

PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS (PCH'S)



**UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE
CALDAS**

*GRUPO DE INVESTIGACION XUÉ
SEMILLERO DE INVESTIGACIÓN BARIÓN*



2020



Convenio Interadministrativo 080 de 2019.
Región Administrativa y de Planeación
Especial RAP-E – Universidad Distrital
Francisco José de Caldas.

Director RAP-E:

- Doctor Fernando Florez Espinoza

Supervisor Convenio:

- Ingeniero Jorge Eduardo Aya Rodríguez
Responsable del eje de
Infraestructura, transporte, logística y
servicios públicos.



Equipo Técnico:

- Alejandra Patarroyo
- César Andrés Rincón Triana
- Alejandro Hurtado Beltrán
- Miguel Ángel Ocaciones
- Jaime Adrián Matéus Ramírez
- Oscar Daniel Guerrero Mora
- José Alexander Ovalle Murcia
- Heguar Stins Goyeneche Mendiavelso

Equipo Específico:

- Wendy Katherine Villarraga Clavijo

Coordinadora Grupo/Semillero de Investigación:

- Nubia Marcela Rodríguez Figueroa

Director Grupo/Semillero de Investigación:

- Ingeniero Andrés Escobar Díaz

Contenido

Introducción	9
Metodología	10
1. Conceptos Base	11
1.1 Definición de Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH).	11
1.2 Historia de las PCH's en Colombia	12
1.3 Componentes Principales de una PCH's	12
1.4 Principio de funcionamiento de la PCH	13
1.5 Clasificación de las PCH's	14
1.6 Etapas de un proyecto de PCH	16
1.7 Estudios en un proyecto de PCH	17
2. Panorama a nivel internacional	18
3. Panorama América y Sur América	23
4. Situación actual de las PCH's en Colombia:	27
5. Panorama Región Central:	28
6. Potencial Energético de PCH's a nivel nacional	38
6.1 Regiones hidrológicas y potencial hidroenergético en la Región Central	39
6.2 PERS Cundinamarca	79
6.2.1 Metodología para reconocimiento del potencial hidroenergético	79
6.2.2 Obtención del potencial hidroenergético	80
7. Marco Legal	84
7.1 Ley 143 De 1994:	84
7.2 Ley 697 de 2001:	85
7.3 Ley 1715 de 2014:	85
7.3 Reglamentación restante:	86
7.4 Proceso para entrada en operación y conexión de un proyecto de PCH:	88
8. Análisis de Barreras	89
8.1 Barreras de Mercado:	89
8.2 Barreras Financieras:	90
8.3 Barreras Institucionales:	90
8.4 Barreras Técnicas:	90
8.5 Barreras Sociales y Ambientales:	90
9. Alcances Técnicos y Ambientales	91

10.	Conclusiones.....	92
11.	Recomendaciones	92
12.	Bibliografía	92
13.	Tabla de entidades y actores	96
14.	Clasificación de referencias.....	97
15.	Regulación	98

Índice de Figuras

<i>Figura 1. Contenido del documento.</i>	10
<i>Figura 2. Partes básicas de una PCH.</i>	12
<i>Figura 3. Proceso de conversión de la energía.</i>	14
<i>Figura 4. Central Hidroeléctrica a filo de agua.</i>	15
<i>Figura 5. Central de pie de presa con sifón.</i>	16
<i>Figura 6. Central integrada a una red de agua.</i>	16
<i>Figura 7 Porcentaje de energías renovables a nivel global.</i>	18
<i>Figura 8 Potencia instalada y capacidad de potencial a nivel continental.</i>	19
<i>Figura 9 Porcentaje de potencia instalada en cada continente.</i>	19
<i>Figura 10 Porcentaje de capacidad de potencial en cada región.</i>	20
<i>Figura 11. Capacidad Instalada para PCH's (MW).</i>	22
<i>Figura 12. Identificación de potencial para PCH's (MW).</i>	23
<i>Figura 13. Capacidad instalada para PCH's en cada región de América (MW).</i>	24
<i>Figura 14. Capacidad de potencial para PCH's en cada región de América (MW).</i>	24
<i>Figura 15. Capacidad instalada de PCH's en América.</i>	25
<i>Figura 16. Capacidad de potencial de PCH's en América.</i>	25
<i>Figura 17 Potencia instalada y capacidad de potencial en Suramérica.</i>	26
<i>Figura 18 Potencia instalada y sin desarrollar por países.</i>	26
<i>Figura 19. PCH's en cada departamento.</i>	28
<i>Figura 20. PCH's en el departamento de Cundinamarca.</i>	30
<i>Figura 21. PCH's en el departamento de Tolima.</i>	31
<i>Figura 22. PCH's en la ciudad de Bogotá.</i>	31
<i>Figura 23. Capacidad Instalada en la Región Central.</i>	32
<i>Figura 24. Número de proyectos registrados con su respectiva fase de avance del proyecto en la Región Central.</i>	33
<i>Figura 25. Número de proyectos totales registrados por departamento en la Región Central.</i>	33
<i>Figura 26. Capacidad de potencia para la Región Central según fase de desarrollo de los proyectos [MW].</i>	34
<i>Ilustración 27. Capacidad de potencia en la totalidad de proyectos registrados por departamento de la Región Central.</i>	34
<i>Figura 28. Potencial hidroenergético a nivel nacional.</i>	40
<i>Figura 29. Potencial hidroenergético Magdalena – Cauca.</i>	41
<i>Figura 30. Potencial hidroenergético Orinoco.</i>	42
<i>Figura 31. Potencial hidroenergético en Amazonas.</i>	43
<i>Figura 32. Potencial Hidroenergético de Cundinamarca y Bogotá. Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23].</i>	44
<i>Figura 33. Potencial hidroenergético en Cundinamarca mayor a 100.000 kW.</i>	45
<i>Figura 34. Potencial hidroenergético en Cundinamarca para el rango de 20.000 a 100.000 kW.</i>	45

<i>Figura 35. Potencial hidroenergético en Cundinamarca para el rango de 5.000 a 20.000 kW.</i>	46
<i>Figura 36. Potencial hidroenergético en Cundinamarca de 500 a 5.000 kW.</i>	47
<i>Figura 37. Potencial hidroenergético en Cundinamarca de 0 a 500 kW.</i>	47
<i>Figura 38. Potencial hidroenergético en la ciudad de Bogotá.</i>	48
<i>Figura 39. Potencial hidroenergético de Boyacá.</i>	49
<i>Figura 40. Potencial hidroenergético de Boyacá mayor a 100.000 kW.</i>	50
<i>Figura 41. Potencial hidroenergético de Boyacá de 20.000 a 100.000 kW.</i>	51
<i>Figura 42. Potencial hidroenergético de Boyacá de 5.000 a 20.000 kW.</i>	52
<i>Figura 43. Potencial hidroenergético de Boyacá de 500 a 5.000 kW.</i>	53
<i>Ilustración 44. Potencial hidroenergético de Boyacá de 0 a 500 kW.</i>	53
<i>Figura 45. Potencial Hidroenergético de Tolima.</i>	54
<i>Figura 46. Potencial hidroenergético en Meta.</i>	55
<i>Figura 47. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 200 metros desde el punto de captación hasta casa de máquinas.</i>	56
<i>Figura 48. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 1 kilómetro desde el punto de captación hasta casa de máquinas.</i>	57
<i>Figura 49. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 5 kilómetros desde el punto de captación hasta casa de máquinas.</i>	58
<i>Figura 50. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 200 metros en el departamento de Cundinamarca.</i>	59
<i>Figura 51. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 1 kilómetro en el departamento de Cundinamarca.</i>	59
<i>Figura 52. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 5 kilómetros en el departamento de Cundinamarca y la ciudad de Bogotá.</i>	59
<i>Figura 53. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 200 metros en el departamento de Boyacá.</i>	60
<i>Figura 54. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 1 kilómetro en el departamento de Boyacá.</i>	60
<i>Figura 55. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 5 kilómetros en el departamento de Boyacá.</i>	60
<i>Ilustración 56. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 200 metros en el departamento de Tolima.</i>	61
<i>Figura 57. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 1 kilómetro en el departamento de Tolima.</i>	61
<i>Figura 58. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 5 kilómetros en el departamento de Tolima.</i>	61
<i>Figura 59. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 200 metros en el departamento del Meta.</i>	62
<i>Figura 60. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 1 kilómetro en el departamento del Meta.</i>	62
<i>Figura 61. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 5 kilómetros en el departamento del Meta.</i>	62
<i>Figura 62. Posibles sitios de ubicación para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.</i>	64
<i>Figura 63. Posibles sitios de ubicación para Mini Centrales Hidroeléctricas.</i>	65

<i>Figura 64. Posibles sitios de ubicación para Micro Centrales Hidroeléctricas.</i>	<i>66</i>
<i>Figura 65. Posibles sitios de ubicación para Pico Centrales Hidroeléctricas.</i>	<i>67</i>
<i>Figura 66. Sitios de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en Cundinamarca. [MW].....</i>	<i>68</i>
<i>Figura 67. Sitios de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en Cundinamarca.</i>	<i>69</i>
<i>Figura 68. . Sitios de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en Cundinamarca.</i>	<i>70</i>
<i>Figura 69. Sitios de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en Boyacá. [MW].....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 70. Sitios de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en Boyacá.</i>	<i>72</i>
<i>Figura 71. Sitios de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en Boyacá.</i>	<i>73</i>
<i>Figura 72. Sitios de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en Meta. [MW]</i>	<i>74</i>
<i>Figura 73. Sitios de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en Meta.</i>	<i>76</i>
<i>Figura 74. Sitios de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en Meta.</i>	<i>78</i>
<i>Figura 75. Diagrama de proceso, desarrollo de la metodología para el reconocimiento del potencial hidroenergético.</i>	<i>80</i>
<i>Figura 76. Mapa de aprovechamiento del recurso hidroenergético para cada uno de los tipos de pequeñas centrales en Cundinamarca.</i>	<i>84</i>

Índice de Tablas

<i>Tabla 1. Clasificación de PCH's por salto en metros.</i>	<i>15</i>
<i>Tabla 2. Desarrollo de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas para cada región a nivel mundial.</i>	<i>21</i>
<i>Tabla 3. Países con mayor desarrollo de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. (<10MW)</i>	<i>21</i>
<i>Tabla 4. Las cinco principales regiones, subregiones y países involucrados en el desarrollo de las pequeñas centrales hidroeléctricas (<10MW)</i>	<i>22</i>
<i>Tabla 5. PCH's a nivel nacional que están conectadas al SIN.</i>	<i>27</i>
<i>Tabla 6 PCH's en la Región Central de la RAPE.</i>	<i>30</i>
<i>Tabla 7. Proyectos en desarrollo en el departamento de Boyacá.</i>	<i>35</i>
<i>Tabla 8. Proyectos en desarrollo en el departamento de Cundinamarca.</i>	<i>37</i>
<i>Tabla 9. Proyectos en desarrollo en el departamento del Tolima.</i>	<i>38</i>
<i>Tabla 10. Sitios de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en Cundinamarca.</i>	<i>69</i>
<i>Tabla 11. Sitios de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en Cundinamarca.</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 12. Sitios de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en Cundinamarca.</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 13. Sitios de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en Boyacá.</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 14. Sitios de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en Boyacá.</i>	<i>73</i>
<i>Tabla 15. Sitios de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en Boyacá.</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 16. Sitios de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en Meta.</i>	<i>75</i>
<i>Tabla 17. Sitios de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en Meta.</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 18. Sitios de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en Meta.</i>	<i>79</i>
<i>Tabla 19. Resultados finales del estudio de caudal promedio medio anual en Cundinamarca.</i>	<i>81</i>
<i>Tabla 20. Principales características de las subcuencas en el departamento de Cundinamarca.</i>	<i>82</i>
<i>Tabla 21. Caídas hidráulicas en metros por área hidrográfica en Cundinamarca.</i>	<i>82</i>
<i>Tabla 22. Potencial hidroenergético para las provincias del departamento de Cundinamarca.</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 23. Potencial hidroenergético para la implementación de proyectos con PCH's en Cundinamarca.</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 24. Alcances técnicos y ambientales en las diferentes fases de desarrollo del proyecto.</i>	<i>91</i>

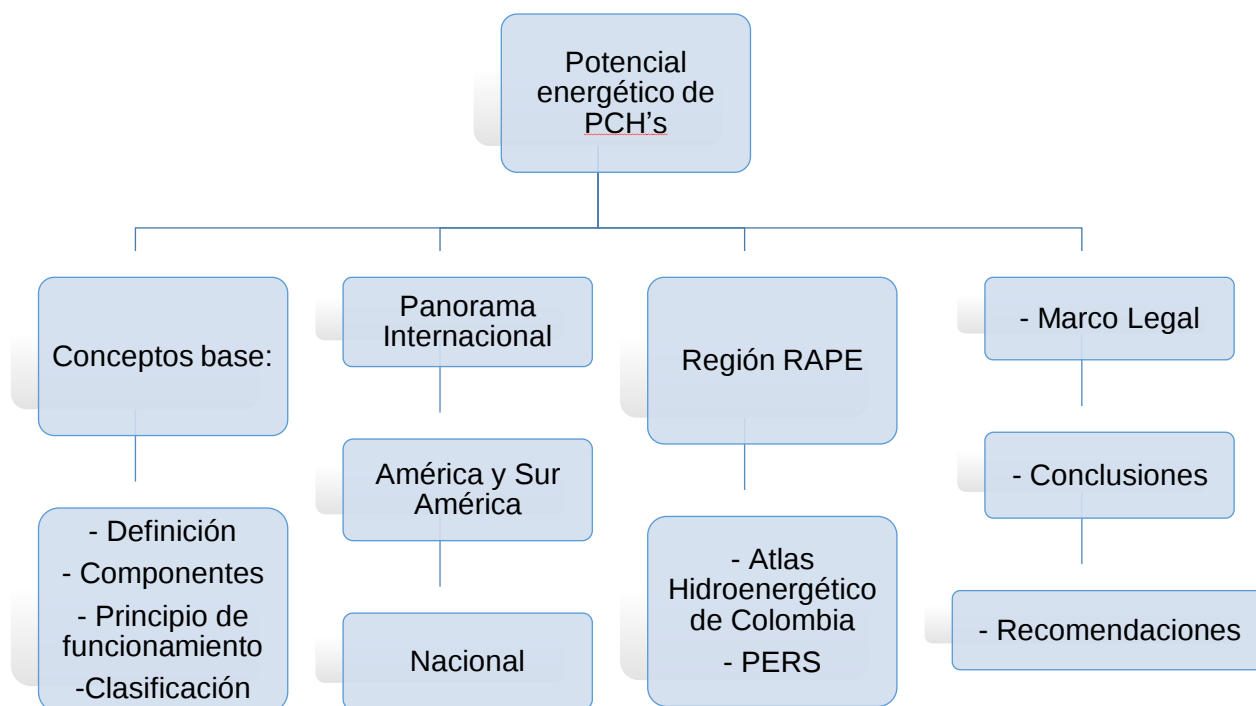
<i>Tabla 25. Entidades y actores importantes para el desarrollo del informe.</i>	<i>97</i>
<i>Tabla 26. Clasificación de las referencias según nivel de importancia.</i>	<i>98</i>
<i>Tabla 27. Regulación relaciona con PCH's a nivel nacional.</i>	<i>99</i>

Introducción

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 [1], por lo que es de vital importancia que sus entes gubernamentales posean información integrada y explícita en temas energéticos, como Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), potencial y matriz energética, que les permitan dar el servicio de energía eléctrica a las poblaciones rurales que no poseen servicio y realizar planes de inversión y desarrollo energético.

A continuación se presenta un documento guía que le permite conocer y evaluar el potencial energético respecto a Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en la Región Central, 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 Sistema Integrado Nacional (SIN) y aquellos que estén en zonas aisladas, así como el análisis de mapas del Atlas Hidroenergético respecto a la región de estudio.

Metodología



*Figura 1. Contenido del documento.
Fuente: Elaboración propia.*

Para llevar a cabo el desarrollo del documento planteado, se siguió una serie de etapas que se describen a continuación:

- Etapa Investigativa:

En esta primera etapa 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, proyectos investigativos de caracterización de potenciales hídricos.

- Etapa de personalización de información:

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, se procedió con el estudio de cada departamento de la Región Central, para eliminar la sobrecarga de la información y extraer la que es relevante.

- Etapa de revisión y socialización:

Por último, se unificó toda la información en el documento donde se especificó el potencial energético respecto a Pequeñas Centrales Hidroeléctricas para la Región Central,

mediante datos y gráficas y sus respectivos análisis, al semillero de investigación BARION para su revisión y corrección. A continuación, se presentó los resultados obtenidos a la comunidad educativa y a la Región Central.

Objetivos Principal:

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

Objetivos Específicos:

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

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. [2]

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. [3]

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. [4]

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. [5]

1.3 Componentes Principales de una PCH's

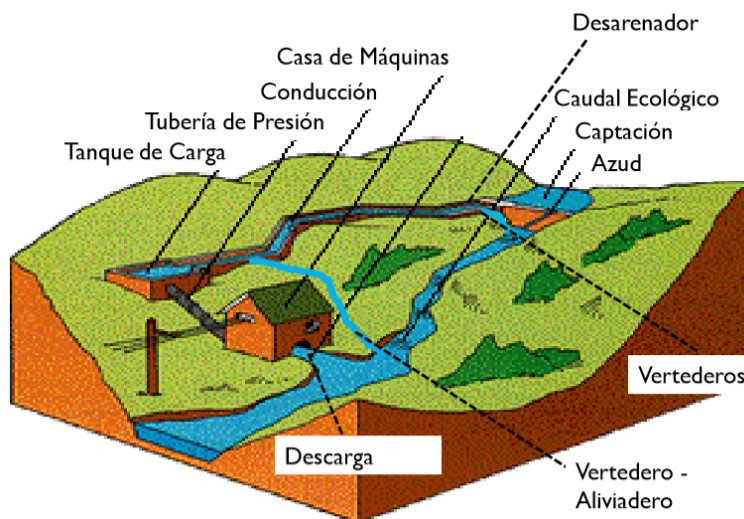


Figura 2. Partes básicas de una PCH.
Fuente: E. Henao. [6]

- **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 sólidos 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 encontrarse 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 transmisión. 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.

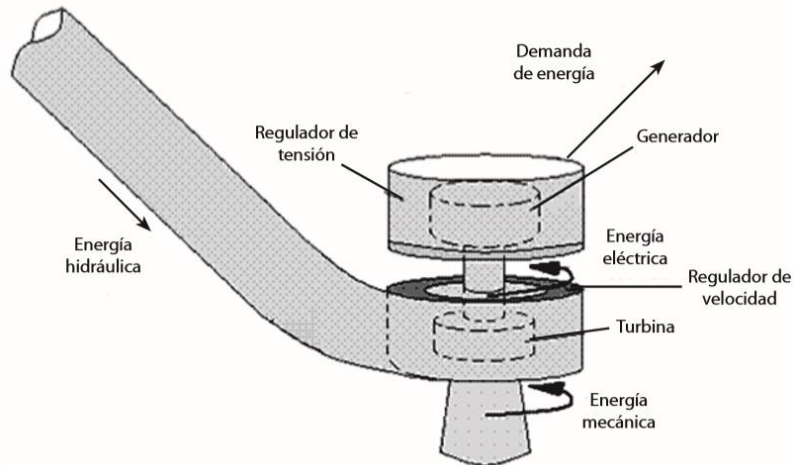


Figura 3. Proceso de conversión de la energía.
Fuente: R. Ortiz. [7]

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). [8]

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 [4]

- **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.

