



Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica

2013 - 2017



Plan Indicativo de
Expansión de Cobertura
de Energía Eléctrica
2013 - 2017



Unidad de Planeación Minero Energética



REPÚBLICA DE COLOMBIA

Ministerio de Minas y Energía

Unidad de Planeación Minero Energética - UPME

Ministro de Minas y Energía

Amylkar David Acosta Medina

Director de Energía - MME

Alonso Mayelo Cardona Delgado

Director General UPME

Ángela Inés Cadena Monroy

Subdirector Energía Eléctrica - UPME

Alberto Rodríguez Hernández

Oficina de Gestión de Proyectos de Fondos UPME

Sandra Lizette Mojica Corchuelo

Olga Leandra Rey Luengas

Andrea Paola Galindo Vargas

Grupo de Cobertura UPME

Olga Estella Ramírez Yaima

Diana María Pérez Orozco

Subdirector de Información

Roberto Leonel Briceño Corredor

Coordinación Editorial

Oliver Díaz Iglesias

Daniel Roberto Vesga Alfaro

Diseño, diagramación e impresión

Strategy Ltda.

Teléfonos (1) 335 0778 - 244 8149

Legis S.A.

www.legis.com.co

ISBN: 978-958-8363-24-0

Derechos Reservados

Hecho en Colombia. Año: 2014



PRESENTACIÓN

Desde la UPME tenemos el agrado de presentar a los Operadores de Red, las instituciones del sector energético y el público en general el Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura de Energía Eléctrica, PIEC, para el período 2013-2017.

En este Plan se parte de una estimación del número de viviendas sin cobertura, para identificar la inversión económica requerida que garantice la universalización del servicio. Esta inversión se clasifica en expansión de la red del SIN como en soluciones aisladas. Se hace un cálculo del impacto en la tarifa de cada Operador de Red. Se analizan tres escenarios de variación del Cargo de Distribución (Dt) para cuantificar de manera indicativa cuál sería el aumento de la cobertura vía un incremento tarifario.

Según los resultados obtenidos, se proponen dos esquemas de financiación para avanzar en la prestación del servicio de energía eléctrica en el futuro inmediato: ejecución directa por parte de los operadores de red, cuando la inversión inicial es recuperable vía tarifa y aportes complementarios de recursos de los fondos FAER y FAZNI según la disponibilidad de los siguientes 5 años. De ejecutarse así el Plan, el índice de cobertura aumentaría de 96,10% a 97,45%.

En este documento se presenta la metodología, los análisis y resultados en la materia, tanto a nivel nacional como departamental, los cuales esperamos sean de gran utilidad tanto para empresas como para autoridades y logren contribuir en la senda de la universalización de la energía a nivel nacional, cumpliendo con parámetros de calidad y confiabilidad.

ÁNGELA INÉS CADENA MONROY

Directora General

LISTA DE SIGLAS

ADD.	Área de Distribución.
AOM.	Administración, Operación y Mantenimiento.
ArcGIS.	Software para Sistemas de Información Geográfica
ASE.	Área de Servicio Especial.
BT.	Baja Tensión.
CM.	Cabecera Municipal.
CNM.	Centro Nacional de Monitoreo.
CONPES.	Consejo Nacional de Política Económica y Social.
CREG.	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
CU.	Costo Unitario de prestación del servicio.
DANE.	Departamento Administrativo Nacional de Estadística.
DIVIPOLA.	División Político-administrativa de Colombia.
Dt.	Cargo de distribución para los niveles 3 y 2 (Res.MME180465 de 2012).
EE.	Energía Eléctrica.
ET.	Entidad Territorial.
FAER.	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas.
FAZNI.	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas.
FE.	Factor de Emisión.
FECOC.	Factor de Emisión de los Combustibles Colombianos.
FNCE.	Fuentes No Convencionales de Energía.
FNR.	Fondo Nacional de Regalías.
FSSRI.	Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos.
ICEE.	Índice de Cobertura de Energía Eléctrica.
IDEAM.	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
IGAG.	Instituto Geográfico Agustín Codazzi.
IPC.	Índice de Precios al Consumidor.
IPP.	Índice de Precios al Productor.
IPSE.	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas.
MME.	Ministerio de Minas y Energía.
MT.	Media tensión.
NBI.	Índice de Necesidades Básicas Insatisfechas
OEP.	Orden de Elegibilidad de los Proyectos.



OR.	Operador de Red.
PAOMR.	Porcentaje de AOM reconocido.
PECOR.	Planes de Expansión de Cobertura de los Operadores de Red.
PIEC.	Plan Indicativo de Expansión de Cobertura.
PND.	Plan Nacional de Desarrollo.
PRONE.	Programa de Normalización de Redes Eléctricas.
SDL.	Sistema de Distribución Local.
SGR.	Sistema General de Regalías.
SIG.	Sistema de Información Geográfica.
SIN.	Sistema Interconectado Nacional.
SISMEG.	Sistema de Seguimiento de las Metas de Gobierno.
SSPD.	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
STR.	Sistema de Transmisión Regional.
SUI.	Sistema Único de Información
UC.	Unidad Constructiva.
UNFCCC.	United Nations Framework Convention on Climate Change (por sus siglas en inglés)
UPME.	Unidad de Planeación Minero Energética.
VSS.	Viviendas Sin Servicio.
XM.	XM Filial de ISA (Expertos en Mercados).
ZNI.	Zonas No Interconectadas.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	14
1. MARCO NORMATIVO DEL PIEC 2013 - 2017	16
2. SEGUIMIENTO A LA PLANEACIÓN INDICATIVA DE EXPANSIÓN DE LA COBERTURA DE ELECTRICIDAD PIEC 2010-2014	18
2.1. NORMATIVIDAD EN EL PERÍODO 2011-2012 PARA LA EXPANSIÓN DE LA COBERTURA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	22
2.2. CUMPLIMIENTO DE LAS PROPUESTAS PARA ALCANZAR LA EXPANSIÓN DE LA COBERTURA	22
2.2.1. Cobertura en planes de Gobierno	22
2.2.1.1. Plan Nacional de Desarrollo 2011-2014	22
2.2.1.2. Plan Visión 2019	23
2.2.2. Uso racional y eficiente de energía, de medio ambiente y sostenibilidad	24
2.2.3. Programas y planes en ZNI	25
2.2.3.1. Programa de Energización para las ZNI	25
2.2.3.2. Plan Nacional de Consolidación Territorial	31
2.2.3.3. Planes de Energización Rural Sostenible Departamental o Regional	32
2.2.4. Otros estudios	33
2.2.4.1. Estudios de Consumo Básico de Subsistencia en ZNI	33
2.2.4.2. Medición de potenciales energéticos	34
2.2.4.3. Proyecto Inversiones Catalizadoras para Energía Geotérmica UPME-BID	34
2.2.4.4. Estudios de otras entidades	35
2.2.5. Desarrollo de las áreas de distribución	35
3. PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE COBERTURA 2013-2017	38
3.1. COBERTURA DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2012	38
3.1.1. Insumos de Información	39
3.1.1.1. Usuarios o suscriptores	41
3.1.1.2. Viviendas (Vi)	45
3.1.2. Estimación del índice de cobertura	47



3.2. METODOLOGÍA DEL PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE COBERTURA

DE ENERGÍA ELÉCTRICA	54
3.2.1. Demanda	56
3.2.2. Oferta	56
3.2.3. Supuestos, restricciones y parámetros	59
3.2.3.1. Supuestos generales	59
3.2.3.2. Restricciones	62
3.2.3.3. Parámetros de cada alternativa de prestación del servicio	68
3.2.4. Modelo SIG del PIEC	77
3.2.4.1. Distancia y costo de la planta diesel	77
3.2.4.2. Ruta óptima y costo de interconexión	79
3.2.4.3. Área de influencia de las subestaciones	79
3.2.4.4. Distancia desde cada centro poblado a la subestación	81
3.2.4.5. ¿Cuál es la mejor alternativa entre la interconexión Vs diesel?	83
3.2.5. El proyecto es factible de interconectarse al SIN	83
3.2.6. Impacto en la tarifa	84
3.2.7. Estimación de la inversión	84
3.2.7.1. Para la universalización del servicio	84
3.2.7.2. Distribución de la inversión de acuerdo con los recursos disponibles en los fondos	85
3.2.8. Metas de cobertura	85
3.2.9. Escenarios planteados para el plan	86
3.2.10. Resumen de los resultados de la metodología	86

4. RESULTADOS DEL PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE COBERTURA 2013 - 2017 **88**

4.1. UNIVERSALIZACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	88
4.1.1. Inversión total para el período del Plan	89
4.1.2. Impacto tarifario para la universalización del servicio	98
4.1.3. Inversiones requeridas en el nivel de tensión 3	105
4.1.4. Costos promedio por vivienda para interconexión y generación diésel por departamento	107
4.1.5. Impacto en las Áreas de Distribución -ADD-	109

4.1.6.	Estimación de subsidios para la expansión del servicio en la universalización	111
4.1.7.	Estimación de las Emisiones de CO2 de los Centros Poblados no interconectables	112
4.2.	COBERTURA ALCANZABLE CON RESTRICCIÓN DE RECURSOS PÚBLICOS	114
4.2.1.	Incremento en la cobertura con inversión privada	114
4.2.2.	Incremento en la cobertura con inversión pública y privada	118
4.2.3.	Estimación de Subsidios requeridos para la expansión de cobertura	123
4.3.	ESCENARIOS DE COBERTURA CON INCREMENTOS TARIFARIOS PARA LA EXPANSIÓN	125
4.3.1.	Impacto en CU e incremento en la cobertura ante escenarios de variación en el Dt	126
4.3.2.	Inversiones requeridas con escenarios de variación en el Dt	133
4.4.	INVERSIÓN TOTAL REQUERIDA PARA EL ESCENARIO NORMATIVO DE LAS ZNI.	136
5.	ANEXOS	138
5.1.	ANEXO 1. Desarrollo de Esquemas de Gestión para ZNI	138
5.2.	ANEXO 2. Principales proyectos de interconexión al SIN período 2011-2012	138
5.3.	ANEXO 3. Metodología para la estimación del índice de cobertura de energía eléctrica-2012.	138
5.4.	ANEXO 4. Análisis de resultados PIEC por Departamento.	138



TABLAS

Tabla 1. Recursos por año de asignación, fondos FAER, FNR, FAZNI y PRONE 2010-2012	18
Tabla 2. Recursos por año de asignación, fondos FAER, FNR, FAZNI y PRONE en el período 2010-2012	19
Tabla 3. Costo por usuario fondos FAER y FNR del SIN período 2010-2012. Col \$	20
Tabla 4. Distribución de recursos para las Zonas No Interconectadas - ZNI de acuerdo con el tipo de proyecto	21
Tabla 5. Metas y resultados de usuarios rurales de energía	23
Tabla 6. Metas y resultados de cabeceras municipales en ZNI con prestación del servicio 24 h	23
Tabla 7. Metas de cobertura del servicio de energía eléctrica según Plan Visión 2019	23
Tabla 8. Metas de participación de las FNCE para SIN y ZNI	24
Tabla 9. Metas de aumento de prestación de servicio deseadas según tipificación localidades ZNI	26
Tabla 10. Modificación de la tipificación localidades ZNI	27
Tabla 11. Resultados a 2012 para las cabeceras municipales de departamento ZNI según CONPES 3108 de 2001	28
Tabla 12. Resumen de información recibida por la UPME	40
Tabla 13. Desagregación de usuarios por sistema y por departamento	42
Tabla 14. Total de viviendas urbanas y rurales	46
Tabla 15. Estimación del índice de cobertura de energía eléctrica -ICEE 2012	48
Tabla 16. Estimación de viviendas sin servicio a nivel urbano, rural y nacional	51
Tabla 17. Supuestos generales utilizados en cada alternativa evaluada	59
Tabla 18. Índice de precios al productor -IPP-	59
Tabla 19. Índice de precios al consumidor -IPC-	60
Tabla 20. Criterios generales de diseño para redes de nivel de tensión 1	60
Tabla 21. Costos de nivel de tensión 1	60
Tabla 22. Factor de dispersión de las viviendas rurales	61
Tabla 23. Promedio de metros de red BT/usuario	61
Tabla 24. Sobrecosto según la pendiente del terreno \$2012	62
Tabla 25. Sobrecosto de acuerdo con la existencia de ríos según el caudal (\$2012)	62
Tabla 26. Sobrecosto según la cercanía a las vías (\$2012)	62
Tabla 27. Recursos disponibles en los fondos - Millones de \$ 2012	68



GRÁFICAS

Figura 1. Recursos asignados en el período 2010 - 2012	19
Figura 2. Usuarios a nivel departamental	44
Figura 3. Desagregación de usuarios con servicio de electricidad a nivel nacional	45
Figura 4. Desagregación de usuarios con servicio de electricidad a nivel nacional	47
Figura 5. Mapa departamental del Índice de Cobertura año 2012	49
Figura 6. Índice de Cobertura de Energía Eléctrica y Déficit de cobertura a nivel departamental	50
Figura 7. Viviendas Sin Servicio – VSS- año 2012.	53
Figura 8. Diagrama de flujo - Metodología PIEC 2013-2017	55
Figura 9. División político administrativa de Colombia – centros poblados existentes	57
Figura 10. Infraestructura eléctrica – Oferta	58
Figura 11. Cartografía básica	63
Figura 12. Relieve - Pendiente del terreno	64
Figura 13. Mapa de vías	65
Figura 14. Mapa de ríos	66
Figura 15. Mapa de parques naturales	67
Figura 17. Área de influencia de las subestaciones	80
Figura 18. Posibles opciones de conexión a la subestación cercana	81
Figura 19. Ruta óptima - Distancia de cada centro poblado a la subestación	82
Figura 20. Cobertura de EE con recursos públicos y privados para el escenario de universalización del servicio.	91
Figura 21. Incremento de cobertura para el escenario de universalización	94
Figura 22. Centros poblados interconectables y no interconectables	96
Figura 23. Resultados por municipio interconectable y no interconectable	97
Figura 24. CU de cada OR para la universalización del servicio	98
Figura 25. Variación de la componente D3 para cada OR.	100
Figura 26. Variación de la componente D2 para cada OR.	101
Figura 27. Subestaciones a repotenciar por departamento.	106
Figura 28. Incremento en la cobertura de E.E. con inversión privada.	115
Figura 29. Cobertura alcanzable con recursos privados vía tarifa actual.	117

Figura 30. Incremento en la cobertura de E.E. con inversión pública y privada.	119
Figura 31. Cobertura alcanzable incluyendo recursos públicos disponibles.	121
Figura 32. Incremento en la cobertura de E.E. con inversión privada y pública disponible.	122
Figura 33. CU de cada OR con un incremento en el Dt \leq 3%	127
Figura 34. ICEE con un incremento en el Dt \leq 3%	128
Figura 35. CU de cada OR con un incremento en el Dt \leq 5%	129
Figura 36. ICEE con un incremento en el Dt \leq 5%	130
Figura 37. CU de cada OR con un incremento en el Dt \leq 10%	131
Figura 38. ICEE con un incremento en el Dt \leq 10%	132
Figura 39. Inversiones y cobertura, escenario Dt \leq 3%	134
Figura 40. Inversiones y cobertura, escenario Dt \leq 10%	135



INTRODUCCIÓN

La UPME en cumplimiento de la normatividad vigente, elabora un plan indicativo de expansión de cobertura de energía eléctrica para estimar las inversiones públicas que deben ejecutarse y las privadas que deben estimularse en búsqueda de la universalización de este servicio.

Como producto del proceso de planeamiento para el período 2013-2017, ponemos a disposición de los interesados, los resultados obtenidos en este ejercicio y que fundamentalmente se centran en:

- Evaluación del cumplimiento de las metas propuestas en los planes del Gobierno (ver capítulo 2).
- Cuantificación de las necesidades del servicio a diciembre de 2012, medidas en número de viviendas por municipio (ver capítulo 3),
- Estimación de la cobertura del servicio de energía eléctrica a nivel municipal (ver capítulo 3).
- Descripción de la metodología de planeación y los criterios técnicos y económicos utilizados para estimar en cada centro poblado que no tiene servicio, la mejor alternativa de prestación de servicio, bien sea por interconexión al Sistema Interconectado Nacional o prestación aislada. (ver capítulo 3).
- Número de viviendas que técnica y económicamente son factibles de interconectar y los costos de inversión, de estos últimos se calcula cuáles deben realizarse con recursos privados (operadores de red) y cuáles mediante recursos públicos (ver capítulo 4).
- Impacto en la tarifa del usuario final de las inversiones privadas y del AOM generado por los resultados de la expansión del servicio (ver capítulo 4)

Es de recordar que para realizar esta planeación, la UPME desarrolló una metodología soportada en ARCGIS, la cual a partir de las viviendas sin servicio, en un año base, con criterios técnicos y económicos define cuáles de ellas son interconectables en un período de planeamiento de cinco años (establecido por la normatividad) y calcula sus costos de inversión y de AOM. La evaluación técnico económica de las alternativas de prestación del servicio se realiza en igualdad de condiciones, es decir se supone prestación de servicio para 24 horas y se reconoce una inversión de la solución aislada para 30 años que es la vida útil de las redes de interconexión al SIN.

Si bien esta metodología se presenta en forma detallada en el capítulo 3, a continuación se hace un recuento del ejercicio de planeación que se llevó a cabo en este período.

Se partió de la estimación de las necesidades a diciembre de 2011, datos provenientes de la aplicación de la metodología propuesta por la entidad y cuyos resultados fueron presentados en el taller realizado en la tercera semana del mes de enero de 2013, con la participación de las empresas operadoras de red del Sistema Interconectado Nacional –SIN–.

Teniendo en cuenta que una de las conclusiones de esta reunión consistió en la revisión con cada una de las empresas prestadoras del servicio de la información del cálculo de este indicador para cada uno de los municipios, se concertaron reuniones de trabajo con cada operador, proceso que tomó aproximadamente un mes, con la participación de 23 empresas. De esta forma, se obtuvieron unos datos de cobertura más actualizados y ajustados a la realidad de la región, correspondientes al año 2012, por lo que se cambió el año base del planeamiento.

Durante este período de planeamiento se obtuvo como resultado que a diciembre de 2012, 470.2 viviendas no contaban con el servicio de energía eléctrica. Para llevarles este servicio, se requiere aproximadamente \$4.3 billones, de los cuales el 88% serían para expansión de la red del SIN y el resto para solución aislada, que en este período sería la diésel.

A continuación, se presenta un resumen de los resultados de esta planeación:

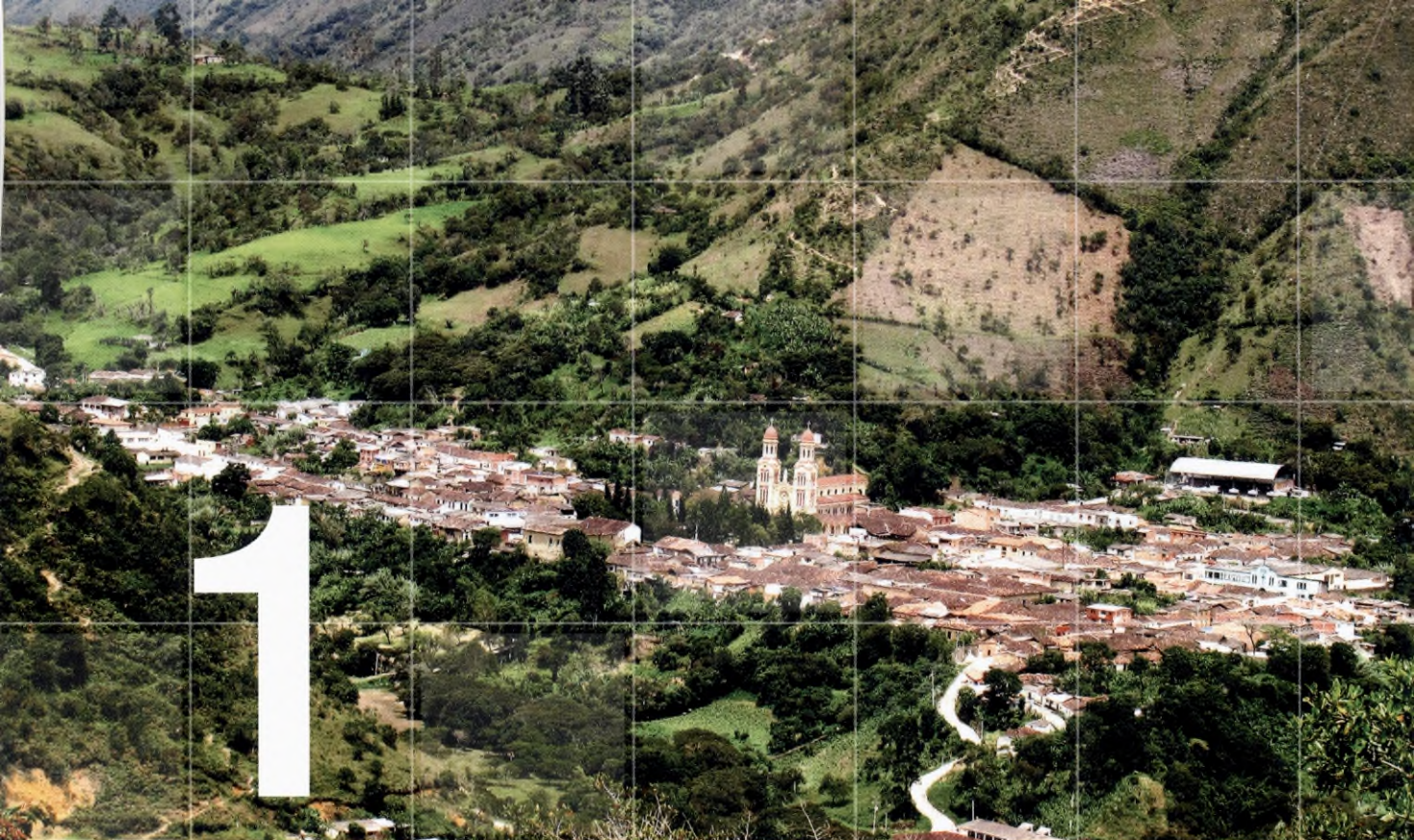
Estado actual Cobertura	Número de Usuarios	Número de Viviendas	Número de viviendas sin servicio - VSS	Cobertura 2012	Déficit de Cobertura
		11.594.208	12.064.452	470.244	96,10%
Resultados PIEC					
	Inversión (Millones \$)	Número de viviendas sin servicio - VSS	Participación	Incremento de Cobertura	
Total Nacional para la Universalización	4.318.858	470.244			
Interconectable	3.832.896	414.435	88,13%		3,44%
Por parte del Operador de Red:	463.603				
OR vía tarifa actual	429.744				
OR vía incremento tarifario	21.050	80.268			
Inversión del N1 por OR	12.809				
Con Recursos del FAER (Propuesta):	3.369.293				
FAER (Para inversión de nivel 1)	360.524				
FAER (Para inversión de nivel 2 y 3)	3.008.769	334.167			
No interconectable	485.962	55.809	11,87%		0,46%

A partir de las cifras arrojadas por el modelo y considerando las restricciones de recursos públicos (fondos de apoyo) para el período 2013 -2017, se calcularon las metas de cobertura municipales por alcanzar y su respectivo impacto tarifario para cada operador de red y en las respectivas áreas de distribución-ADD- Capítulo 4. Adicionalmente, se realizaron escenarios con diferentes incrementos en la tarifa (de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto 1122 de 2007) con el objeto de analizar los efectos de la política de universalización del servicio frente a los impactos tarifarios.

Esta información cobra importancia ya que este es el primer año en el que los operadores de red deben presentar su respectivo plan de expansión de cobertura de acuerdo con lo expuesto en las resoluciones del MME 180465 y 90066 de enero 2013, que buscan alcanzar las metas estimadas en este documento. Se resalta que si bien los períodos de planeación del PIEC y de los planes de expansión de cobertura de los Operadores de Red son diferentes, el primero es a cinco años y los segundos a tres años, el primero señala la senda a seguir por parte de los OR.

Esta última resolución estableció que tres meses después de la publicación del PIEC deben estar concertadas las metas de cobertura con todos los Operadores de Red. Después de que se realice dicha concertación, cuenta con cuatro (4) meses para presentar los planes de expansión.

Se espera que este documento brinde la información suficiente para dar las señales apropiadas que se requieren en búsqueda de la universalización del servicio de energía eléctrica con criterios eficientes.



MARCO NORMATIVO DEL PIEC 2013 - 2017

Si bien para el proceso de elaboración del Plan Indicativo de Expansión de Cobertura-PIEC- período 2013-2017 fue considerada básicamente la normatividad descrita en el documento 2010-2014, que hace referencia al Decreto 388 de 2007, se resalta que en el año 2012 la reglamentación del Decreto 1122 de 2008 se logró mediante resoluciones del MME 180465 de marzo de 2012 y 90066 de enero 2013.

Con estas resoluciones se establecieron las directrices que deben aplicarse para la elaboración de los Planes de Expansión de Cobertura que con una proyección a tres (3) años presentan los Operadores de Red y que deben fundamentarse en las metas fijadas en el Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura de Energía Eléctrica elaborado por la UPME.

Específicamente para la elaboración de este plan 2013–2017, se han tenido en cuenta las siguientes normas:

- Resolución CREG 091 de 2007, la cual estableció las metodologías para la remuneración de las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como las fórmulas tarifarias generales para establecer el costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas - ZNI. De igual forma define las reglas para la conformación de las áreas de servicio exclusivo en las ZNI.
- Resolución CREG 097 de 2008, con la cual se aprobaron los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los STR y SDL y se establecieron las unidades constructivas a utilizar para el cálculo de la remuneración de las actividades de distribución en los niveles IV, III y II. La Comisión, mediante resoluciones particulares, aprueban los cargos máximos de los niveles de tensión III, II y I de los activos operados por las diferentes empresas en el STR y SDL.
- Resolución CREG 056 de 2009, mediante la cual la Comisión realiza la revisión de los parámetros aplicables a la metodología de cálculo del costo promedio ponderado de capital, para remunerar las actividades de generación y distribución en las ZNI, definiendo entre otros la tasa de retorno de la inversión.
- Resolución CREG 057 de 2009 que actualiza los costos de inversión para generación y distribución contenidos en la resolución CREG 091 de 2007 para el servicio de energía eléctrica en las ZNI.
- Resolución MME No. 180456 de marzo de 2012, a través de la cual el Ministerio de Minas y Energía adopta la reglamentación de las convocatorias para la presentación, evaluación y aprobación de los Planes de Expansión de Cobertura – PECOR, que deberán presentar los Operadores de Red, igualmente establece la metodología para la evaluación de los mismos y para la asignación de recursos del FAER.
- Resolución CREG 088 de agosto de 2012, con la cual se definieron los lineamientos o bases conceptuales para los análisis y estudios pertinentes orientados a proponer una nueva metodología de remuneración para las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las ZNI, dado que ya cumple un período tarifario de cinco años de la remuneración del servicio de electricidad en estas zonas bajo los lineamientos establecidos en la Resolución CREG 091 de 2007.

2

SEGUIMIENTO A LA PLANEACIÓN INDICATIVA DE EXPANSIÓN DE LA COBERTURA DE ELECTRICIDAD PIEC 2010-2014

En el PIEC 2010-2014 se obtuvo como resultado, dada las restricciones financieras de los fondos del sector, alcanzar para 2014 una meta de cobertura de 97,21% con un volumen de recursos de más de un billón de pesos, llevándole el servicio de energía eléctrica a 252.000 viviendas. En la Tabla 1 se presentan los resultados propuestos de dicho período.

Tabla 1. Recursos por año de asignación, fondos FAER, FNR, FAZNI y PRONE 2010-2012

Total	SIN	ZNI	Total
Cobertura 2009 (%)	95,56%	65,16%	94,90%
Viviendas Sin Servicio 2009	483.256	78.818	562.074
Inversión total para alcanzar el 100%	3.164.323	228.346	3.362.669
Inversión Pública (Millones)	367.968	150.618	518.586
Nuevos Usuarios	61.413	52.635	114.048
Cobertura 2014 (%)	96,12%	88,43%	95,97%
Inversión Privada (Millones)	593.259	13.801	607.059
Nuevos Usuarios	133.606	4.820	138.426
Inversión Total (Millones)	961.227	164.419	1.125.646
Nuevos Usuarios	195.019	57.455	252.474
Cobertura 2014(%)	97,35%	90,56%	97,21%

Incluye la región insular: San Andrés y Providencia

Los resultados obtenidos a diciembre de 2012 con cobertura de 95,54%, indican que se encuentra en la ruta para cumplir la meta propuesta. Esta cobertura a 2012 se ha alcanzado con una asignación de recursos de los fondos de financiación del orden de los \$500.000 millones.

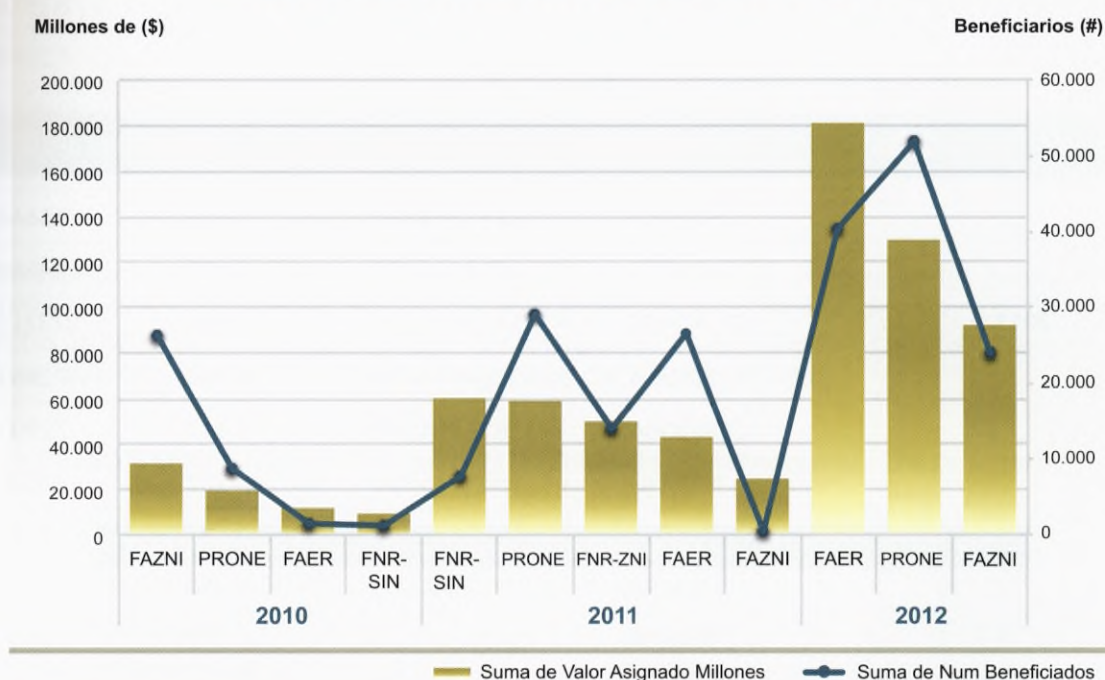
En el período 2010-2012, los recursos asignados provenientes de los diferentes fondos de financiación del sector, destinados para proyectos de ampliación de la cobertura del servicio de energía eléctrica y para la normalización de redes correspondieron a \$713.409 millones¹, beneficiando a 231.911 viviendas, como se muestra en la Tabla 2 y en la Figura 1, donde se puede destacar que los mayores montos provinieron de recursos de los fondos FAER y PRONE.

Tabla 2. Recursos por año de asignación, fondos FAER, FNR, FAZNI y PRONE en el período 2010-2012

Fondo	Valor Asignado en Millones de \$			
	2010	2011	2012	Total
FAER	11.840	43.251	181.327	236.418
PRONE	19.559	59.217	129.706	208.482
FAZNI	31.700	24.800	92.036	148.536
FNR - SIN	9.397	60.452	-	69.849
FNR - ZNI	-	50.125	-	50.125
Total	72.495	237.845	403.068	713.408

Fuente MME - Valores corrientes - SIN: Sistema Interconectado Nacional - ZNI: Zonas No Interconectadas

Figura 1. Recursos asignados en el período 2010 - 2012



Fuente: MME-UPME - Elaboró: UPME - Valores corrientes - SIN: Sistema Interconectado Nacional - ZNI: Zona No Interconectada

¹ Monto expresado en valores corrientes

Específicamente para los años 2011 y 2012, se observa que el monto anual asignado por los fondos de financiación fue superior al valor supuesto en la elaboración del PIEC 2010-2014, que básicamente correspondió para el SIN un valor anual de 75.000 millones de pesos y para ZNI un valor de \$29.000 millones de pesos. Lo anterior producto de los recursos del FNR.

Como dato a resaltar del proceso de evaluación y asignación de recursos de los fondos, se presenta en la Tabla 3 el costo promedio por usuario de proyectos de redes de distribución eléctrica del Sistema Interconectado Nacional –SIN-, de los recursos asignados por los fondos FAER y FNR, que para el período de estudio correspondió a \$ 8.273.080. (Para este análisis no se incluyeron los proyectos de confiabilidad).

Tabla 3. Costo por usuario fondos FAER y FNR del SIN período 2010-2012. Col \$

Período de Asignación	Departamento	Valor Total Proyecto	Beneficiados	Costo x Usuario
2010	BOYACÁ	6.022.317.378	746	8.072.811
	CAUCA	319.921.977	51	6.272.980
	CÓRDOBA	2.916.919.110	358	8.147.819
	SANTANDER	466.615.850	53	8.804.073
	TOLIMA	11.839.934.049	1.500	7.893.289
TOTAL 2010		21.565.708.364	2.708	7.963.703
2011	ANTIOQUIA	3.562.966.720	405	8.797.449
	ARAUCA	5.092.950.006	550	9.259.909
	ATLÁNTICO	1.093.399.374	109	10.031.187
	BOLÍVAR	6.728.323.610	963	6.986.837
	BOYACÁ	4.753.369.480	555	8.564.630
	CAQUETÁ	4.317.201.089	458	9.426.203
	CASANARE	3.426.823.670	332	10.321.758
	CAUCA	46.704.846.434	6.445	7.246.679
	CÓRDOBA	852.994.350	117	7.290.550
	NARIÑO	1.505.165.826	237	6.350.911
	SANTANDER	539.645.426	77	7.008.382
	SUCRE	1.213.564.660	145	8.369.411
	TOLIMA	1.439.664.570	212	6.790.871
TOTAL 2011		81.230.915.215	10.605	7.659.681



Período de Asignación	Departamento	Valor Total Proyecto	Beneficiados	Costo x Usuario
2012	ANTIOQUIA	1.379.865.111	123	11.218.416
	BOLÍVAR	8.896.602.368	1.525	5.833.838
	CAQUETÁ	12.570.156.999	1.045	12.028.858
	CASANARE	7.659.528.092	651	11.765.788
	CAUCA	65.967.584.617	7.556	8.730.490
	CESAR	3.225.390.365	210	15.359.002
	CÓRDOBA	1.139.896.656	121	9.420.634
	GUAVIARE	4.364.761.752	339	12.875.403
	LA GUAJIRA	1.143.090.705	171	6.684.741
	MAGDALENA	730.663.682	117	6.244.989
	META	1.172.723.344	97	12.089.931
	NARIÑO	6.423.524.074	1.049	6.123.474
	PUTUMAYO	2.612.188.901	216	12.093.467
	SANTANDER	12.463.301.731	1.521	8.194.150
TOLIMA	15.315.589.438	1.906	8.035.461	
TOTAL 2012		145.064.867.835	16.647	8.714.175
TOTAL PERÍODO		247.861.491.414	29.960	8.273.080

Fuente: MME-UPME. Elaboró: UPME. Valores corrientes agrupados por año de asignación.
No se tuvo en cuenta las subestaciones 34,5 kV (proyectos de confiabilidad)

Con respecto a las Zonas No Interconectadas –ZNI-, la distribución de recursos fue la siguiente: 45% para proyectos de interconexión al SIN, 35% para proyectos de expansión de cobertura, un 14% para proyectos de mejoramiento de plantas y un 8% para proyectos de cobertura con plantas eléctricas diesel. En la Tabla 4 se muestran los recursos asignados por tipo de proyecto.

Tabla 4. Distribución de recursos para las Zonas No Interconectadas - ZNI de acuerdo con el tipo de proyecto

Tipo de Proyecto	Valor Asignado Millones (\$)	Beneficiados (#)
Interconexión	85.482,00	14.028
Cobertura	69.657,00	27.118
Mejoramiento	27.830,00	16.376
Cobertura Diesel	15.691,00	7.277
Total	198.661,00	64.799

Fuente: MME-UPME. Elaboró: UPME

Para una información más detallada sobre los fondos de financiación se pondrá a disposición del público interesado la Cartilla de gestión de los recursos de los diferentes fondos de inversión, en la cual se presenta de forma detallada la información de cada uno de los fondos.

A continuación, se ilustra el seguimiento a los temas relevantes propuestos en el PIEC 2010-2014:

2.1. NORMATIVIDAD EN EL PERÍODO 2011-2012 PARA LA EXPANSIÓN DE LA COBERTURA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

En este período se reglamentó el Decreto 1122 de 2008 mediante la Resolución MME 180465 de marzo de 2012, la cual estableció los pasos a seguir para la elaboración y presentación de los planes de expansión de cobertura que los Operadores de Red deben radicar en la UPME para su evaluación.

De esta forma, se cuenta con la herramienta que permitirá la ampliación de la prestación del servicio de energía eléctrica a aquellas zonas que en la actualidad carecen de él, de una forma organizada, con la mejor asignación de recursos, reconociendo un incremento tarifario para aquellos proyectos cercanos a la infraestructura existente y asignando recursos públicos a aquellos que son bastante alejadas o con demandas sustancialmente bajas. Todo ello dentro del contexto de eficiencia económica, al evaluar en dicho sentido cuál es la mejor alternativa técnica de prestación del servicio.

2.2. CUMPLIMIENTO DE LAS PROPUESTAS PARA ALCANZAR LA EXPANSIÓN DE LA COBERTURA

2.2.1. Cobertura en planes de Gobierno

2.2.1.1. Plan Nacional de Desarrollo 2011-2014

Uno de los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014 busca **“lograr un dinamismo económico que permita desarrollo sostenible... disminuya la pobreza y aumente la prosperidad para todos”**², especialmente para la población vulnerable³, como es el caso de la mayoría de las poblaciones pertenecientes a las denominadas Zonas No Interconectadas –ZNI-.

Para el logro de lo anterior, se continúa trabajando con la operación de los diferentes fondos de inversión en energía eléctrica⁴ y plantea diseñar una política nacional encargada de fomentar la investigación y el desarrollo y la innovación de las fuentes de energía renovables y demás alternativas ambientalmente sostenibles⁵.

Específicamente, en relación con las metas de cobertura de energía eléctrica, se encuentran en el Sistema de Seguimiento a las Metas de Gobierno –SISMEG los indicadores: usuarios rurales de energía (ver Tabla 5) y Cabeceras Municipales en Zonas No Interconectadas con prestación de servicio de energía eléctrica 24 horas del día (Tabla 6)

2 Ley 1450 de 2011, PND artículo 1.

3 Ley 1450 de 2011, PND artículo 2: Bases del PND 2010-2014 Numeral 4.a.4.

4 Ley 1450 de 2011, artículos 104 y 115.

5 Ley 1450 de 2011, PND artículo 105.

Tabla 5. Metas y resultados de usuarios rurales de energía

Período (Anual)	Meta (Usuarios)	Resultado (Usuarios)	Avance anual (%)
Línea Base (2010-2014)		1.970.250	
Ago-dic 2010		32.000	
Ene-dic 2011	34.000	49.709	146,20%
Ene-dic 2012	34.000	40.006	117,66%
Ene-dic 2013	34.000		
Ene-dic 2014	34.000		
2010-2014	136.000	121.715	89,50%

Fuente: SISMEG enero 2013

Tabla 6. Metas y resultados de cabeceras municipales en ZNI con prestación del servicio 24 h

Período (Anual)	Meta (Usuarios)	Resultado (Usuarios)	Avance anual (%)
Línea Base (2010-2014)		6	
Ago-dic 2010		0	
Ene-dic 2011	3	3	100,00%
Ene-dic 2012	5	5	100,00%
Ene-dic 2013	9		
Ene-dic 2014	16		
2010-2014	33	14	24,24%

Fuente: SISMEG enero 2013

Mientras en el anterior plan de desarrollo se realizó la distinción entre sistemas SIN y ZNI para la definición de las metas, el plan actual no la realiza dado que según la Ley 855 de 2003 cataloga como ZNI a todas las viviendas que no estén interconectadas, por ello las metas se enfocan en la conexión de usuarios rurales.

En cuanto al indicador cabeceras municipales en ZNI con servicio 24 h, éste se enfoca en alcanzar las 24 horas de prestación del servicio en las poblaciones de mayor tamaño, como son las integradas por más de 300 usuarios (ver Tabla 10)

2.2.1.2. Plan Visión 2019

Como se indicó en el documento anterior, se estableció que Colombia deberá aumentar a 99,4% su cobertura de servicio de energía en zonas interconectadas y a 75,49% en Zonas No Interconectadas en el año 2019, tal como se muestra en la Tabla 7.

Tabla 7. Metas de cobertura del servicio de energía eléctrica según Plan Visión 2019

Meta	Situación 2010	Situación 2019
(1) Aumentar cobertura del servicio de energía eléctrica en zonas interconectadas.	95,10%	99,37%
(2) Aumentar cobertura del servicio de energía eléctrica en zonas no interconectadas - (ZNI).	45,55%	75,49%

Fuente: Plan Visión 2019

Resultados de las metas de cobertura de los planes de Gobierno

Según las cifras presentadas por el SISMEG, en diciembre de 2012 se llegó al 89,9% de la meta prevista para diciembre de 2014, en lo referente a incorporación de nuevos usuarios al sistema interconectado nacional. A esta fecha se ingresaron 117.670 viviendas.

Estas metas se han logrado con el apoyo de los recursos de los fondos de financiación como el FAZNI, FAER y FNR (hoy SGR) de un lado y los recursos propios del IPSE. Es evidente que la política de prestación de servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas continúa siendo la opción de interconexión al SIN. Ver Anexo 1.

Frente a la meta propuesta en el plan de desarrollo de incrementar la prestación del servicio de energía eléctrica a 24 horas de 33 cabeceras municipales, a diciembre de 2012 se ha cumplido con 8 cabeceras. Si bien el porcentaje con respecto al total es relativamente bajo, 24,24%, al evaluar el compromiso anual, se observa que se está cumpliendo con lo propuesto. Es de resaltar el compromiso que tiene el Gobierno para el presente y próximos años, cuya estrategia⁶ se indica a continuación.

En el corto plazo (un año) se plantea continuar con la estructuración y viabilización de proyectos para cada cabecera municipal mediante el mejoramiento del parque de generación, mejoramiento de las redes de distribución, macromedición y micromedición, esquemas de sostenibilidad y capacitación en URE.

Para el mediano plazo (de 1 a 3 años) se ahondará en la estructuración de soluciones híbridas con Fuentes No Convencionales de Energía –FNCE. Finalmente, para el largo plazo (4 años en adelante), se viabilizarán soluciones híbridas sostenibles económica, ambiental y socialmente y se compararán, para las que sean posibles, con la alternativa de interconexión.

