Banco Interamericano de Desarrollo – BID
Banco Mundial – BM

Misión de Transformación Energética y Modernización de la Industria Eléctrica:
Hoja de Ruta para la Energía del Futuro

Foco No. 4. Cierre de brechas, mejora de la calidad y diseño y formulación eficiente de subsidios

Rutty Paola Ortiz Jara
José Ignacio Pérez-Arriaga, Pablo Dueñas, Andrés González
Marcela Eslava Mejía
Miguel Juan Révolo

Abril 2020

Tabla de Contenido

Introducción 6
Sección 1. Cobertura y calidad de energía eléctrica 8
Capítulo 1. Cobertura de energía eléctrica 8
1. Descripción 8
2. Experiencias internacionales relevantes 9
3. Principios para una propuesta de aumento de cobertura sostenible 20
4. Recomendaciones para el aumento de cobertura en condiciones sostenibles 24
Capítulo 2. Mejoramiento de calidad de energía eléctrica 42
1. Análisis de niveles actuales de calidad 43
2. Incentivos de la Resolución 015 de 2018 45
3. Recomendaciones para mejoramiento de calidad 49
Capítulo 3. Fondos Eléctricos para financiar aumento de cobertura y calidad 53
1. Descripción de los fondos energéticos 54
2. Diagnóstico de las asignaciones y su impacto en los objetivos que persiguen 56
3. Diagnóstico de los mecanismos e instancias de gestión de los Fondos 67
4. Recomendaciones 68
Sección 2. Cobertura de gas combustible y sustitución de leña 76
Capítulo 1. Cobertura de gas combustible 76
1. Descripción Política de cobertura de gas combustible 77
2. Diagnóstico cobertura de gas combustible 78
2.1. Gas combustible por redes 78
3. Recomendaciones para dinamizar el aumento de cobertura de gas combustible 83
Capítulo 2. Sustitución de leña 87
1. Descripción y Diagnóstico 87
2. Alternativas de sustitución de leña 89
3. Recomendaciones 90
Sección 3. Diseño y formulación de subsidios 93
1. Principios básicos de diseño de subsidios 94
2. Descripción del sistema 95
3. Diagnóstico 96
4. Evaluación de esquemas alternativos de subsidios en energía eléctrica 114
5. Mecanismo Administrativo del Sistema de Transferencia del FSSRI a las empresas de distribución eléctrica 131
6. Conclusiones y recomendaciones 133

Sección 4. Fortalecimiento del marco institucional y de gobernanza 139
1. **Reforma a la estructura general del sector** 139
2. **Reforma institucional** 140

Sección 5. Hoja de Ruta 144
1. **Medidas de corto plazo** 144
2. **Medidas de mediano plazo** 147
3. **Medidas de largo plazo** 147

Bibliografía 149
Anexo 1: El Modelo de Electrificación de Referencia REM©MIT&IIT-Comillas 152
Anexo 2 – Accelerating energy access: The potential of national utility concession programs 163
Anexo 3. Análisis piloto del potencial y necesidades de planificación integrada y de mínimo costo de la electrificación por extensión de redes, micro-redes y sistemas individuales aislados con el Reference Electrification Model (REM) en Colombia 170
Anexo 4 – Comparativo de criterios de los mecanismos de financiación 184

Lista de cuadros

Cuadro 1 Caracterización de Niveles de Servicio. 48
Cuadro 2. Asignaciones FAZNI 57
Cuadro 3. Asignaciones FAER 58
Cuadro 4. Resultados Correlación GACEE y ICEE 59
Cuadro 5. Comparativos de Resultados por Metodologías de Correlación 59
Cuadro 6. Asignaciones PRONE 63
Cuadro 7. Resultados Correlación Usuarios FOES VS LN Gasto PRONE 65
Cuadro 8. Resultados Correlación LN Gasto FOES VS LN Gasto PRONE 65
Cuadro 9. Comparativo Resultados por Metodologías de Correlación 65
Cuadro 10. Número de usuarios de GN por conectar a diciembre de 2018 80
Cuadro 11. Ejecución Recursos FECFGN 82
Cuadro 12. Subsidio efectivo, como porcentaje de la tarifa unitaria, por decil de ingreso 98
Cuadro 13. Errores de inclusión y errores de exclusión, julio de 2017 99
Cuadro 14. Suscriptores y subsidios totales por estrato, julio de 2017 100
Cuadro 15 Suscriptores y subsidios totales por estrato (sólo residencial), julio de 2017 102
Cuadro 16. Consumo de energía por regiones 107
Cuadro 17. Tarifa promedio actual para Estrato 4 por región, electricidad 113
Cuadro 18. Parámetros y reglas de los escenarios simulados: electricidad 117
Cuadro 19. Indicadores de focalización y desempeño financiero de los escenarios parciales del esquema de subsidios en electricidad 118
Cuadro 20. Indicadores de focalización y desempeño financiero de los escenarios factibles del esquema de subsidios en electricidad 122
Cuadro 21. Déficit, subsidios y contribuciones por escenario y región 123
Cuadro 22. Indicadores de focalización y desempeño financiero de los escenarios factibles del esquema de subsidios en gas por redes 124
Cuadro 23. PIEC 2016-2020 145

Lista de gráficas

Gráfica 1. Índice de Cobertura de Energía Eléctrica 1995-2016. 8
Gráfica 2. Correlación GACEE e ICEE 2003-2016 60
Gráfica 3. Correlaciones Nacional y Regionales 61
Gráfica 4. Análisis de correlación por Regiones 2011-2016 61
Gráfica 5. Correlaciones Nacional y Departamentales 62
Gráfica 6. Correlaciones Cauca, Nariño y Caquetá 62
Gráfica 7. Correlación Nacional 66
Gráfica 8. Correlación Gasto PRONE y Usuarios FOES 66
Gráfica 9. Correlación Gasto PRONE y Gasto FOES 66
Gráfica 10. Estructura organizacional Agencia de Infraestructura Energética 72
Gráfica 11. Energéticos utilizados para cocción 77
Gráfica 12 Evolución Gas Natural, GLP por redes, GLP en cilindros 79
Gráfica 13. Distribución Consumo de leña en zonas rurales y urbanas 87
Gráfica 14. Hogares rurales que utilizan combustibles sólidos por departamentos 88
Gráfica 15. Distribución cruzada del estrato y los deciles de ingreso. Total Nacional. 96
Gráfica 16. Subsidios y contribuciones por decil de ingreso en pesos según la ENPH 97

Gráfica 17. Distribución del ingreso del hogar (por miembro), por región 101
Gráfica 18. Distribución cruzada de ingreso y estrato, por región 103
Gráfica 19. Consumo promedio por decil de ingreso, electricidad 104
Gráfica 20. Distribución del consumo por región para hogares urbanos y rurales, electricidad 105
Gráfica 21. Distribución del ingreso per cápita por piso térmico y región para hogares urbanos y rurales 106
Gráfica 22. Consumo promedio de electricidad por altura del municipio de residencia del hogar 107
Gráfica 23. Consumo promedio de gas por redes, por región y estrato 108
Gráfica 24. Consumo promedio de gas por redes, por hogar 108
Gráfica 25. Evolución de los subsidios y contribuciones del total nacional 109
Gráfica 26. Evolución de la distribución de suscriptores por estrato, por regiones 110
Gráfica 27. Evolución de los subsidios y contribuciones por región 111
Gráfica 28. Evolución del consumo por región 112
Gráfica 29. Evolución del costo medio de provisión de energía eléctrica (medido por tarifa plena) 113
Gráfica 30. Resultado financiero histórico del FSSRI en energía eléctrica SIN 114
Gráfica 31. Mecanismo de Transferencias del FSSRI y Caja Fiscal 133
Gráfica 32. Reforma Política e Institucional 143

Lista de Figuras

Figura 1. Insumos para definir áreas de responsabilidad 28
Figura 2. Alternativas de áreas de responsabilidad. 29
Figura 3 Mapa de usuarios de gas combustible por tubería 78

Introducción

La misión tiene como finalidad brindarle al país elementos para avanzar en la transformación energética, pero el mayor poder transformador se vive en los hogares que por primera vez cuentan con el servicio de energía, se vive en las comunidades que despiertan en un mundo de oportunidades que sin energía no podían ni imaginar. Cuando la energía llega a un hogar se pueden preparar los alimentos de manera segura, los niños pueden estudiar en la noche, las familias se comunican con sus seres queridos que están distantes, la noche se ilumina para dar paso a la vida familiar. En Colombia cerca de 500.000 hogares hoy no cuentan con este privilegio.

En los 25 años que se conmemoran desde la gran reforma de los servicios públicos, el sector se ha fortalecido y hoy es reconocido por su solvencia técnica e incidencia en el desarrollo nacional. Un sector con estas calidades no puede permitirse un solo hogar sin energizar, no puede permitirse que en 1,6 millones de viviendas los colombianos cocinen con leña exponiendo la salud principalmente de mujeres y niños. Llevar a esos colombianos el poder transformador de la energía debe ser un propósito principal de todos los agentes del sector.

El foco "cierre de brechas" tiene varios objetivos. El fundamental es plantear los lineamientos para lograr llevar energía eléctrica a ese 3% que está en los rincones más alejados del país, y llevarla en condiciones de sostenibilidad financiera, ambiental y social. Pero las brechas no están dadas solamente por tener o no energéticos limpios y eficientes, las brechas también se dan en términos de calidad de energía. En el sistema interconectado nacional, SIN, tenemos niveles de calidad muy lejanos a las condiciones admisibles a nivel nacional, ni siquiera tenemos niveles aceptables entre nuestros pares latinoamericanos. Las diferencias se acentúan cuando se analizan entre regiones y se profundizan aún más, cuando la comparación es entre el SIN y las Zonas No Interconectadas, ZNI.

El cierre de brechas no estaría completo si no evidencia la necesidad de universalizar la energía con su diversidad de fuentes y usos. Establecer la canasta energética más eficiente para cada zona potencia los beneficios de la energía y contribuye a reducir los riesgos y efectos adversos que se generan por el uso de energéticos contaminantes; por eso, es necesario hablar de otras fuentes energéticas que pueden mejorar la calidad de vida de los colombianos, así como de las estrategias para sustituir la leña para cocción.

Por supuesto, a esas diferencias de cobertura y calidad del servicio se suman las brechas generadas por los niveles de desigualdad económica de los hogares, y que han dado lugar al modelo de subsidios. Actualmente, está claro que la arquitectura de los subsidios energéticos (eléctricos y de gas), tiene problemas de focalización que desnaturalizan la esencia redistributiva y solidaria de los subsidios, así como problemas de financiación que ponen en riesgo la sostenibilidad del esquema.

Con este panorama, los retos para cerrar las brechas del sector tienen distintos componentes: cobertura eléctrica, calidad del servicio eléctrico, cobertura de gas combustible, sustitución de leña, y por supuesto el esquema de subsidios. Este documento describe y diagnostica cada una de estas dimensiones para plantear alternativas de solución y recomendaciones, con el propósito de construir un sector más equitativo en términos de prestación del servicio de energía.

En el componente de cierre de brechas asociados a la prestación del servicio de energía el trabajo fue realizado por José Ignacio Pérez-Arriaga, Pablo Dueñas, Andrés González y Rutty Paola Ortiz Jara con el apoyo invaluable de Olga Ramírez. En el componente de subsidios el equipo estuvo conformado por Marcela Eslava Mejía, Miguel Juan Révolo y Rutty Paola Ortiz Jara, con la asistencia de los investigadores junior Edgar Castro y Margarita Isaacs.

Agradecemos la colaboración de todas las entidades del sector que aportaron información, comentarios y observaciones.

Sección 1. Cobertura y calidad de energía eléctrica

El aumento de cobertura se debe caracterizar por soluciones sostenibles en el tiempo, compatibles con un modelo de energización de largo plazo, adaptadas a las condiciones de las zonas no interconectadas en Colombia.

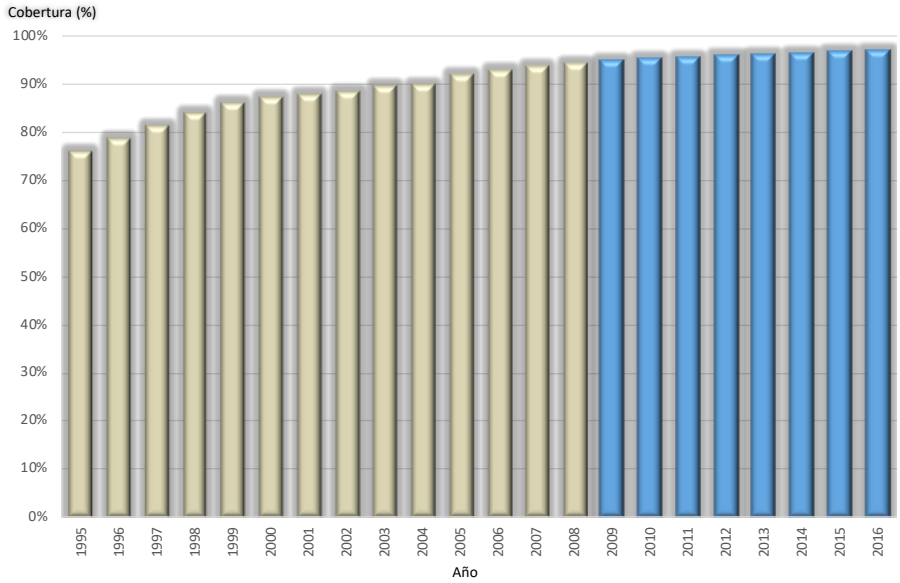
Capítulo 1. Cobertura de energía eléctrica

1. Descripción

De cada 100 hogares colombianos, 97 cuentan con servicio de energía eléctrica (PIEC 2019). De acuerdo con las cifras del Banco Mundial[1], Colombia se encuentra por encima del promedio de América Latina y el Caribe, con coberturas de 99,52% en las cabeceras municipales y 86,83% en el área rural.

