

REPÚBLICA DE COLOMBIA

Ministerio de Minas y Energía

1



*Plan Indicativo de Expansión
de Cobertura de Energía
Eléctrica*

PIEC 2019-2023

Diciembre 30 de 2019.

Tabla de Contenido

Tabla de Ilustraciones	3
Glosario	5
1. Metodología General para el PIEC	6
1.1. Supuestos generales	10
1.2. Tipos de servicio para la expansión de la red del SIN	13
1.3 Soluciones tipo Off Grid	18
2. Resultados PIEC	23
Anexo 1. Resultados PIEC a nivel municipal	28
Anexo 2. Información base para la elaboración del PIEC	29
1.3. Definiciones	30
1.4. Sitios UPME	35
1.5. Red Eléctrica SIN y ZNI	50
Anexo 3. Metodología y resultados de la estimación del ICEE 2018	58

Tabla de Ilustraciones

Ilustración 1. Metodología para conseguir las diferentes alternativas probables de energización	8
<i>Ilustración 2. Curvas de carga tipo diaria (60 y 90 kWh/mes) para solución aislada individual.</i>	<i>12</i>
<i>Ilustración 3. Buffer de 500 metros sobre la infraestructura de N1. Caso Putumayo.</i>	<i>15</i>
Ilustración 4. Buffer de 500 metros a imágenes de redes 2015, caso Cedenaar	16
Ilustración 5. Buffer de 1.5km a las redes N1, caso EBSA.....	17
Ilustración 6. Identificación de microrredes aisladas del SIN	21
<i>Ilustración 7. Niveles de Servicio para soluciones individuales aisladas</i>	<i>21</i>
Ilustración 8. Mapa de Sitios para densificación e intensificación de Redes en SDL	24
Ilustración 9. Mapa de los sitios para microrredes y soluciones individuales.....	25
Ilustración 10. Mapa de la inversión municipal para lograr la universalización ..	26
Ilustración 11. Definición SITIO UPME	31
Ilustración 12. Niveles geográficos del MGN. Fuente: DANE	32
Ilustración 13. División político administrativa. Fuente: IGAC 1:100.000.....	34
Ilustración 14. Localidades IPSE incorporadas en la capa SITIOS UPME.	37

Ilustración 15. Caso de coordenadas de la Localidad Laguna Colorada y Puerto Zancudo vs capa Municipios IGAC 1:100.000	39
Ilustración 16. Sitios reportados en PECOR 2018-2019	39
Ilustración 17. Sitios con fuente de proyectos evaluados por la UPME.	41
Ilustración 18. Proyecto Cauca – Nariño por PTSP	41
Ilustración 19. Sitios reportados por Entidades Territoriales.....	42
Ilustración 20. Grilla de 1km2 con valores de viviendas sin servicio.....	44
Ilustración 21. Asignación del valor de la grilla conforme al límite municipal.	45
Ilustración 22. Diagrama del procedimiento de creación y validación Sitios UPME	47
<i>Ilustración 23. Ejemplo Municipio de Marsella.</i>	<i>49</i>
Ilustración 24. Mapa con las redes del STN reportadas mediante GDB	51
Ilustración 25. Mapa con las redes del SDL reportadas mediante GDB y transformadores SUI.....	52
Ilustración 26. Mapa con los transformadores reportados a SUI	53
Ilustración 27. Mapa con redes del reportadas en 2015 Electricaribe-.....	54
Ilustración 28. Mapa plantas de generación ZNI- Fuente: IPSE.....	55
Ilustración 29. Esquema general GDB UPME.....	56

Glosario

CNPV: Censo Nacional de Población y Vivienda de 2018.

GDB: GeoDataBase.

MGN: Marco Geoestadístico Nacional.

ODS: Objetivo de Desarrollo Sostenible.

ODS7: Energía asequible y no contaminante.

ONU: Organización de las Naciones Unidas.

OR: Operador de Red.

PECOR: Planes de Expansión de Cobertura del OR, de acuerdo con la Resolución CREG 015 de 2018.

PIEC: Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica.

PTSP: Plan Todos Somos Pazcífico

Shape file: es un formato de archivo informático propietario de datos espaciales desarrollado por la compañía ESRI.

SUI: Sistema Único de Información.

SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

1. Metodología General para el PIEC

En desarrollo de las metas transformacionales de Universalización del servicio de energía eléctrica, el presente documento presenta el Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura Eléctrica –PIEC-, en el cual se observan los resultados de la consolidación georeferenciada de los usuarios sin servicio de energía eléctrica en todo el territorio nacional, la envolvente de las redes georeferenciadas del Sistema Interconectado Nacional y finalmente los resultados del PIEC en términos de alternativas energéticas óptimas y costo global de la Universalización del servicio de energía eléctrica.

De acuerdo con lo estipulado en el Decreto 1523 de 2015, los principales objetivos del PIEC, son: i) identificar las necesidades del servicio de energía, ii) cuantificar las inversiones que deben realizarse para alcanzar la universalización del servicio de energía eléctrica. Para lo cual, el Plan Indicativo analiza las siguientes alternativas: interconexión al SIN, generación aislada con solución individual solar fotovoltaica y soluciones aisladas híbridas para microrredes. Con estas alternativas se evaluó la solución más económica para brindar el servicio de energía eléctrica a las 495.988 viviendas que a 2018 aún no cuentan con dicho servicio.

La elección de qué tecnología usar para extender el acceso a la energía depende de una serie de parámetros, desde el social hasta el técnico-económico, que incluyen, por ejemplo, el nivel objetivo de acceso a la energía, la densidad de la población local, la distancia a la red nacional y la disponibilidad de recursos locales. Estos parámetros son de naturaleza espacial, lo que hace que la información geoespacial sea muy útil para su evaluación a escala regional y nacional. Por esto, para la UPME ha sido de vital importancia contar con la mayor información posible, razón por la cual para la elaboración del presente Plan, se cuenta, por primera vez en la elaboración de los PIECs, con dos fuentes valiosa información: los resultados del

CNPV 2018 que se incluyeron en la capa Sitios UPME y la infraestructura especializada de las redes eléctricas del SIN.

Esta nueva información y el propósito de mejorar la planeación, nos llevó a rediseñar la metodología para la elaboración del PIEC, dicha metodología se muestra de manera esquemática en la Ilustración 1. Adicionalmente, a diferencia de la versión anterior del PIEC, en éste se adiciona la evaluación de microredes.

Seguidamente a la explicación de la metodología, se abordan las consideraciones de carácter general al Plan, luego los parámetros de las diferentes alternativas para ampliar la cobertura y se finaliza con los resultados de su aplicación a nivel departamental y a nivel municipal pueden consultarse en el Anexo 1.

PARA COMENTARIOS

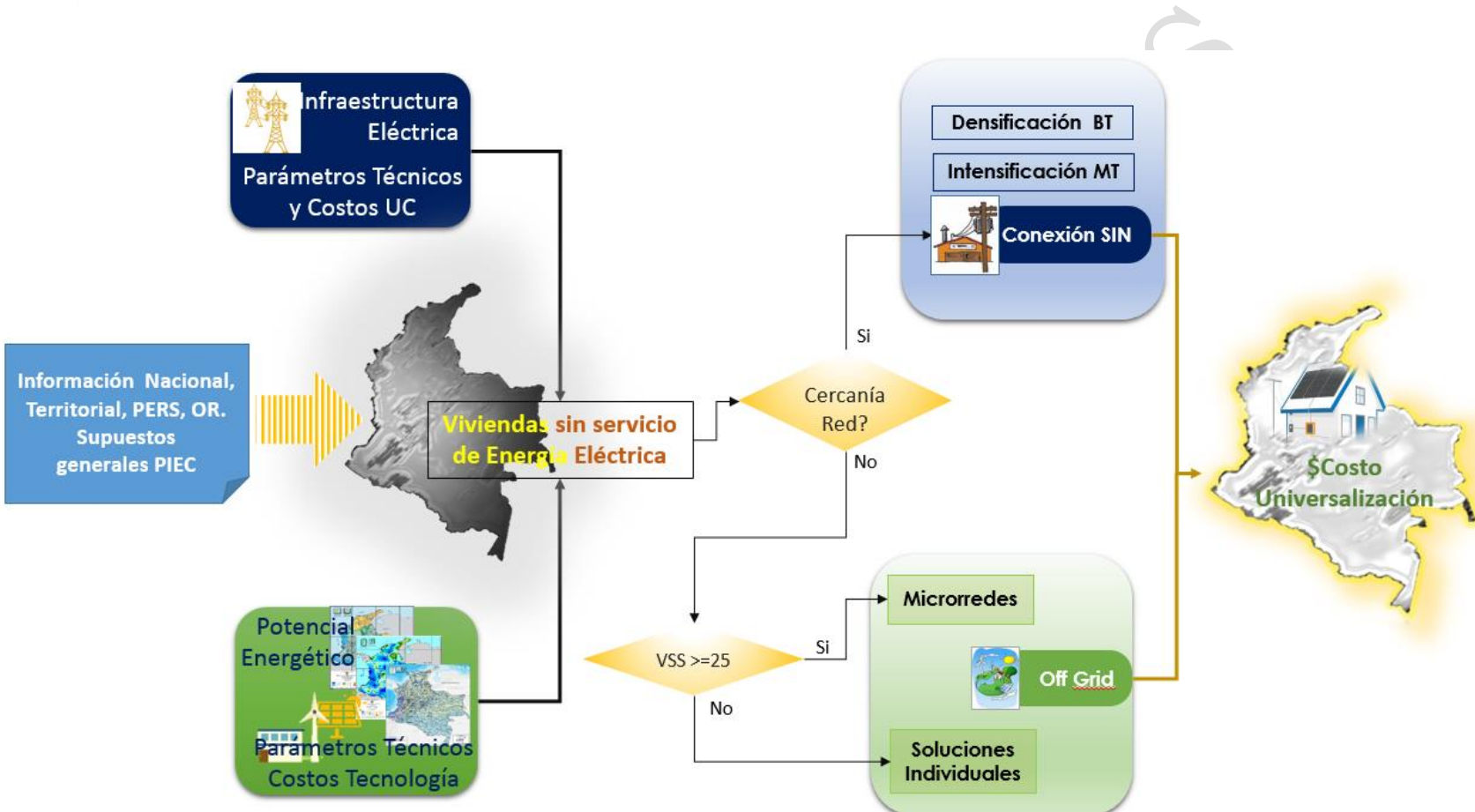


Ilustración 1. Metodología para conseguir las diferentes alternativas probables de energización

El Plan inicia con la identificación de las necesidades del servicio en cada SITIO (Anexo 1) y la disponibilidad de la infraestructura eléctrica del SIN (Anexo 2). De otra parte, con la identificación de los potenciales energéticos a partir del Atlas Solar y el Atlas de viento, disponibles a 2015 y 2016 elaborados conjuntamente con el IDEAM¹.

Para cada uno de los Sitios, se evalúa inicialmente la alternativa de interconexión dependiendo de la cercanía a la infraestructura eléctrica (redes del SDL, Transformadores del SUI) como se explicará adelante. Luego, para los sitios que están fuera del área de influencia de las redes de MT y BT y si la agrupación de viviendas sin servicio en cada Sitio es superior a 25 viviendas, se estima el costo de una microrred. Para el caso de que la cantidad de viviendas sin servicio sea menor a 25 usuarios, se considera como mejor alternativa la solución individual aislada. Estas alternativas tipo OFF GRID se suman a la solución de interconexión previamente descrita, completando así para cada uno de los Sitios la mejor alternativa posible, y cuantificando el costo de universalización.

A continuación se describen los supuestos generales y el procedimiento de cada uno de las posibles soluciones para lograr la universalización. Cabe señalar que este plan es de carácter indicativo, por lo cual se recomienda realizar los estudios pertinentes a que haya lugar en el área donde se realizará algún proyecto bien sea con recursos privados ó públicos.

¹ <http://atlas.ideam.gov.co/presentacion/>

1.1. Supuestos generales

Para la solución de interconexión, se asumió diseño básico para la expansión de Media Tensión (MT) ó de Baja Tensión (BT), a costos de Unidades Constructivas de la Resolución CREG 015 de 2018, conforme se muestra en la Tabla 1.

UC	Descripción	\$2019
N2L81	km de conductor (3 fases) ACSR 2 AWG	\$ 12,750,747
N2L75	Poste de PRFV de 12 m 750 kg - retención	\$ 6,226,148
N2EQ10	Equipo de medida - N2	\$ 1,056,452
N2L137	Sistema de puesta a tierra diseño típico	\$ 278,829
N1L120	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Aluminio - calibre 4	\$ 5,952,276
N1P91	Poste de metálico - 8 m - rural- retención - red trenzada	\$ 1,209,292
N1O2	Sistema de puesta a tierra	\$ 159,077
N1T38	Transformador Aéreo Monofásico rural de 5 kVA	\$ 5,843,017
N1T40	Transformador Aéreo Monofásico rural de 10 kVA	\$ 6,669,177
N1T41	Transformador Aéreo Monofásico rural de 15 kVA	\$ 7,081,224
N1T42	Transformador Aéreo Monofásico rural de 25 kVA	\$ 7,494,304
N1T44	Transformador Aéreo Monofásico rural de 50 kVA	\$ 8,125,000
	Medidor Monofásico electrónico de 5-100 A calibrado, incluye iva	\$ 57,350

Tabla 1. Costo de las Unidades Constructivas.

De otra parte, para cuantificar las cantidades de red necesarias para interconectar los sitios, se consideró que el valor de km de red de media tensión es equivalente a la distancia del Sitio al transformador más cercano, y para baja tensión se asumió el valor promedio de dispersión, además se consideró la cantidad de postes promedio por kilómetro de red conforme con los proyectos FAER evaluados por la UPME, ver Tabla 2.

Empresa	Promedio de Metros Red BT/Usuario	Promedio de Postes/Km de MT	Promedio de Postes/ Km Red BT
DISPAC	37.56	2.48	7.60
EPM	122.15	2.96	6.83
ESSA	206.51	4.50	5.12
Centro	122.07	4	7
CEDENAR	207.02	5.88	9.45
CEO	146.59	6.01	7.89
EPSA	134.00	4.11	9.32
Centro	162.54	6	9
ELECTROCAQUETÁ	128.34	8.09	10.38
EMSA	157.16	6.99	13.78
ENERCA	194.49	6.60	12.39
ENERGUAVIARE	400.68	4.26	5.36
EE BAJO PUTUMAYO	106.58	2.91	13.88
Sur	197.45	6	12
ENELAR	392.71	4.36	5.79
Oriente	392.71	5.00	6.00
ENERTOLIMA	200.33	7.87	9.26
ELECTRICARIBE	50.10	10.67	23.08
ZNI	179.18	5.00	8.00

Tabla 2. Promedio de dispersión en BT.

Respecto al consumo mensual, para todas las alternativas posibles se tomaron dos posibles soluciones: a) para alturas menores a 1000 msnm el consumo corresponde a 90 kWh/mes; y b) para alturas mayores a 1000 msnm corresponde a 60 kWh/mes. Para la alternativa con microrredes se consideró además un factor de simultaneidad como se muestra en la siguiente tabla:

No. Usuarios	Factor Diversidad	kWh/día
25	2,28755033	172
50	2,564809202	385
75	2,726995245	614
100	2,842068074	853
125	2,931325495	1099
150	3,004254118	1352

Tabla 3. Factor de diversidad para microredes en BT.