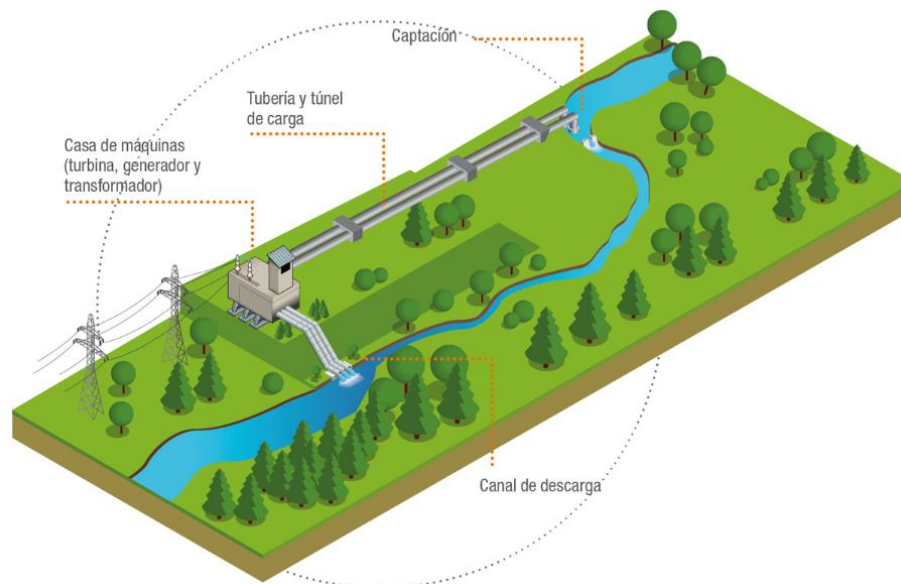


Figura 4. Central Hidroeléctrica a filo de agua.
Fuente: CELSIA S.A. E.S.P. [9]

Centrales de pie de presa: la construcción de una presa requiere de etapas de diseño y construcción que acarreen 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 riego, 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 5, es una solución que no requiere modificaciones en la presa y es de instalación rápida.

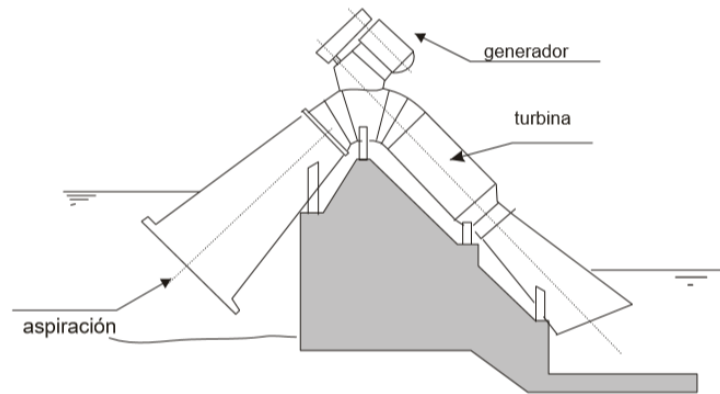


Figura 5. Central de pie de presa con sifón.
Fuente: European Small Hydropower Association - ESHA [10]

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.

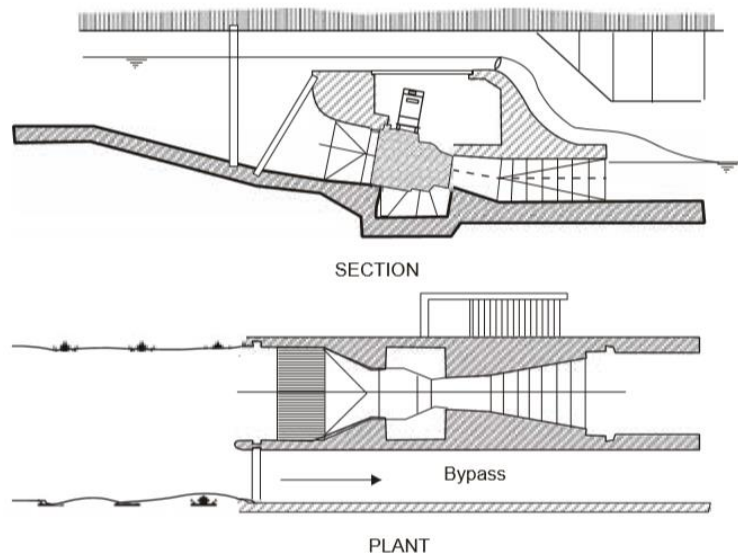


Figura 6. Central integrada a una red de agua.
Fuente: European Small Hydropower Association - ESHA [10]

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. [4] [7] [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.

2. 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) [14]

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 7.

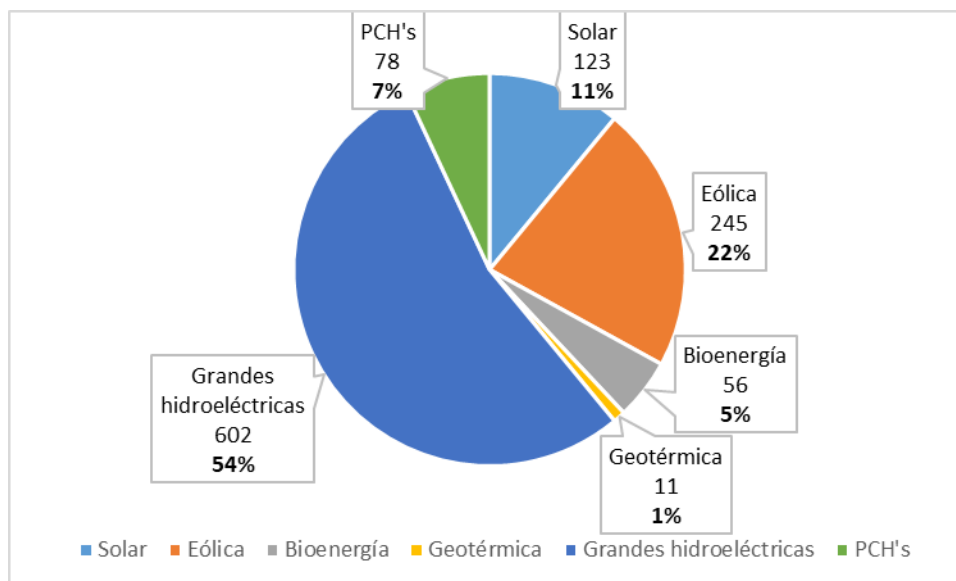


Figura 7 Porcentaje de energías renovables a nivel global.
Fuente: United Nations Industrial Development Organization. 2016 [14]

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 8, Figura 9 e Figura 10).

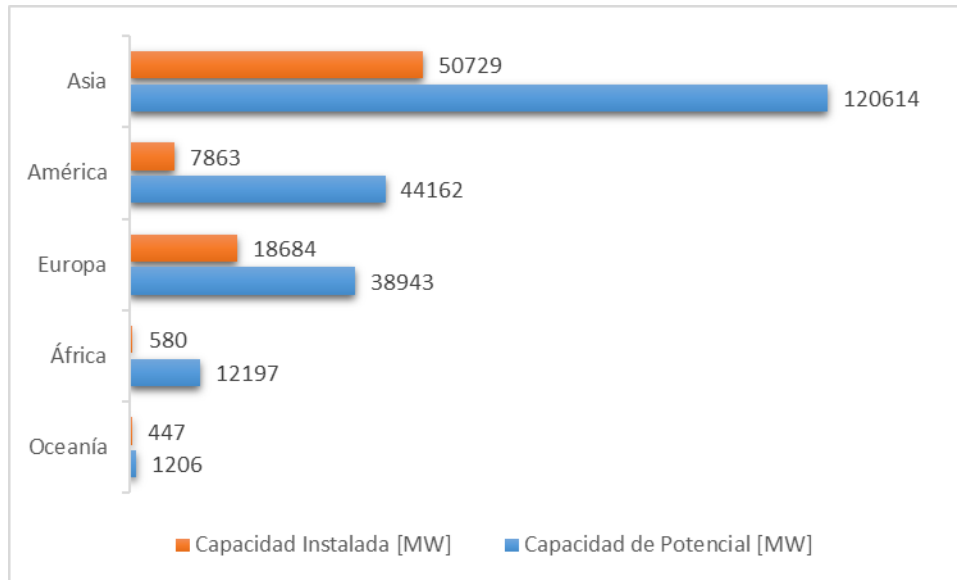


Figura 8 Potencia instalada y capacidad de potencial a nivel continental.
Fuente: United Nations Industrial Development Organization. 2016 [14]

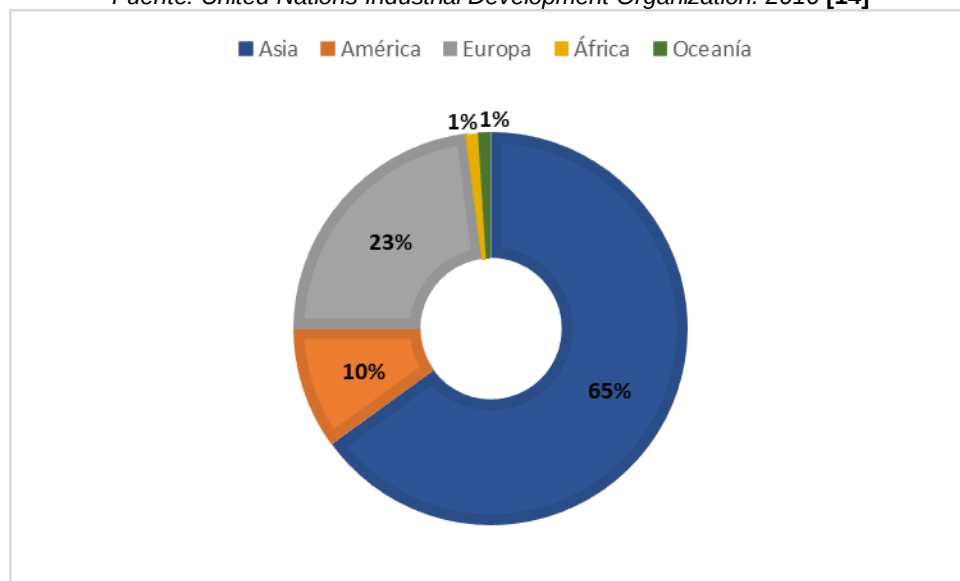


Figura 9 Porcentaje de potencia instalada en cada continente.
Fuente: United Nations Industrial Development Organization. 2016 [14]

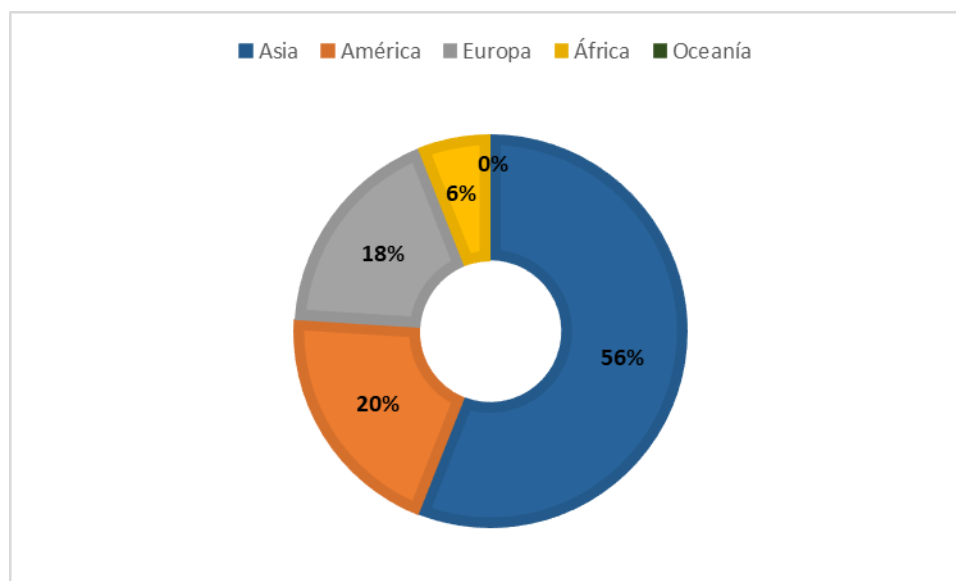


Figura 10 Porcentaje de capacidad de potencial en cada región.
Fuente: United Nations Industrial Development Organization. 2016 [14]

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	Capacidad de	Potencial sin
	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 [14]

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.

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 [14]

En la Tabla 4 se muestra como resumen la clasificación a nivel mundial respecto a la capacidad instalada, capacidad de potencial y al potencial que puede ser desarrollado, es de gran importancia resaltar que Colombia posee el mayor potencial de energía para pequeñas centrales hidroeléctricas sin desarrollar, 24.750 MW. Por último, se evidencia mapas globales en la Figura 11 e Figura 12, 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.

DESARROLLO DE LAS PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS (<10MW)					
Regiones	1	2	3	4	5
Por capacidad	Asia	Europa	América	África	Oceanía

instalada (MW)	50.729 MW	18.684 MW	7.863 MW	580 MW	447
Por capacidad de potencial (MW)	Asia 120.614 MW	América 44.162 MW	Europa 38.943 MW	África 12.197 MW	Oceanía 1.206 MW
Por potencial sin desarrollar (MW)	Asia 69.885 MW	América 25.478 MW	Europa 31.080 MW	África 11.617 MW	Oceanía 759 MW
Subregiones	1	2	3	4	5
Por capacidad instalada (MW)	Asia Oriental 43.542 MW	Europa del Sur 6.286 MW	Europa Occidental 6.183 MW	América del Norte 4.798 MW	Europa del Norte 4.292 MW
Por capacidad de potencial (MW)	Asia Oriental 75.335 MW	América del Sur 34.638 MW	Asia del Sur 17.824 MW	Europa del Sur 16.310 MW	Asia Suroriental 13.642 MW
Por potencial sin desarrollar (MW)	América del Sur 32.599 MW	Asia Oriental 31.793 MW	Asia del Sur 14.850 MW	Asia Suroriental 11.302 MW	Europa del Sur 10.024 MW
Países/Ranking	1	2	3	4	5
Por capacidad instalada (MW)	China 39.800 MW	EEUU 3.676 MW	Japón 3.545 MW	Italia 3.173 MW	Noruega 2.242 MW
Por capacidad de potencial (MW)	China 63.500 MW	Colombia 25.000 MW	India 11.914 MW	Japón 10.270 MW	Noruega 7.676 MW
Por potencial sin desarrollar (MW)	Colombia 24.750 MW	China 23.700 MW	India 9.795 MW	Chile 6.825 MW	Japón 6.725 MW

Tabla 4. Las cinco principales regiones, subregiones y países involucrados en el desarrollo de las pequeñas centrales hidroeléctricas (<10MW)

Fuente: United Nations Industrial Development Organization. 2016 [14]

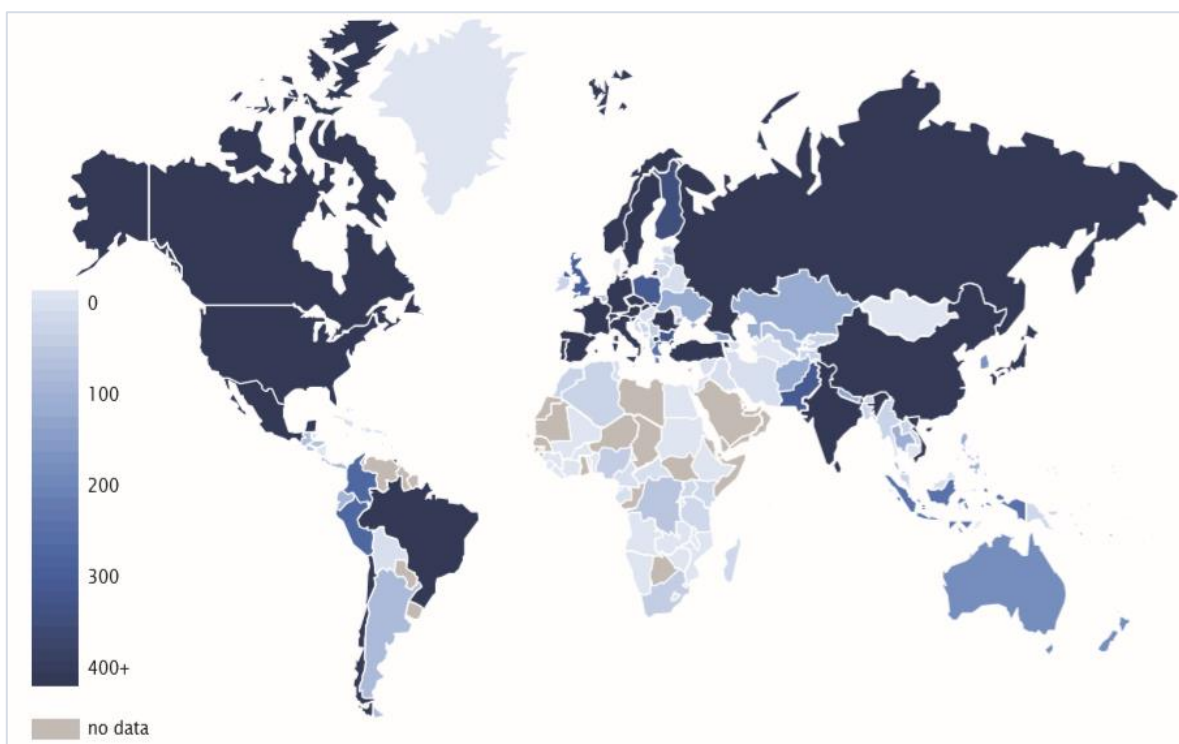


Figura 11. Capacidad Instalada para PCH's (MW).

Fuente: United Nations Industrial Development Organization. 2016 [14]

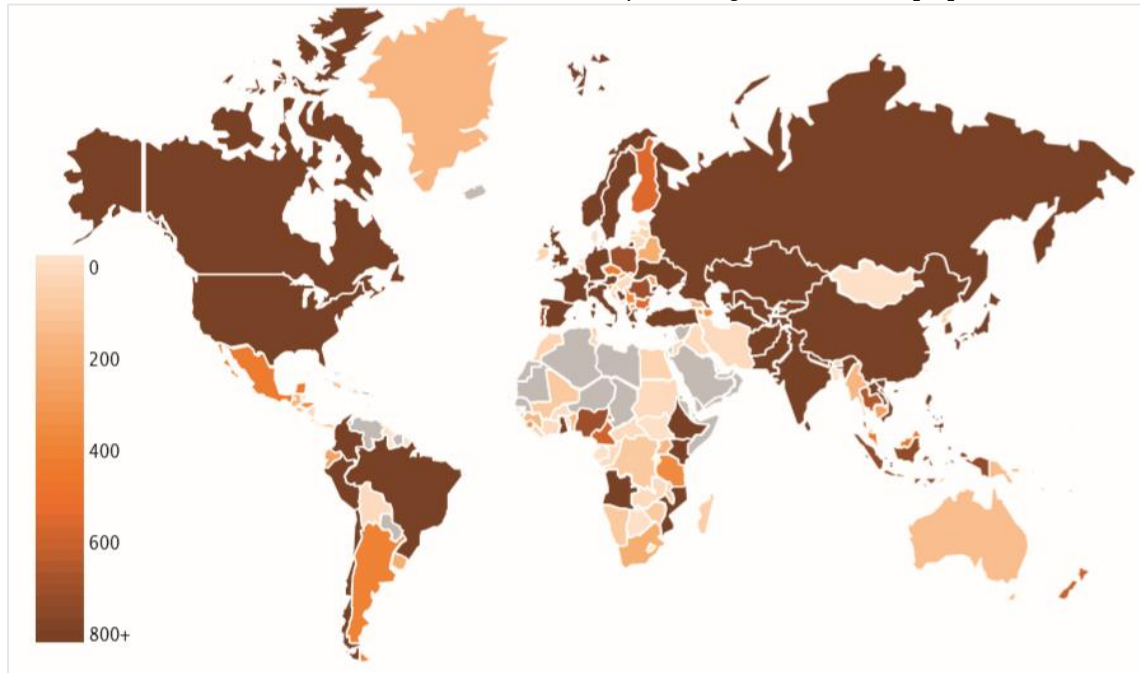


Figura 12. Identificación de potencial para PCH's (MW).