No obstante, todavía quedan 495.488 viviendas sin servicio, de las cuales 52.732 se encuentran en cabeceras municipales y 443.256 en zonas rurales (UPME 2019). El porcentaje no electrificado es pequeño, pero afecta a un número importante de personas que en gran parte viven en zonas de difícil acceso y donde es costoso proporcionar el servicio eléctrico.

Gráfica 1. Índice de Cobertura de Energía Eléctrica 1995-2016.



Fuente: www.siel.gov.co

En la Gráfica No. 1, se evidencia el avance en cobertura que ha tenido Colombia desde la última gran reforma del sector (Leyes 142 y 143 de 1994). Asimismo, se ve claramente como los mecanismos que promovieron esa cobertura están agotando su capacidad de llegar a los

[1] https://datos.bancomundial.org/indicator/EG.ELC.ACCS.RU.ZS?end=2017&start=1990

colombianos que aún no cuentan con energía y difícilmente llevarán al país a contar con energía asequible y no contaminante para todos en 2030 (ODS 7). Precisamente, dados el desarrollo tecnológico en el sector y las experiencias exitosas de cobertura en el mundo, esta misión es una oportunidad de revisar cuáles son los ajustes que permitirán llegar más rápido y aprovechar el gigantesco potencial energético renovable del país para transformar las vidas de esas familias y comunidades que aún se encuentran en la oscuridad.

Se estima que completar la electrificación al 100% va a requerir inversiones del orden de los $7,41 billones de pesos (unos 2.200 millones de dólares). De los cuales el 9% corresponde a expansión por red, 48% a micro-redes híbridas y 43% a soluciones individuales (Proyecto PIEC 2019-2023). Como se indicó en el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura (PIEC) 2016-2020, el costo de electrificación por usuario aumentó en el periodo 2013-2015 de 7,4 a 11,4 millones de pesos en el SIN, y de 11,4 a 17,1 millones de pesos en las ZNI. Se debe esperar que los costos por usuario sigan aumentando a medida que se incremente el nivel de electrificación, ya que normalmente los últimos usuarios por conectar son los más alejados y por ende más costosos, puesto que habitualmente los operadores de red e inversionistas van a ir ordenadamente electrificando aquellas zonas que presenten costos menores, para garantizar su viabilidad financiera y sostenibilidad.

El Gobierno se ha propuesto la meta de sumar 100.000 nuevos usuarios con servicio de energía eléctrica para 2022 (PND), una meta que si bien parece modesta está ajustada a las posibilidades de financiación pública para el cuatrienio. Las zonas que no cuentan con energía están cada vez más alejadas, son más costosas de atender y, frecuentemente, muestran altos niveles de necesidades básicas insatisfechas, por lo que establecer sistemas sostenibles de prestación normalmente requiere un esfuerzo adicional del Estado para garantizar la adecuada operación.

Ahora bien, Colombia cuenta con una riqueza diversa de fuentes renovables de energía y agentes con capacidad técnica que con los incentivos adecuados pueden coadyuvar a mejorar los niveles de cobertura con mayor dinamismo. Completar la electrificación del país es, por tanto, un reto importante pero que parece realizable. Se trata de encontrar los medios para completar esta tarea eficientemente y de manera sostenible en el tiempo.

Lograr un mayor dinamismo en el aumento de cobertura del suministro de electricidad requiere de señales regulatorias que promuevan esquemas sostenibles de prestación en las zonas que, por su baja densidad poblacional y distancia del SIN, no resultan atractivas para los operadores en las condiciones actuales. El reto que implica energizar estos territorios impone una mirada innovadora que complemente los métodos tradicionales de electrificación por red y una revisión profunda de la experiencia de ampliación con soluciones aisladas que presentan riesgos de sostenibilidad. Se describen a continuación algunas experiencias internacionales que pueden ser de interés para el planteamiento de electrificación a desarrollar en Colombia. En la siguiente sección se presentan los principios generales del enfoque que se propone adoptar, y a continuación las recomendaciones para el aumento de cobertura en condiciones sostenibles.

2. Experiencias internacionales relevantes

Numerosas experiencias internacionales han mostrado la dificultad de completar hasta el 100% el proceso de electrificación universal en los distintos países. Generalmente el último 5%-10% de los consumidores sin electrificar está situado en zonas de difícil acceso o que presentan

alguna otra dificultad de orden social o de seguridad, y el rápido progreso realizado en muchos casos para llegar al 90%-95% de electrificación se ralentiza considerablemente. Este es precisamente el caso en países de América Central y del Sur que han alcanzado altos niveles de electrificación, pero que todavía necesitan rematar la tarea.

La propuesta de electrificación que se presenta en este documento toma como punto de partida las mejores experiencias internacionales, aplicadas a las condiciones particulares del caso colombiano y con algunos nuevos ingredientes. Las experiencias internacionales de interés aquí son las que se refieren a los marcos legales y modelos de negocio que puedan atraer capital privado a electrificar zonas rurales no interconectadas y relativamente aisladas, como es el caso en los procesos de electrificación pendientes en América Central y del Sur.

Más concretamente, interesa examinar cómo se decide el modo de electrificación (extensión de red, micro-redes y sistemas individuales) más adecuado en cada zona y para cada demanda, los instrumentos legales adoptados para designar los operadores, y el tratamiento regulatorio de cada uno de los tres modos básicos de electrificación, lo cual incluye cómo se determinan los ingresos de las actividades de electrificación, y cómo se fijan las tarifas y los subsidios que puedan necesitarse.

Un tema adicional, crítico en muchos países en desarrollo, es cómo financiar los procesos de electrificación. Las experiencias son muy numerosas, pues básicamente cada país tiene las suyas. Y el sector eléctrico colombiano tiene unas características muy específicas, que es necesario tener en cuenta para decidir qué experiencias le son aplicables. Una revisión completa de todos estos aspectos necesitaría una colección de gruesos informes cubriendo cada uno de ellos. Estos informes ya existen, y aquí se citarán algunos, aunque es un área de conocimiento en rápida evolución.

2.1. Planificación

Los métodos de planificación de la electrificación rural han experimentado una drástica transformación con la disponibilidad de los sistemas de información geográfica (GIS), el acceso a bases de datos cada vez mejor georreferenciadas y algoritmos avanzados de computación. La UPME hace uso actualmente de estas herramientas de cálculo para sus tareas de planificación de la electrificación. Se trata de disponer de un sólido punto de partida para conocer el modo de electrificación que debe emplearse en cada caso, y poder estimar los recursos materiales y económicos que van a necesitarse. En el Anexo 1 se describe el modelo REM (por "Reference Electrification Model", desarrollado por el MIT/Comillas Universal Energy Access Laboratory[2]) como herramienta de cálculo para determinar el plan de electrificación de mínimo costo.

El estado del arte en este campo está definido en este momento por el modelo de cálculo REM (por "Reference Electrification Model") desarrollado conjuntamente por el Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT, Boston, EEUU) y el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT, Madrid, España) de la Universidad Pontificia Comillas.[3] El modelo REM ha sido utilizado

[2] http://universalaccess.mit.edu. La referencia (Ciller, P. et al., 2019) contiene una revisión actualizada de los modelos de planificación geo-referenciados para la electrificación de un territorio.

[3] Para una descripción más detallada del modelo REM consultar el Anexo 1. Para más información se puede visitar http://universalaccess.mit.edu, el artículo científico en Proceedings of the IEEE *Optimal electrification planning incorporating on- and off-grid technologies: the Reference Electrification Model (REM)* disponible en https://ieeexplore.ieee.org/document/8760510, o el Working Paper *Computer-aided electrification planning in*

recientemente, en colaboración con el Banco Mundial, para el desarrollo e implementación del Plan Nacional de Electrificación de Ruanda, y para el estudio de Plan de Acceso Universal a la Energía en Mozambique, y con el Asian Development Bank para el estudio del Plan de Electrificación Universal de las Islas Molucas y la Papúa Indonesa, así como en otros estudios en Perú, India, Camboya, Uganda, Nigeria o Kenia, entre otros.

El REM determina el plan de electrificación de costo mínimo para satisfacer una demanda prefijada en cada edificio del territorio considerado, utilizando para ello la combinación óptima de extensión de la red existente, así como micro-redes y sistemas individuales aislados. Se está definiendo una posible colaboración entre el MIT/Comillas Universal Energy Access Laboratory y la UPME para aplicar el modelo REM en las ZNI, habiéndose ya identificado por medio de un análisis piloto el potencial y los requerimientos de información y configuración de los algoritmos de REM para su adecuación a las necesidades de planificación en Colombia. Otros modelos, como ONSETT (Royal Institute of Technology, Sweden) y Network Planner (Columbia University), pueden ser también utilizados para esta tarea, aunque sus prestaciones son inferiores a las de REM.

2.2. Asignación de responsabilidades en los procesos de electrificación.

En la mayor parte de los países el territorio ha sido dividido en zonas administrativas en las que históricamente una compañía eléctrica ha recibido una licencia para distribuir electricidad en condición de exclusividad, bajo un régimen de monopolio regulado. Al comienzo de los años 1990s las empresas de distribución eran de propiedad pública en la mayoría de los países, con notables excepciones, sobre todo en los EE. UU. y en algunos países europeos. El proceso de liberalización y privatización del sector eléctrico por todo el mundo cambió en muchos casos el régimen de propiedad, que ahora es en muchos casos de índole privada, pero no el régimen regulatorio, que, con diversas variantes en el procedimiento de remuneración, sigue siendo el de un monopolio regulado para las actividades físicas de red (la actividad de distribución propiamente dicha). En algunos países se ha liberalizado la actividad de comercialización, separándola ("unbundling") de la distribución. En (World Bank Group, 2019) se puede encontrar una revisión actualizada de los procesos de reforma del sector eléctrico en un gran número de países. [4]

El caso de Colombia – también zonas aisladas en Perú y tal vez otros en América Latina – es peculiar porque los operadores de distribución no han sido asignados zonas en exclusividad y, en particular, las ZNI no tienen actualmente operadores que las suministren, excepto por algunos operadores menores independientes desplegando micro-redes en algunos núcleos de población o vendiendo sistemas domiciliarios aislados. Es cierto que muchos países permiten la instalación de micro-redes no conectadas a la red en el territorio para el que se ha concedido una licencia de suministro eléctrico, y también la desconexión de la red de conjuntos de clientes que optan por suministrarse a sí mismos. Pero en general existe un licenciatario en cada territorio, aunque en la práctica, en muchos países con déficit de electrificación, no se le responsabiliza de conseguir una electrificación universal.

Un caso interesante es el de Nigeria, que con el fin de dinamizar la actividad de distribución –

developing countries: the Reference Electrification Model (REM) https://www.iit.comillas.edu/publicacion/mostrar_publicacion_working_paper.php.en?id=347

[4] Véase también Eberhard and Godinho, "A review and exploration of the status, context and political economy of power sector reforms in sub-Saharan Africa, south Asia and Latin America". 2017. http://www.gsb.uct.ac.za/files/Eberhard_and_Godinho_2017.pdf

que no progresa en proporcionar acceso a la numerosa población no electrificada, a pesar de haber privatizado todas las empresas de distribución hace 5 años – permite a operadores independientes desarrollar redes propias de distribución conectadas a las del operador incumbente con licencia en la zona. Nigeria también permite la instalación de generación embebida en la red de distribución del operador incumbente para suministrar un grupo de demandas que deben sumar más de 2 MW, utilizando esta red (pagando una tarifa por uso) o una red propia ad hoc para el caso. Esta "liberalización" de la distribución no ocurre en los países industrializados con completa electrificación y empresas de distribución solventes.[5] Las medidas drásticas a las que recurren algunos países que necesitan acelerar sus procesos de electrificación pueden tener efectos beneficiosos inmediatos, pero a veces pueden conducir a un sistema eléctrico futuro balcanizado y difícil de gestionar.

Un procedimiento más ortodoxo y que ha dado en general buenos resultados es el de las concesiones.[6] Normalmente se trata de una distribuidora de propiedad pública que delega parte de sus actividades en otra empresa, a cambio de unas condiciones que se especifican en un contrato. Algunas de las experiencias más interesantes son las de Senegal, Uganda, Camerún, y las "distribution franchises" en varias ciudades de la India, como Delhi y Agra.