Todo lo anterior, incorporando el seguimiento a los proyectos, así como el control y monitoreo a la prestación del servicio de energía, por parte del IPSE.

Finalmente y con respecto a las metas propuestas en el plan 2019, para este año, de acuerdo con las estimaciones realizadas por la Unidad para diciembre de 2012, según las cuales la cobertura alcanzada en el país es de 96,10%, se observa que la cifra se encuentra encaminada a lograr esta meta. Esperamos que con la puesta en marcha del proceso de evaluación de los planes de expansión de cobertura de los operadores de red, este valor se alcance en un menor tiempo.

2.2.2. Uso racional y eficiente de energía, de medio ambiente y sostenibilidad

Metas

En relación con las metas de participación de las Fuentes no Convencionales de Energía –FNCE-, en la Tabla 8 se muestra el porcentaje de participación de estas fuentes en los sistemas SIN y ZNI para dos horizontes de tiempo, 2015 y 2020.

Tabla 8. Metas de participación de las FNCE para SIN y ZNI

Meta	2015	2020
Participación de las FNCE en el SIN	3,50%	6,50%
Participación de las FNCE en ZNI	20,00%	30,00%

Fuente: Resolución MINMINAS 1809196 de 2010

⁶ Tomada de la presentación Mesa de diálogo: Estrategias para la energización de 39 cabeceras municipales de las ZNI, realizada por el IPSE, Subdirección Planificación Energética, 25 de abril de 2013.



Resultados

De acuerdo con datos publicados por el operador del mercado XM, la capacidad efectiva neta instalada del SIN al finalizar el año 2012 era de 14.361 MW, de los cuales 592 MW corresponden a Pequeñas Centrales Hidroeléctricas - PCHs (Plantas Hidroeléctricas de menos de 20 MW, clasificadas como FNCE). Estas cifras indican una participación del 4,12% de FNCE en el SIN en solo PCHs, lo cual de por sí ya supera la meta fijada para 2015 en el caso del SIN.

Por otra parte, la industria azucarera colombiana reporta que a 2012 la capacidad de cogeneración instalada en sus ingenios era de 193 MW, de los cuales 53 MW estaban disponibles para la venta de excedentes. También reporta Asocaña que otras industrias no azucareras aportaban para esa fecha excedentes adicionales del orden de 2 MW, sumando un total de 55 MW como capacidad de entrega de excedentes inyectados al SIN.

Finalmente, si se tiene en cuenta el parque eólico Jepirachi, único proyecto eólico en Colombia conectado al SIN, que está en operación desde el año 2004 y cuenta con una capacidad de 19,5 MW; la capacidad total instalada en PCHs, biomasa y energía eólica es de 666 MW, que representa una participación del 4,64%, por encima de la meta al 2015.

Es de resaltar que, en relación con la última revisión del Plan Indicativo de Expansión Generación para el SIN, se presenta un escenario de FNCE, éste considera en el año el 2015, 2016, 2017 el ingreso de 100 MW eólicos para cada año. Lo anterior teniendo en cuenta las iniciativas de promotores para desarrollar proyectos en la Guajira.

En cuanto a las zonas no interconectadas, se busca alcanzar la meta propuesta de 20% a 2015 a través de las ASE del Archipiélago de San Andrés y el departamento de Amazonas, en las que se incluyó la incorporación de energías renovables como una de las fuentes de energía posibles para la prestación del servicio de energía.

Para el caso del área de servicio del archipiélago, se cuenta con registros de potencial eólico de más de un año, con los cuales se están realizando los cálculos para el dimensionamiento de la capacidad aprovechable a través de esta tecnología.

Del lado de Amazonas, dentro de su plan de inversiones está estipulado hasta el año 2015 seleccionar con cuál (es) fuente(s) de energía se podrá diversificar la canasta para la prestación del servicio de energía en sus zonas de influencia.

En conclusión, a la fecha se está trabajando en la recopilación de la información necesaria para formulación e implementación de los proyectos que permitan el cumplimiento de estas metas.

2.2.3. Programas y planes en ZNI

2.2.3.1. Programa de Energización para las ZNI

Metas

Las metas del programa de energización en ZNI están encaminadas al aumento de las horas de prestación del servicio de energía eléctrica para las diferentes localidades. En el año 2001 se definieron las metas que se observan en la Tabla 9.

Tabla 9. Metas de aumento de prestación de servicio deseadas según tipificación localidades ZNI

Caracterización 2001			METAS	
TIPOS LOCALIDADES (Localidad=loc; Habitante=hab)	DIVISIÓN POLÍTICO ADMINISTRATIVA	TOTAL LOCALIDADES IDENTIFICADAS	TIEMPO PRESTACIÓN DE SERVICIO DESEADO (h)	TOTAL LOCALIDADES DESEADAS (U)
Tipo 1 loc > 500 hab 11 horas diarias promedio de prestación del servicio	Capitales Departamentales	5	24	5
	Cabeceras Municipales	43	16	43
	Corregimientos Departamentales	8	16	8
Tipo 2 200 hab < loc <= 500 hab 5 horas diarias promedio de prestación del servicio	Corregimientos Departamentales	445	12	445
	Corregimientos Municipales Inspecciones de Policía			
Tipo 3 loc <= 200 hab > 5 horas diarias promedio de prestación del servicio	Localidades	311	6	311
TOTAL	LOCALIDADES		812	

Fuente: CONPES 3108 de 2001.

Sin embargo, a partir de 2007 existe una nueva tipificación que fue adoptada por el sector energético (ver Tabla 10), la cual se está aplicando para las metas relacionadas con el aumento de horas de prestación del servicio de energía eléctrica en estas localidades.

Tabla 10. Modificación de la tipificación localidades ZNI

TIPO LOCALIDAD	DIVISION POLÍTICO ADMINISTRATIVA	TOTAL LOCALIDADES IDENTIFICADAS
TIPO 1 Localidades con más de 300 usuarios y/o Cabecera Municipal	Cabecera Municipal (1)	39
	Caserío	9
	Centro Poblado	6
	Corregimiento	15
	Inspección de Policía	3
	Inspección de Policía Departamental	9
	Inspección de Policía Municipal	2
	Localidad Menor	19
	Territorio Especial Biodiverso y Fronterizo	4
(1) De las 39 cabeceras municipales, 5 corresponden a capitales departamentales y una de ellas es Orocué que ya está interconectado.		
TIPO 2 Localidades entre 151 y 300 usuarios	Caserío	18
	Centro Poblado	7
	Corregimiento	19
	Inspección de Policía	3
	Inspección de Policía Departamental	21
	Inspección de Policía Municipal	4
	Localidad Menor	45
	Territorio Especial Biodiverso y Fronterizo	2
TIPO 3 Localidades entre 51 y 150 usuarios	Caserío	78
	Centro Poblado	28
	Corregimiento	83
	Inspección de Policía	22
	Inspección de Policía Departamental	31
	Inspección de Policía Municipal	19
	Localidad Menor	296
	Territorio Especial Biodiverso y Fronterizo	6
TIPO 4 Localidades hasta 50 usuarios	Caserío	51
	Centro Poblado	60
	Corregimiento	48
	Inspección de Policía	47
	Inspección de Policía Departamental	14
	Inspección de Policía Municipal	12
	Localidad Menor	419
	Territorio Especial Biodiverso y Fronterizo	10
TOTAL	1448	

Fuente: MME 182138 de 2007; IPSE-CNM junio 2013.

Tabla 11. Resultados a 2012 para las cabeceras municipales de departamento ZNI según CONPES 3108 de 2001

Municipio	Depto	Tipo de Proyecto	Año de Entrada en Operación	Horas de Servicio Promedio (h)	Cumple Meta Documento	Horas de Servicio Promedio (h)	Cumple Meta Documento
Puerto Nariño	Amazonas	Generación térmica diesel	2011	14	No	24	Sí
Vigía del Fuerte	Antioquia	Generación térmica diesel		7	No	4	No
Murindó	Antioquia	Interconexión SIN		24	Sí	24	Sí
Labranzagrande	Boyacá	Interconexión SIN		24	Sí	24	Sí
Paya	Boyacá	Interconexión SIN		24	Sí	24	Sí
Pisba	Boyacá	Interconexión SIN		24	Sí	24	Sí
Solano	Caquetá	Interconexión al SIN (Caquetá)		8	No	5	No
Solita	Caquetá	Interconexión al SIN (Caquetá)		16	Sí	16	Sí
Cartagena del Chairá	Caquetá	Interconexión SIN		24	Sí	24	Sí
Orocué	Casanare	Generación térmica a gas natural Año 2010/ Interconexión al SIN 2011	2010/11- mayo-2011	24	Sí	24	Sí
Guapi	Cauca	Generación térmica diesel / Año 2013 Interconexión al SIN (Guapi)	2012	18	Sí	24	Sí
López de Micay	Cauca	Generación térmica diesel / Año 2013 Interconexión al SIN (Guapi)		12	No	13	No
Timbiquí	Cauca	Generación térmica diesel / Año 2013 Interconexión al SIN (Guapi)	2012	12	No	24	Sí
Santa Genoveva de Docordó	Chocó	Generación térmica diesel Interconexión al SIN		5	No	6	No
Acandí	Chocó	Generación térmica diesel		18	Sí	15	No
Bojayá (Bellavista)	Chocó	Generación térmica diesel		4	No	4	No
Juradó	Chocó	Generación térmica diesel		10	No	12	No
Pié de Pató (Alto Baudó)	Chocó	Generación térmica diesel		4	No	5	No
Pizarro (Bajo Baudó)	Chocó	Generación térmica diesel		9	No	11	No

Municipio	Depto	Tipo de Proyecto	Año de Entrada en Operación	Horas de Servicio Promedio (h)	Cumple Meta Documento	Horas de Servicio Promedio (h)	Cumple Meta Documento
					Año 2010	Período 2011-2012	
Unguía	Chocó	Generación térmica diesel		7	No	8	No
Carmén del Darién	Chocó	Interconexión SIN		24	Sí	24	Sí
Riosucio	Chocó	Interconexión SIN		24	Sí	24	Sí
Bahía Solano (Ciudad Mutis)	Chocó	PCH (respaldo generación térmica diesel)		24	Sí	24	Sí
Miraflores	Guaviare	Generación térmica diesel		7	No	7	No
La Macarena	Meta	Generación térmica diesel		11	No	13	No
Mapiripán	Meta	Generación térmica diesel	2012	11	No	24	Sí
Puerto Rico	Meta	Interconexión SIN		24	Sí	24	Sí
Bocas de Satinga (Olaya Herrera)	Nariño	Generación térmica diesel / Año 2013 Interconexión al SIN (Guapi)	2012	12	No	24	Sí
El Charco	Nariño	Generación térmica diesel / Año 2013 Interconexión al SIN (Guapi)		9	No	13	No
Francisco Pizarro (Salahonda)	Nariño	Generación térmica diesel / Año 2013 Interconexión al SIN (Guapi)		12	No	12	No
La Tola	Nariño	Generación térmica diesel / Año 2013 Interconexión al SIN (Guapi)		6	No	8	No
Mosquera	Nariño	Generación térmica diesel / Año 2013 Interconexión al SIN (Guapi)		4	No	6	No
Santa Bárbara de Iscuandé	Nariño	Generación térmica diesel / Año 2013 Interconexión al SIN (Guapi)		8	No	8	No
Puerto Leguizamó	Putumayo	Generación térmica diesel	2012	13	No	24	Sí
Carurú	Vaupés	Generación térmica diesel		5	No	6	No
Cumaribo	Vichada	Generación térmica diesel		11	No	8	No
La Primavera	Vichada	Generación térmica diesel		16	Sí	16	Sí
Santa Rosalía	Vichada	Generación térmica diesel		10	No	16	Sí

Fuente: Datos - IPSE, Subdirección de Planeación enero 2013; Boletín de telemetría diciembre 2012 del CNM (Centro Nacional de Monitoreo) y elaboración UPME 2013.



Resultados

Continuando con el seguimiento a este programa en lo concerniente al aumento de horas de prestación del servicio de energía eléctrica, se encontró que:

- La principal alternativa de prestación del servicio en la ZNI sigue siendo la interconexión al SIN, en la tabla 1 del anexo 1 se presentan los principales proyectos que permitirán tener 24 h de servicio a poblaciones que antes contaban escasamente con 12 h o 14 h de servicio, posibilitando su desarrollo económico.
- Continúan en desarrollo los proyectos de electrificación de gran impacto a nivel regional como lo son las interconexiones al SIN del Centro-Occidente del Chocó y Costa Pacífica Caucana y Nariñense, que mientras ayer eran consideradas una utopía, hoy son realidad, acortando cada vez más las distancias entre los sistemas SIN y ZNI.
- Respecto a la meta establecida en el CONPES 3108 de llegar a 16 horas de prestación de servicio para las 43 cabeceras municipales⁷ con población mayor a 500 habitantes denominadas Localidades Tipo 1, se ha cumplido para 19 de las 25 alcanzadas en el año 2010, tal y como se muestra en la Tabla 11. Se observa una disminución en el número de poblaciones con prestación del servicio mínimo de 16 horas, respecto al corte del documento anterior; sin embargo, otras poblaciones que no estaban contempladas alcanzaron esta meta, como son Cupica y El Valle en Bahía Solano-Chocó y Coayare en el departamento de Guainía⁸.

La disminución de la cual se habla en el tercer punto, se explica en el sentido que una población puede alcanzar un número determinado de horas de prestación del servicio en un tiempo dado, sin garantizar todas las condiciones requeridas para mantener la prestación del servicio de energía por un tiempo indefinido (por ejemplo, disponibilidad de suplencia, mantenimientos preventivos y correctivos, giro de subsidios a tiempo) no obstante, si alguna de las condiciones requeridas para mantener el sistema falla (daño no previsto en el sistema de generación, el cual no cuenta con suplencia), una de las consecuencias se refleja en la disminución de las horas de prestación del servicio en mención.

En relación con la nueva meta del Plan Nacional de Desarrollo 2011-2014, contemplada en el Sistema de Seguimiento de las Metas de Gobierno SISMEG, de llevar a 24 horas de prestación de servicio de energía 39 cabeceras municipales de las ZNI, partiendo de una línea base de 6 cabeceras municipales en el año 2010, durante los años 2011 se incrementaron en 3 (Mitú, Puerto Nariño y Orocué) y en el año 2012, en 5 (Mapiripán-Meta, Puerto Leguízamo-Putumayo, Guapi-Cauca, Timbiquí-Cauca y Bocas de Satinga-Nariño) y se espera que para los años 2013 y 2014 se aumente en 11 y 14, respectivamente, para dar cumplimiento a la misma (ver Tabla 6)

⁷ Actualmente son 54 según informe rendición de cuentas IPSE, mayo de 2010, página 10.

⁸ Información suministrada por el IPSE, Subdirección de Planificación, 31 de enero de 2013.



En conclusión, si bien en algunas localidades se disminuyeron las horas de prestación del servicio por razones de falta de suplencia en algunos de los sistemas (menor a un 25%), en general se puede decir que en estas zonas se está cumpliendo en forma paulatina con la política de sostenibilidad y ampliación de la prestación del servicio de energía eléctrica con las siguientes estrategias:

- La operación de las áreas de servicio exclusivo del Archipiélago de San Andrés y Amazonas.
- El incremento de las horas de prestación de servicio de energía eléctrica en las cabeceras municipales a través de proyectos de interconexión y el mejoramiento, rehabilitación o adquisición de infraestructura de generación térmica y expansión o rehabilitación de redes de distribución en el resto de los departamentos.
- El desmonte a los subsidios de combustible.
- La continuidad de telemetría en el registro de consumo de energía y combustible en las poblaciones que cuentan con este sistema y su implementación en otras poblaciones junto con la incorporación del registro de potenciales energéticos a través del Centro Nacional de Monitoreo que opera el IPSE.

2.2.3.2. Plan Nacional de Consolidación Territorial

El Plan Nacional de Consolidación Territorial –PNCT-, que se encuentra directamente alineado con el Plan Nacional de Desarrollo, es un modelo de intervención integral, implementado desde 2004 en el Territorio Nacional, que concentra esfuerzos institucionales en unas áreas priorizadas, 51 poblaciones, considerando los siguientes criterios:

1. Débil presencia institucional histórica del Estado
2. Presencia de cultivos ilícitos
3. Importancia del área por su calidad de centro de gravedad para los grupos terroristas, el narcotráfico y sus interconexiones
4. Altos índices de violación de los Derechos Humanos –DDHH- e infracciones al Derecho Internacional Humanitario –DIH-
5. Capacidad institucional suficiente para garantizar irreversibilidad

Respecto a las etapas de este proceso: Alistamiento, Recuperación, Transición, Estabilización y Consolidación, se estructuró una línea de acción orientada a generar mecanismos de trámite, financiación, sostenibilidad y mantenimiento de la infraestructura sectorial que permita la prestación de los servicios en las zonas del PNCT como elemento fundamental para el desarrollo social y económico.

Resultados

Al respecto, desde el año 2011 se ha venido trabajando conjuntamente entre MME-UPME-IPSE-UACT (ésta última, Unidad Administrativa de Consolidación Territorial) para la prestación del servicio de energía en dichas zonas, específicamente, en el diagnóstico de dichas zonas y gestión sobre los proyectos eléctricos en algunos municipios de los departamentos de Cauca, Norte de Santander, Putumayo, Caquetá, Antioquia y Nariño que han presentado solicitudes de recursos a los fondos sectoriales.

Dado el objetivo de la consolidación territorial a los proyectos de energización de las zonas de este plan se les da prioridad en la etapa de evaluación y la respectiva asignación de recursos.

2.2.3.3. Planes de Energización Rural Sostenible Departamental o Regional

Revisando la experiencia, se observa que los esquemas de energización no han tenido la fuerza esperada; por un lado, porque no han logrado una coordinación de los diferentes programas que realizan las entidades tanto públicas como privadas que coadyuvan en el desarrollo local o regional en estas áreas y por el otro, porque si bien se garantizan los recursos financieros para la inversión inicial, la sostenibilidad no se da ya que no se promueven las actividades intensivas en energía ni el(os) esquema(s) empresarial(es) que la mantenga en el tiempo, convirtiéndola en autosostenible.

A pesar de las recomendaciones de política de energización rural establecida en los anteriores documentos del PEN⁹, en la realidad se han desarrollado primordialmente proyectos de electrificación rural en las ZNI sin tener asociados los procesos productivos requeridos que promuevan el progreso de estas zonas de manera permanente ni los esquemas empresariales que permitan su permanencia en el tiempo.

La **energización** retoma importancia por los planteamientos establecidos en las bases para el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014, donde la energía, como locomotora de crecimiento, contribuye a dar condiciones igualitarias a todos los pobladores para labrar su propio destino, permitir a la población aislada geográficamente desarrollar su potencial productivo, su competitividad, y fortalecer, entre otras, la atención en los servicios de salud y educación que requieren estas comunidades. No olvidemos que estas zonas son las que tienen las mayores deficiencias en el país, pero también donde se tienen las más altas potencialidades para lograr su propio desarrollo dado que cuentan con recursos hidrocarbúricos o mineros y potencialidades para valor agregado que son muy importantes.

En tal sentido, los programas deben evolucionar de un contexto de solo brindar confort parcial a los habitantes de estas zonas al llevar “la luz eléctrica”, a un esquema que les permita apalancar su propio desarrollo económico.

Por ello, la UPME, para continuar con este lineamiento y aprovechando las sinergias que se han creado y/o fortalecido en torno al desarrollo de diferentes estudios y proyectos por parte de instituciones, academia y/u organismos de cooperación internacional, tales como IPSE, CREG, Universidad de Nariño, TETRA TECH ES INC¹⁰, optó a partir del segundo semestre de 2012 iniciar a través de convenios de asociación¹¹, la elaboración de una metodología tipo para la formulación de planes de energización rural sostenible a nivel departamental y/o regional en un horizonte promedio de quince años, que permita dar lineamientos de política frente a la energización rural e identificar proyectos integrales y sostenibles en el corto, mediano y largo plazo.

Durante el último trimestre del año 2012, se inició el proyecto piloto para el departamento de Nariño, en el cual se contempla realizar todo el proceso de planeamiento, es decir, llevar a cabo la caracterización del consumo energético, analizar la oferta energética disponible, identificar los proyectos energéticos y productivos disponibles, evaluar las alternativas energéticas para los proyectos energéticos, asociar los proyectos productivos, conformar proyectos integrales e incorporar los esquemas empresariales que permitan darle la sostenibilidad a los mismos.

Posteriormente, se pretende aplicar la metodología desarrollada¹² a los departamentos de Cauca y Putumayo con base en información secundaria. Adicionalmente, se tiene programado para este año llevar a cabo otro estudio con alcance similar en otra región, con el fin de afinar la metodología y replicarla

9 UPME, PEN 1994 a PEN 2006-2025

10 Empresa consultora perteneciente al Programa de Energía Limpia en Colombia con recursos de USAID.

11 Figura contractual que permite aunar esfuerzos entre los asociados para llevar a cabo estudios que aportan a las misiones de cada uno de sus integrantes.

12 Se tiene estimado finalizar en el año 2013.



para otras regiones o departamentos del país. Actualmente, se está realizando la gestión para desarrollarlo en el Tolima aprovechando las sinergias que se han generado en torno a la ejecución del Contrato Plan en el sur de dicho departamento.

Finalmente, se requerirá el seguimiento al listado de los proyectos resultantes del proceso de planeación para que puedan ejecutarse haciendo uso de todos los mecanismos creados para su financiación. Con este proceso se garantizaría que la planeación realizada sea el insumo para la identificación, estructuración, ejecución y posterior operación de los proyectos, involucrando desde las fases previas a los actores locales, quienes serán los encargados de hacer realidad lo indicado en cada uno de los planes de energización rural elaborados.

Otro de los resultados que se obtendrán se refiere a la elaboración de una herramienta metodológica multiobjetivo para la evaluación de alternativas energéticas y la selección de la mejor, con base en la revisión¹³ que realizó la UPME a varias de ellas en el último bimestre del año 2012, dos de ellas, basadas en el enfoque de medios de vida sostenible¹⁴, el cual incorpora los cinco capitales (Natural, Humano, Social, Físico y Financiero) como factores de decisión para la selección de la mejor alternativa energética, elementos clave para llevar a cabo un planeamiento indicativo en las ZNI que permita promover las soluciones energéticas que más se ajusten a la riqueza natural y dinámica de las comunidades inmersas en dichas zonas.

2.2.4. Otros estudios

De igual forma, se vienen desarrollando otros estudios que complementan el trabajo que se viene realizando en estas zonas como son los que se enuncian a continuación:

2.2.4.1. Estudios de Consumo Básico de Subsistencia en ZNI

Para estas áreas, durante los años 2010 y 2011 se llevaron a cabo los estudios de caracterización de la demanda en los sectores residencial, hotelero, comercial, institucional e industrial, cuyos resultados han permitido iniciar procesos de sensibilización frente al uso eficiente de la energía, así como brindar herramientas para que el Gobierno tome decisiones frente al desmonte gradual de subsidios.

En el año 2010, la UPME desarrolló un estudio¹⁵ de caracterización de consumos de energía en el Archipiélago de San Andrés -SAI-. La caracterización tuvo en cuenta la identificación de los energéticos empleados, los usos que se le dan a los energéticos, las características técnicas de las tecnologías de aprovechamiento y/o equipos de uso y los hábitos de la población.

Adicionalmente, este estudio incluyó la identificación y priorización de medidas de uso eficiente y racional de la energía, atendiendo a las buenas prácticas y a la reconversión tecnológica de los equipos de uso final. Igualmente, el estudio incorporó una propuesta de consumo de subsistencia para el sector residencial y de consumos eficientes para otros sectores objeto del estudio.

Como resultado del mismo se recomendó, entre otras, la realización de un programa de eficiencia energética, el cual se diseñó y ejecutó durante la vigencia 2012, con la participación del MME, la Go-

13 Órdenes de Servicios No. 200-2012165 y 200-2012166, UPME, Diciembre 2012; EVALUACIÓN E INTEGRACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS Y SUS HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES DE PLANEAMIENTO DISPONIBLES Y APLICABLES A LAS ZNI, IDENTIFICADAS POR LA UNIDAD, COMO INSUMOS PARA EL PLANEAMIENTO EN DICHAS ZONAS, Jonathan Villota, y ESTABLECIMIENTO DE CRITERIOS PARA POBLACIONES TIPO EN ZNI QUE DESDE EL PLANEAMIENTO PERMITA SU RÉPLICA EN LOCALIDADES SIMILARES, COMO INSUMOS PARA EL PLANEAMIENTO EN DICHAS ZONAS, Lised Chaves.

14 Escuela de Sistemas, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, Tesis de Maestría en Ingeniería de Sistemas, Juan Felipe Henao, MODELO DE TOMA DE DECISIONES MULTI OBJETIVO EN ENERGIZACIÓN DE ZONAS NO INTERCONECTADAS COMO HERRAMIENTA PARA EL ALCANCE DE MEDIOS DE VIDA SOSTENIBLES, 2005.

15 Con el apoyo de la Corporación Energía y Medio Ambiente -CORPOEMA-

beración del Archipiélago y la UPME. Asimismo, se realizaron auditorías energéticas en los sectores residencial, comercial, industrial (hotelero/pesquero) y público, esquemas de financiamiento para impulsar las medidas de eficiencia energética identificadas en las auditorías, jornadas de capacitación en Uso Eficiente y Racional de la Energía y una estrategia de comunicación para sensibilizar a la comunidad en general en torno a la importancia de la temática.

Por otra parte, en 2011 se realizó la caracterización del consumo energético para las poblaciones de Leticia y Puerto Nariño en Amazonas, Mitú, Carurú y Taraira en el departamento de Vaupés. Es de resaltar que aproximadamente el 95% de la población en el departamento del Vaupés corresponde a comunidades indígenas con sus características propias; elemento diferenciador frente al consumo de energía en general. Se vislumbra que Leticia, siendo una ciudad fronteriza, tiene una gran oportunidad de acceder a tecnologías energéticamente eficientes, a través del comercio con Brasil.

En cuanto al planteamiento inicial de conformar un ASE en Inírida, ésta se descartó dado que las conversaciones entre los ambos países (Colombia y Venezuela) fructificaron y como resultado de ello se encuentra en ejecución la línea de interconexión a 34,5 kV Inírida (Guainía-Colombia)-San Fernando de Atabapo (Venezuela)

Siguiendo esta línea, se continúan elaborando los estudios de caracterización de la demanda en poblaciones tipo, con el fin de que la estructuración y conformación de las ASE cuente con todos los insumos necesarios que permitan garantizar su éxito.

Durante la vigencia 2012 se realizó el estudio del consumo básico de subsistencia para el sector residencial y consumos básicos para otros sectores¹⁶, en varias poblaciones de los departamentos de Chocó (Acandí, Bahía Solano y Nuquí), Vichada (Puerto Carreño, La Primavera) y Guainía (Puerto Inírida, Barrancominas), encontrando diferencias importantes en el consumo de energía debido a los energéticos disponibles en la zona, equipos que se disponen y hábitos de consumo de sus pobladores.

Finalmente, los resultados que muestran estos estudios serán analizados y con miras, entre otros a establecer criterios de caracterización de consumos energéticos en las ZNI que puedan ser replicados en otras poblaciones pertenecientes a estas zonas.

2.2.4.2. Medición de potenciales energéticos

A través de convocatorias UPME - COLCIENCIAS se vienen desarrollando los siguientes estudios:

Potencial Hidroenergético: El cual es ejecutado con la Pontificia Universidad Javeriana y el apoyo de entidades como el IDEAM e IGAC, con el objeto de evaluar el potencial hidroenergético a nivel nacional, determinar el tamaño tanto de las cuencas como de los posibles desarrollos de potenciales teóricos aprovechables. Por su parte, **el Potencial Eólico y solar** está en proceso de convocatoria.

También se está trabajando en la estimación de una metodología para establecer los costos nivelados de las diferentes alternativas energéticas, a pequeña, mediana y gran escala, el cual se encuentra en proceso de convocatoria con Colciencias.

2.2.4.3. Proyecto Inversiones Catalizadoras para Energía Geotérmica UPME-BID

El primer componente del proyecto desarrollado actualmente por la UPME y el BID con financiación del Fondo del Medio Ambiente Mundial - FMAM- busca promover enfoques de mercado para el desarrollo de nuevos proyectos de FNCE-Renovables en Colombia. Para este efecto, el proyecto se basa en la identificación y análisis de barreras hoy en día existentes para la materialización de proyectos tanto en el SIN como en ZNI, con el propósito de formular lineamientos de política y una estrategia de

¹⁶ Tales como el comercial, hotelero, agroindustrial (según las características de las poblaciones en estudio)



desarrollo que permitan al Gobierno promover la participación de estas fuentes en el mercado y en la matriz energética nacional. En este orden de ideas el proyecto pretende contribuir al cumplimiento o continuada superación de las metas del Plan Indicativo tanto en ZNI como en el SIN.

2.2.4.4. Estudios de otras entidades

De forma similar y para la presente vigencia, el IPSE está gestionando el levantamiento de información en campo, entre otros, de la infraestructura eléctrica de 400 centros poblados pertenecientes a las diferentes regiones del país, así como la reestructuración de proyectos tanto de fuentes convencionales como no convencionales que se puedan implementar con la consecución de recursos.

En el caso particular de los departamentos de Nariño, Cauca y Putumayo, el IPSE realizó a través de la Universidad de Nariño, un proceso de identificación de actividades tendientes a fortalecer la estructuración de proyectos energéticos sostenibles en localidades de las ZNI, con resultados como presentación de los mismos ante diferentes fuentes de financiación como son FAER, FAZNI Y SGR.

También la entidad en mención está realizando investigación e implementación de prototipos de vivienda bioclimática ubicadas en las localidades de Isla Fuerte (Bolívar); Nazareth (La Guajira); El Totumo, Titumate y Murindó (Antioquia), y Francisco Pizarro (Nariño).

Adicionalmente, los registros que se vienen obteniendo por parte del Centro Nacional de Monitoreo -CNM- para el caso de capacidad de generación instalada, energía generada, tiempo de prestación de servicio de energía, en alrededor de 57 localidades de las ZNI y que se viene incrementando en otras poblaciones con las condiciones requeridas en las áreas de servicio exclusivo, permitirán contar con los insumos necesarios para la realización, entre otros, de proyecciones de demanda, control en la prestación del servicio de energía, giro de subsidios, de allí que esta herramienta se convierta en un validador para la información base de las ZNI.

Por su parte, la CREG está desarrollando la nueva metodología para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en las ZNI y para ello contrató los estudios para la determinación de inversiones y gastos de administración, operación y mantenimiento para cada una de las actividades en mención, específicamente para el primer caso, teniendo en cuenta plantas térmicas y tecnologías que utilicen recursos renovables.

2.2.5. Desarrollo de las áreas de distribución

Retomando lo indicado en el PND 2006-2010 que señaló la necesidad de definir las “Áreas de Distribución - ADD-”, cuya reglamentación inició con el Decreto 388 de 2008, se estima importante unificar los cargos por nivel de tensión para las empresas que hacen parte de un ADD, bajo la coordinación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG-.

Con esta reglamentación, se busca que las tarifas aplicadas a los usuarios de estas áreas permitan nivelar, dada su cercanía geográfica, las distorsiones que presentan los cargos de diferencias que afrontan los OR por la infraestructura eléctrica y la dispersión de sus usuarios en los diferentes Sistemas de Distribución Locales -SDL.

Resultados

A través de las resoluciones 182306 de 2009, 181347 de 2010, 180696 de 2011 y 180574 de 2012, el MME determinó las cuatro áreas que se enuncian a continuación:

- Área de distribución del Oriente conformada por los Sistemas de distribución de las empresas CO- DENSA S.A. E.S.P., Empresa de Energía de Arauca -ENELAR S.A. E.S.P., Empresa de Energía de

Cundinamarca -EEC S.A. E.S.P., Empresa de Energía de Boyacá -EBSA S.A. E.S.P. y Electrificadora del Huila -ELECTROHUILA- S.A. E.S.P.

- *Área distribución Occidente* conformada por los siguientes OR: Empresas Municipales de Energía Eléctrica S.A E.S.P., Empresa de Energía del Pacífico -EPSA- S.A. E.S.P., Compañía de Electricidad de Tuluá -CETSA- S.A. E.S.P., Empresas Municipales de Cartago - EMCARTAGO S.A. E.S.P., Empresas Municipales de Cali - EMCALI- S.A. E.S.P., Compañía Energética de Occidente -CEO- S.A. E.S.P (ayer, Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P.) y Centrales Eléctricas de Nariño -CEDE-NAR- S.A. E.S.P.
- *Área de Distribución Centro* se encuentra conformada por las empresas de servicios públicos ESSA S.A. E.S.P., Centrales Eléctricas de Norte de Santander -CENS- S.A. E.S.P., Empresas Públicas de Medellín -EPM- S.A. E.S.P., Empresa de Energía del Quindío -EDEQ- S.A. E.S.P., Empresa de Energía de Pereira -EEP- S.A. E.S.P., CHEC S.A. E.S.P. y RUITOQUE S.A. E.S.P.
- *Área de Distribución Sur* se encuentra conformada por las empresas de servicios públicos Empresa de Energía del Valle del Sibundoy -EMEVASI- S.A. E.S.P., ELECTROCAQUETA S.A. E.S.P., Empresa de Energía del Putumayo -EPUTUMAYO- S.A. E.S.P., Empresa de Energía del Bajo Putumayo -EEBAJOPUTUMAYO- S.A. E.S.P., Electrificadora del Meta -EMSA- S.A. E.S.P., Empresa de Energía del Casanare -ENERCA- S.A. E.S.P. y Empresa de Energía del Guaviare -ENERGUAVIARE- S.A. E.S.P.





3

PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE COBERTURA 2013-2017

3.1. COBERTURA DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2012

La estimación del Índice de Cobertura de Servicio de Energía Eléctrica – ICEE- para el año base, en este caso 2012, es el insumo principal para la elaboración del PIEC. Conforme al artículo 8 del Decreto 1122 de 2008, los Operadores de Red –OR- y las entidades territoriales –ET- deben reportar la información actualizada, en cumplimiento también de la Resolución No.180465 del Ministerio de Minas y Energía –MME-, expedida el 27 de marzo de 2012.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en la estimación del índice de cobertura. Inicialmente se describen los insumos de información recibidos, número de usuarios con servicio de energía eléctrica y número de viviendas, posteriormente se calcula el índice de cobertura de energía eléctrica a nivel municipal, departamental y nacional. Si bien los Operadores de Red han solicitado el cálculo del índice de cobertura para cada uno, no fue posible realizar la estimación ya que no se cuenta con la información de viviendas desagregadas por OR en aquellos municipios que son compartidos por más de un OR.

3.1.1. Insumos de Información

La UPME desarrolló una metodología para la estimación del índice de cobertura servicio de energía eléctrica desagregado a nivel municipal, departamental y nacional, la cual se incluye en el anexo 2.

Dicha metodología fue presentada a las empresas operadoras de red del SIN en el taller realizado el día 22 de enero de 2013, en el cual se expusieron las variables de entrada (insumos para la metodología) y el proceso de cálculo para la estimación de cobertura a nivel municipal, departamental y nacional.

Una de las conclusiones de este taller consistió en verificar con cada una de las empresas operadoras, la información y el resultado obtenido en el cálculo de este indicador. Para tal propósito, se realizaron reuniones con la participación de los Operadores de Red y la Unidad en el período comprendido entre el 11 de febrero hasta el 8 de marzo del 2013¹⁷, con la asistencia de 23 OR y por contacto telefónico con los 4 operadores restantes. Dichas reuniones permitieron aclarar dudas sobre la metodología de cálculo, verificar la información empleada, corregir y/o complementarla en algunos casos, para finalmente determinar el índice de cobertura conforme al área de influencia de cada operador de red.

Se resalta la buena disposición y colaboración de los OR en la entrega de información, en el cálculo y la verificación del índice de cobertura desagregado en índice de cobertura urbano (cabecera municipal) y el índice de cobertura rural (resto) a nivel municipal, departamental y nacional calculado por la UPME.

La información sobre el número de usuarios con servicio de energía eléctrica en ZNI, fue suministrada por el IPSE.

Los datos requeridos para la estimación del índice de cobertura de energía eléctrica y solicitada a cada uno de los Operadores de Red fueron:

- Número de usuarios urbanos (Cabecera municipal)
- Número de usuarios rurales (Resto)
- Número de usuarios subnormales
- Número de usuarios de la Zona No Interconectada – ZNI
- Número de viviendas urbanas
- Número de viviendas rurales
- Índice de cobertura urbano
- Índice de cobertura rural
- Índice de cobertura Total

En la Tabla 12 se presenta un resumen de la información recibida por los OR, el IPSE y el DANE (los insumos de información) empleados en la estimación del índice de cobertura:

¹⁷ El último registro de información recibido por la UPME fue el día 20 de junio del 2013.

Tabla 12. Resumen de información recibida por la UPME

Departamento	Operador de Red	Información	Observaciones
Valle	EMCALI	Completa	
Valle	EMCARTAGO	Completa	
Valle	EPSA	Completa	
Valle	CETSA	Completa	
Cauca	CEO	Completa	
Caquetá	ELECTROCAQUETÁ	Completa	
Nariño	CEDENAR	Completa	
Meta	EMSA	Completa	
Tolima	ENERTOLIMA	Completa	
Caldas	CHEC	Completa	
Quindío	EDEQ	Completa	
Risaralda	EEP	Completa	
Putumayo	EPUTUMAYO	Completa	
Putumayo	EMEVASI	Completa	
Huila	ELECTROHUILA (*)	Completa	
Antioquia	EPM	Completa	
Boyacá	EBSA	Completa	
Casanare	ENERCA	Completa	
Arauca	ENELAR	Completa	
Norte de Santander	CENS	Completa	
Santander	ESSA	Completa	
Santander	RUITOQUE	Completa	
Cundinamarca	CODENSA	Completa	
	EEC	Completa	
Chocó	DISPAC	Incompleta	Faltan viviendas, fueron tomadas del DANE.
Guaviare	ENERGUAVIARE	Incompleta	Faltan viviendas, fueron tomadas del DANE.
Costa Caribe	ELECTRICARIBE	Incompleta	Envío datos de usuarios totales municipales, se solicitó aclaración. Viviendas tomadas del DANE.
Putumayo	BAJO Putumayo	Incompleta	Faltan viviendas, fueron tomadas del DANE.
ZNI	IPSE (**)	Completa	No tienen dentro de su competencia la estimación de cobertura ni definición del número de viviendas.

* Información tomada de la comunicación de Asocodis.

** La información de San Andrés y Providencia fue tomada del SUJ.

Grupos:

- 1 Información completa: Reporta usuarios y/o viviendas e índice de cobertura a nivel urbano, rural y total municipal.
- 2 Información incompleta: Reporta solamente el número de usuarios.



De los 28 Operadores de Red, 24 entregaron los insumos de información completa y cuatro (4) OR suministraron solamente el número de usuarios, por tal motivo se tomaron las viviendas reportadas por el DANE para la estimación del índice de cobertura. Por otra parte, el IPSE reportó el número de usuarios con servicio de energía eléctrica por medio de soluciones aisladas (usuarios de la ZNI), sin el índice de cobertura o número total de viviendas. La información de San Andrés y Providencia fue tomada del SUI- Sistema Único de Información.

3.1.1.1. Usuarios o suscriptores

Con la información recibida fue posible identificar la totalidad de usuarios a nivel municipal, posteriormente en un proceso de agrupación se obtuvo el valor de usuarios totales con servicio de energía eléctrica a nivel departamental y nacional. En este proceso se evidenciaron 94 municipios atendidos por dos o más OR (se considera dentro del ejercicio metodológico el IPSE como un Operador de Red adicional en cuanto a la prestación de zonas aisladas). Para estos casos el valor total de usuarios se obtiene al sumar los datos reportados por cada OR.

Los resultados obtenidos, (ver Figura 2) permiten identificar 11.594.208 usuarios con servicio de energía eléctrica a nivel nacional, de los cuales 9.172.929 se clasifican como usuarios urbanos y 2.421.279 como rurales. Cabe anotar que en la cantidad de los usuarios urbanos se incluyen los subnormales, los cuales suman 450.060. El departamento de Antioquia presenta el mayor número de usuarios (1.847.319), seguido por la ciudad de Bogotá la cual reporta 1.813.578 usuarios. Del mismo modo, se observa que los departamentos de Vaupés, Vichada y Amazonas tienen el menor número de usuarios registrados con 5.035, 8.357 y 8.564, respectivamente.