Fuente: United Nations Industrial Development Organization. 2016 [14]

3. Panorama 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.

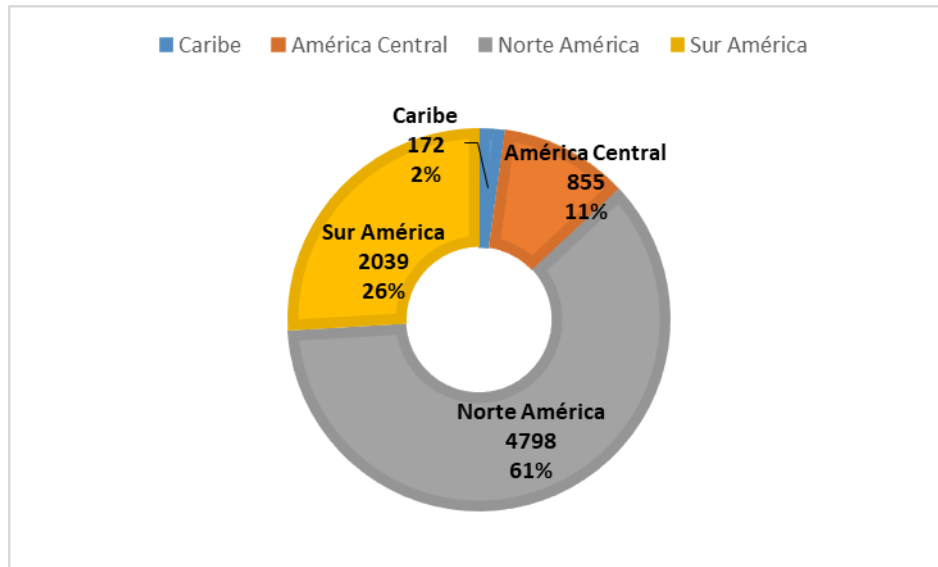


Figura 13. Capacidad instalada para PCH's en cada región de América (MW).
Fuente: United Nations Industrial Development Organization. 2016 [14]

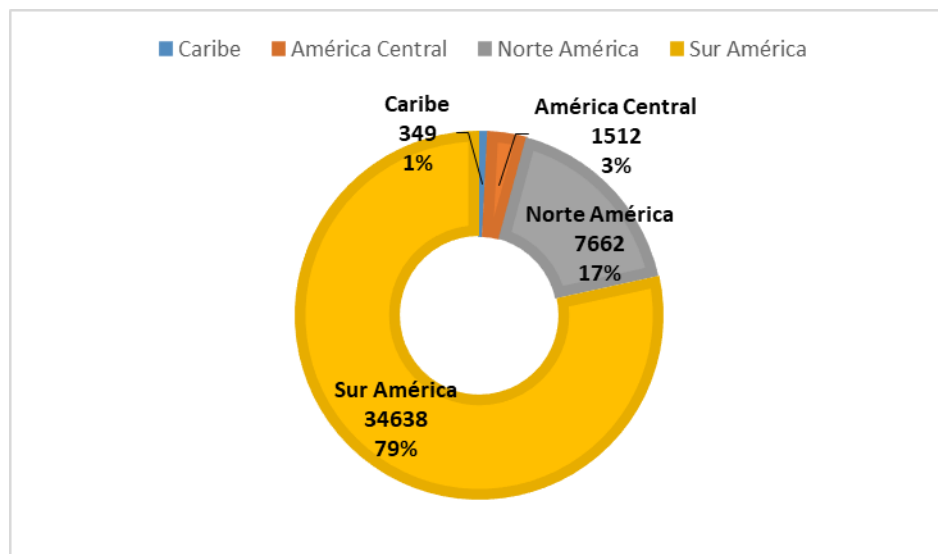


Figura 14. Capacidad de potencial para PCH's en cada región de América (MW).
Fuente: United Nations Industrial Development Organization. 2016 [14]

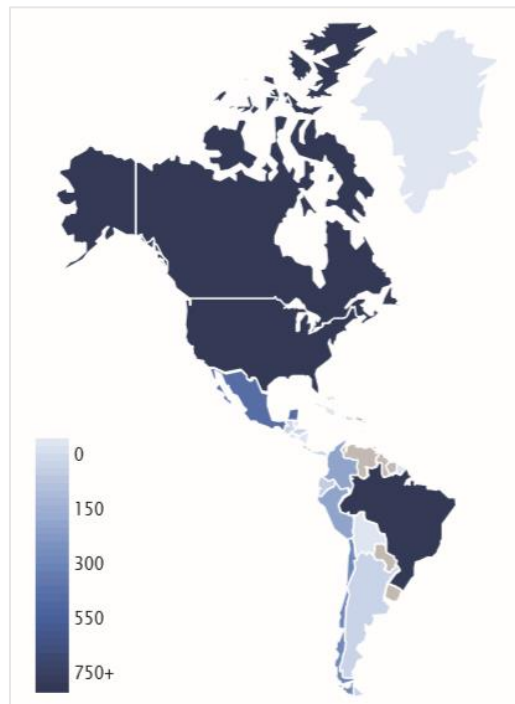


Figura 15. Capacidad instalada de PCH's en América.
Fuente: United Nations Industrial Development Organization. 2016 [14]

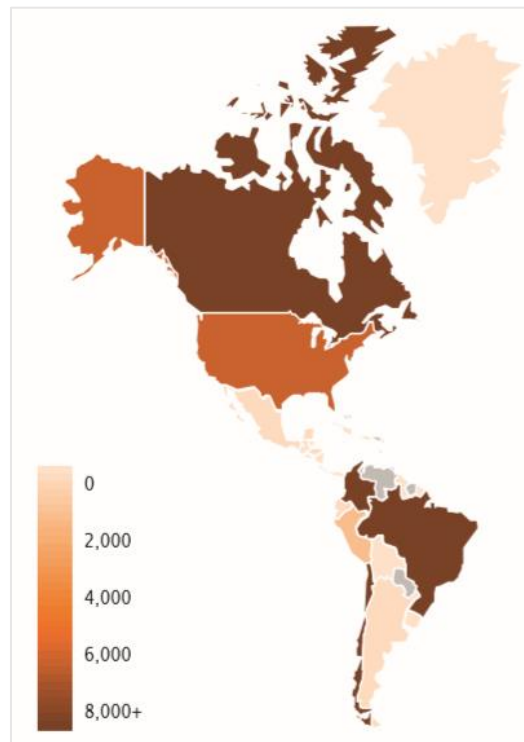


Figura 16. Capacidad de potencial de PCH's en América.
Fuente: United Nations Industrial Development Organization. 2016 [14]

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.

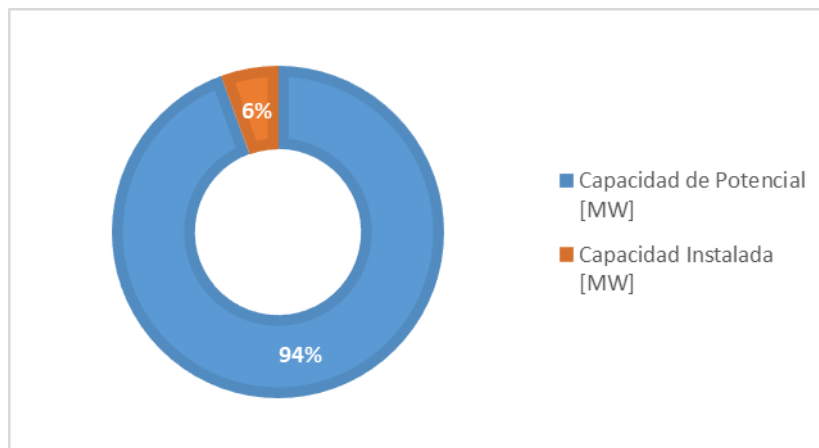


Figura 17 Potencia instalada y capacidad de potencial en Suramérica.
Fuente: United Nations Industrial Development Organization. 2016 [14]

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 18, 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.

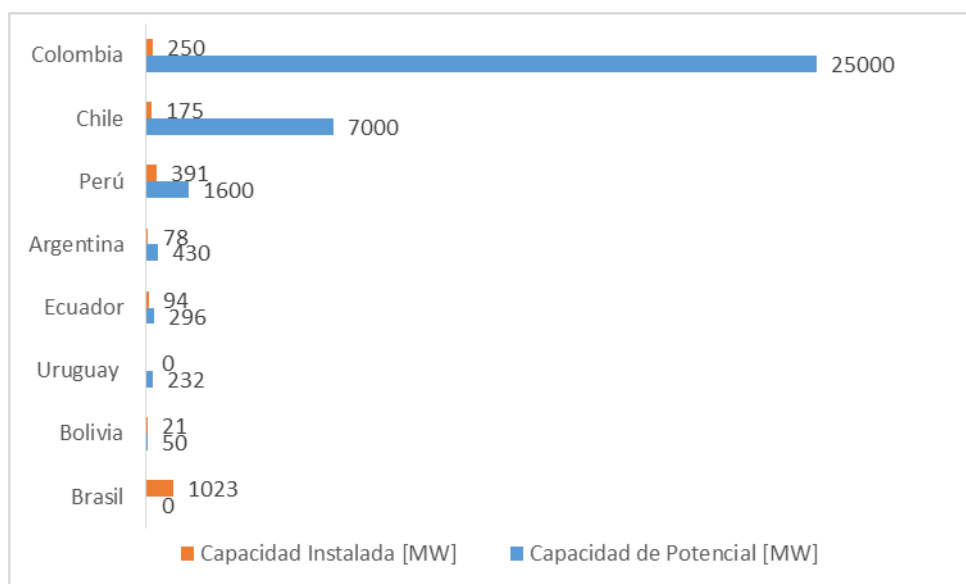


Figura 18 Potencia instalada y sin desarrollar por países.
Fuente: United Nations Industrial Development Organization. 2016 [14]

4. 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 19, 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 [15]

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 5. PCH's a nivel nacional que están conectadas al SIN.
Fuente: PARATEC, UPME. Elaboración propia. 2019 [15]

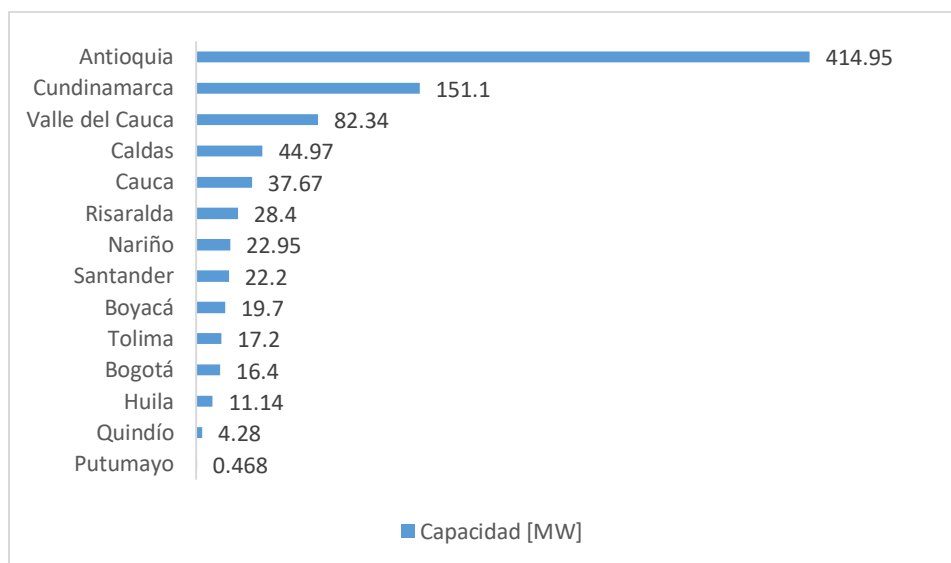


Figura 19. PCH's en cada departamento.
Fuente: PARATEC, XM. Elaboración propia. 2019 [15]

5. 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]	Departamento	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	6/12/200

PCH'S EN LA REGIÓN CENTRAL RAPE CON CONEXIÓN AL SIN				
Agente Operador/Central	Capacidad [MW]	Departamento	Municipio	Fecha de entrada
			Antonio de Tena	3
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 PACIFICO S.A. E.S.P.	5			
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

PCH'S EN LA REGIÓN CENTRAL RAPE CON CONEXIÓN AL SIN				
Agente Operador/Central	Capacidad [MW]	Departamento	Municipio	Fecha de entrada
RIO RECIO	0.3	Tolima	Lérida	1/11/1958
PASTALES	0.7	Tolima	Pastales	18/02/2004

Tabla 6 PCH's en la Región Central de la RAPE.
Fuente: PARATEC, XM. 2019 [15]

- 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.

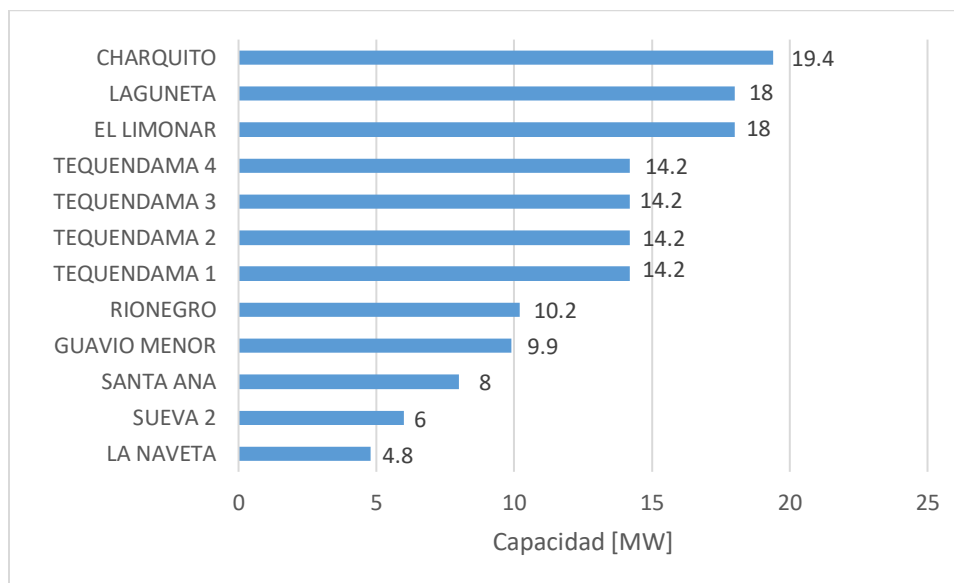


Figura 20. PCH's en el departamento de Cundinamarca.
Fuente: Elaboración propia. 2019

- 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. [16]

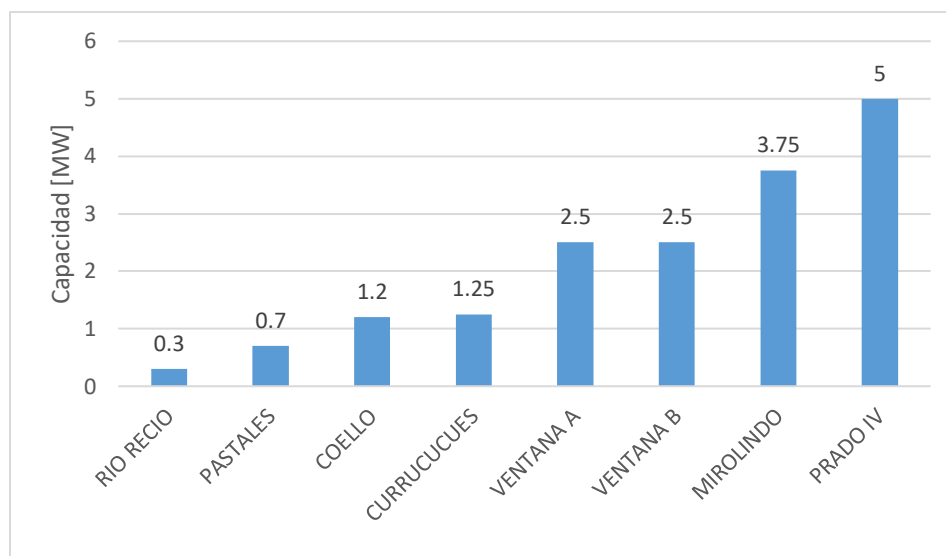


Figura 21. PCH's en el departamento de Tolima.

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. [17] [18]

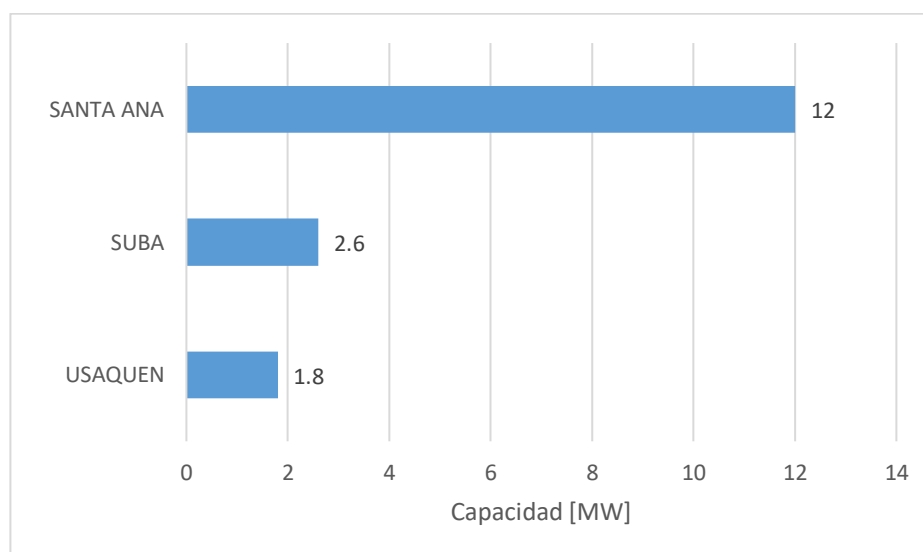
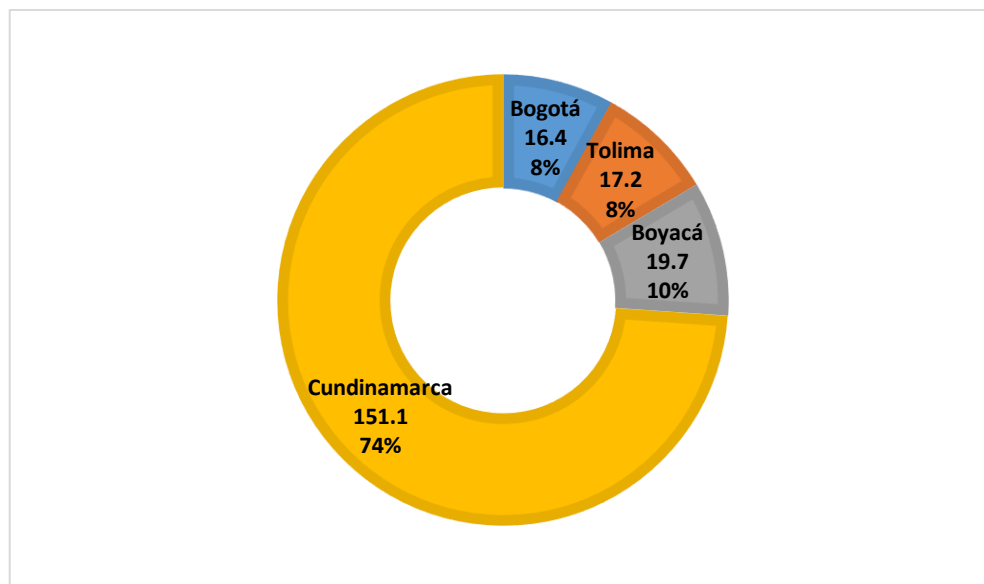


Figura 22. PCH's en la ciudad de Bogotá.

