1973
ENERCO S.A. E.S.P.	**1.25**			
CURRUCUCUES	1.25	Tolima	Rovira	18/08/2010
ENERGETICA S.A. E.S.P.	**1.2**			
COELLO	1.2	Tolima	Coello	10/12/2016
IAC ENERGY S.A.S. E.S.P.	**4.8**			
LA NAVETA	4.8	Cundinamarca	Apulo (R. Reyes)	27/11/2014
VATIA S.A. E.S.P.	**9.75**			
MIROLINDO	3.75	Tolima	Ibagué	3/11/2004
VENTANA A	2.5	Tolima	Chicoral	1/11/1957
VENTANA B	2.5	Tolima	Chicoral	1/11/1957
RIO RECIO	0.3	Tolima	Lérida	1/11/1958
PASTALES	0.7	Tolima	Pastales	18/02/2004

Tabla 5 PCH's en la Región Central de la RAPE.
Fuente: PARATEC, XM. 2019 **[27]**

- Para el departamento de **Boyacá** se encuentra inscrito un solo proyecto en la base de datos de XM para el mes de julio de 2019, llamado Tunjita con una capacidad de 19,7 MW, ubicado en el municipio de Macanal.

- Para el departamento de **Cundinamarca** se tienen inscritos para el mes de julio de 2019 diferentes proyectos de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en la plataforma de XM, los cuales suman una capacidad de 151,1 MW.

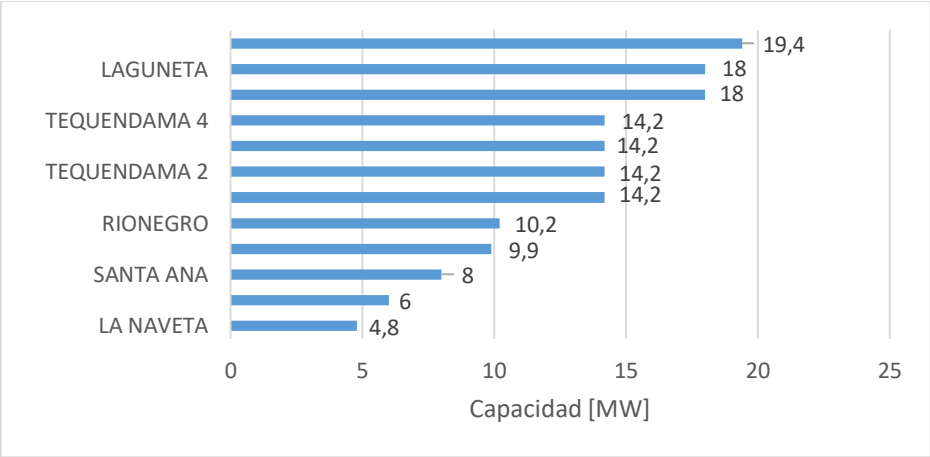


Figura 19. PCH's en el departamento de Cundinamarca.
Fuente: Elaboración propia. 2019

- Para el departamento de **Tolima** se tiene una capacidad de 17,2 MW, respecto a PCH's con ocho proyectos inscritos en la base de datos de XM para pequeñas centrales. [28]

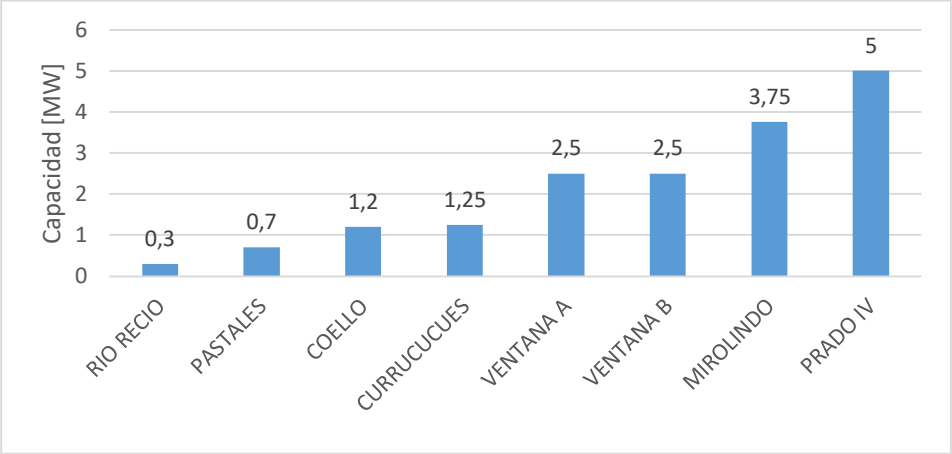


Figura 20. PCH's en el departamento de Tolima.
Fuente: Elaboración propia. 2019

- Para la ciudad de **Bogotá** se tienen tres proyectos de PCH's que suman una capacidad de 16,4 MW las cuales utilizan las estructuras del acueducto para la producción de energía. [29] [30]

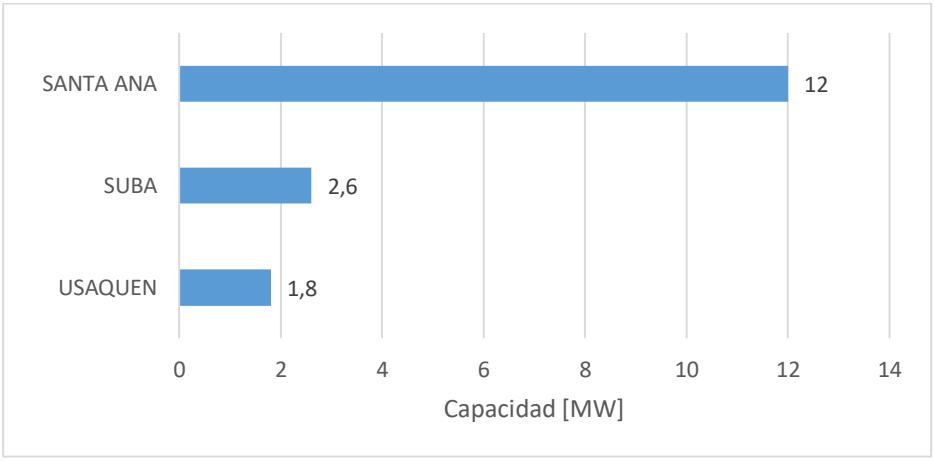


Figura 21. PCH's en la ciudad de Bogotá.
Fuente: Elaboración propia. 2019

Por último, se evidencia en la Figura 22 que en el departamento de Cundinamarca se ha desarrollado una capacidad energética de PCH's mayor que en el resto de la Región Central, debido mayormente a la integración de la infraestructura del acueducto en los proyectos hidráulicos.

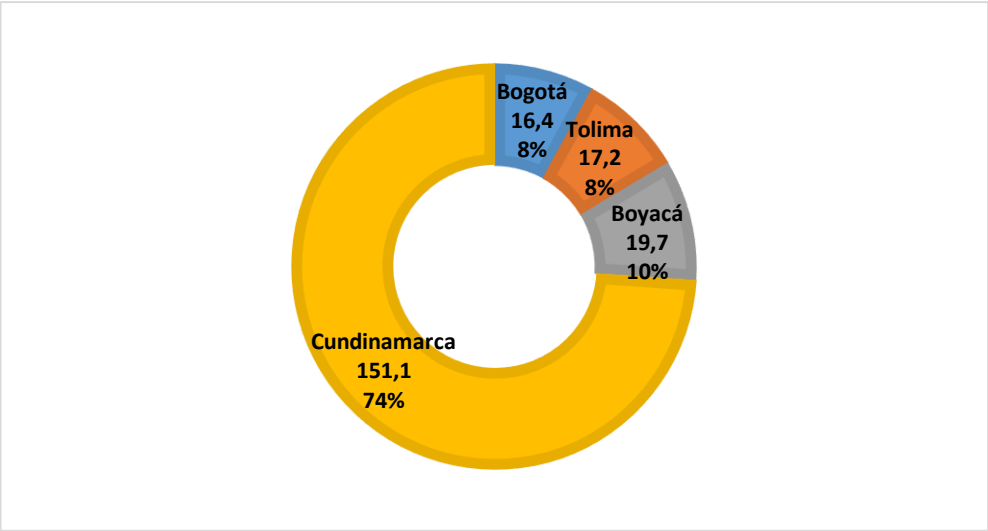


Figura 22. Capacidad Instalada en la Región Central [MW].
Fuente: Elaboración propia. 2019

Respecto a los proyectos que están en desarrollo, la UPME cuenta con un registro que permite conocer las diferentes iniciativas de proyectos de generación del país, por lo que se constituye en insumo fundamental para la formulación del Plan Indicativo de Expansión de Generación, los datos obtenidos son a corte de la semana 32 de 2019 (Agosto 2019).

El proceso se divide en tres fases las cuales están determinadas por el estado de avance del proyecto. De manera general, se puede indicar que la Fase 1 corresponde a la etapa de pre-factibilidad del proyecto e incluye dentro de sus requisitos, la solicitud a la autoridad ambiental competente sobre la necesidad de realizar diagnóstico ambiental de alternativas, estudio de impacto ambiental o si el proyecto no requiere ninguno de éstos. Según la Resolución UPME 0143 de 2016, la vigencia del registro en esta fase es de 2 años para todo tipo de proyectos.

La Fase 2 hace referencia a la etapa de factibilidad del proyecto "… en donde se define si un proyecto es técnica, económica, financiera y ambientalmente factible y conveniente, y se establece la estructura financiera del mismo". Respecto al trámite ambiental, el promotor debe presentar ante la UPME el "Acto administrativo mediante el cual la autoridad ambiental…decide sobre la alternativa presentada en el diagnóstico ambiental de alternativa o estudio de impacto ambiental o establece que el proyecto no requiere licencia ambiental". La vigencia del registro en esta fase es de 1 año para todo tipo de proyectos.

Finalmente, la Fase 3 hace referencia a que el proyecto ya debe tener diseños definitivos, así como el cronograma de ejecución. De la misma forma el proyecto debe contar con "Licencia ambiental expedida o acto administrativo mediante el cual la autoridad ambiental respectiva, decide que el proyecto no requiere licencia ambiental" entre otros documentos, como el concepto de conexión del proyecto de generación por parte de la UPME. [31]

A continuación se muestran algunas gráficas para una mejor visualización, sin embargo también se evidencian las tablas con todos los registros para un análisis detallado de la

información. También se dispone un link donde se encuentra un informe interactivo de registro de proyectos de generación de electricidad de la UPME. [32]

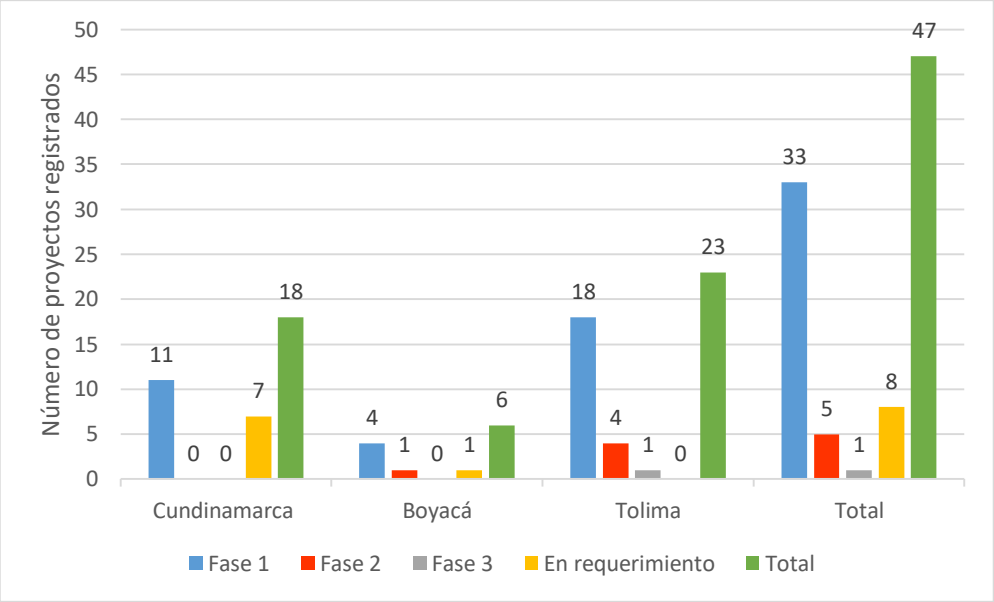


Figura 23. Número de proyectos registrados con su respectiva fase de avance del proyecto en la Región Central.
Fuente: Elaboración propia. 2019

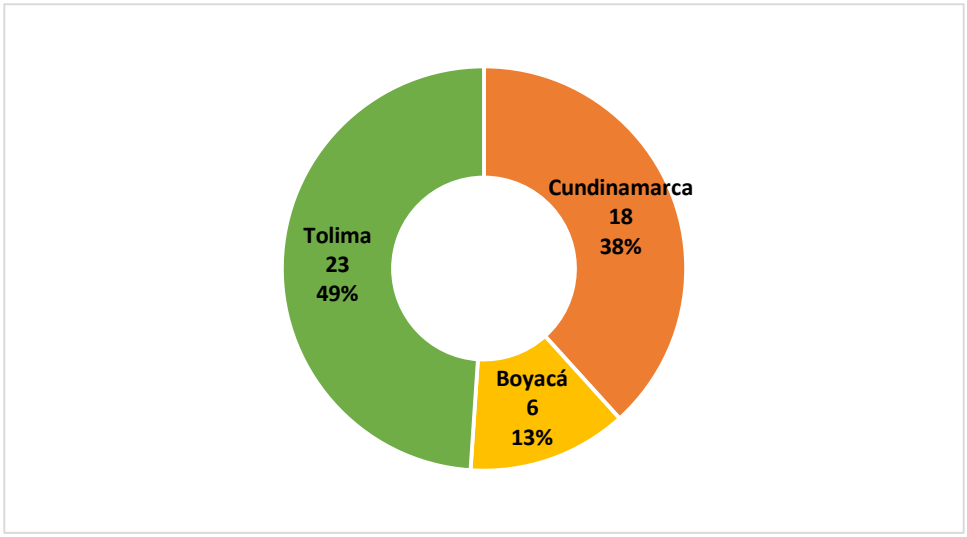


Figura 24. Número de proyectos totales registrados por departamento en la Región Central.
Fuente: Elaboración propia. 2019

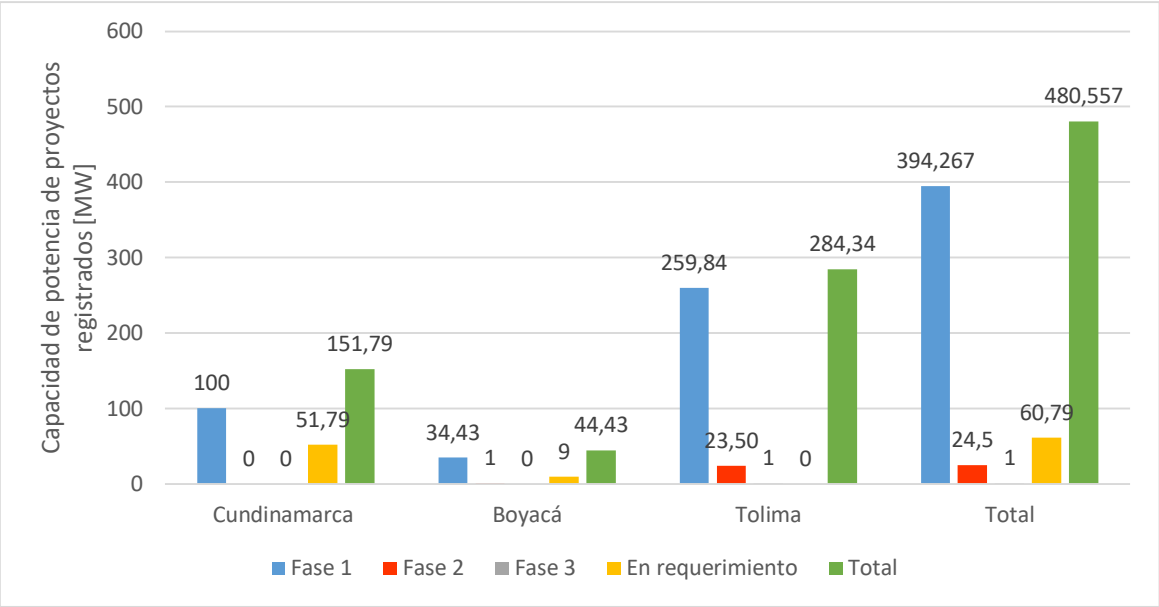


Figura 25. Capacidad de potencia para la Región Central según fase de desarrollo de los proyectos [MW].
Fuente: Elaboración propia. 2019

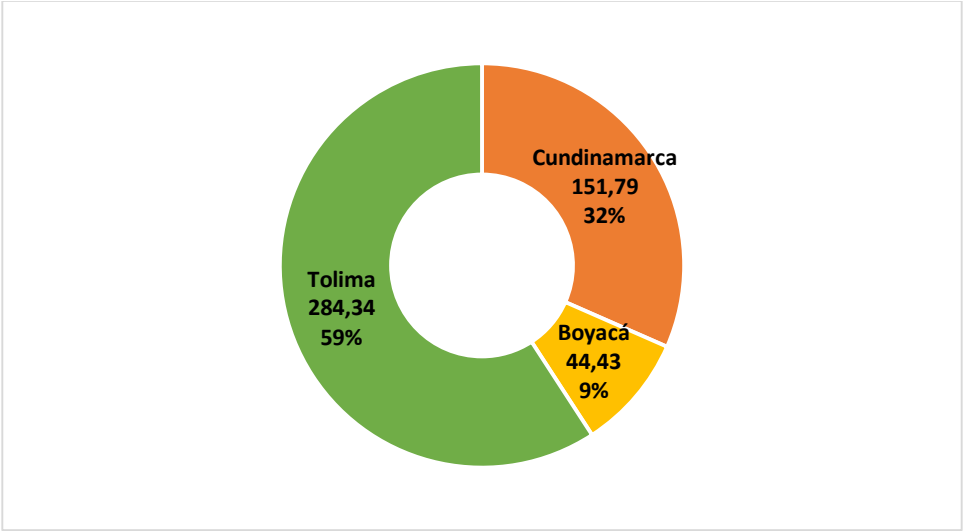


Figura 26. Capacidad de potencia en la totalidad de proyectos registrados por departamento de la Región Central [MW].
Fuente: Elaboración propia. 2019

- Para el departamento de **Boyacá** se tiene la siguiente información:

Nombre proyecto	Estado	Tecnología	Capacidad MW	Municipio	Nombre promotor
MICROCENTRAL DE LA LIBERTAD	En requerimiento	Filo de agua	9	Toca	EMPRESA GENERADORA DE ENERGIA ELECTRICA COLOMBIANA S.A. (EGECOL)
LA PROFESORA	Fase 1	Filo de agua	0.96	Coper	PROFESIONALES EN ENERGIA S.A. E.S.P. PEESA
PCH LA COPA	Fase 1	Embalse	0.51	Toca	PROFESIONALES EN ENERGIA S.A. E.S.P. PEESA
PCH SAN ANTONIO	Fase 1	Filo de agua	17.96	Moniquirá	PROELÉCTRICA & CIA S.C.A. E.S.P.
PEQUEÑO APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DE LA LIBERTAD	Fase 2	Filo de agua	1	Toca	EMPRESA GENERADORA DE ENERGIA ELECTRICA COLOMBIANA S.A. (EGECOL)
PEQUEÑO APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DE RIO NEVADO	Fase 1	Filo de agua	15	Güicán	EMPRESA GENERADORA DE ENERGIA ELECTRICA COLOMBIANA S.A. (EGECOL)

Tabla 6. Proyectos en desarrollo en el departamento de Boyacá.
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. 2019 **[33]**

- Para el departamento de **Cundinamarca** se tiene la siguiente información:

Nombre Proyecto	Estado	Tecnología	Capacidad MW	Municipio	Nombre Promotor
PCH LA NAVETA	En requerimiento	Filo de agua	0.60	Apulo	INGESERTEC S.A.
GUC-GUACAVIA-CUNDINAMARCA	Fase 1	Filo de agua	11.85	Medina	UNIVERSAL STREAM S.A.S.
GU1C-GUACAVIA 1-CUNDINAMARCA	Fase 1	Filo de agua	8.46	Medina	UNIVERSAL STREAM S.A.S.
GASC-GASAMUNO-CUNDINAMARCA	Fase 1	Filo de agua	8.49	Medina	UNIVERSAL STREAM S.A.S.

Nombre Proyecto	Estado	Tecnología	Capacidad MW	Municipio	Nombre Promotor
HC-HUMEA-CUNDINAMARCA	Fase 1	Filo de agua	15.10	Medina	UNIVERSAL STREAM S.A.S.
LAGUNERO	En requerimiento	Filo de agua	2.00	Guatavita	ABESDA Y CIA e C - ALIMENTOS Y AGUAS NATURALES DE COLOMBIA SACI
HC GASC GU1C GUC	En requerimiento	Filo de agua	15.10	Medina	UNIVERSAL STREAM S.A.S.
HC	En requerimiento	Filo de agua	15.10	Medina	UNIVERSAL STREAM S.A.S.
GASC	En requerimiento	Filo de agua	8.49	Medina	UNIVERSAL STREAM S.A.S.
GAC	En requerimiento	Filo de agua	5.23	Medina	UNIVERSAL STREAM S.A.S.
MOC	En requerimiento	Filo de agua	5.27	Gacheta	UNIVERSAL STREAM S.A.S.
CHAC	Fase 1	Filo de agua	3.79	Junín	ENERGÍA Y AMBIENTE ASOCIADOS S.A.S.
CHBC	Fase 1	Filo de agua	3.79	Junín	ENERGÍA Y AMBIENTE ASOCIADOS S.A.S.
GU1C	Fase 1	Filo de agua	8.49	Medina	UNIVERSAL STREAM S.A.S.
GUC	Fase 1	Filo de agua	7.87	Medina	UNIVERSAL STREAM S.A.S.
PCH MONQUETIVA 1-2	Fase 1	Filo de agua	6.08	Gacheta	CONSTRUCTORA ALGORA S.A.S.
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRIC	Fase 1	Filo de agua	17.60	El colegio	GESTION Y DISEÑOS ELECTRICO

Nombre Proyecto	Estado	Tecnología	Capacidad MW	Municipio	Nombre Promotor
A PCH ANAPOIMA					S S.A. - GDEL S.A.
LA VEGA	Fase 1	Filo de agua	8.48	Tibacuy	THOR INVESTMENT S.A.S.

Tabla 7. Proyectos en desarrollo en el departamento de Cundinamarca.
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. 2019 **[33]**

- Para el departamento de **Tolima** se tiene la siguiente información:

Nombre Proyecto	Estado	Tecnología	Capacidad MW	Municipio	Nombre Promotor
COELLO 1	Fase 2	Filo de agua	1.20	Espinal	ENERGETICA S.A E.S.P
COELLO 2	Fase 2	Filo de agua	1.20	Espinal	ENERGETICA S.A E.S.P
COELLO 3	Fase 2	Filo de agua	1.20	Espinal	ENERGETICA S.A E.S.P
APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO RIO RECIO, LOS PANCHES PCH4 – PARTE MEDIA	Fase 1	Filo de agua	14.93	Líbano	DEACIVIL S.A.S.
APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO RIO RECIO, LOS PANCHES PCH3 – PARTE MEDIA ALTA	Fase 1	Filo de agua	18.67	Líbano	DEACIVIL S.A.S.
PCH EL GUALI	Fase 1	Filo de agua	1.70	Honda	PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA EL GUALI S.A.S. E.S.P.
LOS PANCHES PCH 7	Fase 1	Filo de agua	16.48	Lérida	DEACIVIL S.A.S.
LOS PANCHES PCH 6	Fase 1	Filo de agua	14.90	Líbano	DEACIVIL S.A.S.
LOS PANCHES PCH 5	Fase 1	Filo de agua	16.39	Líbano	DEACIVIL S.A.S.
LOS PANCHES PCH4	Fase 1	Filo de agua	14.93	Líbano	DEACIVIL S.A.S.