Sucre	116.663	58.399	175.062	12.889	-	-	-	129.552	58.399	187.951
Quindío	128.402	14.816	143.218	-	-	-	-	128.402	14.816	143.218
La Guajira	66.518	29.403	95.921	30.224	-	143	143	96.742	29.546	126.288
Chocó	52.187	9.017	61.204	3.200	7.686	31.759	39.445	63.073	40.776	103.849
Caquetá	59.737	12.738	72.475	441	150	9.487	9.637	60.328	22.225	82.553
Casanare	68.116	12.832	80.948	-	-	1.267	1.267	68.116	14.099	82.215
Putumayo	31.610	12.343	43.953	4.548	1.694	6.674	8.368	37.852	19.017	56.869
Arauca	35.277	13.449	48.726	2.693	-	-	-	37.970	13.449	51.419
Guaviare	10.478	303	10.781	-	937	6.642	7.579	11.415	6.945	18.360
San Andrés y Providencia	-	-	-	-	11.013	4.979	15.992	11.013	4.979	15.992
Guainía	-	-	-	-	4.393	9.879	14.272	4.393	9.879	14.272
Amazonas	-	-	-	-	6.194	2.370	8.564	6.194	2.370	8.564
Vichada	-	-	-	-	6.611	1.746	8.357	6.611	1.746	8.357
Vaupés	-	-	-	-	3.351	1.684	5.035	3.351	1.684	5.035
Total Nacional	8.664.342	2.275.255	10.939.597	450.060	58.527	146.024	204.551	9.172.929	2.421.279	11.594.208

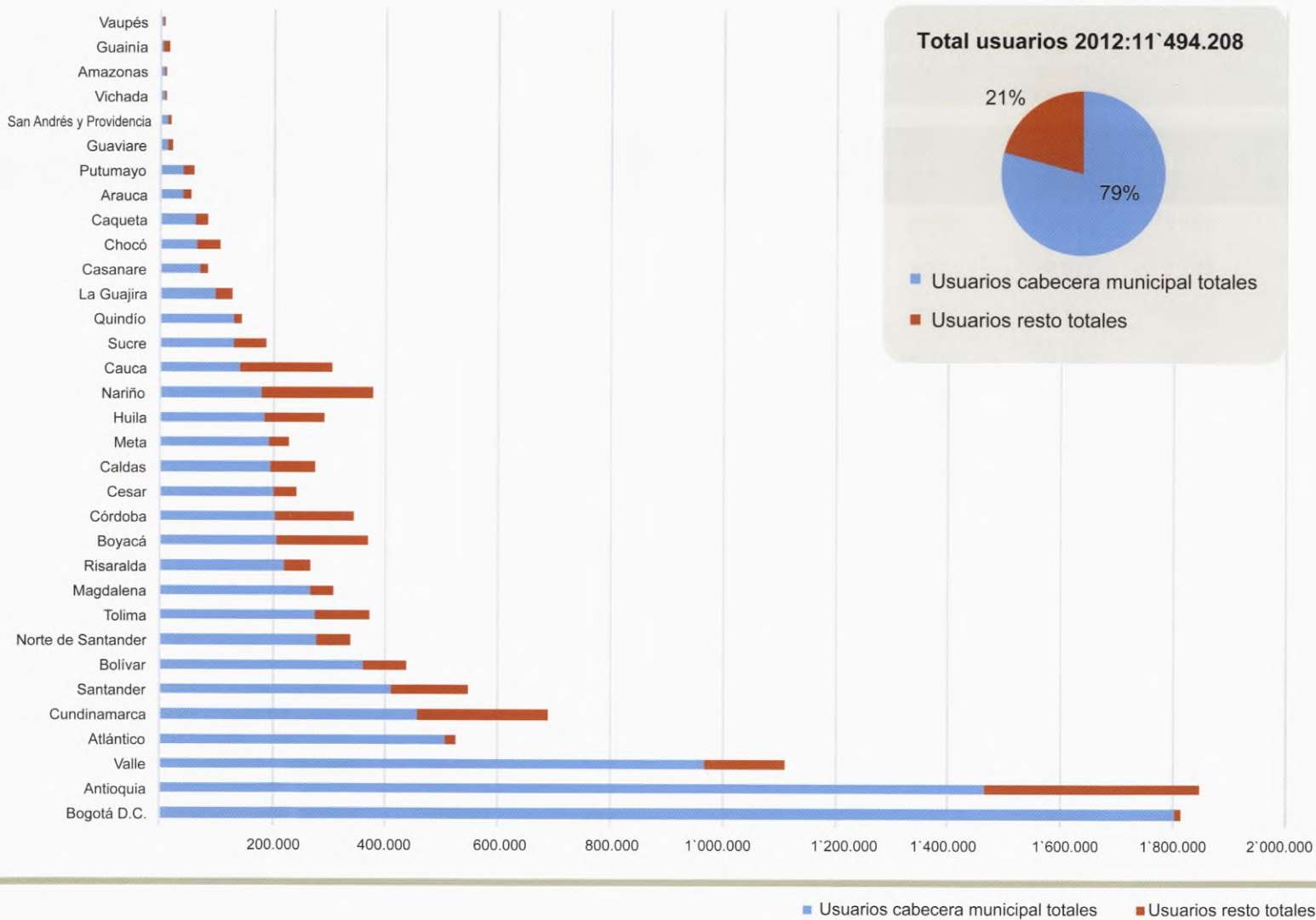
Fuente: IPSE-OR-SUI con corte a diciembre 2012 / Cálculos UPME Grupo de Cobertura y Fondos 2013 actualización a noviembre 8 de 2013



Tabla 13. Desagregación de usuarios por sistema y por departamento

Departamento	Usuarios cabecera municipal SIN	Usuarios resto SIN	Usuarios total SIN	Usuario Subnormal	Usuarios cabecera municipal ZNI	Usuario resto ZNI	Usuarios total ZIN	Usuarios cabecera municipal totales	Usuarios resto totales	Total Usuarios
Antioquia	1.464.539	379.173	1.843.712	-	966	2.641	3.607	1.465.505	381.814	1.847.319
Bogotá D.C.	1.803.518	10.060	1.813.578	-	-	-	-	1.803.518	10.060	1.813.578
Valle	940.426	140.235	1.080.661	28.180	-	2.761	2.761	968.606	142.996	1.111.602
Cundinamarca	455.219	235.531	690.750	-	-	-	-	455.219	235.531	690.750
Santander	401.674	137.665	539.339	9.133	-	-	-	410.807	137.665	548.472
Atlántico	414.504	20.392	434.896	91.444	-	-	-	505.948	20.392	526.340
Bolívar	305.890	74.392	380.282	55.637	-	379	379	361.527	74.771	436.298
Nariño	165.938	155.813	321.751	4.098	8.836	42.376	51.212	178.872	198.189	377.061
Tolima	270.563	95.890	366.453	4.330	-	-	-	274.893	95.890	370.783
Boyacá	204.464	163.651	368.115	648	-	-	-	205.112	163.651	368.763
Córdoba	184.243	140.016	324.259	19.451	-	-	-	203.694	140.016	343.710
Norte de Santander	277.498	60.763	338.261	653	-	-	-	278.151	60.763	338.914
Magdalena	141.759	40.994	182.753	124.420	-	-	-	266.179	40.994	307.173
Cauca	135.862	147.906	283.768	25	4.859	17.148	22.007	140.746	165.054	305.800
Huila	179.437	106.689	286.126	4.376	-	-	-	183.813	106.689	290.502
Caldas	194.570	79.726	274.296	-	-	-	-	194.570	79.726	274.296
Risaralda	218.961	48.929	267.890	-	-	-	-	218.961	48.929	267.890
Cesar	155.747	42.264	198.011	44.297	-	-	-	200.044	42.264	242.308
Meta	180.543	31.865	212.408	9.373	1.836	4.090	5.926	191.752	35.955	227.707

Figura 2. Usuarios a nivel departamental

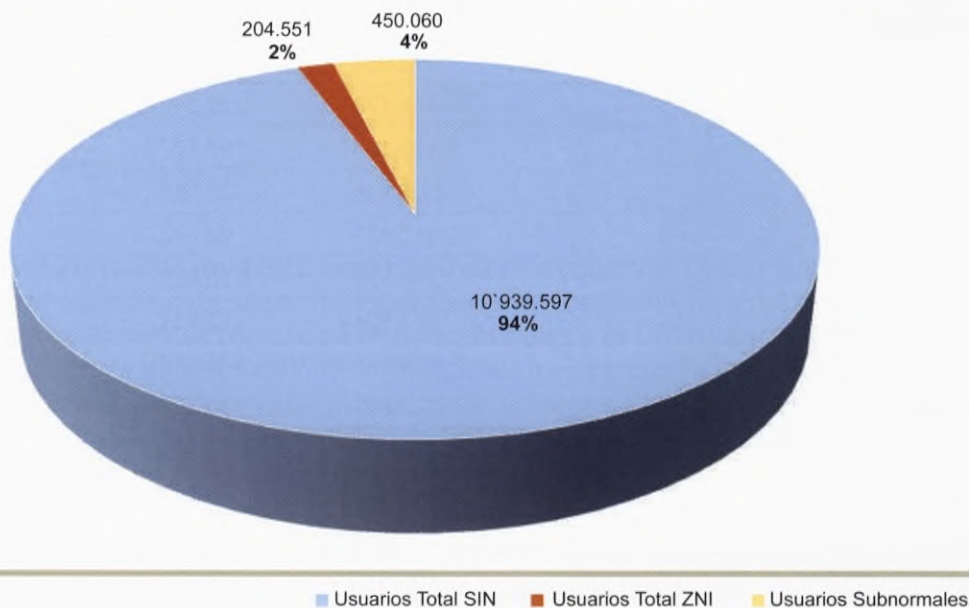


Fuente: IPSE-OR-SUI con corte a diciembre 2012 / Cálculos UPME Grupo de Cobertura y Fondos 2013 actualización a noviembre 8 de 2013



Adicionalmente, en la Figura 3 se muestra que del total de usuarios del país, el 94,35% (10.939.597 usuarios) se encuentran dentro del Sistema Interconectado Nacional, el 3,88 % (450.060 usuarios subnormales) y el 1,76 % (204.551 usuarios) pertenecen a las Zonas No Interconectadas.

Figura 3. Desagregación de usuarios con servicio de electricidad a nivel nacional



Fuente: IPSE-OR-SUI con corte a diciembre 2012 / Cálculos UPME Grupo de Cobertura y Fondos 2013 actualización a noviembre 8 de 2013

3.1.1.2. Viviendas (Vi)

Dado que las viviendas son una estimación a partir de la proyección de la población y el índice de habitantes por viviendas del 2005, en varios municipios puede ocurrir que el índice de cobertura estimado sea superior al 100%. Para dichos casos, cuando el OR reportó su índice, se mantiene este valor, de lo contrario se acota el índice modificando el valor de viviendas igual al valor de número de usuarios para alcanzar el 100% de cobertura. Esta situación se presenta en 142 municipios, cifra que no es despreciable dado que representa un 13% de los municipios. De estos municipios, 100 se encuentran ubicados en la Costa Caribe.

Con la información recopilada se obtuvo un total de 12.064.452 viviendas a nivel nacional y desagregado en 9.210.663 urbano y 2.853.789 rural (ver Tabla 14)

Tabla 14. Total de viviendas urbanas y rurales

Departamento	Viviendas cabecera municipal	Viviendas resto	Total viviendas
Antioquia	1.465.739	416.961	1.882.700
Bogotá D.C.	1.803.518	10.159	1.813.677
Valle	972.058	150.672	1.122.730
Cundinamarca	456.170	239.542	695.712
Santander	412.124	157.177	569.301
Atlántico	505.948	23.589	529.537
Bolívar	363.475	98.742	462.217
Nariño	181.926	210.819	392.746
Tolima	274.896	112.921	387.817
Boyacá	205.981	176.435	382.416
Córdoba	203.694	174.199	377.892
Norte de Santander	278.639	72.409	351.047
Magdalena	266.179	70.541	336.719
Cauca	141.421	210.783	352.204
Huila	183.813	117.074	300.887
Caldas	194.570	81.700	276.270
Risaralda	218.961	50.720	269.681
Cesar	200.044	55.323	255.367
Meta	192.943	49.523	242.466
Sucre	129.552	62.395	191.947
Quindío	128.402	15.076	143.478
La Guajira	96.742	65.518	162.260
Chocó	68.506	59.862	128.368
Caquetá	61.564	30.061	91.625
Casanare	75.065	27.985	103.050
Putumayo	45.564	47.498	93.062
Arauca	37.970	16.946	54.916
Guaviare	12.674	12.024	24.698
San Andrés y Providencia	11.013	4.979	15.992
Guainía	4.462	12.496	16.958
Amazonas	6.468	8.471	14.939
Vichada	7.145	6.926	14.071
Vaupés	3.438	4.264	7.702
Total Nacional	9.210.663	2.853.789	12.064.452

Fuente: OR-DANE con corte a diciembre 2012 / Cálculos UPME Grupo de Cobertura y Fondos actualización a noviembre 8 de 2013



3.1.2. Estimación del índice de cobertura

El índice de cobertura del servicio de energía eléctrica se establece como la relación entre los usuarios del servicio de energía eléctrica y las viviendas.

$$IC_{ij} = \frac{U_{ij}}{V_{ij}} \times 100\%$$

Donde:

- i: período de análisis
- j: municipio, departamento, región

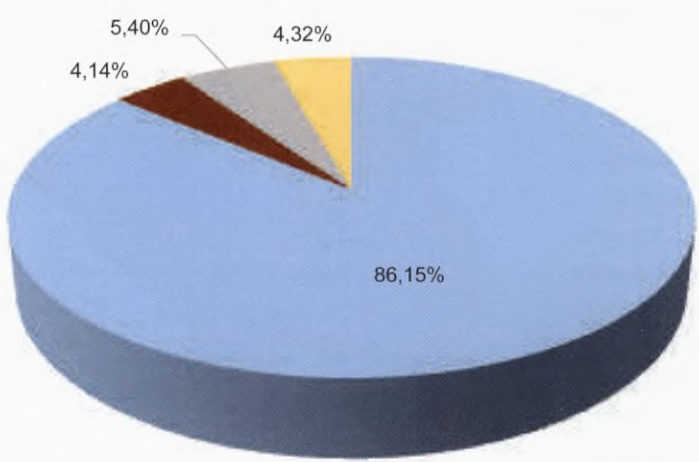
La confiabilidad y la calidad de la estimación del índice de cobertura dependen en gran medida de los insumos de información reportada por los Operadores de Red y el IPSE, así como la validación de los mismos ante otros estamentos como los Entes Territoriales y el DANE. Se considera que el procedimiento de recolección y validación de información puede mejorar para lograr una estimación más acertada a la realidad del país. Es de resaltar la importante colaboración recibida este año en la estimación del índice de cobertura, tanto en el envío de la información como en la participación de las reuniones de verificación por parte de los OR.

La UPME tiene registro de 1127 municipios, de los cuales se recibió información de 1113 municipios, agregando la información reportada por los OR y el IPSE (municipios pertenecientes a las ZNI). 15 municipios no cuentan con información debido a que esta no fue reportada por los OR.

La Figura 4 presenta una desagregación del total municipios a nivel nacional, en donde se observa que el 86,2% (958 municipios) se encuentran interconectados en el SIN y son atendidos por un solo OR, el 4,1 % (46 municipios) se encuentra en el SIN y son atendidos por más de un OR, 4,3 % (48 municipios) están vinculados al SIN y ZNI (Mixtos), y el 5,4 % (60 municipios) pertenecen a la ZNI.

Figura 4. Desagregación de usuarios con servicio de electricidad a nivel nacional

Municipios	Cantidad
SIN	1.004
SIN Puro	958
SIN Or - Or	46
ZNI	60
Mixtos	48
Total	1.112



■ SIN Puro ■ SIN Or - Or ■ ZNI ■ Mixtos

Fuente: IPSE, OR, DANE, Cálculos Grupo Cobertura UPME, 2013.

En la página web de la Unidad¹⁸, como anexo al presente documento, se presentan los resultados de la estimación del Índice de Cobertura de Energía Eléctrica –ICEE- bajo el título “*Cobertura de Energía Eléctrica a 2012*” a nivel municipal, departamental y nacional.

La estimación de cobertura a nivel departamental y nacional, se desarrolló mediante un proceso de agrupación municipal, los resultados se presentan en la Tabla 15 y Figura 10.

Tabla 15. Estimación del índice de cobertura de energía eléctrica –ICEE 2012

Departamento	ICEE cabecera municipal	ICEE resto	ICEE Total
San Andrés y Providencia	100,00%	100,00%	100,00%
Bogotá D.C.	100,00%	99,03%	99,99%
Quindío	100,00%	98,28%	99,82%
Atlántico	100,00%	86,45%	99,40%
Risaralda	100,00%	96,47%	99,34%
Cundinamarca	99,79%	98,33%	99,29%
Caldas	100,00%	97,58%	99,29%
Valle	99,64%	94,91%	99,01%
Antioquia	99,98%	91,57%	98,12%
Sucre	100,00%	93,60%	97,92%
Huila	100,00%	91,13%	96,55%
Norte de Santander	99,83%	83,92%	96,54%
Boyacá	99,58%	92,75%	96,43%
Santander	99,68%	87,59%	96,34%
Nariño	98,32%	94,01%	96,01%
Tolima	100,00%	84,92%	95,61%
Cesar	100,00%	76,39%	94,89%
Bolívar	99,46%	75,72%	94,39%
Meta	99,38%	72,60%	93,91%
Arauca	100,00%	79,36%	93,63%
Magdalena	100,00%	58,11%	91,23%
Córdoba	100,00%	80,38%	90,95%
Caquetá	97,99%	73,93%	90,10%
Cauca	99,52%	78,31%	86,82%
Guainía	98,45%	79,06%	84,16%
Chocó	92,07%	68,12%	80,90%
Casanare	90,74%	50,38%	79,78%
La Guajira	100,00%	45,10%	77,83%
Guaviare	90,07%	57,76%	74,34%
Vaupés	97,48%	39,48%	65,37%
Putumayo	83,07%	40,04%	61,11%
Vichada	92,53%	25,21%	59,39%
Amazonas	95,76%	27,98%	57,33%
Total Nacional	99,59%	84,84%	96,10%

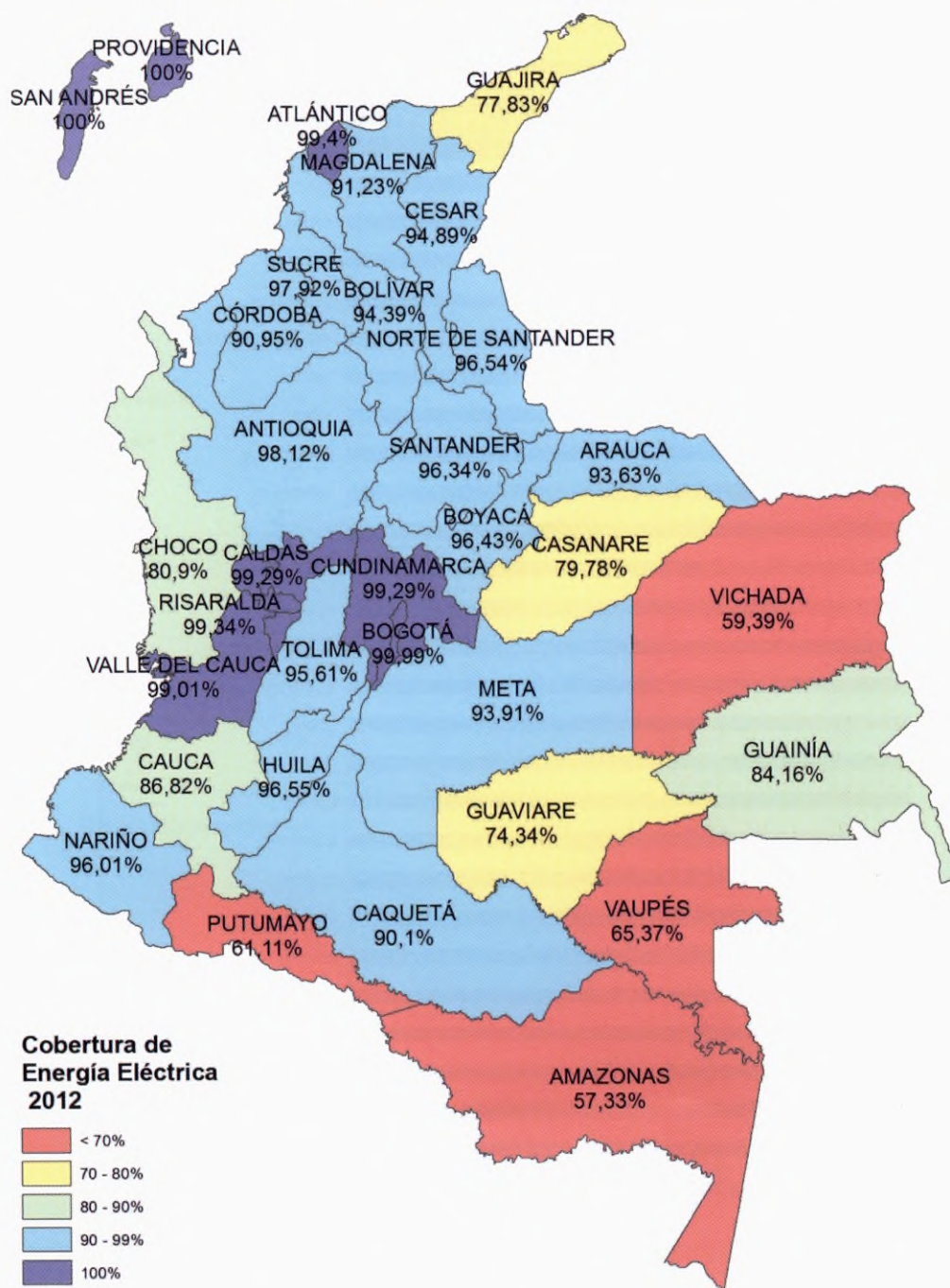
Fuente: OR-DANE con corte a diciembre 2012 / Cálculos UPME Grupo de Cobertura y Fondos 2013

18 <http://www.siel.gov.co/Inicio/CoberturaDelSistemaInterconectadoNacional/Publicaciones/tabid/83/Default.aspx>



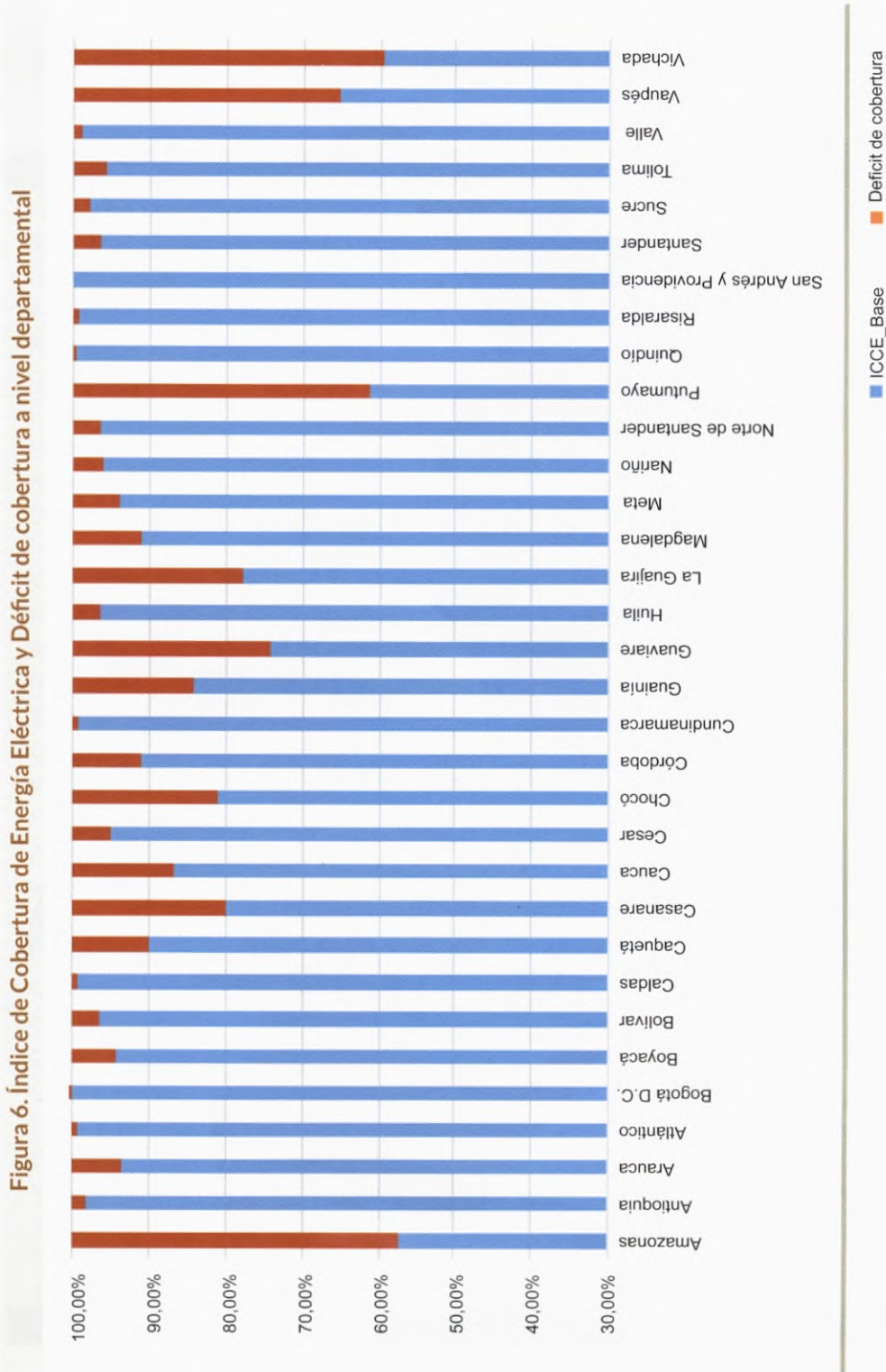
Como resultado, se obtiene un Índice de Cobertura de Energía Eléctrica -ICEE- a nivel nacional de 96,10% y desagregada en urbano y rural de 99,59% y 84,84%, respectivamente. Adicionalmente, se observan 22 departamentos con ICEE igual o superior a 90%. De igual forma, se identifican los departamentos con coberturas inferiores al 60%, Amazonas y Vichada. Ver Figura 5.

Figura 5. Mapa departamental del Índice de Cobertura año 2012



Fuente: UPME, 2013.

La Figura 6 presenta a nivel departamental el índice de cobertura y el déficit a 2012, ordenado de mayor a menor de acuerdo con la cantidad de viviendas sin servicio que representa dicho déficit. (Ver Tabla 16).



Fuente: IPSE-OR-SUI con corte a diciembre 2012. / Cálculos UPME Grupo de Cobertura y Fondos 2013

Para cada municipio se estima el déficit de cobertura como la diferencia entre el 100% y el índice de cobertura estimado: $DC_{ij} = 100\% - IC_{ij}$.

Con este déficit se calculan las viviendas que no cuentan con el servicio de energía eléctrica (VSS), multiplicándolo por el número de viviendas totales del municipio: $V_{sij} = V_i \times DC_{ij}$.

En la Tabla 16 se presentan los resultados del número de Viviendas Sin Servicio -VSS- de energía eléctrica a nivel departamental.

Tabla 16. Estimación de viviendas sin servicio a nivel urbano, rural y nacional

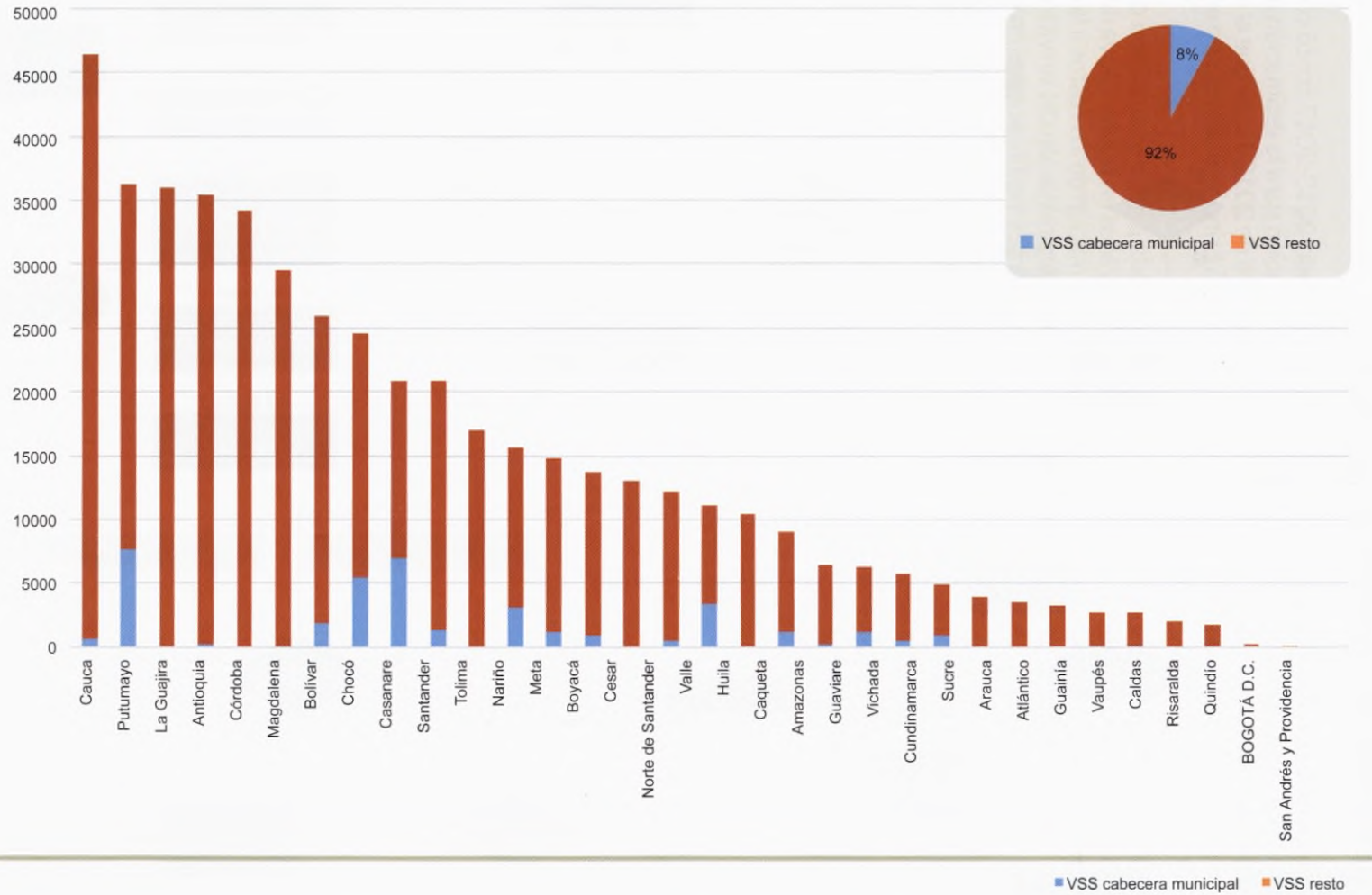
Departamento	VSS cabecera municipal	VSS resto	VSS total
Cauca	675	45.729	46.404
Putumayo	7.712	28.481	36.193
La Guajira	-	35.972	35.972
Antioquia	234	35.147	35.381
Córdoba	-	34.182	34.182
Magdalena	-	29.546	29.546
Bolívar	1.948	23.971	25.919
Chocó	5.433	19.086	24.519
Casanare	6.949	13.886	20.835
Santander	1.317	19.512	20.829
Tolima	3	17.031	17.034
Nariño	3.054	12.631	15.685
Meta	1.191	13.568	14.759
Boyacá	869	12.784	13.653
Cesar	-	13.059	13.059
Norte de Santander	488	11.646	12.133
Valle	3.452	7.676	11.128
Huila	-	10.385	10.385
Caquetá	1.236	7.836	9.072
Amazonas	274	6.101	6.375
Guaviare	1.259	5.079	6.338
Vichada	534	5.180	5.714
Cundinamarca	951	4.011	4.962
Sucre	-	3.996	3.996
Arauca	-	3.497	3.497
Atlántico	-	3.197	3.197
Guainía	69	2.617	2.686

Departamento	VSS cabecera municipal	VSS resto	VSS total
Vaupés	87	2.580	2.667
Caldas	-	1.974	1.974
Risaralda	-	1.791	1.791
Quindío	-	260	260
Bogotá D.C.	-	99	99
San Andrés y Providencia	-	-	-
Total Nacional	37.734	432.511	470.244

Fuente: Cálculos Grupo Cobertura UPME. 2013.

El total Nacional de Viviendas Sin Servicio – VSS- se estimó en un valor de 470.244, las viviendas sin servicio a nivel urbano corresponden a 37.734 y a nivel rural a 432.511. Dicho dato se convierte en el objetivo del Plan Indicativo de Cobertura, dado que éste busca estimar las inversiones que se requieren para ampliar el servicio a estas viviendas con la mejor opción tecnológica, técnica y económica. Ver Figura 7.

Figura 7. Viviendas Sin Servicio - VSS- año 2012.



Fuente: Cálculos con corte a diciembre 2012 / Grupo de Cobertura, actualización a noviembre 8 de 2013



3.2. METODOLOGÍA DEL PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE COBERTURA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

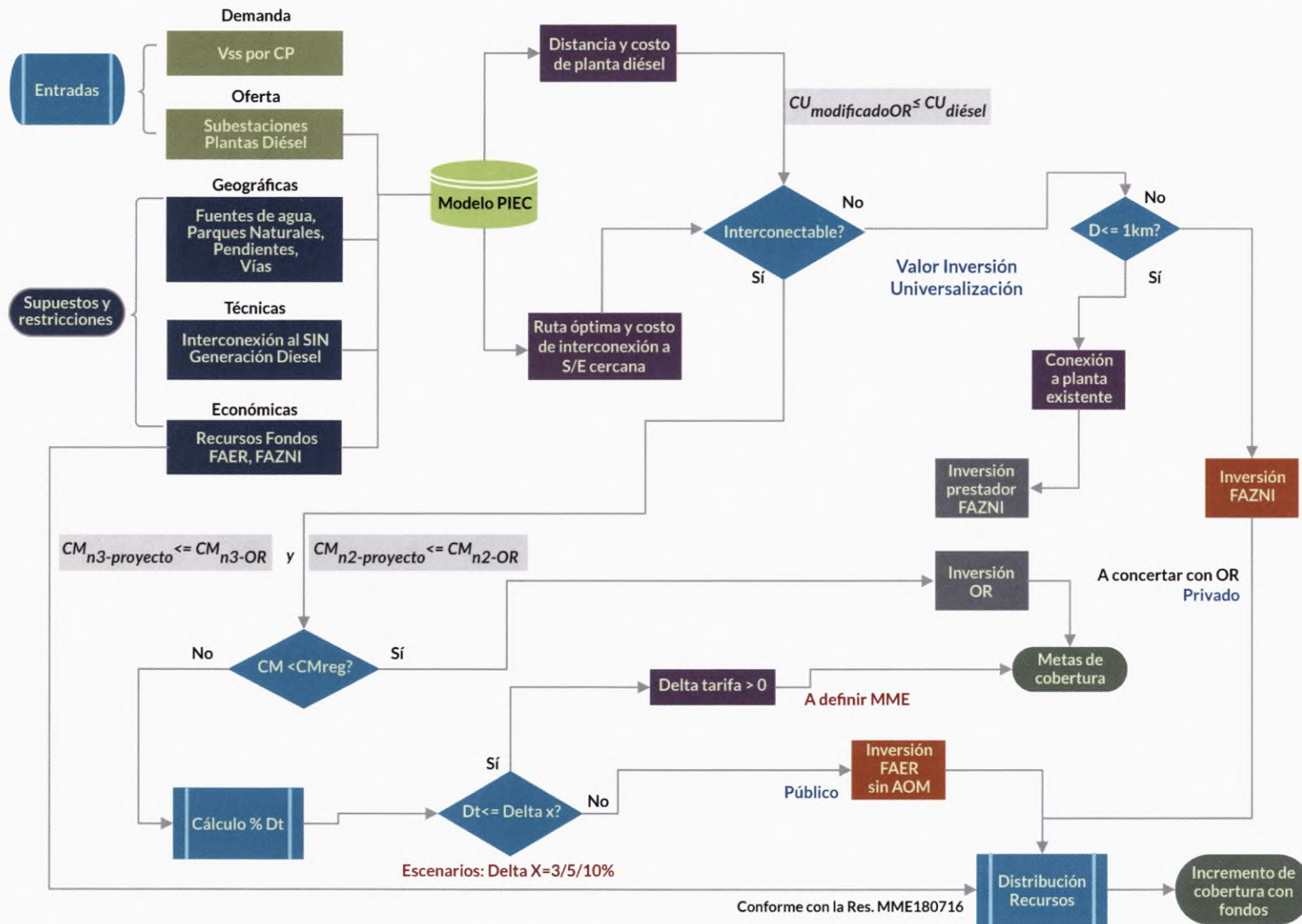
Como se mencionó en la introducción, el proceso para el período 2013-2017 contó con la amplia participación de los operadores de red que suministraron información para la estimación de la cobertura y por ende del déficit de la misma, a nivel municipal a diciembre de 2012. Es así que el objetivo del plan, está encaminado a buscar la alternativa de mínimo costo para brindar el servicio de energía eléctrica a las viviendas que a 2012 no cuentan con dicho servicio.

Este capítulo contiene la descripción de la metodología empleada para la elaboración del PIEC. Se resalta la actualización de los criterios técnicos y económicos utilizados en la alternativa de expansión de la red del SIN y su optimización, lo cual permitirá mejorar la estimación de los costos a la realidad de los proyectos de electrificación, para escoger la mejor alternativa de prestación del servicio de energía eléctrica, así como la inclusión de escenarios de acuerdo con diferentes modificaciones en el Dt.

La Figura 8 ilustra el proceso utilizado para la ejecución del modelo PIEC, se presentan las variables de entrada, las restricciones tanto naturales como técnicas, las variables, los supuestos el procesamiento y los resultados que arroja la metodología.

A continuación, se define y explica cada variable que utiliza el modelo PIEC, incluyendo las modificaciones realizadas con respecto a las versiones anteriores del Plan.

Figura 8. Diagrama de flujo - Metodología PIEC 2013-2017



Fuente: UPME, Grupo Cobertura y Fondos, 2013.



3.2.1. Demanda

En la Figura 9 se observa la distribución espacial de los 18.495 centros poblados con que cuenta la entidad de acuerdo con la división político-administrativa, esta cantidad de centros poblados incluyen las localidades reportadas por el IPSE a la UPME. Es de resaltar que el proceso de validación de esta información es continuo y se realiza por medio de la información de los proyectos que allegan tanto las Entidades Territoriales -ET- y/o los Operadores de Red -OR- e IPSE a la Unidad.

Como resultado de la estimación de cobertura (ver capítulo 3) se obtuvo una aproximación de la distribución de las viviendas sin servicio de energía -VSS- en cada centro poblado. Con este dato y con el supuesto de un consumo promedio por vivienda de 92 kWh/mes, se calcula la demanda anual de energía:

$$D = VSS * \left(\frac{92kWh}{mes} \right) * 12meses$$

Donde:

D=Demanda

VSS=Viviendas sin servicio

El consumo promedio mensual por usuario se calculó a partir de la información reportada por cada uno de los Operadores de Red al Sistema Único de información -SUI-, para dicho cálculo se tomó de la información dispuesta en la página de la SSPD la referente al tema Comercial Residencial¹⁹, las variables consumo y número de usuarios, la cual se encuentra clasificada por municipio y por ubicación del usuario (Urbana, Rural y Centro Poblado).

Sin embargo, dada la existencia de algunos datos atípicos en las zonas rurales de algunos municipios, se realizó el siguiente supuesto: En el caso que el valor del consumo de la zona rural supere el área urbana de un municipio, se cambió este valor por el 80% del consumo promedio de la zona urbana.

La metodología utilizada para el cálculo de la energía promedio por usuario de un municipio, es dividir la energía reportada para la totalidad de los usuarios de un municipio por el número total de usuarios residenciales del mismo. Para el valor nacional se tomó el promedio de todos los municipios que reportaron información al SUI, como se observa en la siguiente ecuación:

$$Consumo\ Promedio_s = \frac{\sum_1^N \frac{Consumo_m}{Usuarios_m}}{\# Municipios}$$

S: Corresponde a la ubicación del usuario: Urbano y Rural (Rural y Centro Poblado)

m: Corresponde a un municipio registrado en el DIVIPOLA. Y los cuales cuentan con información en el SUI.

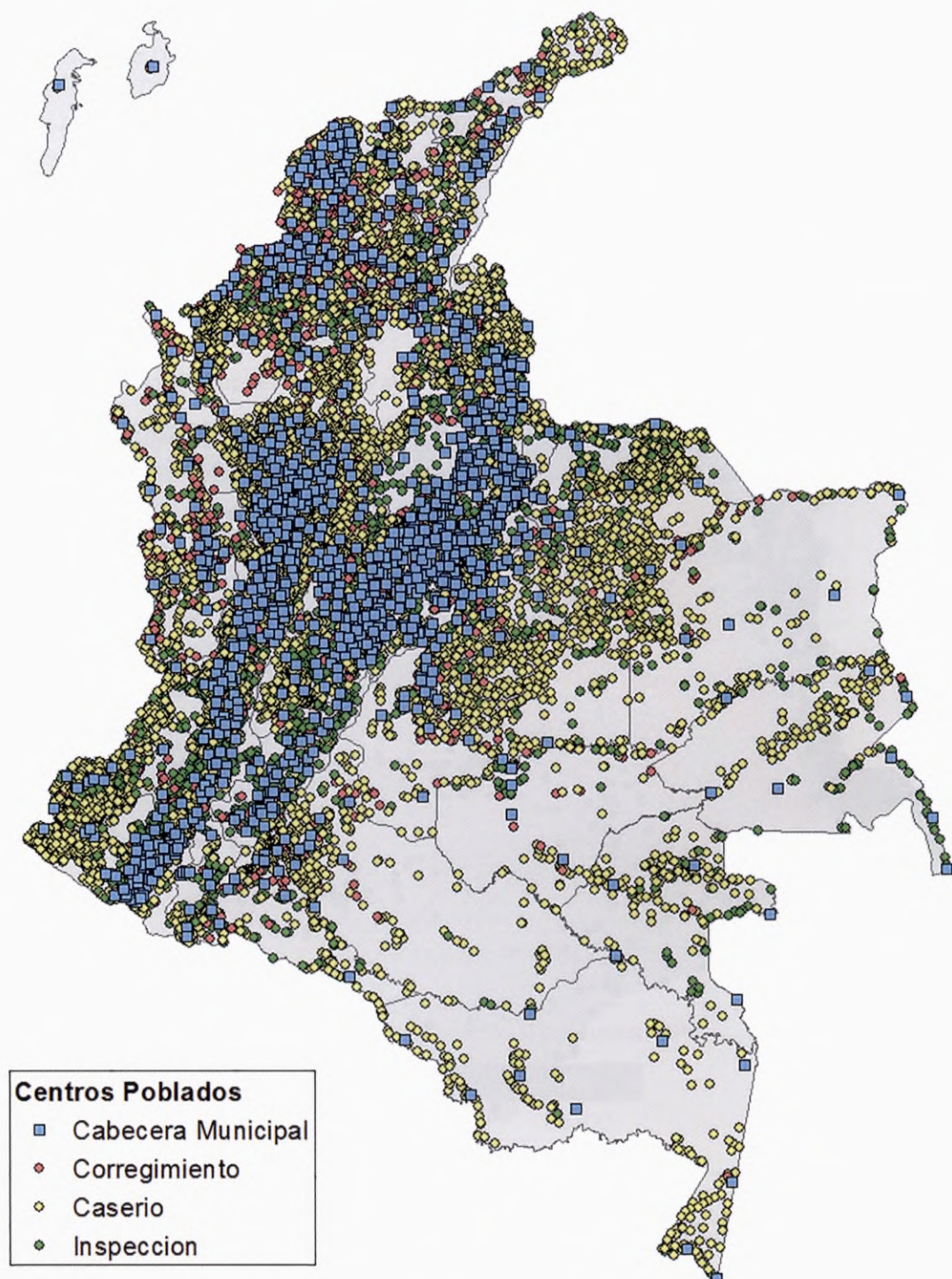
3.2.2. Oferta

En el modelo PIEC, la oferta corresponde a la infraestructura eléctrica de distribución disponible, para el caso se tienen las subestaciones con salida a 34,5 kV y 13,2 kV con su cargabilidad respectiva y las plantas de generación diesel (ver Figura 10). A diciembre de 2012, se tenían 1.169 subestaciones reportadas por los operadores de red y 1.438 plantas de generación diesel reportadas por el IPSE.

¹⁹ Resolución SSPD 20102400008055 de 2010, formato 2.