Fuente: Elaboración propia. 2019

Por último, se evidencia en la Figura 23 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 23. Capacidad Instalada en la Región Central.
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. [19]

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. [20]

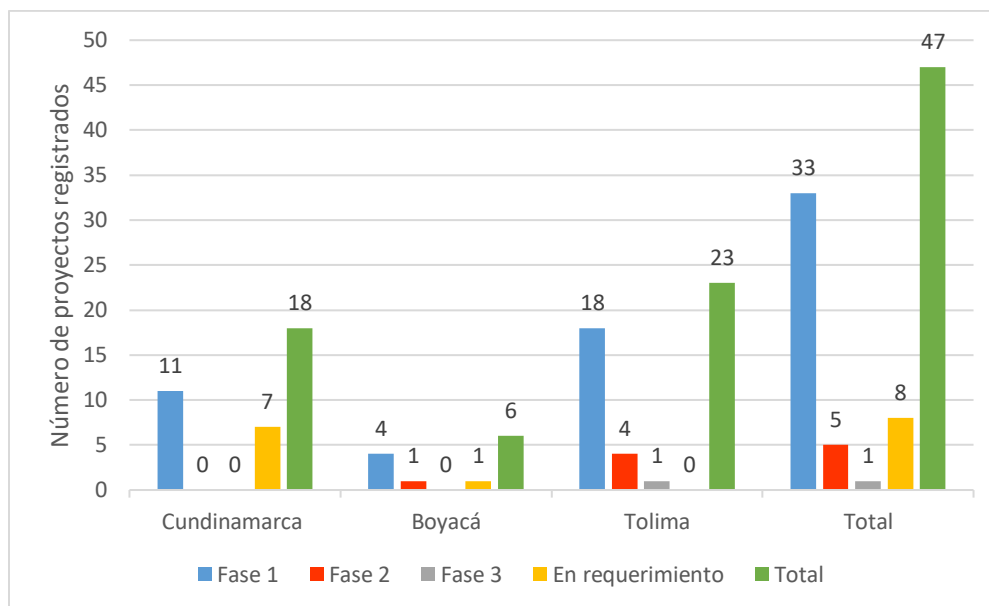


Figura 24. Número de proyectos registrados con su respectiva fase de avance del proyecto en la Región Central.

Fuente: Elaboración propia. 2019

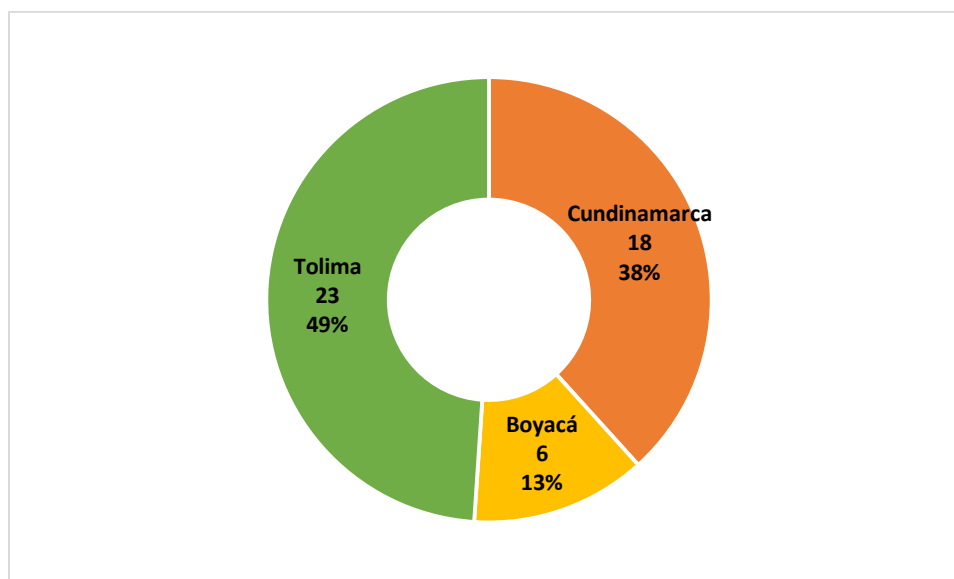


Figura 25. Número de proyectos totales registrados por departamento en la Región Central.

Fuente: Elaboración propia. 2019

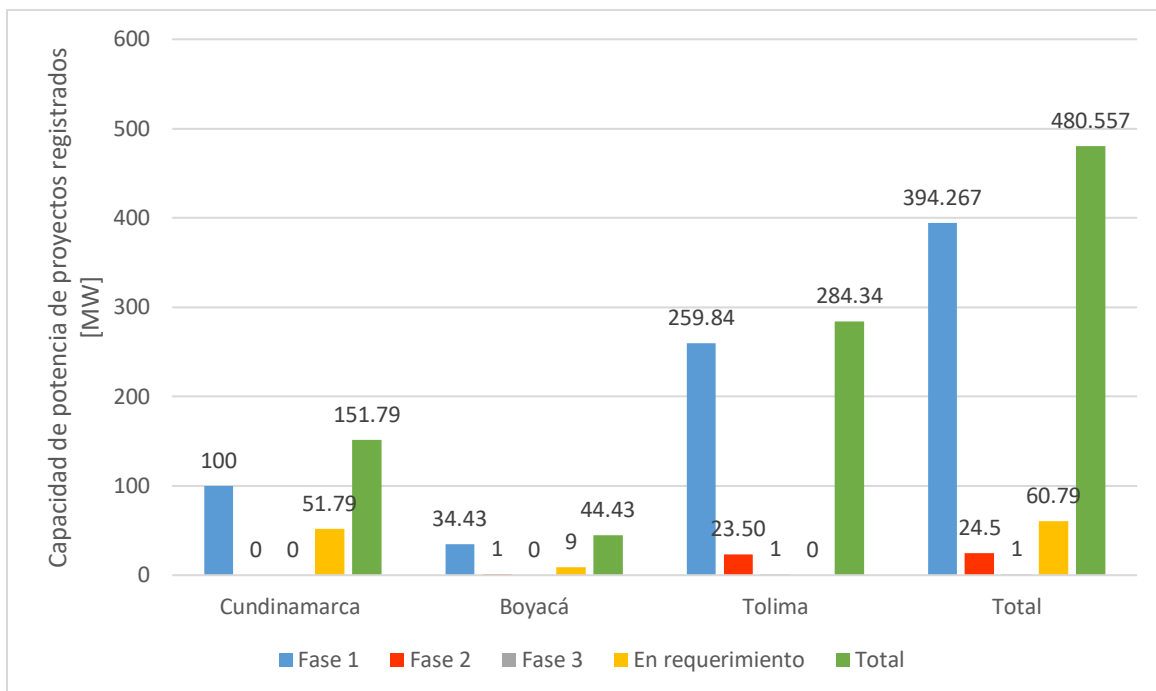


Figura 26. Capacidad de potencia para la Región Central según fase de desarrollo de los proyectos [MW].
Fuente: Elaboración propia. 2019

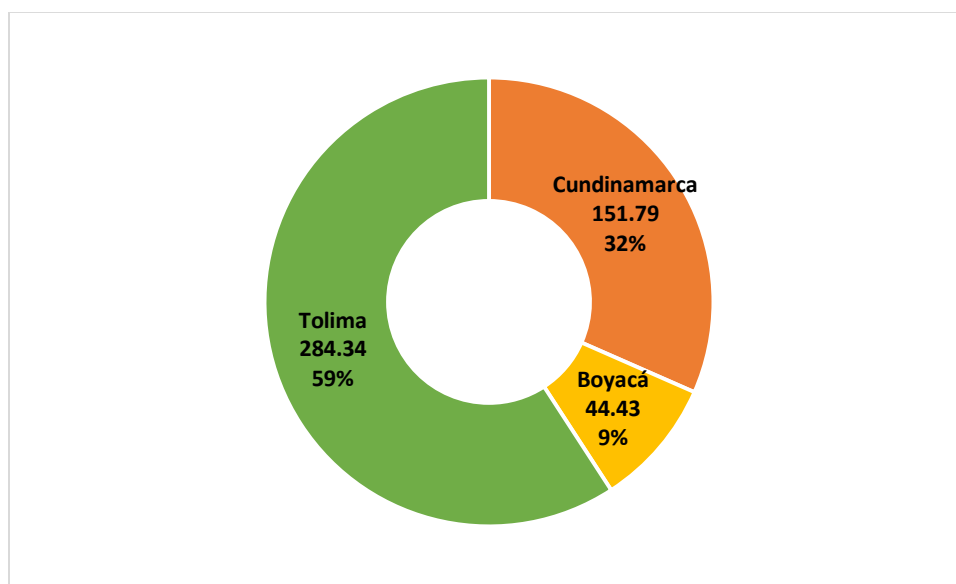


Ilustración 27. Capacidad de potencia en la totalidad de proyectos registrados por departamento de la Región Central.

Fuente: Elaboración propia. 2019

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

Nombre proyecto	Estado	Tecnología	Capacidad MW	Municipio	Nombre promotor
-----------------	--------	------------	--------------	-----------	-----------------

Nombre	Estado	Tecnología	Capacidad	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	Monquirá	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 7. Proyectos en desarrollo en el departamento de Boyacá.
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. 2019 [21]

- 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	INGESERTE C 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.
HC-HUMEA-CUNDINAMARCA	Fase 1	Filo de agua	15.10	Medina	UNIVERSAL STREAM S.A.S.

Nombre Proyecto	Estado	Tecnología	Capacidad	Municipio	Nombre
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 HIDROELÉCTRICA PCH ANAPOIMA	Fase 1	Filo de agua	17.60	El colegio	GESTION Y DISEÑOS ELECTRICOS S.A. - GDEL S.A.
LA VEGA	Fase 1	Filo de agua	8.48	Tibacuy	THOR INVESTMENT S.A.S.

Tabla 8. Proyectos en desarrollo en el departamento de Cundinamarca.
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. 2019 [21]

- 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 TO HIDROELECTRICO RIO RECIO, LOS PANCHES PCH4 – PARTE MEDIA	Fase 1	Filo de agua	14.93	Líbano	DEACIVIL S.A.S.
APROVECHAMIENTO TO 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.
LOS PANCHES PCH3	Fase 1	Filo de agua	14.93	Líbano	DEACIVIL S.A.S.
APROVECHAMIENTO TO 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.

Nombre Proyecto	Estado	Tecnología	Capacidad MW	Municipio	Nombre Promotor
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	HIDROGENE RADORA 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	HIDROTOLIM A SAS ESP
PCH EL MOLINO	Fase 1	Filo de agua	19.90	Líbano	FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLE S S.A.S E.S.P.

Tabla 9. Proyectos en desarrollo en el departamento del Tolima.
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. 2019 [21]

6. Potencial Energético de PCH's a nivel nacional

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.

6.1 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) [8]. 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 28. Potencial hidroenergético a nivel nacional.
Fuente: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales, IDEAM. 2015 [22]



Figura 29. Potencial hidroenergético Magdalena – Cauca.
Fuente: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales, IDEAM. 2015 [22]

- Cundinamarca y Bogotá

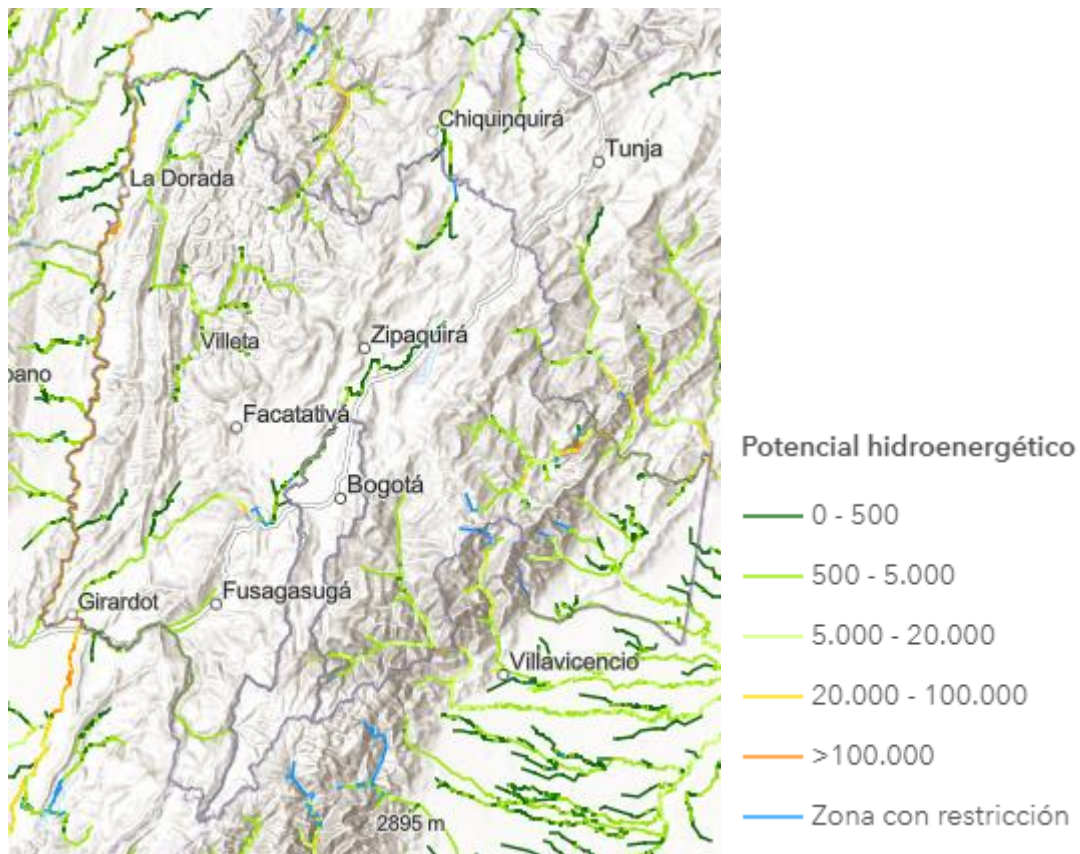


Figura 32. Potencial Hidroenergético de Cundinamarca y Bogotá.

Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

Para el departamento de Cundinamarca en la Figura 33, 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.



Figura 33. Potencial hidroenergético en Cundinamarca mayor a 100.000 kW.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

En el rango de 20.000 a 100.000 kW (Figura 34), 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 34. Potencial hidroenergético en Cundinamarca para el rango de 20.000 a 100.000 kW.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

Respecto al rango de 5.000 a 20.000 kW, en la Figura 35, 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 35. Potencial hidroenergético en Cundinamarca para el rango de 5.000 a 20.000 kW.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

En el rango de 500 a 5.000 kW (Figura 36), 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, Gzaunta 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 Paima), 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).



Figura 36. Potencial hidroenergético en Cundinamarca de 500 a 5.000 kW.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

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).

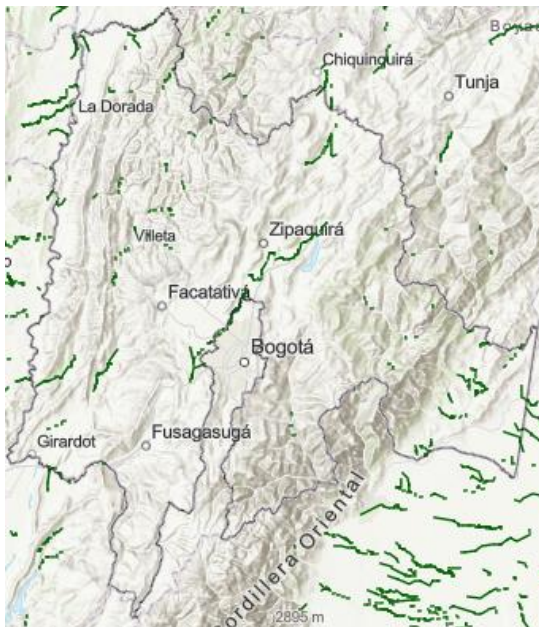


Figura 37. Potencial hidroenergético en Cundinamarca de 0 a 500 kW.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

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 38. Potencial hidroenergético en la ciudad de Bogotá.

Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

- Boyacá

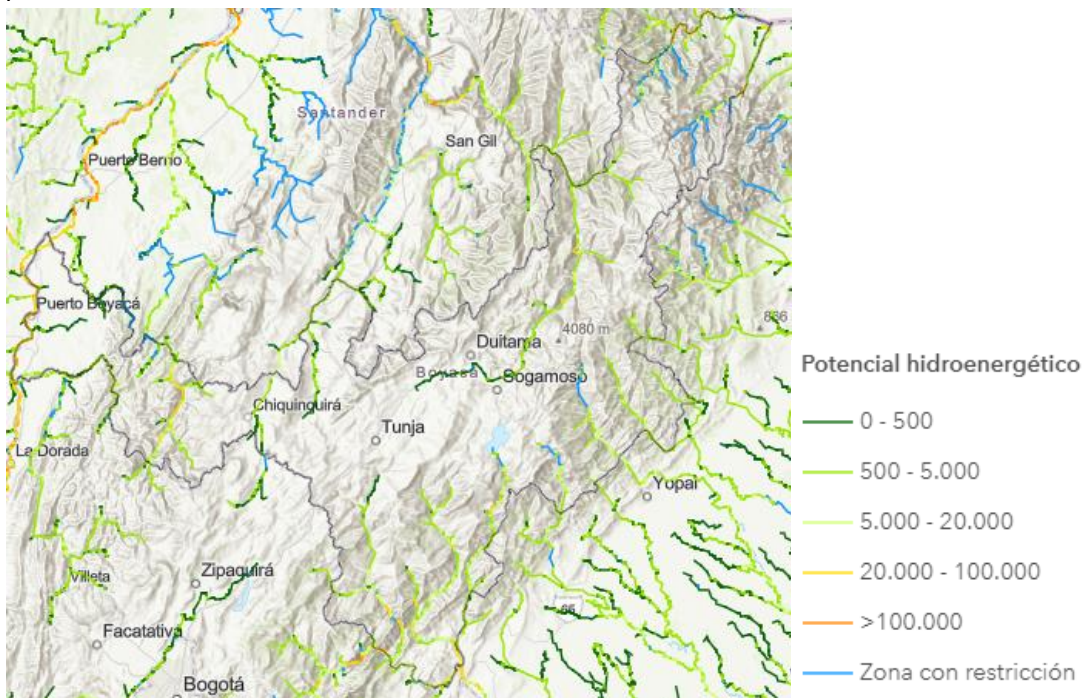


Figura 39. Potencial hidroenergético de Boyacá.

Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

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 40. Potencial hidroenergético de Boyacá mayor a 100.000 kW.

Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

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 (límite departamento de Norte de Santander) y el río Bojaba (límite con el departamento de Arauca).



Figura 41. Potencial hidroenergético de Boyacá de 20.000 a 100.000 kW.

Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

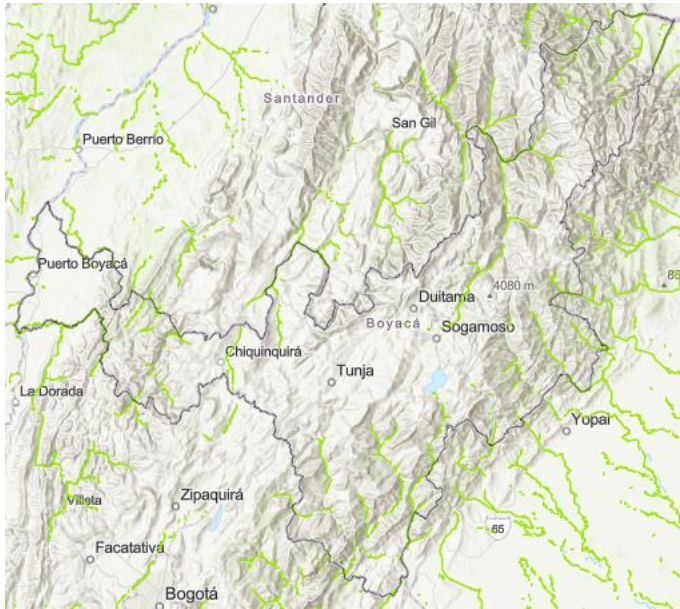
En el siguiente rango de 5.000 a 20.000 kW se tienen grandes áreas en todo el departamento, como lo es el río Negro en límite con el departamento de Cundinamarca, el río Minero atravesando todo el departamento de norte a sur, el río Suarez en límite con el departamento de Santander, el río Chicamocha 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 42. Potencial hidroenergético de Boyacá de 5.000 a 20.000 kW.