Nombre Proyecto	Estado	Tecnología	Capacidad MW	Municipio	Nombre Promotor
LOS PANCHES PCH3	Fase 1	Filo de agua	14.93	Líbano	DEACIVIL S.A.S.
APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO RIO RECIO, LOS PANCHES PCH2 – PARTE ALTA BAJA	Fase 1	Filo de agua	18.10	Líbano	DEACIVIL S.A.S.
EL BOSQUE	Fase 1	Filo de agua	19.88	Rovira	EPOTENCIAL S.A.S.
ALTAMIRA	Fase 1	Filo de agua	9.87	Ibagué	VIKING ENERGY S.A.S
SAN RAFAEL II	Fase 1	Filo de agua	16.50	Ibagué	VOLTA GENERATION COMPANY S.A.S.
APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO RIO RECIO, LOS PANCHES PCH1 – PARTE ALTA	Fase 1	Filo de agua	13.85	Murillo	DEACIVIL S.A.S.
SAN RAFAEL I	Fase 1	Filo de agua	18.86	Cajamarca	VOLTA GENERATION COMPANY S.A.S.
HIDROTOTARE	Fase 2	Filo de agua	19.90	Venadillo	HIDROGENERADORA PIJAO S.A.S.
PCH CHILI I	Fase 1	Filo de agua	13.30	Rovira	HIDRO NIVERENGO S.A.S.
PCH CHILI III	Fase 1	Filo de agua	8.97	Rovira	HIDRO NIVERENGO S.A.S.
PCH TUAMO CHILI	Fase 1	Filo de agua	7.68	Rovira	HIDRO NIVERENGO S.A.S.
REPOTENCIACION DE LA PCH RÍO RECIO 3	Fase 3	Filo de agua	1.00	Lérida	HIDROTOLIMA SAS ESP
PCH EL MOLINO	Fase 1	Filo de agua	19.90	Líbano	FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES S.A.S E.S.P.

Tabla 8. Proyectos en desarrollo en el departamento del Tolima.
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. 2019 **[33]**

3. CARACTERIZACIÓN Y DOCUMENTACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DE PCH'S EN LA REGIÓN CENTRAL

A continuación, se presenta y se analiza la información suministrada por el atlas hidroenergético de Colombia realizado por la UPME en el 2015, el potencial hidroenergético suministrado se calculó mediante la cartografía del IGAC que muestra la caída hidráulica y con base de datos de estaciones hidrométricas del IDEAM que evidencian los cambios espaciales y temporales de los caudales en el país, cabe resaltar que estos son datos estimativos ya que la información no fue obtenida en campo.

Este atlas contempla una regionalización hidrológica del país, donde este se divide en áreas que contienen características climáticas y topográficas similares, lo que permite un análisis estadístico basado en ecuaciones de regresión que estima el caudal en las diferentes cuencas hidrográficas, incluso en lugares donde no se posee información o esta es insuficiente. Se analizaron los caudales medios mensuales en las 472 estaciones hidrométricas de la Red Básica de Monitoreo Hidrológico que administra el IDEAM entre enero de 1974 y diciembre de 2011 y se seleccionaron las zonas donde esta información es homogénea.

3.1 Regiones hidrológicas y potencial hidroenergético en la Región Central

Para la identificación de las zonas hidrológicas se requirió la construcción de cuencas hidrográficas que sean meteorológica y topográficamente homogéneas, teniendo en cuenta los siguientes aspectos: parámetros del río principal (longitud, desnivel y pendiente); parámetros geomorfológicos (área, pendiente, perímetro, desnivel, elevación media, densidad de corrientes, densidad de drenaje); y parámetros climáticos (precipitación, rendimiento, escorrentía, temperatura, evaporación real, evaporación potencial, déficit de agua en el suelo) [1]. Luego de esto, mediante un análisis de clúster, que consiste básicamente en clasificar diferentes parámetros en grupos más pequeños, se obtuvieron regiones con características hidrológicas similares.

En cuanto a la Región Central, los departamentos y la ciudad de Bogotá se encuentran divididos en tres áreas hidrológicas Magdalena – Cauca (Cundinamarca, Boyacá, Meta Tolima y Bogotá), Orinoco (Cundinamarca, Boyacá, Meta y Bogotá) y Amazonas (Meta).

A continuación, se muestra el potencial hidroenergético a nivel nacional y regionalizado para la Región Central presentado en el atlas, debe tenerse en cuenta que este es calculado para proyectos a filo de agua.



Figura 27. Potencial hidroenergético a nivel nacional.
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. 2015 **[34]**



Figura 28. Potencial hidroenergético Magdalena – Cauca.
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. 2015 [34]



Figura 29. Potencial hidroenergético Orinoco.
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. 2015 [34]



Figura 30. Potencial hidroenergético en Amazonas.
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. 2015 [34]

- Cundinamarca y Bogotá

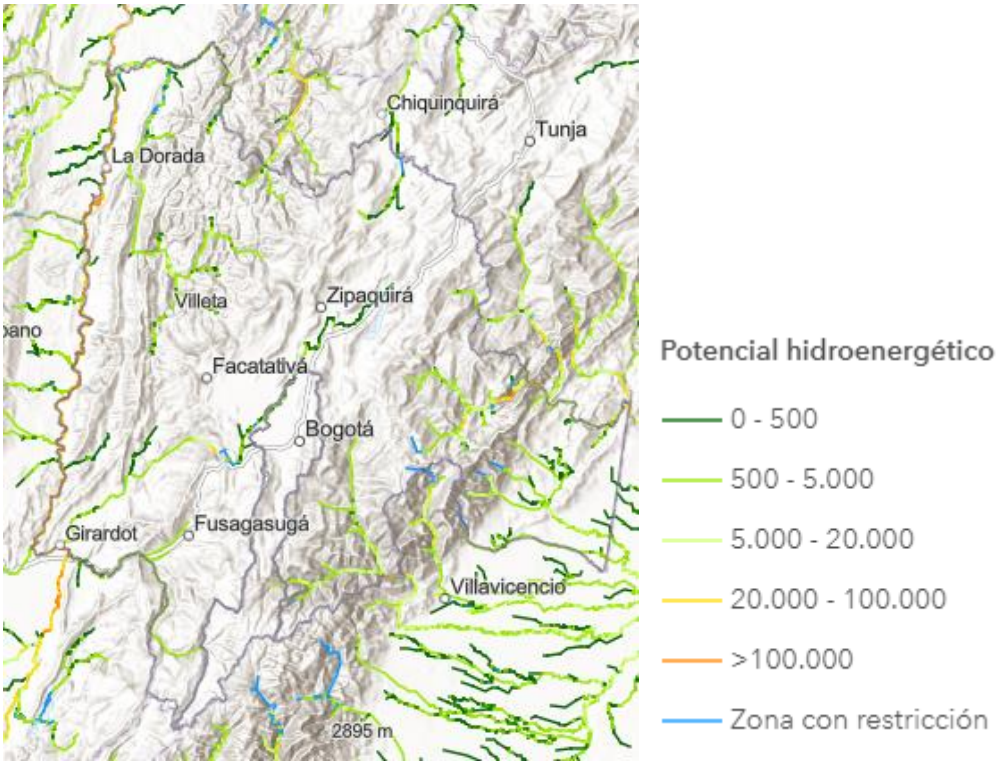


Figura 31. Potencial Hidroenergético de Cundinamarca y Bogotá.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 **[35]**



Figura 32. Potencial hidroenergético en Cundinamarca mayor a 100.000 kW.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

Para el departamento de Cundinamarca en la Figura 32, se puede observar hacia el este, límite entre los municipios de Ubalá y Gachalá (Cund.), al río Guavio con un potencial mayor a 100 MW, al igual que algunas zonas del río Magdalena.

En el rango de 20.000 a 100.000 kW (Figura 33), se tiene gran parte del río Magdalena, una pequeña parte del río Bogotá en el municipio de San Antonio del Tequendama y el río Guavio (municipios de Ubalá y Gachalá).



Figura 33. Potencial hidroenergético en Cundinamarca para el rango de 20.000 a 100.000 kW. Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

Respecto al rango de 5.000 a 20.000 kW, en la Figura 34, se encuentra el río Blanco y el río Negro (algunas zonas) en límite con el departamento del Meta, además de la mayoría del tramo del río Bogotá que atraviesa el municipio de San Antonio del Tequendama y en algunas zonas en Soacha, al igual que el río Guavio que anteriormente se mencionó y el río Rucio que se deriva de este. En el municipio de Paratebueno en límite con el departamento del Meta, se encuentra el río Humea que tiene el mismo rango de potencial, al igual que sus dos vertientes el río Humeita y el río Gazaguán. En la zona noroeste de Cundinamarca existe el río Negro que limita los municipios de Puerto Salgar, Yacopí y Caparrapí.



Figura 34. Potencial hidroenergético en Cundinamarca para el rango de 5.000 a 20.000 kW. Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

En el rango de 500 a 5.000 kW (Figura 35), se tienen la mayor parte de aprovechamientos hídricos del departamento, a continuación se mencionan algunos ríos: río Bogotá (desde el municipio del Colegio hasta Girardot), río Panches y río Cuja (límites entre el municipio de Fusagasugá y los municipios Tibacuy y Arbeláez), río Sumapaz (municipio de Cabrera), río Frío (municipio de Chía), río Negrito (municipios de Fomeque y Choachí), río Caqueza (municipio de Caqueza), río Blanco y sus vertientes (municipio de Gutiérrez y Guayabetal), ríos Humea, Humeita, Gazaguán, Gazamuno, Gazaunta y Jagua (municipios de Paratebueno y Medina), río Chivor (municipio de Ubalá), río Zaque (límite entre los municipios de Junín y Gachetá), río Barandillas (municipio de Junín), río Rucio y sus vertientes: río Negro y Legías (municipios de Gachalá, Gama y Junín), río Machetá (límite entre el municipio de Machetá y el municipio de Tibirita), río Ubaté (municipios de Guachetá, Fúquene y Villa de San Diego de Ubaté), río Guaquimay (municipio de Paime), río Negro (desde el límite con Boyacá, pasando por el municipio de Guaduas hasta el municipio de Pacho), río Contador (municipios de Villeta y Chaguaní) y por último el río Nacopay (entre el municipio de Caparrapí y Yacopí).

Para la última franja de 0 a 500 kW se tienen partes del río Bogotá (municipios de Gachancipá, Tocancipá y Cajicá), río Bojacá (municipio de Mosquera), río Apulo (municipios de La Mesa, Anapoima y Apulo), río Seco (municipios de Jerusalén y Guataquí), río Negrito (municipio Puerto Salgar), río Terán (municipio de Yacopí), río Ubaté (municipio de Villa de San Diego de Ubaté), Caño La Raya y Desquite (municipio de Paratebueno).



Figura 35. Potencial hidroenergético en Cundinamarca de 500 a 5.000 kW. Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

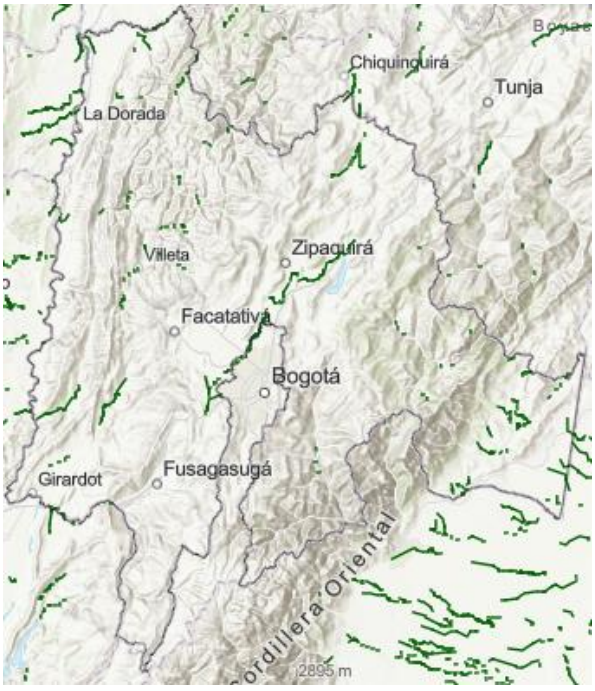


Figura 36. Potencial hidroenergético en Cundinamarca de 0 a 500 kW. Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

En cuanto a Bogotá posee un potencial hídrico de 0 a 500 kW y de 500 a 5000 kW, en límites con los municipios de Cota y Funza que corresponde al río Bogotá.



Figura 37. Potencial hidroenergético en la ciudad de Bogotá.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

- Boyacá

.

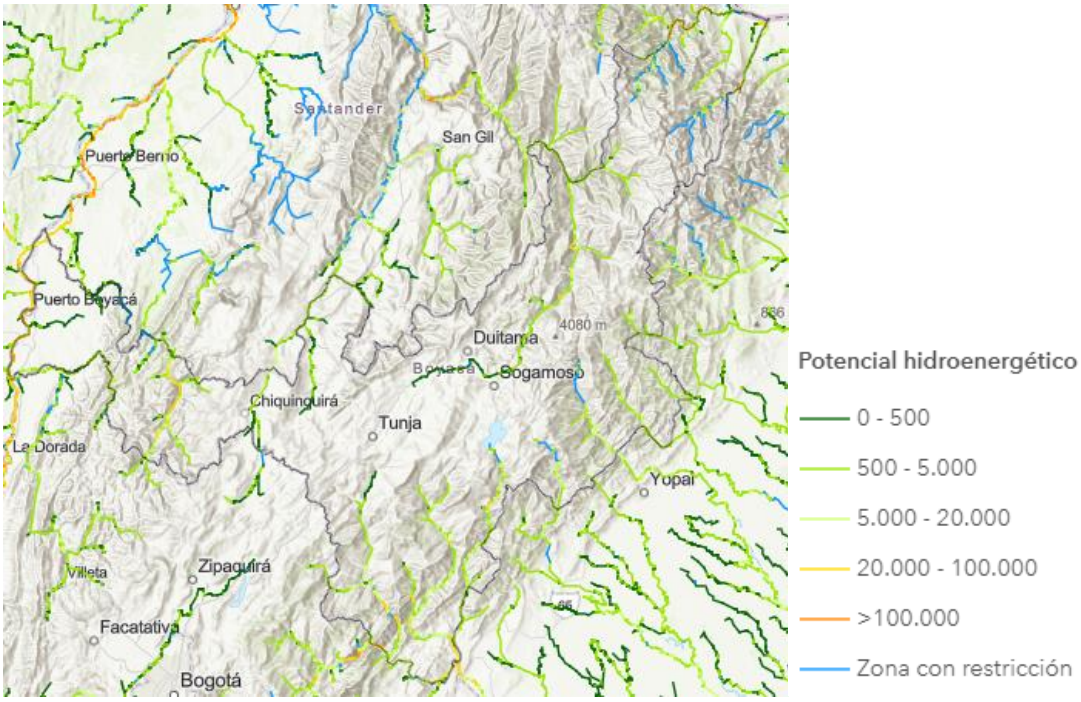


Figura 38. Potencial hidroenergético de Boyacá.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

Para el departamento de Boyacá se tiene un potencial hidroenergético mayor a 100.000 kW en el límite con el departamento de Antioquia debido al río Magdalena y en límite con el departamento de Cundinamarca debido al río Upía. También en el límite con Arauca está el río Bojabá y en límite con el departamento de Norte de Santander está el río Orozco con el mismo potencial.

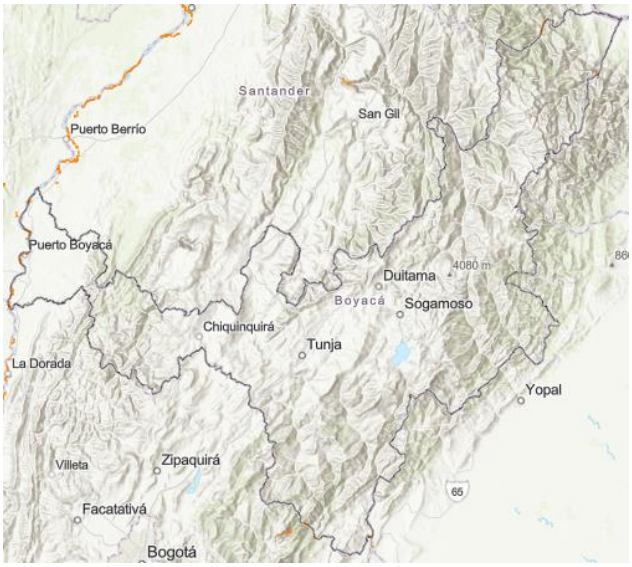


Figura 39. Potencial hidroenergético de Boyacá mayor a 100.000 kW.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

Respecto al rango de 20.000 a 100.000 kW, se tienen grandes zonas del río Magdalena, además del río Minero entre el límite del municipio de San Pablo de Borbur y los municipios de Pauna y Maripí, al igual que el río Guaguaquí en el municipio de Otanche y el río Arauca. El río Upía también concentra grandes zonas con este potencial, del mismo modo que la división entre el municipio de Campohermoso y Macanal donde se encuentra el río Tunjita y en la zona sur del departamento el Embalse de Chivor. Existen pequeños puntos que comparten este rango de potencial como lo son el río Cusiana (Municipio de Pajarito), el río Cravo Sur (municipio de Labranzagrande), río Chicamocha (límite entre el municipio de Susacón y el municipio de La Uvita), río Orozco y río Cubugón (limite departamento de Norte de Santander) y el río Bojaba (límite con el departamento de Arauca).



Figura 40. Potencial hidroenergético de Boyacá de 20.000 a 100.000 kW.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

En el siguiente rango de 5.000 a 20.000 kW se tienen grandes áreas en todo el departamento, como lo es el río Negro en límite con el departamento de Cundinamarca, el río Minero atravesando todo el departamento de norte a sur, el río Suarez en límite con el departamento de Santander, el río Chicamocha desde el límite con el departamento de Santander hasta el municipio de Socha, la mayor parte de la frontera con el departamento del Norte de Santander debido a los ríos Orozco, Cubugón y Arauca, gran parte del río Bojaba en límite con el departamento de Arauca, río Cobaría en el municipio de Curabá, los ríos que traspasan la frontera con el departamento de Casanare: río Pisba, río Cravo Sur y río Cusiana, grandes tramos del río Upía desde el límite con Casanare hasta la Laguna de Tota, río Lengupá desde límite con Casanare hasta el municipio de Zetaquirá y por último el Embalse de Chivor.

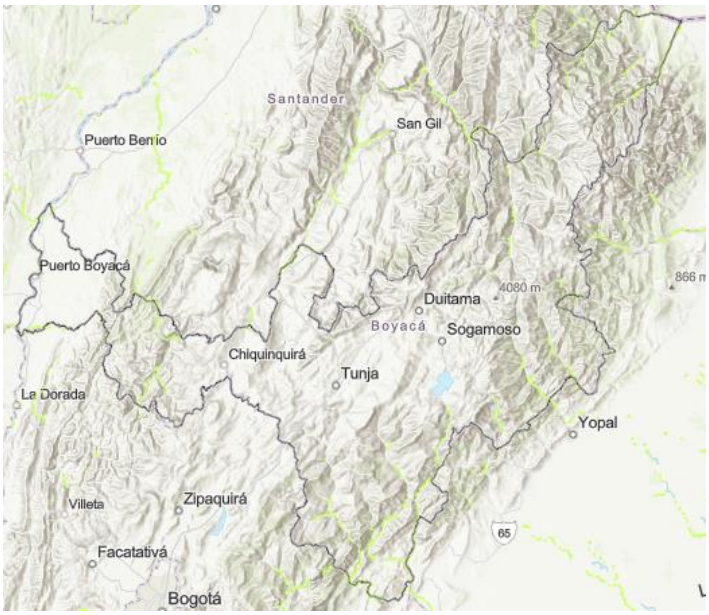


Figura 41. Potencial hidroenergético de Boyacá de 5.000 a 20.000 kW.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

En el rango de 500 a 5.000 kW se tienen muchas similitudes al rango anterior, sin embargo abarca longitudes más largas de los ríos, como lo son: río Negro, río Minero, río Suárez (atravesando el departamento de norte a sur), río Chicamocha (hasta el municipio de Sogamoso), río Cubugón, río Cobaría, río Bojabá, río Pisba, río Cravo Sur, río Cusiana, río Upía, río Lengupá y el Embalse de Chivor. Además de estos existen otros ríos que también tienen este potencial: río Guaguaquí en límite con el departamento de Cundinamarca, Quebrada Cobre en el municipio de Otanque, ríos Ibacapí y Guazo y la quebrada Tambrías que se desprenden del río Minero, río Moniquirá desde el límite con el departamento de Santander hasta el límite entre los municipios de Villa de Leyba, Santa Sofía y Gachantivá, ríos Chitano, y Salguera que se desprenden del río Chicamocha, río Nevado en el límite con el departamento de Santander y sus derivaciones: los ríos Cardenillo y El Mortiño, río Pauto desde el límite con el departamento de Casanare hasta el límite de los municipios de Socotá y Chita, río Tocaria desde el límite con Casanare hasta el municipio de Pisba, río Tunjita y río Lengupá en el límite de los municipios de Santa María y Campohermoso, ríos Mueche y Fuche en el municipio de Zetaquirá, río Sunubá que limita los municipios de Guateque y Guayatá y por último los ríos Garagoa, Turmequé y Jenesano en los municipios de Garagoa, Chinavita y Tibaná.

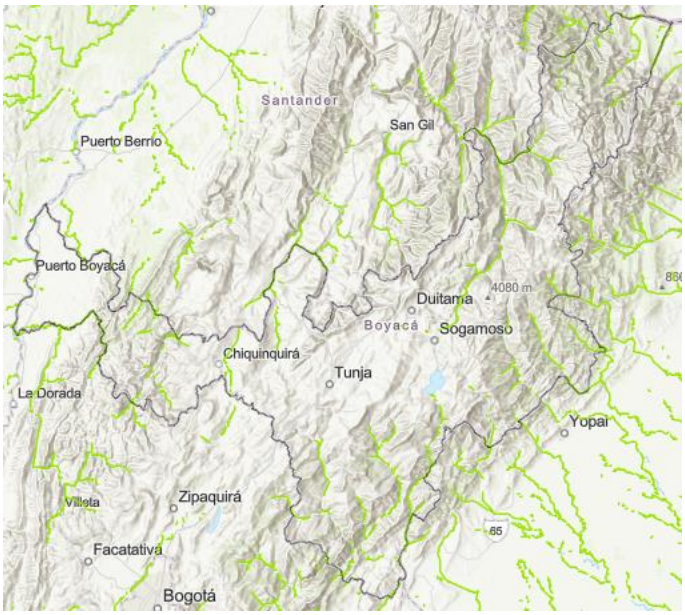


Figura 42. Potencial hidroenergético de Boyacá de 500 a 5.000 kW.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

Respecto a la última franja de 0 a 500 kW se muestran algunas zonas de ríos, como el río Suárez, río Moniquirá, río Jenesano, río Chicamocha, al igual que la quebrada La Velásquez en el municipio de Puerto Boyacá.