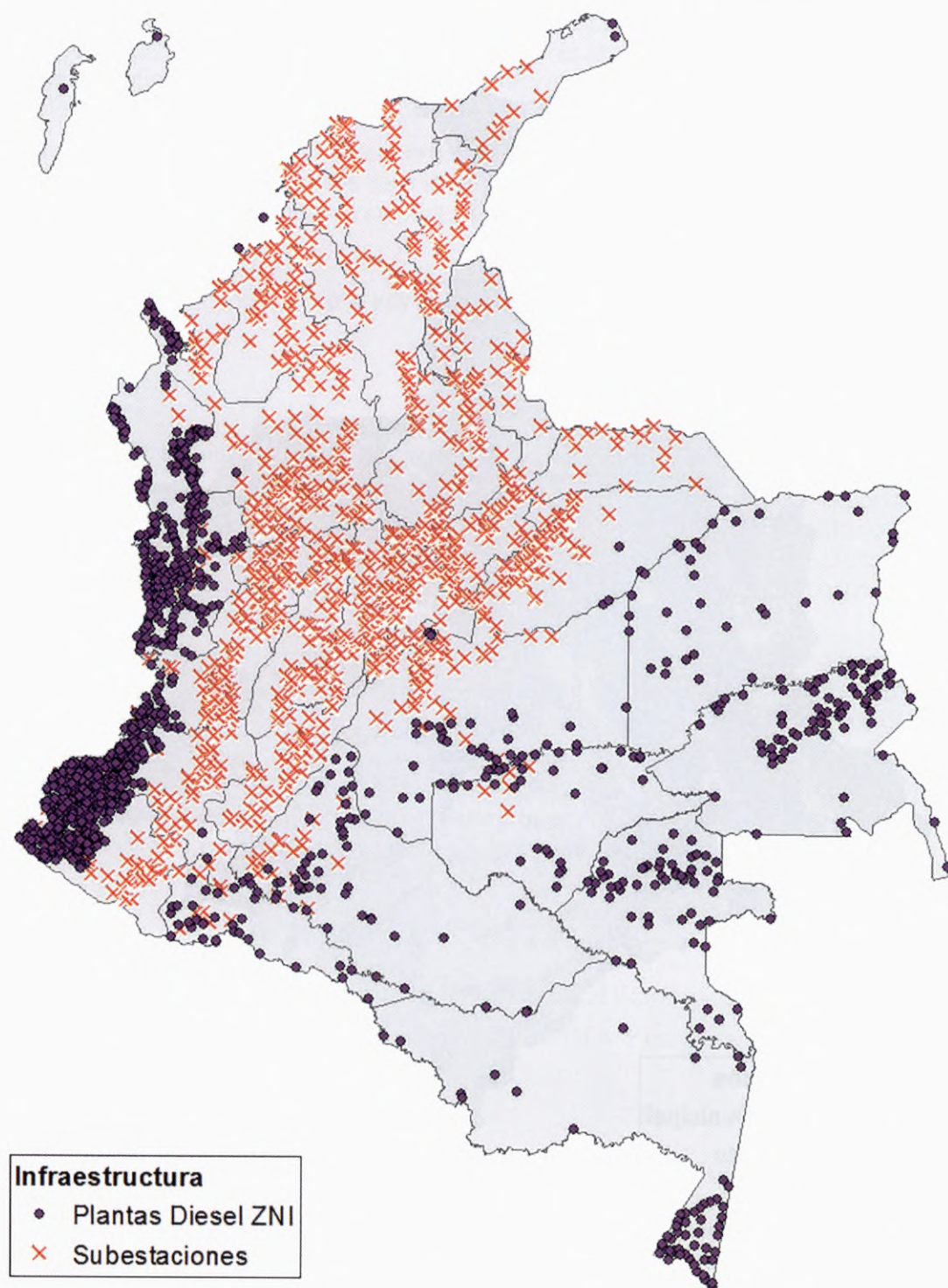


Figura 9. División político administrativa de Colombia – centros poblados existentes



Fuente: UPME, Subdirección de Planeación Energética, Grupo Cobertura y Fondos, 2012.

Figura 10. Infraestructura eléctrica - Oferta



Fuente: UPME, Subdirección de Planeación Energética, Grupo Cobertura y Fondos, 2012.



3.2.3. Supuestos, restricciones y parámetros

3.2.3.1. Supuestos generales

A continuación, se relacionan los supuestos, restricciones y parámetros generales para el análisis comparativo de alternativas y elección técnica y económica de la mejor.

Uno de los objetivos del modelo PIEC es cuantificar las inversiones que deben realizarse para alcanzar la universalización del servicio de energía eléctrica, para ello, los análisis del modelo se basan en la comparación entre dos alternativas predefinidas de prestación del servicio de energía eléctrica: interconexión al SIN y generación aislada con plantas térmicas diesel.

Los supuestos y las variables empleadas para esta evaluación son los siguientes:

1. Para las demandas de potencia y energía se revaluaron los valores definidos en anteriores planes, los cuales se presentan en la Tabla 17.

Tabla 17. Supuestos generales utilizados en cada alternativa evaluada

Parámetro	Alternativa de interconexión al SIN	Alternativa de generación diesel
Demanda	400 W	
Consumo por usuario	92 kWh-mes	Res. 182138 de 2007
Factor de carga	0.31	
Horas de servicio	24 h	
Vida útil proyecto	30 años	30 años
Redes N2	UC Res. CREG 097/2008	Res. CREG 057/2009
Redes N1	-Estimadas	-Estimadas -Res. CREG 057/2009
AOM	Res. CREG particular de cada OR	Planta y MT: Res. CREG 057/2009
Tasa de retorno	13.9%	14.6%

Fuente UPME

2. Los datos del índice de Precios al Productor –IPP- se obtienen del DANE para el mes de diciembre de los años 2006 a 2012, en la Tabla 18 se muestran los valores de IPP empleados en la presente metodología:

Tabla 18. Índice de precios al productor –IPP-

Año	IPP
2006	100,00
2007	101,27
2008	110,38
2009	107,97
2010	112,69
2011	118,90
2012	115,39

Fuente DANE

3. Los datos del índice de Precios al Consumidor –IPC-, (Base: Diciembre 2008=100). Ver Tabla 19.

Tabla 19. Índice de precios al consumidor –IPC-

Año	IPC
2006	87,87
2007	92,87
2008	100,00
2009	102,00
2010	105,24
2011	109,16
2012	111,82

Fuente Banco de la República, consulta mayo/30/2013

- Los costos de las redes se calcularon con base en las unidades constructivas de la Resolución CREG 097 de 2008.
- Los costos para las plantas diésel se calcularon con la información de las Resoluciones CREG 091 de 2007 y 057 de 2009.
- Costos de redes de nivel de tensión 1: La inversión en la red de baja tensión en esta metodología se estima considerando los criterios de diseño generales presentados en las Tabla 20 y Tabla 21, los cuales han sido obtenidos en el estudio realizado para la UPME por BRP ingenieros denominado "Propuesta para Revisión de los Parámetros Técnicos y Económicos Utilizados para la Definición de Alternativas de Prestación del Servicio y Ajustes a La Metodología del PIEC. El costo del AOM para la red de baja tensión corresponde al aprobado por la CREG para cada OR, en el caso de los centros poblados ubicados en las ZNI corresponde a 12,04 \$/kWh de acuerdo con la Res. 057/2009.

Tabla 20. Criterios generales de diseño para redes de nivel de tensión 1

Criterio	Cantidad	Unidad
Número de hilos	3	u
Medidores por usuario	1	u
Factor de transporte	0,3	-
Factor de diseño	0,3	-
Factor de instalación	0,15	-

Fuente: Documento "Propuesta para Revisión de los Parámetros Técnicos y Económicos Utilizados para la Definición de Alternativas de Prestación del Servicio y Ajustes a La Metodología del PIEC. BRP INGENIEROS SAS. Bogotá, diciembre 2012.

Tabla 21. Costos de nivel de tensión 1

Criterio	Costo \$ 2012
Poste concreto 10 m	347.239
Conductor de baja tensión en aluminio (m)	4.535
Medidor (1)	83.929

Fuente UPME



(1) Aunque se cuantifica la inversión necesaria para los medidores, éstos no se incluyen en los costos de las redes del N1.

De acuerdo con los análisis de los proyectos de electrificación que se han aprobado en la UPME, en la siguiente tabla se muestra el promedio de la red de baja tensión por usuario, a partir del cual se estimó un promedio por área de distribución (Tabla 22), si bien para el área Centro el promedio es de 122 metros/usuario, en los departamentos de Caldas, Quindío y Risaralda se condicionó a 50 metros.

Tabla 22. Factor de dispersión de las viviendas rurales

ADD	Empresa	Promedio de Metros Red BT/Usuario
Centro	DISPAC S.A. E.S.P.	37,56
Centro	EPM S.A. E.S.P.	122,15
Centro	ESSA SA ESP S.A. E.S.P.	206,51
Electricaribe	ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	50,10
Occidente	CEDENAR S.A. E.S.P.	207,02
Occidente	CEO S.A. E.S.P.	146,59
Occidente	EPSA S.A. E.S.P.	134,00
Oriente	ENELAR S.A. E.S.P.	392,71
Oriente	ENERTOLIMA S.A. E.S.P.	200,33
Sur	ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P.	128,34
Sur	ELECTRIFICADORA EL META S.A. E.S.P.	157,16
Sur	ENERCA S.A. E.S.P.	194,49
Sur	ENERGUAVIARE S.A. E.S.P.	400,68
Sur	EEBP S.A. E.S.P.	106,58

Tabla 23. Promedio de metros de red BT/usuario

ADD	Promedio de Metros Red BT/Usuario
Centro	122,07
Oriente	296,52
Occidente	162,54
Electricaribe	50,10
Sur	197,45
ZNI	296,52

Debido a la alta dispersión de las viviendas se obtienen altos costos de inversión de las redes del nivel 1, por lo cual este plan incluye la estimación de las redes de nivel 1 en las mismas condiciones tanto para el SIN como para las ZNI, a pesar que la Resolución 057 establece un valor de 96,6 \$/kWh (precios 2012) para el nivel 1 en ZNI. De igual forma, más adelante se considerarán los resultados bajo estas dos opciones.

3.2.3.2. Restricciones

1. Restricciones geográficas

El mapa topológico utilizado que contiene la información de cuerpos de agua (ríos, lagunas, ciénagas, embalses), vías, relieve y parques naturales, se presenta en la Figura 11. Asimismo, en las figuras 10 a 13 se ilustran los mapas de las restricciones geográficas referidas.

En este plan se mantiene las restricciones geográficas de anteriores versiones, pero actualizando los valores de los sobrecostos a 2012 como se presenta en las siguientes tablas.

Tabla 24. Sobrecosto según la pendiente del terreno \$2012

Pendiente del terreno	Criterio	Costo (Miles\$/km)
Pendiente Alta	> 30°	42.427
Pendiente Media	entre 10° y 30°	10.607
Pendiente Baja	< 10°	-
Sin pendiente (Plano)	0°	-

Fuente UPME, 2012.

Tabla 25. Sobrecosto de acuerdo con la existencia de ríos según el caudal (\$2012)

Tipo de Río	Criterio	Costo(Miles\$/km)
Río Principal	Alto Caudal	84.853

Fuente UPME, 2012.

Tabla 26. Sobrecosto según la cercanía a las vías (\$2012)

Tipo	Criterio	Costo
		(Miles\$/km)
Vía principal pavimentada	Distancia <12 km	-
Vía secundaria pavimentada	Distancia <8 km	-
Carretera/Ferrocarril	Distancia < 4 km	10.607
Sin vías	-	42.427

Fuente UPME, 2012.



Figura 11. Cartografía básica



Fuente UPME.

Figura 12. Relieve - Pendiente del terreno



Fuente UPME.



Figura 13. Mapa de vías



Fuente UPME.

Figura 14. Mapa de ríos



Fuente UPME.



Figura 15. Mapa de parques naturales



Fuente UPME.

Por otra parte, para el caso donde los centros poblados estén ubicados en un parque natural, por restricciones ambientales se considera no permitir la interconexión al sistema y se estima la inversión de una planta de generación diésel.

2. Restricciones técnicas

Para el análisis de la alternativa de interconexión, se tiene en cuenta la cargabilidad de la subestación acumulada en cada punto y la regulación de tensión en cada centro poblado con posibilidad de interconectarse.

Ambos criterios se deben tener en cuenta simultáneamente, en caso de que la cargabilidad llegue al 100%, se sigue conectando centros poblados pero se considera el costo de transformación para repotenciar el transformador, esto sin que se deje de lado la regulación de tensión la cual no puede exceder el 10%, la cual se garantiza de acuerdo con la UC elegida en cada proyecto. Sin embargo, en caso tal que se exceda el valor de 10%, se deberá conectar hasta el anterior centro poblado y parar allí. Los demás Centros Poblados -CP- deberán contemplar nuevamente ambos criterios y ser conectados desde una nueva subestación.

3. Restricciones económicas

De acuerdo con la disponibilidad de los recursos estatales, en la Tabla 27 se relacionan los recursos anuales para cada fondo (expresados en precios de 2012), teniendo en cuenta que el fondo FAER incluye la construcción e instalación de nueva infraestructura eléctrica en las zonas rurales interconectadas y su vigencia está establecida hasta el año 2018 y el FAZNI incluye la construcción e instalación de nueva infraestructura eléctrica, reposición o rehabilitación de la existente en ZNI (generación, transporte, distribución, uso racional y eficiente de energía y suministro de energía eléctrica al usuario final, incluyendo su conexión y medición) con vigencia hasta el año 2014.

Tabla 27. Recursos disponibles en los fondos – Millones de \$ 2012

FONDO	2013	2014	2015	2016	2017	Total PIEC 2013-2017
	Millones de (\$)					
FAER	159.932	84.874	80.000	70.000	70.000	464.806
FAZNI	80.000	108.615				188.615

Fuente: MME, Dirección de Energía 2013. Supuestos UPME 2013-2017

3.2.3.3. Parámetros de cada alternativa de prestación del servicio

Generación aislada con diesel

Corresponde al valor de la inversión de una planta para la atención de la demanda de cada localidad de acuerdo con los rangos establecidos en la Resolución 182138 de 2007, incluyendo las redes de distribución y la transformación. Para estimar los costos de la generación térmica diesel en el presente modelo se consideran los aspectos relacionados con:

- Inversión y AOM para las plantas
- Costo de combustibles y lubricantes de las plantas
- Inversión en redes de Nivel 1 y Nivel 2
- Costos de Administración, Operación y Mantenimiento en redes de Nivel 1 y Nivel 2
- Costo de transformación



Para este tipo de solución se asume que en cada centro poblado se proveerá el servicio de electricidad mediante una planta diésel propia, no se considera la opción de suministrar la energía eléctrica desde otro centro poblado. De igual forma, se mantiene el supuesto de que le corresponde a la empresa prestadora del servicio llevar la energía eléctrica hasta el usuario, para centros poblados ubicados a una distancia menor a un (1) kilómetro de una planta diésel.

a. Inversión y AOM en plantas diésel

Se utilizan plantas de capacidad desde 11 kW hasta 1500 kW, para evaluar la inversión requerida con plantas diésel para la prestación del servicio en un centro poblado durante 30 años, se supone una reposición de la planta inicial cada 20.000 horas de prestación de servicio con los costos de inversión y el AOM establecidos en la Resolución CREG 057 de 2009 que se indican en la Tabla 28.

Tabla 28. Costos de inversión y mantenimiento plantas de generación diesel

Tamaño Planta Diesel kW Nominal	Inversión 24 Horas \$/kWh dic 2006	Inversión 12 Horas \$/kWh dic 2006	Inversión 6 Horas \$/kWh dic 2006	Mantenimiento \$/kWh dic 2006
11	432,07	479,30	592,58	150,02
15	341,79	379,37	469,42	119,58
20	309,34	343,79	426,13	110,02
25	272,97	301,87	371,59	90,88
30	237,87	263,18	324,18	79,72
35	207,45	229,56	282,85	69,70
40	183,08	202,61	249,67	61,58
50	161,43	178,82	220,65	55,01
55	152,42	168,90	208,51	52,18
75	124,25	137,81	170,34	43,05
115	132,42	153,93	202,38	41,59
150	122,30	141,25	184,20	39,86
200	108,00	130,23	178,89	33,48
250	91,57	110,13	150,82	28,70
300	86,98	103,96	141,34	27,90
350	85,66	101,88	137,73	28,02
400	101,28	118,17	156,07	32,88
500	109,95	127,10	165,94	37,31
600	101,21	116,83	152,27	34,68
700	98,39	113,21	146,94	34,17
800	101,89	116,90	151,18	35,87
900	111,67	129,02	168,32	39,33
1000	119,63	136,99	176,73	40,66
1200	114,51	131,88	171,39	39,06
1500	131,33	151,51	194,33	46,24
2000	118,02	135,43	175,16	41,85

Fuente Resolución CREG 057 de 2009.

Los valores de la inversión requerida se expresan en precios del año 2012 y los costos de administración de plantas diésel se estiman como el 10% de los costos del combustible y lubricante para cada centro poblado. Por su parte, los costos de mantenimiento dependen de la capacidad de la planta, tiempo de servicio y consumo de energía del total de viviendas a beneficiarse, resultados que se presentan en la Tabla 29.

Tabla 29. Costos inversión y reposición de las plantas diésel

No. Usuarios (min)	No. Usuarios (max)	Demanda por capacidad (kWh/mes-usuario)	Horas diarias de prestación del servicio	Horas diarias de prestación de servicio de acuerdo con la Res. 057/2008	Carga Instalada por vivienda (kW)	Horas de servicio al año	Tamaño Planta Diésel (kW) Nominal	Factor de anualidad	Costo planta diésel (\$Dic 2012)	Costo reposición a las 20.000 horas de servicio (\$Dic 2012)
0	10	33,6	4	6	1,00	2.190	11	0,19690	16.472.214	
11	25	33,6	4	6	1,00	2.190	25	0,19690	23.475.579	13.867.244
26	35	33,6	4	6	1,00	2.190	35	0,19690	25.017.074	14.777.819
36	50	33,6	4	6	1,00	2.190	50	0,19690	27.879.580	16.468.728
51	75	45	5	6	1,00	2.190	75	0,19690	32.284.212	19.070.586
76	115	45	5	6	1,00	2.190	115	0,19690	58.813.594	34.741.740
116	150	45	5	6	1,00	2.190	150	0,19690	69.822.143	41.244.592
151	200	76,8	8	12	0,70	3.066	200	0,23813	92.147.034	94.040.987
201	250	76,8	8	12	0,70	3.066	250	0,23813	97.406.059	99.408.103
251	300	76,8	8	12	0,70	3.066	300	0,23813	110.338.697	112.606.553
301	500	120	12	12	0,70	3.066	500	0,23813	224.830.838	229.451.919
501	1000	120	12	12	0,70	3.066	1000	0,23813	484.651.085	494.612.407
1001	1500	120	12	12	0,70	3.066	1500	0,23813	804.031.162	820.556.892

Fuente: Estimaciones UPME, Subdirección de Planeación Energética, Grupo Cobertura y Fondos 2012

Se estima el costo del combustible con base en la estructura de costos del ACPM a precios internacionales, los cuales han sido proyectados por la UPME. Con esta información se calcula el precio promedio de venta en la planta de abasto mayorista para el escenario de referencia en 7.346,27 \$/galón precios a diciembre de 2012.

El costo del lubricante a precios de 2012 se estimó en 30.150 \$/galón, basado en el precio al detal en Bogotá, reduciendo este valor en un 40% del valor total, que correspondería a los valores de margen de comercialización, compra al por mayor y otros descuentos. El valor utilizado en el plan es de 18.090 \$/galón.

c. Costos de transporte del combustible y lubricante

Para determinar este costo, se partió de la base de las tarifas de transporte por poliductos, como se muestra en la Tabla 30 de la cual se tomaron las plantas de abasto para los centros poblados por electrificar.

Tabla 30. Tarifas de transporte de combustible por poliductos a 2012

Sitio de entrega	Valor (\$/gal a 2012)
Bucaramanga	135,05
Lizama	100,57
Sebastopol	152,74
Tocancipá	338,05
Pto. Niño	184,46
Salgar	210,19
Mansilla-Consorcio	316,49
Puente Aranda	338,05
Salgar	210,19
Mariquita	233,58
Gualanday	289,21
Neiva	363,91
La Pintada	306,65
Medellín	290,63
Buga	357,09
Mulaló	369,83
Yumbo	371,08
Buenaventura/Yumbo	477,43
Manizales	330,86
Pereira	330,86
Cartagena	67,66

Fuente: UPME, Subdirección de Planeación Energética, Grupo de Hidrocarburos, 2012

Los costos desde la planta de abasto a cada sitio por electrificar se calcularon utilizando la matriz de costos de transporte de combustible y lubricante para generación eléctrica en ZNI (\$/Galón) de la CREG del año 2010 actualizados con el IPP a 2012. Con esta información de costo de transporte, se

obtiene el costo total del combustible y lubricantes al sumar el costo de transporte a sitio más el de la planta de abasto. Los costos a nivel departamental, se puede observar en la Tabla 31.

Tabla 31. Costo promedio de combustible y lubricante por departamento (\$/gal)

Departamento	Costo transporte \$/Galón	CC: Costo Total Combustible incluido transporte	CC: Costo Total Lubricante incluido transporte
Antioquia	2.025	9.371,20	20.114,93
Atlántico	1.654	9.000,06	19.743,79
Bogotá D.C.	719	8.064,99	18.808,72
Bolívar	1.658	9.004,01	19.747,74
Boyacá	3.891	11.237,25	21.980,98
Caldas	458	7.804,02	18.547,75
Caquetá	5.328	12.674,46	23.418,19
Cauca	2.256	9.601,98	20.345,71
Cesar	3.447	10.793,16	21.536,89
Córdoba	3.233	10.578,86	21.322,59
Cundinamarca	719	8.064,99	18.808,72
Chocó	1.797	9.143,74	19.887,47
Huila	491	7.837,07	18.580,80
La Guajira	4.953	12.299,22	23.042,95
Magdalena	2.834	10.180,15	20.923,88
Meta	3.554	10.900,30	21.644,03
Nariño	2.050	9.396,00	20.139,73
Norte de Santander	1.658	9.004,01	19.747,74
Quindío	458	7.804,02	18.547,75
Risaralda	458	7.804,02	18.547,75
Santander	896	8.242,66	18.986,40
Sucre	3.359	10.705,75	21.449,49
Tolima	360	7.706,74	18.450,47
Valle	604	7.950,59	18.694,32
Arauca	1.367	8.713,44	19.457,17
Casanare	1.367	8.713,44	19.457,17
Putumayo	2.170	9.515,93	20.259,66
San Andrés y Providencia	3.874	11.220,65	21.964,38
Amazonas	5.328	12.674,46	23.418,19
Guainía	5.442	12.788,07	23.531,80
Guaviare	5.328	12.674,46	23.418,19
Vaupés	5.328	12.674,46	23.418,19
Vichada	1.367	8.713,44	19.457,17

Fuente: Estimaciones UPME, 2012.



d. Inversión y AOM para redes niveles de tensión 1 y 2

Se utilizan los cargos de distribución establecidos en la Resolución CREG No. 057 de 2009, los cuales han sido actualizados con el IPP a diciembre de 2012, como se indica en la Tabla 32. Con estos cargos de distribución y los consumos de energía que se estiman para las viviendas por electrificar, se determinan los costos de inversión y AOM de las redes en los niveles de tensión 1 y 2.

Tabla 32. Costos reconocidos para niveles de tensión 1 y 2

Nivel de Tensión	Componente Inversión (\$/kWh)		Componente AOM (\$/kWh)	
	Dic/2006	Dic/2012	Dic/2006	Dic/2012
1	71,68	82,71	12,04	13,89
2	11,69	13,49	2,42	2,79

Fuente: Res- CREG 057/2009 y actualización UPME 2012

e. Costo de Transformación

Se considera el costo por usuario de \$128,962 (precios de 2012) a partir del costo de un transformador elevador con capacidad de 200 kVA.

f. Resumen costos para plantas diésel

Los costos comparativos utilizados para la solución térmica diésel consideran, en primera instancia, la selección de la planta que suplirá los requerimientos de energía de las viviendas a electrificar por centro poblado y se calculan teniendo en cuenta la siguiente ecuación:

$$\text{Costo_generación_diésel} = [\text{InvPlanta} + \text{CC} + \text{CL} + \text{CA} + \text{CR} + \text{CTE}]$$

Donde:

- *InvPlanta*= Inversión de la planta que varía de acuerdo con su tamaño y la cual depende de las viviendas por electrificar.
- *CC*= Costo del combustible: es el producto del consumo específico del mismo por el consumo de energía de las viviendas y el precio del combustible.
- *CL*= Costo del lubricante: es el producto del consumo específico del mismo por el consumo de energía de las viviendas y el precio del lubricante.
- *CA*= Corresponde al 10% de los costos de combustibles y lubricantes
- *CR*= Costo de las redes de niveles 1 y 2: depende del cargo de distribución y el consumo de energía de las viviendas por electrificar en cada centro poblado.
- *CTE*: Costo del transformador elevador, depende de la unidad típica utilizada.

g. Costo Unitario CU diésel por departamento

En cumplimiento del numeral 3.3.2 de la Resolución MME No. 180465 de 2012, referente al Reglamento de las convocatorias para la presentación, evaluación y aprobación de los planes de expansión de cobertura del OR, en la siguiente tabla se presenta el costo unitario (CU) de prestación del servicio para generación con plantas diésel a nivel departamental, calculado a partir de los costos utilizados

para la solución térmica diésel, como resultado de la totalidad de los centros poblados que presentan viviendas sin servicio.

Tabla 33. CU diésel departamental

Departamento	CU (\$/kWh)
Amazonas	4.335
Antioquia	3.430
Arauca	5.513
Atlántico	3.642
Bogotá D.C.	5.517
Bolívar	2.047
Boyacá	4.239
Caldas	5.726
Caquetá	3.209
Casanare	2.196
Cauca	2.276
Cesar	2.410
Chocó	1.858
Córdoba	2.113
Cundinamarca	5.381
Guainía	5.027
Guaviare	3.035
Huila	3.427
La Guajira	2.212
Magdalena	2.512
Meta	2.826
Nariño	2.490
Norte de Santander	2.901
Putumayo	2.095
Quindío	3.284
Risaralda	3.805
San Andrés y Providencia	
Santander	1.818
Sucre	3.992
Tolima	4.442
Valle	2.316
Vaupés	5.078
Vichada	4.357
Total Nacional	2.536

Fuente: Estimaciones de UPME 2012.

INTERCONEXIÓN AL SIN

Corresponde al valor de la inversión y el AOM. El costo de la expansión de la red eléctrica de distribución, está conformado por los siguientes elementos:

- Costo de inversión en transformación.
- Costo de inversión en nivel 3 ó 4, en caso de requerirse.
- Costo de inversión en la línea de media tensión (Nivel 2)
- Costos de inversión en la red de distribución de baja tensión (Nivel 1) y su correspondiente AOM.
- Costo de administración, operación y mantenimiento del nivel 2 y de los niveles 3 o 4, cuando se requiera.

a. Costos de transformación

Para cuantificar esta inversión se utilizan las unidades constructivas de la Resolución CREG 097 de 2008 relacionadas en la Tabla 34, el valor incluye el costo del transformador y su instalación expresados en precios de 2012.

Tabla 34. Unidades constructivas utilizadas para transformadores de STR y SDL

Unidad Constructiva	Descripción	Costo (\$ 2007) Instalación	Costo (\$ 2012) Instalación
N4T1	Costo transformador 115/13.2 KV	247.982.000	282.557.944
N3T2	Costo transformador 34.5/13.2 KV	150.088.000	171.014.657

Fuente CREG y cálculos UPME.

b. Costo de la inversión de los niveles de tensión 4 y 3

Con los resultados del estudio contratado por la UPME, para la inversión en red de niveles 3 ó 4 se consideran los costos de las unidades constructivas de las Resolución CREG 097 de 2008 y para este ítem se asumieron, además de las unidades constructivas de transformación descritas en el ítem anterior, los activos indicados en la Tabla 35.

Tabla 35. Otras Unidades Constructivas Niveles 4 y 3

Descripción Unidad Constructiva	Costo Instalado (\$ 2007)	Costo Instalado (\$ 2012)
Módulo barraje nivel 4	91.189.000	103.903.414
Módulo de línea nivel 4	645.516.000	735.519.811
Módulo Transformador nivel 4	568.989.000	648.322.709
Módulo barraje nivel 3	30.596.000	34.861.977
Módulo de línea nivel 3	330.511.000	376.593.900
Módulo Transformador nivel 3	279.974.000	319.010.564

Fuente CREG y cálculos UPME.

c. Costos de líneas de nivel de tensión 2

La inversión en media tensión corresponde al costo de la Unidad Constructiva -UC- elegida de acuerdo con la demanda y la longitud, según los criterios establecidos en la Tabla 36, por la longitud desde el centro poblado a la subestación más cercana.

Tabla 36. Criterios para la elección de la unidad constructiva

Tipo	Criterio	Nivel de tensión	Unidad constructiva
1	Proyecto ubicado a una distancia inferior a 20 km y entre 1 y 100 usuarios	2	N2L27
2	Proyecto ubicado a una distancia inferior a 20 km y más de 100 usuarios	2	N2L28
3	Proyecto ubicado a una distancia entre 20 y 40 km y entre 20 y 100 usuarios	2	N2L29
4	Proyecto ubicado a una distancia entre 20 y 40 km y más de 100 usuarios	2	N2L37
5	Proyecto ubicado a más de 40 km y más de 100 usuarios	3	N3L13

Fuente: Estimaciones UPME, de acuerdo con los resultados del Estudio realizado²⁰.

Una vez se cuenta con la demanda y la oferta, así como la distancia de menor costo entre la subestación y el centro poblado, se procede a elegir en cada centro poblado la UC que mejor se adapta a dicha necesidad. De acuerdo con los resultados del estudio realizado²⁰, en la Tabla 37 se resumen las UC consideradas para el modelo PIEC, las cuales han sido tomadas de la Resolución CREG 097 de 2008 y garantizan la calidad en cuanto al nivel de tensión y el nivel de pérdidas más bajo de los conductores por utilizar.

Se ratifica el supuesto que con líneas de 13,2 kV es técnica y económicamente factible la electrificación de centros poblados, decisión que también se justifica con los diseños presentados en los proyectos que solicitan financiación de los fondos del sector.

Tabla 37. Costos de las Unidades Constructivas para los niveles de tensión 2 y 3

Unidad Constructiva	Descripción	Costo (\$ 2007)	Costo (\$ 2012)
N2L27	Km línea rural-poste de concreto- vano tipo 1-3 hilos (3 faces sin Neutro) conductor DN2-1	34.632.000	39.460.714
N2L28	Km línea rural-poste de concreto- vano tipo 1-3 hilos (3 faces sin Neutro) conductor DN2-2	37.235.000	42.426.648
N2L29	Km línea rural-poste de concreto- vano tipo 1-3 hilos (3 faces sin Neutro) conductor DN2-3	43.320.000	49.360.075
N2L37	Km línea rural-poste de concreto- vano tipo 1-4 hilos (3 faces con Neutro) conductor DN2-5	43.985.000	50.117.795
N3L13	Km línea rural Circuito sencillo--poste metálico conductor DN3-1	63.709.000	72.591.898

Fuente: CREG y cálculos UPME.

Otros criterios técnicos considerados a partir de la selección de los parámetros anteriores son regulación de tensión menor o igual a 10% y porcentaje máximo de pérdidas de 5%.

²⁰ Documento: Propuesta para Revisión de los Parámetros Técnicos y Económicos Utilizados para la Definición de Alternativas de Prestación del Servicio y Ajustes a la Metodología del PIEC. BRP INGENIEROS SAS, Bogotá diciembre 2012.



d. Costos de AOM para los niveles de tensión 2 y 3

Corresponde al valor aprobado por la CREG y actualizado por XM para el operador de red de la subestación donde se conectaría el centro poblado, en la Tabla 38 se muestran los valores para cada operador de red.

Tabla 38. % AOM para redes de nivel de tensión 2 y 3

Empresa	AOM de referencia Res.Creg	PAOMR - XM	Empresa	AOM de referencia Res.Creg	PAOMR - XM
CEDENAR	2,71%	2,82%	ELECTROHUILA	2,61%	2,43%
CENS	3,49%	4,19%	EMCALI	3,42%	4,12%
CEO	2,34%	3,04%	EMCARTAGO	3,56%	-
CETSA	2,85%	3,41%*	EMEVASI	1,90%	-
CHEC	2,62%	2,12%	EMPRESA MUNICIPAL	7,28%	-
CODENSA	2,39%	2,54%	EMSA	2,65%	3,35%
DISPAC	3,59%	3,29%	ENELAR	2,60%	2,60%
EBSA	2,33%	2,64%	ENERCA	3,72%	2,93%
EDEQ	3,95%	4,65%	ENERGUAVIARE	4,68%	4,18%
EEBP	2,12%	2,05%	ENERTOLIMA	2,66%	2,98%
EEC	2,86%	2,76%	EPM	2,98%	2,74%
EEPEREIRA	4,82%	3,99%	EPSA	2,71%	3,41%
EPUTUMAYO	3,95%	4,12%	ESSA	2,86%	2,23%
ELECTRICARIBE	5,72%	4,97%	RUITOQUE	4,14%	-
ELECTROCAQUETÁ	2,58%	2,26%			

* Para CETSA se tomó el PAOMR de EPSA por solicitud de la misma

Fuente: Resoluciones CREG

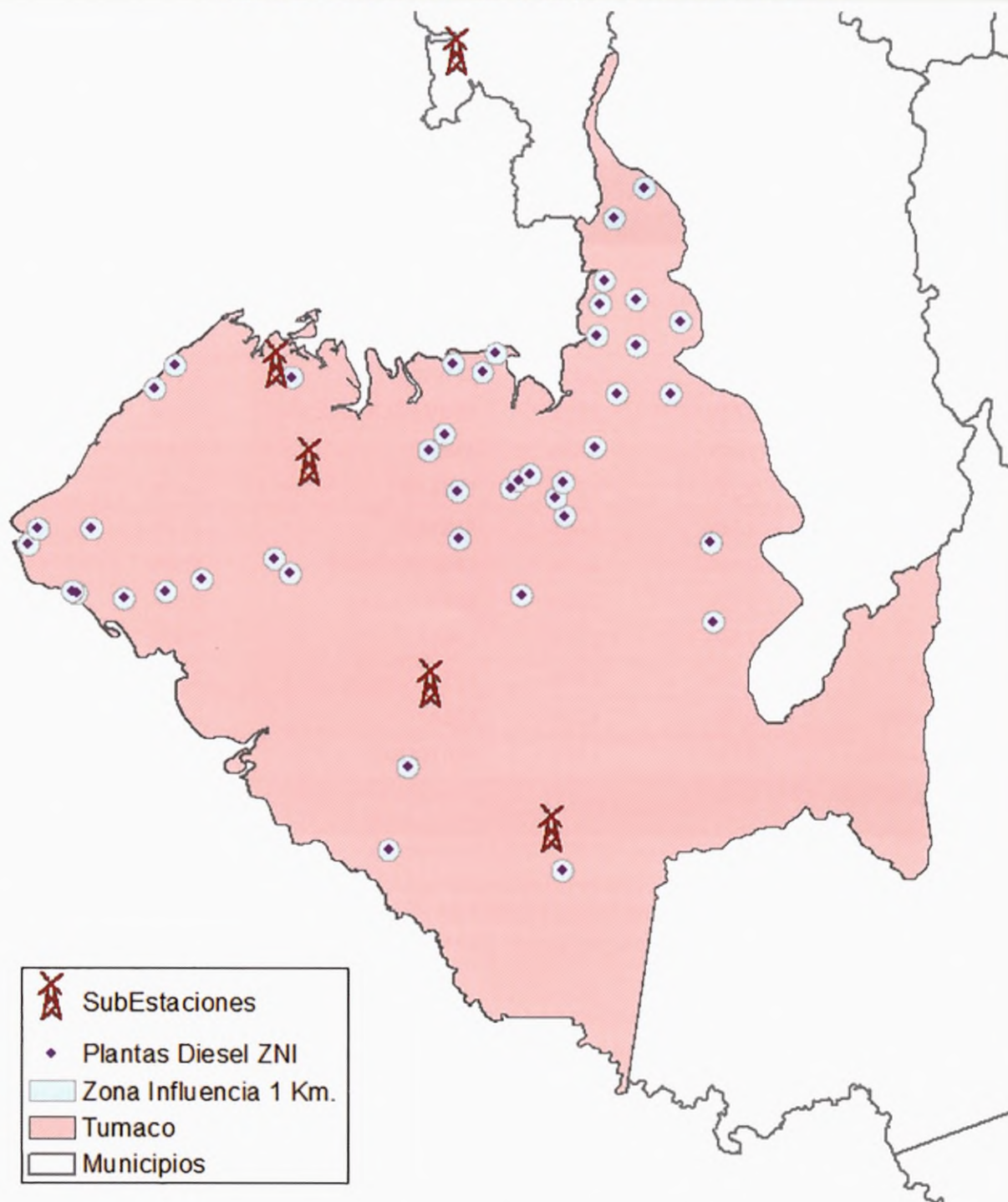
Una vez definida la mejor alternativa de prestación del servicio para cada centro poblado, la alternativa resultante, ya sea la posible interconexión al SIN o generación aislada, esta solución corresponde al valor de sólo la inversión, es decir no se incluye el AOM.

3.2.4. Modelo SIG del PIEC

3.2.4.1. Distancia y costo de la planta diesel

El área de influencia de las plantas diésel está determinado por un buffer de 1 km de cada planta existente como se muestra en la Figura 16. Su costo corresponde al valor estimado con los supuestos del numeral 3.2.3.3

Figura 16. Área de influencia de las plantas diésel existentes



Fuente UPME, Subdirección de Planeación Energética, Grupo Cobertura y Fondos, 2012.



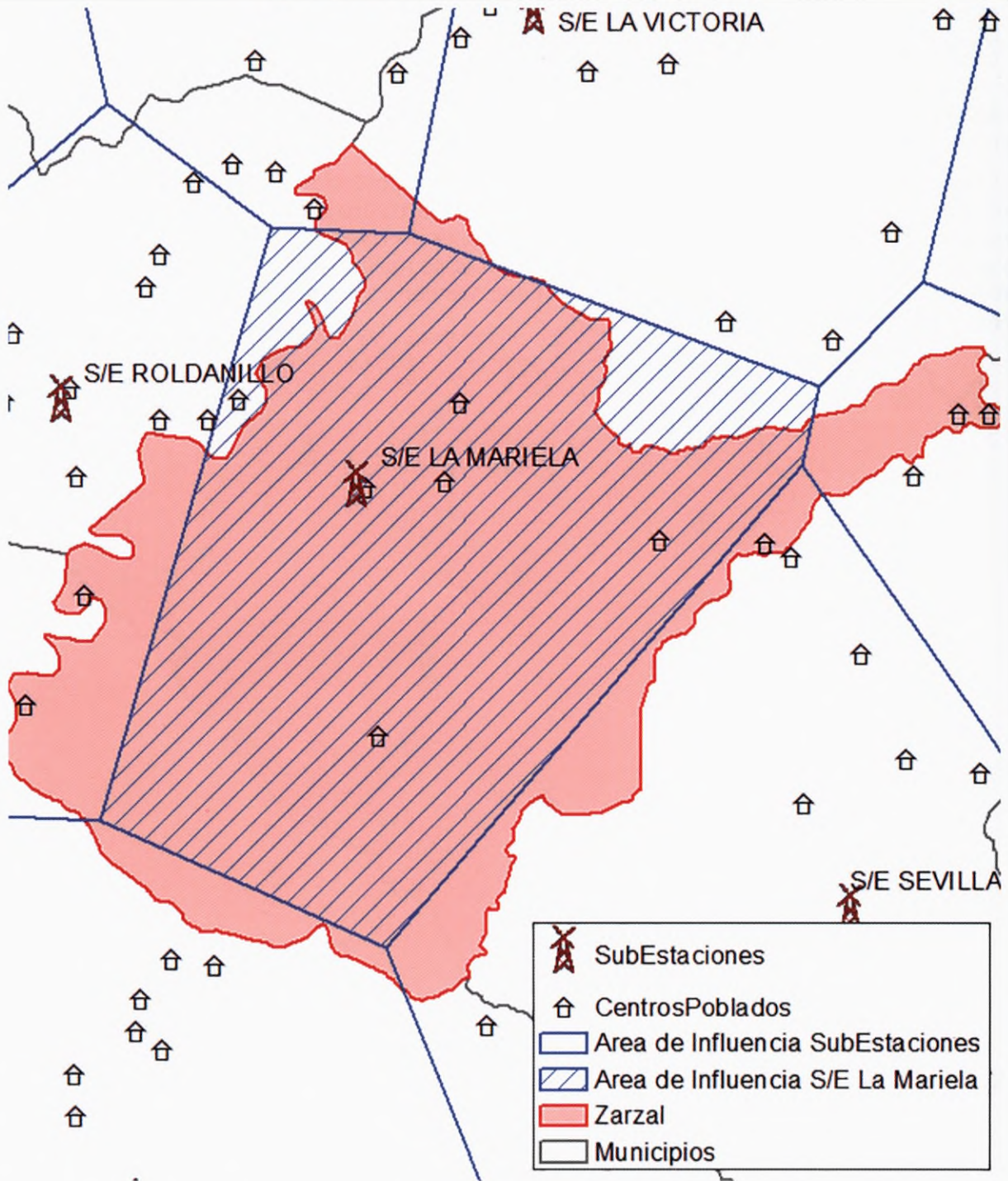
3.2.4.2. Ruta óptima y costo de interconexión

3.2.4.3. Área de influencia de las subestaciones

La UPME desde el año 2005 desarrolló un modelo utilizando los Sistemas de Información Geográfica –SIG- con el objeto de aplicar las bondades del software ArcGis a la planeación de la expansión de los sistemas eléctricos de distribución. Este modelo se ha venido mejorando tanto en la optimización del geoprocesamiento, como en los criterios técnicos de diseño de redes eléctricas de distribución.

La ejecución del modelo inicia con la búsqueda del mínimo costo desde la subestación a cada centro poblado. Para conocer cuál es la subestación más cercana al centro poblado de interés se utiliza la herramienta de optimización de ArcGis (mediante polígonos de Thiessen), considerando los criterios de incremento de costos por las restricciones geográficas, se realiza un procesamiento geográfico para definir el área de servicio de cada subestación que atendería los centros poblados de su influencia, como se muestra en la Figura 17.