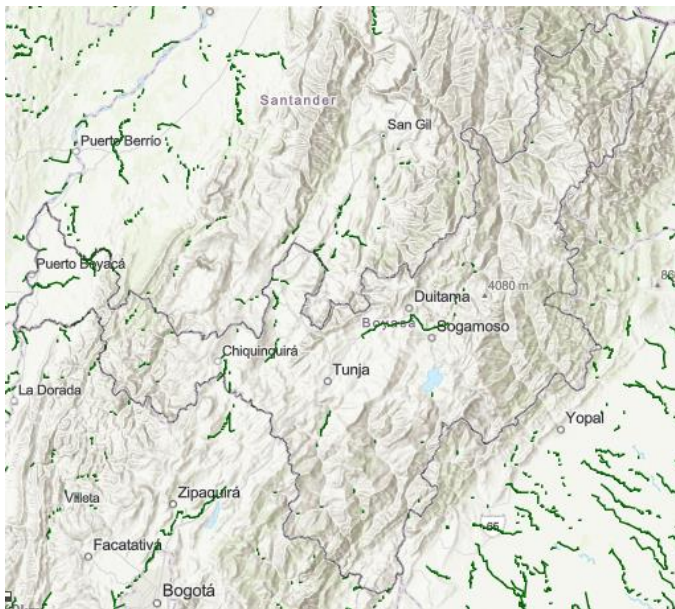
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

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 Leyva, 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 43. Potencial hidroenergético de Boyacá de 500 a 5.000 kW.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]*

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.



*Ilustración 44. Potencial hidroenergético de Boyacá de 0 a 500 kW.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]*

- Tolima

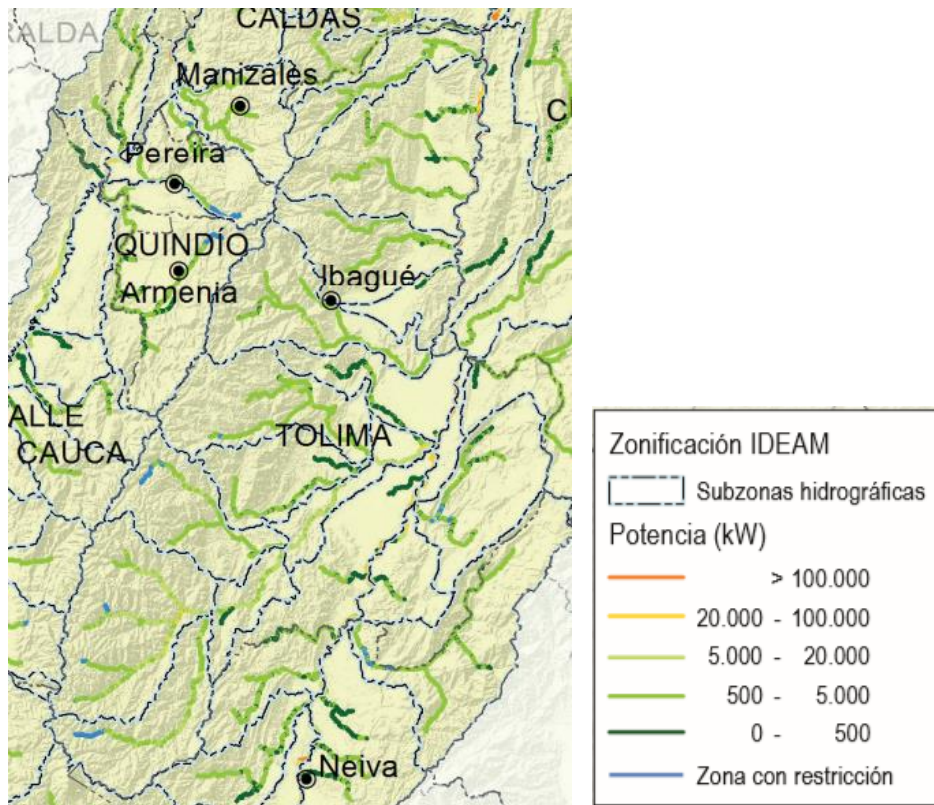


Figura 45. Potencial Hidroenergético de Tolima.
Fuente: Modificación propia.

En la parte norte del departamento del Tolima se puede observar un potencial entre 500 y 5.000 kW mayormente, con algunas pequeñas zonas entre 0 y 500 kW, mientras que la zona suroeste hacia el Valle del Cauca y Cauca se tienen potenciales entre 5.000 y 20.000. Es importante destacar que el departamento es atravesado de sur a norte por el río Magdalena y se observan potenciales entre 20.000 y 100.000 kW, sin embargo, la división de las subzonas hidrográficas propias del mapa, no permite una buena visibilidad del mismo.

- Meta

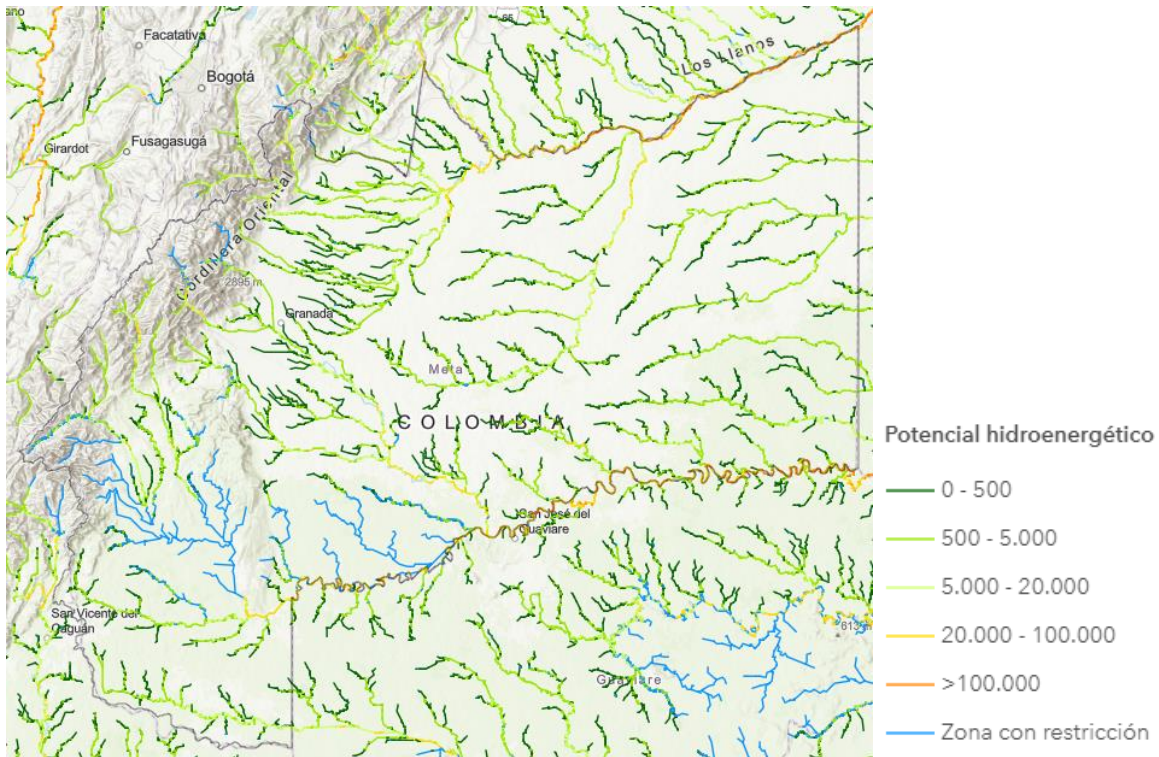


Figura 46. Potencial hidroenergético en Meta.

Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

Para el departamento del Meta se destaca en límites con el departamento del Guaviare un potencial entre 20.000 y 100.000 kW y en algunos lugares mayor a este, debido al río Guaviare. Igualmente hacia el norte, en límites con el departamento de Casanare se observa un potencial mayor de 100.000 kW por el río Meta y en derivación se encuentra el río Manacacías con un potencial entre 20.000 y 100.000 kW, al igual que el río Upía. En límite con Vichada se observa mayormente un potencial de 500 a 5.000 kW. También cabe mencionar en la zona del suroeste del departamento existen grandes zonas con restricción, debido al Parque Nacional Natural Sierra de la Macarena.

A continuación en la Figura 47, Figura 48 y Figura 49 se observa el potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para diferentes longitudes de conducción (L_c), es decir, la longitud horizontal entre la captación y las turbinas, se asumen valores de 0.2, 1 y 5 kilómetros.



Figura 48. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 1 kilómetro desde el punto de captación hasta casa de máquinas.

Fuente: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales, IDEAM. 2015 [22]

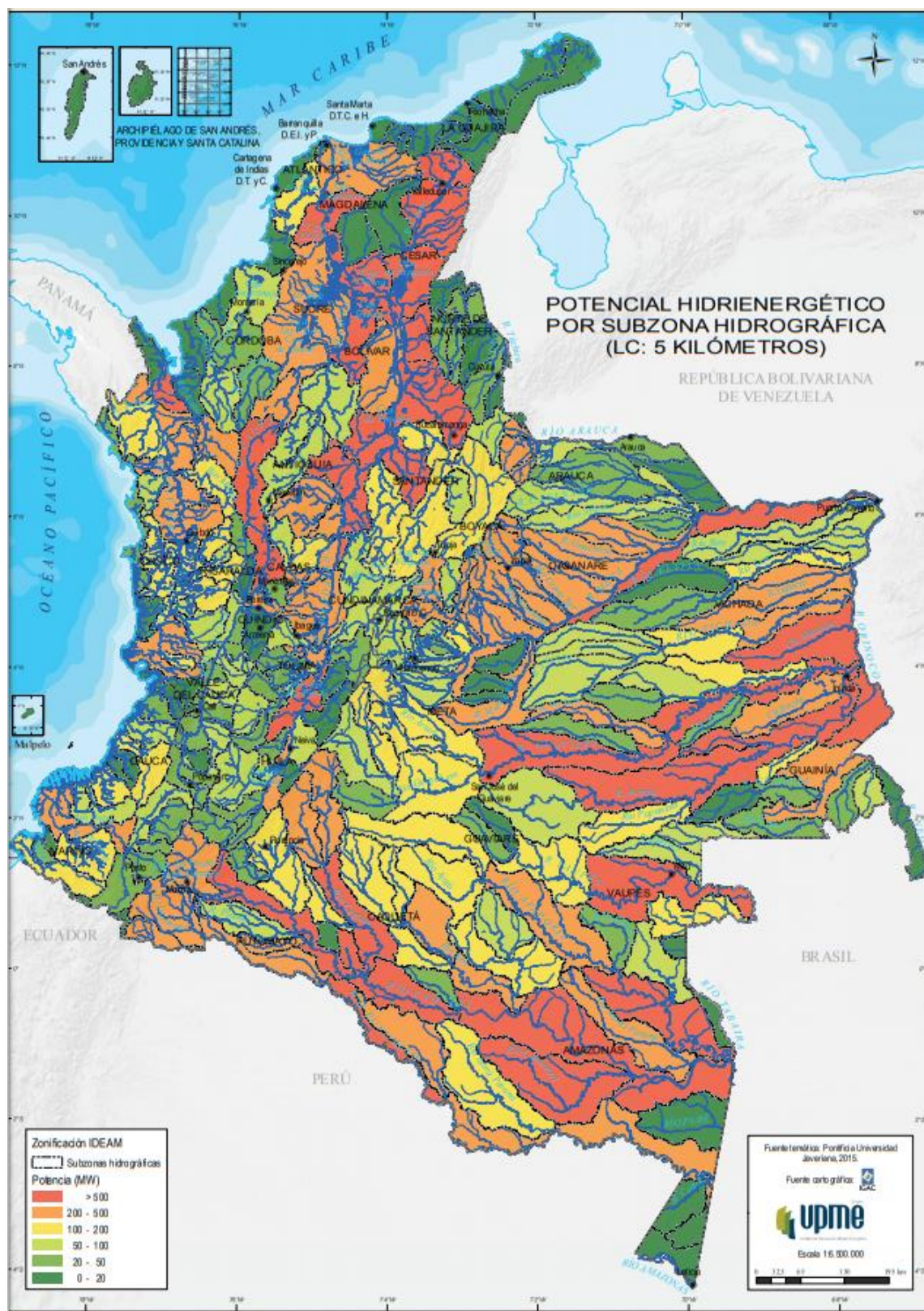


Figura 49. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 5 kilómetros desde el punto de captación hasta casa de máquinas.

Fuente: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales, IDEAM. 2015 [22]

- Cundinamarca y Bogotá

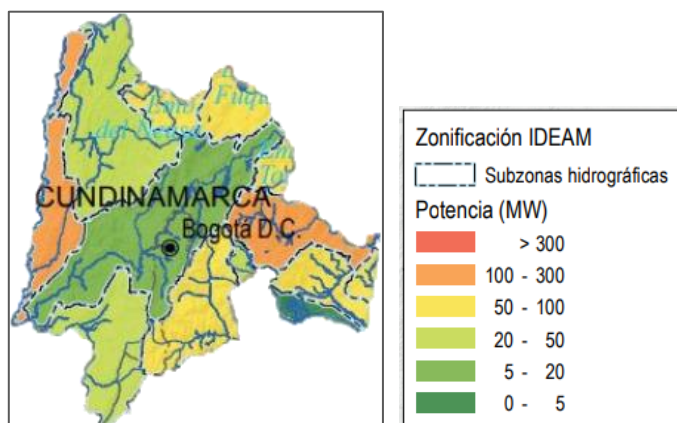


Figura 50. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 200 metros en el departamento de Cundinamarca.
Fuente: Modificación propia.

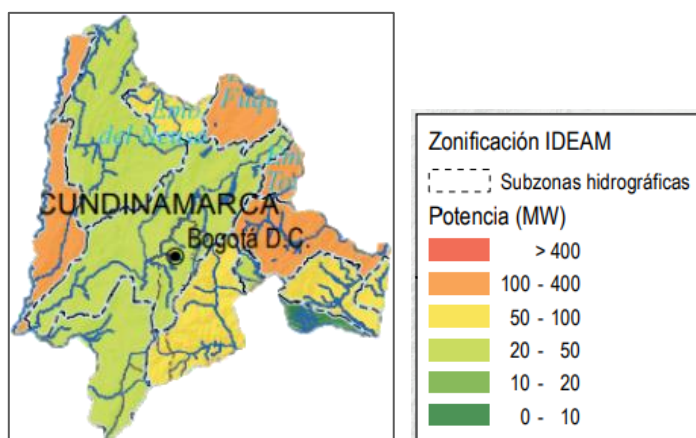


Figura 51. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 1 kilómetro en el departamento de Cundinamarca.
Fuente: Modificación propia.

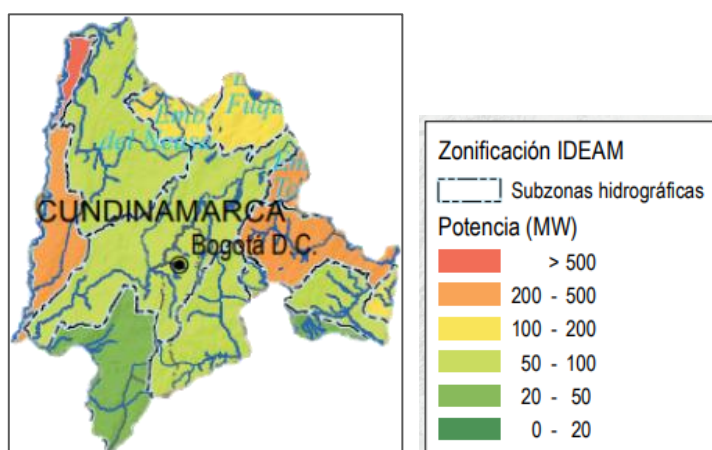


Figura 52. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 5 kilómetros en el departamento de Cundinamarca y la ciudad de Bogotá.
Fuente: Modificación propia.

- Boyacá

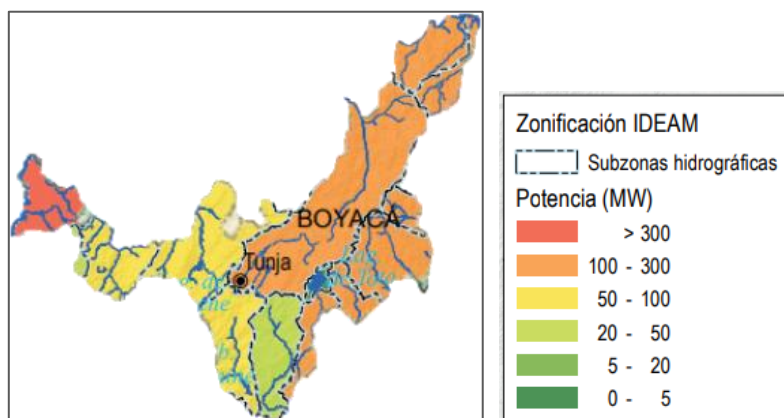


Figura 53. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 200 metros en el departamento de Boyacá.
Fuente: Modificación propia.

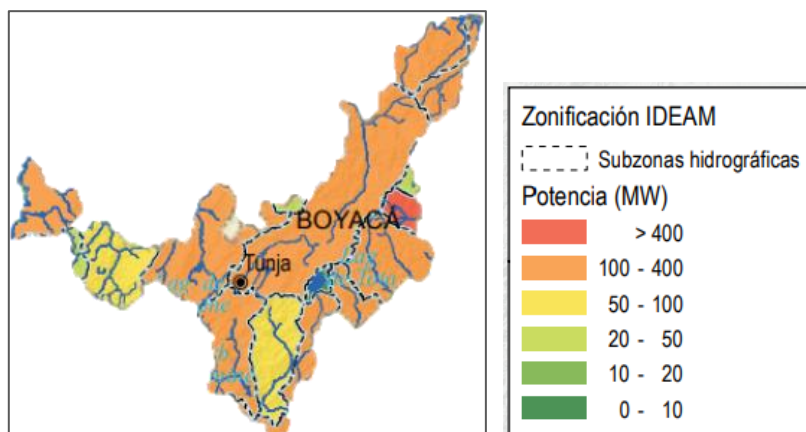


Figura 54. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 1 kilómetro en el departamento de Boyacá.
Fuente: Modificación propia.

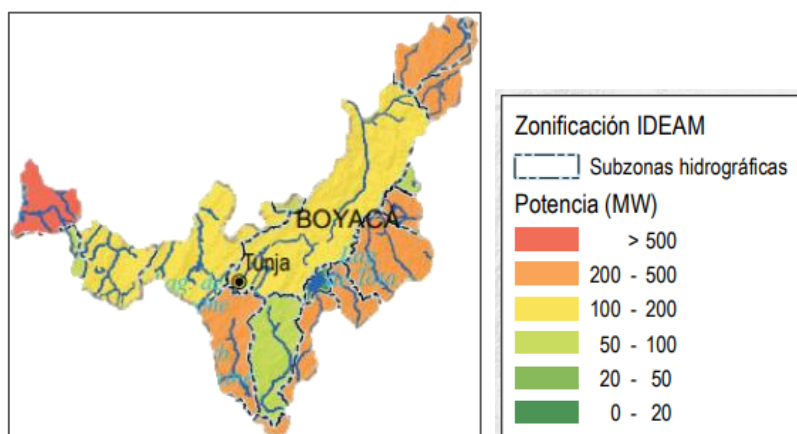


Figura 55. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 5 kilómetros en el departamento de Boyacá.
Fuente: Modificación propia.

- Tolima

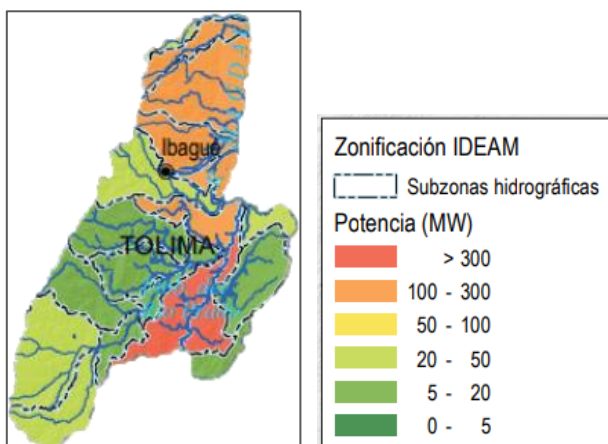


Ilustración 56. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 200 metros en el departamento de Tolima.

Fuente: Modificación propia.