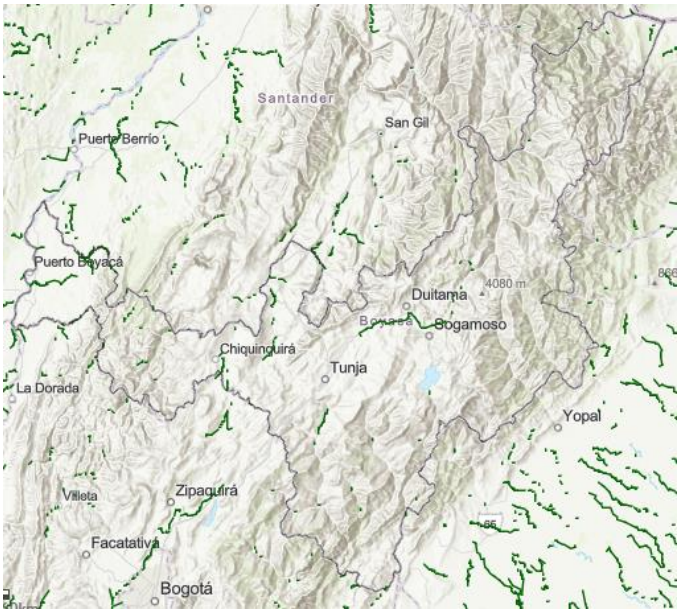


Figura 43. Potencial hidroenergético de Boyacá de 0 a 500 kW.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

- Tolima

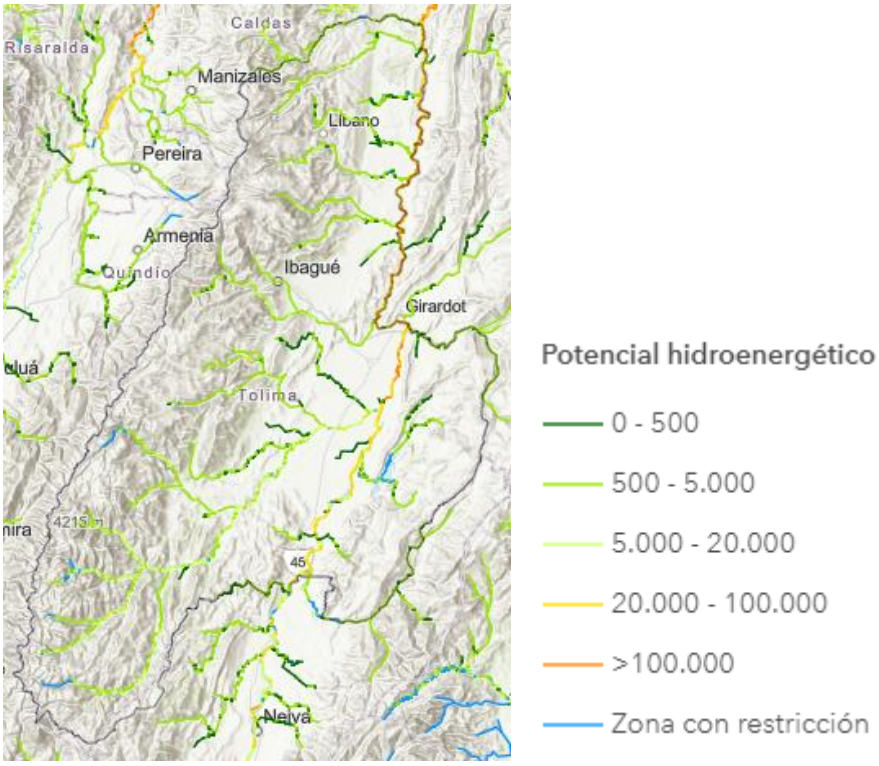


Figura 44. Potencial hidroenergético de Tolima.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

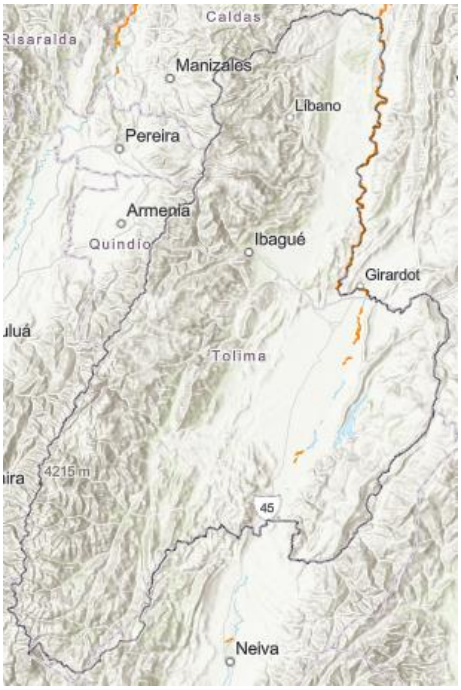


Figura 45. Potencial hidroenergético de Tolima mayor a 100.000 kW.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

En el departamento del Tolima se pueden observar en la Figura 45 algunas zonas con un potencial mayor a 100.000 kW debido al rio Magdalena, más exactamente en el límite con el departamento de Cundinamarca y los límites entre el municipio de Suárez con los municipios de Guamo y Espinal, municipio de Purificación con el municipio de Prado y el municipio de Natagaima con el municipio de Coyaima.

Para el rango de 20.000 a 100.000 kW (Figura 46) se tienen las mismas zonas del rango anterior, además de una mayor parte del río Magdalena que atraviesa todo el departamento de sur a norte. El río Saldaña que desemboca en el río Magdalena comparte este potencial en algunos tramos, como lo son en el límite entre los municipios de Ataco y Rioblanco y en el municipio de Saldaña. Se observa también unas pequeñas zonas en el río Cucuana en el límite entre los municipios de Ortega y Rovira y el río Chili en el municipio de Rovira.



Figura 46. Potencial hidroenergético de Tolima de 20.000 a 100.000 kW.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

En el departamento de Tolima se tiene potenciales de 5.000 a 20.000 kW en los siguientes puntos: río Guarinó en el límite con el departamento de Caldas, una pequeña zona del río Gualí entre el municipio de Casabianca, Herveo y Fresno, río Lagunilla entre el municipio de Líbano y los municipios de Villahermosa y Armero, río Recio en el municipio de Líbano, río Totaré entre el municipio de Anzoátegui y los municipios de Santa Isabel y Venadillo, río Coello entre el municipio de Ibagué y los municipios de Rovira y San Luis, río Amoyá en el municipio de Chaparral, gran parte del río Saldaña desde el municipio de Purificación hasta sus afluentes: el río Anamichú, el río Cambrín y el río Atá (con el mismo potencial). Por último, existen también pequeños puntos en el río Magdalena en el sur del departamento.

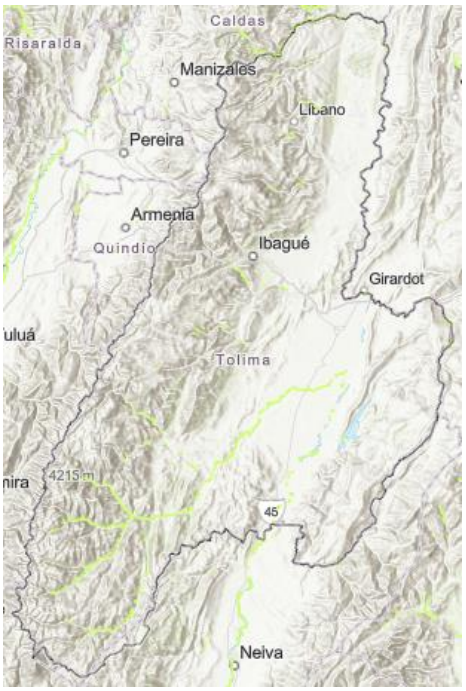


Figura 47. Potencial hidroenergético de Tolima de 5.000 a 20.000 kW.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

Respecto al siguiente intervalo de potencial de 500 a 5.000 kW (Figura 48) se tienen gran cantidad de ríos del departamento, que ya han sido mencionados anteriormente, con la diferencia que tienen longitudes más extensas con este potencial. A continuación los ríos que no se han nombrado: río La China en el municipio de Alvarado, río Opía en el municipio de Piedras, río Combeima en el municipio de Ibagué, río Anaime en el municipio de Cajamarca, río Luisa en el municipio de San Luis, río Cucuana en límite con los municipios de Ortega, Rovira y San Antonio, ríos Chili y Totumo en el municipio de Rovira, río Tetuán en los municipios de Ortega y Chaparral, ríos Cunday y Cuinde en el municipio de Cunday, ríos Negro y Prado en el municipio de Prado, río Ambeima en el municipio de Chaparral, y el río Hereje en el municipio de Rioblanco.

Dentro de los potenciales más bajos de 0 a 500 kW en el departamento se encuentran: el río Sabandija en el municipio de Armero, el río Lagunilla límite entre los municipios de Armero y Lérida, río Recio en el municipio de Ambalema, pequeños puntos en la desembocadura del rio Totare, en el límite de los municipios de Piedras y Venadillo, el río Opía en el municipio de Piedras, Quebrada La Apicalá en el municipio de Carmen de Apicalá, río Luisa en los municipios de Valle de San Juan, San Luis y Guamo, ríos Cunday y Cuinde en el municipio de Cunday, río Chenche en el municipio de Purificación, río Ortega y puntos en el río Tetuán en el municipio de Ortega, también se observan el río Anchique en el municipio de Natagaima y la quebrada Pole en el municipio de Ataco.



Figura 48. Potencial hidroenergético de Tolima de 500 a 5.000 kW.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

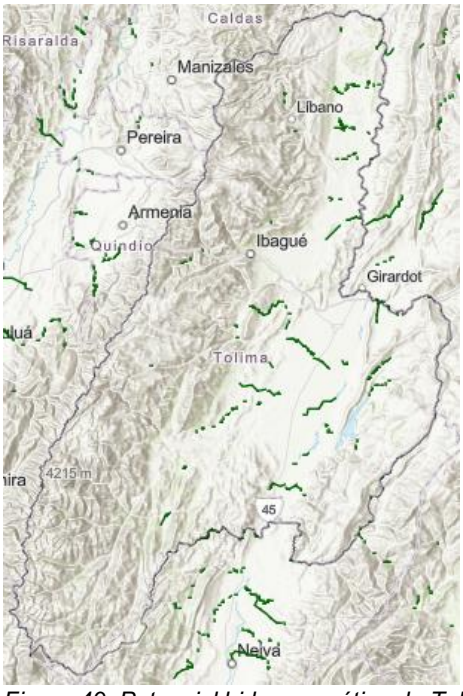


Figura 49. Potencial hidroenergético de Tolima de 0 a 500 kW.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

- Meta

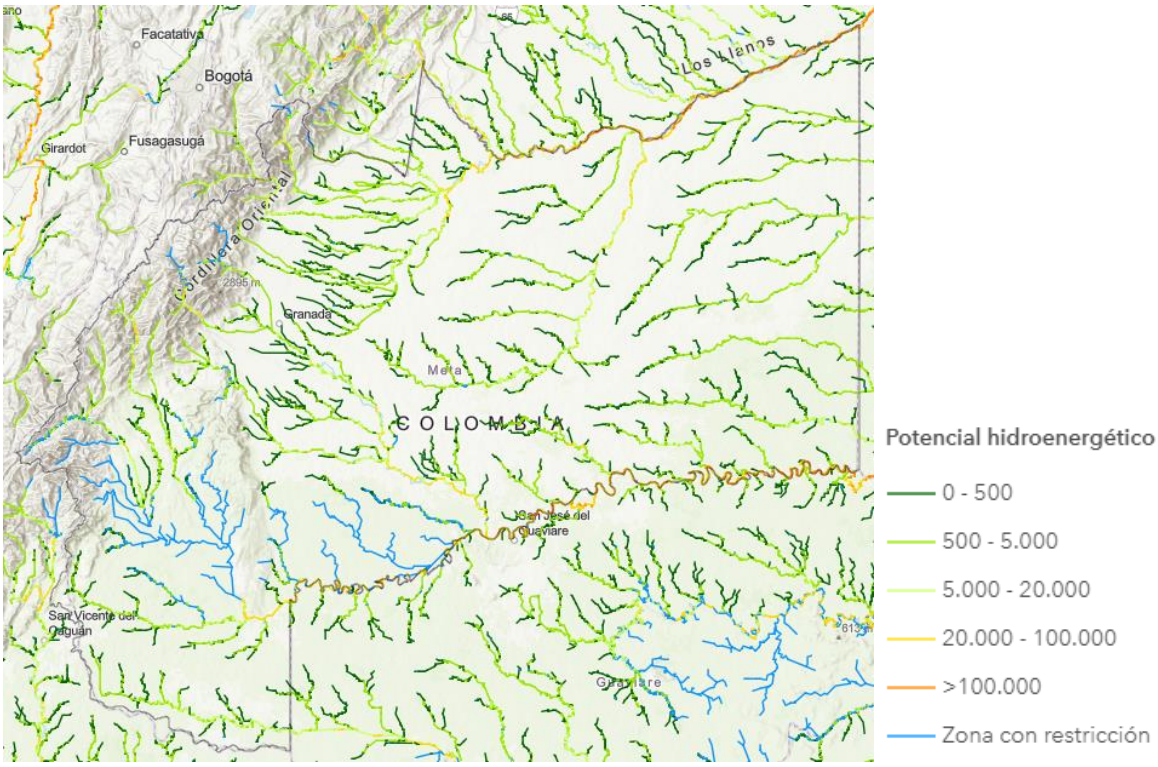


Figura 50. Potencial hidroenergético en Meta.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

Para el departamento del Meta se tienen potenciales mayores a 100.000 kW en los límites con los departamentos de Casanare y Guaviare en la Figura 51, esto debido a los ríos Meta y Guaviare respectivamente. También cabe mencionar en la zona del suroeste del departamento existen grandes zonas con restricción, debido al Parque Nacional Natural Sierra de la Macarena (Figura 50).

Respecto al rango de 20.000 a 100.000 kW (Figura 52), en el norte del departamento se tiene el río Meta, el río Upía, el río Manacacías (entre el municipio de Puerto López y los municipios de San Martin y Puerto Gaitán), río Guatiquía que recorre los municipios de San Juanito y del Calvario, río Duda en el municipio de Uribe, río Guape en el municipio de Lejanías, río Guaviare y el río Ariari mayormente en el municipio de Puerto Concordia y Puerto Rico.



Figura 51. Potencial hidroenergético del Meta mayor a 100.000 kW.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]



Figura 52. Potencial hidroenergético del Meta de 20.000 a 100.000 kW.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

En el rango de 5.000 a 20.000 kW se tiene gran parte del río Upía, el río Manacacías, el río Guatiquía, el río Duda, el río Guape, el río Ariari, como en el rango anterior pero con

mayores extensiones. Además de estos, están los ríos Negro y Guayuriva en el municipio de Villavicencio, río Metica entre los municipios de San Carlos de Guaroa y Puerto López, río Humea en el límite de los municipios de Cabuyaro y Cumaral, río Guayabero y río Papamene en el municipio de Uribe, río Lozada en el municipio de Macarena, Caño Blanco en el municipio de Puerto Rico, río Güejar en el municipio de Vistahermosa y por último los Caños Ovejas y Jabón y el río Siare en el municipio de Mapiripán.



Figura 53. Potencial hidroenergético del Meta de 5.000 a 20.000 kW.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

Como se puede observar en la Figura 54, para el rango de 500 a 5.000 kW se tiene la mayoría de los recursos hídricos del departamento, de los cuales ya fueron mencionados los más importantes en los rangos anteriores, por lo que a continuación se citan los faltantes: en el municipio de Puerto Gaitán se tiene el río Muco, el caño Chavilonia, el río Guarrojo, el río Planas, el caño Cajúa, el caño Piriri, el río Tillava y el caño Rubiales, en el límite del municipio de Puerto Gaitán y Mapiripán se encuentra el río Iteviare, para el municipio de Puerto López se tiene el río Yucao, el caño Melúa y el caño Pradera, río Cabuyarito en el municipio de Cabuyaro y en el límite de este con el municipio de Barranca de Upía, ríos Manzanares y Acacías en el municipio de Acacías, río Pajure y caño Guaroa en el municipio de San Carlos de Guaroa, río Guamal que recorre los municipios de Castilla La Nueva y Guamal, río Humadea en el límite de los municipios de San Martín y Castilla La Nueva; caño Camoa, caño Barbascal, caño Cumaral, caño Pauto, caño Pilones, caño El Congo y caño Malpaso todos estos ubicados en el municipio de San Martín, río La Cal en el municipio de Castillo, ríos Cafre y Lucia en el municipio de Mesetas, río Zamza en el municipio de San Juan de Arama, río Cunimia en los municipios de Puerto Lleras, San Juan de Arama y Vistahermosa, caño Yarumales en el municipio de Vistahermosa, río La Reserva en el municipio de Uribe; río Perdido, caño El Gavilán, caño Morrocoy, río Macayá o Tunia y caño Yarumales ubicados en el municipio de La Macaren; caño Limón, caño San Vicente, caño Chivecha, caño Blanco y el río Cafre en el municipio de Puerto Rico; caño

Pororio en el límite de los municipios de Puerto Concordia y Puerto Rico y para finalizar el caño El Melón en el límite de los municipios de Puerto Concordia y Mapiripán.

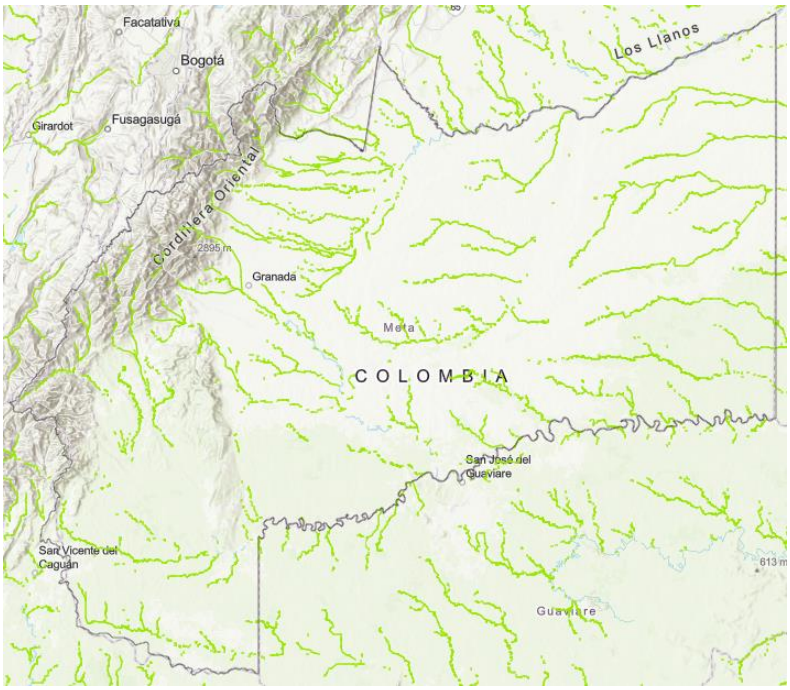


Figura 54. Potencial hidroenergético del Meta de 500 a 5.000 kW.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

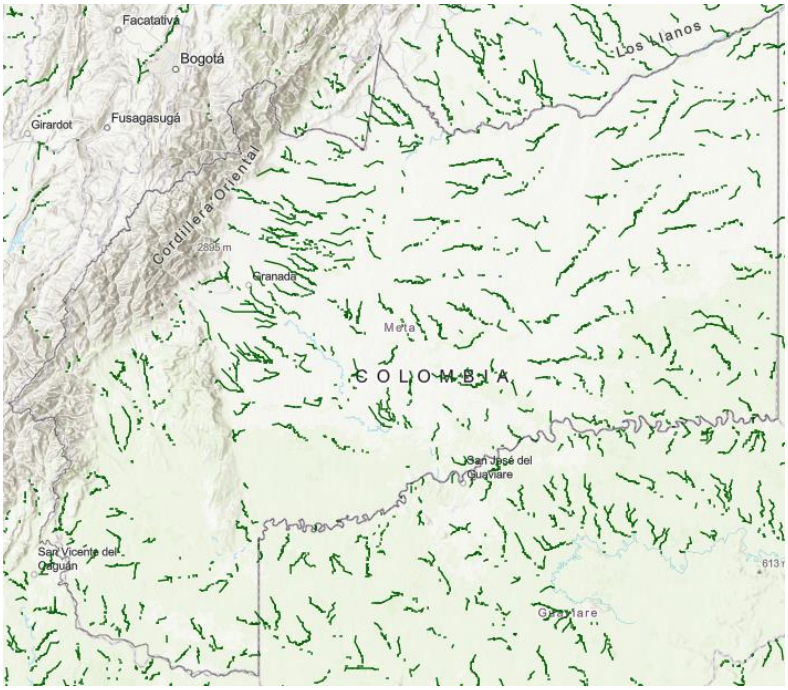


Figura 55. Potencial hidroenergético del Meta de 0 a 500 kW.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

Respecto a la franja más pequeña de potencial de 0 a 500 kW en el departamento del Meta (Figura 55), se tienen pequeñas zonas a lo largo de los ríos y caños ya mencionados, sin embargo al compararlo con el rango anterior, se observa que los ríos sobre la cordillera oriental (límite con los departamentos de Huila y Cundinamarca) no poseen este potencial. Para un análisis más detallado de un afluente en este rango de potencial o en los anteriores se recomienda utilizar los mapas de la UPME que se encuentran en el programa ArcGIS [35]

3.2 Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica en la Región Central

A continuación en la Figura 56, Figura 57 y Figura 58 se observa el potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para diferentes longitudes de conducción (Lc), es decir, la longitud horizontal entre la captación y las turbinas, se asumen valores de 0.2, 1 y 5 kilómetros y se examina la información para la Región Central.

Al observar los potenciales hidroenergéticos para el departamento de Cundinamarca en las tres longitudes de conducción, entre la captación del rio y la casa de máquinas, se puede notar que en la mayoría de las subzonas hidrográficas aumenta el potencial a medida que aumenta esta distancia de conducción, como es el caso de la zona de Puerto Salgar en la parte noroeste del departamento, en límites con el río Magdalena, donde el potencial es de 100 a 300 MW para una longitud de 200 metros, mientras que este potencial llega a ser mayor a 500 MW para la misma zona con una distancia de 5 kilómetros.

Es importante destacar las grandes subzonas en Cundinamarca y Bogotá en los mapas con longitudes de 200 metros y 1 kilometro (Figura 59 y Figura 60 respectivamente), donde el potencial es de 0 a 20 MW, lo que permiten la implementación de PCH's en estas zonas.

Respecto al departamento de Boyacá se observan potenciales desde 20 MW hasta más de 500 MW, por lo que no se presenta ninguna zona para la instalación de PCH's, así que es recomendable realizar su análisis del río que se requiera con el mapa de potencial hidroenergético de Boyacá (Figura 38).

En el departamento del Tolima también hay un aumento del potencial a medida que se incrementa la longitud de conducción en la mayoría de las subregiones, al igual que en Boyacá y Cundinamarca. Existen grandes regiones en el departamento que tienen rangos de potencial hidroenergético para la instalación de PCH's, como en la parte sureste, en límites con Cundinamarca y Huila, igualmente en el oeste en límite con los departamentos de Quindío, Risaralda y Valle del Cauca.

Para el departamento del Meta se tienen grandes regiones con potenciales mayores a 20 MW, excluyendo las zonas de la capital Villavicencio, en el sur la frontera con el departamento de Caquetá y la zona que corresponde a Puerto López y aledaña a esta, para distancias de conducción de 200 metros (Figura 65) y 1 kilometro (Figura 66). En la Figura 67 se observa también una única zona con potencial menor de 20 MW en Puerto López para una longitud de conducción de 5 kilómetros.