Figura 17. Área de influencia de las subestaciones

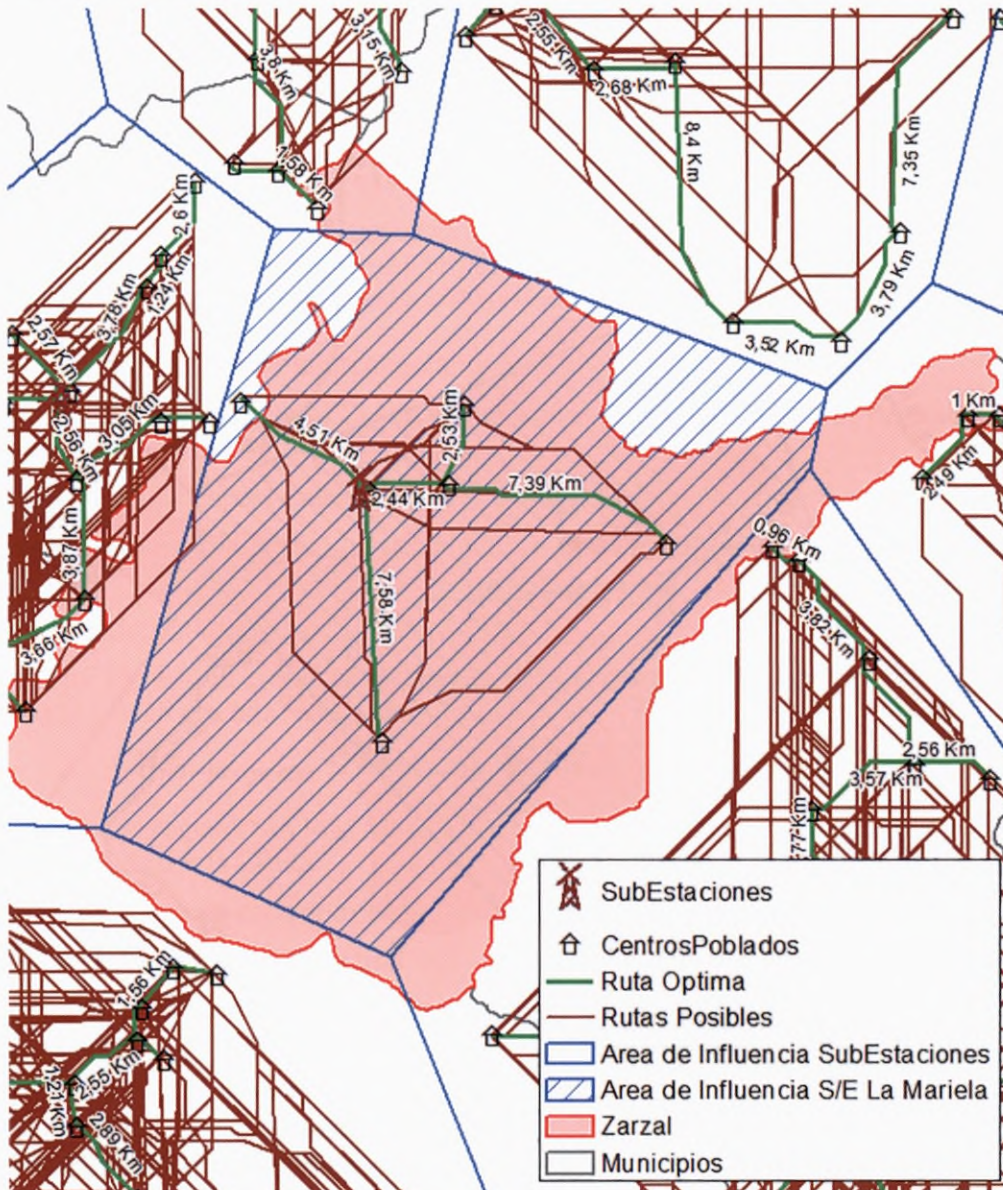


Fuente UPME, Subdirección de Planeación Energética, Grupo Cobertura y Fondos, 2012.

3.2.4.4. Distancia desde cada centro poblado a la subestación

El modelo analiza todas las posibles opciones de conexión (Figura 18 y Figura 19), desde una subestación a todos y cada uno de los centros poblados cercanos a la misma hasta encontrar la ruta de mínimo costo, con las restricciones que se describen a continuación y cumpliendo con los criterios de calidad del servicio, como resultado se obtiene la longitud (en kilómetros) de la ruta óptima.

Figura 18. Posibles opciones de conexión a la subestación cercana



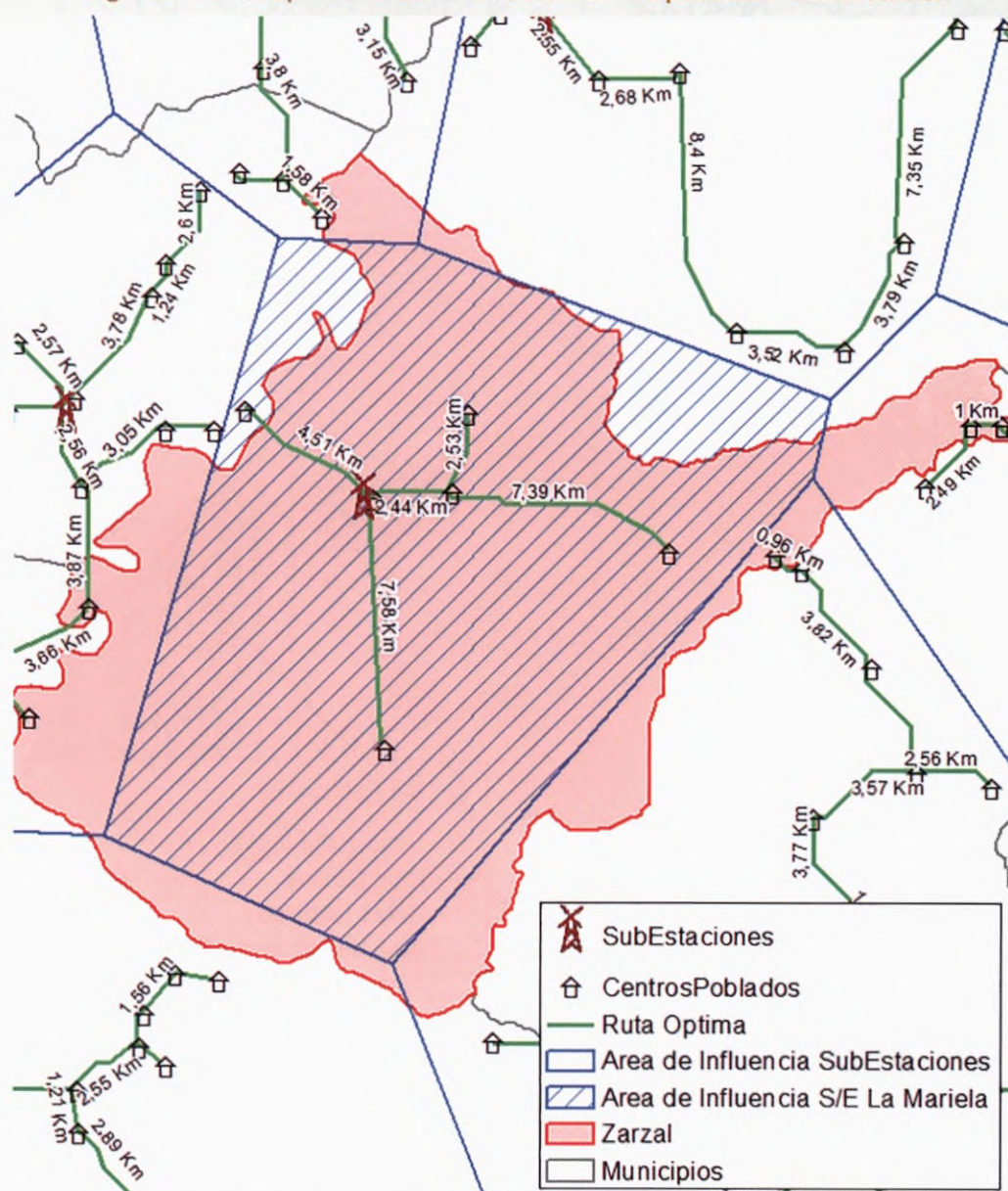
Fuente UPME. Subdirección de Planeación Energética, Grupo Cobertura y Fondos, 2012.

La conexión de cada centro poblado se realiza a partir de las subestaciones con salida de nivel de tensión 34,5kV y 13,2kV teniendo en cuenta su cargabilidad, las restricciones ambientales como el cruce por cuerpos de agua (ríos, lagunas, embalses) y el acceso a los parques naturales, asimismo la cercanía a las vías y las pendientes del terreno del trazado de la red.

Los parques naturales, para el modelo del PIEC, implican áreas con restricción de acceso para el desarrollo de infraestructura de interconexión eléctrica. Las restricciones que tiene la ejecución de un proyecto de expansión de redes, se expresan en mayores costos²¹ por pendiente del terreno, cercanía a vías y ancho de los ríos. Ver tablas del numeral 3.2.3.2 Restricciones geográficas.

Como resultado de este geoprocésamiento y considerando asimismo la cargabilidad de cada subestación y el acumulado en cada centro poblado, se obtiene la longitud (en kilómetros) para cada tramo desde la subestación a cada uno de los centros poblados del área de influencia de ésta, como se muestra en la Figura 19.

Figura 19. Ruta óptima - Distancia de cada centro poblado a la subestación



Fuente UPME, Subdirección de Planeación Energética, Grupo Cobertura y Fondos, 2012.

21 Tomado del documento anterior PIEC 2010-2014, numeral 5.3.1.2 Costos de líneas de nivel de tensión 2, página 50, actualizados a 2012.

3.2.4.5. ¿Cuál es la mejor alternativa entre la interconexión Vs diesel?

Una vez se tiene el costo de las inversiones en cada centro poblado tanto de la interconexión como de la generación local con diesel, se define si la mejor alternativa para brindarle el servicio es mediante la interconexión al SIN o permanecer durante el período de análisis con solución aislada.

La decisión se toma al comparar el costo unitario de prestación del servicio de energía -CU- [\$/kWh] de la alternativa diésel y el CU modificado del operador de red (Ver Res. MME 180465 de 2012) que atendería dicha demanda. Si se cumple la siguiente expresión, es viable que el centro poblado pueda acceder a la conexión a la red o esté en análisis para otra alternativa diferente al diésel.

$$CU_{\text{modificadoOR}} \leq CU_{\text{diesel}}$$

Para los casos en los cuales el centro poblado tiene el 100% de cobertura, no se evalúa la expresión y para los centros poblados no interconectables se realiza una segunda iteración, agregando las inversiones de cada uno éstos en la subestación de su área de influencia, calculando el nuevo CU modificado y comparándolo nuevamente con el CU diésel, al cumplirse la anterior expresión para este nuevo proyecto, el centro poblado cambia de estado de no interconectable a interconectable en el período.

3.2.5. El proyecto es factible de interconectarse al SIN

Cuando la evaluación respecto al CU de la interconexión frente al diésel es favorable, la inversión podría financiarse:

- Por la tarifa actual del operador del área de influencia donde se conectaría el proyecto
- Con un incremento en la tarifa del operador del área de influencia donde se conectaría el proyecto.
- Con fondos del Estado, para este caso, FAER.

Por lo anterior, es necesario evaluar el costo medio del proyecto respecto al costo medio aprobado por la CREG para el OR en cada nivel de tensión, así:

$$CM_{n3-\text{proyecto}} \leq CM_{n3-OR} \text{ y } CM_{n2-\text{proyecto}} \leq CM_{n2-OR}$$

De acuerdo con el reglamento Res. MME 180465 de 2012, el nivel 1 no se incluye para comparar con el valor aprobado por la CREG.

A continuación, se explica cada una de las tres posibles opciones de inversión:

a. Financiable por la tarifa actual

Si se cumplen simultáneamente las dos condiciones anteriores, el proyecto lo debe hacer el operador de red, de lo contrario se evalúa cuánto es el impacto en el Dt de cada proyecto y por tanto del CU del OR respectivo.

Las metas estimadas para el horizonte de cinco años en el Plan con esta opción, son las que se concertarán con cada Operador de Red.

b. Financiable por incremento tarifario

Si al evaluar la anterior expresión no se cumplen simultáneamente las condiciones para los dos niveles de tensión (N3, N2), se procede a calcular cuáles son las inversiones necesarias tanto en el N3 como en N2 para atender las viviendas sin servicio y cuánto es el impacto en el Dt del OR donde se conectaría tal proyecto.

Por otra parte, para ofrecer elementos al MME para la definición del incremento tarifario, la UPME propone los siguientes supuestos de incremento en el Dt del Operador de Red: 3%; 5%; 10%, sin embargo se pueden hacer los escenarios que se requieran.

Para cada uno de los anteriores escenarios, se definen cuáles proyectos serían susceptibles de cubrir con cada uno de estos incrementos. Así entonces, si el impacto en la tarifa del OR es menor que el delta de tarifa especificado, entonces la lista de proyectos con el delta tarifario preestablecido lo debe hacer el operador de red vía incremento en la tarifa y se le daría la señal a la CREG de cuál sería el delta que podría aprobarse por operador, de lo contrario el proyecto sería financiable por el FAER.

c. Financiable por el FAER

Para los proyectos cuyo impacto en la tarifa es mayor a cero y no se alcanzarían a recuperar las inversiones por medio del incremento tarifario predefinido, las inversiones se deberán realizar por medio del fondo FAER.

En resumen, el acumulado de los costos de las inversiones, tanto para los proyectos interconectables al SIN como para los proyectos con solución local aislada, que corresponde a la *inversión privada* que el Estado debe promover para que los operadores de red las ejecuten vía tarifa en el primer caso, son sólo para los proyectos que no tengan un impacto tarifario a los usuarios y para la solución aislada serían los que están a menos de 1 km de una planta diésel existente.

El resto de la inversión requerida es decir, todo aquello con posibilidad de interconectarse al SIN pero con un impacto en la tarifa menor o igual al delta y lo que es susceptible en el período ofrecérselo una solución aislada y que se encuentre a una distancia mayor a un (1) km de una planta diésel existente, debería realizarse mediante los recursos públicos: FAER, FAZNI.

3.2.6. Impacto en la tarifa

Para los casos en los cuales la mejor alternativa es la interconexión al SIN, se presenta el posible aumento en la tarifa de cada Operador de Red de cada una de las alternativas de aumento en el Dt. Como último paso y con el objeto de conocer el impacto tarifario que tendrá el reconocimiento de la inversión privada realizada, se estima para cada operador de red el incremento en la tarifa para este período, de esta forma se le ofrecen propuestas de aumento tarifario al Ministerio de Minas y Energía –MME- que podrían o no considerarse para incentivar la expansión del servicio de energía eléctrica en el país. Asimismo, para cada variación del Dt, se estima el impacto del CU en cada ADD.

3.2.7. Estimación de la inversión

3.2.7.1. Para la universalización del servicio

Calculados los costos de inversión de las alternativas escogidas para cada uno de los centros poblados, se estima el valor total de la inversión de redes de todos los centros poblados a los cuales les resultó como mejor alternativa la interconexión y el valor total de la inversión de plantas diésel para aquellos centros poblados a los cuales les dio como resultado esta otra opción.

Con el fin de cuantificar los recursos necesarios para alcanzar la universalización del servicio, se totaliza la inversión sin AOM por cada opción de inversionista así:

- Privado: sólo por medio de la tarifa actual y para aquellos centros poblados con necesidades ubicados a menos de 1km de una planta diésel existente.
- Público: De acuerdo con los fondos FAER y FAZNI.



Se presenta asimismo la opción de cada inversión:

3.2.7.2. Distribución de la inversión de acuerdo con los recursos disponibles en los fondos

Como se mencionó en el numeral 3.2.3.3, existen recursos disponibles del Estado para la electrificación, por lo cual se asumió la priorización para la distribución de recursos públicos por municipio conforme con el artículo 1 de la Resolución MME180716, la cual se describe a continuación:

$$OEP = (X1 * CUP) + (X2 * COB) + (X3 * NBI) + (X4 * UN)$$

$$X1 = 30\%; \quad X2 = 30\%; \quad X3 = 30\%; \quad X4 = 10\%$$

Donde:

- OEP: orden de elegibilidad de proyectos.
- CUP: Índice de costo por usuario del proyecto. Corresponde al costo mínimo por usuario entre todos los proyectos presentados al FAER, dividido por el costo por usuario del proyecto a evaluar.
- COB: índice de cobertura por proyecto. Corresponde al número de usuarios beneficiados por el proyecto a evaluar dividido por el número de usuarios del proyecto con el mayor número de beneficiarios de todos los proyectos presentados al FAER.
- NBI: Índice de necesidades básicas insatisfechas por municipio
- UN: Usuarios nuevos.

Con base a los análisis realizados de los costos de inversión del N1, la UPME se permite proponer que éstos sean cubiertos de la siguiente manera: la parte que reconoce la tarifa sea cubierta por el OR como se hace usualmente y el excedente se costee por medio del FAER. Una vez restado esta inversión de parte del FAER, se distribuya de acuerdo con la priorización mencionada en el párrafo anterior.

Por otra parte, dado que en algunos municipios el costo por vivienda de la solución de interconexión es mayor al costo de la solución diésel 24 horas, se limitó a éste último para la distribución de los recursos del FAER, mejorando de esta forma la distribución de los recursos del estado.

Cuando la evaluación del centro poblado dio como resultado no interconectable en el período, las inversiones para la generación aislada se deben realizar mediante una planta existente o la compra de una nueva a través de financiación con el fondo FAZNI, de acuerdo con los siguientes criterios:

- a. Cuando el CP está a menos de 1 km de una planta existente, se propone que el servicio debería prestarse con dicha planta.
- b. Cuando el CP está a más de 1 km de una planta existente, la inversión se deberá hacer mediante el fondo FAZNI.

3.2.8. Metas de cobertura

Dado que la Resolución MME No.180465 de 2012 establece que la UPME deberá concertar metas de cobertura con cada operador de red, se estima el incremento en la cobertura municipal que se alcanzaría con la inversión del OR vía tarifa actual.

Se estima igualmente el incremento en la cobertura si se diera el incremento tarifario (delta) propuesto en el presente plan y se realizaran las inversiones públicas por medio de los fondos disponibles en FAER y FAZNI.

Finalmente y considerando que se realicen las inversiones mencionadas, se determina el aumento de cobertura nacional alcanzable en el período 2013-2017.

3.2.9. Escenarios planteados para el plan

Como resultado de los diferentes análisis realizados, la UPME se permite plantear los siguientes escenarios:

- Variación del Dt (D3 y D2) en 3%, 5%, 10%.
- Al variar los costos del nivel 1 en la solución aislada: una posibilidad asumiendo el mismo valor del N1 de interconexión, y la segunda posibilidad como el valor reconocido de acuerdo con la Res. 057/2009.

Resultados de estos escenarios serán presentados en el siguiente capítulo.

3.2.10. Resumen de los resultados de la metodología

Como resultado de la ejecución del modelo así como de los análisis realizados a diferentes niveles, se obtienen los siguientes resultados:

- Centros poblados susceptibles de interconectarse y aquellos que deben tener prestación de servicio local en este quinquenio (Interconectables y no interconectables)
- Cuánto le costará al Estado (si fuera su total responsabilidad) alcanzar el 100% de cobertura. Asimismo, si esta inversión la realizará el privado cuánto es el impacto en el CU de cada operador de red.
- El costo de la inversión privada para el período que debe realizar el operador de red con su tarifa y el posible aumento de cobertura.
- El costo de la inversión privada para el período que debe promocionar el Estado, su correspondiente aumento de cobertura y su impacto tarifario tanto para el Operador de Red como para el ADD, de acuerdo a las variaciones del Dt propuestas por la UPME.
- De acuerdo con los recursos anuales de los fondos existentes, su distribución en cada municipio y departamento para el período de análisis, de acuerdo con cada escenario de variación del Dt.
- El aumento de cobertura que se alcanzaría con los recursos de los fondos de financiación y su impacto tarifario.
- El costo del combustible incluido transporte para los centros poblados que deben permanecer aislados (no interconectables) en el período del Plan.
- Estimación del CU diésel a nivel departamental.
- Estimación de las emisiones de CO₂ de las plantas diésel como solución aislada para el quinquenio en los CP que dieron como resultado no conectables en el período.
- Estimación del valor de los subsidios de estrato 1.
- Otras estimaciones como costo de generación diésel por departamento, costo por usuario, costo por kilómetro de red, entre otros.



RESULTADOS DEL PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE COBERTURA 2013 - 2017

En el presente capítulo se exponen los resultados del Plan obtenidos a nivel nacional y departamental, definiendo la inversión total requerida para la universalización del servicio, así como los recursos públicos y privados necesarios para satisfacer esta condición, de igual forma se presentan las metas de cobertura por departamento y la cobertura alcanzable evaluando tres escenarios de incremento tarifario. Por otro lado, se presentan resultados generales por operador de red, ya que el análisis específico para cada departamento y sus municipios tiene lugar en el anexo 4, que permite mostrar análisis más extensos para todo el país a nivel departamental.

De igual forma, se plantean dos escenarios generales: un escenario de universalización del servicio en el cual todas las estimaciones realizadas se hacen con base en un supuesto general de que las inversiones en el nivel de tensión 1, tanto en el SIN como en las ZNI para las viviendas sin servicio actuales tienen los mismos costos, por tratarse mayormente de zonas rurales; mientras que el segundo escenario general de los resultados, plantea las inversiones obtenidas con base en la regulación aplicable a las ZNI, en el cual existe una remuneración para las redes de nivel de tensión 1 de 96 \$/kWh.

4.1. UNIVERSALIZACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En el presente Plan se estimó el valor total de las inversiones necesarias para lograr la universalización del servicio energía eléctrica en el país, es decir para atender 470.244 viviendas sin servicio

obtenidas a diciembre de 2012, de igual forma se han considerado dos alternativas para la prestación del servicio, mediante conexión al Sistema Interconectado Nacional -SIN- y solución aislada a partir de generación con plantas diésel. En este sentido, como se ilustró anteriormente en el capítulo 3 en la metodología del PIEC, se establece entre estas dos alternativas cuál es la opción que cumpliendo los criterios técnicos y económicos es más viable.

En este capítulo se presentan los resultados de la universalización del servicio los cuales obedecen un supuesto de que las inversiones del nivel de tensión 1 se estimen con base en el punto 6 con la metodología del PIEC numeral 3.2.3.1, sin embargo dado que estos costos, para la mayoría de los proyectos de los operadores de red, son superiores a los cargos aprobados por la CREG vigentes a diciembre de 2012; se propone que las diferencias entre el valor estimado por la UPME y el cargo de distribución del nivel de tensión 1 (D1) de cada OR se puedan cubrir mediante los recursos provenientes del FAER.

1.1.1. Inversión total para el período del Plan

Ahora bien, los resultados obtenidos del Plan, indican que del total de viviendas sin servicio obtenidas, cerca del 88% son susceptibles de interconectarse al SIN, es decir 414.435 VSS, mientras que de acuerdo con la alternativa evaluada de solución aislada, se tendrían 55.809 VSS que equivalen al 12% aproximadamente, las cuales no serían susceptibles de interconexión como resultado de evaluación frente a la opción de generación con plantas diésel.

De acuerdo con los resultados arrojados por el modelo, la inversión total requerida para la universalización del servicio es de \$4'318.858 millones de pesos, distribuidos en \$3'832.896 millones para atender las VSS que serían interconectables y \$485.962 millones de pesos se requerirían para atender las VSS no interconectables, mediante generación con plantas diesel. Los resultados generales a nivel nacional se muestran en la Tabla 39.

Tabla 39. Resultados del PIEC 2013 - 2017 a nivel nacional

Estado actual Cobertura	Número de Usuarios	Número de Viviendas	Número de viviendas sin servicio - VSS	Cobertura 2012	Déficit de Cobertura
	11.594.208	12.064.452	470.244	96,10%	3,90%
Resultados PIEC	Inversión (Millones \$)	Número de viviendas sin servicio - VSS	Participación	Incremento de Cobertura	
Total Nacional para la Universalización	4.318.858	470.244			
Interconectable	3.832.896	414.435	88,13%		3,44%
Por parte del Operador de Red:	463.603				
OR vía tarifa actual	429.744				
OR vía incremento tarifario	21.050	80.268			
Inversión del N1 por OR	12.809				
Con Recursos del FAER (Propuesta):	3.369.293				
FAER (Para inversión de nivel 1)	360.524	334.167			
FAER (Para inversión de nivel 2 y 3)	3.008.769				
No interconectable	485.962	55.809	11,87%		0,46%

Fuente: Grupo de cobertura UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

Para obtener la universalización del servicio en el año 2017, se requería una inversión privada en infraestructura eléctrica por parte de los operadores de red de \$463.603 millones de pesos para atender las 80.268 VSS interconectables, las cuales de acuerdo con los resultados del Plan serían viables para realizar la expansión de cobertura con la tarifa actual²².

Mientras que las inversiones requeridas con los recursos públicos de los fondos FAER y FAZNI para la universalización del servicio sería de \$3'855.255, distribuidos en \$3'369.293 millones de pesos para el FAER y los \$485.962 millones restantes serían la inversión necesaria para cubrir las necesidades del servicio de energía eléctrica de las VSS no interconectables mediante recursos del FAZNI.

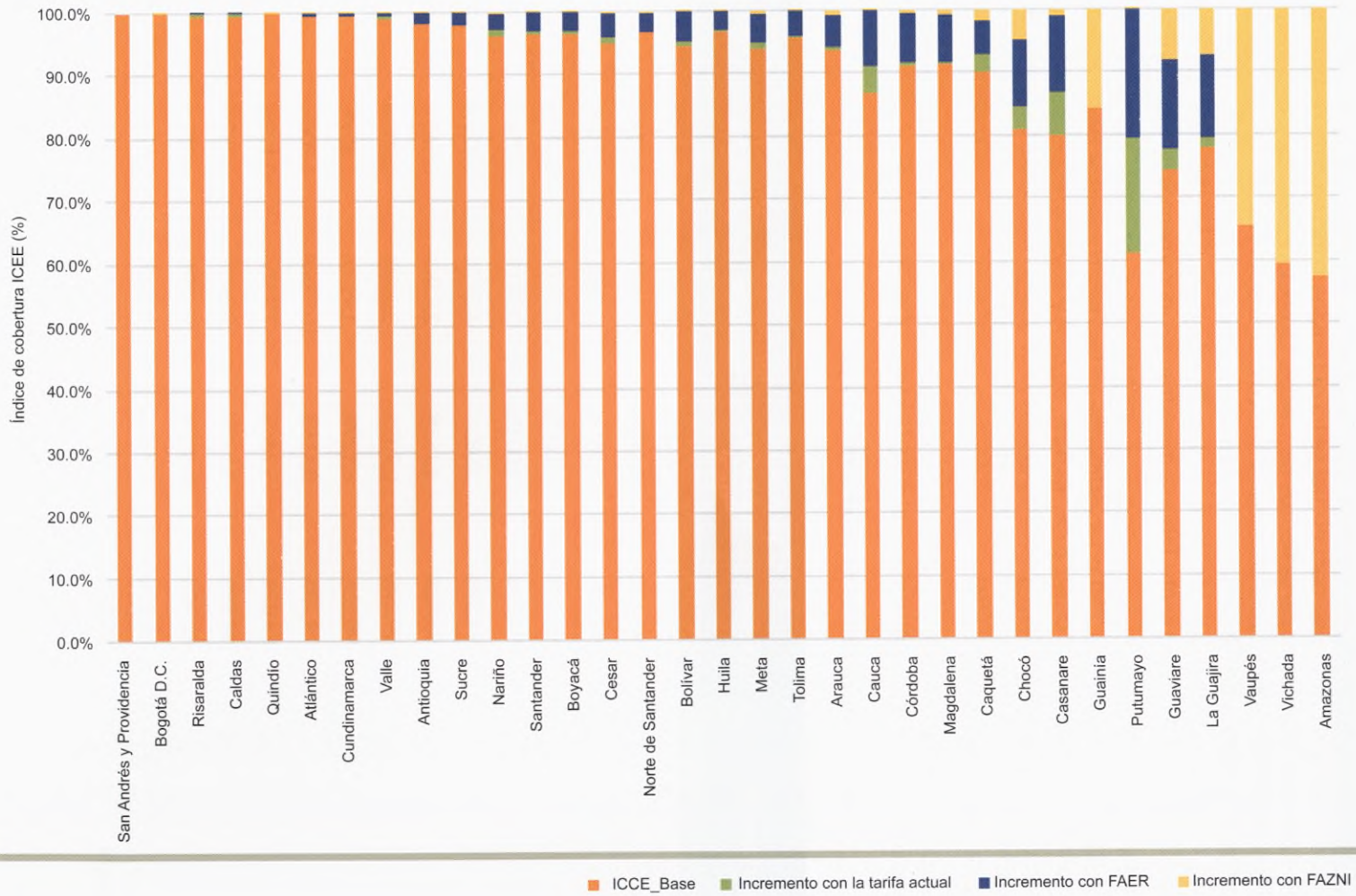
Dentro de los análisis efectuados por la UPME, se ha realizado un escenario en el que se evalúan los costos requeridos para las redes de nivel de tensión 1, estimando las inversiones resultantes de la diferencia entre los costos de la infraestructura en este nivel, que podían ser cubiertos con la remuneración vigente, es decir el cargo D1 para cada OR, y el excedente de estas inversiones requeridas de modo que pueda ser financiado mediante los recursos del FAER.

De acuerdo con lo anterior se requerirían \$360.524 millones de pesos del FAER para financiar las inversiones del nivel de tensión 1, lo que corresponde al 11% del total de recursos necesarios de este Fondo.

De igual forma se han estimado los incrementos de cobertura que cada fuente de financiación, es decir privada y pública, aportaría para la universalización del servicio al año 2017, siendo este el escenario más optimista para la expansión de la cobertura del servicio. Los resultados obtenidos a nivel nacional para cada uno de los departamentos se muestran a continuación:

²² La tarifa actual se refiere a la tarifa empleada en el Plan para cada una de las empresas distribuidoras correspondiente al mes de diciembre de 2012.

Figura 20. Cobertura de EE con recursos públicos y privados para el escenario de universalización del servicio.



Fuente: Grupo de cobertura UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.



Para el departamento de San Andrés y Providencia, como se indicó en el numeral 3.1.2, se ha obtenido un ICCE del 100% y cercano a este índice se encuentra la capital del país, Bogotá D.C. con un índice de 99,99%, cuya contribución con recursos de FAER para la universalización sería del 0,002%, seguido por el departamento de Risaralda para el cual se ha obtenido un incremento de 0,010% con estos recursos, de manera similar los departamentos de Caldas, Quindío, Atlántico, Cundinamarca y Valle presentan incrementos de cobertura menores al 1% con recursos del FAER; mientras que los mayores requerimientos de recursos de FAER han sido obtenidos para los departamentos de Chocó, Casanare, La Guajira, Guaviare y Putumayo con incrementos de cobertura 9,5%, 10,59%, 12,78%, 13,01% y 19,96% respectivamente. En la siguiente Tabla se muestran los incrementos de manera más detallada.

Respecto a los recursos públicos provenientes del FAZNI, se ha obtenido una participación importante en los departamentos de las ZNI principalmente en los departamentos de Amazonas, Vichada, Vaupés y Guainía con incrementos de 42,67%, 40,61%, 36,63% y 15,84% respectivamente, sin embargo también se observa participación importante de estos recursos en los departamentos de Guaviare, La Guajira y Chocó entre otros, con incrementos en la cobertura de 8,12%, 7,34% y 4,99% respectivamente como se muestra en la Figura 21.

A continuación en la Tabla 40, se presenta la distribución de los incrementos de cobertura según el recurso, obtenido en el escenario de universalización para cada departamento.

Tabla 40. Incrementos de cobertura de EE por recurso a nivel nacional

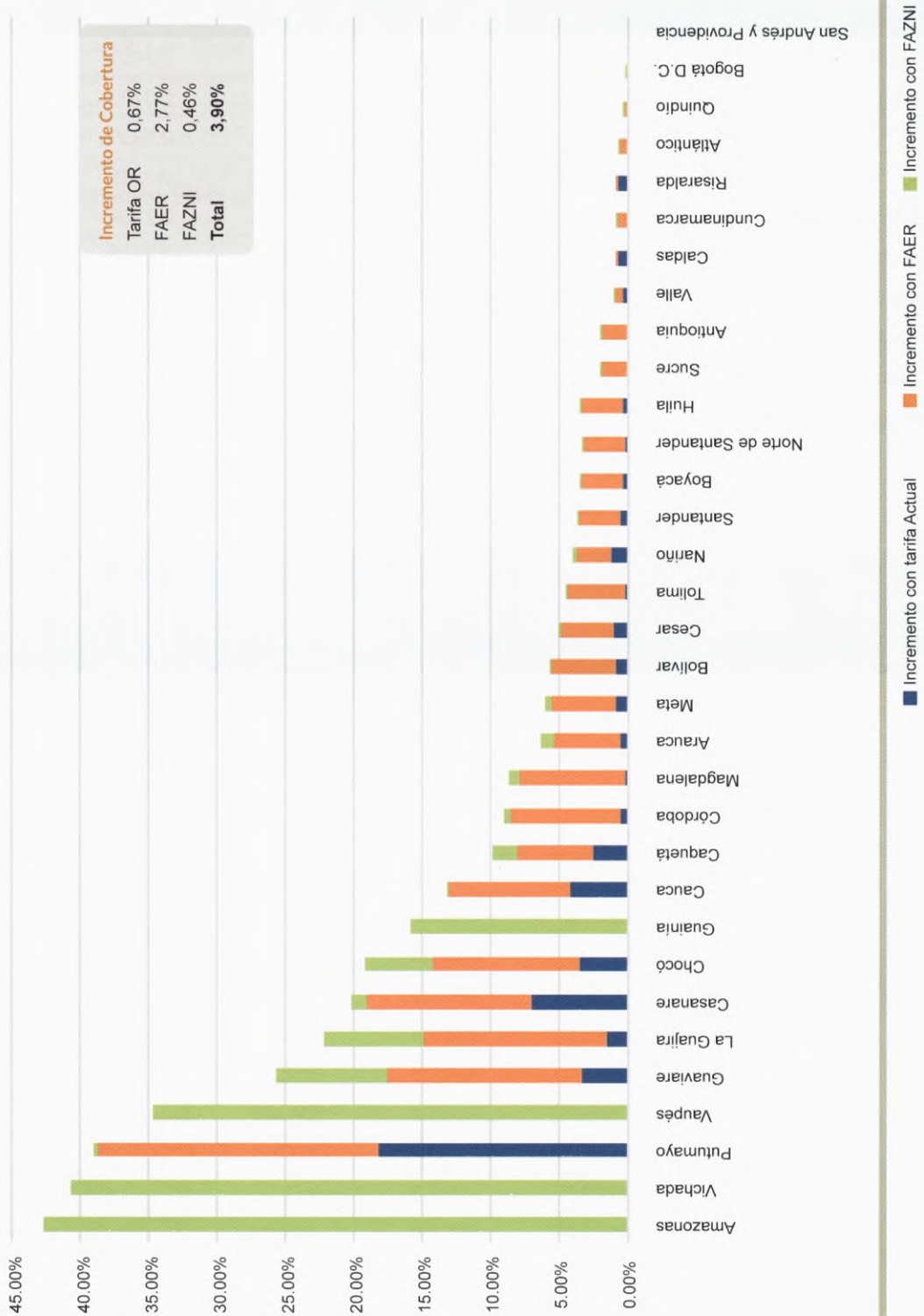
Departamento	ICCE_Base	Incremento con tarifa Actual	Incremento con FAER	Incremento con FAZNI	Cobertura total Alcanzable a 2017
Amazonas	57,33%	0,000%	0,000%	42,674%	100,00%
Antioquia	98,12%	0,192%	1,660%	0,028%	100,00%
Arauca	93,63%	3,355%	2,069%	0,944%	100,00%
Atlántico	99,40%	0,200%	0,387%	0,017%	100,00%
Bogotá D.C.	99,99%	0,001%	0,001%	0,004%	100,00%
Bolívar	94,39%	1,085%	4,397%	0,126%	100,00%
Boyacá	96,43%	1,167%	2,238%	0,165%	100,00%
Caldas	99,29%	0,705%	0,010%	0,000%	100,00%
Caquetá	90,10%	6,129%	1,913%	1,859%	100,00%
Casanare	79,78%	8,416%	10,596%	1,206%	100,00%
Cauca	86,82%	5,266%	7,777%	0,132%	100,00%
Cesar	94,89%	1,575%	3,246%	0,293%	100,00%
Chocó	80,90%	4,605%	9,500%	4,995%	100,00%
Córdoba	90,95%	0,968%	7,501%	0,576%	100,00%
Cundinamarca	99,29%	0,439%	0,199%	0,075%	100,00%
Guainía	84,16%	0,000%	0,000%	15,839%	100,00%
Guaviare	74,34%	4,527%	13,011%	8,124%	100,00%
Huila	96,55%	1,742%	1,657%	0,052%	100,00%



Departamento	ICCE_Base	Incremento con tarifa Actual	Incremento con FAER	Incremento con FAZNI	Cobertura total Alcanzable a 2017
La Guajira	77,83%	2,040%	12,789%	7,340%	100,00%
Magdalena	91,23%	1,573%	6,329%	0,873%	100,00%
Meta	93,91%	1,817%	3,682%	0,588%	100,00%
Nariño	96,01%	1,314%	2,358%	0,321%	100,00%
Norte de Santander	96,54%	0,390%	2,832%	0,235%	100,00%
Putumayo	61,11%	18,716%	19,966%	0,209%	100,00%
Quindío	99,82%	0,103%	0,075%	0,004%	100,00%
Risaralda	99,34%	0,664%	0,000%	0,000%	100,00%
San Andrés y Providencia	100,00%	0,000%	0,000%	0,000%	100,00%
Santander	96,34%	0,733%	2,852%	0,074%	100,00%
Sucre	97,92%	0,985%	0,978%	0,119%	100,00%
Tolima	95,61%	0,810%	3,552%	0,030%	100,00%
Valle	99,01%	0,627%	0,259%	0,105%	100,00%
Vaupés	65,37%	0,000%	0,000%	34,627%	100,00%
Vichada	59,39%	0,000%	0,000%	40,608%	100,00%
Total Nacional	96,10%	1,069%	2,366%	0,463%	100,00%

Fuente: Grupo de cobertura UPME – Resultados PIEC 2013 - 2017.

Figura 21. Incremento de cobertura para el escenario de universalización



Fuente: Grupo de cobertura y fondos UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.



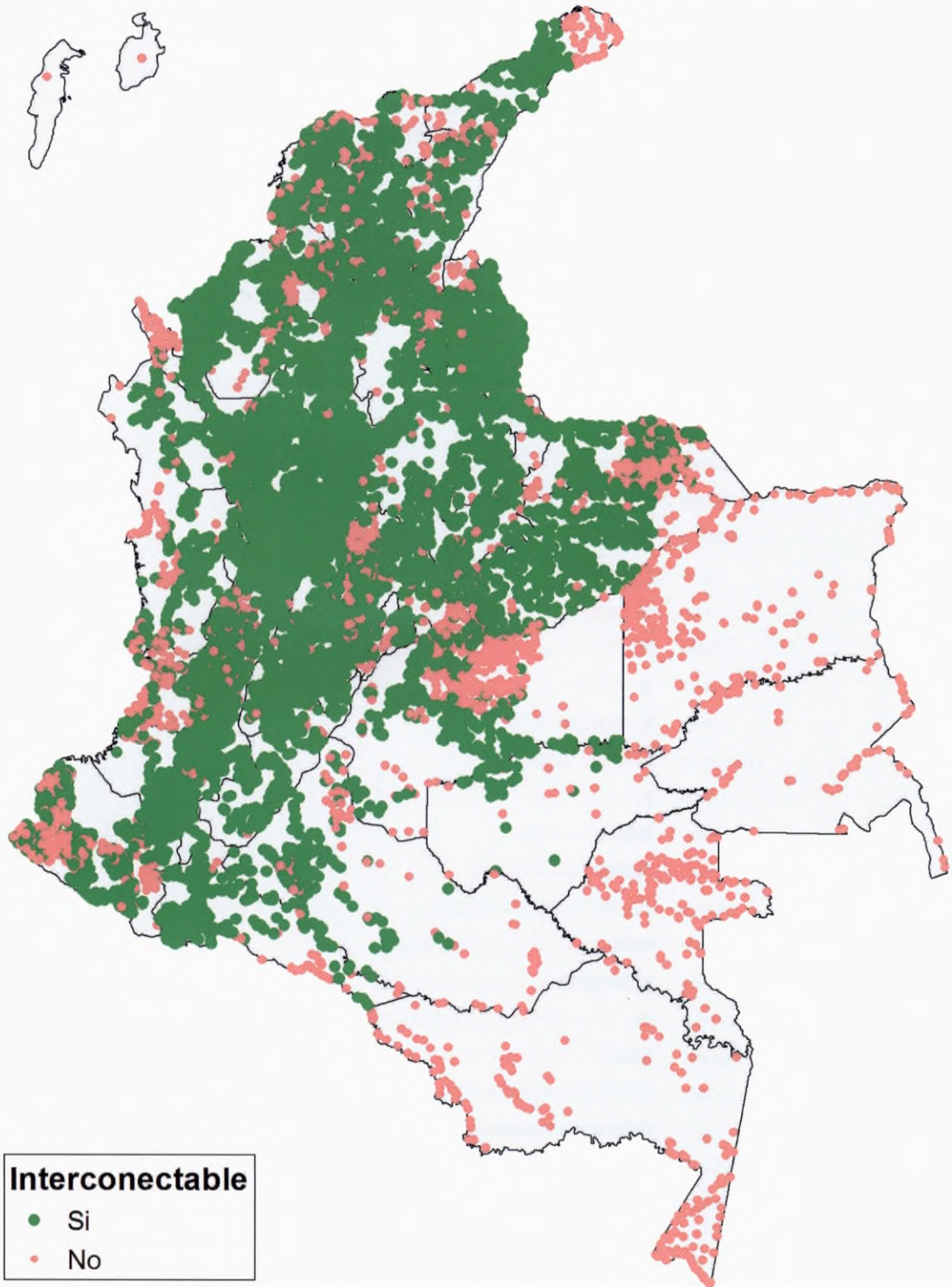
Dado que el modelo del PIEC, es basado en SIG, como se ha indicado en el capítulo de metodología, se han obtenido los resultados a nivel geográfico de los centros poblados para los cuales la mejor decisión según los parámetros evaluados serían interconectable o no interconectable, lo cual se presenta en las figuras 22 y 23.

Ya que que la toma de decisión de interconexión o no, se basa en conceptos geográficos, técnicos y económicos, como se ilustró en el capítulo 3.2, los resultados obtenidos para los 18.495²³ CP reportados a la UPME, indican que con las alternativas modeladas, el 65,5% de estos CP son factibles de interconectar al SIN es decir 12.106, mientras que para el 15,74% es más factible la generación aislada con plantas diésel y el restante no presentan déficit de cobertura.

A nivel municipal se ha obtenido que gran parte de los municipios son susceptibles de interconectar al SIN como lo es para las regiones central y norte del país, así como para la región occidente del país, sin embargo para los municipios que corresponden a las ZNI permanecen con alternativa de solución aislada.

²³ De los 18.504 centros poblados georreferenciados existen 3.485 para los cuales no se reportaron necesidades del servicio de energía eléctrica lo que corresponde al 18,83%.