Existe una interesante propuesta de la Comisión Reguladora de Energía de Nigeria (NERC) para introducir franquicias (y atraer capital y gestión privados) en las compañías distribuidoras que habían sido previamente privatizadas, tratando de dinamizar los procesos de electrificación.[7]

En Latinoamérica un ejemplo relevante es el Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER) en Argentina que, por medio de subastas, asigna concesiones territoriales para la provisión e instalación de equipos fotovoltaicos (kits y sistemas solares) para viviendas, escuelas y usos productivos (incluyendo boyeros solares para la electrificación de cercas para el ganado), así como para la electrificación con micro-redes de comunidades. El gobierno acompaña estas licitaciones territoriales con la licitación de la compra de lámparas y equipos domiciliarios de baja potencia. Otro caso ejemplo de mucho interés para Colombia es el de Perú para los sistemas fuera de la red principal, que se comenta en detalle más adelante.

El modelo de concesión merece especial interés, pues permitiría, si las condiciones de la concesión fuesen adecuadas, atraer inversores en las ZNI económicamente eficientes y además asegurando en principio el suministro a largo plazo. El Banco Mundial define una concesión como "un acuerdo según el cual una empresa obtiene del gobierno el derecho a proporcionar un determinado servicio bajo condiciones de un significativo poder de mercado" (Kerf 1998) que frecuentemente significa exclusividad, pero no necesariamente. Las concesiones regularmente se asignan a empresas privadas, que, en los modelos de concesión más avanzados, suponen que el concesionario privado se responsabiliza de explotar, mantener, y expandir los activos de acuerdo con términos prefijados, con la obligación de retornar dichos activos al sector público a la finalización del periodo de concesión. Se han llevado a cabo numerosas

[5] En España, por ejemplo, La Ley del Sector Eléctrico de 1997 permitió la competencia local entre redes de distribución, pero pronto esta disposición fue eliminada.

[6] Aquí utilizaremos este término para designar a un conjunto de diversos métodos de asignación de responsabilidades a una entidad diferente en la gestión de una empresa de distribución, donde se incluyen las que se han denominado franquicias. Este informe del Banco Mundial describe las distintas variedades que se han utilizado y en mayor detalle las experiencias que han tenido lugar en África. World Bank Group. R. Hosier, M. Bazilian and T. Lemondzhava, "Increasing the potential of concessions to expand rural electrification in sub-Saharan Africa", Live Wire 2017/76. https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/26570

[7] Véase https://nerc.gov.ng/index.php/component/remository/Consultation-Papers/?Itemid=591

concesiones eléctricas (aunque la mayor parte no han sido en distribución) en África sub-Sahariana, de las que (Hosier et al. 2017) ha identificado más de 200 en 15 países, desde concesiones de micro-redes hasta de compañías que sirven a países enteros.

La concesión puede simplemente consistir en hacerse cargo de la medida, tarificación y recogida de los pagos, o bien puede llegar a tomar control total de la gestión de la empresa por un periodo largo de tiempo – típicamente 20 o 25 años – utilizando los activos físicos existentes, invirtiendo en otros nuevos y realizando las tareas de operación y mantenimiento. Sin embargo, no se trata de una privatización. Al término de la concesión, si ésta no es renovada, todos los activos retornan al distribuidor incumbente, que ha de pagar al concesionario que termina el valor residual de los activos que éste ha invertido. Las concesiones han funcionado bien cuando los términos del contrato han sido adecuadamente diseñados y equilibrados para ambas partes, y cuando la empresa concesionaria tiene la experiencia necesaria y una vocación de permanencia en el sector eléctrico.

El Anexo 2 presenta una descripción detallada de este modelo de negocio – realizada por un grupo de investigadores del MIT/Comillas Universal Access Laboratory) y una revisión de las experiencias internacionales más relevantes. El modelo de concesión es la base de la propuesta regulatoria que se plantea en este informe, y que se describe en el numeral 4 de este capítulo.

Un paso más allá se da cuando se integran bajo la responsabilidad de una compañía de distribución única los tres modos de electrificación (extensión de red, micro-red y sistemas individuales), de forma que al combinarse la red con sistemas aislados bajo un único incumbente se pueden alcanzar zonas más amplias, universalizando el servicio, y optimizando el mix de los tres modos de electrificación (y la transición entre ellos). Esta compañía incumbente puede delegar o subcontratar parte de la implementación de la electrificación a su vez en terceras compañías, pero siempre garantizando la coordinación y manteniendo la responsabilidad última del servicio ante los clientes y ante el estado.

Ejemplos de esto son las franquicias de distribución en India que, acercando el servicio a las comunidades beneficiarias han mejorado la información y el compromiso del cliente con el comercializador, aumentando la calidad de servicio, disminuyendo el ratio de impagos y atrayendo a más clientes al modelo de negocio, y proveyendo servicios auxiliares como la financiación de herramientas y aparatos eléctricos, apoyo a los usos productivos de la electricidad e incluso actividades sociales comunitarias (Banerjee y Pargal, 2014). Así, los enfoques de extensión del servicio eléctrico (de red y fuera de red) deben ir de la mano del apoyo a actividades productivas y de desarrollo económico y social, de facilitar el acceso a maquinaria y otras herramientas eléctricas que permitan extender los usos de la electricidad por parte de las nuevas comunidades electrificadas y de la sinergia con la prestación de otros servicios comunitarios como puede ser el acceso a agua potable.

2.3. Modelos de Electrificación

2.3.1. Electrificación por extensión de red

Se trata del modo tradicional de electrificación, pero una experiencia de interés, que ha sido llevada a cabo de forma oficial y masiva por primera vez en Brasil, es el uso de estándares oficiales para extensión de red de bajo costo para zonas rurales, vinculando la estrategia de electrificación con la de desarrollo socio-económico desde un principio, abaratando el costo de suministro y favoreciendo la generación de ingresos y los servicios sociales, lo que ha permitido

acelerar la extensión de red de forma sostenible a una mayor extensión del territorio.[8] Esta práctica se ha extendido a otros países, como por ejemplo puede verse en el código de electrificación del estado de Uttar Pradesh en la India, publicado por su Comisión Reguladora de Electricidad.

2.3.2. Electrificación con micro-redes

La dificultad principal que ha encontrado la electrificación con micro-redes es que necesita subsidios, como directamente lo admite el consejero delegado de PowerGen, la empresa que ha instalado más micro-redes en África, y miembro fundador de la Africa Mini-grid Developers Association (AMDA).[9] El suministro eléctrico con micro-redes es caro, en general sustancialmente superior al costo medio del sistema interconectado. Pero es que las micro-redes son competitivas en aquellas localizaciones donde extender la red principal sería más costoso aún, de forma que son necesarias en una planificación de mínimo costo, así como los sistemas individuales aislados.

Debido a esta necesaria limitación, el desarrollo de micro-redes necesita de donantes – fundaciones, ONG, programas de organizaciones multi o bilaterales de desarrollo – que generalmente no tienen el volumen suficiente para lanzar proyectos masivos de electrificación con esta tecnología. Las regulaciones sobre micro-redes de los distintos países, cuando estas regulaciones existen, no recogen en sus disposiciones el otorgar subsidios a las micro-redes, dejando en general a los operadores independientes el conseguir la viabilidad económica por medio de subsidios cruzados entre los clientes, cuando alguno de ellos tiene el volumen y capacidad de pago para aceptarlo, o bien con subvenciones de alguno de los diferentes tipos de donantes.

Un modelo de electrificación que hace frecuentemente uso de micro-redes, que ha dado resultados en muchos casos y ha sido abandonado en otros tantos, es el de las cooperativas. El modelo de cooperativas de servicios públicos ha sido utilizado con éxito en Bolivia, por ejemplo, donde se ha logrado abastecer con micro-redes a comunidades aisladas (desde decenas de usuarios a varios miles por sistema) con un modelo de negocio sostenible en el tiempo. La inicial dependencia en exclusiva del suministro con generadores diésel, altamente subvencionado, ha dado paso a la hibridación solar, disminuyendo el costo de suministro de energía (por ejemplo, de 0.22 $/kWh a 0.14 $/kWh en la comunidad de El Remanso) y aumentando la potencia suministrada por la micro-red a un número creciente de usuarios, así como la calidad y el nivel de servicio (que pasa de unas pocas horas diarias con el uso exclusivo de diésel a 24x7 en el sistema híbrido).

Estas cooperativas de electricidad local cuentan con inversión pública por parte del Gobierno de Bolivia, y son gestionadas por la comunidad local, incluyendo acometidas con medidores inteligentes y tarjetas prepago de electricidad. Esta experiencia y otras de interés en América Latina pueden encontrarse en el libro "El acceso universal a la energía. La electrificación rural aislada", publicado por ARIAE y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en España, 2017. Las cooperativas fracasan cuando su estructura de organización interna y sus recursos económicos y técnicos no son capaces de afrontar la renovación de los equipos obsoletos, el crecimiento de la demanda, o simplemente los retos propios de toda organización

[8] Véase el capítulo dedicado a la iniciativa de electrificación en Brasil de Fabio Rosa en "How to change the world. Social entrepreneurs and the power of new ideas", David Bornstein.
[9] Ver https://www.powerforall.org/resources/audios/conversation-africa-mini-grid-developers-association-amda, and

que da servicio a un gran número de clientes.

El enfoque regulatorio que se propone en este informe, al integrar las micro-redes en el concesionario de la zona, con una remuneración regulada a partir del costo de servicio, resuelve los principales problemas de los modelos anteriores, aunque, por supuesto, sin eliminar la necesidad de un subsidio, pero reduciendo el riesgo del inversor (y consiguientemente el costo de capital) así como garantizando la permanencia en el tiempo (lo que permite distribuir las anualidades de pago en plazos mayores, reduciendo las tarifas para los consumidores finales).

La evolución temporal de las necesidades energéticas de los consumidores precisa una adaptación de los modos de electrificación, de forma que lo que inicialmente era más económico suministrar con una micro-red, más adelante, cuando la demanda crece, puede necesitar ser conectado a la red del SIN. No puede haber fronteras rígidas entre el servicio con redes, con micro-redes y con sistemas individuales. En bastantes países la regulación prevé esquemas de compensación e integración de activos físicos cuando la red alcanza algunas zonas previamente electrificadas con micro-redes (el estado de Uttar Pradesh en India, Camboya, Nigeria, Ruanda, Tanzania, entre otros).

Merece especial atención la experiencia de Camboya, que anticipa en parte lo que más tarde se propondrá en este informe. Cientos de micro-redes existentes, alimentadas con generadores diésel, han sido conectadas a la red, lo que ha mejorado su fiabilidad y la capacidad de crecimiento de la demanda. Los operadores privados, que anteriormente aplicaban tarifas fuera de regulación a sus consumidores, han pasado a ser operadores de distribución en su zona, y reciben una remuneración regulada por su costo de servicio. Los consumidores ahora pagan tarifas reguladas por debajo del costo, y el operador recibe un subsidio que le permite completar su remuneración regulada.[10]

2.3.3. Electrificación con sistemas individuales aislados[11]

La electrificación con sistemas individuales aislados comparte bastantes de los mismos problemas que las micro-redes. Se trata de soluciones más caras que el suministro desde la red interconectada, pero que son necesarias cuando la demanda está alejada de la red existente o cuando la fiabilidad de ésta es intolerablemente insuficiente. Los sistemas domiciliarios solamente son asequibles para una determinada capa de la población, con lo que no es posible plantear una electrificación universal con base en esta tecnología sin la ayuda de subsidios. Pero las empresas distribuidoras incumbentes no han estado interesadas en promover este modo de electrificación.

En Perú la regulación y diseño de subsidios para la electrificación con micro-redes y sistemas individuales ha permitido la puesta en marcha de ambiciosos programas de electrificación fuera de red con un enfoque análogo al de las compañías de distribución (utility-like) estableciendo su factibilidad para zonas no interconectadas, estableciendo tarifas reguladas más un subsidio calculado de forma que respeta el principio de que los ingresos regulados establecidos (revenue requirement) deben reflejar el costo de servicio. Este enfoque es extensible a los sistemas solares de última generación (solar kits o sistemas solares

[10] See World Bank Group & ESMAP (2017). Mini-grids and arrival of the main grid. Lessons from Cambodia, Sri Lanka and Indonesia.

[11] En un proyecto actualmente en marcha en colaboración con el Banco Interamericano de Desarrollo y el Ministerio de Minas y Energía se están examinando diversas experiencias internacionales para extraer de ellas las buenas prácticas aplicables a la electrificación de las ZNI en Colombia.

individuales) tanto con el esquema de pago por servicio como con el de alquiler finalizando en compra (Pay-As-You-Go with rent-to-own), permitiendo la "bancabilidad" de los proyectos y el acceso a crédito y financiación por las compañías que prestan el servicio y también para los usuarios (microcréditos), asegurando la sostenibilidad y la permanencia del servicio eléctrico en el tiempo, como describimos más adelante.