A continuación se presenta la curva diaria para 60 y 90 kWh/mes.

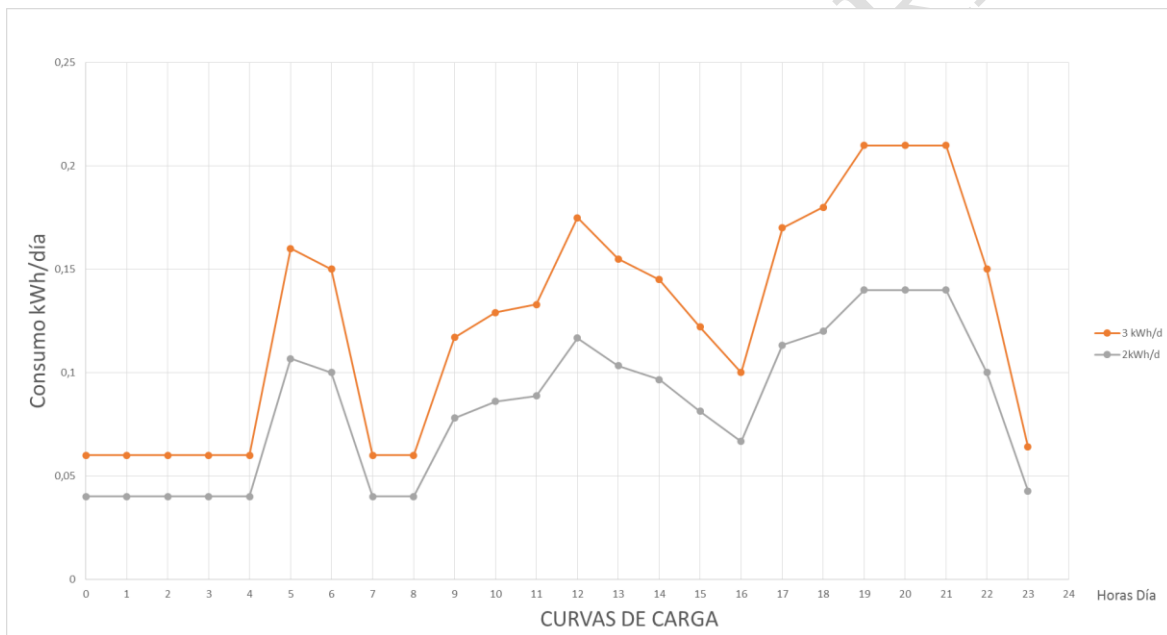


Ilustración 2. Curvas de carga tipo diaria (60 y 90 kWh/mes) para solución aislada individual.

Para el diseño de la generación con fuentes renovables, se consideraron las siguientes características: i) Panel: Potencia Pico 330Wp²; ii) Batería Estacionaria OPZS: 3000 Ah³; iii) Inversor: solución individual, 1 kW⁴.

1.2. Tipos de servicio para la expansión de la red del SIN

Realizando el análisis de acuerdo con la información de redes disponible y de acuerdo con el estudio de Banco Mundial, pueden ser factibles las siguientes opciones para lograr la universalización del servicio de energía eléctrica: Densificación, intensificación de las redes del SDL, microrredes y soluciones individuales aisladas.

² Panel: Potencia Pico 330Wp, 120 celdas (6X20), dimensiones 1698X1004X35 mm, Volt. de Pot. Max. 33.8Vdc, Tolerancia de salida de Pot. 0/+5 W, Corriente de Pot. Max. 9.76A, Voltaje de Circuito Abierto 40.6V, Eficiencia del Módulo 19.4%, caja IP 68, Temperatura nominal de operación del módulo 41°C(±3K), Temperatura operacional -40 a 85°C. Batería Estacionaria AGM, Capacidad nominal de 200Ah, Voltaje Nominal 12Vdc, promedio de duración máxima de 5 años.

³ Batería Voltaje Nominal 2 Vdc, temperatura de operación -15°C a 60°C, peso promedio de 222 kg, promedio de duración 20 años.

⁴ Inversor: Eficiencia del 98%, 36 Vdc, tecnología MPPT integrada, onda senoidal pura. Cargador AC de alta potencia, Potencia de arranque (20 ms) de 3kW, frecuencia de trabajo 60 Hz ±0.3Hz, eficiencia pico >88%, factor de potencia 0.8, regulador de carga con potencia máxima de 600W, corriente de carga máxima de 40^a.

1.2.1 Densificación de las redes existentes del SDL

Entendiéndose por densificación de una red existente, el proceso de conectar al servicio eléctrico estructuras (viviendas y otras) localizadas en un área que puede ser atendida desde la red de media tensión ya instalada, sin añadido significativo de infraestructura a ese nivel de tensión. Para implementar este proceso es necesario instalar transformadores de media a baja tensión, extender la red de baja tensión y construir acometidas para prestar el servicio⁵.

Con los Sitios y las redes existentes estructuradas en la Geo Data Base –GDB-, fue posible identificar las zonas donde existen agrupaciones de viviendas suficientemente concentradas como para justificar la instalación de transformadores y la extensión de la red de baja tensión. En este grupo de viviendas, se estima la demanda suficiente para la instalación de un transformador de un tamaño mínimo de 5 kVA, lográndose así definir preliminarmente la instalación de transformadores donde hay suficiente densidad de viviendas.

Con el análisis económico del proyecto en territorio, se podría identificar si efectivamente se justifica la alternativa de expansión de redes comparando el costo por usuario conectado vs el beneficio económico de sustitución de otras fuentes alternas como velas, pilas, otros combustibles.

Para lograr los resultados de densificación, a partir de la ubicación de los Sitios y de infraestructura eléctrica de Nivel 1, se estableció un área buffer de 500 metros sobre las redes o los transformadores de Nivel 1 para cubrir los sitios más cercanos,

⁵ Estrategia para lograr el acceso universal del servicio eléctrico en áreas Rurales de Colombia. Banco Mundial – NRECA. 2018

a éstos se les asigno un código para identificarles el tipo de solución. Este procesamiento se observa en la Ilustración 3 y en la Ilustración 4.

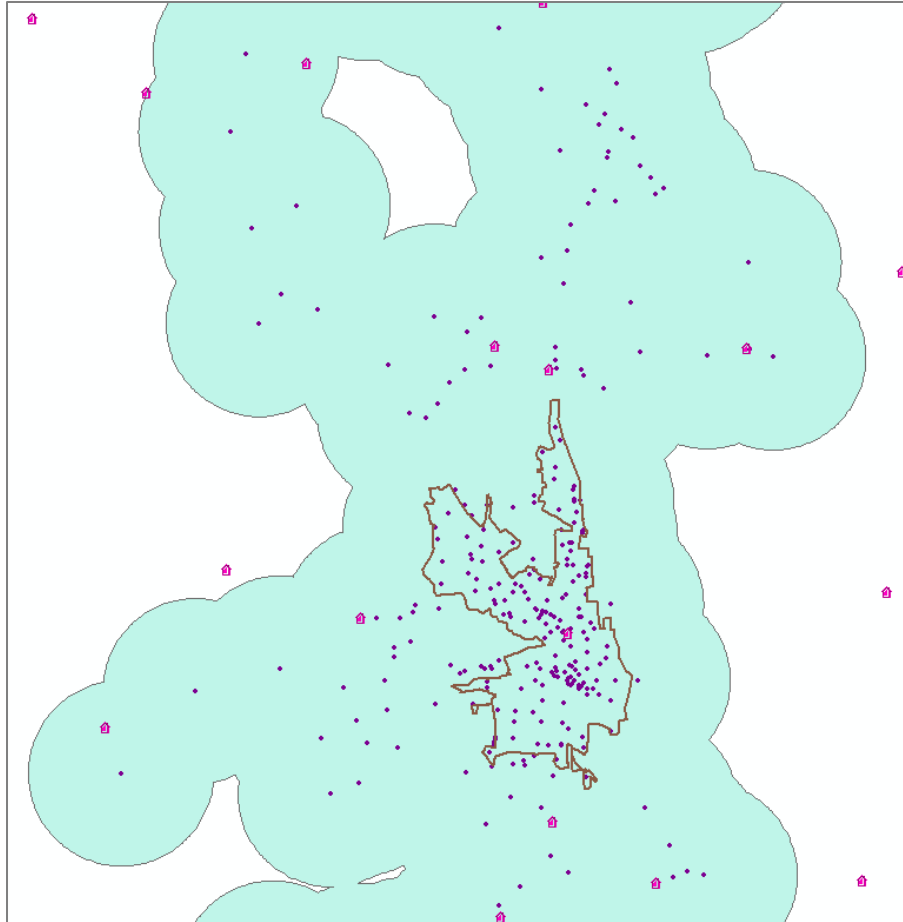


Ilustración 3. Buffer de 500 metros sobre la infraestructura de N1. Caso Putumayo.

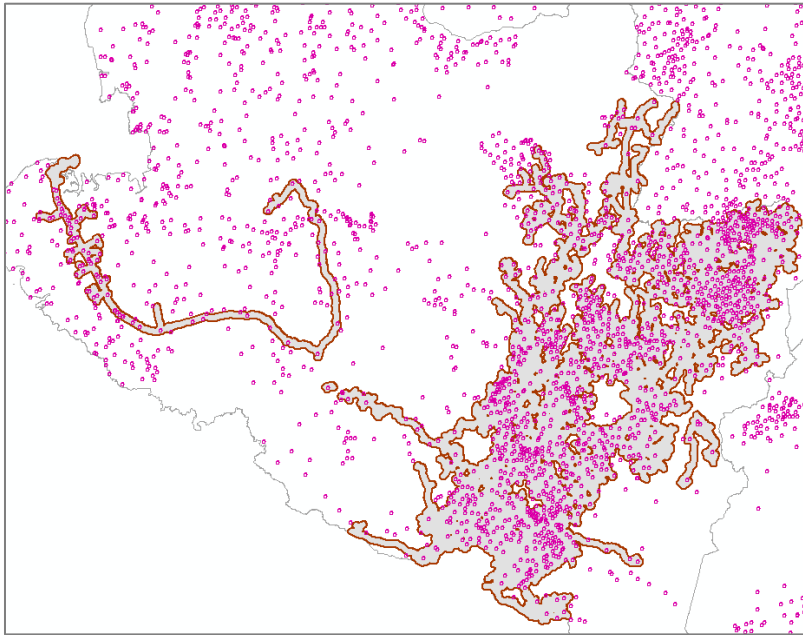


Ilustración 4. Buffer de 500 metros a imágenes de redes 2015, caso Cedenar

1.2.2 intensificación de las redes existentes del SDL

En adición al proceso de densificación de la red, se pueden construir pequeñas extensiones de líneas de media tensión para poder conectar agrupaciones de viviendas ubicadas a distancias de 1,5 kilómetros de la red existente. Por medio del análisis geográfico se pueden captar agrupaciones de viviendas, definir las pequeñas extensiones de líneas de media tensión, y calcular tanto los costos de las líneas de media tensión y de los transformadores, como el número de usuarios que pueden ser conectados a través de cada extensión. Esta modalidad se identifica como “intensificación” de la red existente⁶.

⁶ Estrategia para lograr el acceso universal del servicio eléctrico en áreas Rurales de Colombia. Banco Mundial – NRECA. 2018

Un geoprocésamiento similar al del N1 se realizó para la infraestructura del N2, es decir se establecieron buffer, en este caso de 1,5 km tanto a los transformadores SUI como a las redes de nivel de tensión 2, y poder definir qué poblaciones pueden ser interconectables al SIN, como se observa en la Ilustración 5.

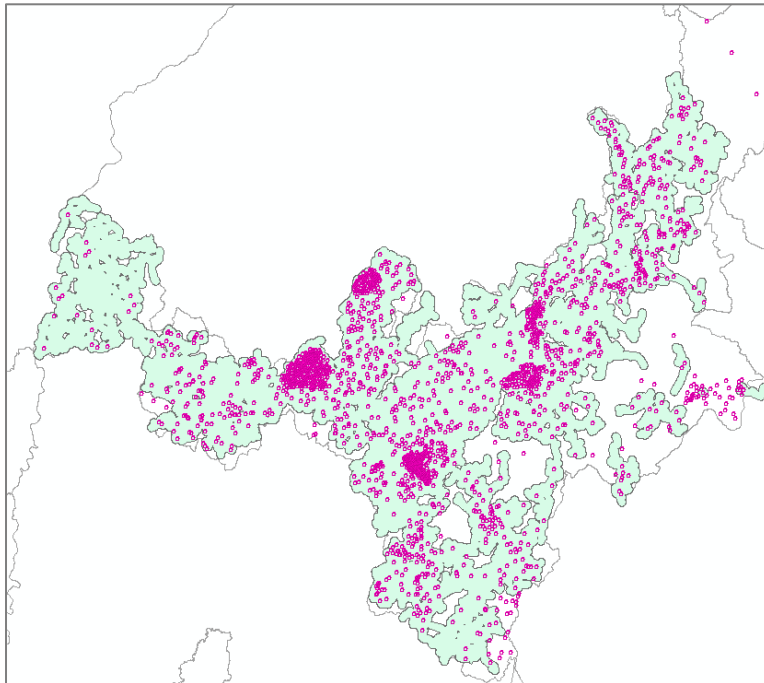


Ilustración 5. Buffer de 1.5km a las redes N1, caso EBSA

Una vez se tienen los diferentes buffer, y con la precisión descrita sobre la ubicación de los Sitios UPME y la infraestructura existente, se procede a intersectar las capas y se hallan los sitios susceptibles de interconectarse a las redes/transformadores existentes del SDL. Posteriormente, para los Sitios que quedaron fueran del área

de los diferentes buffer, se procedió a identificar las soluciones aisladas tipo Off Grid.

1.3 Soluciones tipo Off Grid

18

Las microredes eléctricas y los sistemas solares individuales son opciones que representan diferentes niveles de servicio al consumidor. En el caso de microredes, el servicio está suministrado a través de una red de baja tensión con corriente alterna, y el sistema de generación debería tener la capacidad suficiente para abastecer la demanda de talleres, tiendas, escuelas, puestos de salud y otros negocios y/o instituciones que puedan existir en las comunidades⁷.

La utilización de microredes se justifica en agrupaciones de al menos 25 viviendas en un radio de 1 kilómetro, con una demanda potencial de energía eléctrica unitaria superior al consumo mínimo residencial de los sistemas solares individuales, para el caso usamos una curva de carga para un usuario individual de 90 kWh/mes. Por lo tanto, para hacer viable la implementación de microredes se debe contar, además de la agrupación de viviendas, con otras demandas de energía de usuarios como tiendas, talleres pequeños, escuelas, puestos de salud, estaciones de policía, sistema de bombeo de acueducto de la población y otras instituciones y/o negocios.

Como las microredes están diseñadas para suministrar energía eléctrica a través una red de baja tensión y en corriente alterna, gracias a nuevas tecnologías se puede llegar a interconectar en el futuro a las redes de media tensión. El costo por

⁷ Estrategia para lograr el acceso universal del servicio eléctrico en áreas Rurales de Colombia. Banco Mundial – NRECA. 2018

usuario servido varía en función del número de usuarios conectados a la microred y la capacidad del sistema de generación requerido.

Las microredes son una opción adecuada cuando se puede justificar el costo de inversión por la posibilidad de usar la energía en aplicaciones productivas.