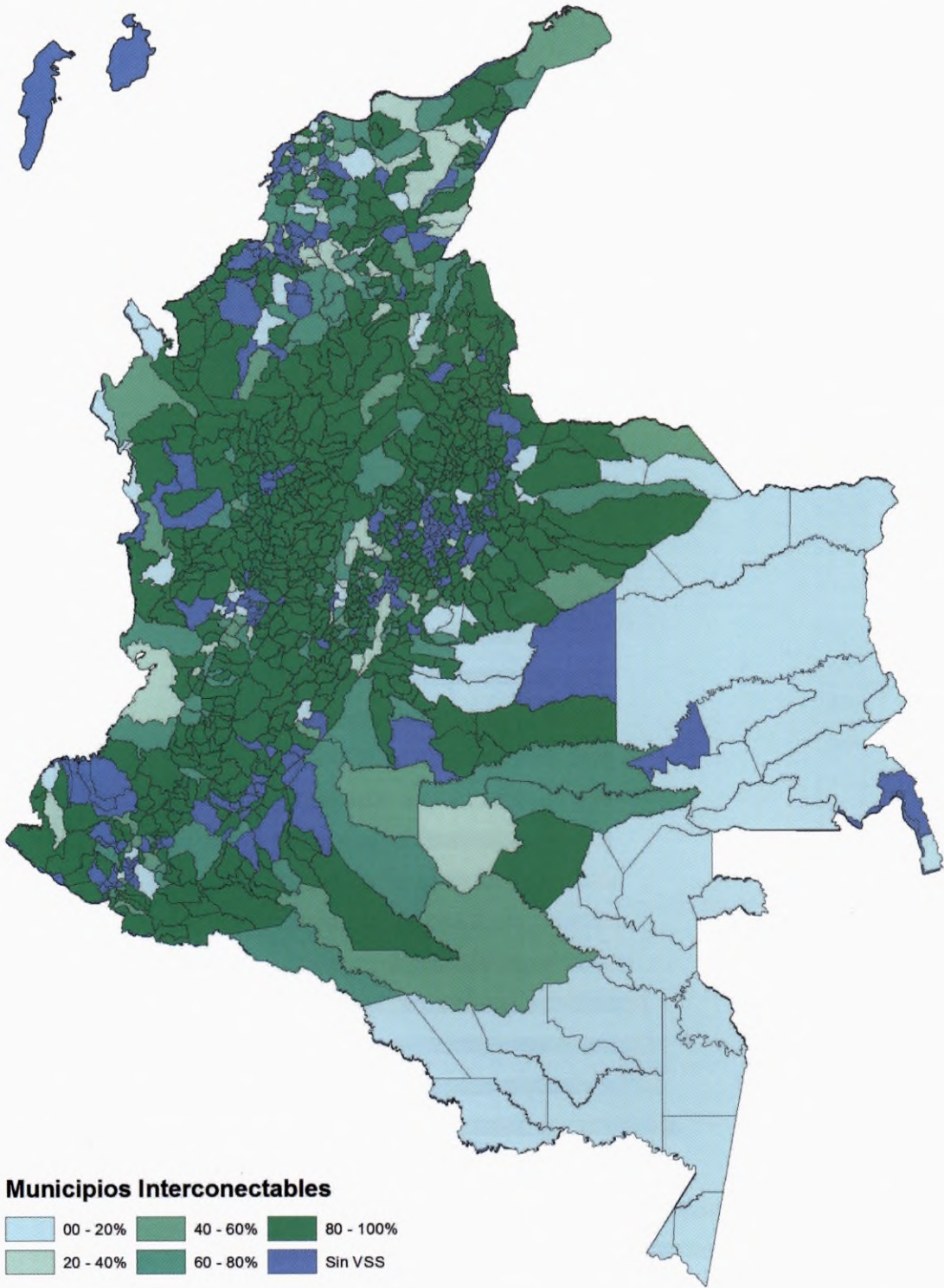
Figura 22. Centros poblados interconectables y no interconectables



Fuente: Grupo de cobertura y fondos UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.



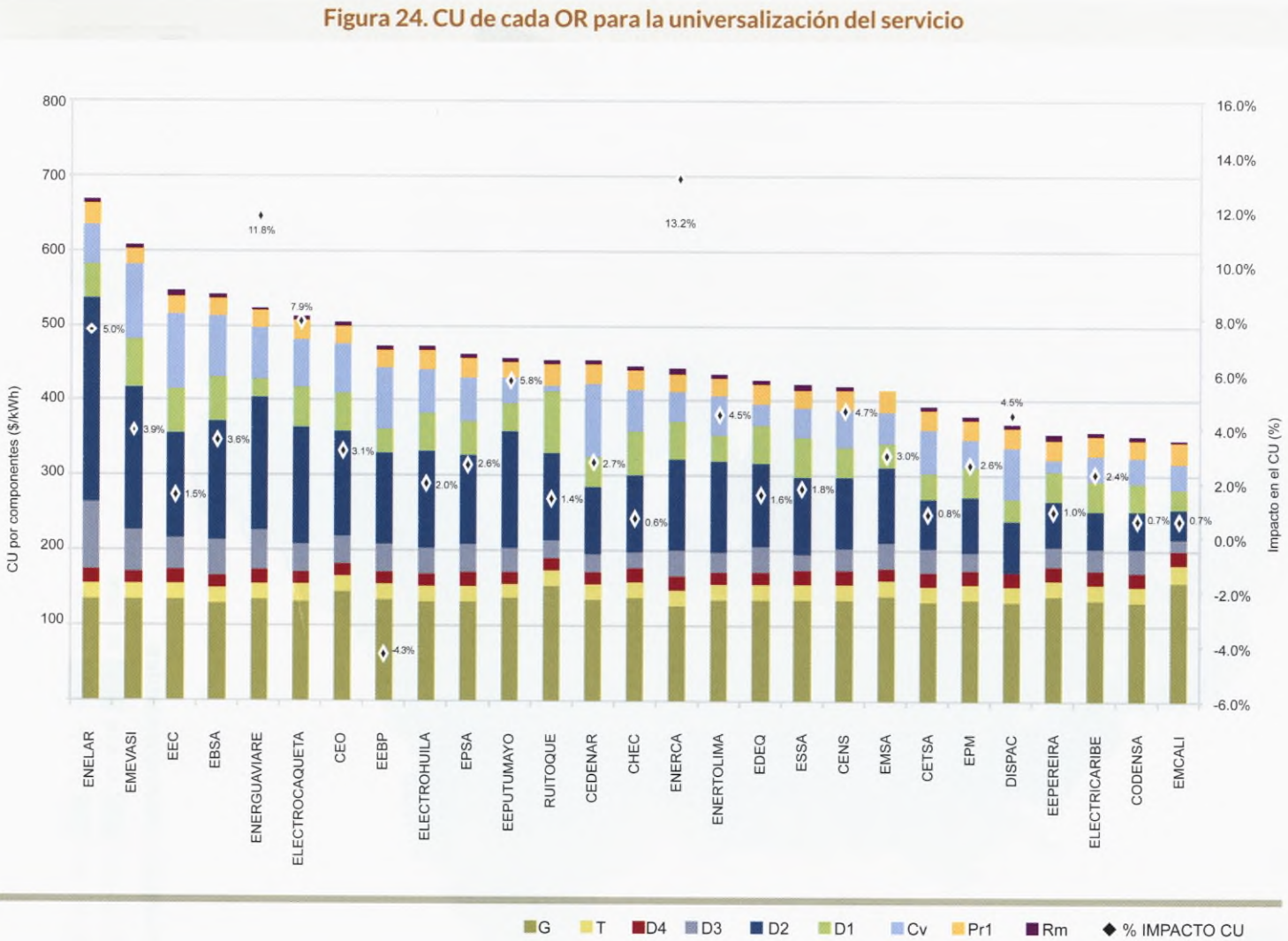
Figura 23. Resultados por municipio interconectable y no interconectable



Fuente: Grupo de cobertura y fondos UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

4.1.2. Impacto tarifario para la universalización del servicio

Se ha calculado para este escenario, el impacto en la tarifa por operador de red, con el supuesto de que todas las inversiones requeridas se realicen solo mediante la inversión privada de cada operador de red, los resultados obtenidos se muestran a continuación:



Fuente: Grupo de cobertura y fondos UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

Los resultados obtenidos indican que las empresas que tendrían mayores impactos en la tarifa al usuario final son Enerca, Energuaviare, Electrocaquetá y EEPutumayo, las cuales presentan incrementos en el costo unitario de prestación del servicio de 13,2%, 11,8%, 7,9% y 5,8% respectivamente, dado que para la mayoría de estas empresas se requieren importantes inversiones en los niveles de tensión tres y dos con costos por vivienda más elevados que otras, en gran medida se deben a la dispersión de las mismas.

En resumen, en la Tabla 41 se presentan los mayores impactos obtenidos por operador de red, si se lograra la universalización del servicio solo con recursos privados.

Tabla 41. Impacto tarifario de la expansión para cada OR.

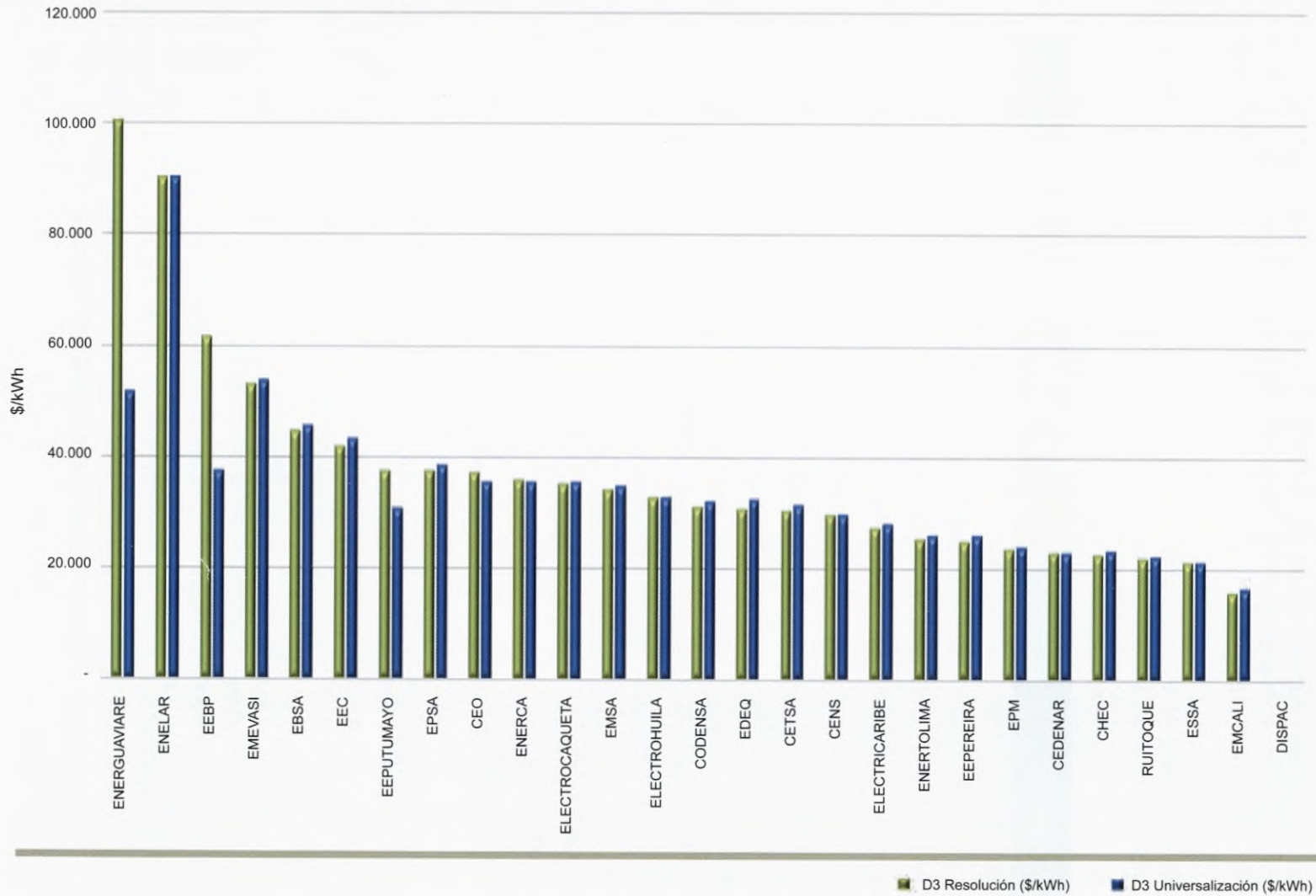
Empresa	Impacto CU - Iniversalización (%)	Empresa	Impacto CU - Iniversalización (%)
CEDENAR	2,69%	ELECTROCAQUETÁ	7,92%
CENS	4,66%	ELECTROHUILA	1,97%
CEO	3,13%	EMCALI	0,68%
CETSA	0,83%	EMCARTAGO	0,54%
CHEC	0,65%	EMSA	3,04%
CODENSA	0,69%	ENELAR	5,02%
DISPAC	4,48%	ENERCA	13,20%
EBSA	3,57%	ENERGUAVIARE	11,76%
EDEQ	1,57%	ENERTOLIMA	4,55%
EEBP	-4,25%	EPM	2,64%
EEC	1,46%	EPSA	2,60%
EEPEREIRA	0,98%	ESSA	1,85%
EEPUTUMAYO	5,77%	RUITOQUE	1,40%
ELECTRICARIBE	2,37%	EMEVASI	3,90%

Fuente: Grupo de cobertura UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

Los operadores de red para los que se ha obtenido el menor impacto tarifario son CHEC, CODENSA, EEPEREIRA, EMCALI y EMCARTAGO, con impactos en el CU inferiores al 1%; en cuyos casos con un incremento marginal en el CU se lograría el 100% de la cobertura del servicio, sin embargo podría decirse que para lograr esta condición el 70% de los operadores de red requerirían un incremento en la tarifa inferior al 5%.

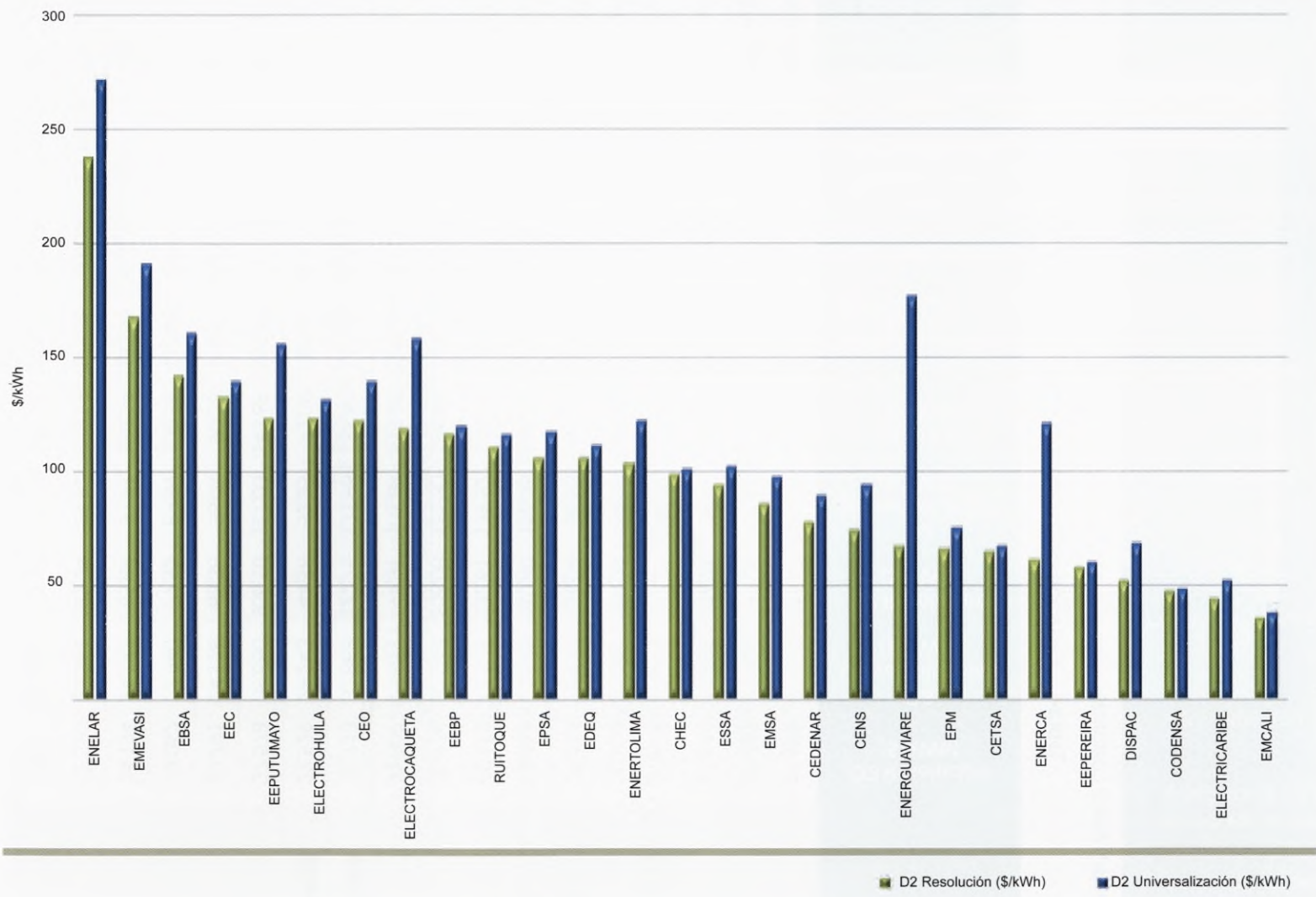
Sin embargo para el caso de EEBP se ha obtenido un impacto negativo en la tarifa de 4,25%, es decir para esta empresa el incremento de la cobertura genera un efecto de reducción de su costo unitario de prestación del servicio. A continuación, en la Figura 25 se presentan los valores obtenidos para las componentes D3 y D2 del CU para cada operador de red, en comparación con los cargos vigentes aprobados por la CREG en resolución particular para cada empresa distribuidora, en las cuales se puede apreciar para cada uno de los operadores de red, el incremento o decremento en las componentes D3 y D2.

Figura 25. Variación de la componente D3 para cada OR.



*Precios a diciembre de 2012. Fuente: Grupo de cobertura UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

Figura 26. Variación de la componente D2 para cada OR.



* Precios a diciembre de 2012. - Fuente: Grupo de cobertura UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.



Respecto al cargo de distribución de nivel 3 (D3), algunas empresas como EEBP, CEO, CENS, EE-Putumayo, Enelar y Energaviare, presentaron una disminución, debido al incremento en la demanda en este nivel de tensión. Sin embargo, otras empresas como EDEQ, EEPEREIRA, CETSA y EMCALI, obtendrían incrementos entre el 3 y el 5% en esta componente.

En relación con el cargo de nivel 2 (D2), se obtuvieron mayores incrementos, por ejemplo empresas como CENS, EEPUTUMAYO, DISPAC, ELECTROCAQUETÁ, ENERCA y ENERGUAVIARE con valores superiores al 20%, mientras que CHEC, EEBP, CETSA, CODENSA, EEPEREIRA y EMCALI obtuvieron incrementos en la componente menores al 5%. Las componentes D3 y D2 en detalle para cada distribuidor se presentan a continuación:

Tabla 42. Variación en las componentes D3 y D2 por OR.

Operador de Red	D3 Resolución (\$/kWh)	D3 Universalización (\$/kWh)	D2 Resolución (\$/kWh)	D2 Universalización (\$/kWh)	Dt CREG (\$/kWh)	Dt Universalización (\$/kWh)	% Incremento Dt	% Impacto tarifa Universalización	Peso componente Dt Universalización	CU (\$/kWh) Universalización
EEBP	61.689	37.679	116,47	120,35	178,16	158,03	-12,74%	-4,25%	33,37%	473,49
CHEC	22.789	23.306	99,26	101,62	122,04	124,93	2,31%	0,65%	28,02%	445,83
EMCALI	15.918	16.533	36,71	38,46	52,63	54,99	4,30%	0,68%	15,74%	349,45
CODENSA	31.323	32.063	47,25	48,97	78,58	81,03	3,03%	0,69%	22,86%	354,45
CETSA	30.503	31.543	64,84	67,06	95,35	98,60	3,30%	0,83%	25,03%	393,85
EEPEREIRA	25.216	26.219	58,04	60,53	83,26	86,75	4,03%	0,98%	24,44%	355,00
RUITOQUE	22.116	22.502	110,40	116,36	132,52	138,86	4,57%	1,40%	30,54%	454,75
EEC	42.113	43.178	132,61	139,52	174,72	182,70	4,37%	1,46%	33,50%	545,29
EDEQ	30.936	32.347	106,00	111,30	136,94	143,64	4,67%	1,57%	33,68%	426,46
ESSA	21.307	21.515	94,31	101,88	115,62	123,39	6,30%	1,85%	29,30%	421,07
ELECTROHUILA	32.713	32.868	122,75	131,86	155,46	164,73	5,63%	1,97%	34,94%	471,42
ELECTRICARIBE	27.529	28.243	44,56	52,35	72,09	80,60	10,55%	2,37%	22,43%	359,32
EPSA	37.578	38.660	106,10	117,03	143,68	155,69	7,71%	2,60%	33,70%	461,94
EPM	23.791	24.126	66,36	76,04	90,15	100,17	10,00%	2,64%	26,40%	379,39
CEDENAR	23.062	22.940	77,52	89,89	100,58	112,83	10,86%	2,69%	24,81%	454,84
EMSA	34.194	34.743	85,84	97,91	120,04	132,65	9,51%	3,04%	31,97%	414,91
CEO	37.350	35.561	122,24	139,82	159,59	175,38	9,00%	3,13%	34,72%	505,13
EBSA	44.814	45.642	142,23	160,73	187,05	206,37	9,36%	3,57%	38,13%	541,17



Operador de Red	D3 Resolución (\$/kWh)	D3 Universalización (\$/kWh)	D2 Resolución (\$/kWh)	D2 Universalización (\$/kWh)	Dt CREG (\$/kWh)	Dt Universalización (\$/kWh)	% Incremento Dt	% Impacto tarifa Universalización	Peso componente Dt Universalización	CU (\$/kWh) Universalización
EMEVASI	53.177	53.814	167,53	190,62	220,71	244,44	9,71%	3,90%	40,20%	608,08
DISPAC	-	-	52,16	68,64	52,16	68,64	24,01%	4,48%	18,64%	368,26
ENERTOLIMA	25.500	25.981	102,98	122,35	128,48	148,33	13,38%	4,55%	33,97%	436,59
CENS	29.659	29.828	74,94	94,29	104,60	124,12	15,73%	4,66%	29,65%	418,55
ENELAR	90.391	90.163	236,90	270,67	327,29	360,83	9,30%	5,02%	54,01%	668,12
EPUTUMAYO	37.670	30.805	123,05	156,30	160,72	187,10	14,10%	5,77%	40,90%	457,47
ELECTROCAQUETÁ	35.072	35.550	118,39	158,39	153,46	193,94	20,87%	7,92%	37,92%	511,41
ENERGUAVIARE	100.498	51.641	67,21	177,35	167,71	228,99	26,76%	11,76%	43,93%	521,30
ENERCA	35.801	35.700	62,20	120,76	98,00	156,46	37,36%	13,20%	35,33%	442,92

Fuente: Resoluciones CREG, UPME – Resultados PIEC 2013 - 2017.

De acuerdo con los resultados presentados en la tabla anterior, el peso de la componente Dt en la tarifa de cada OR es distinta, estos valores varían entre 15,74% y 54,01%.

El menor valor ha sido obtenido para la empresa EMCALI, dado que la mayor parte del área de influencia de este OR corresponde al área urbana, como se mostró en la tabla anterior, mientras que los mayores porcentajes del Dt sobre el CU, corresponden a las empresas Enelar, Energuaviare, EEPutumayo, EMEVASI, EBSA, Electrocaqueta y Enerca, lo que indica que un factor relevante en la tarifa es la dispersión de los usuarios.

A nivel nacional el impacto tarifario con la universalización del servicio sería del 2%, el cual ha sido estimado considerando la energía útil de los niveles de tensión 2 y 3 para cada operador de red, para las 414.435 Viviendas Sin Servicio que serían interconectables según los resultados del Plan. Los resultados para cada empresa se presentan en la Tabla 43.

Tabla 43. Impacto tarifario agregado nacional

Operador de Red	VSS estimadas	Energía útil del Nivel 3 del OR (kWh/año)	Energía útil del Nivel 2 del OR (kWh/año)	Total Energía (kWh/año)	Impacto CUOR Universalización	Impacto Agregado CUOR
CEDENAR	15.122	495.503.785	703.868.867	1.199.372.652	2,69%	0,053%
CENS	16.625	509.607.956	1.020.982.468	1.530.590.424	4,66%	0,116%
CEO	42.701	573.069.418	529.505.504	1.102.574.922	3,13%	0,056%
CETSA	-	149.433.718	150.947.583	300.381.301	0,83%	0,004%
CHEC	4.784	1.465.913.790	958.305.512	2.424.219.302	0,65%	0,026%
CODENSA	3.358	2.157.558.303	9.829.548.410	11.987.106.713	0,69%	0,135%
DISPAC	10.393	-	151.074.593	151.074.593	4,48%	0,011%
EBSA	15.127	481.616.173	632.281.256	1.113.897.429	3,57%	0,065%
EDEQ	313	410.250.934	409.225.328	819.476.262	1,57%	0,021%
EEBP	26.031	35.314.684	45.415.775	80.730.459	-4,25%	-0,006%
EEC	1.322	646.690.577	577.464.951	1.224.155.528	1,46%	0,029%
EEPEREIRA	41	530.857.634	496.057.653	1.026.915.287	0,98%	0,016%
EEPUTUMAYO	6.836	27.620.929	35.536.731	63.157.660	5,77%	0,006%
ELECTRICARIBE	118.364	3.698.899.164	9.051.662.954	12.750.562.118	2,37%	0,492%
ELECTROCAQUETÁ	10.955	143.318.714	139.999.314	283.318.028	7,92%	0,037%
ELECTROHUILA	11.638	659.717.504	587.374.532	1.247.092.036	1,97%	0,040%
EMCALI	5.013	2.229.766.496	2.837.596.146	5.067.362.642	0,68%	0,056%
EMCARTAGO	-	68.857.699	138.899.072	207.756.771	0,54%	0,002%
EMSA	7.281	468.145.061	594.341.689	1.062.486.750	3,04%	0,053%
ENELAR	2.915	112.558.815	133.018.432	245.577.247	5,02%	0,020%
ENERCA	19.709	152.209.384	200.707.045	352.916.429	13,20%	0,076%
ENERGUAVIARE	9.841	6.517.367	35.635.004	42.152.371	11,76%	0,008%
ENERTOLIMA	17.580	1.086.461.494	865.235.651	1.951.697.145	4,55%	0,145%
EPM	41.315	2.854.642.964	6.359.144.225	9.213.787.189	2,64%	0,397%
EPSA	5.445	1.162.784.557	1.149.600.062	2.312.384.619	2,60%	0,098%
ESSA	21.568	1.913.674.489	1.649.401.645	3.563.076.134	1,85%	0,107%
RUITOQUE	96	4.507.780	4.430.017	8.937.797	1,40%	0,000%
EMEVASI	62	9.833.390	9.715.389	19.548.779	3,90%	0,001%
Total	414.435	22.055.332.779	39.296.975.808	61.352.308.587		
Impacto agregado Nacional						2,064%

Fuente: Grupo de cobertura UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.



4.1.3. Inversiones requeridas en el nivel de tensión 3

A partir de la información de cargabilidad de las subestaciones reportadas por las empresas distribuidoras y considerando la nueva demanda de las viviendas sin servicio interconectables al SIN, se han estimado las inversiones requeridas en el nivel de tensión 3 para las subestaciones que con la nueva demanda agregada superan los porcentajes de cargabilidad permitidos.

De las 1.167 subestaciones reportadas, se requeriría repotenciar el nivel de tensión 3 en un total de 25, esto es el 2% de las subestaciones en mención para atender las viviendas sin servicio existentes a 2012. En términos de inversión, esto representa el 1,53% de la inversión total para la universalización requerida para las viviendas interconectables, siendo \$66.012 millones de pesos para la repotenciación de tales subestaciones, a continuación se presentan los costos estimados por empresa.

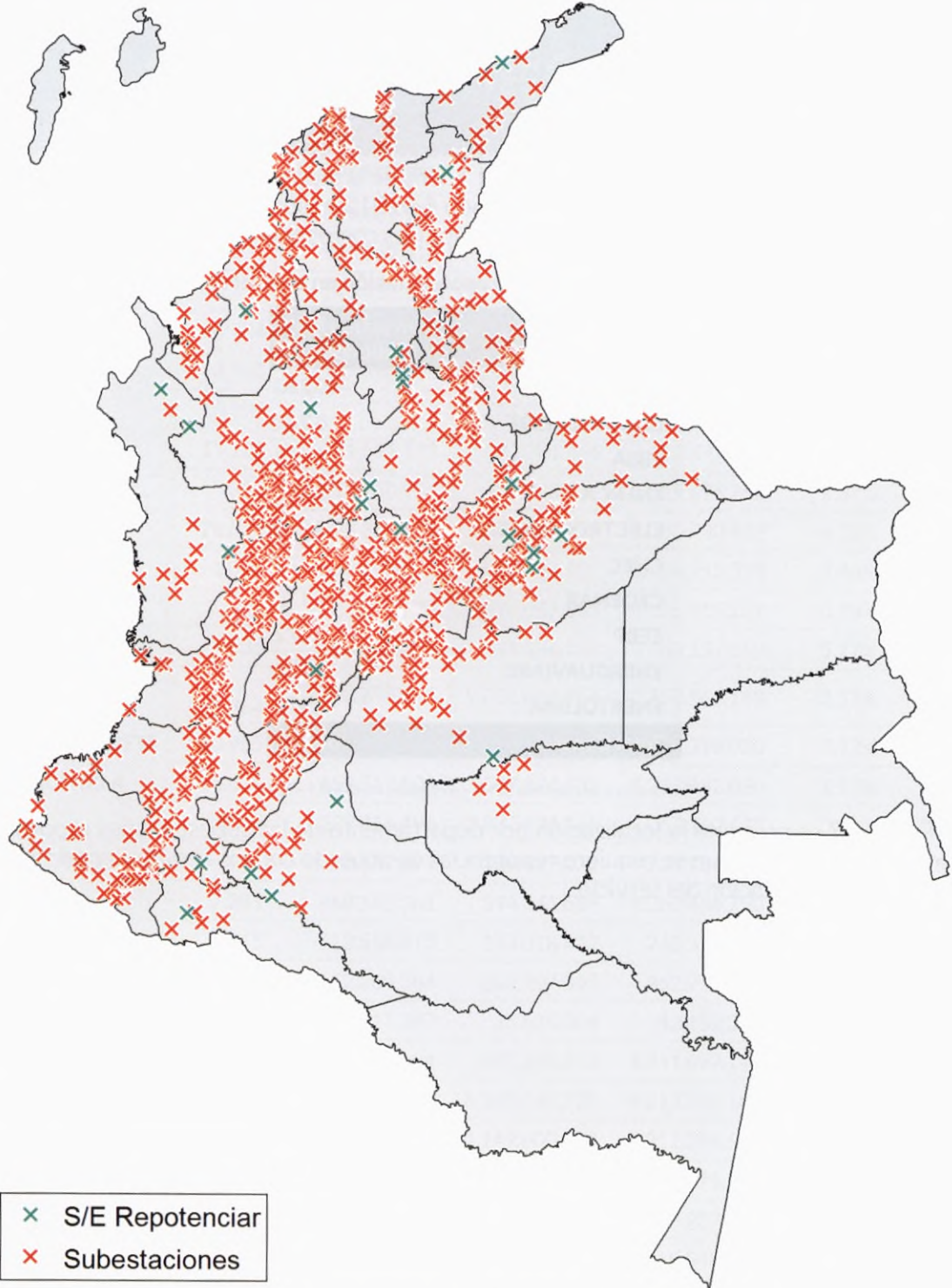
Tabla 44. Inversión requerida para repotenciación en el nivel de tensión 3.

Empresa	Inversión N3 (Millones \$)
EPM	40.230
ELECTRICARIBE	8.203
EBSA	4.688
ENERCA	3.516
ELECTROCAQUETÁ	3.516
CHEC	1.172
CEDENAR	1.172
EEBP	1.172
ENERGUAVIARE	1.172
ENERTOLIMA	1.172
Total General	66.012

Fuente: Grupo de cobertura UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

En la Figura 27 se presenta la localización por departamento de las subestaciones reportadas por las empresas, así como las que se requiere repotenciar de acuerdo con los resultados del Plan para el escenario de universalización del servicio.

Figura 27. Subestaciones a repotenciar por departamento.



Fuente: Grupo de cobertura UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.



4.1.4. Costos promedio por vivienda para interconexión y generación diésel por departamento

A partir de las inversiones necesarias para alcanzar la cobertura nacional del 100%, se ha estimado el costo promedio para cada departamento tanto para alternativa de interconexión al SIN, como para la generación con plantas diésel.

Estos costos promedios han sido calculados para cada departamento promediando los costos obtenidos en cada centro poblado de los municipios que componen relacionándolos con el departamento al que pertenecen, por lo tanto al obtener los costos promedio para cada departamento de la interconexión y la generación diésel, se realiza la comparación de dichos promedios a nivel nacional.

En la Tabla 46 se presentan los costos promedio por vivienda para cada departamento, obtenidos para el escenario de universalización, con las alternativas planteadas.

Tabla 45. Costos promedio de interconexión y generación diésel por departamento.

Departamento	Vss Acumuladas a la fecha por CP *	Inversión total para atender las VSS [M\$]	VSS Interconectables	Inversión requerida Interconexión (M\$)	Costo/Viv. Interconectable (\$)	VSS No Interconectables	Inversión requerida para Generación Diesel (M\$)	Costo/Viv. No Interconectable (\$)
Amazonas	6.375	68.132	-	-	-	6.375	68.132	10.687.402
Antioquia	35.381	459.361	34.854	455.556	13.070.441	527	3.805	7.219.060
Arauca	3.497	68.429	2.979	56.561	18.989.083	518	11.868	22.893.792
Atlántico	3.197	35.288	3.108	33.993	10.938.632	90	1.295	14.449.837
Bogotá D.C.	99	1.447	30	598	20.140.713	69	849	12.255.067
Bolívar	25.919	193.366	25.336	188.491	7.439.614	583	4.874	8.362.241
Boyacá	13.653	193.801	13.021	185.878	14.275.738	632	7.924	12.528.223
Caldas	1.974	11.507	1.974	11.507	5.829.097	-	-	-
Caquetá	9.072	94.521	7.368	80.622	10.941.952	1.704	13.899	8.159.151
Casanare	20.835	214.545	19.592	204.357	10.430.806	1.243	10.187	8.196.721
Cauca	46.404	323.711	45.938	320.123	6.968.557	466	3.588	7.701.055
Cesar	13.059	110.393	12.311	104.109	8.456.723	749	6.285	8.394.331
Chocó	24.519	147.938	18.106	114.804	6.340.593	6.413	33.134	5.167.055
Córdoba	34.182		32.006	215.880	6.745.084	2.176	15.496	7.119.554
Cundinamarca	4.962	97.011	4.437	85.444	19.257.807	525	11.568	22.026.399
Guainía	2.686	28.678	-	-	-	2.686	28.678	10.676.793
Guaviare	6.338	54.757	4.332	43.013	9.929.870	2.006	11.745	5.853.676

Departamento	Vss_Acumuladas a la fecha por CP *	Inversión total para atender las VSS [M\$]	VSS Interconectables	Inversión requerida Interconexión (M\$)	Costo/Viv. Interconectable (\$)	VSS No Interconectables	Inversión requerida para Generación Diesel (M\$)	Costo/Viv. No Interconectable (\$)
Huila	10.385	126.382	10.228	124.463	12.169.380	157	1.920	12.190.517
La Guajira	35.972	236.957	24.062	163.904	6.811.816	11.911	73.053	6.133.348
Magdalena	29.546	236.753	26.608	216.215	8.125.889	2.938	20.539	6.990.572
Meta	14.759	157.234	13.334	141.495	10.611.788	1.425	15.740	11.041.633
Nariño	15.685	143.651	14.424	124.827	8.654.427	1.261	18.824	14.927.836
Norte de Santander	12.133	147.074	11.308	142.328	12.586.140	825	4.745	5,752,064
Putumayo	36.193	268.738	35.998	266.458	7.401.981	194	2,280	11,723,946
Quindío	260	1.535	254	1.483	5.829.271	6	53	9,350,296
Risaralda	1.791	4.778	1.791	4.778	2.667.695	-	-	-
San Andrés y Providencia	-	-	-	-	-	-	-	-
Santander	20.829	143.403	20.407	141.099	6.914.207	422	2,304	5,460,786
Sucre	3.996	51.624	3.768	49.096	13.030.179	228	2,528	11,088,955
Tolima	17.034	253.335	16.917	251.942	14.892.707	117	1,394	11,922,101
Valle	11.128	119.149	9.947	103.875	10.442.531	1,181	15,274	12,936,350
Vaupés	2.667	30.441	-	-	-	2,667	30,441	11,413,779
Vichada	5.714	63.541	-	-	-	5,714	63,541	9,248,476
Total Nacional	470.244	4.318.858	414.435	3.832.896		55,809	485,962	
Promedio Nacional					10.353.311			10,395,701

Fuente: Grupo de cobertura y fondos UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

Para el caso de la interconexión los mínimos costos promedio han sido obtenidos para los departamentos de Caldas, Chocó, Córdoba, Quindío y Risaralda, mientras que para los departamentos de Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, Cundinamarca y Tolima, se han obtenido costos promedio por vivienda superiores a los 14 millones de pesos.

Respecto a la generación aislada con plantas diésel, los valores promedios se han obtenido con las horas de prestación del servicio establecidas en la resolución de subsidios de las ZNI, como se indicó en el capítulo 3 de la metodología del Plan. Los menores costos promedio de generación fueron obtenidos para los departamentos de Chocó, Guaviare, Norte de Santander y Santander; mientras que, para los



departamentos de Arauca, Atlántico y Cundinamarca se han obtenido costos por vivienda que superan los 14 millones de pesos.

En la Tabla 46 se presentan los valores máximos y mínimos obtenidos para las alternativas mencionadas:

Tabla 46. Valores promedio máximos y mínimos para las alternativas de expansión.

Alternativa	Costo/Vivienda (\$)	Departamento
Interconexión (V. mín)	\$2.667.695	Risaralda
Interconexión (V. mín)	\$20.140.713	Bogotá D.C.
G. Diesel (V. mín)	\$5.167.055	Chocó
G. Diesel (V. mín)	\$22.893.792	Arauca

Fuente: Grupo de cobertura UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

4.1.5. Impacto en las Áreas de Distribución -ADD-

Se ha estimado el impacto tarifario de la universalización del servicio en las Áreas de Distribución -ADD- conformadas a la fecha, siendo estas ADD Sur, ADD Centro, ADD Oriente y ADD Occidente, acorde con los lineamientos establecidos por el MME en la resolución No. 180465 del año 2012. En la Tabla 47 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 47. Impacto tarifario de la expansión en cada ADD.

ADD	CU (\$/kWh)*	Total Inversión N3, N2, N1 (Millones \$)	Número de VSS Interconectables	Costo por Vivienda (\$)	CU con solo Inversión Privada (\$/kWh)	% Impacto tarifa con Inversión privada	Componente D3 (\$/kWh)	Componente D2 (\$/kWh)
Sur	633,85	735.944	80.623	9.128.173	658,26	3,71%	65,25	152,94
Centro	518,61	756.750	70.589	10.720.556	530,65	2,27%	42,78	102,39
Oriente	525,90	452.943	30.693	14.757.118	531,06	0,97%	58,28	77,74
Occidente	575,28	548.825	70.309	7.805.900	583,5	1,41%	48,57	87,86

Fuente: *XM S.A. E.S.P. Cargos ADD a diciembre de 2012, UPME resultados PIEC 2013-2017

El mayor impacto se obtuvo para el ADD Sur con 3,71% de incremento, en esta área de distribución se encuentran empresas como EMEVASI, Electrocaquetá, EEPutumayo y Enerca, para las cuales se han obtenido los mayores impactos en el CU para el escenario de universalización como se presentó en el numeral 4.1.3; sin embargo se encuentra en esta área también la empresa EEBP para la cual se obtuvo un impacto de -4,25% en el CU, la cual permite amortiguar también el impacto general en esta ADD.

Mientras que el menor impacto en el ADD, se obtuvo para el área Oriente con un valor de 0,97% de incremento en el ADD para la universalización, en esta área se encuentran empresas como Codensa con un impacto de 0,7% y Electrohuila, Enelar, EBSA y EEC con impactos entre el 1,4 % y el 5%.

En la Tabla 48 se realiza la comparación entre el impacto en el CU obtenido para cada OR y el impacto en el ADD en la que se encuentra cada una de las empresas.

Tabla 48. Comparación del impacto tarifario de cada OR por ADD.

ADD	Empresa	Octubre 31 - 2013	
		% Impacto tarifario OR	% Impacto tarifario ADD
Oriente	CODENSA	0,69%	0,97%
	ENELAR	5,02%	0,97%
	EEC	1,46%	0,97%
	EBSA	3,57%	0,97%
	ELECTROHUILA	1,97%	0,97%
	EMP. MUN. EE	NA	1,41%
Occidente	EPSA	2,60%	1,41%
	CETSA	0,83%	1,41%
	EMCARTAGO	0,54%	1,41%
	EMCALI	0,68%	1,41%
	CEO	3,13%	1,41%
	CEDENAR	2,69%	1,41%
Sur	EMEVASI	3,90%	3,71%
	ELECTROCAQUETA	7,92%	3,71%
	EPUTUMAYO	5,77%	3,71%
	EEBP	-4,25%	3,71%
	EMSA	3,04%	3,71%
	ENERCA	13,20%	3,71%
Centro	ENERGUAVIARE	11,76%	3,71%
	ESSA	1,85%	2,27%
	CENS	4,66%	2,27%
	EPM	2,64%	2,27%
	EDEQ	1,57%	2,27%
	EEPEREIRA	0,98%	2,27%
	CHEC	0,65%	2,27%
	RUITOQUE	1,40%	2,27%

Fuente: Grupo de cobertura UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

Se puede apreciar una disminución de los impactos individuales de los operadores de red al realizar la estimación dentro de las áreas de distribución, algunas reducciones son considerables como es el caso de Enelar que pasa de 5,02% a 0,97% al estar en el ADD Oriente, en esta misma área se encuentra EBSA quien de igual forma se beneficia, pasando de 3,57% a 0,97%; mientras que Codensa se incrementaría un poco, pasando del 0,69% al 0,97%.

De otro lado, EPSA pasaría de 2,6% a 1,41%, al estar en el ADD Occidente, sin embargo en esta área la mayor reducción en el impacto del OR, ha sido CEO quien pasa de 3,13% a 1,41%. De manera similar dentro del ADD Sur las empresas Enerca, Energaviare, Electrocaqueta y EEPutumayo han pasado de 13,20%, 11,76%, 7,92%, y 5,77%, respectivamente, a un porcentaje de 3,71% en esta área.

Finalmente en el ADD Centro, se ha obtenido para CENS el mayor porcentaje de reducción del impacto en el CU, pasando de 4,66% a 2,27%, mientras que para empresas como CHEC y EEPereira, re-



presentaría un incremento adicional, pasando de 0,65% y 0,98% respectivamente a 2,27%. No obstante, como es de esperarse en las ADDs, para algunos ORs incrementaría el nivel de impacto en la tarifa al usuario final y para otros esto representaría una reducción en la tarifa al usuario final.

4.1.6. Estimación de subsidios para la expansión del servicio en la universalización

Se ha estimado el costo total de los subsidios que se requerirían para la universalización durante el período del Plan, para lo cual se asume que las viviendas sin servicio actuales se asemejan a viviendas rurales de estrato socioeconómico 1, para este escenario, los subsidios requeridos serían 112.587 millones de pesos, para atender las 414.435 VSS interconectables, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 49. Estimación de subsidios requeridos.