El modelo de electrificación domiciliario desarrollado en Perú está basado en sistemas fotovoltaicos domiciliarios en corriente continua con baterías. El gobierno regula la tarifa aplicable, por consumo medio estimado de energía, y los cargos por corte y desconexión para distintos tipos de sistemas ("Tarifa Eléctrica Rural para Sistemas Fotovoltaicos", fijada por OSINERGMIN, y revisada cada cuatro años) y para inversiones realizadas tanto por empresas como por el estado para distintas regiones (Costa, Sierra y Selva-Amazonía). La regulación reconoce igualmente unos costos de comercialización, operación y mantenimiento a las compañías de servicios con sistemas fotovoltaicos según la zona de servicio. Se remunera la diferencia ("viability gap") entre el costo de servicio y la tarifa a través de un Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE, Ley Nº 27510). Este enfoque fue planteado al Gobierno de Perú por la empresa social Acciona Microenergía, que ahora da suministro a decenas de miles de usuarios en Cajamarca y Loreto, a través de micro-franquicias de centros de atención al cliente (Centros Luz en Casa), con un modelo de pago por servicio que incluye el servicio de garantía y mantenimiento de los equipos, junto con la venta de pequeños electrodomésticos (televisiones, radios, linternas, cargadores de celular, tabletas, reproductores DVD, licuadoras o cargadores de pilas). En este modelo de negocio es importante no subvalorar el necesario trabajo social con las comunidades, para explicar el compromiso mutuo y por qué deben pagar, pues frecuentemente son personas que nunca han pagado periódicamente por un servicio continuo.

Con el objeto de introducir recursos renovables en la matriz energética, Perú celebró la primera subasta internacional de renovables off-grid (OSINERGMIN 2014), concesionando la distribución y mantenimiento de hasta 500.000 sistemas fotovoltaicos domiciliarios con garantía de suministro por una duración de 15 años a la empresa ERGON, subsidiaria del grupo Tozzi Green, que ha asumido por contrato el compromiso de electrificar a 200.000 usuarios registrados tras la concesión inicial. Parece que esta rápida ampliación de escala ha ocasionado retrasos en el proceso de ejecución. Además, la exclusión del riesgo de impago al proveedor del servicio ha eliminado un importante incentivo de desempeño, lo que está ocasionando elevadas ratios de impago.

Una innovación adicional disruptiva ha sido la del sistema Pay-As-You-Go (PAYG), que ha permitido alcanzar un número mucho mayor de consumidores, aunque todavía sin llegar al "estrato inferior de la pirámide". El modelo de negocio PAYG también ofrece un servicio a cambio de un pago, con una calidad elevada, sin complicaciones técnicas o financieras, y con ventajas adicionales. El consumidor paga una cantidad inicial reducida – asequible para una parte de la población – y, a partir de ese momento, paga con su teléfono una cuota mensual que le permite disfrutar del aparato – panel solar y batería – y frecuentemente también de un conjunto de dispositivos adicionales – luces LED, cargador de teléfono, radio, ventilador, TV, etc. dependiendo del presupuesto. Si una semana el consumidor no paga, el aparato deja de funcionar, pero no hay que devolverlo. Y vuelve a funcionar al pagar de nuevo. Algunos suministradores incrementan algo la cuota y, al cabo de dos o tres años, el aparato pasa a ser propiedad del consumidor. Donde no hay cobertura telefónica, los pagos se realizan en un comercio local que se presta a dar ese servicio, a donde la compañía envía periódicamente un empleado a recoger la cantidad acumulada.

Algunos proveedores incluyen la transferencia de la propiedad del aparato al cabo de un tiempo – típicamente dos o tres años – de pagar regularmente. Si se dispone de cobertura telefónica, el aparato puede ser continuamente monitorizado por el proveedor, que puede detectar anomalías en el funcionamiento y organizar su arreglo o reemplazo, pues es el servicio lo que se proporciona. O bien el usuario puede llevarlo (pesa 3 o 4 Kg) al comercio donde lo adquirió para ser reparado o sustituido. El modelo PAYG facilita disfrutar de servicio eléctrico (sin necesidad de ser sancionado o tener que devolver el aparato) a las familias con ingresos irregulares. Como los pagos quedan registrados, el usuario tiene una historia de crédito, que si es satisfactoria le puede permitir adquirir un modelo más avanzado o incluso obtener financiación para comprar electrodomésticos u otros productos. La organización Gogla[12] ofrece estadísticas actualizadas de sistemas individuales aislados que utilizan tecnología solar fotovoltaica.

Los clientes más numerosos hasta el momento del modelo PAYG han sido consumidores urbanos o periurbanos con baja calidad de servicio, que utilizan estos aparatos como back-up. Aunque los "solar-kits" ciertamente proporcionan un servicio eléctrico de gran utilidad, no pueden soportar electrodomésticos intensivos en el uso de energía, ni la mayor parte de los usos productivos.

Algunas de las empresas que ofrecen el servicio PAYG están atravesando dificultades económicas o están en bancarrota. El motivo es haber querido crecer demasiado rápido, contratando el servicio al mayor número de clientes posible, lo que requiere fuertes inversiones en activos físicos que tardarán en ser recuperadas, creando desequilibrios financieros. En algunos casos ha faltado una verificación rigurosa de la capacidad de pago de los consumidores. Se trata de un negocio muy intensivo en capital, que puede fracasar si no obtiene puntualmente los pagos que necesita para cubrir sus compromisos financieros.

Los modelos de negocio que se acaban de describir han dado lugar, de alguna forma, a una compañía eléctrica "sin hilos", otra forma de "utility". En la mayor parte de las compañías con el modelo PAYG, no existe un compromiso de servicio en el tiempo más allá del de la vida física o contractual del aparato. Por el contrario, el modelo de la empresa Acciona Microenergía en Perú, con el apoyo del regulador y del gobierno de la nación, constituye un verdadero compromiso "utility-like" con el consumidor.

Un interesante y reciente desarrollo adicional del modelo PAYG es su separación ("unbundling") en varios modelos de negocio independientes (I+D con o sin fabricación; financiación; logística de transporte e instalación; y relación con el consumidor) con el fin de especializar las actividades y el riesgo, facilitando las inversiones.[13]

2.4. Determinación de la remuneración regulada ("revenue requirement"), las tarifas, y los subsidios

Existe una "buena práctica" universal en la remuneración de la distribución, que, con muchas variantes, consiste en una "remuneración regulada del costo total eficiente de servicio". Esto es, una remuneración regulada que cada año cubre todos los costos de una gestión eficiente de la

[12] https://www.gogla.org

[13] Estos desarrollos se han discutido en el Off-Grid Energy Access Forum, Octubre 2019 en Londres. https://www.pv-magazine.com/2019/11/23/the-weekend-read-offgrid-goes-global/?utm_source=dlvr.it&utm_medium=linkedin

compañía, para conseguir al menos una fiabilidad y calidad de servicio prefijadas regulatoriamente. Estos costos deben incluir los de capital más los de operación y mantenimiento. La remuneración regulada puede incluir incentivos (penalizaciones y premios) asociados a objetivos de mejor desempeño.

Adicionalmente, el regulador debe establecer cada año las tarifas que, diferenciadas por tipo de consumidor, y aplicadas al consumo de todos los consumidores de cada tipo, deben recuperar la remuneración total regulada para el año de la actividad de distribución. Tedioso, pero relativamente simple.

Desafortunadamente, en muchos países con déficits importantes de electrificación, o bien la remuneración regulada que determina el regulador es insuficiente, o bien las tarifas que deben pagar los consumidores finales se fijan por debajo de costos, de forma que aparece un déficit de remuneración para las empresas distribuidoras, con devastadoras consecuencias para la calidad de servicio y las nuevas inversiones, en especial las dedicadas a proporcionar acceso a más consumidores. Dado que llegar a consumidores cada vez más y más lejanos, dispersos, y pobres, con bajos niveles de demanda, es cada vez más caro, las distribuidoras se resisten a hacerlo, pues conectar nuevos consumidores les supone más pérdidas.

En muchos casos la baja calidad de servicio desmotiva a los consumidores, que rehúsan pagar las facturas o se conectan ilegalmente. Cada cierto tiempo los gobiernos tienen que rescatar a las empresas distribuidoras de alguna forma, para que no sean completamente insolventes y puedan seguir funcionando; un rescate costoso y sin perspectivas de solución a medio y largo plazo. Es para salir de este círculo vicioso que distribuidoras y gobiernos han planteado soluciones diversas, con modelos de negocio alternativos o complementarios, como las concesiones, franquicias o privatizaciones. Debe resaltarse que éste no es el caso de Colombia, donde los operadores incumbentes del SIN son viables y no existen operadores incumbentes – solventes o no – en las ZNI. Sin embargo, es posible extraer enseñanzas útiles de algunas de estas experiencias.

La primera es que los modelos de negocio tienen que diseñarse para poder ser viables a corto, medio y largo plazo. El sector eléctrico ha mostrado cómo se pueden diseñar modelos de negocio viables para el segmento de la distribución en numerosos países. Si se trata de atraer capital privado para electrificar las ZNI, el modelo de negocio tiene que ser atractivo financieramente. La electrificación de las ZNI tiene el volumen suficiente para que no se pueda realizar solamente con ONG, fundaciones e incluso con donaciones de los bancos para el desarrollo. Se necesita inversión privada que ha de ser remunerada adecuadamente. Y el Gobierno ha de encontrar la forma de subsidiar la diferencia entre el costo de suministro y lo que pueda recolectarse con tarifas reguladas adaptadas a la capacidad de pago de los consumidores.

Por tanto, la electrificación de las ZNI que se realice por extensión de red deberá ser remunerada siguiendo el mismo procedimiento que se utiliza para remunerar a los operadores del SIN. El procedimiento del costo de servicio, o variantes más avanzadas como el método RPI-X desarrollado en el Reino Unido, han sido descritos en numerosos documentos y son conocidos y utilizados por la CREG.[14] Una descripción detallada del método del costo de servicio se puede encontrar en la página web de la Nigerian Energy Regulatory Commission (NERC), como el método MYTO (Multi-Year-Tariff-Order).

[14] Ignacio Pérez-Arriaga. "Regulation of the power sector". 2013. Springer Verlag.

Si la planificación de mínimo costo determina que algunas agrupaciones de puntos de demanda son suministradas más económicamente con micro-redes, o si, como pasa en Colombia, el marco regulatorio permite la instalación de micro-redes por productores independientes, estas micro-redes deben recibir una remuneración que garantice su sostenibilidad, entendida en este caso como viabilidad económica en el tiempo, en el futuro condicionada a que las micro-redes se instalen en las zonas donde el planificador lo haya especificado. El mismo criterio debiera aplicarse a una empresa de servicios domiciliarios aislados ¿Cuáles son las experiencias internacionales relevantes en este caso?

Entre los numerosos informes que describen experiencias o realizan propuestas acerca de la regulación de los sistemas aislados de la red y las micro-redes en particular, destacamos los siguientes: i) el ya clásico informe del Banco Mundial (Tenenbaum et al., 2014) que recorre en detalle todos los aspectos regulatorios que afectan a las micro-redes; ii) el informe de IRENA (IRENA, 2018) que realiza un estudio comparativo de las regulaciones más representativas de micro-redes en un conjunto de países; iii) el muy reciente informe del Banco Mundial (World Bank Group, 2019) que revisa la situación actual de las micro-redes en el mundo en desarrollo; iv) el planteamiento regulatorio de la Africa Mini-grid Developers Association (AMDA), que parece estar teniendo una acogida favorable por reguladores y gobiernos (aunque todavía no se ha materializado en regulaciones oficiales) y que propugna que se pague una cantidad (subsidio) al operador independiente de micro-redes cada vez que da servicio a un nuevo consumidor [15]; y v) el reciente informe sobre la situación de los estados de la India donde se ha conseguido dar conexión eléctrica a cerca de 300 millones de personas por extensión de la red durante los tres últimos años (CSIS, 2019). Se comentan a continuación las lecciones aplicables a la electrificación de las ZNI en Colombia que pueden extraerse de estas referencias respecto a la financiación de las micro-redes.

Como se comentó anteriormente, la inmensa mayoría de las micro-redes existentes han sido financiadas con la ayuda de donaciones o subsidios, a través de ONG, fundaciones o programas gubernamentales financiados con la ayuda de bancos para el desarrollo, pues, en general, los consumidores no pueden pagar el costo total de suministro de la micro-red.

Algunas micro-redes pueden autofinanciarse sin necesidad de subsidio, cuando existe alguna demanda especial –un caso típico es una torre de telecomunicaciones, pero también una mina, u otra instalación industrial – que por medio de subsidios cruzados en las tarifas puede compensar las tarifas reducidas de los consumidores residenciales. En unos casos la organización que presta la ayuda selecciona la comunidad para la que se desarrollará la micro-red, mientras que es el gobierno del país quien decide las comunidades que participarán en el programa. En este último caso los operadores son seleccionados por medio de subastas al ofertar el menor subsidio para hacerse cargo de la instalación y operación de las micro-redes.