En contraste, los sistemas solares individuales pueden estar dimensionados para ofrecer un servicio de menor nivel. Los paneles solares fotovoltaicos generan energía en corriente continua, por lo que pueden existir dos opciones: conectar iluminación y electrodomésticos de forma apta para este tipo de corriente o incluir en el diseño un convertidor a corriente alterna. Igualmente se debe dimensionar el sistema bien para una carga básica que comprenda solo iluminación, radio y teléfono celular o diseñar sistemas solares de mayor capacidad que permitan además el uso de televisores, licuadoras, y otros electrodomésticos pequeños, o llegar a brindar también refrigeración que implica incluir en el diseño de la solución baterías para el almacenamiento de mínimo 2 días de autonomía.

1.3.1 Microrredes

De acuerdo con el documento⁸ como resultado de varios talleres con diferentes actores del sector y Colombia Inteligente, se definió las Microrredes sostenibles en como *“Sistema eléctrico que integra la demanda (cargas) y los recursos energéticos distribuidos con la capacidad de operar durante un periodo de tiempo y con diferentes niveles de automatización y de coordinación, bien sea de modo aislado o interconectado a una red principal, bajo criterios técnicos, económicos y socioculturales”*.

Las microredes de generación-distribución no conectadas al SIN han sido utilizadas durante muchos años en todo el mundo para prestar el servicio en zonas donde la

8 Microrredes sostenibles en ZNI - Lineamientos Estratégicos

demanda total no justifica económicamente la extensión de la red eléctrica nacional, pero la concentración de viviendas y otros inmuebles hace viable la opción de suministro por redes, con generación local.

En Colombia, en general las microrredes utilizan plantas de generación diésel, permitiendo a los usuarios recibir un nivel de servicio equivalente al prestado a través del SIN, aunque a un costo mayor. Actualmente la configuración predominante se basa en utilizar sistemas de generación diésel, en casos excepcionales integrados con plantas fotovoltaicos (sistemas híbridos) cuando se debe abastecer demandas de mayor capacidad.

A los sitios con agrupaciones de viviendas superiores a 25 y que estén por fuera de los buffer de la red existente o de los transformadores SUI, son poblaciones susceptibles para la instalación de microrredes aisladas.

De los resultados de la distribución de los SITIOS UPME, se puede concluir que existen varias agrupaciones de este orden. La agrupación con mayor número de viviendas tiene aproximadamente 1400 viviendas, siendo una de las causas, la calidad de la información espacial.

Para cada microrred identificada, se realizó un diseño “estándar” preliminar de la red de distribución de baja tensión, primero porque no se dispone del detalle exacto de la ubicación de las viviendas, y lo otro porque depende de las normas técnicas que se apliquen en la zona.

La solución con microrred debería tener en cuenta demandas de otras instituciones públicas (por ejemplo salud, educación, bombeo de agua, alumbrado público, entre otros) a ser conectadas a la micro red para lograr viabilizar la sostenibilidad a mediano plazo.

En la Ilustración 6, se muestra el caso donde quedan sitios fuera de los buffer de la red con más de 25 viviendas sin servicio. Cabe resaltar de nuevo, que la georreferenciación de los Sitios y sus datos asociados se realizó conforme lo explicado en el Anexo 2 y por lo tanto la información es imprecisa, por lo cual se recomienda realizar los estudios de prefactibilidad que sean necesarios.

Ilustración 6. Identificación de microrredes aisladas del SIN

1.3.2. Soluciones fotovoltaicas aisladas individuales

Además de considerar que los cambios tecnológicos, se puede concluir que los consumos de equipos eléctricos disponibles actualmente son inferiores a los dispositivos utilizados hace unos años, de esta manera se consiguen curvas de carga inferiores considerando los consumos de los electrodoméstico actuales permitiendo que la solución individual e inclusive las multifamiliares sean de menor potencia y por ende con un menor costo de implementación. La solución aislada individual se puede instalar para poblaciones que no están agrupadas a otras, podría presentar menores demandas para el uso esencial de algunos electrodomésticos, es decir que podría eventualmente considerarse diferentes niveles de servicio, como los establecidos por el Banco Mundial.

Ilustración 7. Niveles de Servicio para soluciones individuales aisladas

Teniendo en cuenta los sitios que no intersectaron con los buffer sobre la red existente o del transformador SUI y con menos de 25 viviendas sin servicio, se asumió que son poblaciones susceptibles de prestarles una solución individual solar fotovoltaica. El modelo podría utilizar sistemas solares fotovoltaicos de menor capacidad para las soluciones aisladas individuales, sin embargo para efectos de este Plan, se cuantificó este tipo de solución para demandas de 60 y 90 kWh/mes de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar. Este servicio sería comparable al

que registrarían los usuarios que se conecten a la red por medio de las soluciones anteriormente descritas.

El costo de inversión unitario del sistema solar fotovoltaico se estima con base a valores constatados en proyectos recientemente realizados. Esto implica una inversión total de unos \$3.2 billones, para el conjunto de 168 mil viviendas que no cuentan con servicio que de acuerdo con este análisis son susceptibles de brindarles el servicio mediante sistemas solares individuales.

En el modelo se generaliza una solución tipo con el objeto de simplificar el análisis, sin embargo, el primer paso en la planificación de las inversiones en sistemas solares fotovoltaicos es identificar la configuración que más se ajusta a las necesidades de una población específica. Esto significa definir el nivel de servicio mínimo que se debe asegurar, teniendo en cuenta la demanda energética y la “capacidad de pago” de dicha población, situación que debe levantarse con análisis en territorio, bien sea por medio de las encuestas realizadas en los PERS o directamente por quien ejecutará la inversión. Consecuentemente, para la implementación de este tipo de proyectos, se recomienda articular con los planes de los OR y presentar los análisis técnicos y financieros de prefactibilidad en la zona donde se plantee el proyecto.

2. Resultados PIEC

Con los anteriores análisis, se cuantificaron las diferentes formas de universalización del servicio de energía eléctrica como la extensión de las redes del SDL (densificación, intensificación), las microrredes y las soluciones aisladas individuales como se presenta en la Ilustración 8 y la Ilustración 9.

23

Los resultados de este PIEC, indican que es necesario una inversión total de \$7.41 Billones para lograr el acceso universal de energía eléctrica en Colombia, de los cuales 9% corresponden a la expansión del SDL, 48% a soluciones aisladas con microrredes híbridas y 43% a soluciones aisladas individuales. Conviene señalar que en el caso de las microrredes híbridas se presentan porcentajes de participación del diésel menores a 15% en términos de energía anual.

En la Ilustración 10, se presentan los resultados de las inversiones a nivel municipal. Teniendo en cuenta la calidad de la información disponible y la metodología especificada, en la Tabla 4 se resumen a nivel departamental las cantidades y costos de las posibles soluciones, las mismas que puede consultar a nivel municipal en el Anexo 1.

Esperamos que los resultados del Plan, se pueden utilizar para continuar uniendo esfuerzos interinstitucionales e intersectoriales para desarrollar políticas públicas que conlleven a cerrar las brechas territoriales y focalizar el desarrollo local entorno a la energía.

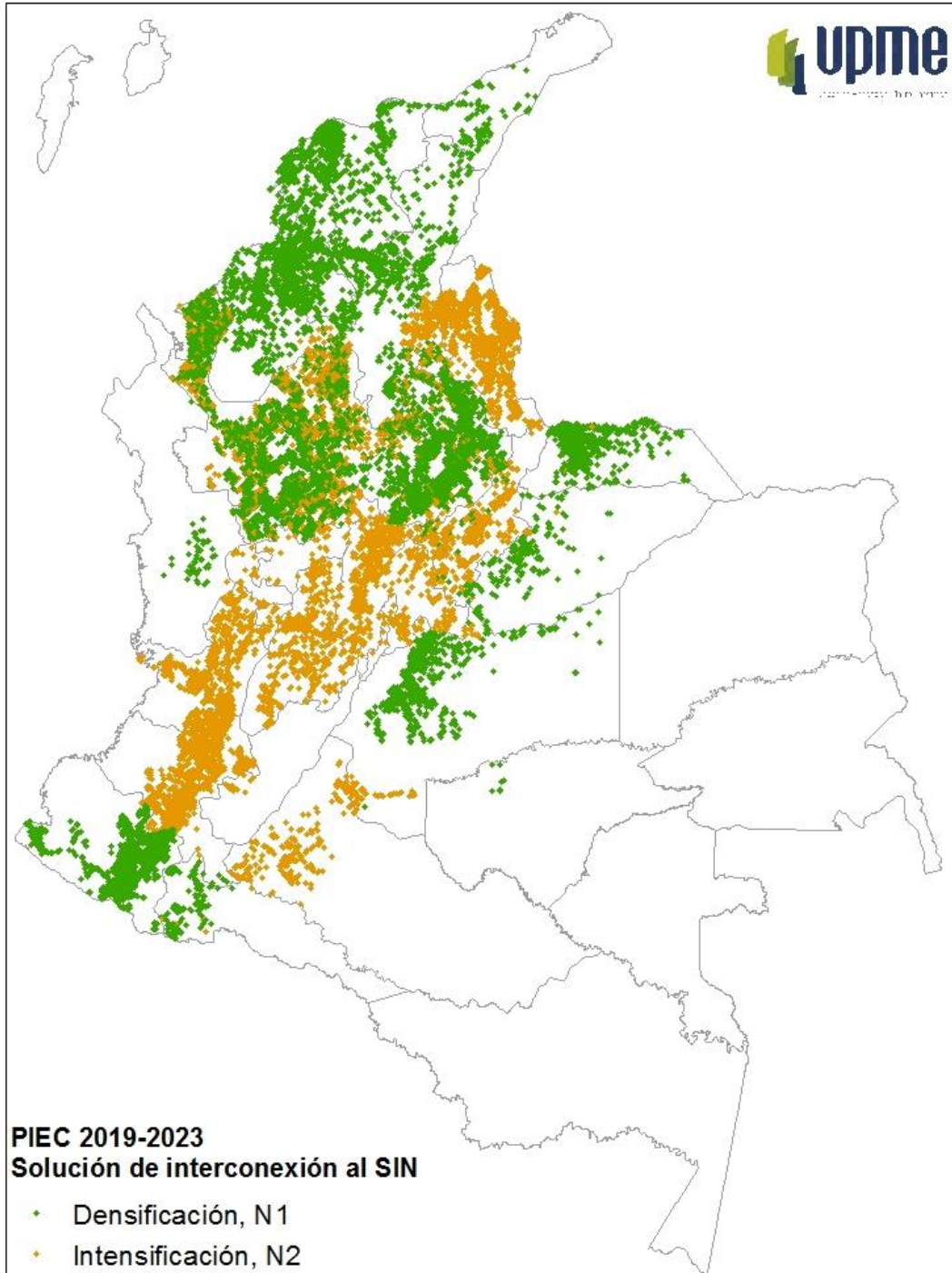


Ilustración 8. Mapa de Sitios para densificación e intensificación de Redes en SDL