Operador de Red	CU de la expansión con costos hundidos de la inversión pública (\$/kWh)	VSS Interconectables Universalización	Demanda anual (kWh)	Costo total (\$)	Subsidio requerido (\$)
CEDENAR	\$ 442,62	15.122	16.694.833	7.389.409.764	4.433.645.859
CENS	\$ 399,10	16.625	18.354.137	7.325.128.877	4.395.077.326
CEO	\$ 489,17	42.701	47.142.274	23.060.680.216	13.836.408.130
CETSA	\$ 390,60	-	-	-	-
CHEC	\$ 442,95	4.784	5.281.237	2.339.303.815	1.403.582.289
CODENSA	\$ 352,00	3.358	3.706.854	1.304.797.132	782.878.279
DISPAC	\$ 351,88	10.393	11.474.219	4.037.555.506	2.422.533.304
EBSA	\$ 521,89	15.127	16.699.839	8.715.403.210	5.229.241.926
EDEQ	\$ 419,75	313	345.899	145.191.819	87.115.092
EEBP	\$ 478,90	26.031	28.738.625	13.762.874.046	8.257.724.427
EEC	\$ 537,32	1.322	1.459.899	784.428.574	470.657.144
EPEPEREIRA	\$ 351,51	41	45.807	16.101.519	9.660.911
EPUTUMAYO	\$ 429,76	6.836	7.546.674	3.243.232.623	1.945.939.574
ELECTRICARIBE	\$ 350,86	118.364	130.673.953	45.847.692.808	27.508.615.685
ELECTROCAQUETÁ	\$ 470,84	10.955	12.094.872	5.694.711.346	3.416.826.808
ELECTROHUILA	\$ 462,17	11.638	12.848.286	5.938.065.994	3.562.839.596
EMCALI	\$ 347,09	5.013	5.533.979	1.920.795.942	1.152.477.565
EMCARTAGO	\$ 319,09	-	-	-	-
EMSA	\$ 402,32	7.281	8.037.708	3.233.769.101	1.940.261.460
ENELAR	\$ 634,64	2.915	3.218.140	2.042.374.603	1.225.424.762
ENERCA	\$ 384,65	19.709	21.758.835	8.369.475.327	5.021.685.196
ENERGUAVIARE	\$ 451,44	9.841	10.863.997	4.904.405.104	2.942.643.063
ENERTOLIMA	\$ 416,78	17.580	19.408.312	8.089.026.920	4.853.416.152

Operador de Red	CU de la expansión con costos hundidos de la inversión pública (\$/kWh)	VSS Interconectables Universalización	Demanda anual (kWh)	Costo total (\$)	Subsidio requerido (\$)
EPM	\$ 369,39	41.315	45.611.311	16.848.332.361	10.108.999.417
EPSA	\$ 449,94	5.445	6.011.129	2.704.676.415	1.622.805.849
ESSA	\$ 413,31	21.568	23.811.499	9.841.533.359	5.904.920.015
RUITOQUE	\$ 448,44	96	106.205	47.626.485	28.575.891
EMEVASI	\$ 584,37	62	68.176	39.839.587	23.903.752
Total		414.435	457.536.696	187.646.432.453	112.587.859.472

Fuente: Grupo de cobertura UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

Con la regulación actual, los subsidios requeridos en caso de darse la universalización del servicio, deberían ser cubiertos mediante el Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos -FSSRI-.

4.1.7. Estimación de las Emisiones de CO₂ de los Centros Poblados no interconectables

Dado que la alternativa para la solución aislada que hasta el momento contempla el Plan, es mediante generación con plantas diesel, se han estimado las emisiones para el presente escenario considerando esta generación a partir de combustibles fósiles y su impacto anual en emisiones de CO₂. Esta estimación se realiza a partir de la metodología de cálculo de UNFCCC²⁴, empleado los Factores de Emisión de los Combustibles Colombianos -FECOC- de la UPME.

Los resultados para la universalización del servicio, los cuales son mostrados en la Tabla 39. Resultados del PIEC 2013 - 2017 a nivel nacional, arrojan que de las 470.244 VSS totales a nivel nacional, aproximadamente 55.809 viviendas sin servicio no son interconectables, por ende la alternativa de prestación del servicio sería a partir de generación con plantas diesel.

La demanda anual para estas nuevas viviendas es de 37,6 GWh, la cual ha sido obtenida a partir de la selección de la planta y horas de prestación del servicio con base en la Resolución del Ministerio de Minas y Energía No. 182138 de 2007, de subsidios de ZNI, según se indicó en el Capítulo 3.2. de la metodología del Plan. De igual forma el consumo total de combustible, para esta demanda anual es de 2'901.175 de galones, esta información es requerida para emplear la herramienta de cálculo de la UNFCCC.

Esta metodología establece varias alternativas para realizar el cálculo del Factor de Emisión -FE-, de un sistema eléctrico, de acuerdo con la información disponible, por lo que se ha realizado la estimación con base en la **Opción A1** la cual permite calcular el Factor de Emisión para una planta cuando la información de generación y el consumo de combustible están disponibles, empleando la siguiente expresión:

$$EF_{EL,m,y} = \frac{\sum_i FC_{i,m,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y}}{EG_{m,y}}$$

24 Tomado de: TOOL07 Methodological tool: Tool to calculate the emission factor for an electricity system Version 03.0.0. Section 6.4.1.1.1. (United Nations Framework Convention on Climate Change -UNFCCC-).

Donde:

$EF_{EL,m,y}$: Factor de emisión de la planta m , en el año y . ($t\ CO_2/MWh$)

$FC_{i,m,y}$: Cantidad de combustible de tipo i , consumido por la planta m , en el año y . (unidades de masa o volumen).

$NCV_{i,y}$: Valor calorífico neto del combustible de tipo i , en el año y . (GJ/unidad de masa o volumen).

$EF_{CO_2,i,y}$: Factor de emisión de CO_2 del combustible de tipo i , en el año y . (tCO_2/GJ).

$EG_{m,y}$: Cantidad neta de energía generada por la planta m , en el año y . (MWh).

m : Unidad de planta de generación en el año y .

i : Todos los tipos de combustibles usados en las unidades de plantas m , en el año y .

y : Año elegido para el análisis.

Para este caso particular en el que se requiere calcular las emisiones de CO_2 que serían emitidas al satisfacer la nueva demanda a partir del combustible diesel, se asume que este es equivalente a tener la generación total a partir de una sola unidad de generación, dado que realizar estos análisis considerando la generación de las 1.467 plantas reportadas por el IPSE, no se encuentra dentro del objeto del presente Plan.

Reemplazando, se obtiene:

$$EF_{CP\ NoInterc} = \frac{2'901.175\ gal \times 42,67\ MJ/kg \times 74,01\ kgCO_2/GJ \times 3,213\ kg/gal}{40.182\ MWh}$$

La cantidad de combustible diesel consumido en el año es, el cual se obtiene a partir de la relación del Consumo Específico de Combustible CEC de 0,0722 gal/kWh, para capacidades mayores a 2000 kW, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 091 de 2007.

Ahora bien, los datos requeridos para el poder calorífico y el factor de emisión del combustible diesel 42,67MJ/kg y 74,01 kgCO₂/GJ, los cuales son tomados del FECOC de la UPME, se considera también la densidad del diesel que es 3,213kg/gal.

El factor de emisión obtenido es:

$$EF_{CP\ NoInterc} = 0,7326\ t\ CO_2/MWh$$

Por lo tanto para la generación total estimada de acuerdo con la demanda de las 55.809 VSS, las emisiones de CO_2 totales al año serían:

$$EG_{CP\ NoInterc} = 40.182\ MWh \times 0,7326\ t\ CO_2/MWh$$

Las emisiones generadas a partir de la solución aislada con plantas diesel para los resultados del PIEC serían:

$$EG_{CP\ NoInterc} = 29.437\ t\ CO_2$$

De otro lado, en comparación del factor de emisión obtenido a partir de los resultados del PIEC, con el factor de emisión obtenido para el SIN, el cual para el año 2012 fue de 0,1506 tCO₂/MWh²⁵, se tiene que el factor de emisiones de CO₂ de las ZNI obtenido para las VSS no interconectables, es cinco veces mayor que el factor de emisión obtenido para inventarios del SIN en Colombia.

De acuerdo con lo anterior, se recomienda emplear fuentes de generación más limpias y eficientes en las alternativas de prestación del servicio en las ZNI, dado que la energización en estas regiones puede contribuir a que en el país se implementen alternativas a pequeña escala que permitan diversificar las fuentes de generación dentro de un marco sostenible impulsando la implementación de la generación distribuida y el desarrollo de las micro-redes.

4.2. COBERTURA ALCANZABLE CON RESTRICCIÓN DE RECURSOS PÚBLICOS

Se presentan las metas de cobertura obtenidas para el presente plan a nivel departamental, para dos supuestos fundamentales, primero considerando solo inversiones privadas que podrían ser ejecutadas con la tarifa actual por parte de los ORs y segundo adicionándole los recursos públicos provenientes de los recursos los fondos FAER y FAZNI considerando que estos son recursos limitados.

4.2.1. Incremento en la cobertura con inversión privada

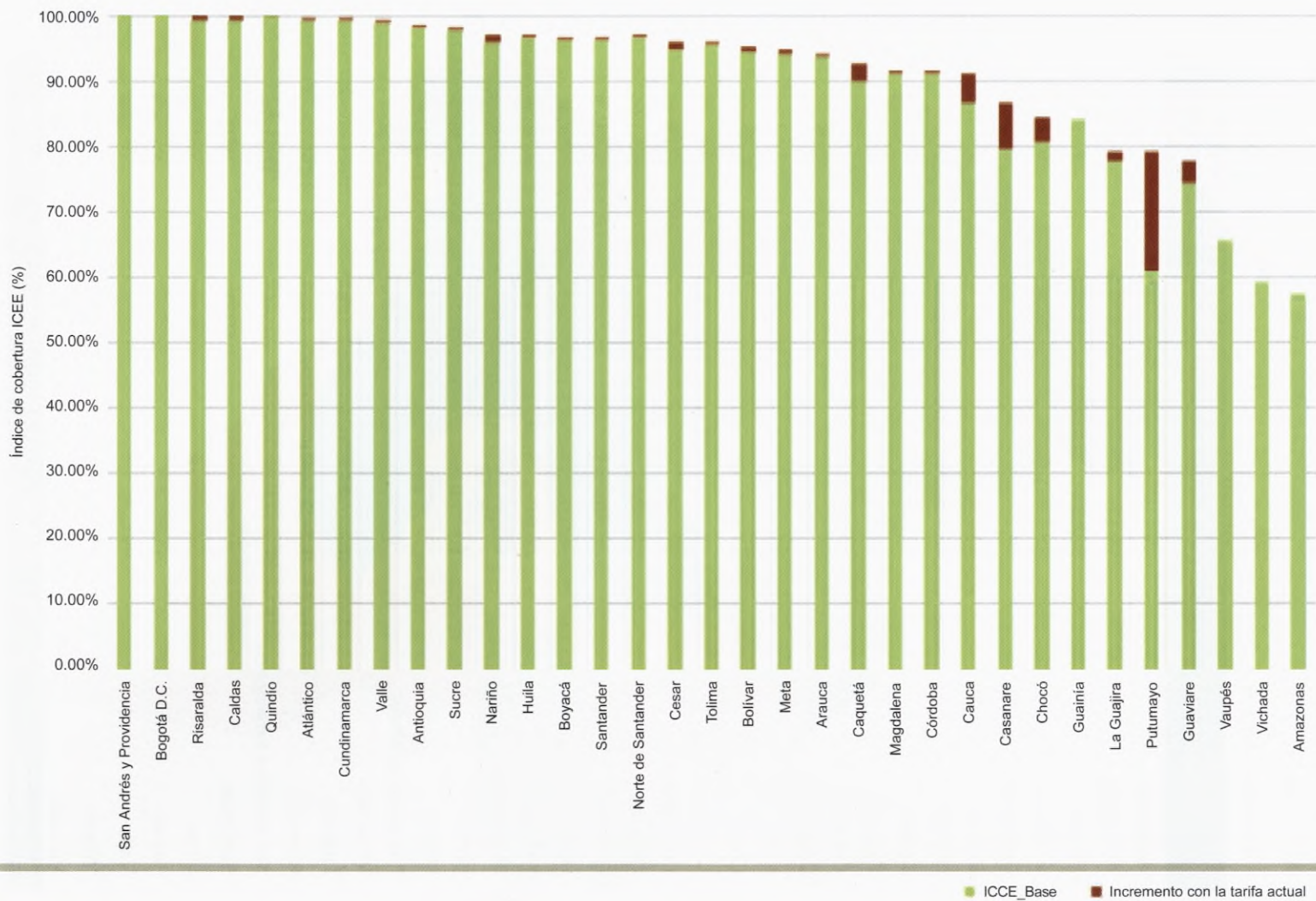
Se estiman las metas para el período del Plan considerando solo las inversiones factibles con la tarifa actual de cada operador de red, sin considerar que se dispongan recursos adicionales por parte del Estado; bajo este supuesto, el incremento en el índice de cobertura alcanzable al año 2017 sería de 0,67%, pasando de 96,10% al 96,77% de la cobertura nacional, atendiendo 80.268 viviendas sin servicio, con la remuneración actual de las empresas distribuidoras, lo que indica, que para lograr el objetivo básico de la universalización del servicio, se requiere de una combinación de alternativas que permita disponer de mayores recursos tanto públicos como privados, para lograr la meta nacional en el mediano plazo.

Sin embargo, incorporar otras tecnologías de generación o solución alternativa para la prestación del servicio podría mejorar las perspectivas en la inversión requerida, es por tal razón que la UPME ha considerado analizar dentro de la metodología del PIEC otras fuentes de generación que permitan evaluar opciones de generación más competitivas que la generación con plantas diesel y sean también alternativas sostenibles en el largo plazo, con lo que se podría reducir el nivel de las inversiones requeridas permitiendo realizar mayores incrementos de cobertura nacional; sin embargo, los proyectos que posean distintas alternativas de generación presentadas por las empresas distribuidoras tanto del SIN como de las ZNI, también podrán ser considerados.

Ahora bien, respecto a los resultados obtenidos, éstos indican que departamentos como Putumayo y Casanare, para los cuales se tendrían incrementos importantes en la cobertura de 18,2% y 7% respectivamente con la tarifa actual de las empresas que prestan el servicio, sin embargo, no se lograría la cobertura total del servicio sólo con estas inversiones.

25 Fuente: Grupo de Generación UPME, para mayor información respecto al factor de emisión calculado por el Grupo, se puede consultar la información histórica en: <http://www.siel.gov.co/Inicio/Generación/Estadísticasyvariablesdegeneración/tabid/115/Default.aspx>

Figura 28. Incremento en la cobertura de E.E. con inversión privada.



Fuente: Grupo de cobertura UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.



En la siguiente tabla y en el siguiente mapa se pueden observar las metas alcanzables al año 2017 para cada departamento, estimadas a partir de la tarifa actual de los operadores de red que prestan el servicio en cada departamento.

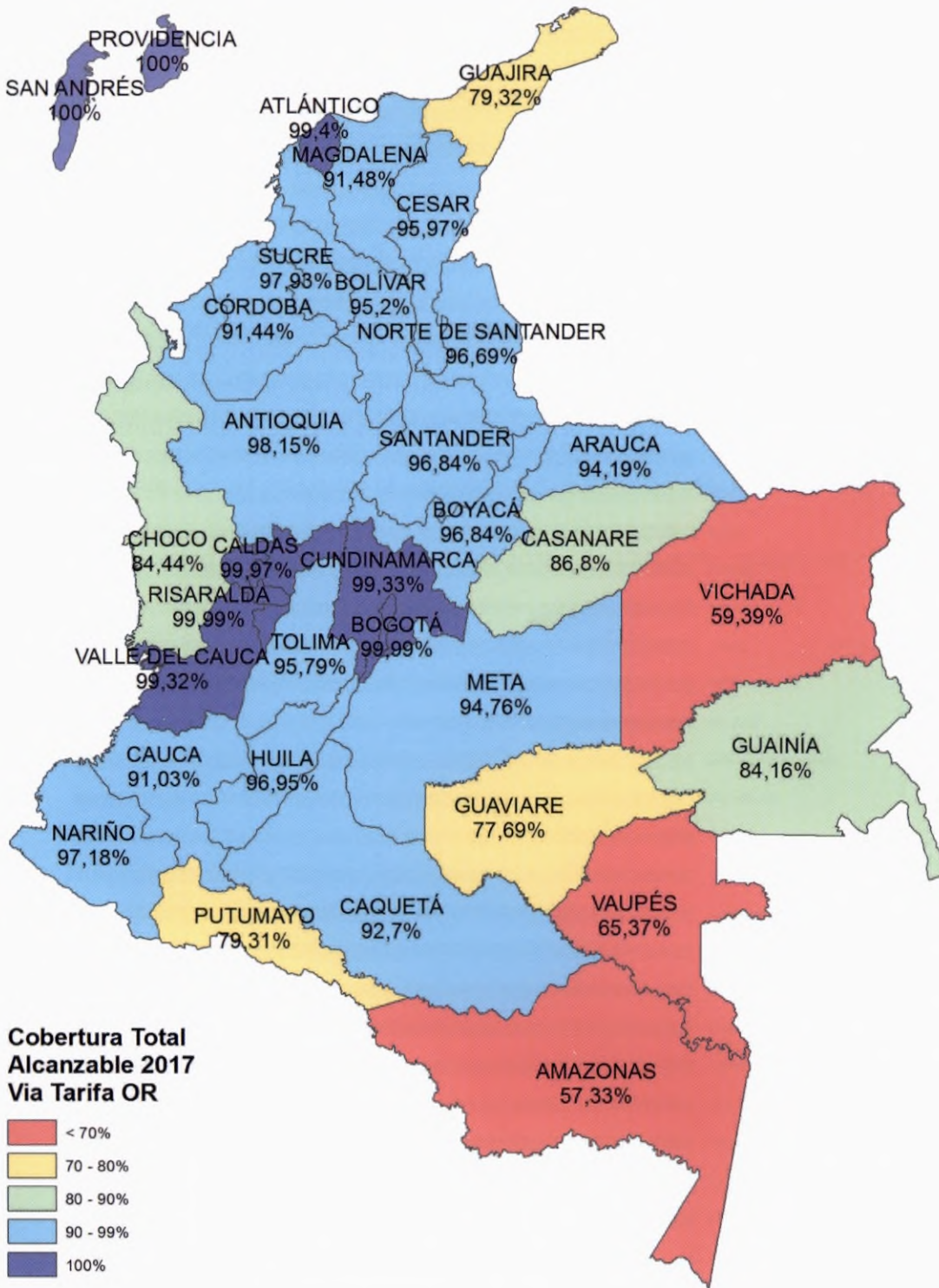
Tabla 50. Meta de cobertura a 2017 con inversión privada por departamento.

Departamento	ICCE_Base	Incremento con tarifa actual	Cobertura alcanzable a 2017
Amazonas	57,33%	0,000%	67,75%
Antioquia	98,12%	0,027%	98,31%
Arauca	93,63%	0,559%	96,99%
Atlántico	99,40%	0,002%	99,60%
Bogotá D.C.	99,99%	0,000%	100,00%
Bolívar	94,39%	0,804%	95,48%
Boyacá	96,43%	0,413%	97,60%
Caldas	99,29%	0,683%	99,99%
Caquetá	90,10%	2,603%	96,36%
Casanare	79,78%	7,016%	88,20%
Cauca	86,82%	4,204%	92,11%
Cesar	94,89%	1,087%	96,46%
Chocó	80,90%	3,538%	85,76%
Córdoba	90,95%	0,488%	91,92%
Cundinamarca	99,29%	0,043%	99,73%
Guainía	84,16%	0,000%	86,49%
Guaviare	74,34%	3,354%	79,45%
Huila	96,55%	0,398%	98,29%
La Guajira	77,83%	1,494%	79,87%
Magdalena	91,23%	0,255%	92,80%
Meta	93,91%	0,852%	95,77%
Nariño	96,01%	1,177%	97,37%
Norte de Santander	96,54%	0,142%	96,93%
Putumayo	61,11%	18,197%	79,82%
Quindío	99,82%	0,088%	99,92%
Risaralda	99,34%	0,654%	100,00%
San Andrés y Providencia	100,00%	0,000%	100,00%
Santander	96,34%	0,502%	97,07%
Sucre	97,92%	0,015%	98,90%
Tolima	95,61%	0,179%	96,42%
Valle	99,01%	0,310%	99,64%
Vaupés	65,37%	0,000%	75,32%
Vichada	59,39%	0,000%	65,92%
Total Nacional	96,10%	0,67%	96,77%

Fuente: Grupo de cobertura UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.



Figura 29. Cobertura alcanzable con recursos privados vía tarifa actual.



Fuente: Grupo de cobertura UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

Los mayores incrementos con la tarifa actual se presentarían en los departamentos de Putumayo, Casanare, Cauca, Chocó y Guaviare siendo 18,2%, 7,02%, 4,2%, 3,54% y 3,35% respectivamente, para los demás departamentos que no son ZNI, se han obtenido incrementos menores al 3% solo con la inversión privada.

4.2.2. Incremento en la cobertura con inversión pública y privada

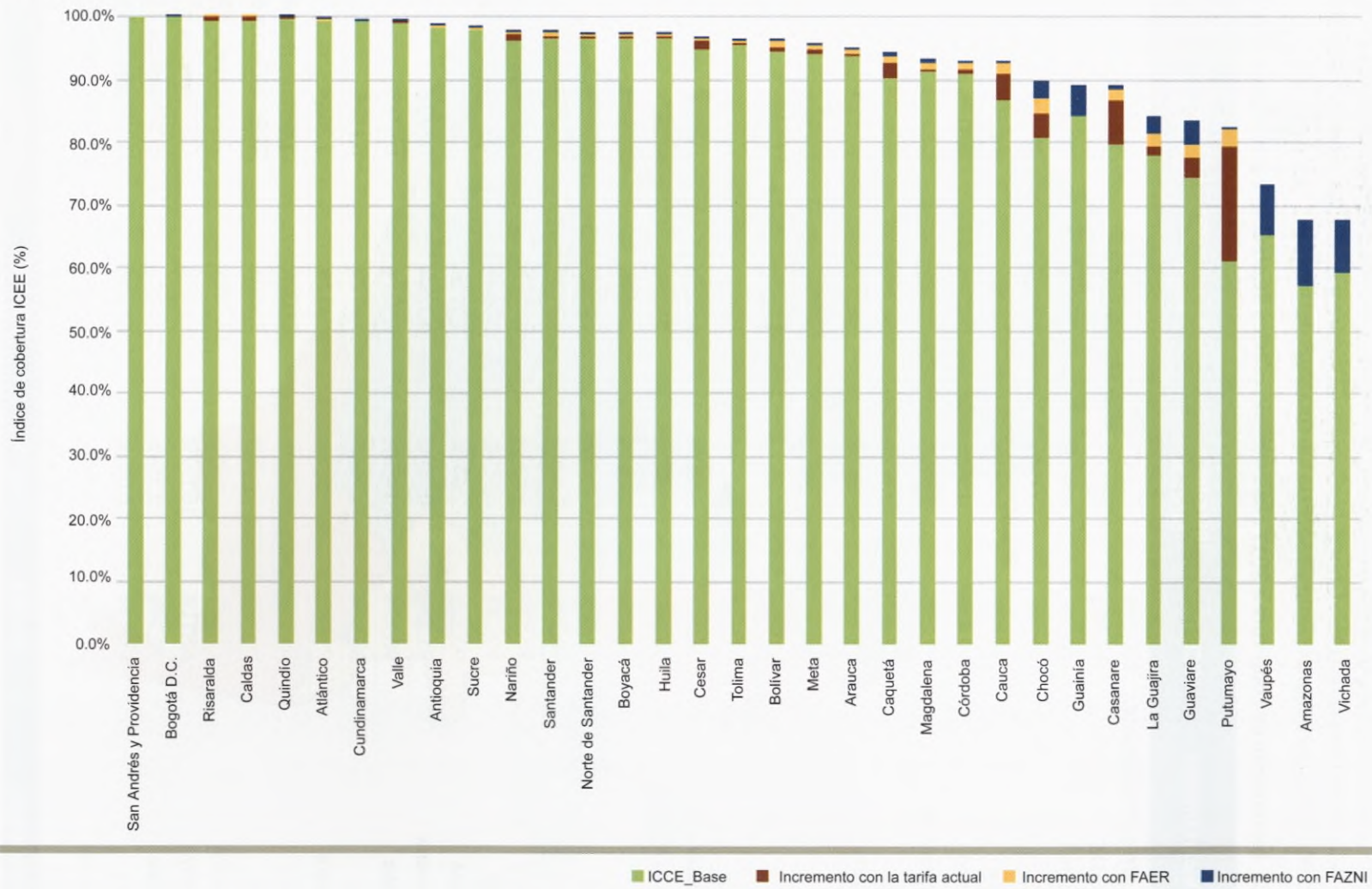
Para este supuesto, se consideran las inversiones del escenario anterior realizadas por cada OR con la tarifa actual, lo que corresponde al 0,67% del aumento de la cobertura del servicio y apartir de dicho incremento se estima el incremento que se obtendría con la inversión pública, considerando que estos también son recursos limitados, que a su vez dependen de la distribución anual de los recursos disponibles hasta el 2017 de los fondos FAER y FAZNI, que en total aportarían \$653.421 millones de pesos a la cobertura nacional, durante la vigencia del Plan.

Sin embargo del total de los recursos disponibles de los fondos se obtendrían los recursos para financiar las diferencias en el nivel 1, como se ha mencionado anteriormente y el presupuesto restante se destinaría para financiar la infraestructura eléctrica requerida en los niveles de tensión 2 y 3.

Los resultados obtenidos indican que mediante los recursos del FAER se alcanzaría a incrementar el 0,49% de la cobertura, mientras que con los recursos provenientes del FAZNI se prestaría el servicio al 0,19% del total nacional, es decir con ambos recursos, la cobertura se incrementaría de 96,77% a 97,45%.

En las siguientes figuras, se muestra la participación por departamento para cada uno de estos recursos.

Figura 30. Incremento en la cobertura de E.E. con inversión pública y privada.



Fuente: Grupo de cobertura y fondos UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.



Como es de esperarse, se obtiene una participación importante del FAZNI en los departamentos de las ZNI, Amazonas, Vaupés, Vichada y Guainía, que permite contribuir con la cobertura en estas zonas, de otro lado departamentos como Chocó, La Guajira, Guaviare y en menor medida Caquetá y Casanare, también tienen participación importante de los recursos del FAZNI.

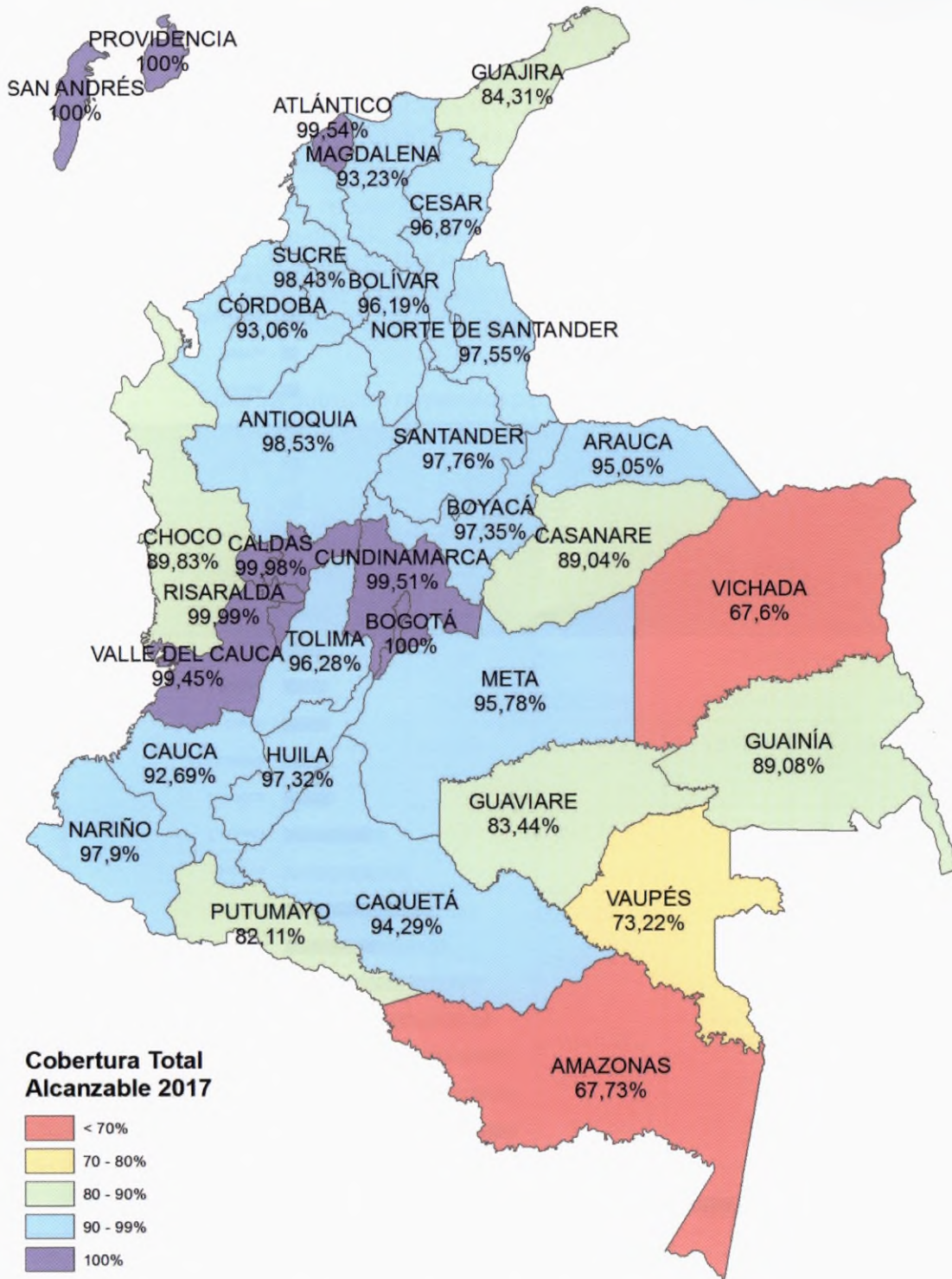
Tabla 51. Incremento de cobertura a 2017 con inversión pública disponible y privada por departamento.

Departamento	ICCE_Base	Incremento con tarifa actual	Incremento con FAER	Incremento con FAZNI	Cobertura alcanzable a 2017
San Andrés y Providencia	100,00%	0,000%	0,000%	0,000%	100,00%
Bogotá D.C.	99,99%	0,000%	0,001%	0,004%	100,00%
Risaralda	99,34%	0,654%	0,000%	0,000%	100,00%
Caldas	99,29%	0,683%	0,010%	0,000%	100,00%
Quindío	99,82%	0,088%	0,075%	0,004%	100,00%
Atlántico	99,40%	0,002%	0,387%	0,017%	100,00%
Cundinamarca	99,29%	0,043%	0,199%	0,075%	100,00%
Valle	99,01%	0,310%	0,259%	0,105%	100,00%
Antioquia	98,12%	0,027%	1,660%	0,028%	100,00%
Sucre	97,92%	0,015%	0,978%	0,119%	100,00%
Nariño	96,01%	1,177%	2,358%	0,319%	100,00%
Huila	96,55%	0,398%	1,657%	0,052%	100,00%
Boyacá	96,43%	0,413%	2,238%	0,165%	100,00%
Santander	96,34%	0,502%	2,852%	0,074%	100,00%
Norte de Santander	96,54%	0,142%	2,832%	0,235%	100,00%
Cesar	94,89%	1,087%	3,246%	0,293%	100,00%
Tolima	95,61%	0,179%	3,552%	0,030%	100,00%
Bolívar	94,39%	0,804%	4,393%	0,126%	100,00%
Meta	93,91%	0,852%	3,682%	0,588%	100,00%
Arauca	93,63%	0,559%	2,069%	0,944%	100,00%
Caquetá	90,10%	2,603%	1,913%	1,859%	100,00%
Magdalena	91,23%	0,255%	6,329%	0,873%	100,00%
Córdoba	90,95%	0,488%	7,501%	0,576%	100,00%
Cauca	86,82%	4,204%	7,777%	0,132%	100,00%
Casanare	79,78%	7,016%	10,417%	1,206%	99,82%
Guainía	84,16%	0,000%	0,000%	15,839%	100,00%
Chocó	80,90%	3,538%	9,500%	4,995%	100,00%
La Guajira	77,83%	1,494%	12,789%	7,340%	100,00%
Putumayo	61,11%	18,197%	19,697%	0,209%	99,73%
Guaviare	74,34%	3,354%	13,011%	8,124%	100,00%
Vaupés	65,37%	0,000%	0,000%	34,627%	100,00%
Amazonas	57,33%	0,000%	0,000%	42,597%	99,92%
Vichada	59,39%	0,000%	0,000%	40,608%	100,00%
Total Nacional	96,10%	0,67%	2,363%	0,462%	100,00%

Fuente: Grupo de cobertura y fondos UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

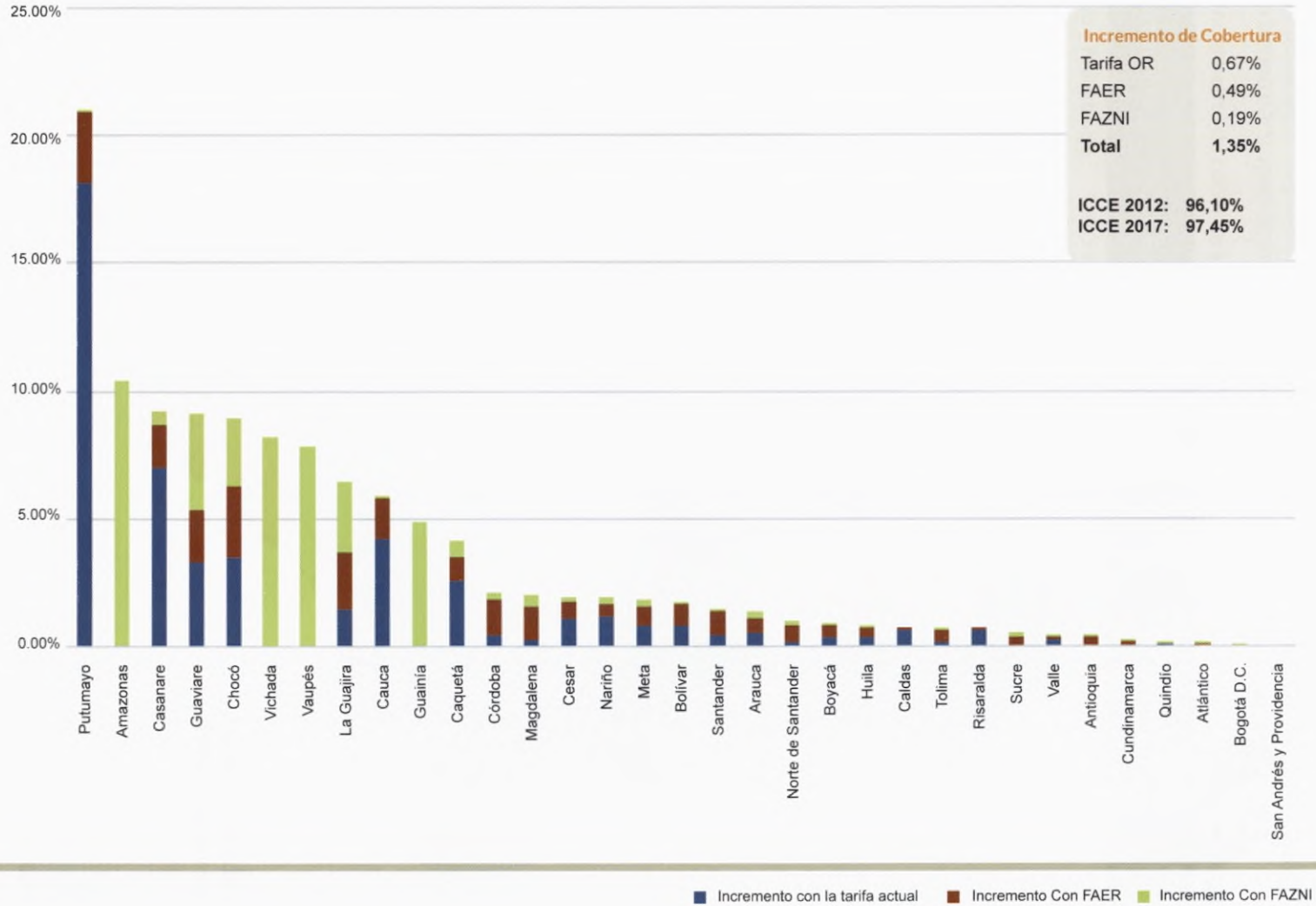


Figura 31. Cobertura alcanzable incluyendo recursos públicos disponibles.



Fuente: Grupo de cobertura UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

Figura 32. Incremento en la cobertura de E.E. con inversión privada y pública disponible.



Fuente: Grupo de cobertura UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.



4.2.3. Estimación de Subsidios requeridos para la expansión de cobertura

Los subsidios requeridos se han estimado con base en los resultados del PIEC sin considerar un escenario de incremento tarifario, es decir; considerando solo los proyectos de expansión realizables mediante la tarifa actual de cada uno de las empresas distribuidoras y considerando la distribución de recursos de los fondos, de igual forma se mantiene el supuesto de que las viviendas sin servicio que a la fecha se han estimado, se encuentran localizadas en zonas alejadas de las principales áreas urbanas y equivalentes al estrato socioeconómico 1, con base en este supuesto se calculan los subsidios estatales requeridos para la expansión del servicio.

Se ha obtenido que los subsidios requeridos para atender las 80.268 viviendas sin servicio que serían interconectables con la tarifa del OR, son \$23.192 millones de pesos anuales, mientras que si se considera la asignación de los recursos del FAER disponibles, se atenderían en total, con los dos recursos 139.650 VSS, lo que requeriría de \$38.966 millones de pesos anuales en subsidios para la nueva demanda del servicio de energía eléctrica, los resultados de los subsidios por empresa se muestran en la Tabla 52 y la Tabla 53.

Tabla 52. Subsidios requeridos para la cobertura del OR.

Operador de Red	CU de la expansión con Tarifa del OR (\$/kWh)	VSS Interconectables con tarifa del OR	Demanda anual (kWh)	Costo total (\$)	Subsidio requerido (\$)
CEDENAR	442,54	5.265	5.812.886	2.572.433.246	1.543.459.948
CENS	399,00	2.430	2.682.834	1.070.451.379	642.270.827
CEO	489,07	12.693	14.012.992	6.853.337.200	4.112.002.320
CETSA	390,60	-	-	-	-
CHEC	442,94	3.630	4.007.742	1.775.191.695	1.065.115.017
CODENSA	352,00	-	-	-	-
DISPAC	352,09	3.449	3.807.239	1.340.495.166	804.297.099
EBSA	521,74	1.747	1.928.513	1.006.191.978	603.715.187
EDEQ	419,75	118	130.595	54.816.933	32.890.160
EEBP	493,56	14.433	15.934.447	7.864.610.931	4.718.766.558
EEC	537,30	375	413.703	222.282.376	133.369.426
EEPEREIRA	351,51	15	17.066	5.998.856	3.599.314
EEPUTUMAYO	431,01	2.065	2.279.522	982.495.370	589.497.222
ELECTRICARIBE	350,82	8.474	9.355.321	3.281.987.678	1.969.192.607
ELECTROCAQUETÁ	470,66	2.821	3.114.183	1.465.717.147	879.430.288
ELECTROHUILA	462,10	2.679	2.957.616	1.366.722.994	820.033.796

Operador de Red	CU de la expansión con Tarifa del OR (\$/kWh)	VSS Interconectables con tarifa del OR	Demanda anual (kWh)	Costo total (\$)	Subsidio requerido (\$)
EMCALI	347,09	3.452	3.811.008	1.322.756.587	793.653.952
EMCARTAGO	319,09	-	-	-	-
EMSA	402,26	585	646.163	259.926.924	155.956.154
ENELAR	634,50	307	338.772	214.950.845	128.970.507
ENERCA	384,42	7.063	7.797.693	2.997.608.260	1.798.564.956
ENERGUAVIARE	460,96	2.198	2.426.715	1.118.625.660	671.175.396
ENERTOLIMA	416,68	738	814.963	339.581.341	203.748.804
EPM	369,36	1.602	1.769.040	653.415.716	392.049.430
EPSA	449,92	23	25.289	11.377.754	6.826.653
ESSA	413,22	4.105	4.531.908	1.872.696.513	1.123.617.908
RUITOQUE	448,40	-	-	-	-
EMEVASI	583,30	-	-	-	-
Total		80.268	88.616.210	38.653.672.548	23.192.203.529

Fuente: Grupo de cobertura UPME – Resultados PIEC 2013 – 2017.

Con la tarifa del OR se atenderían 80.268 VSS, cuyo costo anual facturable sería de \$38.653 millones de pesos, dado que se asume que el subsidio aplicado es para usuarios de estrato 1, se requeriría subsidiar \$23.192 millones, los cuales serían cubiertos por los subsidios del Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos –FSSRI-. Se han estimado los subsidios requeridos para el incremento de cobertura considerando los recursos del FAER, los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 53.

Tabla 53. Subsidios requeridos con los recursos disponibles del FAER.

Operador de Red	CU de la expansión con costos hundidos de la inversión pública (\$/kWh)	VSS Interconectables con tarifa y recursos disponibles	Demanda anual (kWh)	Costo total (\$)	Subsidio requerido (\$)
CEDENAR	442,54	7.286	8.043.375	3.559.513.521	2.135.708.112
CENS	399,00	5.219	5.761.280	2.298.752.212	1.379.251.327
CEO	489,07	18.220	20.114.871	9.837.584.750	5.902.550.850
CETSA	390,60	-	-	-	-
CHEC	442,94	3.674	4.056.181	1.796.646.925	1.077.988.155

CODENSA	352,00	688	759.320	267.276.745	160.366.047
DISPAC	352,09	6.214	6.860.699	2.415.591.303	1.449.354.782
EBSA	521,74	3.844	4.243.979	2.214.274.577	1.328.564.746
EDEQ	419,75	168	185.982	78.065.298	46.839.179
EEBP	493,56	16.231	17.919.359	8.844.284.715	5.306.570.829
EEC	537,30	606	669.502	359.722.523	215.833.514
EEPEREIRA	351,51	15	17.066	5.998.856	3.599.314
EEPUMAYO	431,01	2.171	2.396.762	1.033.027.297	619.816.378
ELECTRICARIBE	350,82	27.739	30.624.321	10.743.473.256	6.446.083.953
ELECTROCAQUETÁ	470,66	4.324	4.773.342	2.246.614.751	1.347.968.851
ELECTROHUILA	462,10	3.597	3.970.812	1.834.924.008	1.100.954.405
EMCALI	347,09	3.718	4.104.265	1.424.542.546	854.725.527
EMCARTAGO	319,09	-	-	-	-
EMSA	402,26	1.748	1.930.122	776.415.158	465.849.095
ENELAR	634,50	514	567.476	360.064.077	216.038.446
ENERCA	384,42	8.972	9.904.669	3.807.577.463	2.284.546.478
ENERGUAVIARE	460,96	3.203	3.536.569	1.630.227.430	978.136.458
ENERTOLIMA	416,68	2.637	2.911.761	1.213.282.139	727.969.283
EPM	369,36	9.123	10.071.614	3.720.068.999	2.232.041.400
EPSA	449,92	720	794.604	357.505.253	214.503.152
ESSA	413,22	8.993	9.928.707	4.102.787.432	2.461.672.459
RUITOQUE	448,40	-	-	-	-
EMEVASI	583,30	25	27.055	15.780.989	9.468.594
Total		139.650	154.173.694	64.944.002.222	38.966.401.333

Fuente: Grupo de cobertura UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

Considerando la cobertura alcanzable del OR y la cobertura alcanzable con los recursos del FAER disponibles, se ha obtenido que el costo anual de la nueva demanda, es decir de las 139.650 VSS que se atenderían, sería de \$64.944 millones de pesos, mientras que los subsidios requeridos para atenderla serían de \$38.966 millones de pesos, los cuales se obtendrían mediante el Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos -FSSRI-.