En la mayor parte de los casos el subsidio consiste en una ayuda a la inversión inicial, lo que hace posible cubrir el resto del costo de operar la micro-red con las tarifas que pagan los consumidores. Estas tarifas son negociadas entre el operador y los consumidores cuando no existe ayuda oficial, mientras que suelen ser fijadas por el regulador cuando se trata de programas gubernamentales. El problema existente con el método de financiación basado

[15] Ver la entrevista online que muestra la visión de AMDA en https://www.powerforall.org/resources/audios/conversation-africa-mini-grid-developers-association-amda

exclusivamente en una ayuda inicial es la sostenibilidad financiera del modelo de negocio, que en el caso de las micro-redes requiere inversiones periódicas sustanciales en el reemplazo de las baterías (cada 4 o 5 años), así como otros elementos, más inversiones adicionales para incorporar nuevos consumidores o responder al crecimiento de la demanda. En Colombia se ha identificado que la remuneración para las ZNI resulta insuficiente para garantizar niveles adecuados de mantenimiento, realizar reposición y modernización de equipos y para sustituir la generación a base de diésel (EY, 2018). Desde junio de 2014 está en comentarios la remuneración de las actividades de prestación de servicio de energía eléctrica en las ZNI (Resolución CREG 004 de 2014).

Nigeria ha introducido en la regulación de las micro-redes un método para calcular la remuneración regulada que sigue los mismos principios (MYTO) de costo de servicio que aplica para calcular la remuneración de la red de distribución.[16] Es ésta una propuesta muy pertinente para el caso Colombiano, pues está orientada a lograr la sostenibilidad del servicio y a incluir las condiciones de calidad del sistema como un todo – nótese que los objetivos de fiabilidad deben adecuarse en cada zona a las condiciones de accesibilidad, entre otras. Una remuneración adecuada permite fijar el nivel de desempeño correspondiente en las calidades del prestador de soluciones aisladas. Muy recientemente Nigeria ha anunciado un programa para tecnologías aisladas – micro-redes y sistemas individuales aislados – con subvenciones específicas para cada uno (una novedad para los sistemas individuales aislados), y un monto total de $350 millones.

3. Principios para una propuesta de aumento de cobertura sostenible

El marco regulatorio debe garantizar las condiciones para la viabilidad, sostenibilidad y universalización del servicio en las zonas aisladas. Asimismo, debe adaptarse a las condiciones del país en las zonas pendientes de electrificación, para maximizar el uso de los recursos públicos disponibles y propiciar la participación privada necesaria. A partir del análisis de las experiencias y mejores prácticas regulatorias que se han revisado en el apartado anterior, y del examen de las características específicas del sector eléctrico colombiano y de las ZNI en particular, se enuncian a continuación unas consideraciones generales y se proponen los principios sobre los que posteriormente se propondrán las recomendaciones para el aumento de cobertura en las zonas aisladas en condiciones sostenibles.

Los principios y modelo de negocio que se proponen en este informe se inspiran en el enfoque que el Universal Energy Access Lab conjunto del MIT e IIT-Comillas propone como "integrated distribution framework, IDF". Este marco integrado de distribución puede tener diversidad de encajes legales, desde alianzas público-privadas, empresas individuales, uniones o incluso cooperativas de distribución que se responsabilicen del suministro en el territorio considerado.[17]

Las zonas rurales aisladas presentan una dificultad adicional de financiación por el alto costo

[16] Véase https://nerc.gov.ng

[17] Ver Universal Energy Access Laboratory, http://universalaccess.mit.edu. La justificación y el plan de difusión y aplicación del concepto de "marco integrado de distribución" se encuentra en el informe "Global Commission to End Energy Poverty. Inception Report", September 2019. https://www.endenergypoverty.org/reports (proyecto patrocinado por la Fundación Rockefeller) y en (Pérez-Arriaga et al. 2019).

de suministro – inversión y operación y mantenimiento – a clientes dispersos y con bajo consumo, especialmente si están lejos del SIN.[18] Como aplicar tarifas locales que permitan recuperar totalmente los costes incurridos no es políticamente aceptable ni la población afectada podría pagar esos costos elevados, es necesaria la utilización de subsidios. Diversos sistemas eléctricos han implementado subsidios de forma diferente. En todo caso es imprescindible que el recaudo estimado de aplicar las tarifas reguladas (con una trayectoria temporal preestablecida del porcentaje de recaudo) más los subsidios cubran por completo el costo total de servicio, esto es, el "revenue requirement". No es suficiente con proporcionar subsidios a la inversión inicial, sino que los subsidios deben continuar en el tiempo para cubrir los costes de reposición y de AOM cuando la recaudación vía tarifas a los clientes locales no sea suficiente.[19]

El uso de potentes modelos matemáticos (Ciller et al. 2019) puede ayudar al cálculo cuando se entremezclan diferentes modos de electrificación, esto es, extensión del SIN y soluciones aisladas (mini-redes y sistemas individuales) bajo un mismo suministrador en un territorio determinado. En cualquier caso, la posible mezcla de modos de electrificación no debiera crear diferencias de concepto a la hora de calcular la remuneración. Cada activo con su vida útil es remunerable, los costes de operación y mantenimiento existen en cualquier modo, y de igual manera con el resto de partidas de costes identificables y reconocidas.

Las nuevas tecnologías y el desarrollo de generación con fuentes locales desdibujan la necesidad de la separación normativa y regulatoria del SIN y las ZNI. Permitir la prestación de un sistema que incluya esquemas mixtos de electrificación entre el SIN y soluciones aisladas, contribuye a todos los objetivos de la política de electrificación: universalización del servicio, mayor cobertura con energía limpia en un modelo de calidad y sostenibilidad.

Reconocer las singularidades de la comunidad respecto de sus costumbres de uso y su potencial de desarrollo, permite diseñar esquemas sostenibles de prestación a partir del uso de la energía para potenciar la generación de ingresos locales.

El diseño de un proceso de electrificación debe contemplar su inserción adecuada en la visión que se haya establecido para la estructura a largo plazo del sector. Un aspecto clave es obviamente el garantizar la permanencia en el tiempo del suministro eléctrico para todos los consumidores, sea cual sea el tipo de servicio.

La dimensión de permanencia de un suministro eléctrico sostenible requiere que la estructura empresarial del sector eléctrico sea también adecuada. Las empresas que se hagan cargo de suministrar los servicios deben tener vocación de continuidad indefinida en el tiempo, esto es, deben ser "utility-like". Y cuantas más garantías tengan de ello, mejor. A este respecto, una dificultad adicional en el caso de Colombia es que el suministro eléctrico en el territorio nacional no está previamente asignado en su totalidad a un determinado número de empresas distribuidoras "incumbentes" con responsabilidad de suministro en el territorio asignado. En este momento el 51% del territorio son ZNI y en su mayor parte no tienen un "operador incumbente" asignado a ellas. Una complejidad añadida es la existencia de pequeños suministradores "espontáneos" en las ZNI, que proporcionan electricidad para sí mismos o para núcleos de población o empresas con recursos propios, frecuentemente sin cumplir la

[18] El coste de conexión por usuario según datos del PIEC es un 50% superior para las ZNI respecto a la extensión del SIN.
[19] Véanse en la sección 3.1 de este informe los criterios para el diseño de subsidios.

normativa vigente[20]. En general, estos prestadores son altamente dependientes de los subsidios[21] y presentan serias deficiencias en continuidad del servicio. Al implementar modelos mas eficientes a cargo de prestadores con mayor capacidad técnica y financiera como los operadores de red, se debe establecer el mecanismo de colaboración o salida de esos pequeños prestadores, por ejemplo, mediante la adquisición o compensación de equipos o mercados.

Para evitar una excesiva atomización[22] del sector eléctrico en Colombia y también para aprovechar la experiencia y estabilidad que proporcionan los actuales operadores de red asentados en el país, es preferible que éstos tengan cierta prioridad a la hora de suministrar las ZNI, aunque siempre dejando espacio para la competencia con nuevos entrantes. Ofrecer unas condiciones razonables para el modelo de negocio naturalmente atraerá a los actuales operadores que cuentan con claras ventajas competitivas. Los operadores de red actuales cuentan con el capital, el acceso a tecnologías disruptivas (como la generación distribuida o la digitalización de redes) y la experiencia en la gestión (por ejemplo, con los consumidores y comunidades en la última milla o sistemas de cobro) que les debería permitir proveer un suministro fiable, de menor coste, de mayor calidad, con reducción de las pérdidas y con mayor implicación, confianza y compromiso de los consumidores. Por otro lado, en principio carecen de experiencia en el suministro de clientes por medio de micro-redes o sistemas domiciliarios aislados, por lo que soluciones mixtas en la creación de consorcios por el operador concesionario pueden ser aconsejables, como se discute más adelante.

El modelo de negocio puede contar con una variedad de modos de suministro. Optimizar el coste del plan de electrificación para abastecer la demanda rural requiere generalmente de una combinación de modos de suministro (extensión del SIN, mini-redes y sistemas individuales) que el proveedor asignado deberá poner en servicio de forma eficiente, equilibrando los costes, la fiabilidad, las preferencias de los consumidores, y los recursos energéticos distribuidos y centralizados, entre otros factores. Además, estos modos de suministro se deben contemplar de forma integrada y flexible, teniendo en cuenta que las ZNI pueden eventualmente conectarse al SIN, requiriendo por tanto el uso de tecnologías de mini-redes compatibles con la red. El marco regulatorio debe establecer de forma transparente y objetiva las reglas de transición entre los modelos de suministro aislado y conectado.

3.1. Relación de los principios adoptados

En consecuencia, los principios para una propuesta de aumento de cobertura sostenible en las zonas aisladas son los siguientes:

- Atraer inversión privada, especialmente a las zonas más aisladas, requiere un modelo viable de negocio, con una remuneración regulada suficiente y seguridad jurídica en la permanencia del régimen regulatorio en el tiempo.

[20] Por ejemplo, en 2018, solamente once de los 65 prestadores registrados en el Registro Único de Prestadores de Servicio Público cumplieron con la obligación de reportar información financiera al Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
[21] El 82% de los ingresos de los prestadores de las ZNI provienen de subsidios (SSPD 2018).
[22] De los 65 prestadores de ZNI registrados en el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios en 2018, dos son empresas de servicios públicos, 25 son organizaciones autorizadas (juntas administradoras, cooperativas de servicios, asociaciones de usuarios y empresas asociativas de trabajo), 8 municipios prestadores directos, 25 sociedades anónimas, 4 empresas industriales y comerciales de Estado y un prestador de la Gobernación de Vaupés. 42 prestadores han sido eliminados del registro por no reportar información durante más de 3 años consecutivos, lo que puede ser un signo de la insostenibilidad del sistema actual.

- El modelo de negocio adoptado debe ser compatible con una visión de futuro razonable, que garantice su sostenibilidad. El servicio eléctrico debe permanecer en el tiempo, siendo capaz de acomodar nuevas inversiones de forma flexible, adaptándose a nuevas situaciones según acontezcan (cambios de niveles de demanda, nuevos usos de la electricidad, nuevas tecnologías disruptivas, etcétera).

- El modelo de negocio adoptado debe integrar los diversos modos de electrificación que resultan en el mínimo costo de suministro para el nivel de demanda existente en cada momento, de acuerdo con un proceso previo de planificación de la electrificación en el territorio considerado. Es importante establecer que, cualquiera que sea el modo de electrificación – conexión a la red del SIN, micro-red o sistema aislado – el suministrador proporciona un servicio por el que es remunerado, y no vende un medio de producción de electricidad o un aparato, incluso cuando se trata de suministros individuales. La propiedad y la responsabilidad del mantenimiento de los equipos reside en el suministrador del servicio, que se relaciona con sus clientes según un formato "utility-like", con independencia del modo de suministro.[23]

- Los anteriores requisitos conducen a proponer un modelo de concesión territorial con responsabilidad de servicio universal en la zona asignada, tanto como suministrador por defecto (en caso que ningún suministrador de soluciones aisladas se haya adelantado a proporcionar el servicio) como de último recurso (en caso de que otro suministrador existente en la zona abandone), pero solamente en exclusividad para el suministro por extensión de la red interconectada, y no en exclusividad para soluciones aisladas, ya sea con micro-redes o con sistemas individuales.

- La regulación debe también establecer en qué forma las micro-redes o sistemas individuales podrían eventualmente llegar a conectarse o integrarse totalmente en el SIN en algún momento, y qué condiciones de retribución deben darse para que los emprendedores que han invertido tanto en la generación como en los activos y construcción de la micro-red o de un suministro de servicio eléctrico con sistemas individuales aislados reciban una compensación adecuada. La regulación también ha de especificar las condiciones según las cuales el concesionario de una zona (A) adjudicada según el procedimiento propuesto y contigua a la zona (B) suministrada por un operador del SIN, puede conectarse a las redes del operador del SIN en la zona (B) para proporcionar acceso por extensión de red en su zona (A).