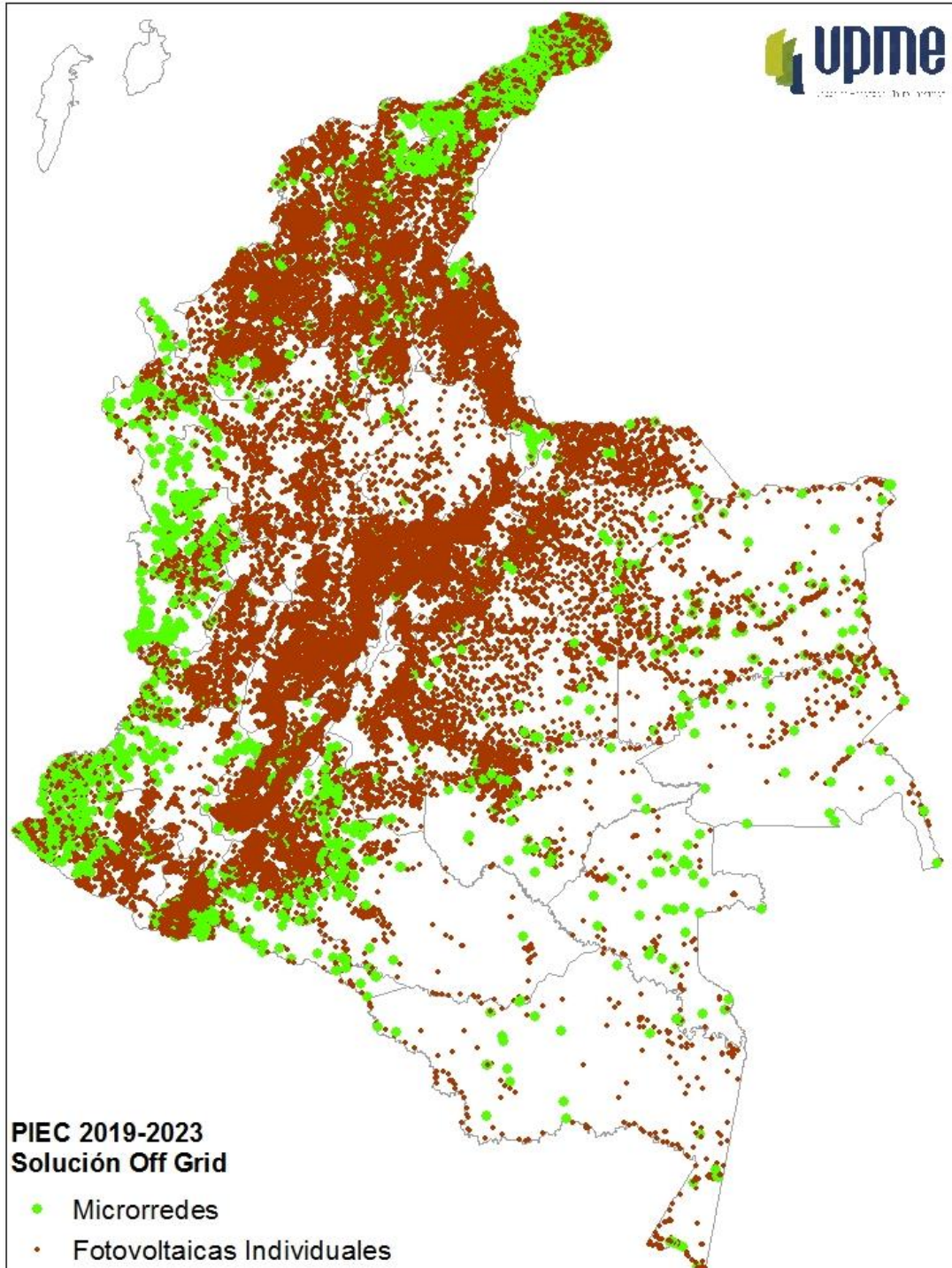


Ilustración 9. Mapa de los sitios para microrredes y soluciones individuales

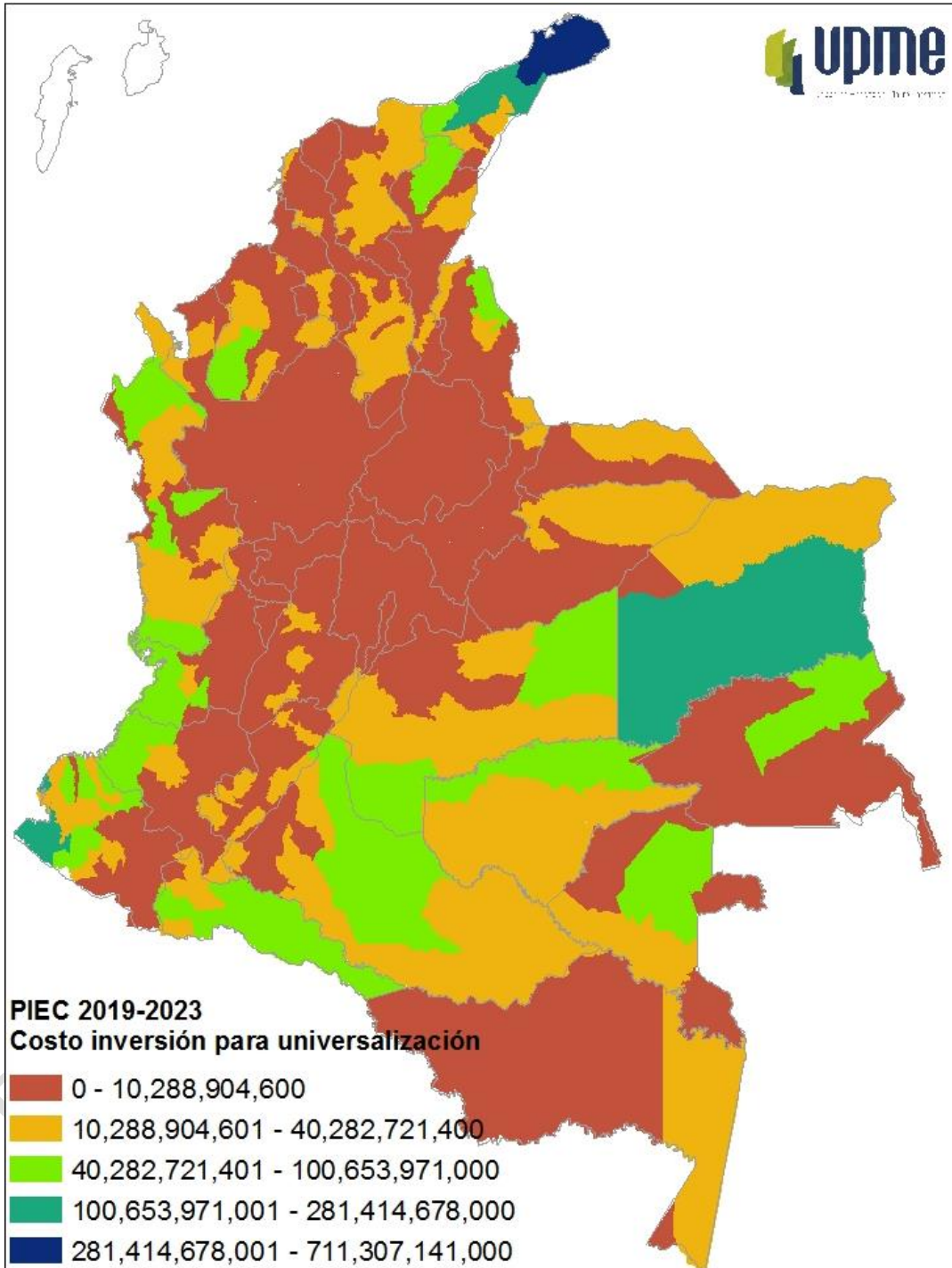


Ilustración 10. Mapa de la inversión municipal para lograr la universalización

Cod	Depto	Solución Interconexión		Microredes Aisladas		Individual		Total		
		VSS	Inversión	VSS	Inversión	VSS	Inversión	VSS	Inversión	\$/VSS
91	Amazonas	-	-	2.610	53.709.010,116	1.601	30.549.332,607	4.211	84.258.342,723	20.009,105
05	Antioquia	19.349	101.182.309,412	1.338	28.291.436,853	3.090	58.965.387,918	23.777	188.439.134,184	7.925,270
81	Arauca	3.518	11.647.280,826	435	9.164.333,538	2.081	39.708.416,775	6.034	60.520.031,140	10.029,836
88	Archipiélago de San Andrés y Providencia	-	-	57	109.066,351	12	228.976,884	69	338.043,235	4.899,177
08	Atlántico	4.920	17.991.509,449	63	1.337.693,227	802	15.303.288,414	5.785	34.632.491,091	5.986,602
11	Bogotá, D.C.	181	771.361,674	-	-	-	-	181	771.361,674	4.261,667
13	Bolívar	9.007	32.644.409,672	5.498	14.716.481,310	10.399	198.427.668,833	24.904	345.788.559,815	13.884,860
15	Boyacá	4.987	37.064.769,653	1.193	24.851.336,931	4.474	85.378.820,334	10.654	147.294.926,918	13.825,317
17	Caldas	96	1.196.122,127	-	-	230	4.389.143,458	326	5.585.265,585	17.132,717
18	Caquetá	3.349	12.901.054,477	6.755	143.051.914,069	7.075	135.001.932,213	17.179	290.954.900,759	16.936,661
85	Casanare	1.832	6.139.193,630	1.859	38.841.529,213	4.532	86.476.951,204	8.223	131.457.674,047	15.986,583
19	Cauca	19.987	69.756.186,018	10.082	188.834.587,645	2.206	42.094.306,098	32.275	300.685.079,761	9.316,346
20	Cesar	4.791	18.068.906,238	6.020	125.869.216,328	5.536	106.634.815,952	16.347	249.572.938,517	15.267,201
27	Chocó	1.735	4.973.579,949	21471	447.228.319,528	6.352	121.205.106,072	29.558	573.407.005,550	19.399,374
23	Córdoba	4.662	19.496.283,289	2.836	60.108.618,751	6.976	133.111.909,912	14.474	212.716.811,951	14.696,487
25	Cundinamarca	2.470	20.665.202,508	75	1.784.464,628	4.620	88.160.172,572	7.165	110.609.839,708	15.437,521
94	Guainía	-	-	2.182	45.578.263,254	1.544	29.461.692,408	3.726	75.039.955,662	20.139,548
95	Guaviare	201	728.068,163	2.885	60.256.720,708	3.071	58.599.000,897	6.157	119.583.789,767	19.422,412
41	Huila	85	513.875,495	2.656	58.911.165,177	9.996	190.745.671,277	12.737	250.170.711,949	19.641,259
44	La Guajira	6.387	19.977.063,546	44.637	938.794.903,522	30.936	590.302.406,952	81.960	1.549.074.374,020	18.900,371
47	Magdalena	5.478	21.388.060,930	4.360	91.719.004,701	8.128	155.093.676,096	17.966	268.200.741,727	14.928,239
50	Meta	7.047	25.700.006,284	2.587	54.045.807,327	13.741	262.197.766,259	23.375	341.943.579,870	14.628,602
52	Nariño	6.846	24.992.620,211	21.372	445.427.444,622	8.046	153.529.009,530	36.264	623.949.074,362	17.205,743
54	Norte de Santander	10.893	58.997.827,831	1.132	23.608.866,043	5.246	100.106.721,730	17.271	182.713.415,605	10.579,203
86	Putumayo	2.553	7.454.550,465	9.716	205.277.314,552	9.866	188.257.164,398	22.135	400.989.029,415	18.115,610
63	Quindío	93	878.571,456	-	-	66	1.259.554,894	159	2.138.126,350	13.447,336
66	Risaralda	50	418.468,955	-	-	56	1.068.699,720	106	1.487.168,675	14.029,893
68	Santander	10.795	41.149.116,020	35	740.205,617	299	5.705.581,445	11.129	47.594.903,082	4.276,656
70	Sucre	4.606	19.245.772,302	153	3.260.640,138	2.348	44.803.143,636	7.107	67.309.556,076	9.470,882
73	Tolima	7.590	45.592.368,709	30	638.333,484	4.907	93.644.948,021	12.527	139.875.650,213	11.165,934
76	Valle del Cauca	13.908	36.471.707,832	9.988	207.247.137,694	3.886	74.152.992,938	27.782	317.871.838,465	11.441,647
97	Vaupés	-	-	2.868	59.784.419,335	743	14.177.485,401	3.611	73.961.904,736	20.482,388
99	Vichada	-	-	5.332	111.454.121,676	5.293	100.997.887,251	10.625	212.452.008,927	19.995,483
		157,416	658,006,247,122	170,225	3,544,642,356,338	168,158	3,208,739,632,099	495,799	7,411,388,235,559	14,948,373

Tabla 4. Resultados PIEC 2019-2023 a nivel departamental

Anexo 1. Resultados PIEC a nivel municipal

PARA COMENTARIOS

Anexo 2. Información base para la elaboración del PIEC

Según lo establecido en el Decreto 1623 de 2015, el PIEC es la base para que el Ministerio de Minas y Energía determine las necesidades y prioridades de desarrollo de infraestructura para extender la cobertura del servicio público domiciliario de energía eléctrica en SIN así como en las ZNI, por lo cual la UPME para la elaboración del PIEC, inicia con la identificación de las necesidades del servicio – como se documentó en la metodología del ICEE ⁹ - en lo posible georreferenciado a nivel de SITIO UPME, así como la identificación de la infraestructura existente tanto en el SIN como ZNI, en la medida que los Operadores de Red, el IPSE y la gestión de los diferentes proyectos que solicitan recursos del estado han permitido contar con dicha infraestructura.

La metodología del PIEC, se basa fundamentalmente en la comparación de varias alternativas de prestación del servicio de energía eléctrica: i) interconexión al SIN, ii) microrredes (generación con plantas térmicas diésel, generación solar fotovoltaica y soluciones híbridas) y iii) soluciones aisladas individuales, para buscar la alternativa viable y brindar el servicio de energía eléctrica a las viviendas¹⁰ que a 2018 no cuentan con dicho servicio.

⁹ Metodología publicada el 5 de diciembre en:

<http://www.siel.gov.co/Inicio/CoberturadelSistemaInterconecadoNacional/ConsultasEstadisticas/tabid/81/Default.aspx> para comentarios hasta el 13 de diciembre.

¹⁰ Dato publicado el 5 de diciembre en:

<http://www.siel.gov.co/Inicio/CoberturadelSistemaInterconecadoNacional/ConsultasEstadisticas/tabid/81/Default.aspx> para comentarios hasta el 13 de diciembre.

Bajo este contexto, a continuación se hará una breve descripción de la gestión y resultados de la información espacial que se pudo adelantar hasta noviembre de 2019 para la presentación del PIEC. Posteriormente, en la siguiente entrega se incluirá, las consideraciones de carácter técnico y económico, los parámetros de las diferentes alternativas para ampliar la cobertura y se finaliza con los resultados de su aplicación a nivel nacional.

1.3. Definiciones

Con el fin de contextualizar y obtener un mejor entendimiento de la información disponible para la elaboración del PIEC, a continuación las definiciones que se utilizaran en este capítulo:

Sitio UPME: La UPME con la necesidad de identificar las poblaciones que aún no cuentan con el servicio de energía eléctrica, ha creado la definición propia de SITIO, así:

- ✓ Un sitio se compone por una vivienda que se encuentre a una distancia plana mínima de 400 metros de otra o del centroide de una agrupación de viviendas.
- ✓ O por una agrupación de 2 o más viviendas con una distancia entre ellas menor o igual a 400 metros.

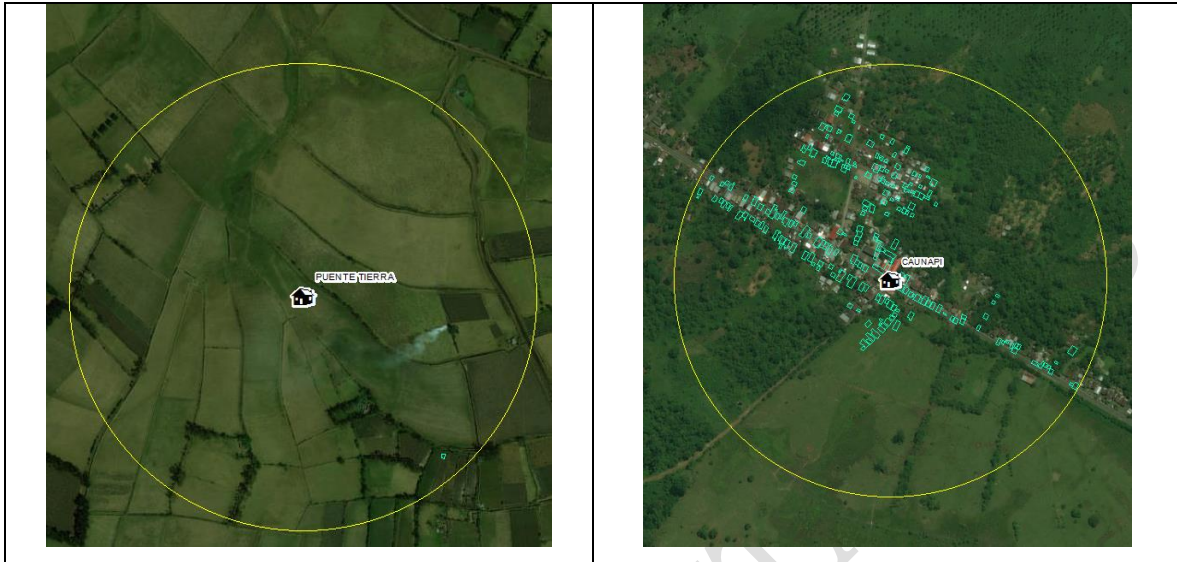


Ilustración 11. Definición SITIO UPME

Localidad IPSE: División territorial genérica para cualquier núcleo de población con identidad propia. Puede ser de tamaño pequeño, con pocos habitantes, o de gran tamaño como una ciudad, para el caso particular esta población se encuentra en áreas ZNI¹¹.

Grilla 1km²: Grilla a nivel nacional generada a partir de los resultados del CNPV 2018 elaborada por el DANE. De acuerdo con la Ley 79 de 1993, dicha información excluye las grillas que infringe la reserva estadística, lo cual representa aproximadamente 14,7% del total de viviendas sin servicio conforme con las

¹¹Fuente:

http://190.216.196.84/CNM/Data/no_telemetria/INFORME%20LOCALIDADES%20SIN%20TELEMETR%C3%8DA%20ZNI%20MAYO%202018.pdf

respuestas a la pregunta 19 del CNPV sobre la prestación del servicio de energía en el territorio.

Cabecera Municipal: área geográfica que está definida por un perímetro urbano, cuyos límites se establecen por acuerdos del Concejo Municipal. Corresponde al lugar en donde se ubica la sede administrativa de un municipio. (Fuente: DANE)

Resto municipal ó Área rural: se caracteriza por la disposición dispersa de viviendas y explotaciones agropecuarias existentes en ella. No cuenta con un trazado o nomenclatura de calles, carreteras, avenidas, y demás. (Fuente: DANE).

De otra parte, el MGN define los niveles geográficos¹² presentados en la Ilustración 12:



Ilustración 12. Niveles geográficos del MGN. Fuente: DANE

¹²Fuente: Fuente: Resolución 2222 del 03 de agosto de 2018 y el manual de uso del Marco Geoestadístico Nacional.

Sector urbano: es una división cartográfica creada por el DANE con fines estadísticos conformada por secciones urbanas. Es la mayor división o máximo nivel de agregación definido dentro del perímetro censal de las cabeceras municipales y centros poblados.