4.3. ESCENARIOS DE COBERTURA CON INCREMENTOS TARIFARIOS PARA LA EXPANSIÓN

La inversión privada para la expansión de la cobertura de electricidad debe tener un reconocimiento tarifario, por lo tanto se requiere calcular el impacto tarifario que tendrán las inversiones a ejecutarse, así como los costos de AOM correspondientes a tales inversiones.

Por su parte, la inversión pública que deberá ser financiada a través del FAER, en cuyo caso, se reflejará solamente en la tarifa al usuario final mediante los costos requeridos para el AOM, mientras que la inversión pública se hunde, de modo que se obtiene un menor impacto en la tarifa al usuario final.

Para estos escenarios se ha propuesto la distribución de los recursos del FAER, de dos maneras, la primera, se distribuyen los recursos necesarios para cubrir las inversiones requeridas en el nivel de tensión 1, que sean superiores al cargo de distribución D1, aprobado por la CREG para cada OR, y la segunda distribución de recursos del FAER, consiste en distribuir los recursos restantes en los niveles de tensión 2 y 3 de manera similar, teniendo en cuenta el Orden de Elegibilidad de los Proyectos -OEP- establecido por el MME en la resolución No. 180465 de 2012. De igual forma se considera la limitación en los recursos públicos y las inversiones factibles por parte de los ORs con la tarifa actual.

4.3.1. Impacto en CU e incremento en la cobertura ante escenarios de variación en el Dt

Para calcular estos incrementos, se han planteado 3 escenarios de análisis, en cada uno, incrementando el porcentaje de los cargos D3 y D2, denominado Dt, para lo que se consideraron las variaciones en el Dt de 3%, 5% y 10%, y se evaluaron sus efectos.

El incremento en el ICEE, los escenarios de incremento en el Dt, se presentan considerando el incremento que se tendría en la cobertura del servicio con las inversiones a partir de la tarifa actual del OR, el cual corresponde al 0,67% de incremento. Es decir partiendo del ICEE obtenido a nivel nacional del 96,10%, y el aumento de cobertura nacional de la inversión privada de los ORs, se obtendría una cobertura total de 96,77%, a la cual se le adiciona el aumento de cobertura obtenido con el incremento tarifario, los resultados se presentan a continuación.

Tabla 54. Aumento de cobertura Nacional con incrementos en el Dt.

Escenario de Incremento Dt	Aumento de Cobertura con el Dt	ICEE Nacional con el Incremento Dt	VSS que se cubren con el Incremento Dt	Total VSS que se atenderían
3,00%	0,70%	97,47%	849,78	165.246,00
5,00%	1,47%	98,24%	1.775,08	262.486,00
10,00%	2,32%	99,09%	2.799,35	457.443,00

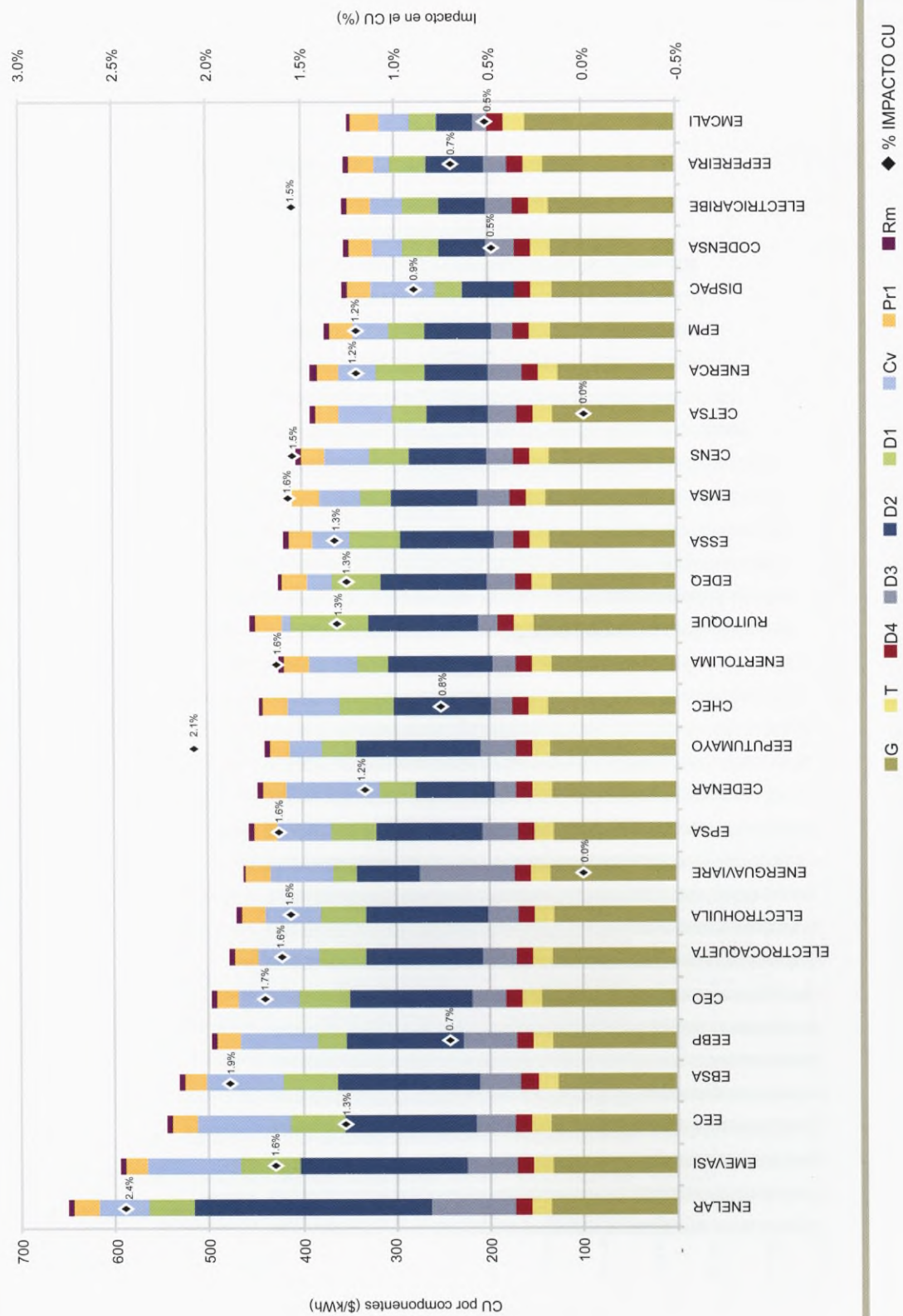
Fuente: Grupo de cobertura UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

Los resultados indican que con un incremento en el Dt del 3%, la cobertura pasaría del 96,77% con la tarifa actual a 97,47% con el incremento tarifario, lo que equivale en total a cubrir 165.246 VSS, cuando se incrementa el 5% en el Dt, la cobertura a nivel nacional aumenta de 96,77% al 98,24%, mientras que en el escenario en el que se incrementa el Dt en 10%, la cobertura alcanza un incremento del 2,32%, llegando al 99,09% y cubriendo en total 457.443 viviendas sin servicio, considerando las 80.268 que se cubrirían con la tarifa actual.

De igual forma se han analizado los efectos que los incrementos en los cargos D3 y D2, tendrían sobre las tarifas de los operadores de red, sin embargo el mayor impacto para el escenario de incremento del 10% se ha obtenido para la empresa Enelar siendo del 5,1%. Los resultados para cada uno de los impactos evaluados se pueden apreciar en las siguientes gráficas:



Figura 33. CU de cada OR con un incremento en el Dt <= 3%

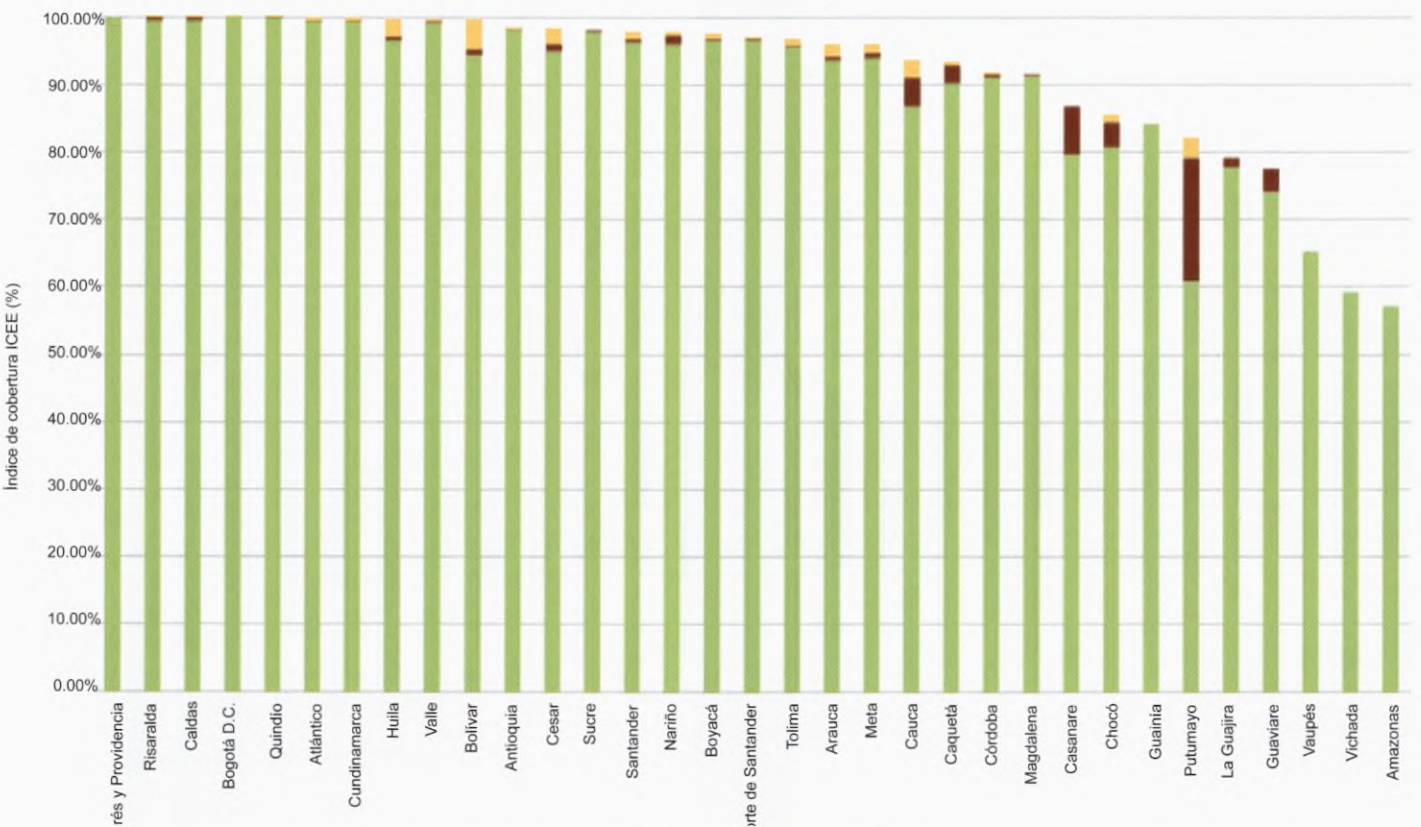


Fuente: Grupo de cobertura UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

Para el incremento del 3% el mayor impacto es de 2,4% en el CU, obtenido para la empresa Enelcar, seguido del 2,1% obtenido para la empresa EEPutumayo.

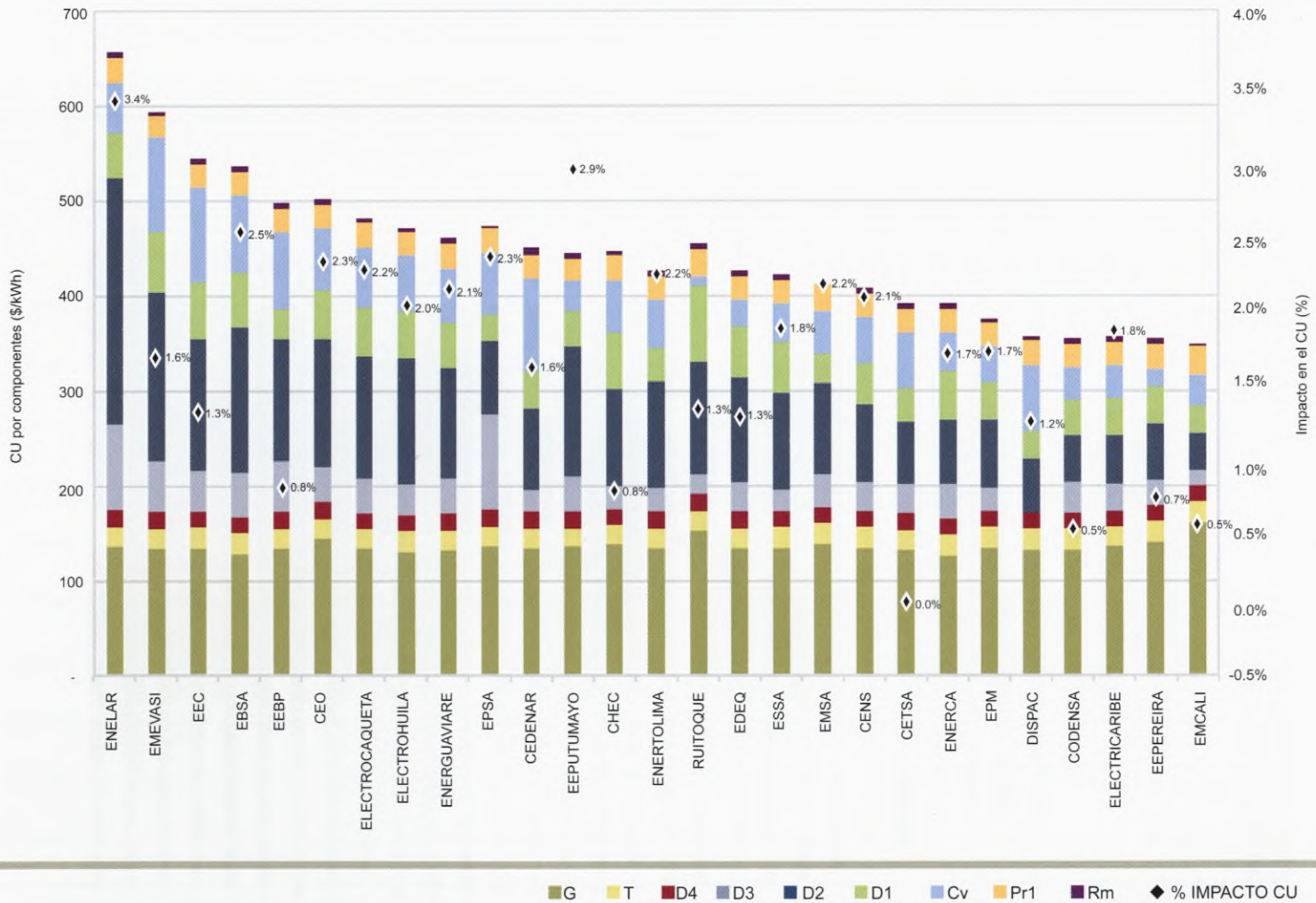
El índice de cobertura para cada uno de los OR, con el escenario de incremento Dt menor o igual al 3%, se muestra en la siguiente gráfica.

Figura 34. ICEE con un incremento en el Dt <= 3%



Fuente: Grupo de cobertura UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

Figura 35. CU de cada OR con un incremento en el Dt <= 5%



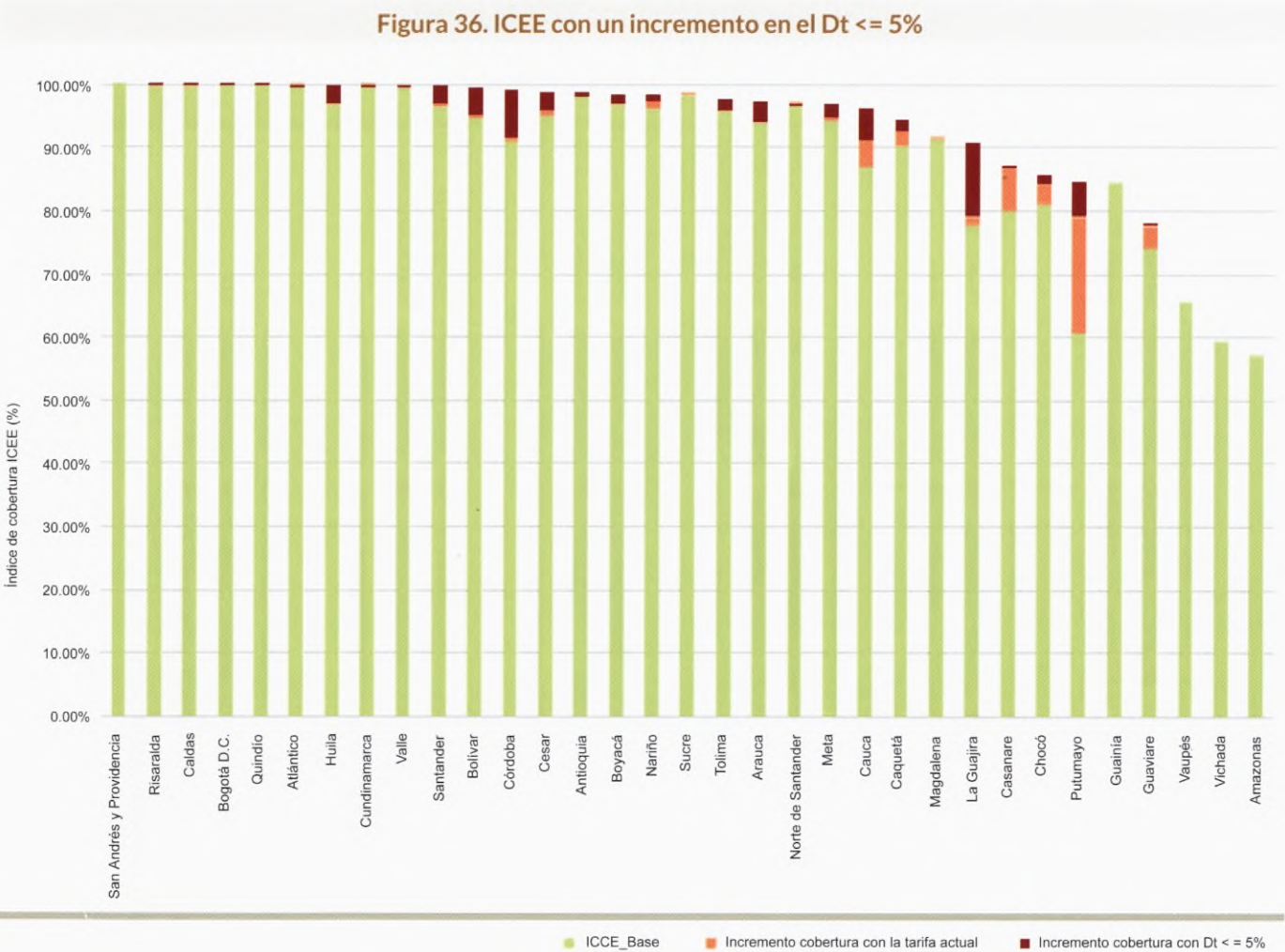
Fuente: Grupo de cobertura UPME – Resultados PIEC 2013 - 2017.

Los departamentos que incrementarían en mayor medida la cobertura, bajo este escenario serían Bolívar con 4,35%, Putumayo con 2,83%, Huila con 2,73%, Cauca con 2,52% y Cesar con 2,27%.



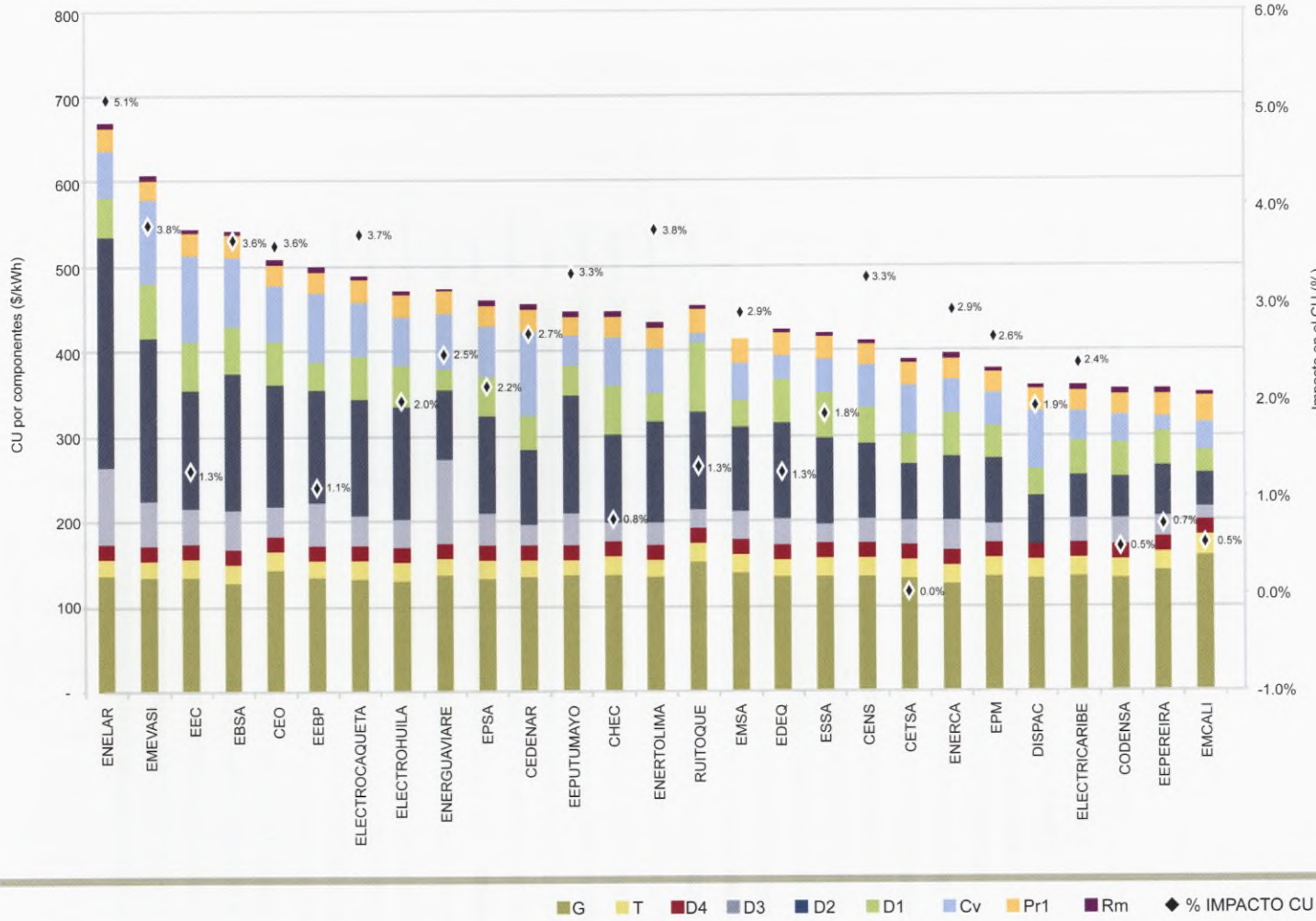
Al incrementar el 5% en el Dt, se obtiene que el mayor impacto que se presenta para la empresa Energías de 3,9%, de igual forma para la empresa EEPutumayo se incrementa el impacto pasando del 2,1% del escenario anterior al 2,9% para este escenario, siguen siendo estas empresas las que percibirían un mayor impacto en sus tarifas al incrementar los porcentajes de los cargos D3 y D2 en el CU.

El índice de cobertura para cada uno de los OR, con el escenario de incremento Dt menor o igual al 5%, se muestra en la siguiente gráfica.



Fuente: Grupo de cobertura UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

Figura 37. CU de cada OR con un incremento en el Dt <= 10%



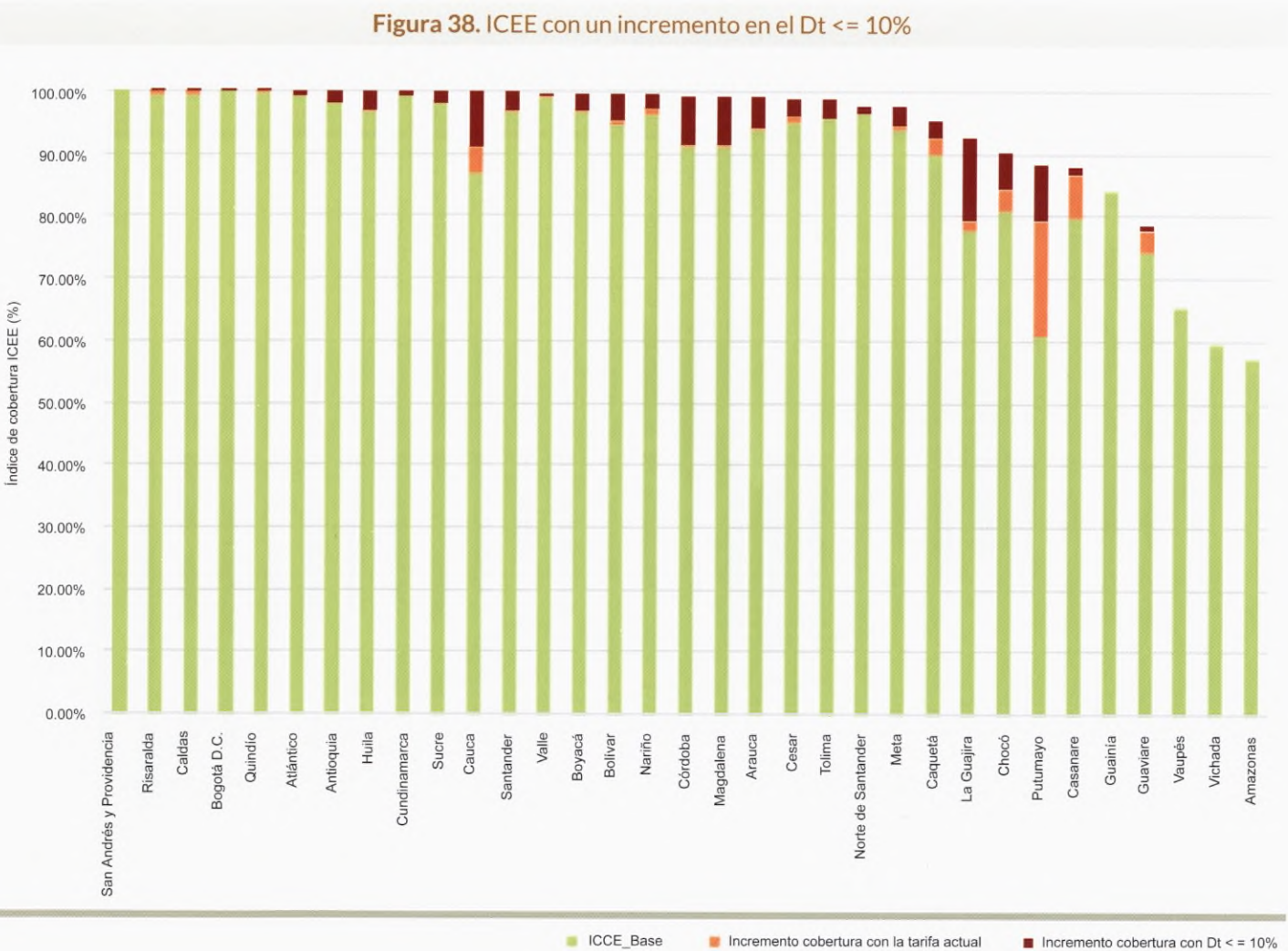
Fuente: Grupo de cobertura UPME – Resultados PIEC 2013 - 2017.

Para este escenario se ha obtenido que los departamentos en los que se tendría un mayor beneficio en cobertura de energía eléctrica son La Guajira con 1,44% de incremento en cobertura, seguido por el departamento de Córdoba con 7,68%, Putumayo con 5,45%, Cauca con 5,35% y Bolívar con 4,35%.



Al incrementar el 10% en el Dt, se obtiene que el mayor impacto se presenta nuevamente para la empresa Enelar, sin embargo pasó del 3,9% en el escenario anterior al 5,1% para este escenario, seguido de EMEVASI y Entertolima, para quienes se incrementaría el CU en 3,8% y Electrocaqueta con incremento del 3,7%.

El efecto en la cobertura bajo este escenario, se muestra en la Figura 38.



Fuente: Grupo de cobertura UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.



Para este escenario se ha obtenido que los departamentos en los que se tendría un mayor beneficio en cobertura de energía eléctrica son La Guajira, igual que el escenario anterior, que pasaría de 11,44% a incrementar la cobertura en 13,34%, seguido por el departamento de Putumayo con 8,94%, Cauca con 8,84%, Córdoba con 7,98% y Magdalena con 7,65%.

De acuerdo con los resultados anteriores para los tres escenarios de incremento tarifario evaluados, se puede concluir que la empresa que percibiría un mayor impacto tarifario sería Enelar, sin embargo como se mencionó anteriormente para el escenario de incremento del 10%, este impacto es de 5,1%. En relación con la cobertura, los resultados indican que algunos departamentos de la costa caribe, así como también los departamentos de Huila, Cauca y Putumayo, obtendrían importantes aumentos en la cobertura, al incrementarse el porcentaje Dt en el CU de los operadores de red que atienden estos departamentos.

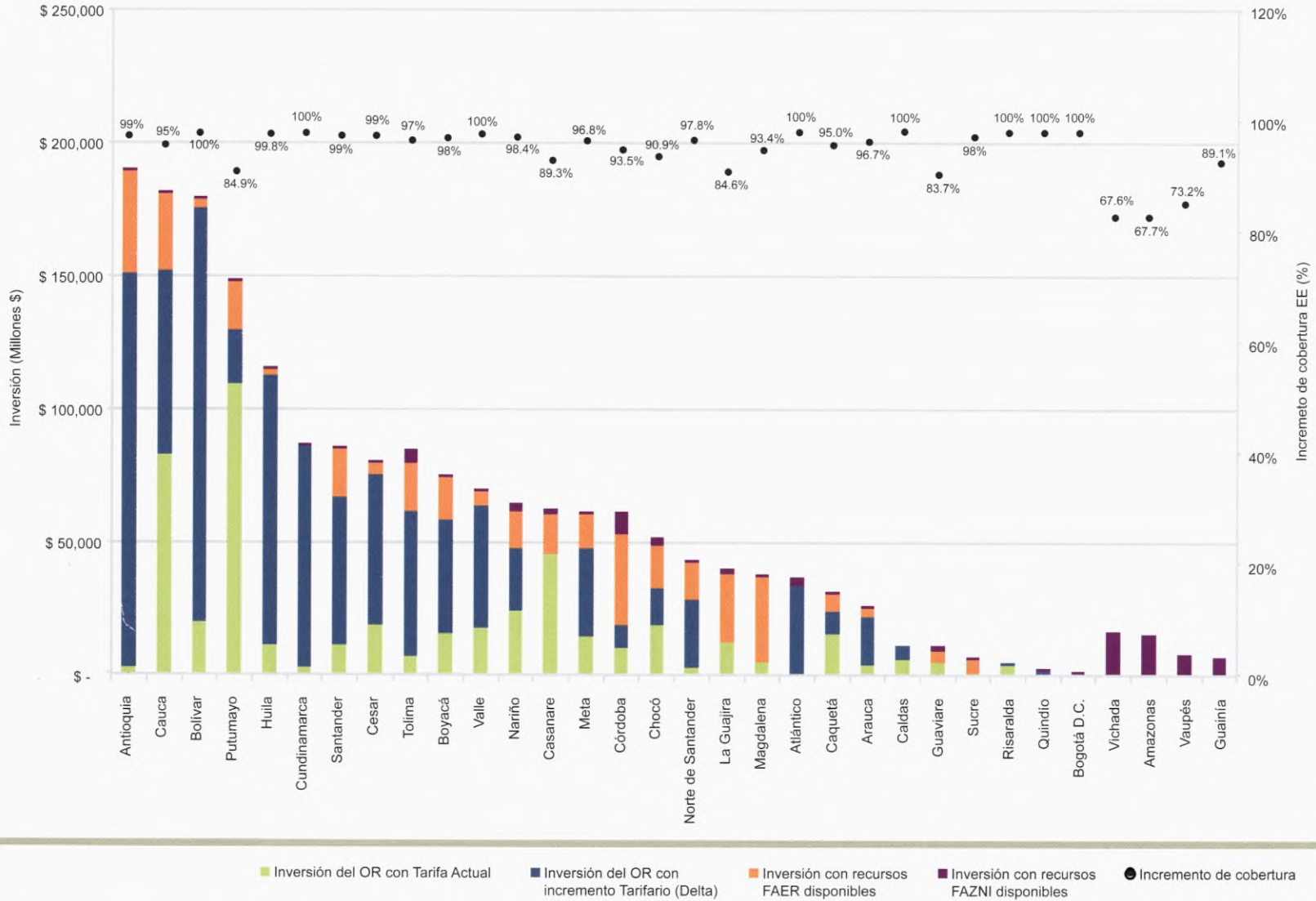
Otro aspecto importante que se deriva del análisis de los resultados obtenidos, es que al momento de evaluar un posible incremento tarifario, una alternativa viable, sería mediante la evaluación de los máximos incrementos obtenidos para cada OR, dado que como indican los resultados del presente plan en los máximos impactos obtenidos en el escenario de universalización presentados en la Tabla 41, existen algunas empresas, las cuales con incrementos tarifarios inferiores al 3% en el Dt, alcanzarían el 100% de la cobertura del servicio.

Sin embargo, también existen 4 operadores de red, cuyos máximos impactos en el CU son superiores al 10% para la universalización del servicio, no obstante en estos casos se podrían evaluar otras alternativas de modo que los impactos obtenidos no afecten considerablemente a los usuarios del servicio de energía eléctrica. Como se ha mencionado en el presente documento, estas decisiones y políticas corresponderían al MME.

4.3.2. Inversiones requeridas con escenarios de variación en el Dt

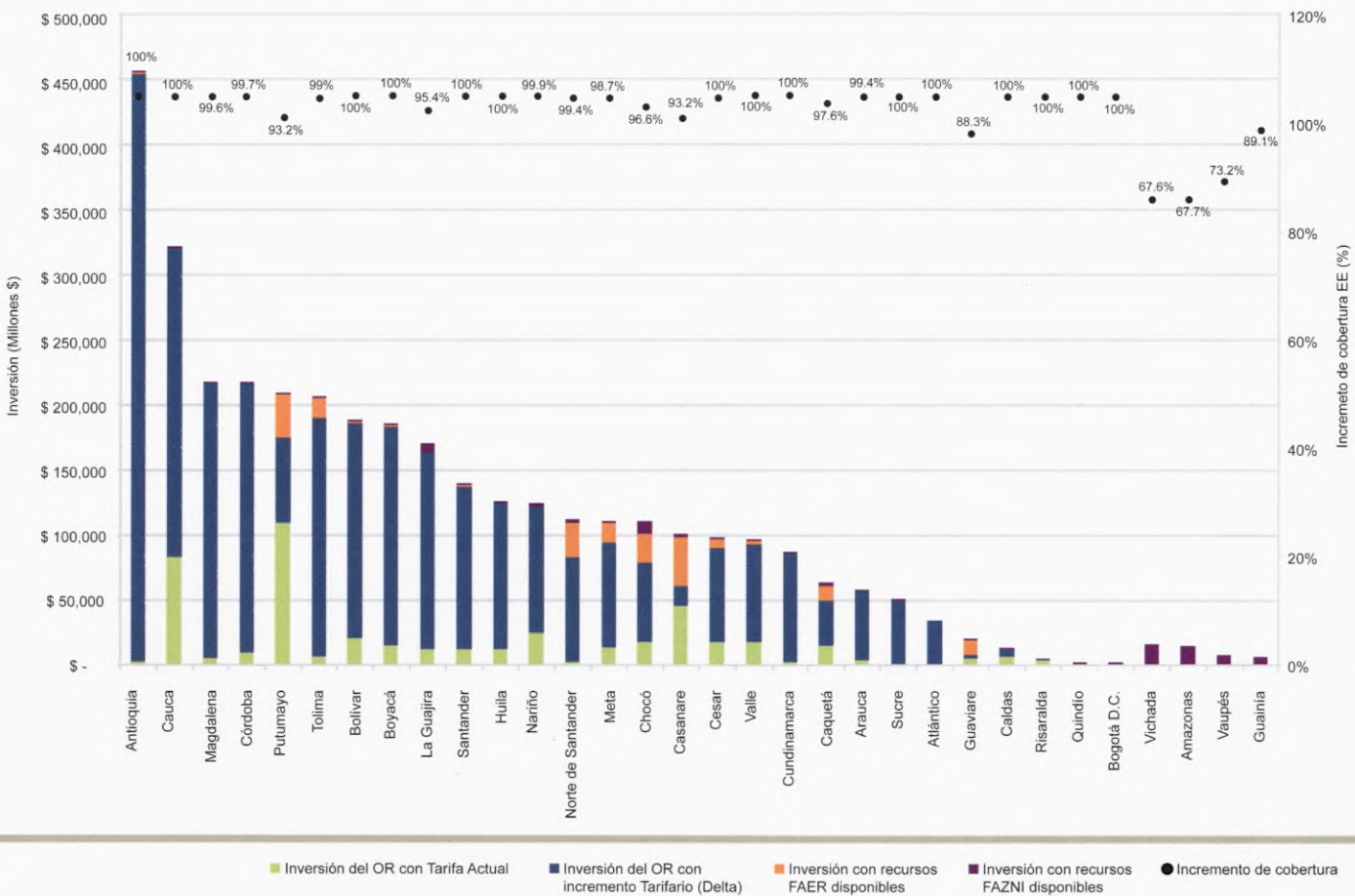
Para el caso de las inversiones públicas y privadas requeridas a nivel departamental en los escenarios de variación del Dt, se presentan en este documento los dos casos extremos, es decir con los incrementos del 3% y 10%, los cuales permiten describir mejor el comportamiento de las inversiones y la cobertura del servicio. Los resultados obtenidos se muestran en la Figura 39 y Figura 40.

Figura 39. Inversiones y cobertura, escenario Dt <=3%



Fuente: Grupo de cobertura y fondos UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

Figura 40. Inversiones y cobertura, escenario Dt <=10%



Fuente: Grupo de cobertura y fondos UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

Con un incremento en el Dt menor o igual al 3%, se tiene que los cinco departamentos que requieren un mayor nivel de inversiones son Antioquia, Cauca, Bolívar, Putumayo y Huila, lo cual corresponde al hecho de que para estos departamentos se ha obtenido un bajo índice de cobertura de energía eléctrica, sin embargo se observa que en algunas de estas inversiones requieren recursos del FAER, por lo que el impacto en la tarifa no se incrementaría sustancialmente para el nivel de recursos requeridos, dado que la inversión pública se hunde.



Para este escenario, se observa una mayor participación de las inversiones privadas, lo que genera que los recursos públicos disponibles se puedan redistribuir logrando una mayor cobertura a nivel nacional, sin embargo para el caso del departamento de Antioquia, requiere mayor inversión pública, la inversión que aporta el OR es muy baja debido a que en los resultados del modelo, los costos medios obtenidos para los proyectos de expansión superan los costos medios aprobados por la CREG, por lo que requiere de gran inversión pública, o como en este caso, que requeriría de incremento tarifario para realizar los proyectos expansión de cobertura. Las mayores inversiones en este escenario, se requerirían, además del departamento de Antioquia, para los departamentos de Cauca, Magdalena, Córdoba y Putumayo.

4.4. INVERSIÓN TOTAL REQUERIDA PARA EL ESCENARIO NORMATIVO DE LAS ZNI.

En este escenario alternativo se toman a consideración las inversiones del nivel 1 basándose en la remuneración para cada una de las unidades constructivas establecidas en la Resolución CREG 057 de 2008, la cual establece un cargo de 96 \$/kWh por el uso de la infraestructura.

Al realizar dichos ajustes el modelo en su evaluación económica arroja los costos presentados en la siguiente tabla, obteniéndose lo siguiente:

- Reducción de inversiones con un porcentaje equivalente a 21,63% respecto a las inversiones requeridas para la universalización del servicio.
- El número de viviendas sin servicio interconectarles alcanzó 381.093 presentándose una disminución de 33.342 viviendas equivalente al 8,08%.
- Frente al escenario de Universalización, las inversiones realizadas por el FAZNI presentan una disminución del 61,07 % pasando de 485.962 millones a 296.767 millones.

El resumen de las inversiones se presenta a continuación:

Tabla 55. Inversiones requeridas en la expansión para el escenario normativo

Estado actual Cobertura	Número de Usuarios	Número de Viviendas	Número de viviendas sin servicio - VSS	Cobertura 2012	Déficit de Cobertura
	11.594.208	12.064.452	470.244	96,10%	3,90%
Resultados PIEC	Inversión (Millones \$)	Número de viviendas sin servicio - VSS	Costo por Usuario (Millones \$)	Incremento de Cobertura	
Total Nacional para la Universalización	3.384.646	470.244	7,2		
Interconectable	3.195.451	381.093	8,4	81,04%	3,16%
Por parte del Operador de Red:					
OR vía tarifa actual	442.553	80.268	5,50		
Inversión del N1 por OR	25.734				
Con Recursos del FAER (Propuesta):					
FAER (Para inversión de nivel 1)	360.524				
FAER (Para inversión de nivel 2 y 3)	2.371.323	300.825	7,9		
No interconectable	189.195	89.151	2,1	18,96%	0,74%
FAZNI	173.633	83.364	1,9		
Prestador ZNI (Recursos FAZNI)	15.562	5.787	2,6		

Fuente: Grupo de cobertura y fondos UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

Estos cargos aún se encuentran vigentes para las ZNI, sin embargo se espera la definición del nuevo esquema de remuneración, el cual se encuentra en proceso por parte del regulador, como se ha mencionado dentro de este documento, así como algunos cambios con respecto al esquema actual; en este sentido si se diera un incremento en el cargo del nivel 1, los resultados podrían aproximarse al primer escenario de universalización presentado anteriormente.



5

ANEXOS

- 5.1. ANEXO 1.
DESARROLLO DE ESQUEMAS DE GESTIÓN PARA ZNI**
- 5.2. ANEXO 2.
PRINCIPALES PROYECTOS DE INTERCONEXIÓN AL SIN PERÍODO
2011-2012**
- 5.3. ANEXO 3.
METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DEL ÍNDICE DE COBERTURA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA-2012.**
- 5.4. ANEXO 4.
ANÁLISIS DE RESULTADOS PIEC POR DEPARTAMENTO.**

Plan Indicativo de Expansión de
Cobertura de Energía Eléctrica
2013 - 2017