- La regulación debe facilitar, y en lo posible promover, que el concesionario de una zona sea un agente activo en la integración de la conexión eléctrica y los servicios eléctricos, en especial aquellos asociados a usos productivos de la energía.

- La regulación debe reconocer la necesidad de subsidios y su distribución temporal sobre el horizonte de planificación adoptado; así mismo, debe prever cómo reducirlos en lo posible – según evolucione la capacidad de pago de los consumidores – hasta hacer desaparecer la

[23] Este es un aspecto sobre el que se debe reflexionar antes de proceder a una implementación de estos principios en textos legales. La mayor parte de los consumidores en los países de África sub-Sahariana que optan por un suministro PAYG prefieren pagar una cuota semanal más alta y acabar siendo dueños del aparato al cabo de dos o tres años, hasta que al menos la batería necesite ser reemplazada unos dos o tres años más tarde. El nuevo aparato puede necesitar ser también ser subsidiado, lo que requiere diseñar cuidadosamente los incentivos del proveedor y del consumidor.

diferencia entre los ingresos por aplicación de las tarifas eléctricas y la remuneración regulada (el "revenue requirement"). Se excluye de este objetivo de reducción la cantidad dedicada a los subsidios directos a aquellos consumidores de la zona, en una tarifa social que se extiende en el tiempo sin un límite temporal definido.

4. Recomendaciones para el aumento de cobertura en condiciones sostenibles

En el numeral 2 de esta sección, se han descrito algunas experiencias relevantes internacionales. Debe hacerse notar que las citadas experiencias solamente pueden ayudar a diseñar lo que se trata de conseguir, pues lo que se propone en este informe no se ha realizado antes exactamente en las condiciones que Colombia requiere. En el numeral 3 se han presentado los lineamientos fundamentales del enfoque de electrificación propuesto. A continuación, se proponen los mecanismos concretos que deben permitir la implementación de los anteriores lineamientos. La propuesta se ha estructurado en tres bloques:

- La necesidad de una planificación integrada de referencia para el logro de las metas a corto (2022) y medio plazo (2030), tanto para la electrificación por extensión del SIN como por la electrificación de las ZNI mediante micro-redes y sistemas solares individuales, u otros sistemas aislados de más potencia.

- Un sólido marco regulatorio, sin el cual no es posible la escalabilidad ni la movilización de todos los esfuerzos necesarios para la universalización del servicio y su sostenibilidad a largo plazo. La regulación permitirá mitigar el riesgo del proceso de electrificación, especialmente teniendo en cuenta las dificultades de extender el servicio universal a poblaciones de bajos o muy bajos ingresos, en particular en zonas remotas y aisladas, facilitando así la atracción de capital privado y la "bancabilidad" de los proyectos de electrificación, entre otros beneficios.

- Un marco institucional y de gobernanza eléctrica que articule y promueva actores que, a partir de los marcos políticos y regulatorios, puedan impulsar las acciones necesarias para lograr la expansión de la cobertura para el logro del acceso universal en Colombia. Este bloque se desarrolla en la sección 4.

4.1. Planificación integrada de referencia

La planificación no sólo es necesaria para determinar la hoja de ruta de inversiones e implementación de proyectos para el logro de las metas de electrificación con el menor costo posible, sino que un cálculo riguroso del diseño de los sistemas necesarios para el suministro eléctrico, ya sea conectado al SIN, o con micro-redes o con sistemas individuales[24], permite establecer las prioridades de inversión para cada uno de los distintos tramos y fases de implementación del plan, conforme a la disponibilidad de fondos y a las políticas prioritarias energéticas y de desarrollo sostenible, y permite determinar los costos de servicio de referencia que pueden servir de base para el cálculo de las tarifas y subsidios necesarios para la regulación y sostenibilidad del suministro eléctrico a largo plazo.

[24] La clasificación entre el SIN y las ZNI debe revaluarse y, en su lugar, establecer diferencias cuando quepan entre las modalidades de electrificación.

Del análisis del contexto de planificación de la electrificación en Colombia se destacan los siguientes aspectos y propuestas clave:

- Es necesario profundizar en la estrategia de coordinación y centralización de responsabilidades y de fortalecimiento de capacidades para la planificación, concentrando las funciones en la UPME, como unidad central para el desarrollo de los instrumentos de planificación que luego adoptará el Ministerio de Minas y Energía.

- Un plan de electrificación integrado debe evitar la atomización de esfuerzos y la consideración estancada de los diferentes modos de electrificación (red, micro-redes y sistemas individuales) y de las distintas zonas (SIN o ZNI). Es necesario revisar los planes existentes, que contemplan en el SIN costos medios futuros de conexión a la red de 17 o 20 millones de pesos por cliente hasta 2030 mientras que en 2015 este costo medio era de 11.4 millones, estimando que, de media, la electrificación restante será entre un 50% y un 75% más cara. En esta situación, incluso dentro de las zonas SIN la electrificación con micro-redes compatibles con la red, instalando capacidad de generación local (en su mayor parte renovable), puede representar un notable ahorro respecto de esos niveles esperados del costo futuro de extensión de red. Un plan de electrificación de mínimo costo debe poder comparar para la población aún sin servicio en cada zona (tanto SIN como ZNI) la posibilidad de electrificación con red, micro-redes y sistemas individuales para lograr ahorros de costo de servicio, al tiempo que se proporcionan niveles de calidad adecuados a cada situación.

- Asimismo, para un correcto análisis tecno-económico de las opciones de menor costo de electrificación, es conveniente aumentar el nivel detalle de los análisis si se puede conseguir la información para ello, pasando de la consideración de comunidades en su conjunto y de solamente consumos domiciliarios (para determinar la necesidad de conexión o no a la red central de las aldeas rurales) al cálculo detallado de sistemas de generación y red (conforme al catálogo de tecnologías disponibles y normalizadas, para los diferentes niveles de tensión), profundizando hasta cada una de las conexiones individuales de los distintos tipos de usuario (domiciliarios, comunitarios y productivos) conforme a sus perfiles de demanda particulares. El cálculo tanto de la generación aislada necesaria como de las líneas y transformadores para la conexión en red debe atender a criterios de diseño de sistemas eléctricos conforme a los códigos y estándares técnicos y de calidad de servicio. Los planes de desarrollo con enfoque territorial – PDET y los planes de energización rural sostenible-PERS tienen metodologías que facilitan llegar al nivel de detalle señalado. El procedimiento de cálculo utilizado para elaborar el plan debe ser capaz de valorar el nivel de fiabilidad que la red principal puede proporcionar en comparación con el de mini-redes y sistemas aislados, e incorporar este factor en la toma de decisión sobre el modo de electrificación más adecuado.

- La planificación integral permite incorporar el análisis del energético de cocción más eficiente en el plan de costo mínimo, así como para sustitución de leña.

- Una visión futura de un sistema eléctrico donde lo interconectado y lo distribuido conviven de una forma flexible necesita prever en la planificación qué zonas hoy aisladas de la red en un futuro podrán conectarse a la misma. La generación o las micro-redes allí instaladas previamente podrán en una fase posterior integrarse en el SIN, que asimismo deberá acomodar en esta transición nuevas realidades como la penetración significativa de

generación distribuida, almacenamiento, redes inteligentes y gestión de la demanda. Esta flexibilidad requiere que el esfuerzo planificador se haga de forma integrada, considerando todos los modos de electrificación posibles, y la interacción entre ellos.

- La política energética del país y la autoridad regulatoria han de determinar los niveles iniciales de conexión, fiabilidad y calidad del servicio eléctrico que han de conseguirse, así como los objetivos a más largo plazo. Los estudios de planificación han de determinar lo que debe hacerse para alcanzar estos objetivos y el desarrollo temporal del plan. El plan de electrificación ha de satisfacer las especificaciones que se establezcan con respecto a la demanda a ser suministrada, la fiabilidad y calidad mínimas de servicio que deben conseguirse como promedio e individualmente para cada cliente, el tipo de componentes a utilizar y el código de electrificación al que atenerse. Por ejemplo, deben especificarse las condiciones mínimas del suministro que deben proporcionar los sistemas residenciales aislados. En el caso de extensión de red, el plan no solamente debe satisfacer la nueva demanda, sino también resolver las congestiones que pudiesen tener lugar en la red a causa de las nuevas conexiones y, cuando sea el caso, habilitar las capacidades para inserción de micro-redes y sistemas individuales aislados.

- El plan de electrificación de una zona puede estar sujeto a restricciones de carácter medioambiental, como por ejemplo un límite superior a la utilización de combustibles fósiles. Así, las micro-redes podrían ser diseñadas de tal forma que la utilización de generación diésel como respaldo para mantener un mínimo nivel de fiabilidad no supere el 10% de la energía total consumida en la micro-red a lo largo de un año.

4.1.1. Potencial aplicación de un modelo avanzado de planificación geo-referenciado

En el marco de la colaboración entre el MIT/Comillas Universal Energy Access Laboratory y la UPME para aplicar el modelo REM en las ZNI, se ha identificado por medio de un análisis piloto el potencial y los requerimientos de información y configuración del modelo REM para su adecuación a las necesidades de planificación en Colombia. En el estudio piloto, (Anexo 3), se está analizando la idoneidad del modelo para el caso de la ZNI, así como la disponibilidad y necesidades de información para la determinación de las zonas de menor costo de electrificación con extensión de la red, micro-redes o sistemas individuales (kits solares en corriente continua o sistemas para usos productivos y comunitarios en corriente alterna).

Aunque ya hay disponible información geo-referenciada de las redes de distribución de las principales distribuidoras incumbentes (líneas de media tensión y transformadores de media/baja tensión), para aquellas distribuidoras menores en que esta información no esté aún disponible será oportuno estimar la localización y características de estas líneas a partir de la estimación de la población electrificada, usando conjuntamente los modelos REM y RNM (por Reference Network Model[25]).

Respecto de los consumidores, sobre una base inicial de información existente de consumidores electrificados, la existencia del High-Resolution-Settlement Layer para Colombia, que proporciona un mapa de densidad de población con una resolución aproximada de 30x30 metros, permitirá estimar la población no electrificada, tanto en ZNI como en el SIN.

[25] C. Mateo, T. Gómez, A. Sánchez, J. Peco, A. Candela. *A reference network model for large-scale distribution planning with automatic street map generation*, IEEE Transactions on Power Systems. vol. 26, no. 1, pp. 190-197, February 2011. https://www.iit.comillas.edu/oferta-tecnologica/rnm. Véase el Anexo 3 para una información en más detalle.

Sobre esta base, REM permitirá estimar rápidamente el monto de las inversiones a realizar, pormenorizado por cada sistema de suministro (por red y fuera de red) de manera que se puedan priorizar aquellas intervenciones donde el impacto del esfuerzo de electrificación sea más urgente e inmediato para su ejecución a corto plazo, tanto por extensión de la red incumbente o por densificación de las conexiones en las zonas que tienen ya presencia de la red y un operador incumbente. En aquellas otras zonas donde no existe un operador, se determinará el mejor modo de electrificación (red, sistemas individuales y micro-redes) previamente a su priorización y adjudicación. Esto permitirá establecer un esquema de universalización de cobertura para el mediano y largo plazo, y atender los compromisos de ampliación que tiene el Gobierno.

Finalmente, los modelos REM y RNM permiten determinar el costo eficiente de servicio individual para cada porción de red, micro-red o sistema aislado, correspondiente a un suministro con la fiabilidad y calidad de servicio que se especifique en cada caso. Lo anterior permitirá calcular los subsidios necesarios para completar ese coste eficiente de servicio a partir de los ingresos esperados con las tarifas reguladas que se establezcan, de forma que se garantice la sostenibilidad del servicio. Asimismo, se han de definir lineamientos claros que aseguren la apropiación de dichos subsidios, como por ejemplo el establecimiento de una cuenta de depósito en garantía ("escrow account") con este propósito.

4.2. El marco regulatorio propuesto

Tomando como punto de partida los principios regulatorios que se enunciaron anteriormente en el apartado 3.1, se define a continuación el marco regulatorio propuesto.