Sección urbana es la división cartográfica creada para fines estadísticos y que agrupa un promedio de 20 a 22 manzanas censales, contiguas y pertenecientes al mismo sector urbano. La geometría de este nivel es tipo polígono.

Manzanas censales, son áreas de terreno edificado o sin edificar, delimitadas por vías de tránsito vehicular o peatonal de carácter público, así como por accidentes naturales o culturales, siempre y cuando estos elementos sean de carácter permanente y se identifiquen fácilmente en campo. La geometría de este nivel es tipo polígono.

Sector rural: división cartográfica creada por el DANE para fines estadísticos. Es la mayor división cartográfica definida para el área rural, tanto de los Municipios como de los corregimientos departamentales. Corresponde en promedio a extensiones geográficas de 100 kilómetros cuadrados, cuyas áreas se encuentran delimitadas por límites político - administrativos, así como por elementos naturales y culturales del paisaje. Esta división contiene o agrupa secciones rurales.

Sección rural: división cartográfica creada por el DANE para fines estadísticos. Corresponde en promedio a extensiones geográficas de 20 kilómetros cuadrados, cuyas áreas se encuentran delimitadas por límites político-administrativos, así como por elementos naturales y culturales del paisaje.

Cabe resaltar que para la elaboración del PIEC, se tomó como base la división política administrativa generada por el IGAC a escala 1:100.000, ver la Ilustración 13. Entendiéndose división político administrativa como el establecimiento de los

límites de frontera en diferentes niveles como departamental y municipal que según el Decreto 1551 de 2009 está a cargo del Instituto Geográfico Agustín Codazzi.

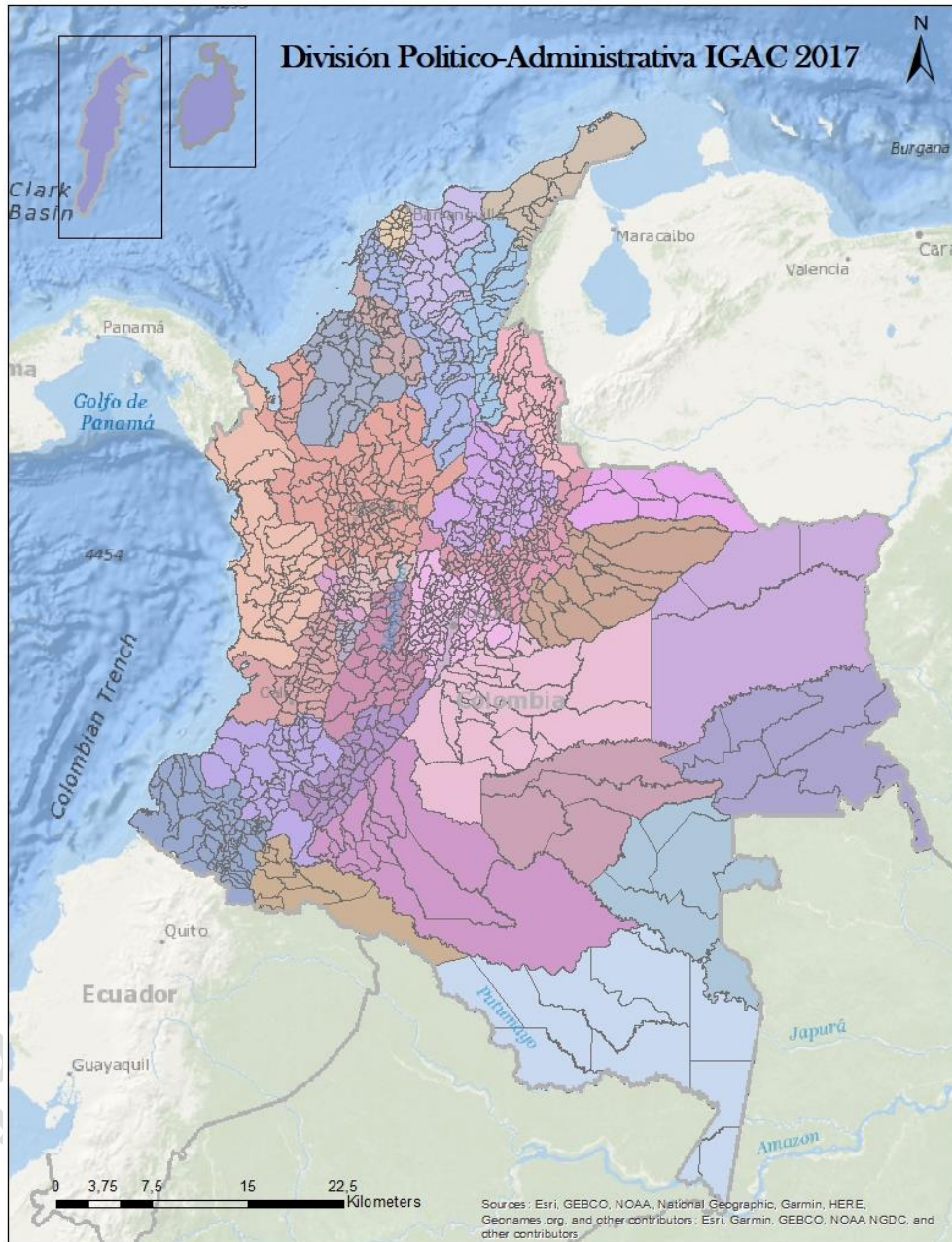


Ilustración 13. División político administrativa. Fuente: IGAC 1:100.000

1.4. Sitios UPME

Al no encontrar en otras instituciones del orden nacional la respuesta sobre la cantidad y ubicación de las necesidades del servicio de energía, la UPME desde hace varios años creó la capa de SITIOS para realizar la planeación sobre una base más aproximada a las necesidades del territorio. A noviembre de 2019, la UPME cuenta con 39.049 sitios disponibles en la base de datos, los cuales se han obtenido como resultado de un proceso metodológico para crearlos y validarlos espacialmente.

Desde la elaboración de anteriores Planes, la UPME ha sido recurrente en la solicitud a las Entidades Territoriales y a los formuladores de proyectos de los fondos Estatales (FAER, FAZNI, SGR, otros) que incluyan la localización geográfica de las poblaciones que aún no cuentan con servicio, así como las poblaciones que se beneficiarán de dichos recursos, fundamentalmente para: i) Visualizar territorialmente las necesidades del servicio, ii) Para disponer de información actualizada del territorio y poder plantear estrategias para lograr la universalización.

Como resultado de dicha gestión, a la fecha la capa de SITIOS incluye además fuentes como: los centroides de la grilla de 1km² provista por el CNPV, proyectos PECOR, Localidades IPSE, proyectos que solicitan recursos a los fondos FAER, SGR, resultados de encuestas PERS, proyectos del Plan Todos Somos Pazcífico, y el reporte de algunas Entidades Territoriales que han dado respuesta a la solicitud.

A continuación se explica en qué ha consistido el reporte y la validación que se hace a fin de mantener cierta consistencia en la información. No obstante, lo ideal es disponer de la base predial catastral actualizada anualmente, además de incluir análisis espaciales utilizando imágenes satelitales.

2.2.1 Localidades IPSE

A partir de las localidades reportadas por el IPSE como resultado de su gestión de monitoreo y de las preguntas por el Call Center, en mesas técnicas conjuntas se estableció la relación entre el ID_Localidad y ID_SitioUPME homologando así la codificación de las dos bases de datos; con esta metodología, se logró validar la información de 1.772 localidades, actualizando las respectivas vigencias 2017 y 2018, y se crearon en la capa Sitios 354 nuevos sitios y, se incluirán otras 210 localidades cuando se disponga de sus coordenadas. En la Ilustración 14, se muestra el mapa con las localidades IPSE incorporadas en la base de datos SITIOS_UPME.

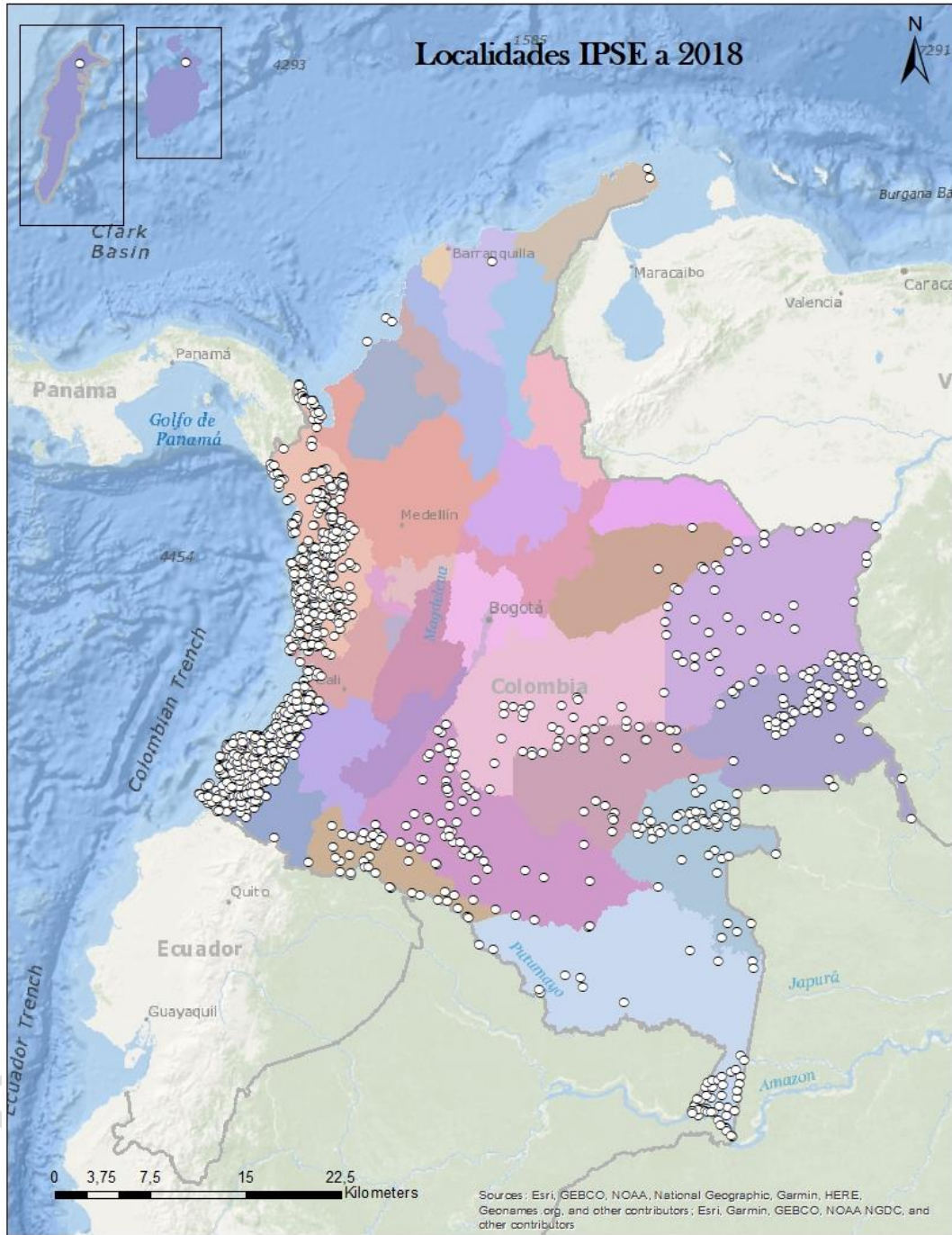


Ilustración 14. Localidades IPSE incorporadas en la capa SITIOS UPME.

Con esta labor, se evidencia la necesidad de continuar armonizando las bases de datos con el territorio, pues de las 1.980 localidades quedaron 44 con diferencias en la ubicación municipal, para estos casos la decisión fue dejar las coordenadas reportadas que interseca con la capa de municipios IGAC 1:100.000, incluyéndole la observación que en el territorio la localidad la reconocen de otro municipio, un ejemplo de este caso se observa en los sitios: “Laguna Colorada” y “Puerto Zancudo”, las cuales se encuentran en el límite de los departamentos de Vichada y Guainía, como se muestra en la Ilustración 15.

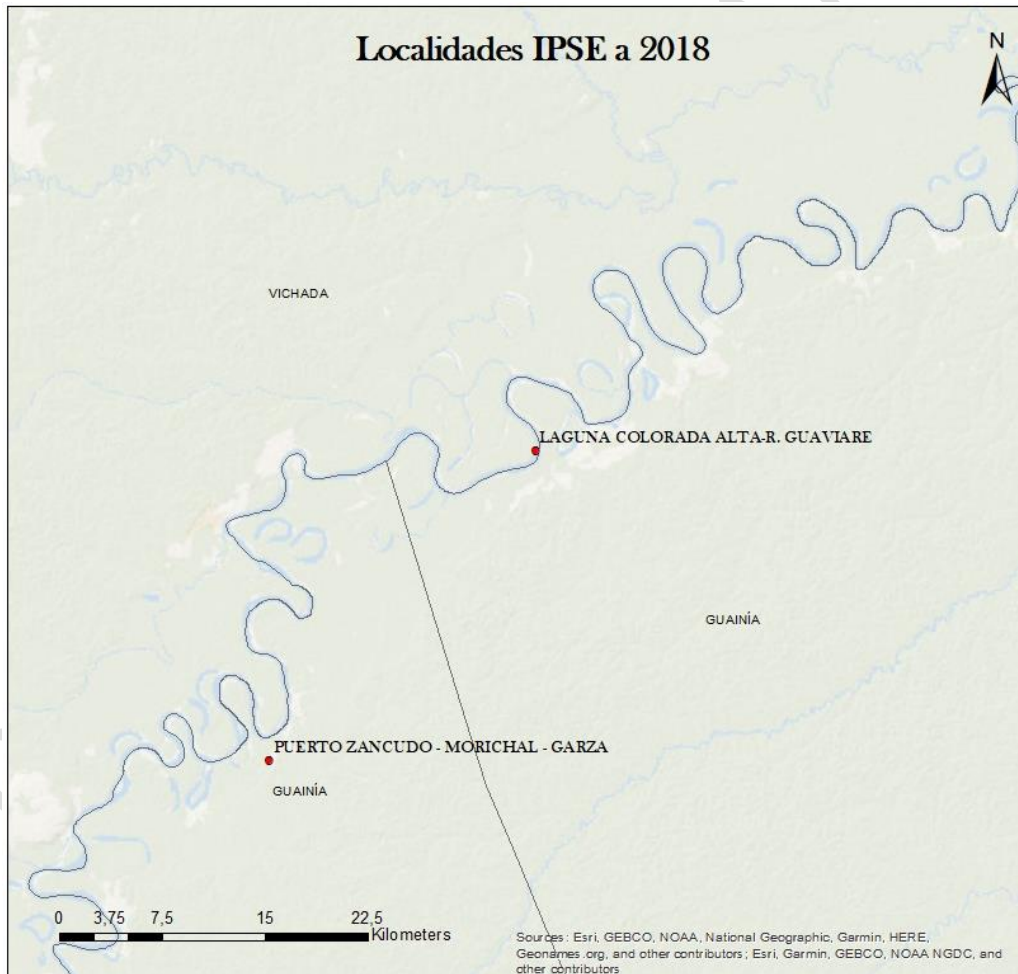


Ilustración 15. Caso de coordenadas de la Localidad Laguna Colorada y Puerto Zancudo vs capa Municipios IGAC 1:100.000

2.2.2 Proyectos PECOR

Otra fuente para la capa de Sitios, fue el reporte de 1.812 nuevos SITIOS de los planes de expansión de cobertura de los Operadores de Red-PECOR- que presentaron en 2018 y 2019. Ver la Ilustración 16.