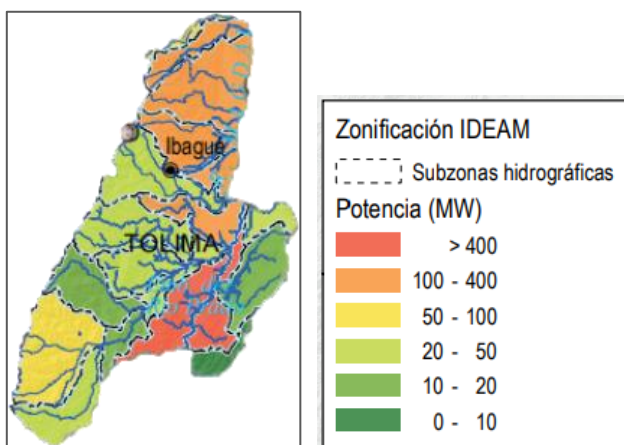


Figura 57. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 1 kilómetro en el departamento de Tolima.

Fuente: Modificación propia.

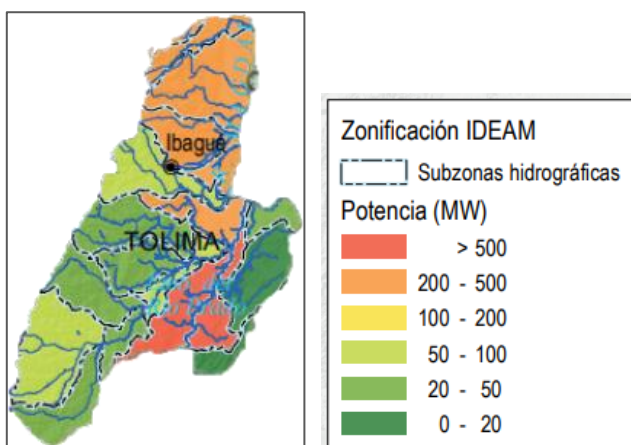


Figura 58. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 5 kilómetros en el departamento de Tolima.

Fuente: Modificación propia.

- Meta

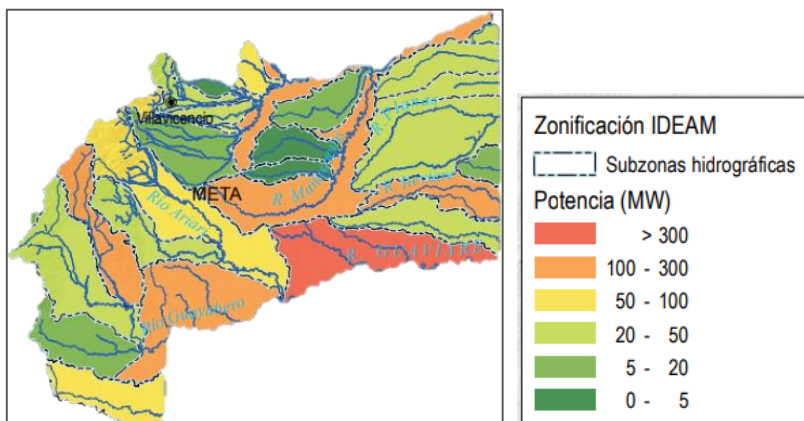


Figura 59. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 200 metros en el departamento del Meta.
Fuente: Modificación propia.

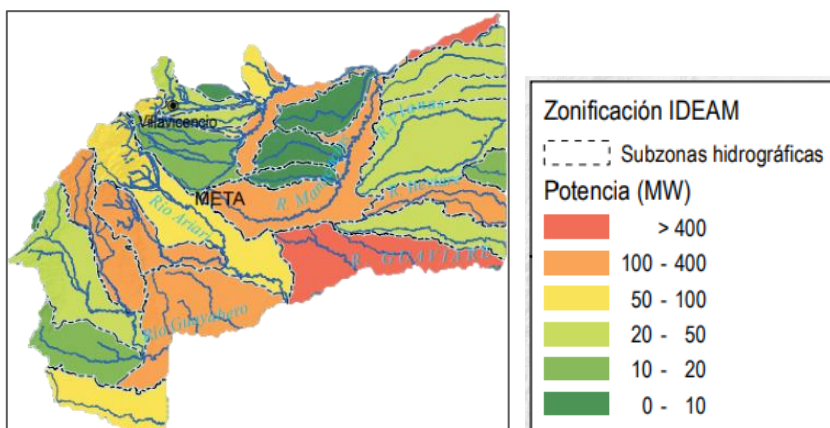


Figura 60. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 1 kilómetro en el departamento del Meta.
Fuente: Modificación propia.

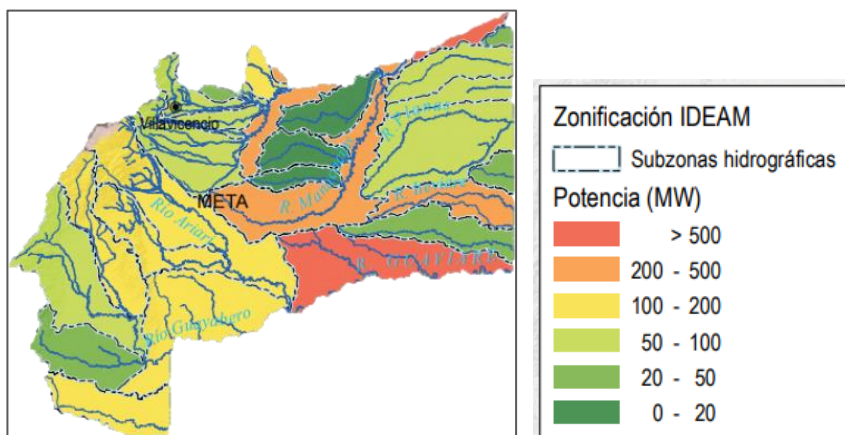


Figura 61. Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica para longitud de conducción de 5 kilómetros en el departamento del Meta.
Fuente: Modificación propia.

Al observar los potenciales hidroenergéticos para el departamento de Cundinamarca en las tres longitudes de conducción, entre la captación del río 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 kilómetro (Figura 50 y Figura 51 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 .

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 59) y 1 kilómetro (Figura 60). En la Figura 61 se observa también una única zona con potencial menor de 20 MW en Puerto López para una longitud de conducción de 5 kilómetros.



Figura 62. Posibles sitios de ubicación para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.
Fuente: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales, IDEAM. 2015 [22]



Figura 63. Posibles sitios de ubicación para Mini Centrales Hidroeléctricas.
Fuente: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales, IDEAM. 2015 [22]



Figura 64. Posibles sitios de ubicación para Micro Centrales Hidroeléctricas.
Fuente: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales, IDEAM. 2015 [22]



Figura 65. Posibles sitios de ubicación para Pico Centrales Hidroeléctricas.
Fuente: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales, IDEAM. 2015 [22]

- Cundinamarca

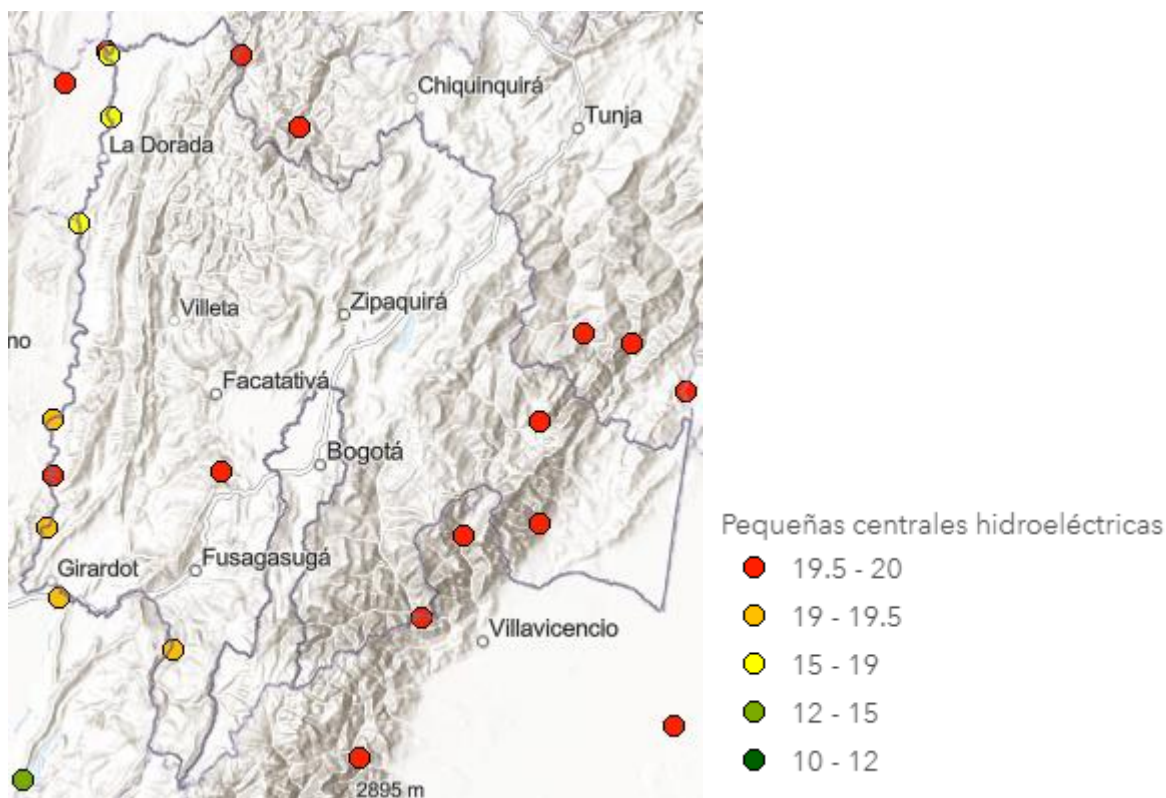


Figura 66. Sitios de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en Cundinamarca. [MW]

Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

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

Tabla 10. Sitios de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en Cundinamarca.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

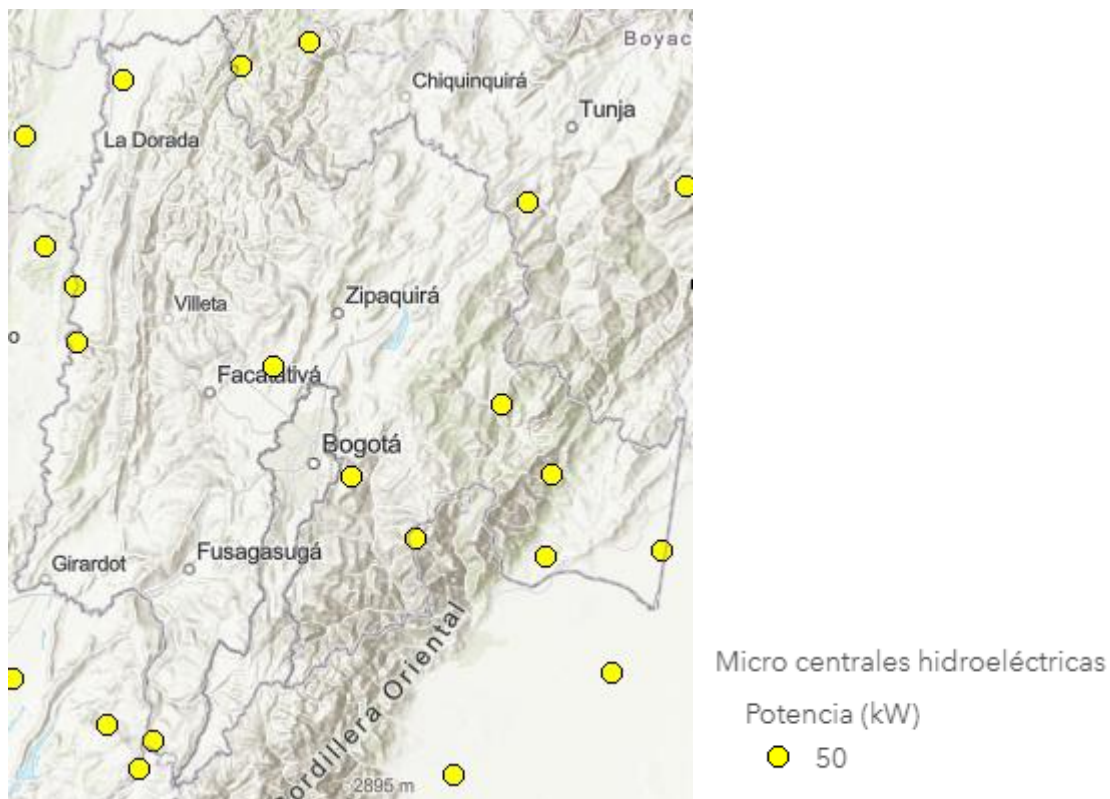


Figura 67. Sitios de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en Cundinamarca.

Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

MUNICIPIO	POTENCIA [kW]	RÍO
-----------	---------------	-----

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

Tabla 11. Sitios de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en Cundinamarca.

Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

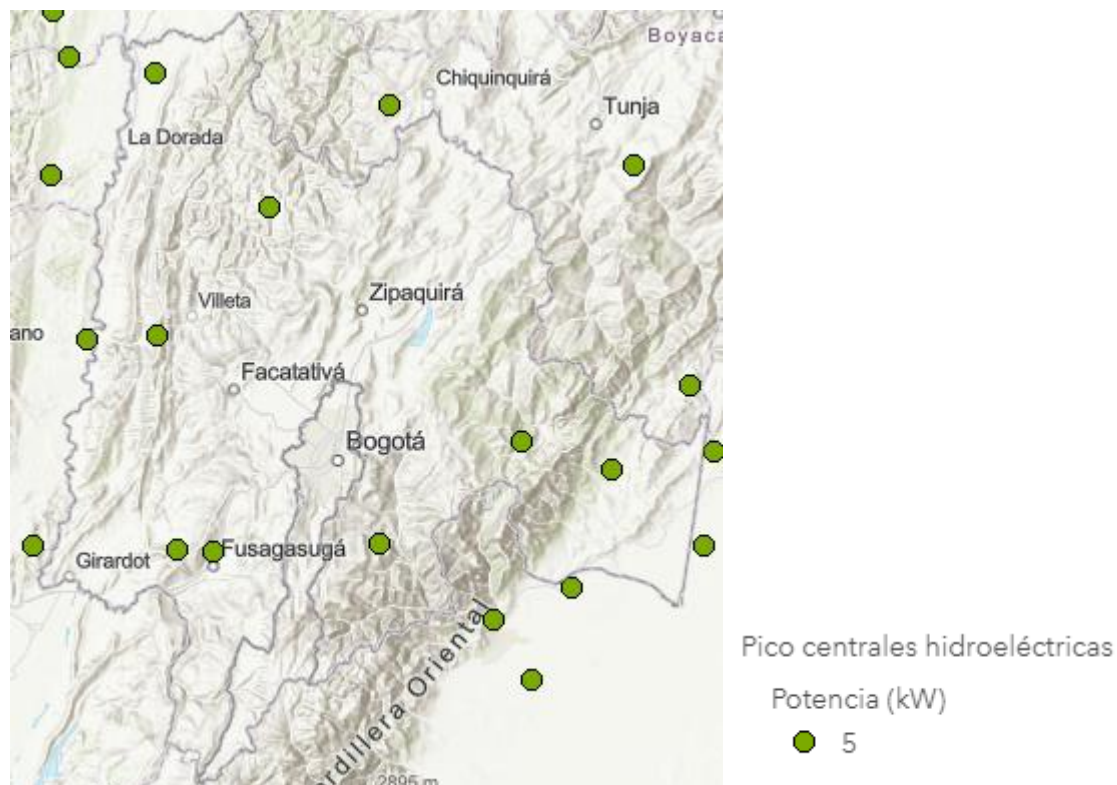


Figura 68. . Sitios de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en Cundinamarca.

Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

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

Tabla 12. Sitios de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en Cundinamarca.

Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

- Boyacá

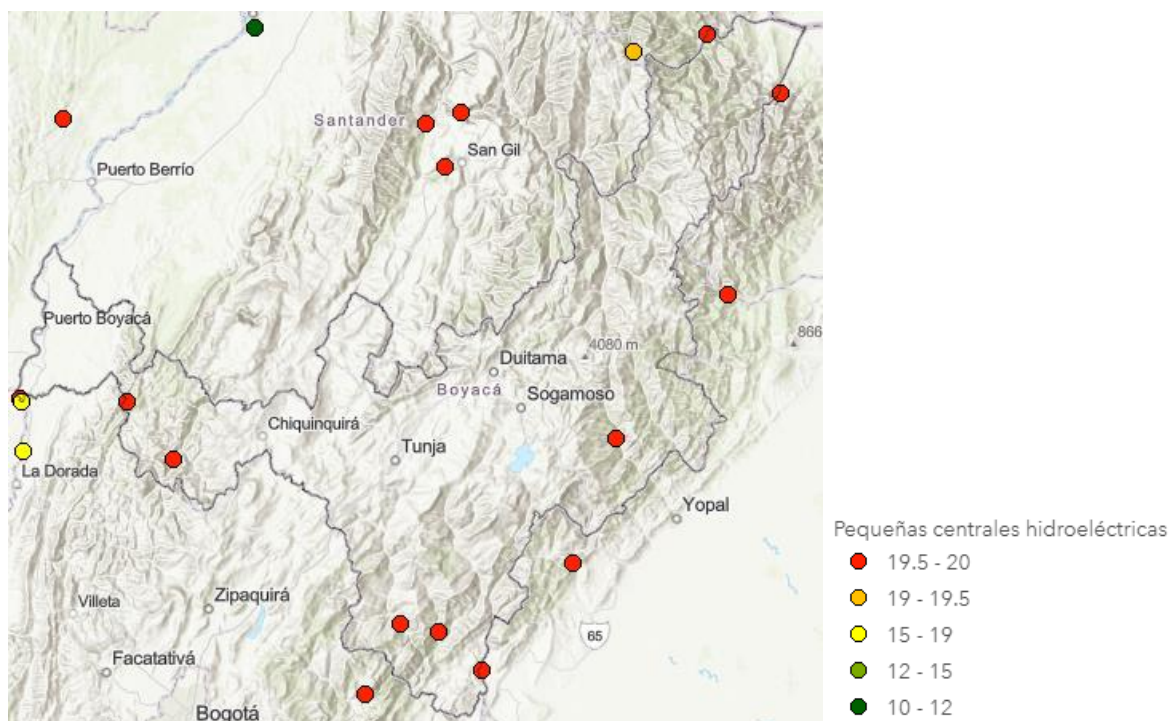


Figura 69. Sitios de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en Boyacá. [MW]

Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

MUNICIPIO	POTENCIA	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

Tabla 13. Sitios de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en Boyacá.

Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

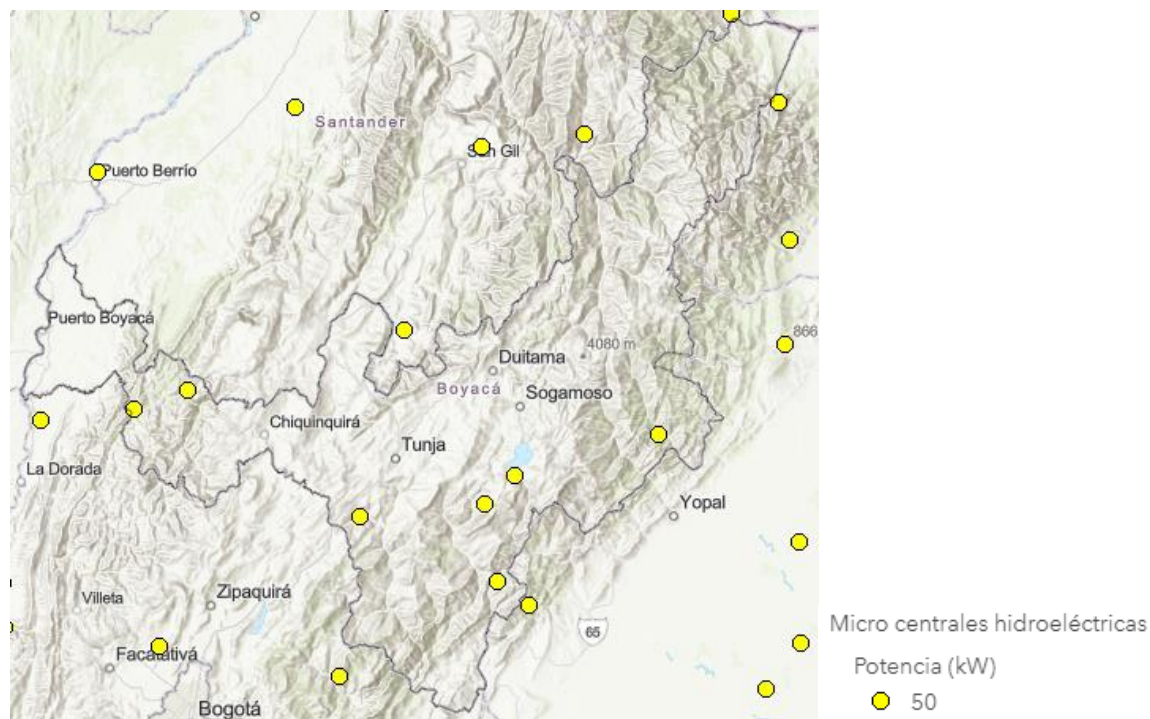


Figura 70. Sitios de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en Boyacá.

Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

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

Tabla 14. Sitios de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en Boyacá.

Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

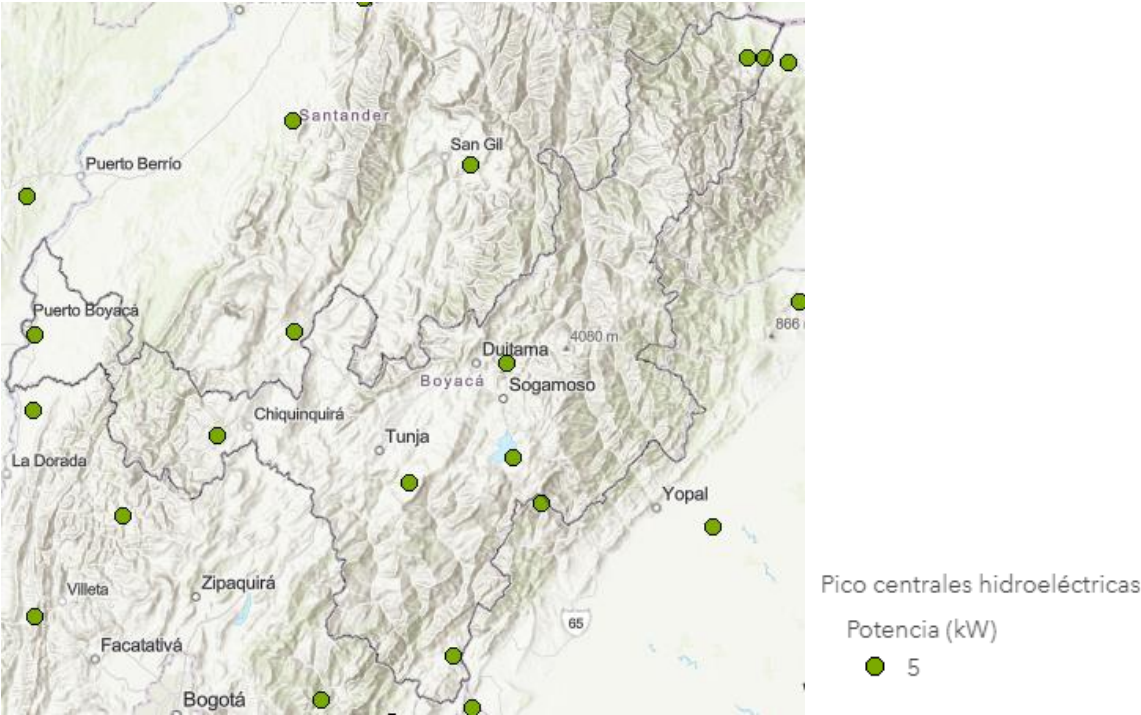


Figura 71. Sitios de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en Boyacá.

Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

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
Aquitania	4.94	Lago de Tota

MUNICIPIO	POTENCIA [kW]	RÍO
Floresta	5	Río Chicamocha
Cubará	5	Río Cobugón - Río Cobaría
Cubará	5	Río Bojabá

Tabla 15. Sitios de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en Boyacá.

Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

- Meta

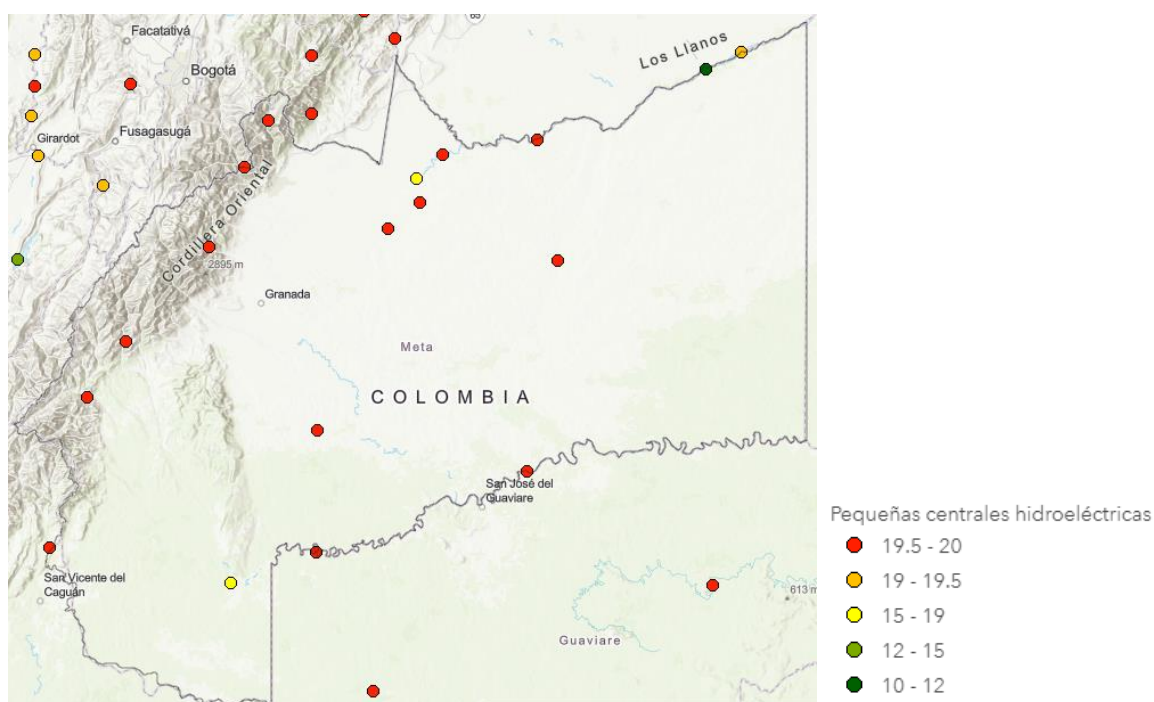


Figura 72. Sitios de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en Meta. [MW]

Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

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	-
Vistahermosa - Puerto Rico - Puerto Lleras	19.9	Río Güejar	-

MUNICIPIO	POTENCIA [MW]	RÍO	OBSERVACIÓN
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

Tabla 16. Sitios de proyectos identificados para PCH's con conducción máxima de 1 Km en Meta.

Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

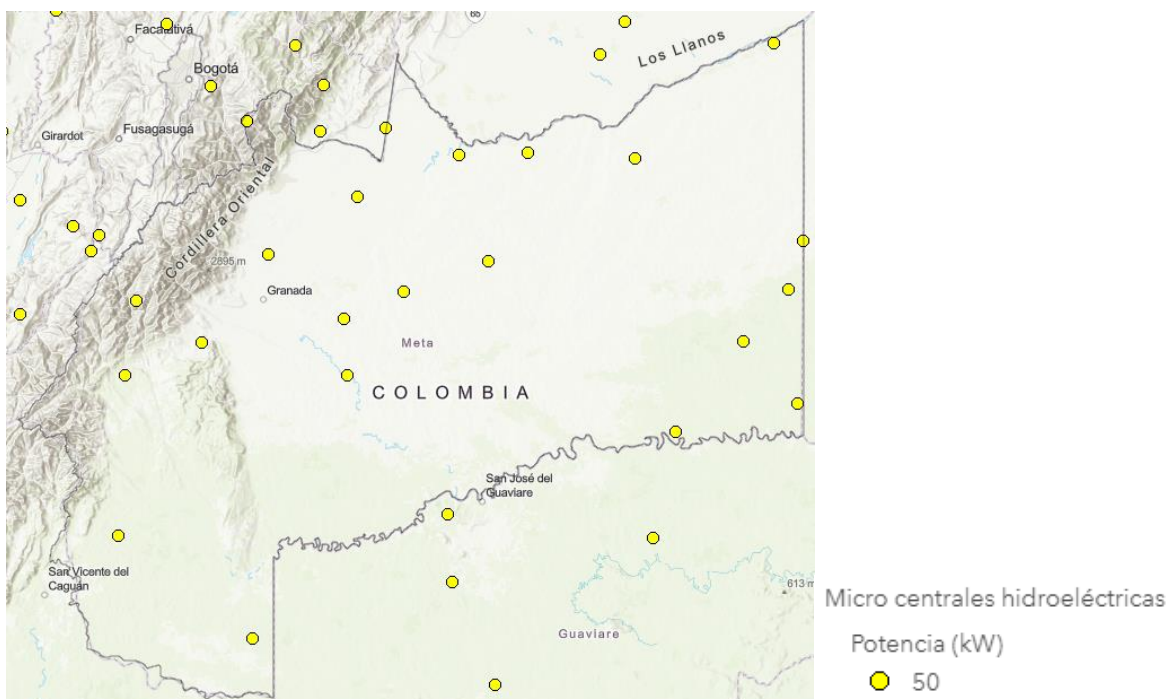


Figura 73. Sitios de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en Meta.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

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 López - San Martín	50	Río Melúa	-
Villavicencio	50	Río Negro	-
Puerto López - Cabuyaro	50	Directos Rio Metica entre ríos Guayuriba y Yucao	-

MUNICIPIO	POTENCIA [kW]	RÍO	OBSERVACIÓN
Puerto López	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

Tabla 17. Sitios de proyectos identificados para micro centrales con conducción máxima de 200 m en Meta.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

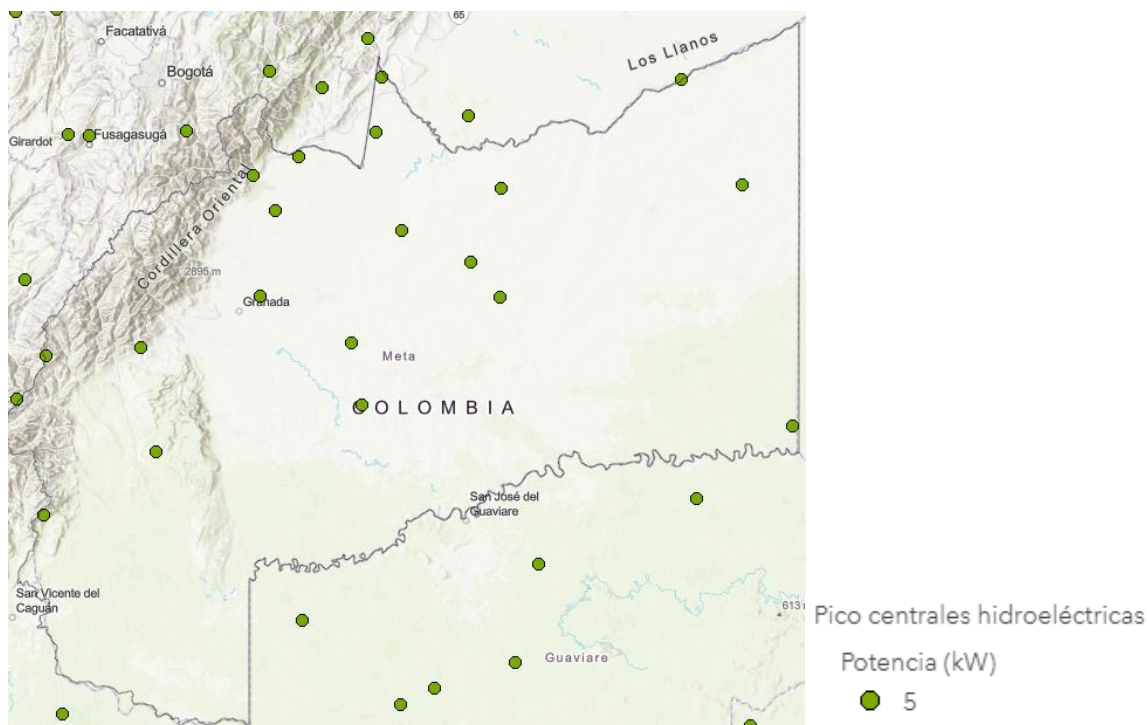


Figura 74. Sitios de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en Meta.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

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	-

Tabla 18. Sitios de proyectos identificados para pico centrales con conducción máxima de 200 m en Meta.
Fuente: Directorio de servicios ArcGIS REST, modificación propia. 2015 [23]

6.2 PERS Cundinamarca

En el Plan de Energización Rural Sostenible (PERS) del departamento de Cundinamarca [24] 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 para este documento:

6.2.1 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. [25]

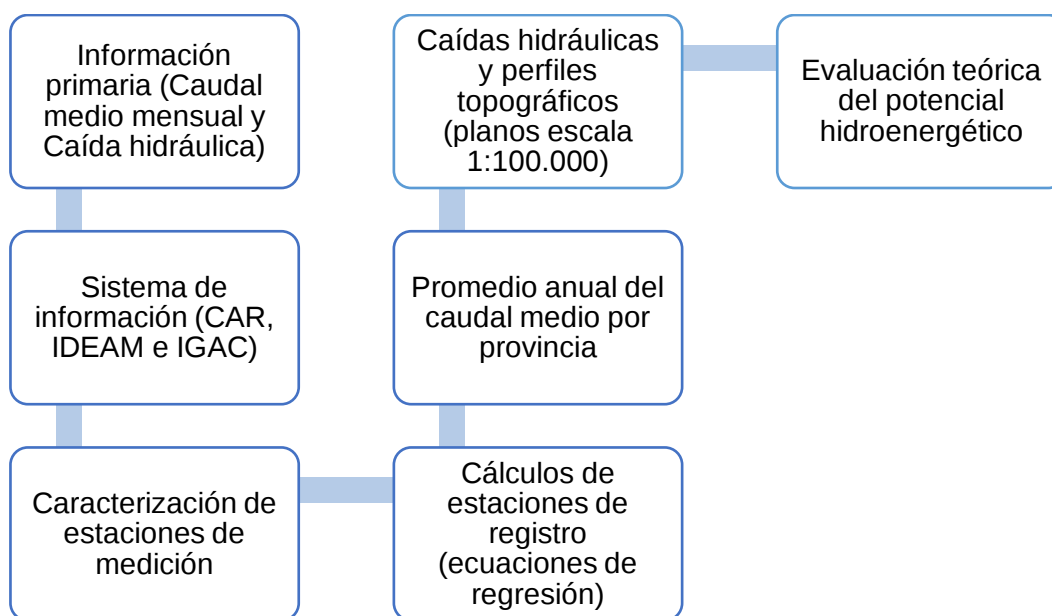


Figura 75. Diagrama de proceso, desarrollo de la metodología para el reconocimiento del potencial hidroenergético.

Fuente: N. Acevedo, UDFJC. 2017

6.2.2 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 19, 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

PROVINCIA	ESTACIONES		ZONA HIDROLOGICA	PICO DE CAUDAL MEDIO (m3/s)				Q95 (m3/s)
	Utilizadas	Descartadas		Máx.	Periodo año*	Min.	Periodo año*	
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 19. Resultados finales del estudio de caudal promedio medio anual en Cundinamarca.

Fuente: N. Acevedo, UDFJC. 2017 [25]

*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.

CUENCA DEL RÍO MAGDALENA				
SUBCUENCAS	Localización	Área (HA)	% de Presencia	Precipitación (mm)
Magdalena Alto	Noroccidente	142.877	5,5%	1452,02
Río Machetá	Nororiente	93.397	3,3%	1174,58
Río Bogotá	Nororiente a Suroccidente	551.484	24%	926,17
Río Sumapaz	Suroccidente	271.153	11,2%	1167,86
Río Negro	Noroccidente	303.906	12,8%	1869,60
Río Minero	Norte	197.406	8%	2261,33
Río Suarez	Norte	132.031	9,2%	947,81

CUENCA DEL RÍO META				
SUBCUENCAS	Localización	Área (HA)	% de Presencia	Precipitación (mm)
Río Humea	Oriente	227.56	9,3%	-
Río Blanco	Sur - Oriente	252.086	10,5%	1343,26

Tabla 20. Principales características de las subcuencas en el departamento de Cundinamarca.

Fuente: N. Acevedo, UDFJC. 2017 [25]

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 y la cuenca del río Meta, conformada por dos subcuencas, haciendo un análisis de los mapas de curvas de nivel en tramos de 1.000 metros. En la Tabla 20 se evidencia las principales características de cada cuenca y el porcentaje de presencia en la zona de estudio.

En la Tabla 21 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	
	Medio (m)	Máximo (m)	Medio (m)	Máximo (m)
Magdalena- Cauca	19	357	90	679
Orinoco	10	277	46	444

Tabla 21. Caídas hidráulicas en metros por área hidrográfica en Cundinamarca.

Fuente: N. Acevedo, UDFJC. 2017 [25]

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 pérdidas hidráulicas; como se puede observar los mayores potenciales se encuentran en Alto Magdalena, Rionegro y Sábana Centro (Tabla 22).

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 22. Potencial hidroenergético para las provincias del departamento de Cundinamarca.

Fuente: N. Acevedo, UDFJC 2017. [25]

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 23, además de su debida ubicación en la Figura 76.

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 Peñón	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 23. Potencial hidroenergético para la implementación de proyectos con PCH's en Cundinamarca.

Fuente: N. Acevedo, UDFJC. 2017 [25]

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.

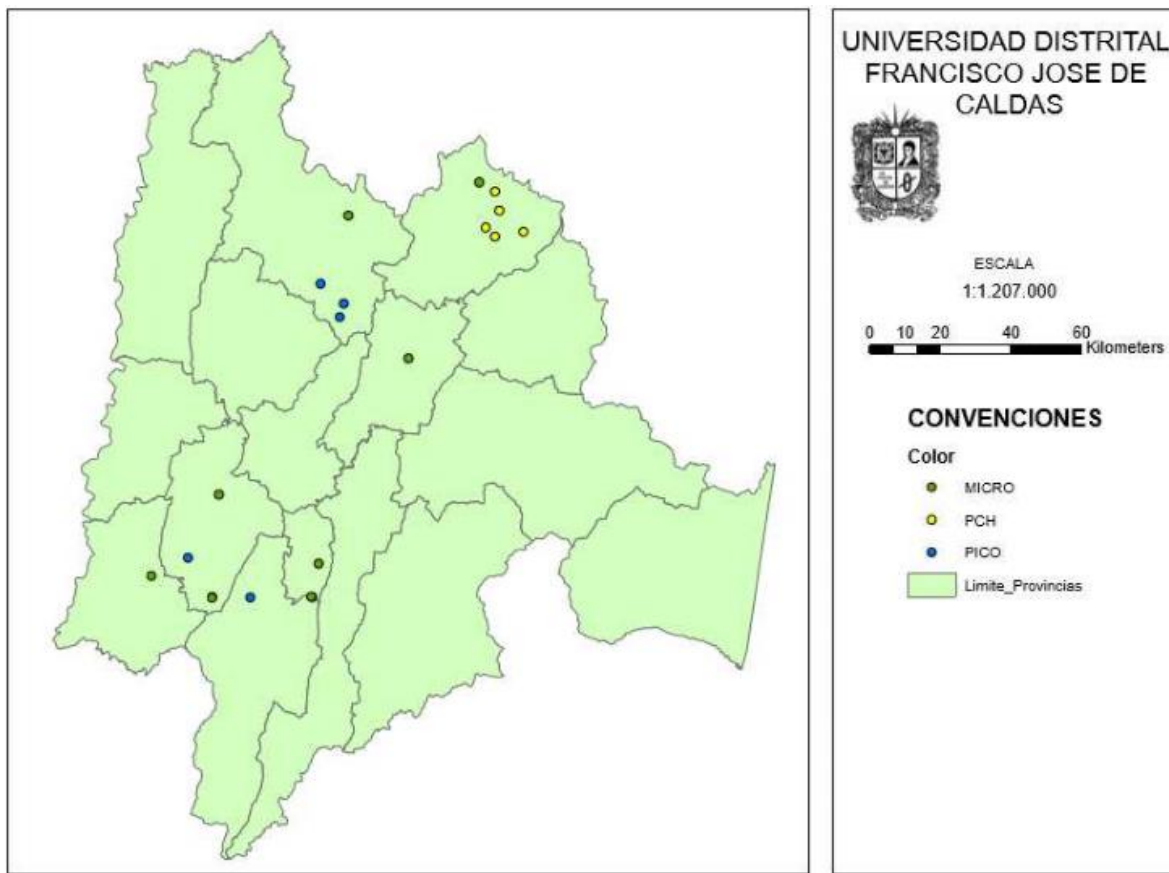


Figura 76. Mapa de aprovechamiento del recurso hidroenergético para cada uno de los tipos de pequeñas centrales en Cundinamarca.