4.2.1. Definición de las áreas de responsabilidad

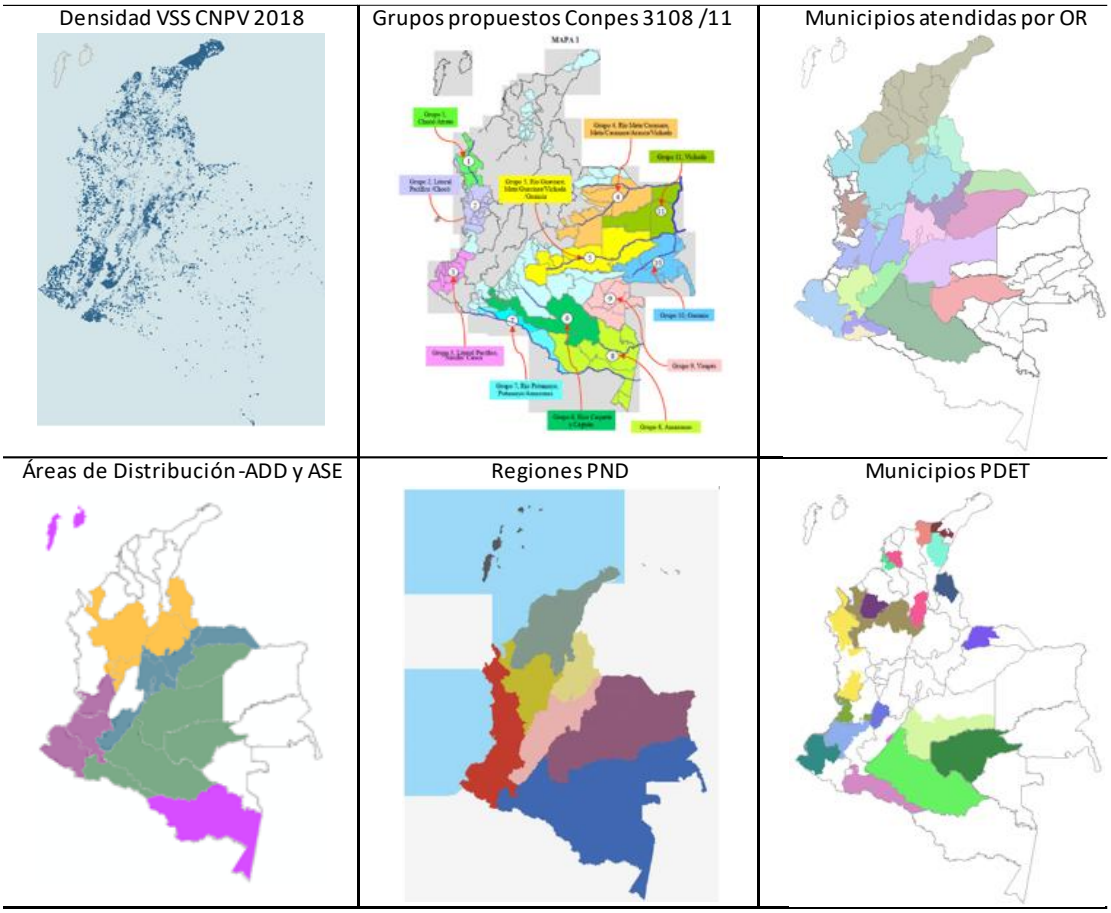
Corresponde al Ministerio de Minas y Energía, con apoyo de la UPME, realizar esta tarea, tomando como punto de partida las consideraciones siguientes: i) agrupaciones realizadas previamente; ii) la información que pueda estar disponible como resultado de un modelo de planificación con apoyo de sistemas de información geográfica GIS, de forma que las zonas resultantes sean en lo posible independientes entre sí respecto a la extensión de red; iii) definir en primer lugar las zonas contiguas al SIN, que puedan ser más fácilmente suministradas parcialmente al menos por extensiones de la red de los operadores existentes, y posteriormente definir las zonas más alejadas; iv) homogeneidad de las zonas respecto al tipo de modo de electrificación y a la presencia de demandas comerciales e industriales que puedan facilitar un equilibrio en la reducción del subsidio necesario para cubrir los costos de electrificación en cada zona.

Sobre este aspecto, la estructura del sistema eléctrico nacional, así como los elementos de política, dan insumos para establecer la zonificación adecuada para establecer los responsables de última instancia con el propósito de que se logre la universalización de todos los hogares y la prestación en los niveles establecidos en cada zona. Con base en la información disponible se presentan algunos de los insumos que pueden nutrir la decisión.

En la figura 1, hemos escogido 6 mapas de información regional basada en distintos aspectos. El primer mapa nos señala la densidad de viviendas sin servicio en el país, que es un elemento fundamental para determinar no sólo la zonificación sino la modalidad de electrificación. El mapa 2 corresponde a la zonificación propuesta en el Conpes 3108 de 2001, que buscaba

reducir la atomización de los prestadores de las ZNI. En este Conpes, bajo los criterios de accesibilidad, estructura de costos de AOM, caracterización socioeconómica y fuentes de recursos energéticos disponibles se propusieron 11 grupos de servicio. Por supuesto para usar esta clasificación habría que actualizar la caracterización de la población y las áreas.

Figura 1. Insumos para definir áreas de responsabilidad



Fuente: UPME e IPSE. El apoyo de la Coordinación de Cobertura de la UPME fue invaluable para obtener esta información.

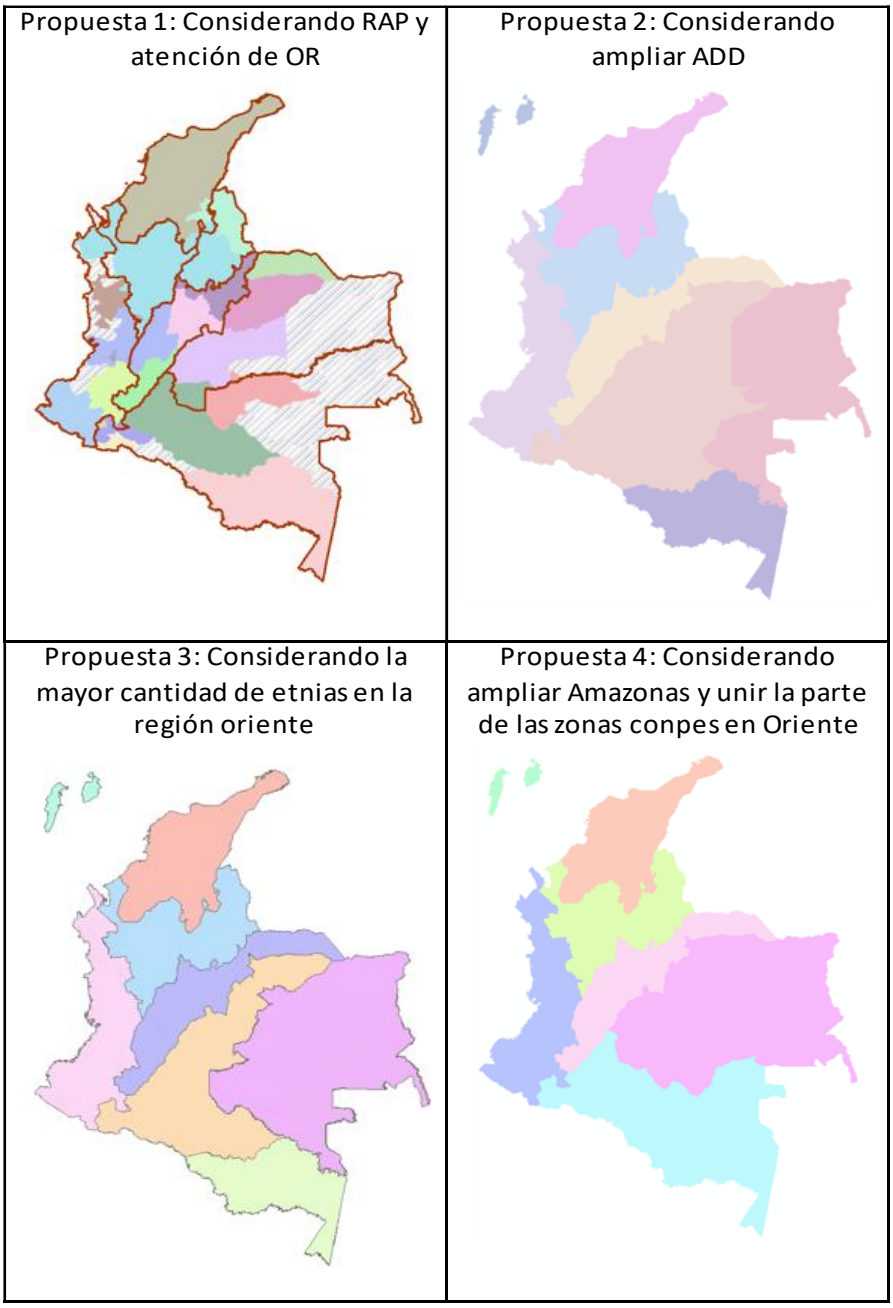
Los mapas 3 y 4 responden a la estructura del sector, dan información respecto de la presencia a nivel departamental de los operadores y de las áreas de distribución, ADD, y áreas de servicio exclusivo, ASE; otra alternativa basada en la organización del sector sería determinar áreas con base en los grupos empresariales, dado que varios operadores responden a una estructura tipo holding.

De otro lado, para articular la política de universalización de cobertura con otras políticas nacionales se incluyen los mapas 5 y 6 que muestran la regionalización establecida en el PND, y la presencia de PDET con los que el sector ya viene haciendo una coordinación de mutuo beneficio.

Estas alternativas implican la articulación con la información generada y administrada de los demás sectores sociales del país tales como ubicación de las viviendas, sedes educativas, instituciones prestadoras de salud, acueductos, telecomunicaciones y proyectos productivos, lo

que puede mejorar la definición del área y de sus condiciones de prestación. Para ello es recomendable que desde el Ministerio y la entidad responsable de estructurar y adjudicar la asignación del área se coordine el manejo de la información para garantizar su aprovechamiento. En ese sentido, la experiencia del IPSE con los programas de desarrollo con enfoque territorial, PDET, y con información de otras agencias ha permitido un mejor perfilamiento de la población a atender.

Figura 2. Alternativas de áreas de responsabilidad.



Fuente: UPME.

En la figura 2 se plantean distintas alternativas de definición de áreas de responsabilidad. La

definición de áreas debe apuntar a cumplir tanto al objetivo de largo plazo de contar con un sector que converja en su conjunto a niveles de confiabilidad y sostenibilidad óptimos y suministro universal, como al objetivo de corto plazo de lograr la meta de cobertura a 2022. Con esa visión, resulta práctico basarse en la regionalización que se genera a partir de la presencia de operadores de red y solo para aquellas áreas donde no hay presencia de los operadores, o se prefiere por las condiciones financieras, administrativas, o técnicas del incumbente establecer otro responsable, se determinarían áreas diferentes.

Finalmente, en los casos en los que para superar debilidades del mercado se ha implementado la figura de operación tercerizada, como en los casos de Cauca y Chocó, habría que revisar las condiciones normativas y contractuales para que los operadores, en el caso en que tengan idoneidad, puedan atender las áreas definidas.

4.2.2. Asignación de cada área de responsabilidad a un concesionario.

Una vez elaborado un plan de electrificación de acceso universal para cada una de las zonas definidas en el paso anterior, se realizará una subasta para cada zona, abierta a todos los potenciales operadores que cumplan unos requisitos mínimos de idoneidad, para determinar cuál de ellos oferta el menor costo para llevar a cabo el citado plan para cada zona, separadamente.

Los parámetros a los que se debe ajustar el plan serán fijados por el Ministerio de Minas y Energía, con apoyo de las entidades del sector. Por ejemplo, el plan de electrificación puede tener como objetivo el acceso universal para el año 2025 en una zona concreta, de acuerdo con una trayectoria temporal determinada de desarrollo del proyecto. El plan especificará el modo de electrificación de cada punto de demanda (no estrictamente cada punto, sino por zonas de pequeño tamaño que aproximen la distribución geográfica real de los edificios), deberá ajustarse al código de electrificación especificado en las resoluciones de la CREG y de los reglamentos técnicos del Ministerio de Minas y Energía, y establecerá niveles mínimos de fiabilidad, calidad de suministro y pérdidas, que pueden ser específicos para cada ZNI.

Los potenciales concesionarios precalificados tendrán que ofertar el valor presente del costo del plan, utilizando una tasa de descuento dada. El costo ofertado debe ser el costo total y unitario por modo de electrificación, incluyendo los conceptos de costos de inversión (intereses sobre el capital y deuda, más amortización), operación y mantenimiento, gestión y una componente de beneficio social, que se describe más adelante. Los elementos del costo total deberán desglosarse en la oferta, y el costo total se determinará siguiendo el método de cálculo previamente establecido por el regulador. El costo ofertado por el ganador servirá para determinar su remuneración regulada (el "revenue requirement"). Los pormenores de la determinación de la remuneración regulada del operador serán discutidos entre el regulador y el ganador de la subasta, una vez resuelta la misma. Debe quedar claro que se trata de una remuneración de costo de servicio (se supone que esto es lo que ofertan los potenciales operadores, incluyendo una remuneración satisfactoria al capital invertido) para los tres modos de electrificación, lo que incluye a las micro-redes y a los sistemas individuales aislados. Lo repetimos, costo total de suministrar el servicio para los tres modos de electrificación.

Previamente a la subasta, el regulador hará público el método de cálculo de la remuneración regulada a partir de los elementos básicos del costo, según los procedimientos habituales. Los parámetros del algoritmo de cálculo se adaptarán para cada zona, de acuerdo con los resultados de la correspondiente subasta y la negociación con el concesionario.