SITIOS UPME PARA PECOR 2018 - 2019

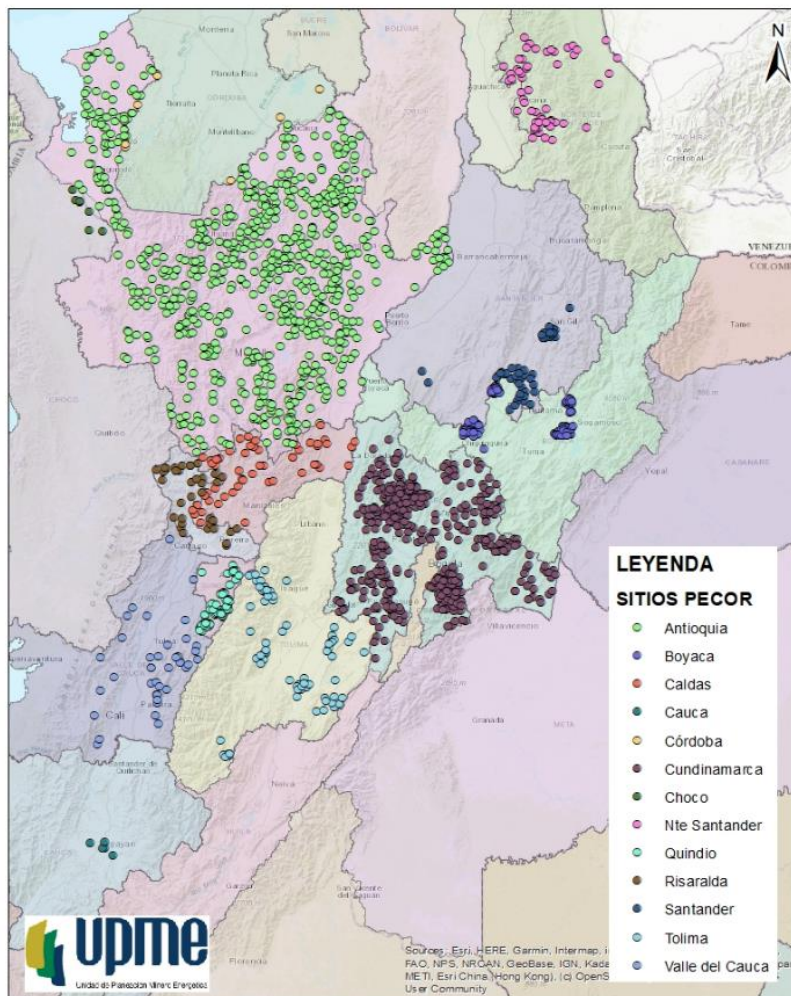


Ilustración 16. Sitios reportados en PECOR 2018-2019

2.2.3 Proyectos de Fondos evaluados en UPME

De las poblaciones a beneficiarse por medio de los proyectos de los diferentes Fondos que evalúa la UPME: FAER, SGR, se incluyeron 445 nuevos Sitios en el año 2018, de los 2.507 sitios totales incluidos durante el periodo 2015-2018.

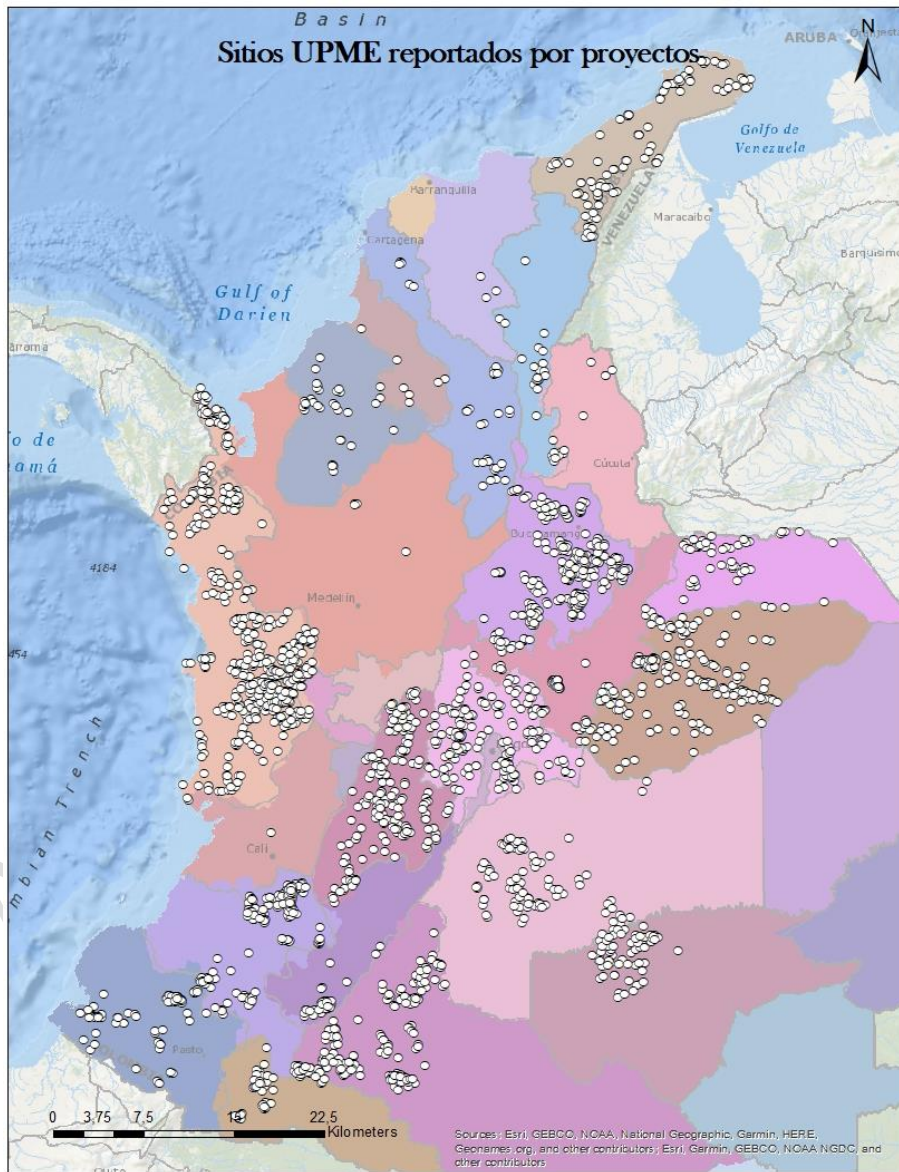


Ilustración 17. Sitios con fuente de proyectos evaluados por la UPME.

2.2.4 Plan Todos Somos Pazcifico -PTSP

41

De la georreferenciación de los proyectos del PTSP, se obtuvo información del proyecto Cauca - Nariño, sin embargo solo corresponde a información espacial más no tiene atributos asociados.

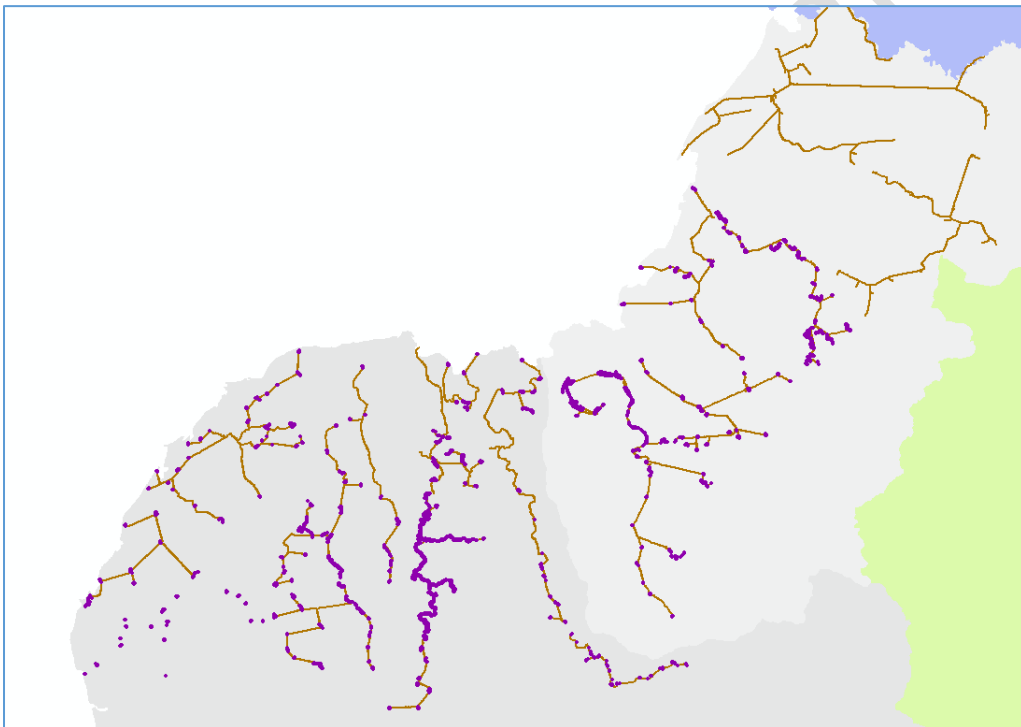


Ilustración 18. Proyecto Cauca – Nariño por PTSP

2.2.5 Entidades Territoriales

Del reporte de las Entidades Territoriales que se ha logrado a la fecha, se ingresaron 1.336 nuevos sitios a la Base de Datos, lo cual corresponde solo al 3,4% del total de registros de la capa SITIOS.

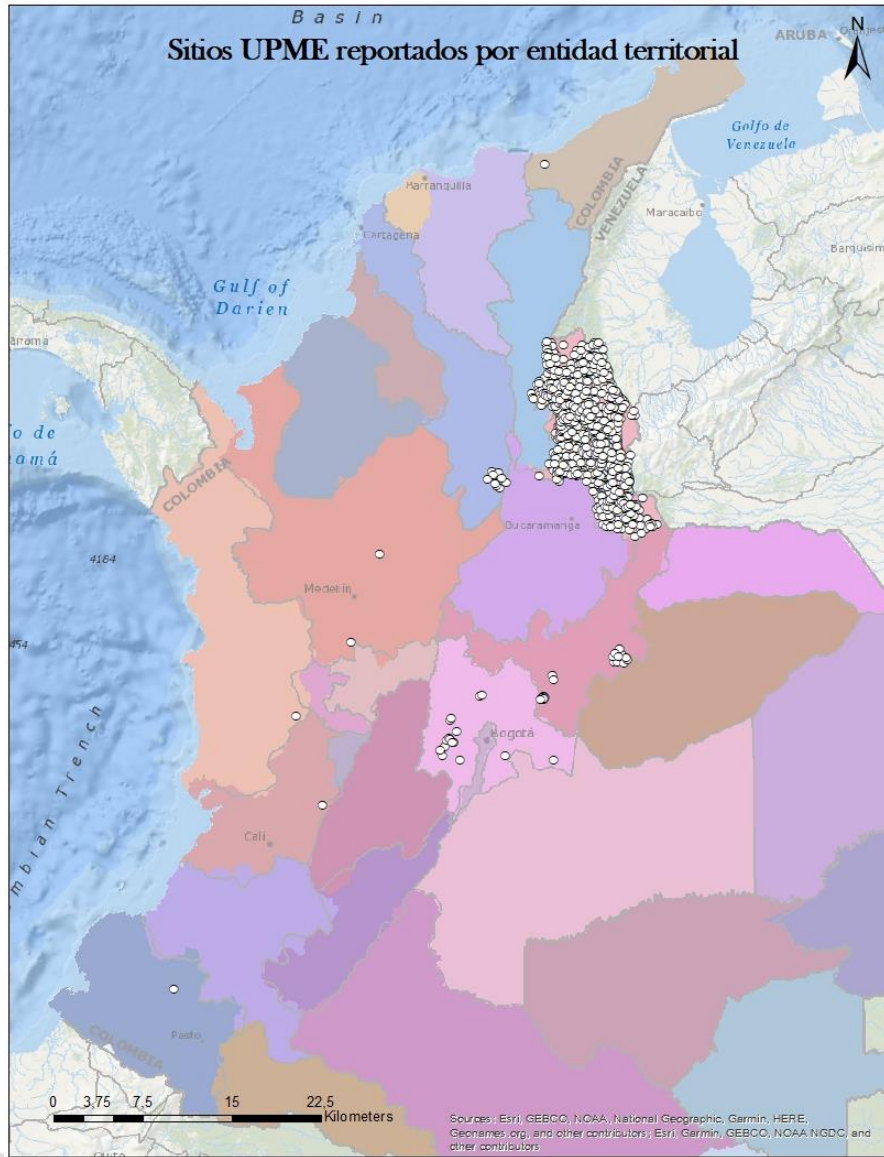


Ilustración 19. Sitios reportados por Entidades Territoriales.

2.2.6 Centroides grilla 1km² resultantes del CNPV 2018

En el marco del convenio CV-006 DANE-UPME, el DANE a partir de los resultados del CNPV 2018, nos entregó grillas de 1km² para todo el territorio nacional, a éstas asociaron la información sobre la prestación del servicio de energía resultante de

la pregunta 19, excluyendo las grillas que incumplieran la ley de reserva estadística.

Cabe resaltar que a este nivel de grillas, no fue posible restar la información de cuartos como se realizó en la estimación del ICEE Municipal. Razón por la cual, fue necesario seleccionar la información de estas grillas que fuera consistente con el valor de cobertura estimado a nivel municipal. En la Ilustración 20 es posible notar en color rojo las grillas que se utilizaron, observándose mayor densificación en la zona de cordilleras y mayor dispersión en la parte sur oriental del país.