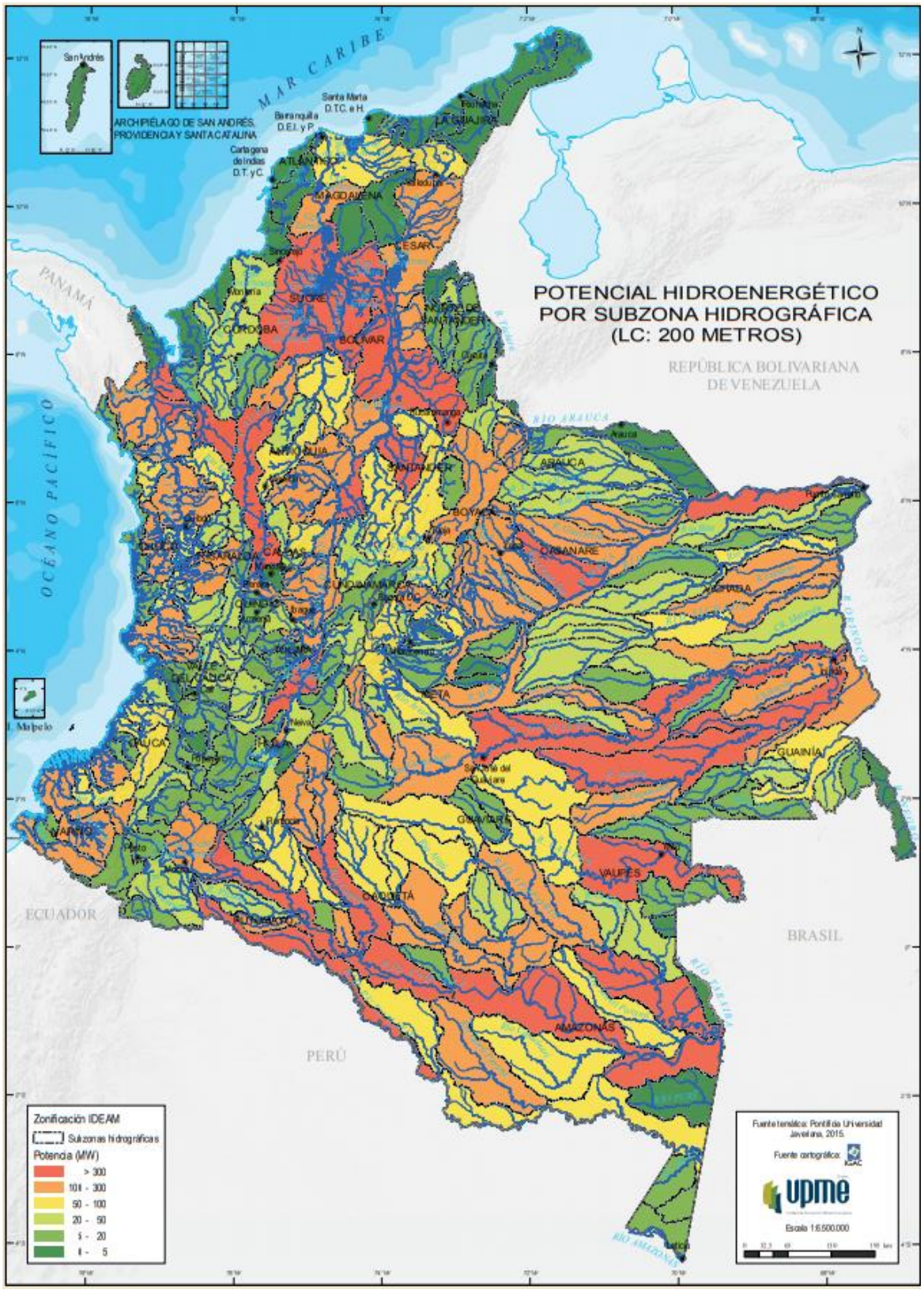


Figura 56. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 200 metros desde el punto de captación hasta casa de máquinas.
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. 2015 [34]



Figura 57. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 1 kilómetro desde el punto de captación hasta casa de máquinas.
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. 2015 [34]

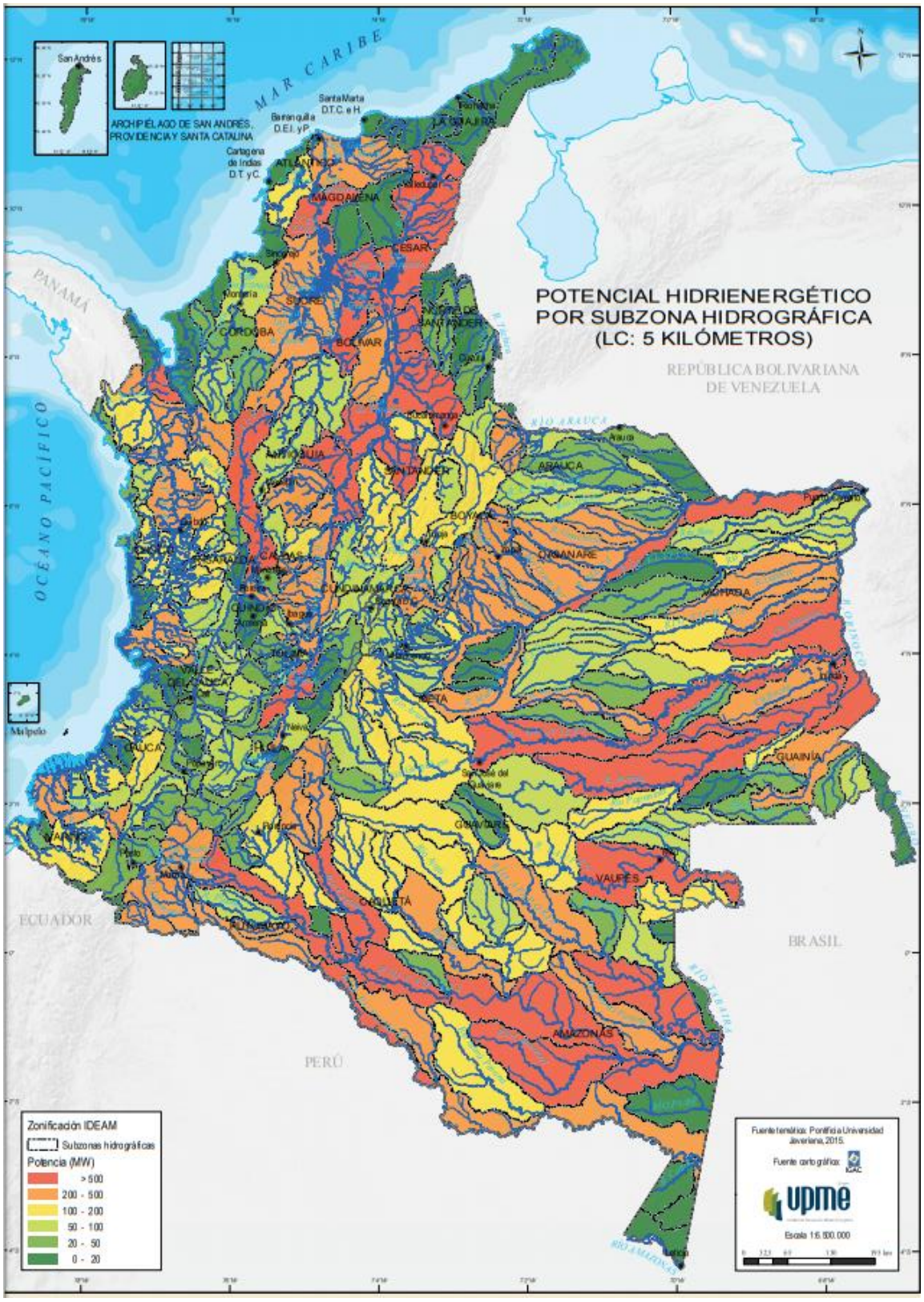


Figura 58. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 5 kilómetros desde el punto de captación hasta casa de máquinas.
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. 2015 [34]

- Cundinamarca y Bogotá

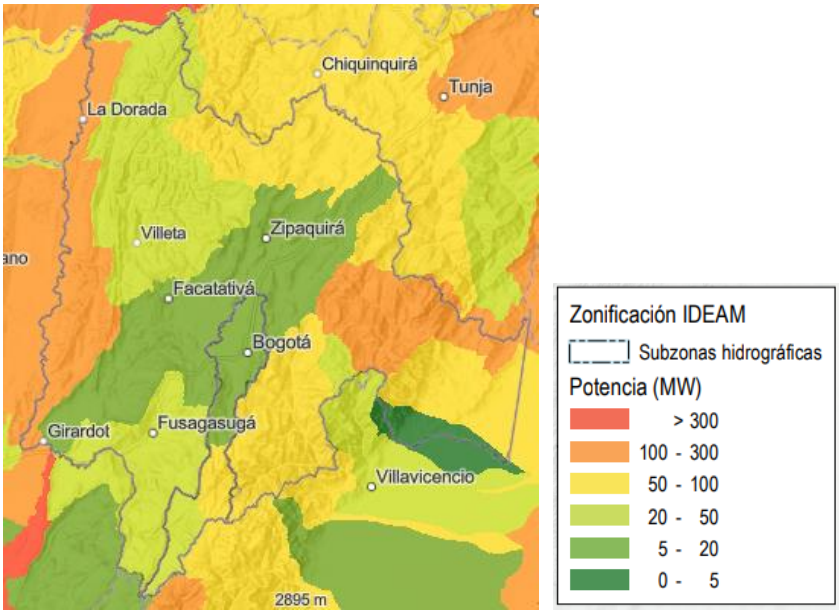


Figura 59. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 200 metros en el departamento de Cundinamarca.

Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

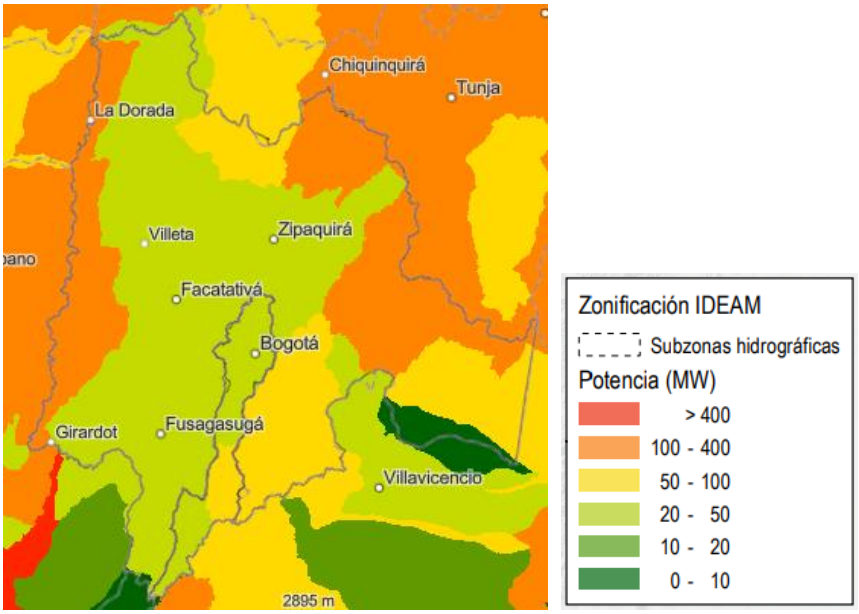


Figura 60. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 1 kilómetro en el departamento de Cundinamarca.

Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

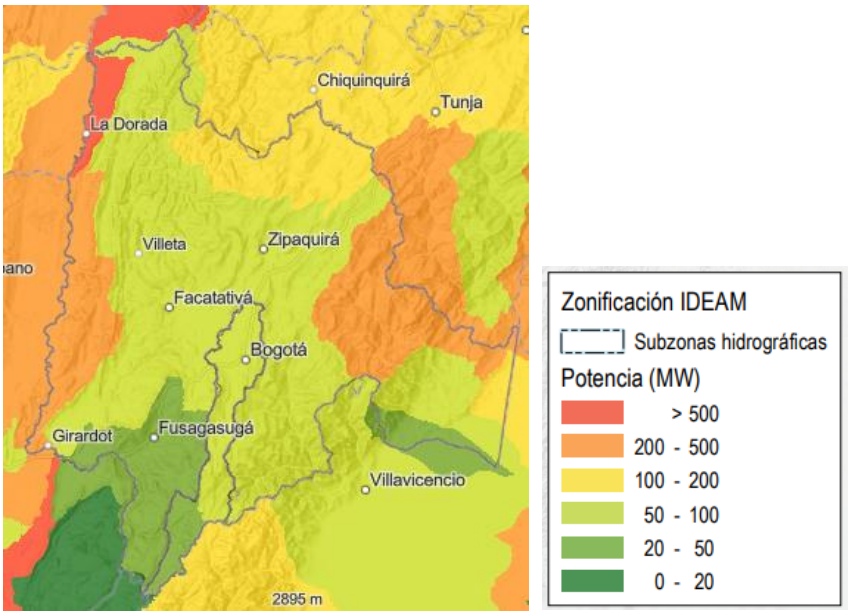


Figura 61. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 5 kilómetros en el departamento de Cundinamarca y la ciudad de Bogotá.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

- Boyacá

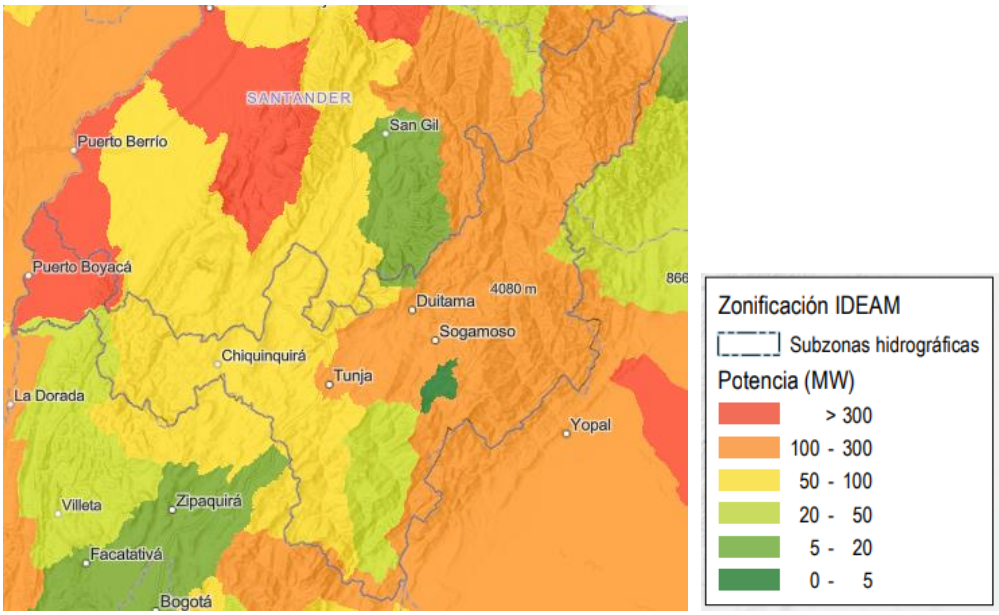


Figura 62. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 200 metros en el departamento de Boyacá.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

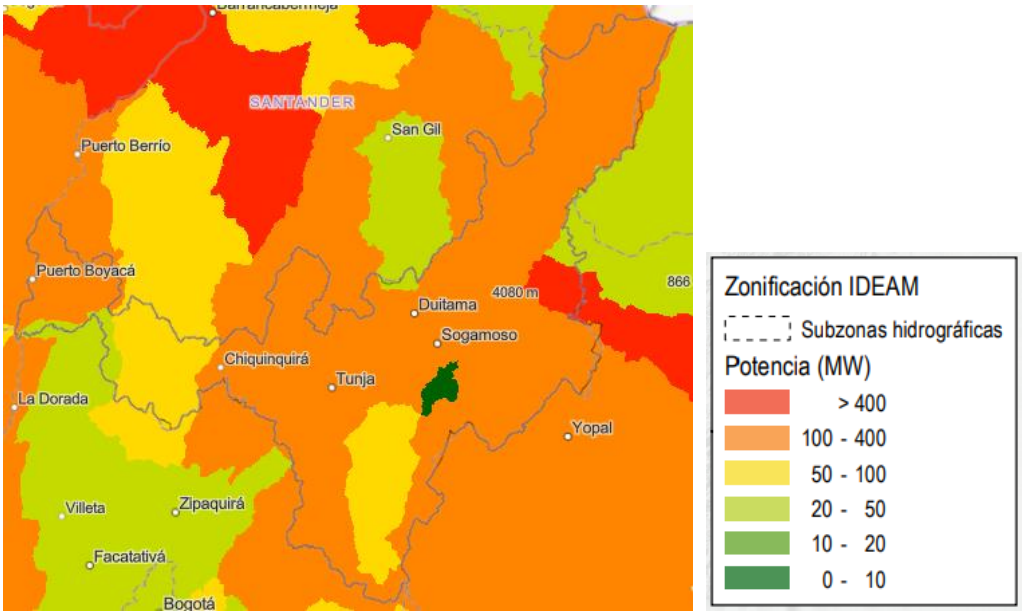


Figura 63. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 1 kilómetro en el departamento de Boyacá.

Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

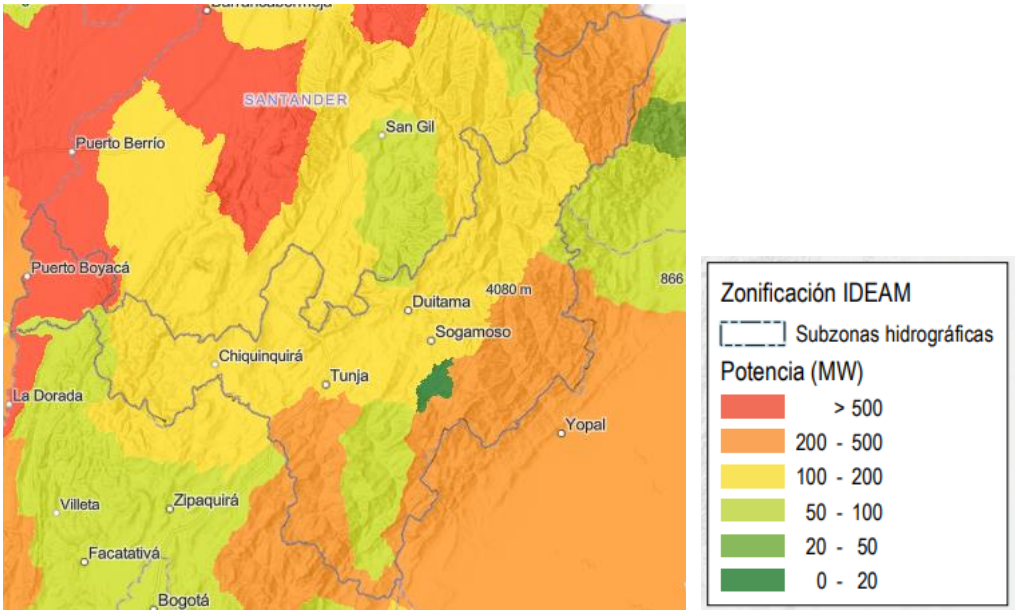


Figura 64. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 5 kilómetros en el departamento de Boyacá.

Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

- Meta

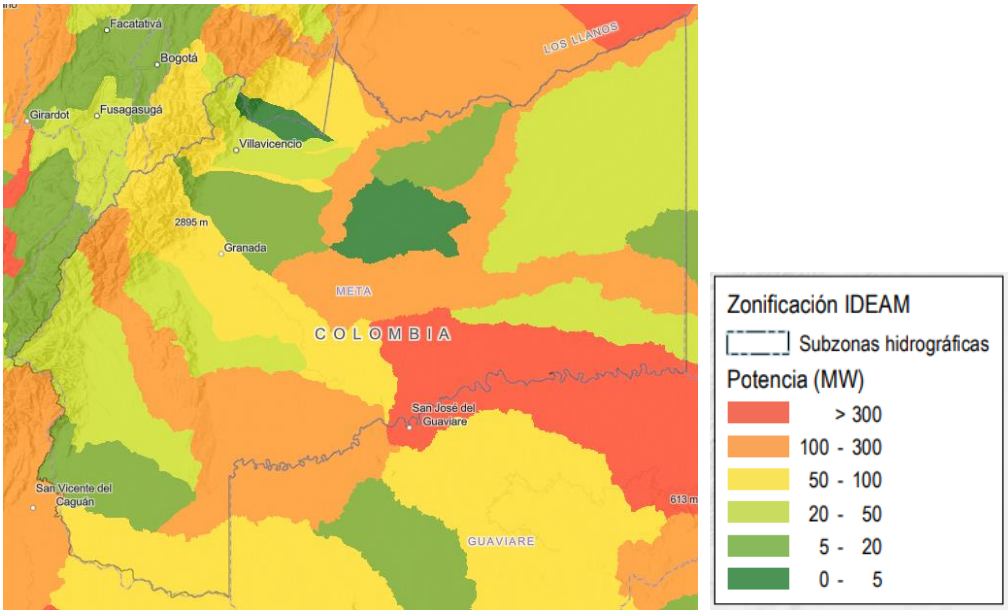


Figura 65. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 200 metros en el departamento del Meta.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

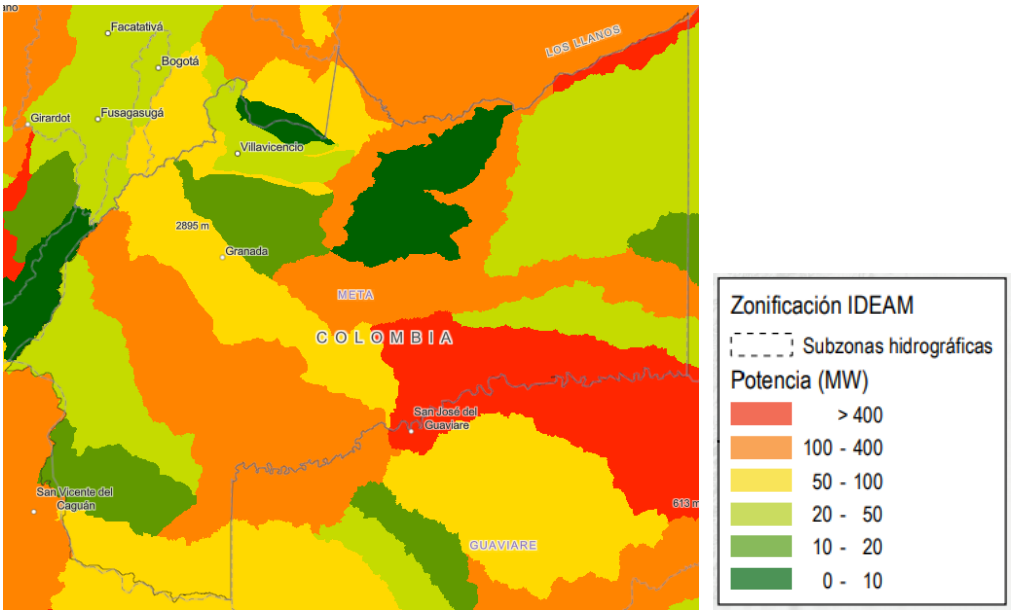


Figura 66. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 1 kilómetro en el departamento del Meta.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

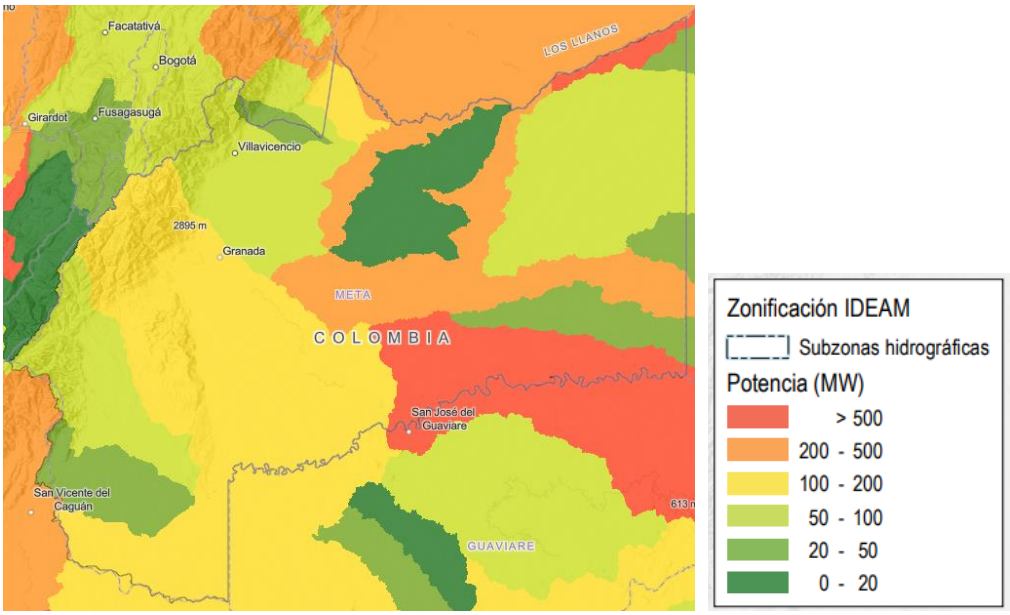


Figura 67. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 5 kilómetros en el departamento del Meta.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

- Tolima

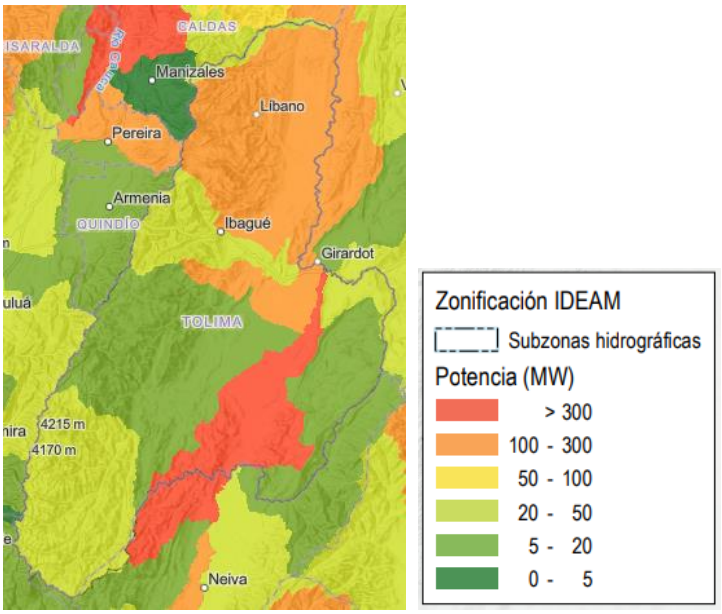


Ilustración 68. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 200 metros en el departamento de Tolima.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

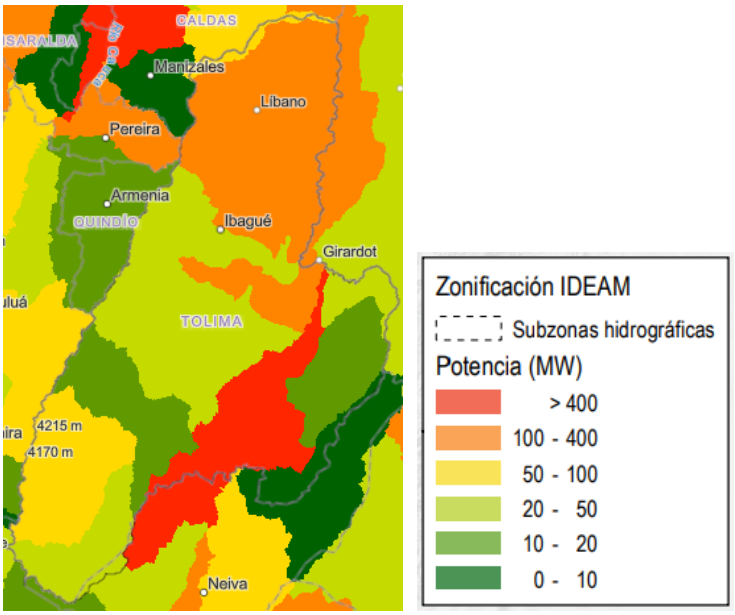


Figura 69. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 1 kilómetro en el departamento de Tolima.

Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

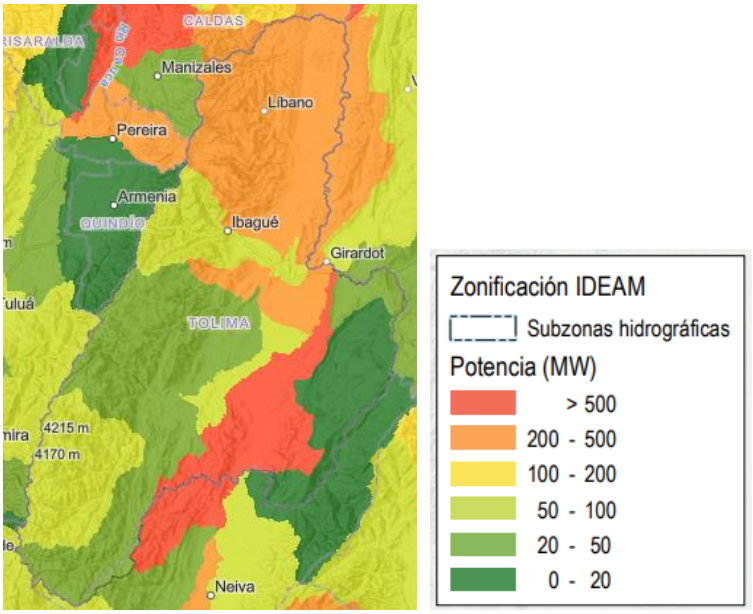


Figura 70. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 5 kilómetros en el departamento de Tolima.

Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

4. CONSOLIDACIÓN Y PROYECCIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DE LAS PCH'S EN LA REGIÓN CENTRAL

Teniendo en cuenta el contenido del atlas hidroenergético de Colombia, se tiene la estimación de los puntos óptimos para el aprovechamiento de este potencial, ya sea para proyectos con conexión al SIN, suplir la necesidad de alguna comunidad o crear proyectos de autogeneración, vendiendo los excedentes de energía a la red.

4.1 Puntos óptimos para el aprovechamiento de potencial hidroenergético en la Región Central

Mediante el consolidado de mapas en el directorio de servicios de ArcGIS del potencial hidroenergético de la UPME, se puede realizar la estimación de los puntos de instalación de un proyecto hídrico, cabe aclarar que el tema de esta pasantía fue las PCH's, por lo que no se analiza los proyectos de grandes centrales hidroeléctricas, asimismo no fue posible obtener la información del mapa de mini centrales por parte de la UPME, por lo que no pudo ser analizado. A continuación se muestra estos puntos en la Región Central para pico, micro y PCH's, la potencia de la central y el río donde se implementaría.

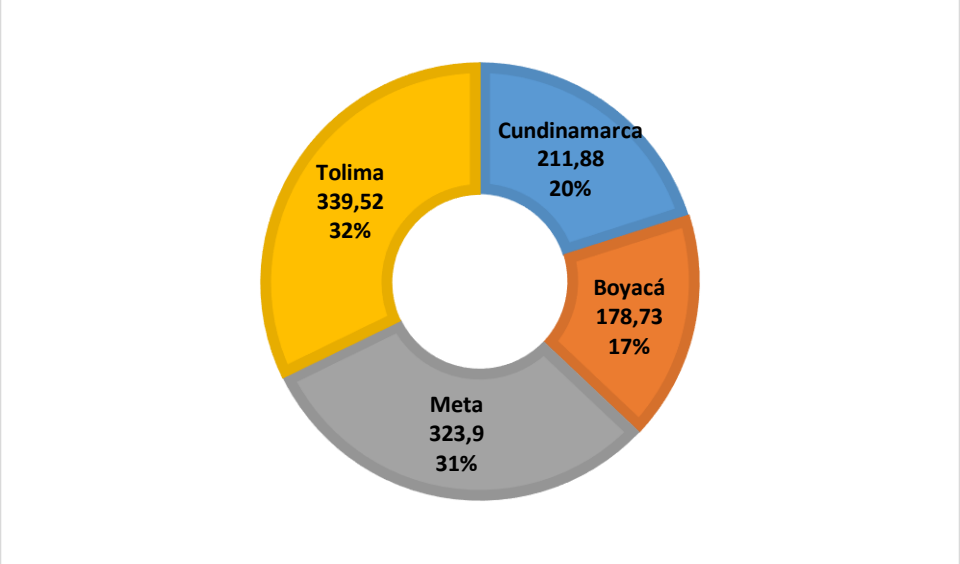


Figura 71. Potencia de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en la Región Central. [MW]
Fuente: Elaboración propia. 2020

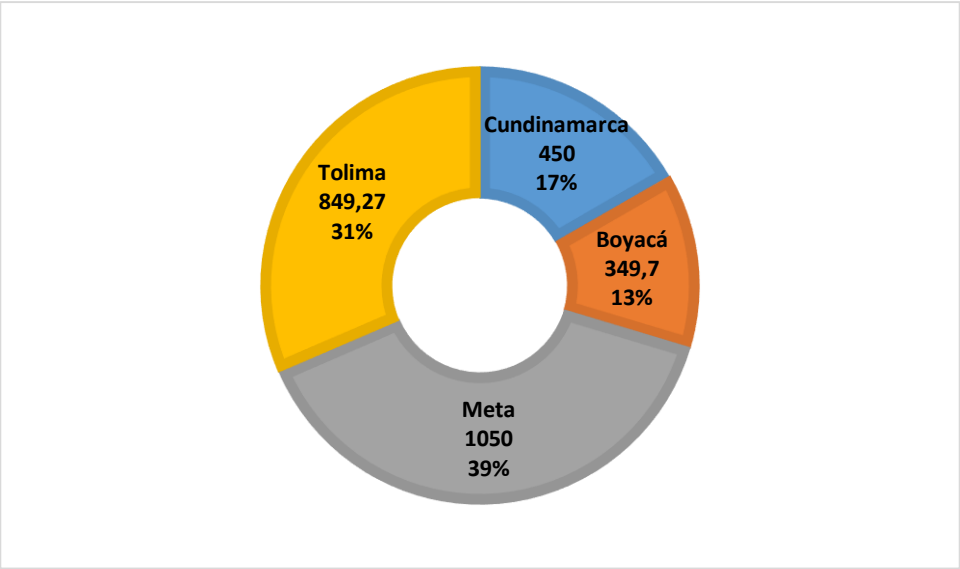


Figura 72. Potencia de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en la Región Central. [kW]
Fuente: Elaboración propia. 2020

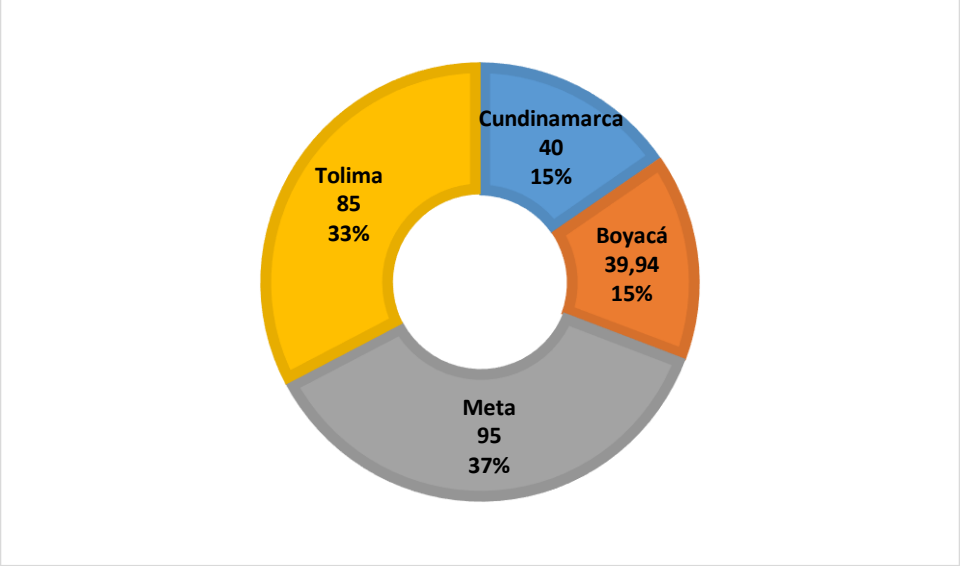


Figura 73. Potencia de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en la Región Central. [kW]
Fuente: Elaboración propia. 2020

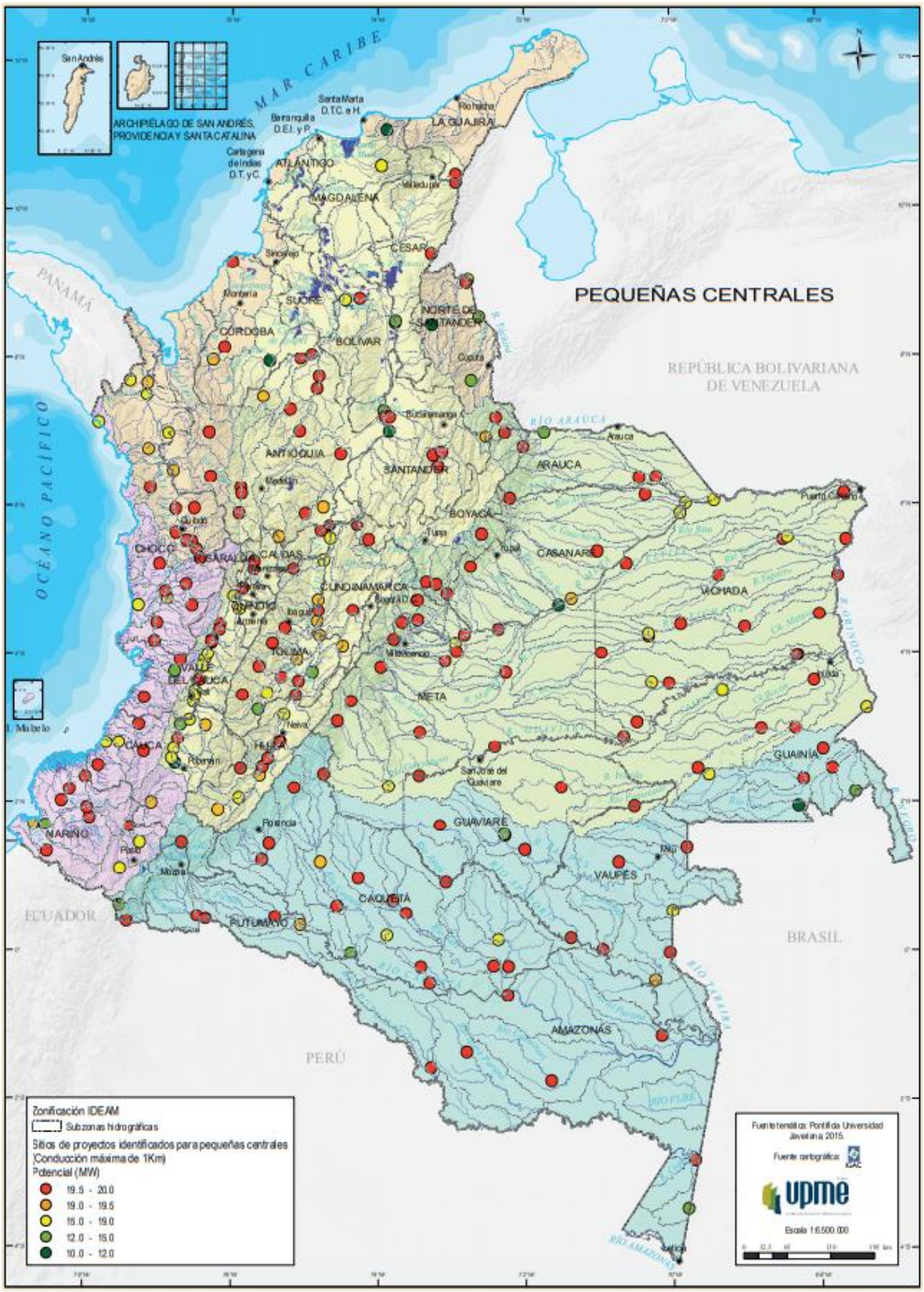


Figura 74. Posibles sitios de ubicación para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. 2015 [34]

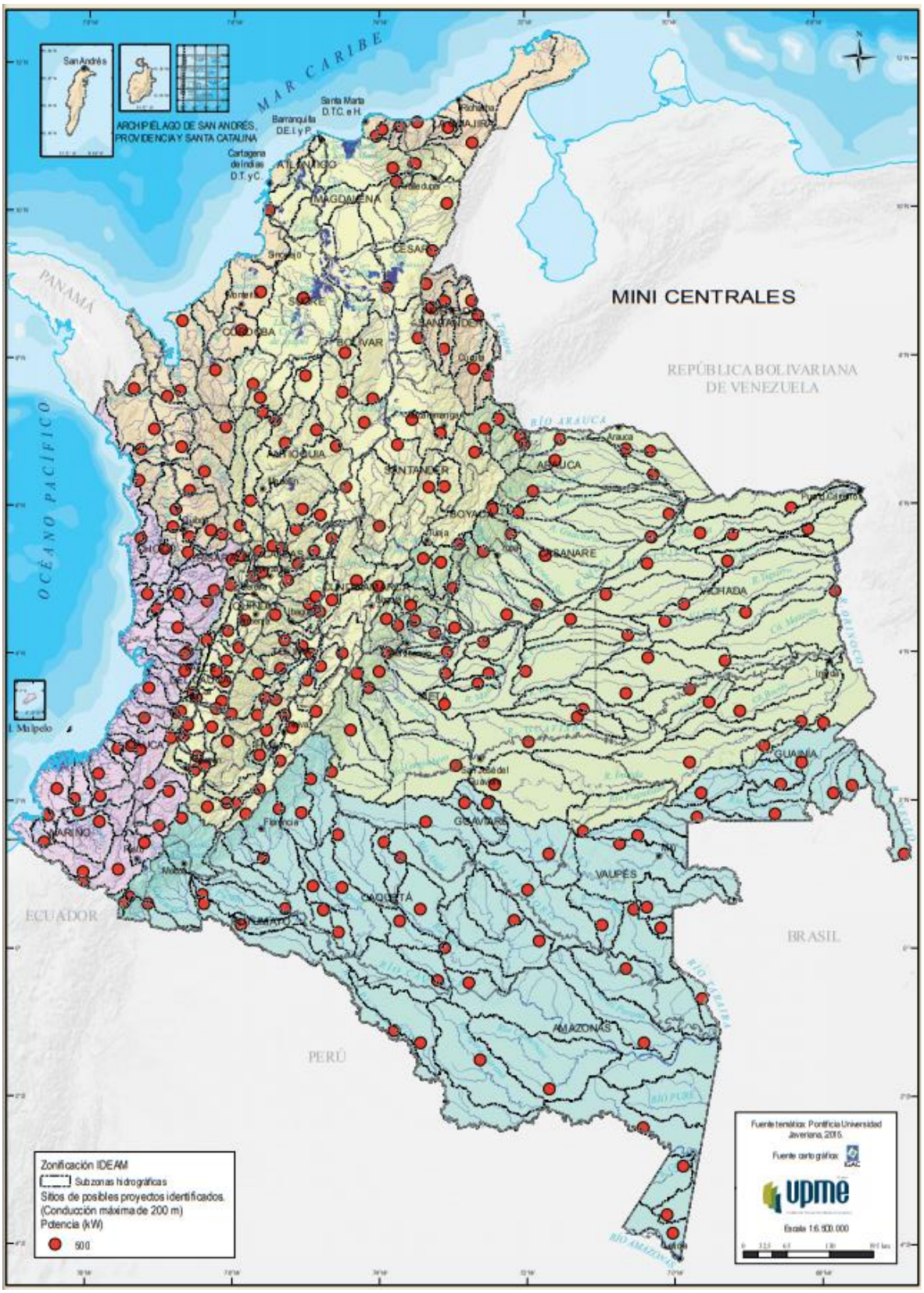


Figura 75. Posibles sitios de ubicación para Mini Centrales Hidroeléctricas.
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. 2015 [34]



Figura 76. Posibles sitios de ubicación para Micro Centrales Hidroeléctricas.
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. 2015 [34]



Figura 77. Posibles sitios de ubicación para Pico Centrales Hidroeléctricas.
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. 2015 [34]

- Cundinamarca

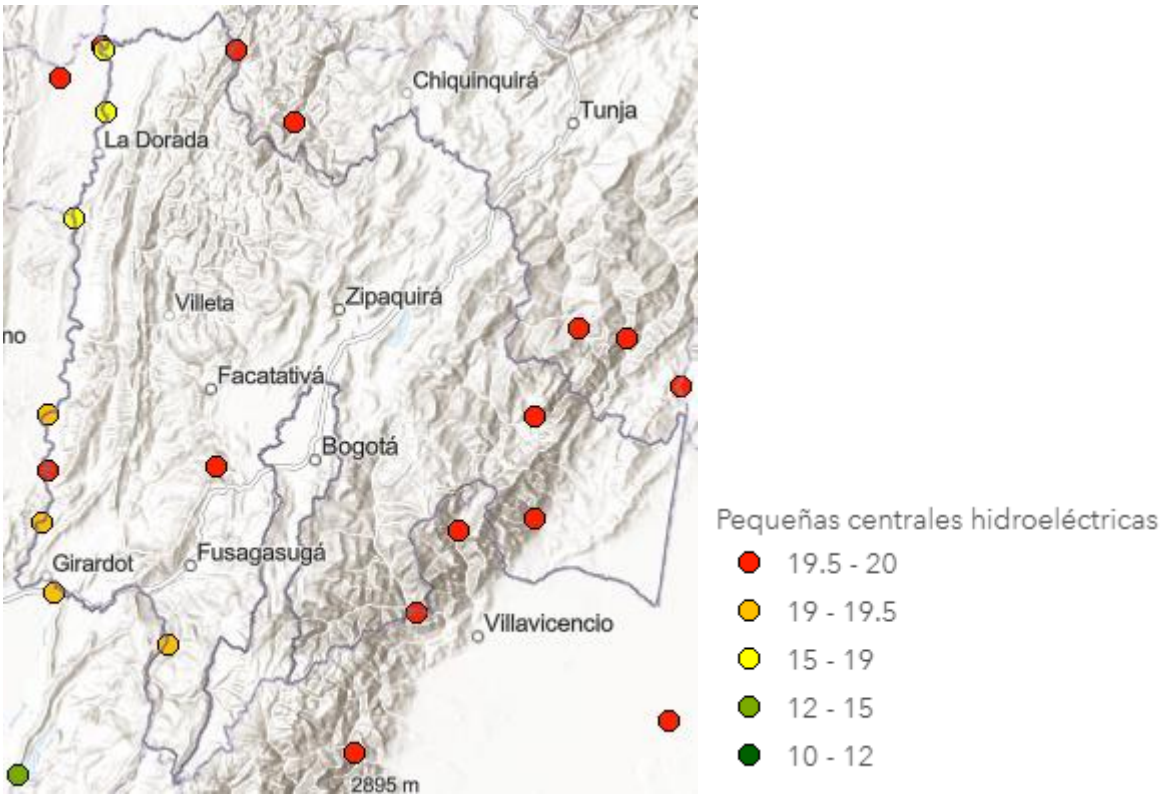


Figura 78. Sitios de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en Cundinamarca. [MW]

Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

MUNICIPIO	POTENCIA [MW]	RÍO	OBSERVACIÓN
Ubalá - Gachalá	19.9	Río Guavio	-
Medina	19.9	Río Humea	-
Guayabetal - Acacías	19.8	Río Guayuriba	Límite con Meta
Venecia - Icononzo	19.3	Río Sumapaz	Límite con Tolima
Guataquí - Coello	19.12	Río Opia	Límite con Tolima
Guataquí - Piedras	19.7	Río Seco y otros directos al Magdalena	Límite con Tolima
San Antonio del Tequendama	19.9	Río Bogotá	-
Beltrán - Ambalema	19.4	Río Lagunilla y otros directos al Magdalena	Límite con Tolima
Guaduas - Honda	17.53	Río Gualí	Límite con Tolima

MUNICIPIO	POTENCIA [MW]	RÍO	OBSERVACIÓN
Puerto Salgar - La Dorada	18.53	Directos Magdalena entre Ríos Guarinó y La Miel	Límite con Caldas
Puerto Salgar - La Dorada	18.8	Directos al Magdalena entre Ríos Seco y Negro	Límite con Caldas
TOTAL	211.88		

Tabla 9. Sitios de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en Cundinamarca. Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

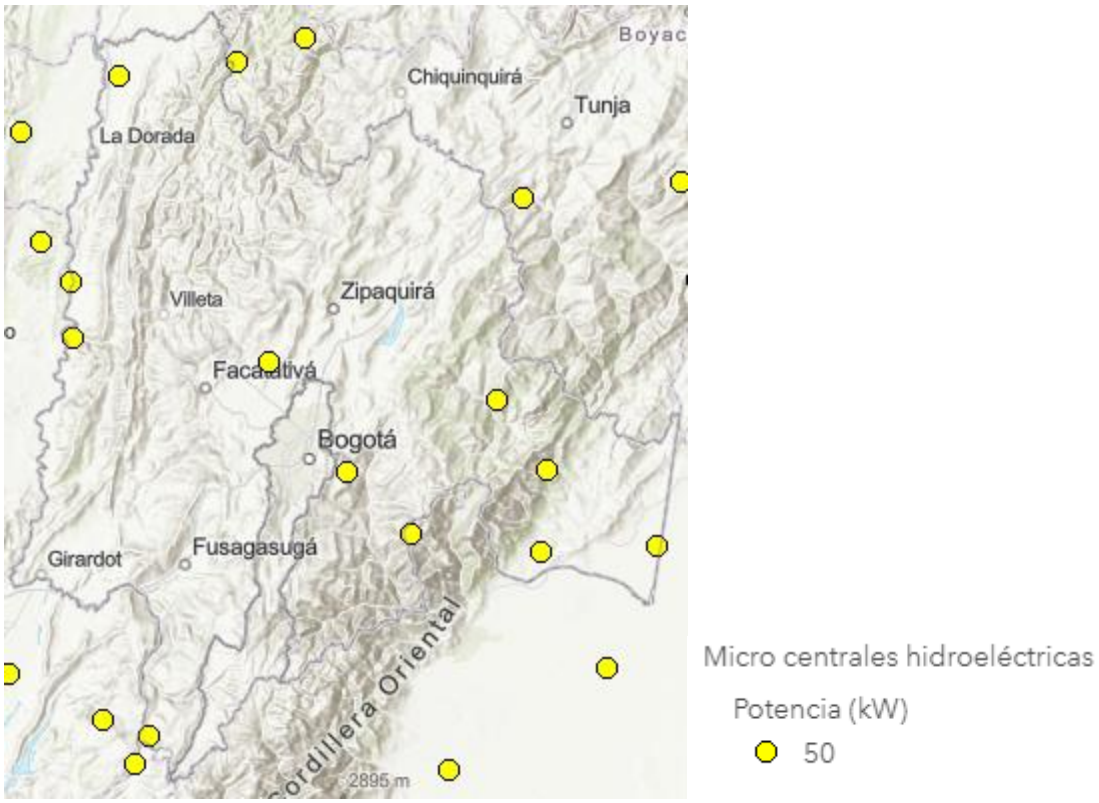


Figura 79. Sitios de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en Cundinamarca.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

MUNICIPIO	POTENCIA [kW]	RÍO
Puerto Salgar	50	Directos al Magdalena entre ríos Seco y Negro
Chaguaní - San Juan de Río Seco	50	Río Seco y otros directos al Magdalena
Cabrera	50	Río Sumapaz
Choachí	50	Río Guayuriba
Medina	50	Río Guacavía
Medina	50	Río Humea
Paratebueno	50	Directos al Río Meta entre ríos Humea y Upia
Ubalá	50	Río Guavio
Subachoque	50	Río Bogotá
TOTAL	450	

Tabla 10. Sitios de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en Cundinamarca.

Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

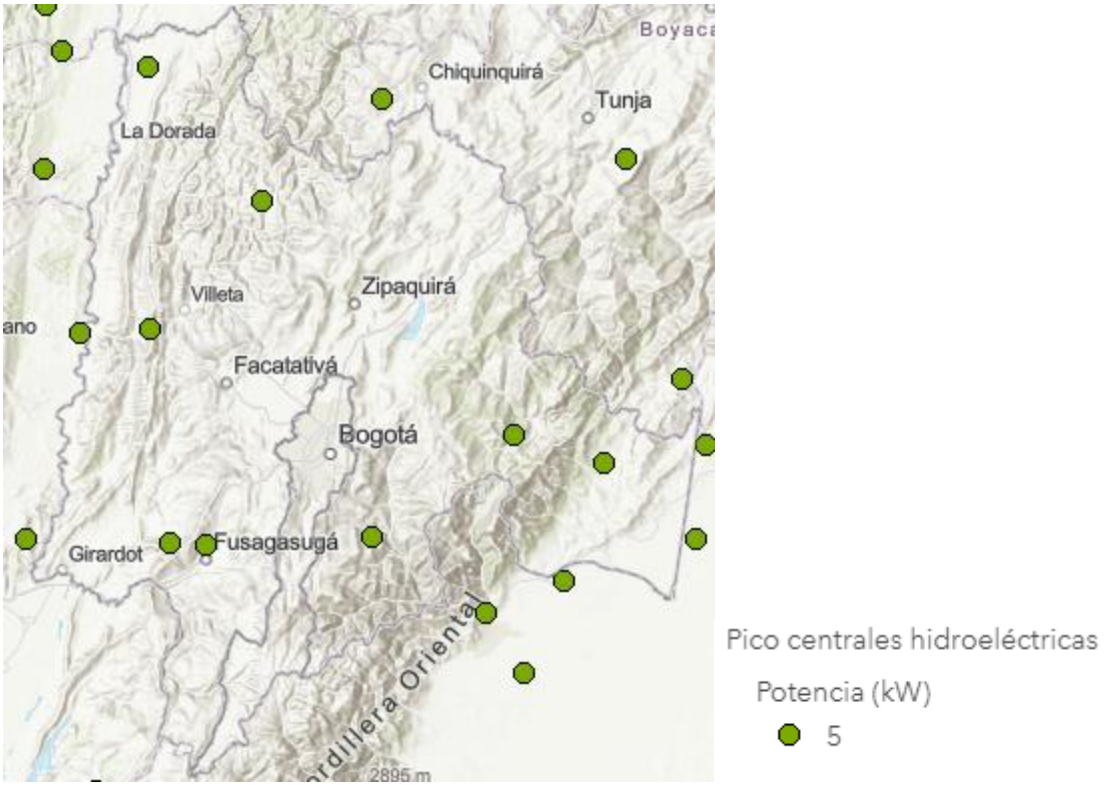


Figura 80. . Sitios de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en Cundinamarca.

Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

MUNICIPIO	POTENCIA [kW]	RÍO
Puerto Salgar	5	Directos al Magdalena entre ríos Seco y Negro
Topaipí - El Peñón	5	Río Negro
Chaguaní	5	Río Seco y otros directos al Magdalena
Viotá	5	Río Bogotá
Fusagasugá - Silvania	5	Río Sumapaz
Caqueza	5	Río Guayuriba
Medina	5	Río Humea
Gama - Gachalá	5	Río Guavio
TOTAL	40	

Tabla 11. Sitios de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en Cundinamarca.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

- Boyacá

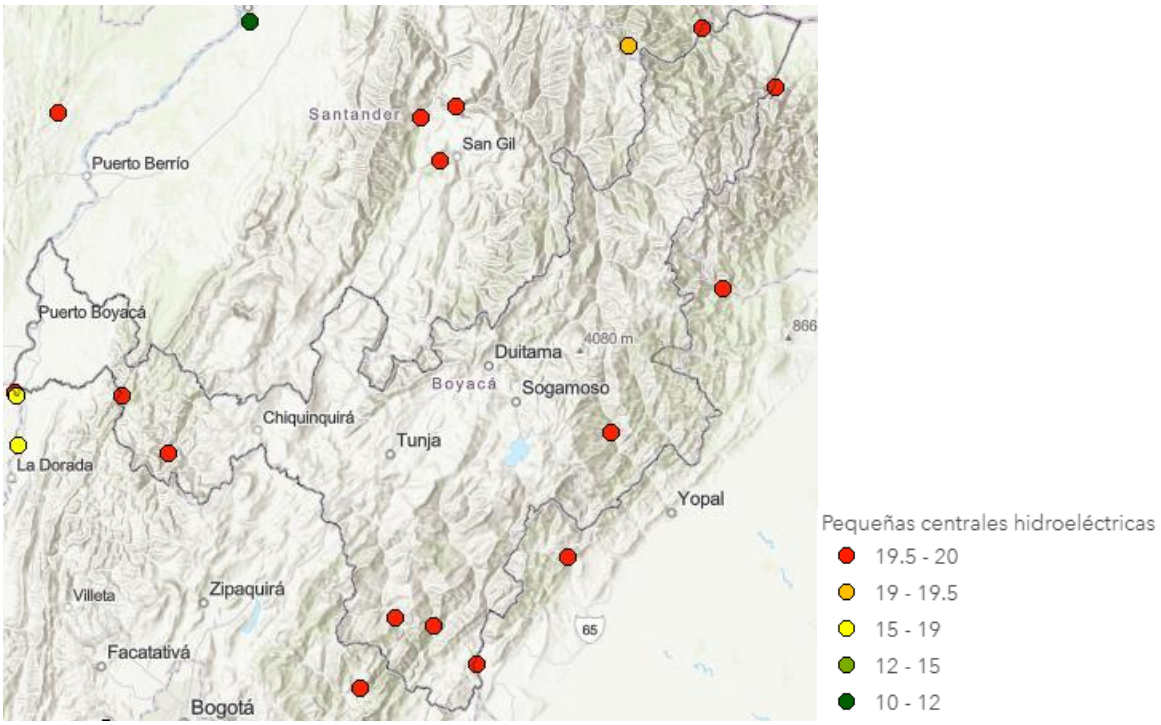


Figura 81. Sitios de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en Boyacá. [MW]
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

MUNICIPIO	POTENCIA [MW]	RÍO	OBSERVACIÓN
Puerto Boyacá - Dorada	19.8	Directos al Magdalena Medio entre ríos Negro y Carare	Límite con Caldas
Otanche	19.63	Río Negro	-
Muzo	19.9	Río Carare (Minero)	-
Almeida - Macanal	19.9	Río Garagoa	-
Santa María - Campohermoso	19.9	Río Lengupá	-
San Luis de Gaceno - Sabanalarga	19.9	Río Upía	Límite con Casanare
Labranzagrande	19.9	Río Cravo Sur	-
Cubará - Chitagá	19.9	Río Cobugón - Río Cobaría	Límite con Norte de Santander
Cubará - Saravena	19.9	Río Bojabá	Límite con Arauca
TOTAL	178.73		

Tabla 12. Sitios de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en Boyacá. Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

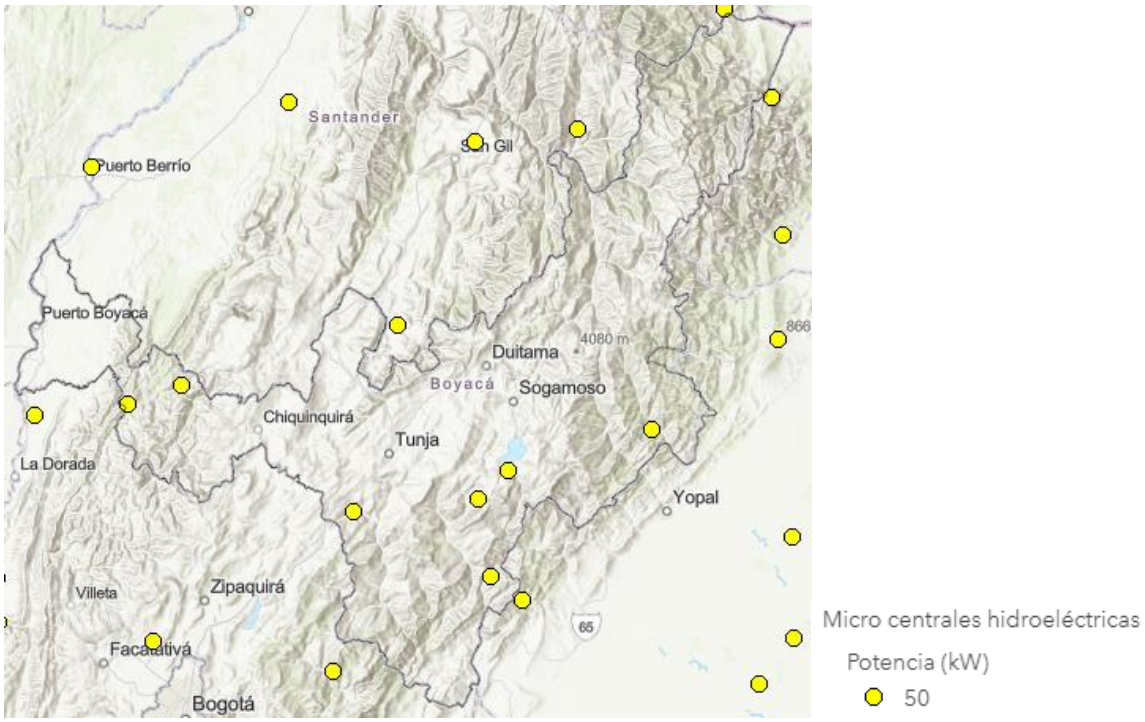


Figura 82. Sitios de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en Boyacá.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

MUNICIPIO	POTENCIA [kW]	RÍO
Otanche	50	Río Negro
Pauna	50	Río Carare (Minero)
Turmequé	50	Río Garagoa
Páez	50	Río Upía
Tota - Pesca	50	Río Lengupá
Aquitania	49.7	Lago de Tota
Paya	50	Río Cravo Sur
TOTAL	349.7	

Tabla 13. Sitios de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en Boyacá. Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

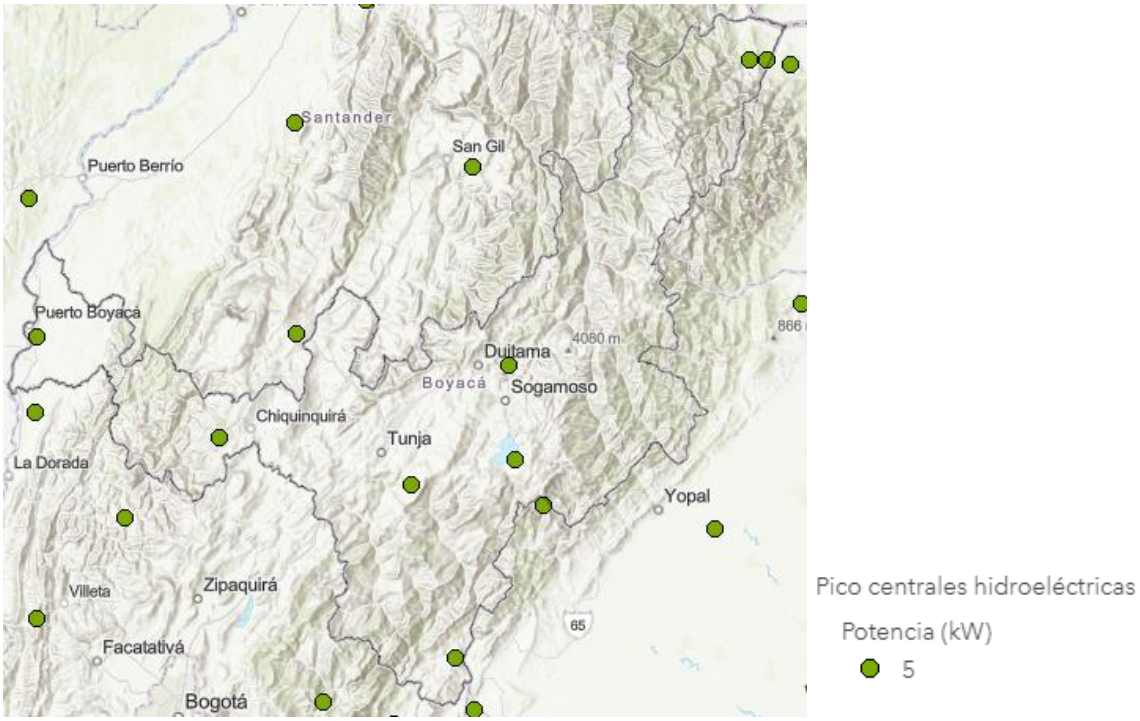


Figura 83. Sitios de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en Boyacá. Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

MUNICIPIO	POTENCIA [kW]	RÍO
Puerto Boyacá	5	Directos al Magdalena Medio entre ríos Negro y Carare
Pauna	5	Río Carare (Minero)
Viracachá	5	Río Garagoa
San Luis de Gaceno	5	Río Lengupá

MUNICIPIO	POTENCIA [kW]	RÍO
Aquitania	4.94	Lago de Tota
Floresta	5	Río Chicamocha
Cubará	5	Río Cobugón - Río Cobaría
Cubará	5	Río Bojabá
TOTAL	39.94	

Tabla 14. Sitios de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en Boyacá. Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

- Meta

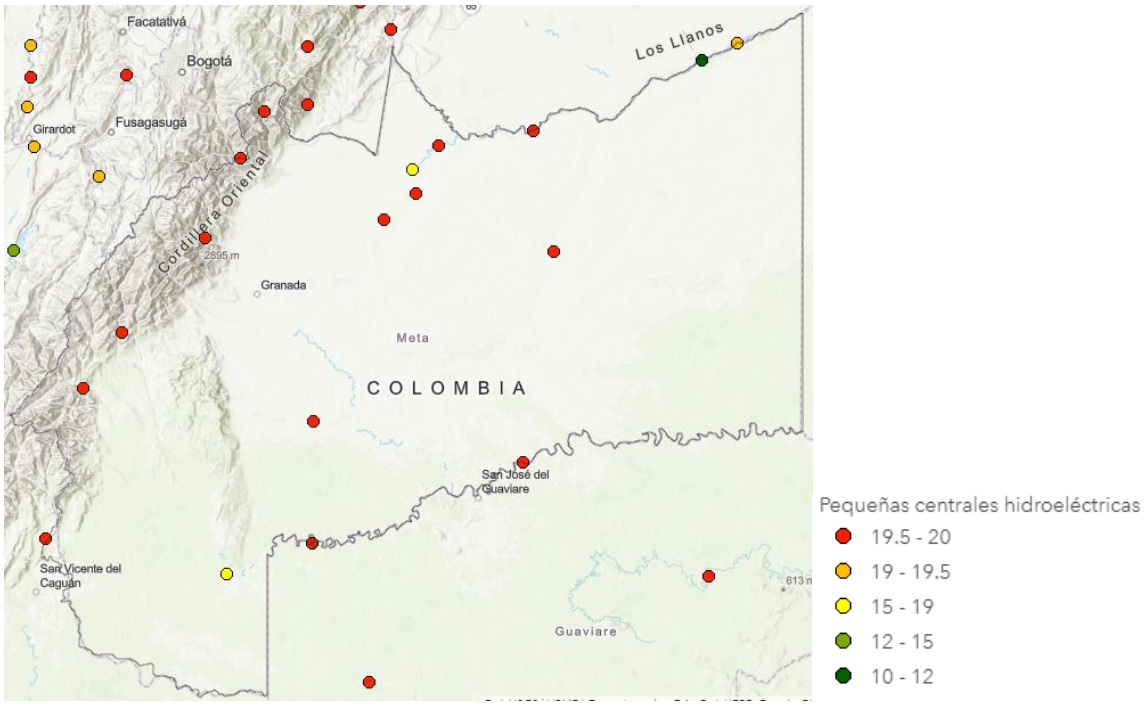


Figura 84. Sitios de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en Meta. [MW] Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

MUNICIPIO	POTENCIA [MW]	RÍO	OBSERVACIÓN
La Macarena	17.6	Río Lozada	-
La Macarena - Vistahermosa - San José del Guaviare	19.8	Río Alto Guaviare	Límite con Guaviare
Uribe	19.7	Río Guayabero	-
Uribe	19.9	Río Guape	-

MUNICIPIO	POTENCIA [MW]	RÍO	OBSERVACIÓN
Vistahermosa - Puerto Rico - Puerto Lleras	19.9	Río Güejar	-
Puerto concordia -Mapiripán - San José del Guaviare	19.9	Río Medio Guaviare	Límite con Guaviare
Cubarral	19.9	Río Ariari	-
Acacías - Guayabetal	19.8	Río Guayuriba	Límite con Cundinamarca
San Carlos de Guaroa - Puerto López	19.7	Rio Metica (Guamal - Humadea)	-
Puerto López	19.8	Directos Rio Metica entre ríos Guayuriba y Yucao	-
Cabuyaro - Puerto López	18.6	Río Negro	-
San Martín - Puerto Gaitán	20	Río Manacacías	-
San Juanito	19.8	Río Guatiquía	-
Cabuyaro - Puerto López	19.7	Directos al Río Meta entre ríos Humea y Upia	-
Puerto López - Tauramena	19.7	Río Túa y otros directos al Meta	Límite con Casanare
Puerto Gaitán - Orocué	10.7	Directos al Meta entre ríos Cusiana y Cravo Sur	Límite con Casanare
Puerto Gaitán - Orocué	19.4	Caño Guanápalo y otros directos al Meta	Límite con Casanare
TOTAL	323.9		

Tabla 15. Sitios de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en Meta. Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

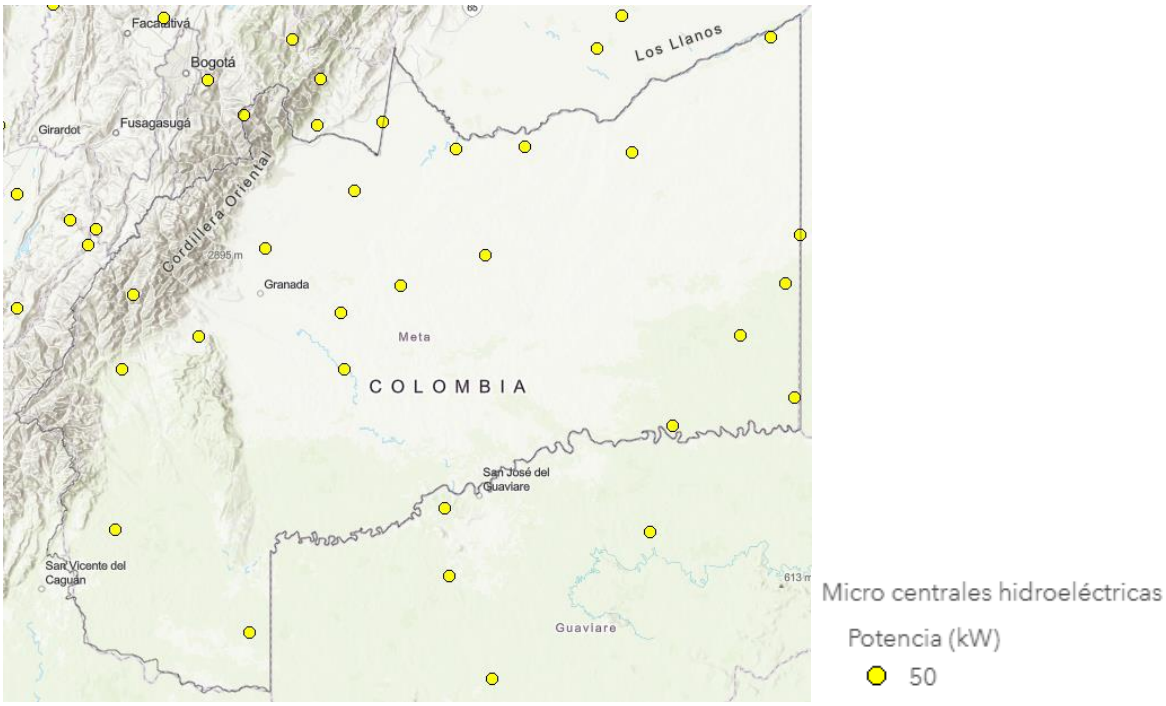


Figura 85. Sitios de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en Meta. Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

MUNICIPIO	POTENCIA [kW]	RÍO	OBSERVACIÓN
La macarena	50	Río Tunia ó Macayá	-
La macarena	50	Río Losada	-
Uribe	50	Río Guayabero	-
Uribe		Río Guape	-
Mesetas	50	Río Güejar	-
San Martín	50	Rio Metica (Guamal - Humadea)	-
El Calvario	50	Río Guatiquía	-
Puerto Lleras	50	Río Ariari	-
Puerto Lleras - San Martín	50	Río Manacacias	-
San Martín	50	Caño Cumaral	-
Puerto Lopéz - San Martín	50	Río Melúa	-
Villavicencio	50	Río Negro	-
Puerto Lopéz - Cabuyaro	50	Directos Rio Metica entre ríos Guayuriba y Yucao	-

MUNICIPIO	POTENCIA [kW]	RÍO	OBSERVACIÓN
Puerto Lopéz	50	Río Yucao	-
Cabuyaro - Paratebueno	50	Directos al Río Meta entre ríos Humea y Upia	Límite con Cundinamarca
Puerto Gaitán	50	Río Muco	-
Puerto Gaitán - Orocué	50	Directos al Río Meta entre ríos Cusiana y Carare	Límite con Casanare
Puerto Gaitán - Cumaribo	50	Río Alto Vichada	Límite con Vichada
Puerto Gaitán	50	Alto Río Uvá	-
Mapiripán	50	Río Iteviare	-
Mapiripán	50	Río Siare	-
Mapiripán - San José del Guaviare	50	Medio Guaviare	Límite San José de Guaviare
TOTAL	1050		

Tabla 16. Sitios de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en Meta. Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