Fuente: Planes de Energización Rural Sostenibles. PERS Cundinamarca. 2017 [24]

7. 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. [26] [27]

7.1 Ley 143 De 1994:

“Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética”. [28]

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.

7.2 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”. [29]

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, núm. 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, núm. 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.

7.3 Ley 1715 de 2014:

“Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional”. [30]

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 núm. 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 núm. 17:** Define a las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCE) 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 FNCE la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares.
- **Art. 6 núm. 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.

7.3 Reglamentación restante:

Otra regulación que también es importante para el tema de PCH's según algunos autores [31] [32] [33] [34] [35] [36] 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 [37] 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”.

7.4 Proceso para entrada en operación y conexión de un proyecto de PCH:

A continuación, se describen los pasos necesarios para entrar en operación un proyecto de PCH, según la normatividad colombiana [38]:

- Elaborar un estudio de reconocimiento, este estudio debe contener lo siguiente: descripción general del proyecto, estudio del recurso hídrico, información básica, topografía general, localización, características técnicas básicas, mediante una comunicación escrita se envía este estudio a la autoridad ambiental donde se solicita el permiso de estudio del proyecto.
- Luego de estar autorizado el estudio, se elabora una comunicación escrita y se solicita conocer ante la autoridad ambiental competente si el proyecto necesita DAA (Diagnóstico Ambiental de Alternativas) (proyecto >20 MW: se solicita a la ANLA, proyecto <20 MW: se solicita a la corporación autónoma regional). La corporación en su respuesta otorga el número de radicado, el cual se debe adjuntar con el estudio de reconocimiento realizado anteriormente.
- Se realiza el estudio de Prefactibilidad y el DAA si lo requiere y se le entrega a la autoridad ambiental para su revisión, luego se le entrega el estudio de Prefactibilidad y el número de radicado a la UPME para así registrarlo y cumplir con la fase I.
- Se continúa realizando el estudio del potencial hídrico energético de la cuenca del proyecto y se le envía este estudio a la UPME, el cual luego se le envía a la autoridad ambiental, si este concepto técnico es favorable se le solicita al ministerio del interior el concepto sobre presencias o no de comunidades étnicas y territorios colectivos.
- Se realiza la investigación de licencias mineras en el área de influencia del proyecto, si se encuentra que hay licencias se debe adecuar el proyecto y comenzar de nuevo el proceso, si por el contrario no hay licencias, la autoridad ambiental entrega el auto donde se decide la alternativa para realizar el proyecto.
- Se inicia el estudio de Factibilidad y el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) el cual debe ceñirse a la resolución 1503 del 2010. Se entrega a la autoridad ambiental el

estudio de factibilidad y el EIA para solicitar la licencia ambiental y paralelo a esto se vuelve a registrar en el UPME fase II, que tiene como vigencia 1 año.

- Ya cuando le otorgan la licencia ambiental, se compran los predios y se obtienen los títulos de propiedad, mientras que la autoridad ambiental le solicita a la UPME el concepto sobre el potencial energético de la alternativa seleccionada, se hace una recopilación de información base y se elabora el estudio de conexión eléctrica, este último es enviado al agente transportador y a la UPME, quedando de este modo registrado en el UPME fase III que tiene como vigencia 1 año (Resolución UPME 520/2007).
- Se realiza los diseños definitivos del proyecto que consta de: obtención de información base (topografía de detalle), esquema definitivo, diseños detallados de las obras civiles, presupuesto de ejecución detallado, evaluación energética y financiera (obtención del CAPEX), especificaciones técnicas y pliegos de licitación de vías e infraestructura, obras civiles, equipos hidráulicos y línea de transmisión (adquisición de servidumbres), equipos electromecánicos y subestación.
- Se inicia el proceso de declaratoria de utilidad pública del proyecto y se realiza el cierre financiero, este queda finalizado cuando se tienen los empréstitos aprobados. Por lo general, EL CAPEX (gastos de capital del inglés “capital expenditure”) o cantidad de dinero que se proyecta invertir para la construcción y adquisición de equipos y EL OPEX, cantidad de dinero requerida para la operación y mantenimiento de la central, se debe obtener en esta fase. EL EQUITY es la deuda subordinada o la parte que le corresponde asumir al dueño del valor del proyecto (por lo general en Colombia para estos proyectos se del 20% al 30 %).
- Se informa a la autoridad ambiental, el inicio de la construcción del proyecto. Se adquieren los seguros para construcción, transporte, montaje y operación de la planta. Se inicia el proceso de construcción, adquisición de equipos, montaje y puesta en servicio del proyecto, y se adquieren los incentivos tributarios. Paralelo a esto, se elabora el contrato de la conexión eléctrica y se define al representante en el mercado eléctrico mayorista, realizando a su vez el contrato de venta de energía y se notifica al Centro Nacional de Despacho. Por último se inicia la operación comercial.

8. Análisis de Barreras

En seguida, se identifican algunas barreras que impiden el desarrollo y la implementación de proyecto de energías renovables como lo son las PCH: [34]

8.1 Barreras de Mercado:

Se destaca que en el mercado energético colombiano, las plantas menores son exoneradas de participar en el mercado mayorista, lo que no representa una barrera de entrada para un proyecto de PCH, sin embargo no existen mecanismos ni metodologías de apoyo económico para los generadores de parte del gobierno que establezca un ambiente atractivo para la implementación de nuevos proyectos de PCH, lo que si representa una barrera de entrada de la tecnología, vale mencionar que actualmente el mecanismo de apoyo económico de parte del estado está basado en otorgar beneficios tributarios, exención de valores de IVA para los equipos, insumos, elementos y maquinaria destinada para el desarrollo de fuentes de energía renovable y medición del potencial energético al igual que la depreciación acelerada de todos los equipos,

maquinaria y obras civiles de los proyectos de generación de energías renovables tal como lo establece la ley 1715 de 2014.

8.2 Barreras Financieras:

Las actuales políticas nacionales y la carencia de apoyo de las entidades financieras se ven traducidas en una actual barrera de entrada para las PCH en Colombia, dado que en gran parte los potenciales interesados en realizar inversiones en este tipo de tecnología no cuentan con el musculo financiero necesario para ejecutar la totalidad del proyecto, además que se tiene alto costo de inversión inicial, en tal sentido se debe fortalecer las políticas de energía renovable para incrementar la viabilidad de este tipo de proyectos. Según [39] las centrales hidroeléctricas tienen costos marginales decrecientes, por lo que la construcción de PCH's tienen un costo muy similar a una central más grande por lo que la tasa de retorno es muy baja a largo plazo y el interés de inversión privada es muy bajo.

8.3 Barreras Institucionales:

En Colombia con la expedición de la nueva ley 1715 de energías renovables, se busca vencer este tipo de barreras mediante el establecimiento de un nuevo marco legislativo que tiene como fin generar políticas de apoyo a los proyectos de generación de energía eléctrica mediante fuentes no convencionales, como lo es la creación del fondo de energías no convencionales y gestión eficiente de la energía (FENOGE). Los tramites de concesiones de aguas y licencias ambientales requieren de largos periodos de aprobación lo que dificulta el desarrollo del proyecto.

8.4 Barreras Técnicas:

Una de las principales barreras técnicas está en la conexión de los sistemas de generación mediante PCH's a la red principal, se deben establecer parámetros técnicos de conexión pensando en un flujo bidireccional de energía, siendo energía de respaldo en ambos sentidos, también en el desarrollo de nuevas redes de interconexión y transmisión que permita la conexión al Sistema Interconectado Nacional. La disponibilidad y costos de los equipos electromecánicos generan otra barrera de entrada al mercado de la tecnología, sin embargo en la ley 1715 se establece que la importación de los equipos con fines de generación de energías renovables están exentos del impuesto de IVA, lo que contribuye a la eliminación de esta barrera. La variación del recurso hídrico en épocas de sequía y por lo tanto, la baja confiabilidad también representa una barrera.

8.5 Barreras Sociales y Ambientales:

En Colombia respecto a las Zonas no Interconectadas muchas veces se tiene oposición, falta de conciencia o apoyo por parte de las comunidades, por lo que debe realizarse un acercamiento a la población planteando los beneficios y el mejoramiento de la calidad de vida, a su vez haciéndolos partícipes del proyecto. Respecto a las zonas interconectadas existen barreras relacionadas con el valor de los predios (sobrevaloración por parte de los propietarios), cambio en el paisaje, informalidad e ilegalidad en la prestación del servicio y

las condiciones sociales de seguridad. En cuanto a las barreras ambientales, debe realizarse un estudio ambiental para establecer los riesgos e impactos durante la etapa constructiva y operativa del proyecto, el cual será verificado por la autoridad ambiental y definirá las medidas de mitigación.

9. Alcances Técnicos y Ambientales

ETAPA	ALCANCE TECNICO	ALCANCE AMBIENTAL
RECONOCIMIENTO	Identificación de posibilidades energéticas de una cuenca y conformación de un catálogo de proyectos base para la selección de las mejores alternativas.	Identificación general de conflictos y restricciones ambientales.
PREFACTIBILIDAD	Determinación del esquema de uso y explotación integral más adecuado de los recursos energéticos de una cuenca se definen alternativas de los proyectos	Análisis comparativo de las implicaciones ambientales de los proyectos y sus alternativas factibles desde el punto de vista ambiental.
FACTIBILIDAD	Obtención de los elementos para definir si un proyecto es técnico, económica y financieramente viable para el país.	Evaluación detallada de los impactos ambientales que ocasionaría el proyecto. Formulación a nivel de pre diseño del plan de manejo ambiental y cuantificación de los indicadores necesarios para hacer comparable el proyecto con otros que se encuentren en la misma etapa a nivel ambiental.
DISEÑO	Análisis final de las características detalladas de ingeniería y de las especificaciones de los diferentes componentes.	Evaluación y recomendación de los posibles cambios técnicos derivados de los análisis ambientales a fin de obtener el óptimo técnico-ambiental del proyecto.
CONSTRUCCIÓN	Ejecución del proyecto y realización de pruebas operativas.	Ejecución del plan de manejo ambiental, el cual incluye la aplicación del sistema de calidad ambiental.
OPERACIÓN	Funcionamiento comercial de la planta.	Ejecución del Plan de Manejo Ambiental de operación.

Tabla 24. Alcances técnicos y ambientales en las diferentes fases de desarrollo del proyecto.
Fuente: Ministerio De Minas y Energía. Interconexión Eléctrica SA (ISA). 1995. [40]

10. 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 RAPE debido al gran recurso hídrico que posee, como el río Meta, río Guaviare, río Upiá 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.

11. 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.

12. Bibliografía

- [1] Región Central RAPE, «Competitividad en La Región Central,» junio 2016. [En línea]. Available: <https://regioncentralrape.gov.co/wp-content/uploads/2016/04/Competitividad-en-la-Region-central.pdf>. [Último acceso: julio 2019].
- [2] International Energy Agency. IEA, «Technology Roadmap Hydropower,» Paris, France,

2012.

- [3] 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.
- [4] Instituto de Ciencias Nucleares y Energías -INEA, Guía de Diseño de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, Bogotá Colombia, 1997.
- [5] A. Trujillo, «Diseño de una Pico Central Hidroeléctrica en la Localidad de Usme, Bogotá,» Universidad Católica de Colombia, Bogotá, 2017.
- [6] E. Henao, «Pequeñas Centrales Hidroeléctricas,» de *ACIEM, Cundinamarca*, Agosto 2015.
- [7] R. Ortiz Flórez, Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, Bogotá: Ediciones de la U, 2011.
- [8] 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].
- [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 Francisco José de Caldas, Facultad de Ingeniería, Bogotá, 2018.
- [14] United Nations Industrial Development Organization, «The World Small Hydropower Development Report 2016,» Vienna, and International Center on Small Hydro Power, Hangzhou., 2016.
- [15] 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].

- [16] 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.
- [17] 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.
- [18] 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.
- [19] 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].
- [20] Unidad de Planeación Minero Energética -UPME, «Informe de Registro de Proyectos de Generación de Electricidad,» 2019. [En línea]. Available: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoibnZBhN2Q4YmMtN2IxMy00Mjg2LWJhZTctMjRkNWE2NDdlMzI0IiwidCI6IjgxNTAwZjZkLWJjZTktNDgzNC1iNDQ2LTc0YjVmYjIjZjEwZSIsImMiOjIj9>. [Último acceso: septiembre 2019].
- [21] 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].
- [22] Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales -IDEAM, «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].
- [23] 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].
- [24] 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.
- [25] 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.

- [26] 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].
- [27] 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].
- [28] Congreso de Colombia, «Ley 143 de 1994,» [En línea]. Available: http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0143_1994.html. [Último acceso: agosto 2019].
- [29] Congreso de Colombia, «Ley 697 de 2001,» [En línea]. Available: http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0143_1994.html. [Último acceso: agosto 2019].
- [30] Congreso de Colombia, «Ley 1715 de 2014,» [En línea]. Available: http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html. [Último acceso: agosto 2019].
- [31] 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.
- [32] 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.
- [33] J. Pinto, «Marco Regulatorio Plantas Menores,» de *Seminario sobre Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. ACIEM, Cundinamarca*, Bogotá, 23-26 de Agosto 2015.
- [34] J. Gallego, «Políticas para el Aprovechamiento del Potencial Hidroenergético en Colombia Mediante Pequeñas Centrales,» Universidad Nacional de Colombia , Medellín, 2015.
- [35] 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.
- [36] 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.

- [37] Ministerio de Minas y Energía -MME-, Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-, «Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética 2017-2022,» 2016.
- [38] C. Toro y A. García, «Estudios de Factibilidad para Desarrollo de Proyectos de PCH's en Colombia basados en la Normatividad Vigente, la Ley 1715 y el Mecanismo de Desarrollo Limpio, Proyecto Río Claro, Jardín - Antioquia,» Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín, 2016.
- [39] J. Bustos, A. Sepúlveda y T. Kevin, «Zonas No Interconectadas Eléctricamente en Colombia: Problemas y Perspectiva,» *Econografos Escuela de Economía*, nº 65, p. 22, Marzo 2014.
- [40] D. Ariza y P. Ramírez, «Evaluación del Impacto Ambiental de la Pequeña Central Hidroeléctrica de la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá, en la Planta de Tratamiento Ventana ubicada en el Sistema Chingaza,» Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Facultad de Ambiente y Recursos Naturales, Bogotá, 2012.

13. Tabla de entidades y actores

Entidad	Siglas	Página Web	Naturaleza	Área de influencia	Sector	Descripción
Agencia Internacional de Energía	IEA	https://www.iea.org/	Privada	Internacional	Energético	La AIE examina todo el espectro de problemas energéticos, incluidos el suministro y la demanda de petróleo, gas y carbón, las tecnologías de energía renovable, los mercados de la electricidad, la eficiencia energética, el acceso a la energía, la gestión del lado de la demanda y mucho más.
Expertos en Mercados	XM	https://www.xm.com.co/corporativo/Paginas/Nuestra-empresa/quienes-somos.aspx	Privada	Nacional	Energía Eléctrica	Realiza la gestión de sistemas en tiempo real consistente en la planeación, diseño, optimización, puesta en servicio, operación, administración o gerenciamiento de sistemas transaccionales o plataformas tecnológicas, que involucran el intercambio de información con valor agregado, y mercados de bienes y servicios relacionados.

Entidad	Siglas	Página Web	Naturaleza	Área de influencia	Sector	Descripción
Organización Latinoamericana de Energía	OLADE	http://www.olade.org/olade/	Pública	Regional	Ambiental y social	Contribuir a la integración, al desarrollo sostenible y la seguridad energética de la región, asesorando e impulsando la cooperación y la coordinación entre sus Países Miembros.
Unidad de Planeación Minero Energética	UPME	http://www.1.upme.gov.co/Paginas/default.aspx	Pública	Nacional	Energético	Planea el desarrollo minero - energético, apoya la formulación e implementación de la política pública y genera conocimiento e información para un futuro sostenible. Es decir, planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos, así mismo, produce y divulga la información requerida para la formulación de política y toma de decisiones y apoya al Ministerio de Minas y Energía en el logro de sus objetivos y metas
Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial	ONUDI	https://www.unido.org/	Pública	Internacional	Gestión de administración	Es la agencia especializada de las Naciones Unidas que promueve el desarrollo industrial para la reducción de la pobreza, la globalización inclusiva y la sostenibilidad ambiental.
Centro Internacional para la Pequeña Central Hidroeléctrica	CIPCH	http://www.icshp.org/inshp/default.asp	Pública	Internacional	Energético	Es una organización pública sin fines de lucro apoyada directamente por la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI) y el Ministerio de Recursos Acuáticos y Ministerio de Comercio de China, para implementar consultorías, capacitación, investigación, y provisión de equipos para PCH.

Tabla 25. Entidades y actores importantes para el desarrollo del informe.
Fuente: Elaboración propia.

14. Clasificación de referencias

ID	Tipo	Nombre	Fuente
[5]	Página Web	Atlas Hidroenergético de Colombia	UPME
[12]	Documento	Plan de Energización Rural Sostenible para el Departamento del Cundinamarca – PERS Cundinamarca	UPME, IPSE, Universidad Distrital Francisco José de Caldas

ID	Tipo	Nombre	Fuente
[13]	Documento	Cuantificación del Potencial Hidroenergético de Cundinamarca para la Generación Hidroeléctrica como Energía Alternativa	N. Acevedo Valencia, Universidad Distrital Francisco José de Caldas
[9]	Sistema de información	Lista de pequeñas centrales eléctricas	PARATEC, Parámetros técnicos del SIN. XM
[8]	Documento	The World Small Hydropower Development Report 2016	United Nations Industrial Development Organization & International Center on Small Hydro Power
[11]	Sistema de información	Informe de registro de proyectos de generación Semana 32 de 2019	UPME
[2]	Documento	Technology Roadmap Hydropower	International Energy Agency. IEA
[7]	Documento	Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica	European Small Hydropower Association - ESHA
[4]	Documento	Pequeñas Centrales Hidroeléctricas	R. Ortiz Flórez
[1]	Documento	Guía de Diseño de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas	Instituto de Ciencias Nucleares y Energías, INEA
[14]	Página Web	Ley 1715 de 2014	Congreso de Colombia
[13]	Página Web	Ley 697 de 2001	Congreso de Colombia
[12]	Página Web	Ley 143 de 1994	Congreso de Colombia
[3]	Documento	Pequeñas Centrales Hidroeléctricas	E. Henao
[6]	Página Web	Central Hidroeléctrica Cucuana	Celsia S.A. E.S.P.
[10]	Sistema de información	Registro de Proyectos de Generación	UPME

Tabla 26. Clasificación de las referencias según nivel de importancia.

Fuente: Elaboración propia.

15. Regulación

Tipo	Nombre	Entidad	Objetivo	Orden	Sector
Ley	Ley 143 de 1994	Congreso de la República de Colombia	Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética.	Nacional	Energético
Ley	Ley 697 de 2001	Congreso de la República de Colombia	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.	Nacional	Energético

Tipo	Nombre	Entidad	Objetivo	Orden	Sector
Ley	Ley 1715 de 2014	Congreso de la República de Colombia	Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.	Nacional	energético

Tabla 27. Regulación relaciona con PCH's a nivel nacional.

Fuente: Elaboración propia.