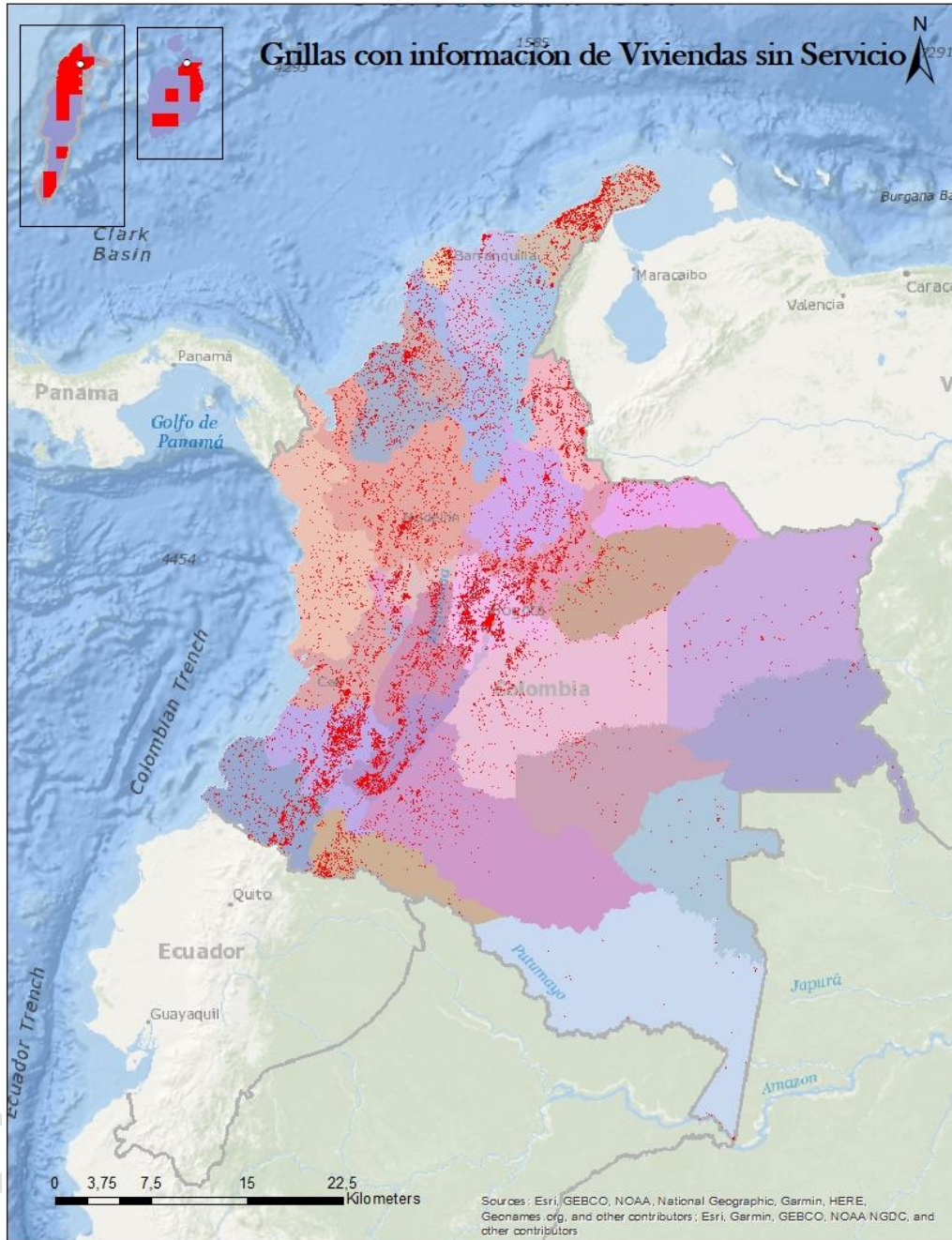


Ilustración 20. Grilla de 1km2 con valores de viviendas sin servicio

Dado que no se conoce la distribución de las viviendas dentro de la grilla, se supone que las viviendas se encuentran en el municipio con la mayor proporción de la grilla, un geoprocésamiento similar se realizó a nivel de veredas.

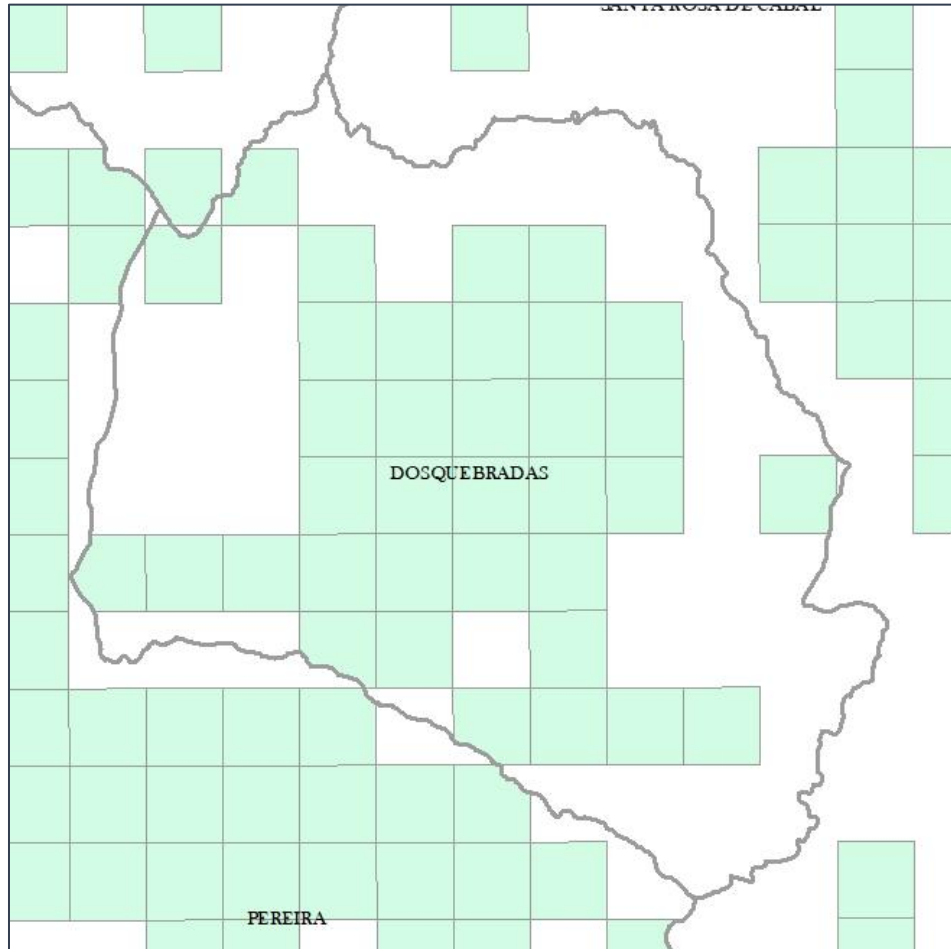


Ilustración 21. Asignación del valor de la grilla conforme al límite municipal.

2.2.7 Otras posibles fuentes

En la búsqueda de información que revele la realidad en territorio, se consultó con un proveedor internacional de imágenes satelitales, para realizar el análisis similar que se llevó a cabo en la Guajira hace un par de años, sin embargo la cotización de este tipo de servicio para todo el país, excluyendo los polígonos de las cabeceras

municipales tiene un costo alto para ser asumido por la UPME. Además, estaba la expectativa con los resultados del Censo, para entonces no contábamos con la restricción por reserva estadística y esperábamos que los resultados fuesen similares al registro de los Operadores de Red. Razones por las cuales, no se continuó con la contratación. No obstante, seguimos realizando otras gestiones que nos aporten a este tipo de análisis, y podamos obtener una radiografía del territorio más cercana a la realidad.

2.2.8 Procedimiento de creación y validación de SITIOS

Si bien se ha gestionado la consecución de información, es necesario continuar con esta búsqueda dado que es ineludible contar con la mayor precisión posible sobre la cantidad y ubicación de las necesidades de servicio de energía eléctrica, y poder conseguir buenos resultados, tanto en la planeación como para enfocar los esfuerzos de política pública y lograr así la universalización y dar cumplimiento al compromiso del ODS7¹³.

Como se esbozó en los anteriores ítems, se evidencia dificultades para obtener información de calidad, y dado que ODS7 es transversal a otros sectores, es inminente unir esfuerzos para mejorar la identificación de las poblaciones carentes del servicio y lograr un mayor impacto social y económico, especialmente en nuestras zonas rurales y, conseguir reducir las brechas que las diferencian de las zonas urbanas.

¹³ ODS 7: Energía asequible y no contaminante. PNUD

Con base en los resultados presentados en el documento, ICEE 2018 publicado el 5 de diciembre¹⁴, y con la información anteriormente descrita sobre las fuentes que alimentan el shapefile de SITIOS, se desarrolló el siguiente procedimiento, que se sintetiza en la Ilustración 22 y que conlleva a establecer un mecanismo de validación de dicha capa.

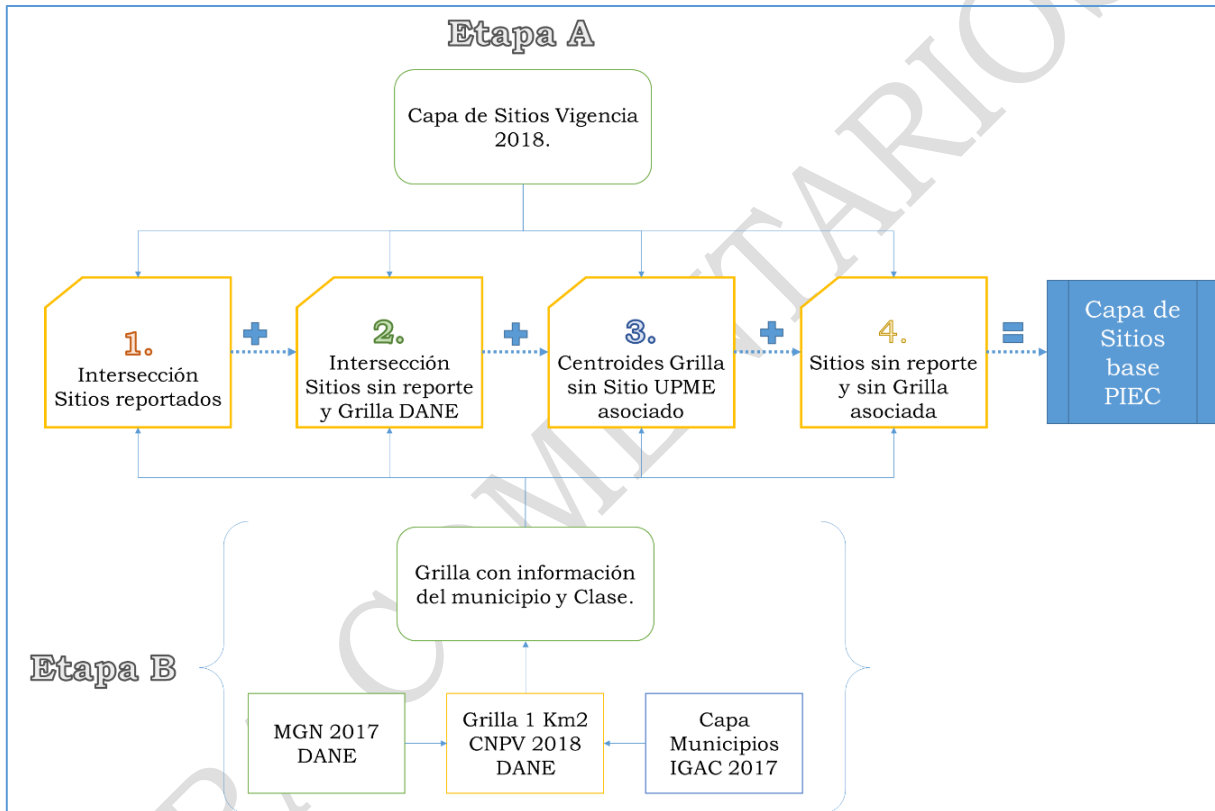


Ilustración 22. Diagrama del procedimiento de creación y validación Sitios UPME

¹⁴ Documento publicado el 5 de diciembre en:

<http://www.siel.gov.co/Inicio/CoberturaDelSistemaInterconectadoNacional/ConsultasEstadisticas/tabid/81/Default.aspx> para comentarios hasta el 13 de diciembre.

En la etapa A tenemos la capa de Sitios UPME, la cual incluye la información reportada de parte del PECOR, proyectos, PERS, PTSP, localidades IPSE, con vigencia 2018. Para la Etapa B se realiza una intersección entre las capas de municipios IGAC, MGN DANE y Grilla 1 Km² del CNPV con el fin de relacionar a cada grilla un municipio y una clase (Cabecera Municipal o resto).

Con el fin de obtener la capa de sitios base de PIEC, se realizaron diferentes niveles de geoprocésamiento como se detalla a continuación: (1) Intersección de sitios con reporte para el año 2018 y grilla DANE, excluyendo las grillas donde ya se tiene información reportada. (2) Intersección entre la capa sitios UPME que tienen reporte para la actual vigencia, y están ubicados dentro de una grilla DANE, a éstos se les asoció la información de la grilla. (3) Para las grillas restantes de los dos procesos anteriores, se generaron centroides a los cuales se les asignó la información de la grilla a la que pertenecen. (4) Para este último procesamiento están los sitios UPME que no intersectan con alguna grilla y que no tiene ningún reporte asociado, a los cuales se les asignó las viviendas restantes del total municipal o se dejaron sin dato en los casos que el municipio este representado completamente por las anteriores capas de información. En la *Ilustración 23* se evidencia el resultado por estos 4 niveles de geoprocésamiento.

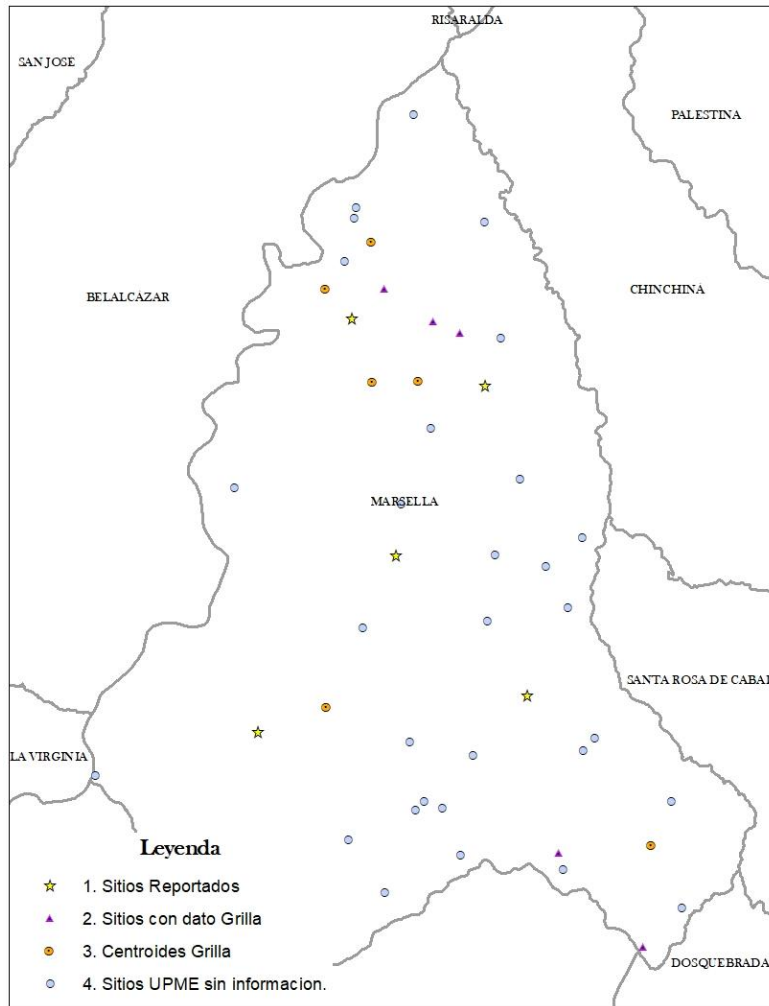


Ilustración 23. Ejemplo Municipio de Marsella.

Consecuentemente, se obtiene la actualización de la Capa SITIOS UPME con el valor de las viviendas y viviendas sin servicio, guardando la consistencia con los resultados del ICEE a nivel municipal. No obstante, la distribución espacial puede verse afectada por la calidad de las respuestas a la pregunta 19 del CNPV, situación que puede mejorarse si se dispone de otras fuentes con mejor nivel de detalle.