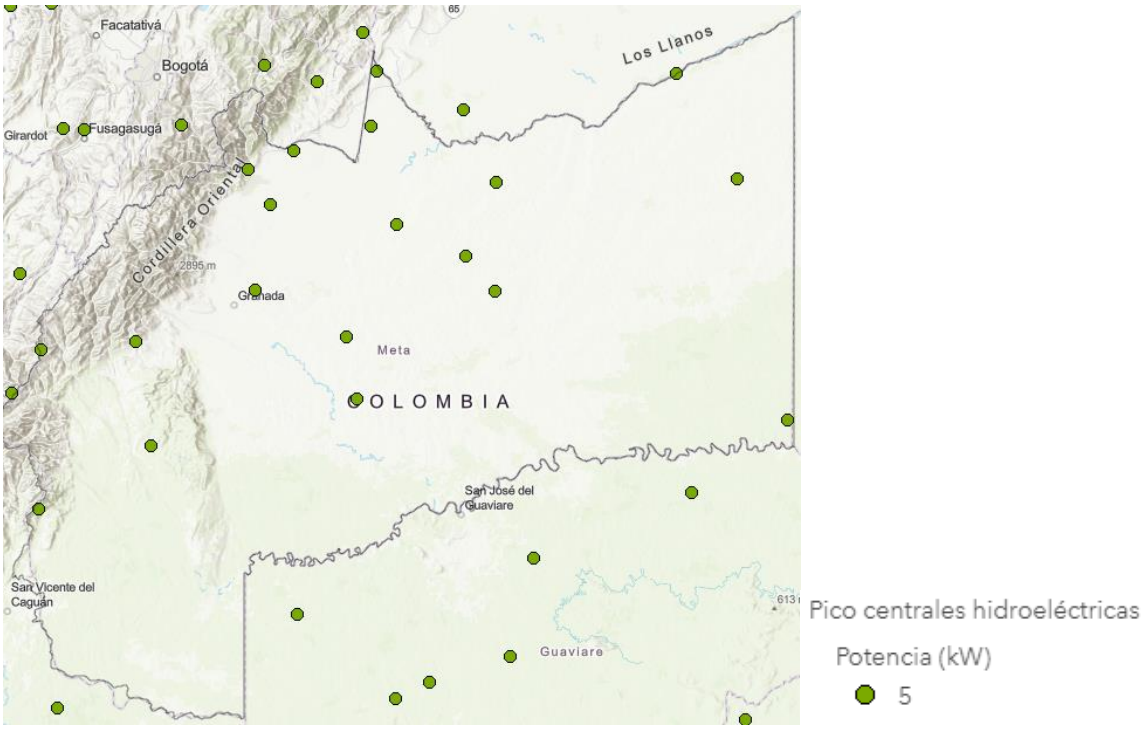


Figura 86. Sitios de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en Meta. Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

MUNICIPIO	POTENCIA [kW]	RÍO	OBSERVACIÓN
La Macarena	5	Rio Losada	-
Mesetas	5	Río Guape	-
Mesetas	5	Río Güejar	-
Uribe	5	Río Guayabero	-
San Martín	5	Rio Metica (Guamal - Humadea)	-
Puerto Lleras	5	Río Ariari	-
San Martín	5	Río Manacacias	-
San Martín	5	Caño Cumaral	-
Villavicencio	5	Río Guatiquía	-
Villavicencio	5	Río Negro	-
Cumaral	5	Río Guacavía	-
Puerto López	5	Río Melúa	-
Puerto López	5	Directos Rio Metica entre ríos Guayuriba y Yucao	-
Puerto López	5	Río Yucao	-

MUNICIPIO	POTENCIA [kW]	RÍO	OBSERVACIÓN
Cabuyaro	5	Directos al Río Meta entre ríos Humea y Upia	-
Villanueva	5	Río Upía	Límite Casanare
Puerto Gaitán - Orocué	5	Directos al Meta entre ríos Cusiana y Cravo Sur	Límite Casanare
Puerto Gaitán	5	Río Alto Vichada	-
Mapiripán	5	Río Siare	-
TOTAL	95		

Tabla 17. Sitios de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en Meta. Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

- Tolima

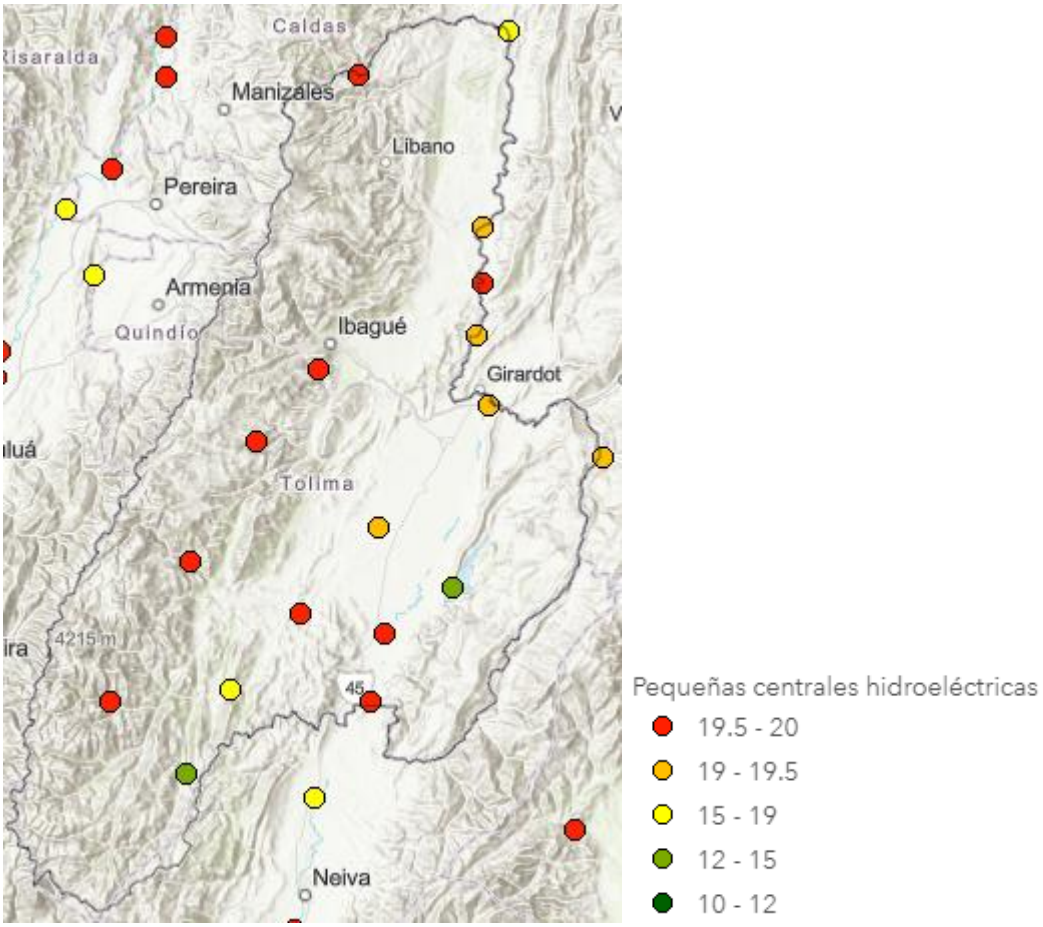


Figura 87. Sitios de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en Tolima. [MW] Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

MUNICIPIO	POTENCIA [MW]	RÍO	OBSERVACIÓN
Ataco - Planadas	14.65	Río Atá	-
Rioblanco	19.9	Río Alto Saldaña	-
Ataco - Chaparral	18	Río Medio Saldaña	-
Natagaima	19.8	Directos Magdalena entre ríos Cabrera y Sumapaz (md)	-
Natagaima	19.9	Río Aipe, Río Chenche y otros directos al Magdalena	-
Coyaima - Chaparral	19.8	Río Bajo Saldaña	-
Chaparral	19.8	Río Amoyá	-
Prado	14.9	Río Prado	-
Saldaña - Ortega	19.24	Río Tetuán, Río Ortega	-
Rovira - Roncesvalles	19.95	Río Cucuana	-
Icononzo - Venecia	19.3	Río Sumapaz	Límite con Cundinamarca
Flandes - Suárez	19.2	Río Luisa y otros directos al Magdalena	-
Ibagué	19.8	Río Coello	-
Coello - Guataquí	19.12	Río Opía	Límite con Cundinamarca
Piedras - Guataquí	19.7	Río Seco y otros directos al Magdalena	Límite con Cundinamarca
Ambalema - Beltrán	19.4	Río Lagunilla y otros directos al Magdalena	Límite con Cundinamarca
Honda - Guaduas	17.53	Río Gualí	Límite con Cundinamarca
Fresno - Manzanares	19.53	Río Guarinó	Límite con Caldas
TOTAL	339.52		

Tabla 18. Sitios de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en Tolima. [MW]
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

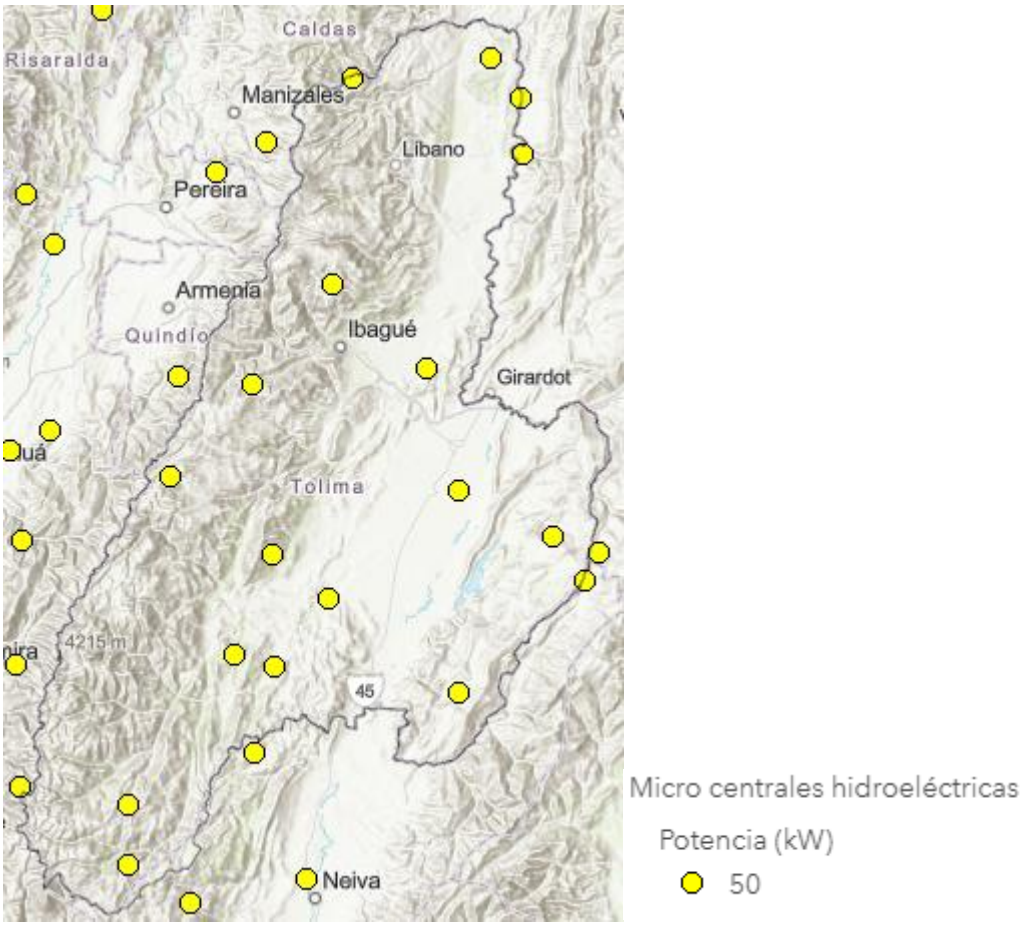


Figura 88. Sitios de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en Tolima. Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

MUNICIPIO	POTENCIA [kW]	RÍO	OBSERVACIÓN
Planadas	50	Río Atá	-
Planadas	50	Río Alto Saldaña	-
Chaparral	50	Río Amoyá	-
Ataco - Chaparral	50	Medio Saldaña	-
Alpujarra - Dolores	50	Directos Magdalena entre ríos Cabrera y Sumapaz	-
Coyaima - Chaparral	50	Bajo Saldaña	-
Ortega - Chaparral	50	Río Tetuán, Río Ortega	-
Roncesvalles	50	Río Cucuana	-
Villarrica - Cunday	50	Río Seco	-

MUNICIPIO	POTENCIA [kW]	RÍO	OBSERVACIÓN
Guamo	49.9	Río Luisa y otros directos al Magdalena	-
Ibagué	50	Río Cocora	-
Piedras - Ibagué	49.37	Río Opía	-
Anzoátegui	50	R. San Romualdo	-
Herveo - Marulanda	50	Río Guarinó	Límite con Caldas
Honda - Guaduas	50	Río Lagunilla y Otros Directos al Magdalena	Límite con Cundinamarca
Honda - Mariquita	50	Río Gualí	-
Dolores - Colombia	50	Río Cabrera	Límite con Huila
TOTAL	849.27		

Tabla 19. Sitios de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en Tolima. Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

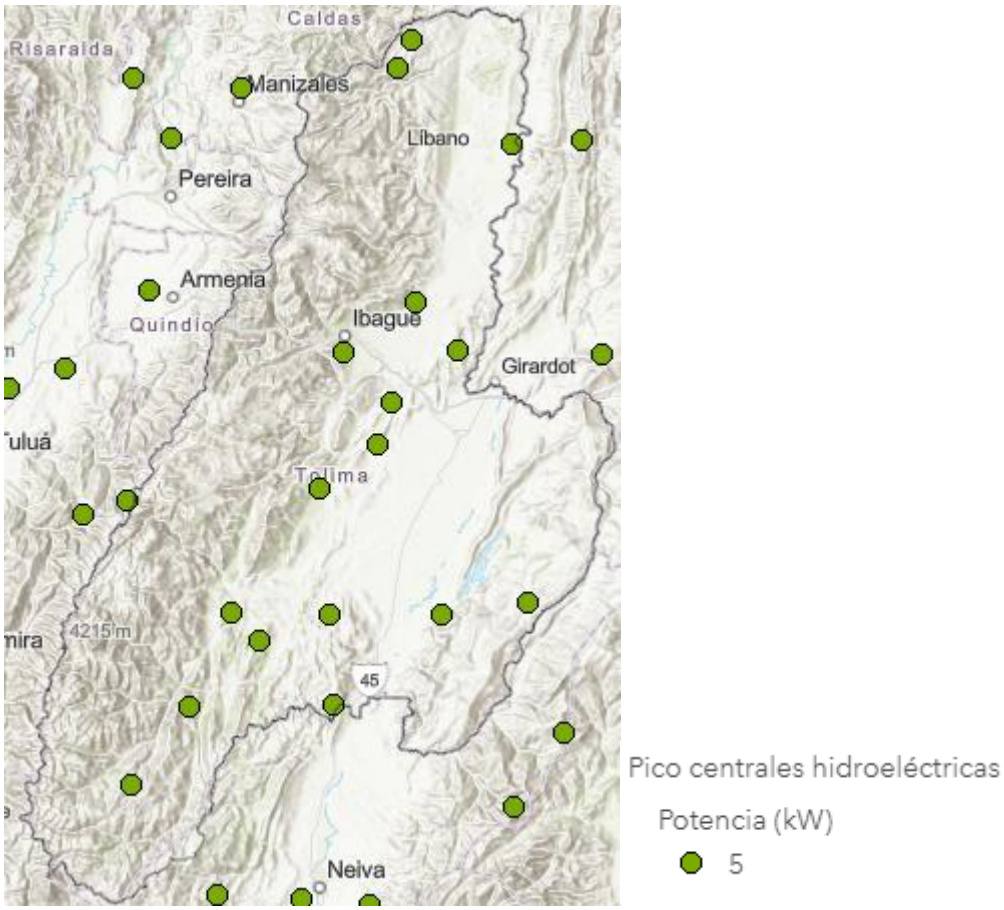


Figura 89. Sitios de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en Tolima. Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

MUNICIPIO	POTENCIA [kW]	RÍO	OBSERVACIÓN
Planadas	5	Río Alto Saldaña	-
Ataco	5	Río Atá	-
Chaparral - Ataco	5	Río Medio Saldaña	-
Chaparral	5	Río Amoyá	-
Coyaima Chaparral	5	Río Bajo Saldaña	-
Prado	5	Directos Magdalena entre ríos Cabrera y Sumapaz	-
Dolores - Prado	5	Río Negro	-
Ortega	5	Río Tetuán, Río Ortega	-
San Luis	5	Q. Chipalo	-
San Luis - Valle de San Juan	5	Río Luisa y otros directos al Magdalena	-
Ibagué	5	Río Coello	-
Coello	5	Q. El Loro	-
Alvarado	5	Río Alvarado	-
Armero - San Juan de Río Seco	5	Río Lagunilla y Otros Directos al Magdalena	Límite Cundinamarca
Natagaima - Aipe	5	Río Aipe, Río Chenche y otros directos al Magdalena	Límite Huila
Fresno	5	Río Medina	-
Fresno - Marquetalia	5	Río Guarinó	Límite Caldas
TOTAL	85		

Tabla 20. Sitios de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en Tolima. Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [35]

4.2 PERS Cundinamarca

Otro documento de gran importancia para conocer el potencial hidroenergético en el departamento de Cundinamarca es el Plan de Energización Rural Sostenible (PERS) [36], donde se evidencia una metodología para el reconocimiento del potencial hídrico, dando como resultado un mapa con los puntos donde es posible el desarrollo de un proyecto hídrico. A continuación se detalla alguna información de relevancia:

4.2.1 Metodología para reconocimiento del potencial hidroenergético

Respecto al análisis del recurso hídrico disponible, se adquirieron los datos de doscientas ocho (208) estaciones de medición hidrológicas de la CAR y el IDEAM, de las cuales solamente el 57% de estas pueden utilizarse, pues son incompletos sus registros, para lo cual, se realizan ecuaciones de regresión; además de los datos de las noventa y cuatro (94) estaciones climatológicas que miden las precipitaciones en milímetros (mm) de agua, luego de esto se realiza el análisis de la información y el filtro de datos atípicos para obtener un promedio anual del caudal medio. La información de las caídas hidráulicas se obtuvo de planchas a escala de 1:100.000 del IGAC, las cuales tienen las curvas de nivel de la red de drenaje del departamento. En cuanto a la decisión sobre la implementación de un proyecto hídrico se debe analizar el comportamiento del caudal, caracterizándolo temporalmente. [37]

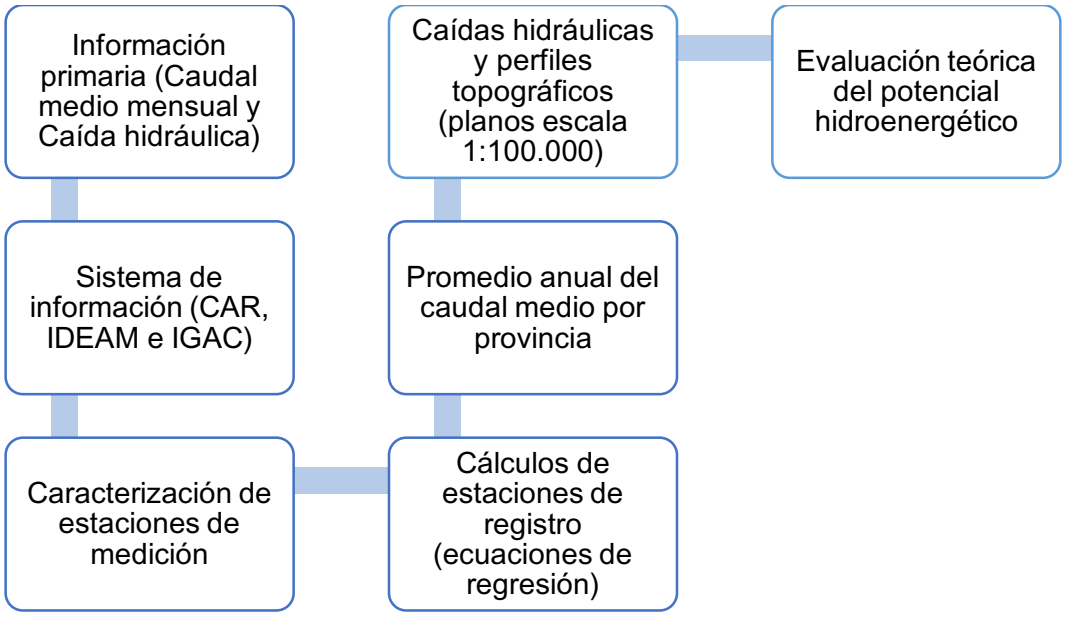


Figura 90. Diagrama de proceso, desarrollo de la metodología para el reconocimiento del potencial hidroenergético.
Fuente: N. Acevedo, UDFJC. 2017

4.2.2 Obtención del potencial hidroenergético

Se realizó un modelo de ecuaciones de regresión mediante la herramienta Excel, ya que no se contaba con la totalidad de datos requeridos en las estaciones de medición, en el periodo de estudio de 5 años (enero de 2010 - diciembre de 2015), teniendo como referencia el caudal y el periodo de tiempo de registro.

Mediante estas regresiones se obtuvieron los datos faltantes de los caudales medios mensuales (m^3/s) en las estaciones de la CAR y el IDEAM en los diferentes municipios de Cundinamarca, además se muestra el caudal promedio mensual anual para cada provincia, evidenciando un comportamiento de la región con su respectivo histograma de caudal con los picos máximos y mínimos. Es importante destacar que el valor de excedencia para garantizar el suministro del servicio en este análisis es un caudal igual o superior a un 95% del tiempo, lo que se describe como Q95, al igual que en el Atlas Hidroenergético.

A continuación en la Tabla 21, se muestra el resultado del estudio de caudal para cada provincia del departamento de Cundinamarca, los picos máximos y mínimos del caudal y el periodo en el año en los cuales se dan.

PROVINCIA	ESTACIONES		ZONA HIDROLOGICA	PICO DE CAUDAL MEDIO (m3/s)				Q95 (m3/s)
	Utilizadas	Descartadas		Máx.	Periodo año*	Min.	Periodo año*	
Almeidas	8	1	Orinoco	3,24	Jul	1,30	Mar	1,56
Alto Magdalena	6	2	Magdalena-Cauca	46,01	Nov	21,47	Sep	21,9
Bajo Magdalena	2	-	Magdalena-Cauca	0,76	Nov	0,32	Jul	0,41
Gualivá	3	2	Magdalena-Cauca	13,74	Abr	2,73	Agos	4,66
Guavio**	-	-	Orinoco	5,00	Jul	1,57	Ene	-
Magdalena Centro**	-	-	Magdalena-Cauca	7,20	Nov	1,05	Agos	-
Medina**	-	-	Orinoco	5,00	Jul	1,57	Ene	-
Oriente**	-	-	Orinoco	9,00	Jun	1,80	Ene	-
Rionegro	2	1	Magdalena-Cauca	24,35	May	3,52	Agos	9,05
Sábana Centro	15	4	Magdalena-Cauca	7,76	May	3,40	Feb	4,42
Sábana Occidente	8	6	Magdalena-Cauca	5,65	Nov	2,36	Sep	2,36
Soacha	3	-	Magdalena-Cauca	0,32	Abr	0,07	Feb	0,18
Sumapaz	14	4	Magdalena-Cauca	2,70	Nov	0,88	Ene	1,5
Tequendama	13	4	Magdalena-Cauca	1,99	Nov	0,39	Agos	0,79
Ubaté	16	2	Magdalena-Cauca	1,70	Abr	0,39	Sep	0,65

Tabla 21. Resultados finales del estudio de caudal promedio medio anual en Cundinamarca. Fuente: N. Acevedo, UDFJC. 2017 **[37]**

*Hace referencia a los meses del año en los cuales se presentan los fenómenos máximos y mínimos de caudales medios.

**Provincias con valores de caudal medio anual obtenido a partir del Atlas de Potencial Hidroenergético de Colombia pág. 62-64.

Respecto a la caída hidráulica se realiza la caracterización del departamento por cuencas, determinando que para este lo componen la cuenca del río Magdalena, conformada por siete subcuencas (Magdalena Alto, río Machetá, río Bogotá, río Sumapaz, río Negro, río Minero y río Suarez) y la cuenca del río Meta, conformada por dos subcuencas (río Humea y río Blanco), haciendo un análisis de los mapas de curvas de nivel en tramos de 1.000 metros. En la Tabla 22 se muestran los valores máximos y medios de las caídas hidráulicas para cada zona hidrográfica del departamento, teniendo en cuenta la longitud horizontal de conducción como la distancia existente entre la captación y la turbina, estos valores se tomaron como referencia para el porcentaje de caída en las cuencas analizadas.