1.5. Red Eléctrica SIN y ZNI

Además de la información de la posible demanda a atender (SITIOS) es fundamental contar con la infraestructura eléctrica del país, en esta búsqueda fue posible contar parcialmente con las siguientes fuentes de información:

50

2.3.1 Redes del SDL

En el marco de la Resolución CREG 015 de 2018, se solicitó a los OR diligenciar los formatos descritos en la misma, alrededor de 34 archivos de tipo excel, los cuales cuentan con coordenadas geográficas e incorpora la información pertinente a los circuitos que tiene la coordenadas del punto inicial y final. La UPME evaluó la posibilidad de contar con dicha información y evitar la redundancia de solicitudes a los OR, por lo cual se requirió a la CREG compartir dicha información, sin embargo por condiciones de confidencialidad no fue posible acceder a la misma.

Con esta respuesta, se decidió solicitar por medio de la Res. UPME 279 de 2018, al Operador para que remitirá la información de sus sistemas en un formato de GDB, tanto para evaluar su PECOR como para PIEC.

Se recibieron las redes de 12 Operadores que pertenece al sistema distribución y son quienes presentaron su PECOR 2018 y 2019, con éstas se generó la GDB que una vez compilada cuenta con 2'187.272 registros del STN y 3'415.553 registros del SDL. En la Ilustración 24 y la Ilustración 25 se presenta las redes del STN y SDL respectivamente.



Ilustración 24. Mapa con las redes del STN reportadas mediante GDB

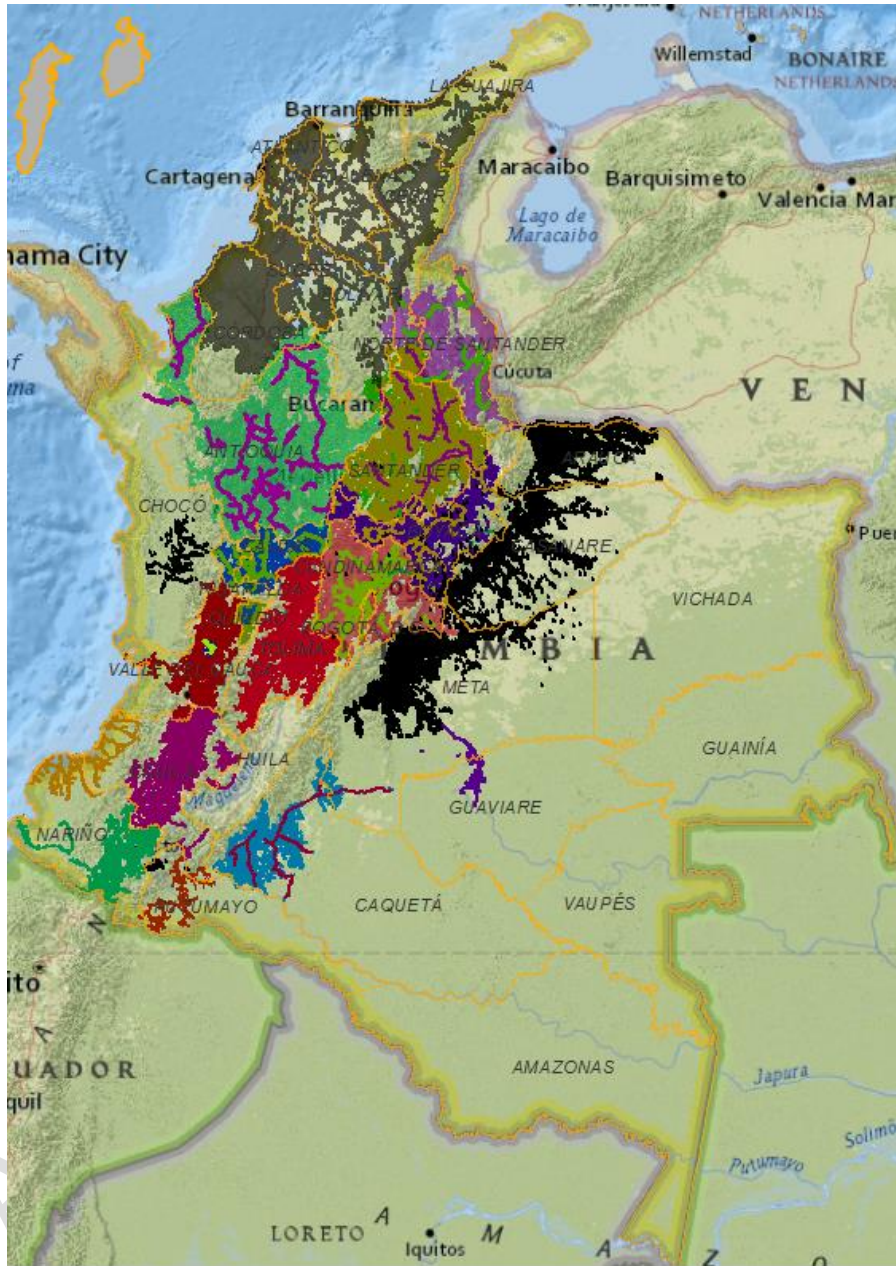


Ilustración 25. Mapa con las redes del SDL reportadas mediante GDB y transformadores SUI

2.3.2 Transformadores SUI

De 27 Operadores de Red constituidos, quedaron 15 que no presentaron su PECOR y consecuentemente no presentaron su GDB, para completar la información de éstos, se decidió consultar en el SUI la información con corte a Dic/2018 del reporte que realizan mediante los formatos 1 y 5. Esta información se tradujo a los formatos GDB UPME, especialmente la parte espacial, ya que las variables técnicas solicitadas mediante la resolución UPME no fue posible deducirlas del SUI, pues el objetivo de los formatos de la SSPD son referentes al tema comercial. Se muestra el resultado de dicho geoprocetamiento para el departamento de Putumayo en la Ilustración 26.

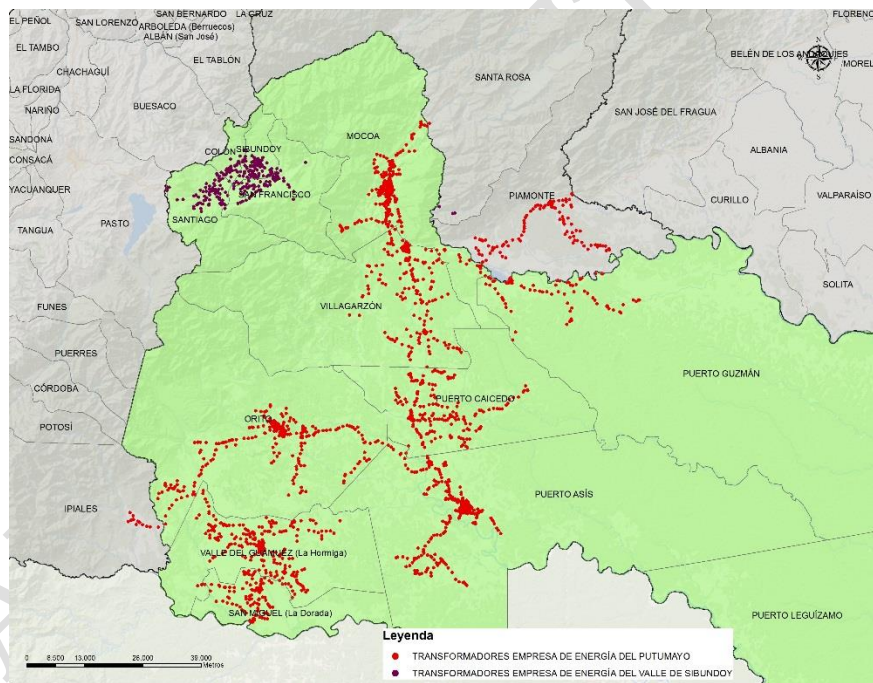


Ilustración 26. Mapa con los transformadores reportados a SUI

De esta nube de puntos de transformadores, se puede deducir aproximadamente el trazado de la red, información suficiente para realizar la planeación indicativa de la expansión. Para el caso de Huila no fue posible completar la información con

transformadores del SUI porque presenta inconsistencias con el sistema de referencia.

2.3.3 Sistema interconectado 2015

En el año 2015, se había solicitado a los OR que reportaran las redes de su Sistema, esta solicitud no fue exitosa porque faltó tanto claridad en la solicitud como en la respuesta, sin embargo en algunos casos nos fue útil las imágenes para comparar con los resultados arrojados de la espacialización de los transformadores dispuestos en el SUI a diciembre de 2018. Como ejemplo de este caso, se observa la región Caribe en la Ilustración 27.

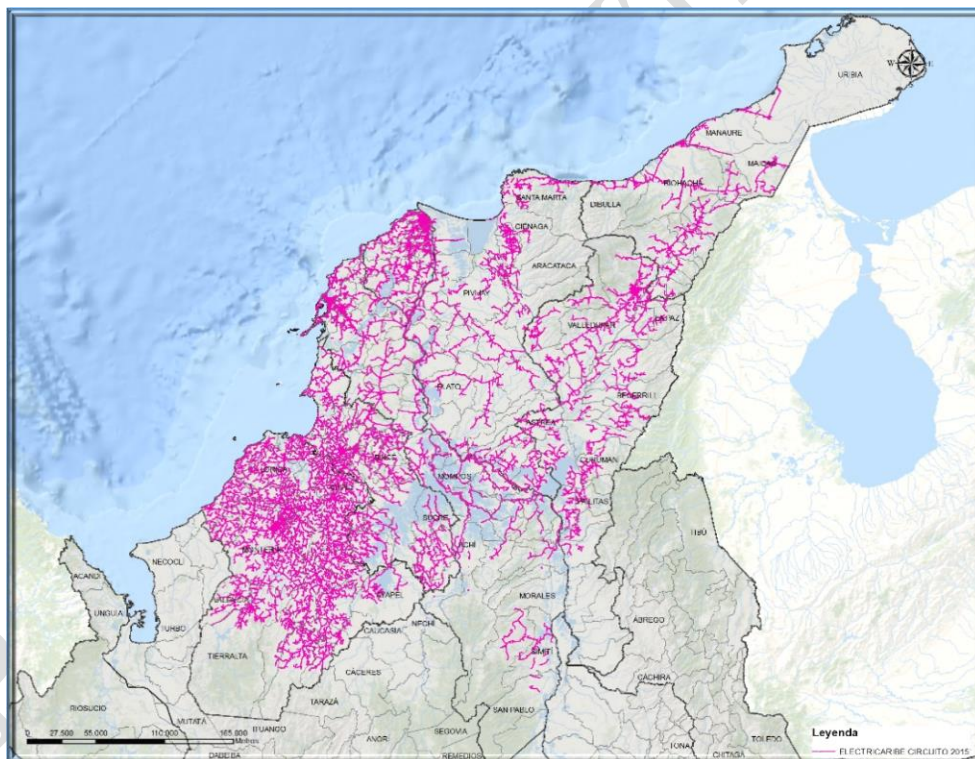


Ilustración 27. Mapa con redes del reportadas en 2015 Electricaribe-



2.3.4 Infraestructura de Generación en ZNI

Para el anterior Plan, el IPSE reportó el shape file con las plantas de generación instaladas en las zonas no interconectadas, la misma que se presenta en la Ilustración 28.



Ilustración 28. Mapa plantas de generación ZNI- Fuente: IPSE

Como se mencionó en el numeral 1.1.4, del PTSP nos dispusieron información en formato kmz del proyecto Cauca – Nariño, como se presentó en la Ilustración 18. Mejorando esta versión, deberíamos poder contar con todos los proyectos ejecutados con recursos del Estado organizados en la GDB.

Con la disponibilidad de la infraestructura descrita, se logró tener la GDB de la infraestructura del SIN y parte de la ZNI, quedando información por completar de acuerdo con lo establecido en el diccionario de datos de la UPME. El esquema básico del trabajo adelantado hasta la fecha, se puede observar en la Ilustración 29.

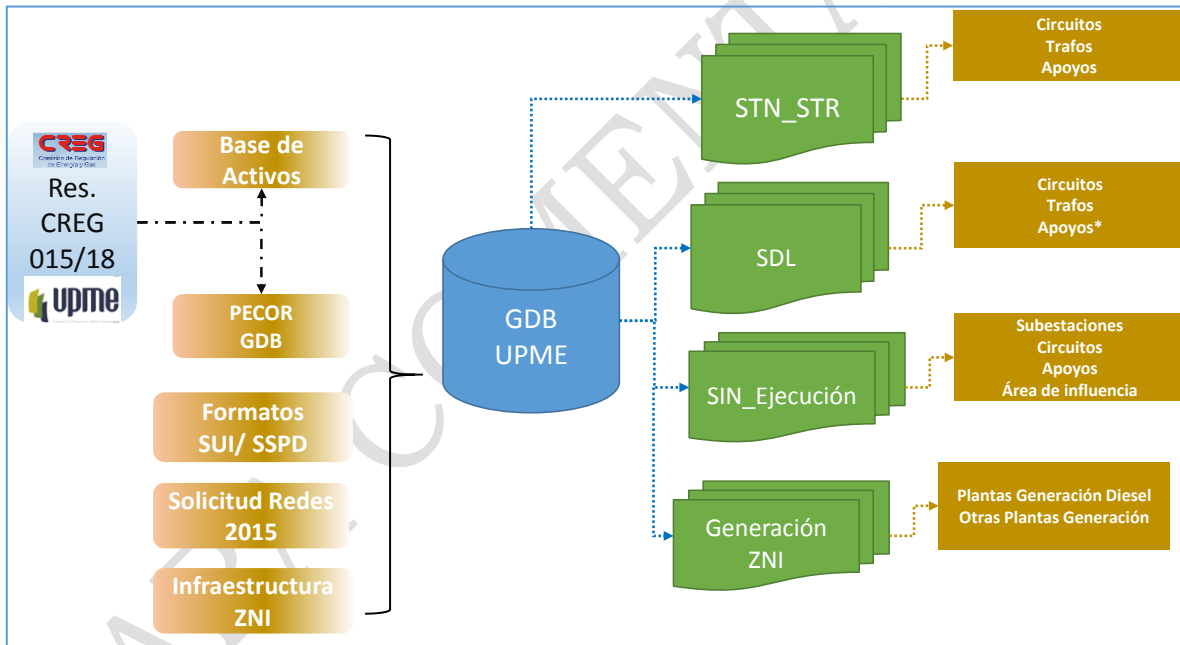


Ilustración 29. Esquema general GDB UPME

En general, se realizaron las siguientes actividades:

1. Se creó GDB con diferentes fuentes.
2. Se creó el diccionario de datos y metadatos

Y a la fecha está pendiente:

3. Crear el catálogo de objetos.
4. Documentar el proceso de actualización
5. Definir políticas y perfiles de acceso a la GDB
6. Crear la interfaz de consulta por intranet

En conclusión, la información disponible descrita en este documento, es la base para la elaboración del PIEC 2019, quedando aún tareas por hacer en pro de mejorar la información así como la capacidad de análisis espacial, lo cual solo es posible con el compromiso de todos los actores involucrados en este proceso: MME, Operadores de Red, IPSE, formuladores de proyectos, Entidades Territoriales, etc, para el beneficio especialmente de la población que aún no cuenta con el servicio de energía.

PARA COMENTARIOS

Anexo 3. Metodología y resultados de la estimación del ICEE 2018

PARA COMENTARIOS