LONGITUD HORIZONTAL DE CONDUCCIÓN	0,2 km		1 km	
ÁREA HIDROGRÁFICA	Medio (m)	Máximo (m)	Medio (m)	Máximo (m)
Magdalena- Cauca	19	357	90	679
Orinoco	10	277	46	444

Tabla 22. Caídas hidráulicas en metros por área hidrográfica en Cundinamarca. Fuente: N. Acevedo, UDFJC. 2017 **[37]**

Finalmente se muestra el potencial teórico encontrado para cada provincia, teniendo en cuenta que son proyectos a filo de agua y que no contempla centrales simultáneas en la misma zona (aguas abajo), tampoco se tiene en cuenta la eficiencia de los equipos mecánicos ni las perdidas hidráulicas; como se puede observar los mayores potenciales se encuentran en Alto Magdalena, Rionegro y Sábana Centro (Tabla 23).

PROVINCIA	**POTENCIA TEÓRICA (kW)**			
	Caídas con longitud de 0,2 km		**Caídas con longitud de 1 km**	
	Medio (m)	**Máximo (m)**	**Medio (m)**	**Máximo (m)**
Almeidas	127,5	3532,6	586,6	5662,3
Alto Magdalena	4001,8	75191,6	18955,9	143011,5
Bajo Magdalena	59,6	1120,7	282,5	2131,5
Gualivá	508,8	9560,9	2410,3	18184,5
Guavio	154,0	4266,3	708,5	6838,4
Magdalena Centro	195,7	3677,3	927,0	6994,0
Medina	154,0	4266,3	708,5	6838,4
Oriente	176,6	4891,3	812,3	7840,2
Rionegro	656,1	12327,6	3107,8	23446,7
Sábana Centro	633,7	11907,4	3001,9	22647,4
Sábana Occidente	439,9	8265,1	2083,6	15719,9
Soacha	12,7	238,1	60,0	452,9
Sumapaz	164,0	3081,9	777,0	5861,7
Tequendama	72,7	1365,8	344,3	2597,8
Ubaté	74,6	1400,9	353,2	2664,4

Tabla 23. Potencial hidroenergético para las provincias del departamento de Cundinamarca. Fuente: N. Acevedo, UDFJC 2017. **[37]**

Para la estimación de los sitios donde es posible el desarrollo de una PCH se estudiaron las estaciones de medición de las provincias con mayor potencial, tomando la altura en metros del centro de medición para un cálculo más preciso, como se observa en la Tabla 24, además de su debida ubicación en la Figura 91.

CÓDIGO DE LA ESTACIÓN	MUNICIPIO	TIPO DE CENTRAL HIDRÁULICA	POTENCIA TEÓRICA (kW)
2119736	Pasca	Pico Central	7,1
2306735	Pacho	Pico Central	14,9
2120889	Viotá	Pico Central	37,4
2119753	Silvania	Pico Central	10,4
2120894	Viotá	Pico Central	10,8
2120897	Viotá	Micro Central	134,2
2120880	La Mesa	Micro Central	85,9
2401798	Carmen de Carupa	Micro Central	44,7
2120890	Tocaima	Micro Central	55,9
2306739	Pacho	Micro Central	153,0
2120785	Zipaquirá	Micro Central	137,3
2120994	Sibaté	Micro Central	69,3
2120975	Soacha	Micro Central	30,9
2401738	Susa	Micro Central	55,8
2401731	Ubaté	Pequeña Central	573,9
2306708	El Peñon	Pequeña Central	887,8
2401793	Guachetá	Pequeña Central	452,7
2401804	Lenguazaque	Pequeña Central	1059,8
2401723	Lenguazaque	Pequeña Central	512,1
2401715	Ubaté	Pequeña Central	485,6

Tabla 24. Potencial hidroenergético para la implementación de proyectos con PCH´s en Cundinamarca. Fuente: N. Acevedo, UDFJC. 2017 **[37]**

Puede observarse en el mapa, de las 15 provincias del departamento de Cundinamarca es posible implementar pico, micro o pequeñas centrales hidráulicas en al menos siete de estas. Es de resaltar que para la provincia de Ubaté se podrían desarrollar cinco PCH's y una micro central, siendo una de las regiones con mayor potencial hídrico.

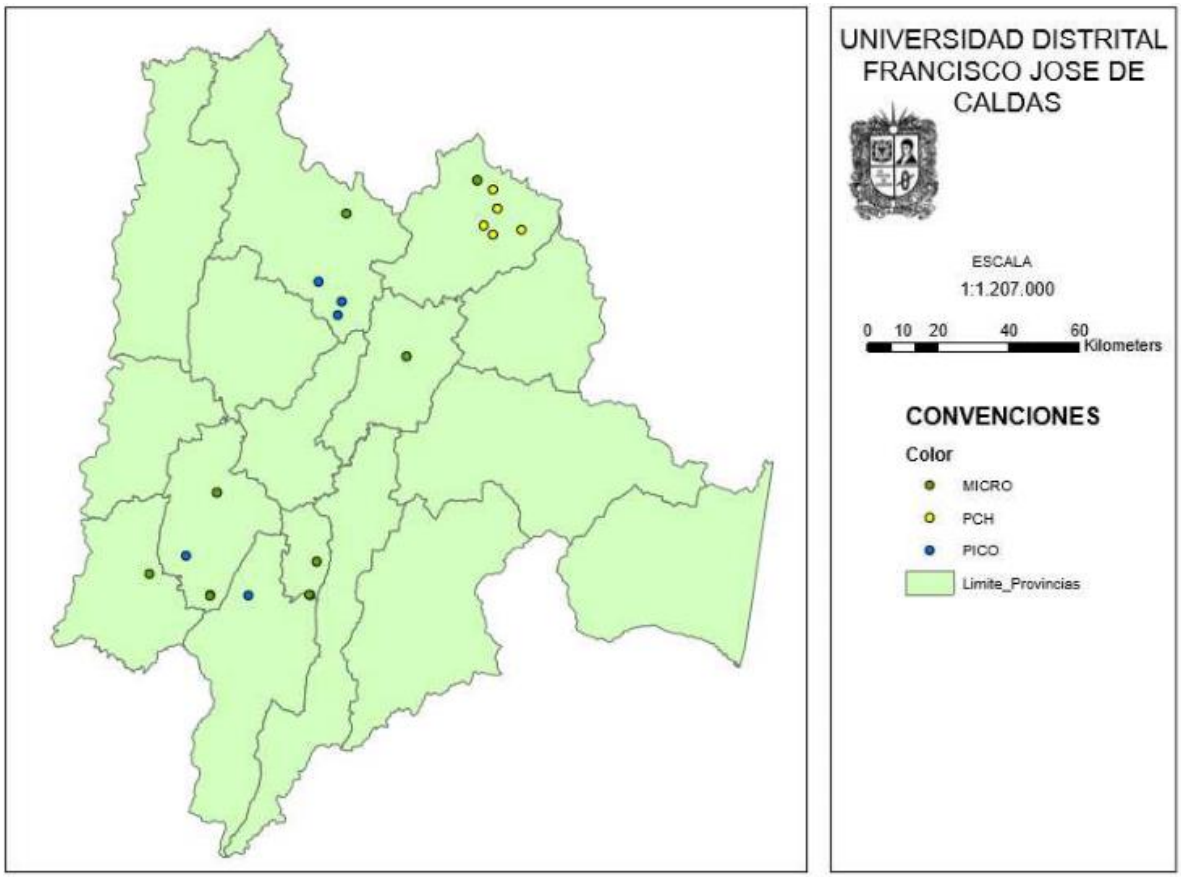


Figura 91. Mapa de aprovechamiento del recurso hidroenergético para cada uno de los tipos de pequeñas centrales en Cundinamarca.
Fuente: Planes de Energización Rural Sostenibles. PERS Cundinamarca. 2017 **[36]**

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Según el Informe Mundial sobre el Desarrollo de la Pequeña Central Hidroeléctrica realizado en 2016 (hasta 10MW), se menciona a Colombia como el país con mayor potencial sin desarrollar respecto a PCH's con 24.750 MW, es decir la diferencia que se tiene entre la capacidad de potencial y el potencial instalado, con un desarrollo solamente del 1% (250 MW), por lo que es fundamental promover este tipo de generación teniendo en cuenta su disponibilidad, supliendo la necesidad energética en zonas aisladas o en el avance de la autogeneración.

La situación actual de las PCH's a nivel nacional muestra un interés constante en la implementación de estos proyectos debido a sus bajos costos, su rápida instalación y los beneficios económicos por acogerse a la Ley 1715, ejemplo de esto es el departamento de Antioquia, el cual posee la mayor potencia instalada a nivel nacional con 414,95MW en sus 46 proyectos, seguido de Cundinamarca con 151,1MW en 12 proyectos. La Región Central comprende un potencial instalado de 204,4MW distribuidos así: Cundinamarca 74%, Bogotá 8%, Boyacá 10% y Tolima 8%, en cuanto a proyectos registrados en las diferentes fases de desarrollo posee una capacidad de 480,5MW distribuidos así: Cundinamarca 32%, Boyacá 9% y Tolima 59%, es importante resaltar que el departamento del Meta no posee ningún proyecto registrado a pesar del gran potencial hídrico que posee y la falta de servicio de energía eléctrica o la intermitencia del mismo, lo que conlleva a la deducción que pueden existir proyectos de los cuales no se tenga información.

La proyección de nuevos proyectos de pequeñas, micro o pico centrales en la Región Central se muestra con potenciales de 1.054MW (Cundinamarca 20%, Boyacá 17%, Meta 31% y Tolima 32%), 2,7MW (Cundinamarca 17%, Boyacá 13%, Meta 39% y Tolima 31%), 259,94kW (Cundinamarca 15%, Boyacá 15%, Meta 37% y Tolima 33%) respectivamente, lo cual ratifica los altos índices de potencial hidroenergético que posee el país y en especial el departamento del Meta, dando solución a la falta de energización rural o en pequeños caseríos.

6. ALCANCES E IMPACTOS DE LA PASANTÍA

El presente documento contiene el análisis de la situación actual de la PCH's a nivel mundial para proyectos menores de 10MW y a nivel nacional se hace un barrido de los proyectos con conexión al SIN; está enfocado en la Región Central por lo que se identifican aquellos proyectos implementados y que estén en fases de desarrollo con potencial igual o menor a 20MW como límite seleccionado por la UPME, además de esto, se evidencia el potencial hidroenergético y los puntos óptimos para PCH's en los departamentos de Cundinamarca, Boyacá, Meta y Tolima y la ciudad de Bogotá con la finalidad de ser una herramienta para ejecutar futuros planes de desarrollo de energización rural o proyectos de autogeneración.

Puesto que la información obtenida es estimativa y no fue obtenida en campo, puede que la clasificación de los ríos y afluentes en un rango de potencial y las localizaciones para futuros proyectos no sean precisos; igualmente esta se limita para proyectos a filo de agua y sin centrales simultáneas en la misma zona (aguas abajo), por lo que para un proyecto que no sea de este tipo debe realizarse un trabajo de campo.

7. EVALUACIÓN Y CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS

Se realizó una búsqueda profunda de documentos que permitan obtener los conocimientos base referente a las PCH's, desarrollo a nivel nacional e internacional, diseño e instalación, regulación y proyectos investigativos de caracterización de potenciales hídricos. Después de efectuar la revisión bibliográfica de fuentes primarias y secundarias como el IDEAM, las corporaciones autónomas, las alcaldías municipales, mapas geográficos del Atlas Hidroenergético de Colombia, la UPME, el IPSE y XM, se procedió con el estudio de cada departamento de la Región Central y la ciudad de Bogotá, para eliminar la sobrecarga de la información y extraer la que es relevante, como lo fue los proyectos en cada una de las fases de desarrollo y los implementados con conexión al SIN. Sin embargo, no fue posible encontrar proyectos de PCH's que no estén conectados al sistema, según fuentes de información de la UPME puede que existan numerosas instalaciones pero sin registro.

El estudio del Atlas Hidroenergético de Colombia fue indispensable para la caracterización de este potencial en la Región Central, para lo cual se contó con el directorio de servicios de la UPME en la plataforma ArcGIS, permitiendo identificar los ríos y afluentes y su correspondiente potencial hídrico, mediante la integración de capas de información geográfica, además de las subzonas hidrográficas que componen cada departamento y la ciudad de Bogotá.

Por último, se consolidó toda la información presentando los puntos óptimos para la localización de pequeñas, micro y pico centrales, la potencia que tendría el proyecto, la potencia total que cada departamento o ciudad en la Región Central podría desarrollar y el río o afluente que se aprovecharía, también se hace la aclaración en los proyectos que se ubican en los límites de los departamentos, puesto que la división de estos territorios muchas veces son mediante los ríos.

8. CONCLUSIONES

- Según cifras del Informe Mundial sobre el Desarrollo de la Pequeña Central Hidroeléctrica realizado en 2016, la PCH es la tercera tecnología de fuentes no convencionales de energía renovable más desarrollada a nivel mundial, siendo la energía eólica y solar, el primer y segundo puesto respectivamente. Colombia posee el mayor potencial de PCH's sin desarrollar a nivel mundial.
- Debido a los estudios realizados por PERS Cundinamarca se pudo deducir el gran potencial hidroenergético sin desarrollar en todo el departamento, resaltando la cantidad de proyectos a realizar en la provincia de Ubaté, cinco PCH's y una micro central.
- Para el departamento del Meta se tiene los mayores potenciales de la Región Central debido al gran recurso hídrico que posee, como el río Meta, río Guaviare, río Upía y el río Manacacías, sin embargo se debe tener conocimiento de las poblaciones a las cuales se le puede suministrar el servicio de energía eléctrica.
- Según el mapa hidroenergético se tienen diferentes puntos de localización para proyectos de PCH, en el departamento de Cundinamarca se tiene un potencial total de 211.88 MW, en el departamento de Boyacá 178.73 MW, en el departamento de Meta 323.9 MW y en el departamento de Tolima 339.52 MW.
- Para micro centrales se tienen puntos adicionales que comprenden un potencial hidroenergético para en el departamento de Cundinamarca se tiene un potencial total de 450 kW, en el departamento de Boyacá 349.7 kW, en el departamento de Meta 1050 kW y en el departamento de Tolima 849.27 kW.
- Respecto a las pico centrales, comprenden un potencial de 40 kW en Cundinamarca, 39.94 kW en Boyacá, 95 kW en Meta y 85 kW en Tolima, es importante señalar que hay centrales que se encuentran en el límite entre los departamentos, por lo que la misma central puede estar comprendida en dos de ellos.

9. RECOMENDACIONES

- A nivel nacional no se tiene una definición general de PCH's por parte de las entidades gubernamentales y energéticas en cuanto al límite de capacidad instalada para clasificar a las plantas hidráulicas como PCH, por lo tanto se recomienda realizar la modificación del artículo 2 numeral 14 de la ley 697 de 2001 donde se define con un potencial energético menor a 10 MW y se instaure un límite de 20 MW como lo establece la UPME.
- Es de gran importancia para el desarrollo de la PCH en el país que se realice un estudio en detalle para los diferentes departamentos, haciendo una metodología similar a la realizada en PERS Cundinamarca, con el fin de establecer los puntos y localizaciones donde es viable el desarrollo de futuros proyectos.
- Se recomienda hacer una verificación del estado de las estaciones y los sensores de medición de caudales en las cuencas hidrográficas, ríos y/o afluentes por parte de las corporaciones autónomas regionales, el IDEAM y demás entidades correspondientes, con el fin de obtener una base de datos actualizada y completa. Así mismo, la obtención de estos datos debería ser menos engorrosa, teniendo como posibilidad la descarga desde un portal web.

10. BIBLIOGRAFÍA

[1] Unidad de Planeación Minero Energética -UPME, «Atlas del Potencial Hidroenergético de Colombia,» 2015. [En línea]. Available: https://www1.upme.gov.co/Paginas/Primer-Atlas-hidroenergetico-revela-gran-potencial-en-Colombia.aspx. [Último acceso: diciembre 2019].

[2] Región Central RAPE, «COMPETITIVIDAD EN LA REGIÓN CENTRAL,» Dispoible en: https://regioncentralrape.gov.co/wp-content/uploads/2016/04/Competitividad-en-la-Region-central.pdf, junio de 2016.

[3] International Energy Agency. IEA, «Technology Roadmap Hydropower,» Paris, France, 2012.

[4] F. Sierra, A. Sierra y C. Guerrero, «Pequeñas y microcentrales hidroeléctricas: alternativa real de generación eléctrica,» *Informador Técnico (Colombia),* nº 75, pp. 73-85, 2011.

[5] Instituto de Ciencias Nucleares y Energías -INEA, Guía de Diseño de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, Bogotá Colombia, 1997.

[6] A. Trujillo, «Diseño de una Pico Central Hidroeléctrica en la Localidad de Usme, Bogotá,» Universidad Católica de Colombia, Bogotá, 2017.

[7] E. Henao, «Pequeñas Centrales Hidroeléctricas,» de *ACIEM, Cundinamarca*, Agosto 2015.

[8] R. Ortiz Flórez, Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, Bogotá: Ediciones de la U, 2011.

[9] Celsia S.A. E.S.P., «Central Hidroeléctrica Cucuana,» [En línea]. Available: https://www.celsia.com/es/Centrales-hidroel%C3%A9ctricas/cucuana. [Último acceso: septiembre 2019].

[10] European Small Hydropower Association - ESHA , «Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica,» 2006.

[11] S. Morales, L. Corredor, J. Paba y L. Pacheco, «Etapas de desarrollo de un proyecto de pequeñas centrales hidroeléctricas: Contexto y criterios básicos de implementación,» *Dyna Universidad Nacional de Colombia,* vol. 81, nº 184, pp. 178-185, 2014.

[12] J. C. García Suarez, *Materia: Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, Tema: Estudio de Impacto Ambiental de PCH's,* Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2018.

[13] C. Madrigal, «Diseño de una mini central hidroeléctrica en el Río Lenguazaque, municipio de Lenguazaque - Cundinamarca,» Universidad Distrital Franciso José de Caldas, Facultad de Ingeniería, Bogotá, 2018.

[14] USAENE, «Evaluar y proponer los criterios y características de los posibles desarrollo de energía de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos de acuerdo con lo definido en la Ley 1715 de 2014 para ser catalogados con FNCER,» 2017. [En línea]. Available: http://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1102. [Último acceso: julio 2019].

[15] Unidad de Planeación Minero Energética -UPME, United States Agency International Development -USAID, «Talleres de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014,» Noviembre 2016. [En línea]. Available: http://www1.upme.gov.co/Documents/2016-11-01-Presentaci%C3%B3n%20Incentivos%20-UPME%20USAID.PDF. [Último acceso: Diciembre 2019].

[16] Congreso de Colombia, «Ley 143 de 1994,» [En línea]. Available: http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0143_1994.html. [Último acceso: agosto 2019].

[17] Congreso de Colombia, «Ley 697 de 2001,» [En línea]. Available: http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0143_1994.html. [Último acceso: agosto 2019].

[18] Congreso de Colombia, «Ley 1715 de 2014,» [En línea]. Available: http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html. [Último acceso: agosto 2019].

[19] C. Morales y F. Saavedra, «Diseño de una Pequeña Central Hidroeléctrica para el Municipio de Pisba, Boyacá,» Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, Duitama Boyacá, 2017.

[20] V. Morales y N. Castaño, «Desarrollo de un estudio de viabilidad técnica, administrativo, legal, ambiental y financiera de una pequeña central hidroeléctrica en la quebrada San José - Tolima,» Universidad Distrital Francisco José de Caldas , Bogotá, 2017.

[21] J. Pinto, «Marco Regulatorio Plantas Menores,» de *Seminario sobre Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. ACIEM, Cundinamarca*, Bogotá, 23-26 de Agosto 2015.

[22] J. Gallego, «Políticas para el Aprovechamiento del Potencial Hidroenergético en Colombia Mediante Pequeñas Centrales,» Universidad Nacional de Colombia , Medellín, 2015.

[23] A. Vega, *Materia: Gestión de la Energía en Sistemas Eléctricos Inteligentes, Tema: Regulación en Generación Distribuida y Gestión de la Energía en Colombia,* Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2019.

[24] S. Miño Quintero, «Estrategias Identificación de Riesgos Ambientales (EIA – DAA) en el Desarrollo de Proyectos PCH's,» de *Seminario sobre Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, ACIEM Cundinamarca* , Bogotá, 23-26 de Agosto 2015.

[25] Ministerio de Minas y Energía -MME-, Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-, «Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética 2017-2022,» 2016.

[26] United Nations Industrial Development Organization, «The World Small Hydropower Development Report 2016,» Vienna, and International Center on Small Hydro Power, Hangzhou., 2016.

[27] PARATEC, Parámetros técnicos del SIN. XM, «Lista de pequeñas centrales eléctricas,» 29 julio 2019. [En línea]. Available: http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=lista. [Último acceso: julio 2019].

[28] Plan de Energización Rural Sostenible del Departamento de Tolima -PERS Tolima, Universidad del Tolima, SENA Regional Tolima, Gobernación Tolima, Unidad de Planeación Minero Energética -UPME, Tetra Tech Inc. , «Oferta Energética Zona Rural del Departamento del Tolima,» Ibagué, Tolima, 2015.

[29] S. Medina y E. Torres, «Proyecto de Reducción de Emisiones por Generación de Energía Renovable con el Uso del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), Caso "Pequeña Central Hidroeléctrica Santa Ana, EAAB - ESP",» *AVANCES: Investigación en Ingeniería ,* nº 9, pp. 6-19, 2008.

[30] Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá -EAAB, Alcaldía de Bogotá, «Proyecto de Reducción de Emisiones de GEI de la Empresa de Acueducto, Alcantarillado y Aseo de Bogotá (EAB - ESP),» Bogotá, 2018.

[31] Unidad de Planeación Minero Energética -UPME, «Registro de Proyectos de Generación,» 2016. [En línea]. Available: http://www1.upme.gov.co/Documents/Registro_Proyectos_Generacion_Ago2016.pdf. [Último acceso: septiembre 2019].

[32] Unidad de Planeación Minero Energética -UPME, «Informe de Registro de Proyectos de Generación de Eléctricidad,» 2019. [En línea]. Available: https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNzBhN2Q4YmMtN2IxMy00Mjg2LWJhZTctMjRkNWE2NDdlMzI0IiwidCI6IjgxNTAwZjZkLWJjZTktNDgzNC1iNDQ2LTc0YjVmYjljZjEwZSIsImMiOjh9. [Último acceso: septiembre 2019].

[33] Unidad de Planeación Minero Energética -UPME, «Informe de registro de proyectos de generación Semana 32 de 2019,» 2019. [En línea]. Available: http://www.siel.gov.co/Inicio/Generaci%C3%B3n/Inscripci%C3%B3ndeproyectosdeGeneraci%C3%B3n/tabid/113/Default.aspx. [Último acceso: 7 agosto 2019].

[34] Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales -IDEAM, Unidad de Planeación Minero Energética -UPME, «Atlas del Potencial Hidroenergético de Colombia.,» 2015. [En línea]. Available: https://www1.upme.gov.co/Paginas/Primer-Atlas-hidroenergetico-revela-gran-potencial-en-Colombia.aspx. [Último acceso: diciembre 2019].

[35] Unidad de Planeación Minero Energética -UPME, «Directorio de servicios ArcGIS REST,» 2015. [En línea]. Available: https://geo.upme.gov.co/server/rest/services/UPME_PE. [Último acceso: 27 Enero 2020].

[36] Unidad de Planeación Minero Energética -UPME, Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas – IPSE, Universidad Distrital Francisco José de Caldas – UDFJC, Plan de Energización Rural Sostenible para el Departamento del Cundinamarca -PERS Cundinamarca, Bogotá, 2017.

[37] N. Acevedo Valencia, «Cuantificación del Potencial Hidroenergético de Cundinamarca para la Generación Hidroeléctrica como Energía Alternativa,» Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Facultad de Ingeniería, 2017.