La estructuración del contrato es fundamental para el logro de los objetivos de cobertura y calidad de la zona acordes con la visión de futuro, y el primer paso es que se dé cumplimiento a la premisa de garantizar una remuneración regulada suficiente. Con base en la revisión de los esquemas actuales de las ASE así como en la experiencia del proceso de La Guajira que no se adjudicó, se proponen elementos esenciales para ser incluidos en el contrato. Además de la estructuración técnica resultante de la modelación matemática para establecer la combinación mas eficiente entre los modos de electrificación y las condiciones de costos y remuneración, el contrato debe dar claridad sobre los siguientes aspectos:

a) Identificación de los activos de prestación: como no hay exclusividad en la prestación no interconectada, se debe establecer cuáles activos se vincularán a la concesión, la propiedad de los mismos, la condición de operación, y si se reciben en condición de aporte del Estado (cuando sean públicos) o si debe incluirse su adquisición dentro de la estructura financiera del contrato.

b) Plazo: el esquema debe garantizar que tanto la remuneración como el plazo permite la recuperación de la inversión e incentivar un adecuado AOM para responder a las condiciones de calidad de la prestación.

c) Compensación: dada la visión de cobertura y calidad de largo plazo, se puede prever que durante la concesión se interconecten usuarios que inicialmente se atenderán con soluciones aisladas. Será necesario entonces establecer el mecanismo de compensación de aquellas inversiones que no tienen suficiente plazo para su recuperación. Las condiciones técnicas deben ser acordes con la planificación de largo plazo de manera que minimicen los costos de esa compensación.

d) Cláusula de reversión: la concesión debe establecer con claridad las condiciones de reversión de los activos adquiridos para la prestación.

Consideramos fundamental establecer una entidad responsable de llevar la energía a cada colombiano. Si se deja, como hasta el momento al albedrío de los inversionistas en cada ZNI, no se va a cerrar la brecha. Con la propuesta actual de autorizar la inclusión de soluciones aisladas dentro de la remuneración de distribución se podrá llegar a algunos hogares que hoy no cuentan servicio si la remuneración fuese suficiente, sin embargo, quedarán zonas (o la totalidad de las ZNI, dependiendo de la remuneración regulada propuesta) para las que, por su dispersión y sus condiciones particulares, ese incentivo será insuficiente y quedarán en el mejor de los casos en manos de espontáneos que no están obligados a garantizar la adecuada prestación. Es para estas zonas principalmente para las que se hace necesario un esquema de asignación de responsable de la prestación en cada ZNI completa. Hemos propuesto en principio la estructura de concesión, sin embargo, existen otros modelos alternativos de participaciones público privados y diversas modalidades de implementación de las concesiones.

Nuestra recomendación es que se las áreas se asignen a un operador calificado para garantizar la prestación. Sin embargo, el Gobierno siempre tiene la alternativa de asumir por medio del IPSE la responsabilidad de la AOM e inversión de la infraestructura energética de cualquiera de las zonas que se hayan definido, en donde aún no se encuentren constituidos los esquemas

empresariales.[26]Se resalta que para que el IPSE puede cumplir esa función debe fortalecerse en sus capacidades técnicas y financieras. Otra alternativa es que en las áreas que no tengan operador incumbente dispuesto o no sea posible en el corto o mediano plazo, la prestación sea asumida por el Estado a través de una empresa con las necesarias experiencia y capacidad, como es el caso de Gensa. Por supuesto, estableciendo las condiciones y controles pertinentes. El Gobierno debe definir con claridad, entre las alternativas propuestas, la entidad responsable para asumir la prestación de última instancia y dotarla de las condiciones necesarias para llevar a cabo dicha tarea

4.2.3. Facilitar la incorporación de los operadores incumbentes

Con el objetivo de conseguir a largo plazo una estructura más compacta del sector eléctrico colombiano, facilitar la permanencia del suministro en el tiempo y conseguir economías de escala, es preferible que el operador existente contiguo a una zona por electrificar sea el concesionario de esta zona. Esto se puede facilitar de las dos formas siguientes, que no son totalmente excluyentes:

a) El Ministerio puede ofrecer la concesión de una zona al operador incumbente más próximo, con una remuneración regulada obtenida de acuerdo con el procedimiento hecho público y costos estándares. En caso de que el operador incumbente no acepte y no haya otro operador del SIN suficientemente próximo (al que se le realizaría la misma oferta), se abrirá la convocatoria a cualquier potencial concesionario precalificado.

b) En el caso de subasta abierta de una zona a todos los potenciales concesionarios precalificados, una vez conocidas las ofertas presentadas, se ofrecerá al operador incumbente más próximo el igualar la mejor oferta. Si éste no aceptase, se ofrecerá lo mismo a otros operadores suficientemente próximos, si los hubiese. Si ninguno de ellos quisiera igualar la oferta, se adjudicará la concesión a la oferta de mínimo costo. Esta opción tiene el inconveniente de ser desmotivadora para los potenciales nuevos entrantes.

c) Las subastas deben incluir, en un apartado explícito y con un presupuesto, un plan de actuación para promover los servicios que el acceso a la electricidad puede proporcionar, tanto para clientes residenciales, como comerciales e industriales (ver el apartado siguiente). El método de valoración de las ofertas debe incluir un procedimiento para asignar un peso a este componente de las ofertas.

Ahora bien, la universalización no se logra exclusivamente con conexiones a la red, por lo que el operador de red debería tener habilitación legal e incentivo para acometer las inversiones en soluciones aisladas que resulten eficientes para lograr la cobertura en su área. Otra posibilidad es la incorporación en el consorcio ofertante del operador incumbente próximo de otro u otros operadores nuevos especializados en micro-redes o en servicios domiciliarios individuales y facilitar su acuerdo con el concesionario responsable.

Con el PND se eliminó la prohibición de que los agentes desarrollasen diferentes actividades dentro de la cadena de prestación energética. Actualmente, un operador está habilitado para desarrollar actividades de generación. Así mismo, el PND superó la definición de prestación de

[26] Según el decreto 257 de 2004 artículo 15, numeral 6 el IPSE tiene la función de apoyar la prestación del servicio de energía con la AOM e inversión de la infraestructura energética de las ZNI, en donde no se encuentren constituidos los esquemas empresariales.

servicio de energía eléctrica que la Ley 142 asociaba a prestación por red ampliándola a las nuevas formas de prestación. Superadas esas limitaciones, el paso que sigue es que las inversiones en soluciones aisladas, sean micro-redes o soluciones individuales, se reconozcan dentro de la remuneración tarifaria. La manera adecuada de que eso pase es que las inversiones señaladas se incluyan en la base de activos regulatorios (BRA) del operador mediante el reconocimiento de las nuevas unidades constructivas que implican estas tecnologías. Este es un aspecto esencial del enfoque propuesto.

Sobre este aspecto, hay que mencionar, como se desarrolla en la Sección 4, que la separación del sector en SIN y ZNI resulta una limitante para el desarrollo de la cobertura en zonas aisladas. Este es un caso claramente ilustrativo de esta situación pero que tiene una solución posible en el muy corto plazo.

Dentro de los lineamientos de política pública en materia de expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica[27], se plantean en capítulos diferentes las reglas que rigen la expansión de cobertura en el SIN y las que rigen en las ZNI. En el primer caso, el decreto señala que la expansión de cobertura en el SIN está a cargo de los OR y se remunera con el cargo de distribución que establece la CREG. En el caso de las ZNI, si bien se establece que los OR pueden realizar inversiones en soluciones aisladas, el decreto es claro en señalar que la remuneración se establecerá mediante tarifas (que para las ZNI tiene una metodología aparte).

De lo anterior se concluye que, atendiendo a los avances tecnológicos que han superado la causas que dieron lugar a dividir agentes, institucionalidad, recursos, y procedimientos entre el SIN y las ZNI, esta segregación debe superarse para promover las inversiones en soluciones aisladas y promover la convergencia de los dos sectores. Una solución en esa vía sería actualizar el decreto único del sector para habilitar que a través de la remuneración de la actividad del distribuidor se puedan reconocer unidades constructivas propias de las micro-redes y soluciones individuales. De otro lado, en los casos en los que la remuneración prevista para el SIN no sea suficiente incentivo para el aumento de cobertura, ya sea con extensión de red donde sea más económico o con soluciones aisladas, tal como como se recomienda en el numeral 4.2.7, es esencial que la remuneración del operador reconozca los costos eficientes totales (incluyendo, obviamente, el costo de capital con una tasa de retorno adecuada) del suministro eléctrico para cada uno de los modos.

4.2.4. Valoración de la componente social de un plan de electrificación

Tanto los planes de electrificación como la valoración de las ofertas para ganar una concesión, deben incluir un componente de beneficio social. Dos puntualizaciones son necesarias.

En primer lugar, el plan de electrificación de cada zona preparado por UPME en principio, por la forma en que es diseñado, debe incluir el costo social de no disponer de un mínimo suministro básico de electricidad, así como el costo de la falta de fiabilidad en el suministro. En efecto, un modelo de planificación debe incluir el costo de energía no suministrada (CENS) como un elemento más del costo total, pues de no incluirlo la solución obvia de mínimo costo es no incurrir en costo alguno: esto es, no inversiones, no operar las plantas, etc. Al menos deben considerarse dos valores de CENS. Uno es el costo de la carencia absoluta de servicio eléctrico; si se asigna un valor muy elevado a este costo, el plan considerará "económico" proporcionar una electrificación básica, como mínimo, a todos los potenciales clientes, aún los más alejados;

[27] Decretos 1623 de 2015 y 1513 de 2016.

esta es una forma de reflejar el considerable beneficio medido en términos económicos – tanto individual como para la sociedad en su conjunto – de la electrificación universal. El otro es el CENS de aquellos clientes que ya tienen conexión, pero que les falla, causándoles un perjuicio cada vez que esto ocurre. Los modelos avanzados de optimización de planes de electrificación, como el modelo REM que se describe en este documento, son capaces de incluir ambos tipos de costos.

En segundo lugar, debe exigirse en el pliego de condiciones de las subastas que los potenciales operadores ofrezcan, adicionalmente al suministro estrictamente eléctrico, un plan de interacción con el consumidor, que debe incluir dos aspectos principales: i) el trabajo social con las comunidades, para llegar a acuerdos sobre el servicio eléctrico que van a recibir, el funcionamiento del sistema y sus posibilidades, y los pagos a realizar; ii) iniciativas para potenciar el beneficio social de disponer de la electricidad, tanto a nivel residencial, como comunitario, comercial o industrial;[28] por ejemplo, facilitando microcréditos para la adquisición de electrodomésticos y otros dispositivos eficientes; organizando la adquisición y utilización de dispositivos para usos productivos de la electricidad, ya sea en el comercio o en la industria, impartiendo cursos de capacitación para instalar, operar, y mantener las instalaciones eléctricas. La compañía distribuidora, por su contacto directo con los clientes, puede iniciar más fácilmente estas tareas, que redundan en función de los clientes y de la propia empresa, pues apoyar el desarrollo productivo y empresarial de la región aumenta las capacidades de pago de los clientes, aumentando así la demanda y reduciendo el costo del kWh, en un círculo virtuoso.

Guardan estrecha relación con lo anterior la atención específica de los barrios subnormales y las zonas de difícil gestión por orden público, que deben tener una consideración especial por parte de las autoridades y de las empresas con el fin de facilitar la prestación del servicio. Las acciones para normalizar áreas ya conectadas donde puedan existir problemas de impago de las tarifas o hurto de la electricidad quedan fuera del alcance de este informe, pues la normalización es diferente del aumento de la cobertura. Sin embargo, es un importante aspecto que no puede ignorarse en la implementación del cierre de brechas, pues podría poner en peligro lo conseguido. Se debe poner especial énfasis en proporcionar un nivel de servicio satisfactorio y en conseguir la participación de los usuarios. En el capítulo de fondos se reconoce que la resolución 015 de 2018 da incentivos económicos para que las empresas hagan la gestión de normalización.

Además de analizar la evolución temporal de las necesidades energéticas de los consumidores, el plan de electrificación y el proceso posterior de implementación deben tomar en cuenta el entender las costumbres de las poblaciones en cuanto a sus hábitos culturales, y las sinergias de estos frente a la forma en que la energía será empleada y pagadas las tarifas que se establezcan.

Diferentes tipos de consideraciones especiales pueden conducir a dar prioridad a un determinado proyecto de electrificación o a una zona, de forma que se adopte un modo de electrificación que no corresponde a una planificación de estricto costo mínimo: por ejemplo, limitaciones presupuestarias que fuerzan a adoptar planes con un mayor costo social, prioridades políticas de diversos orígenes (v.gr. PDET, zonas mas afectadas por el conflicto armado- ZOMAC, fronteras), limitaciones en los recursos humanos o técnicos, etc. Un factor

[28] El reciente documento de Colombia inteligente, "Microrredes sostenibles en ZNI. Lineamientos estratégicos", septiembre 2019, contiene ideas muy interesantes en este sentido.

crítico en el diseño del modelo de negocio más adecuado para los sistemas residenciales aislados es el nivel de acceso a los servicios de telecomunicaciones, pues su ausencia limita las opciones posibles.

Los términos de referencia de las ofertas podrán incluir restricciones de carácter medioambiental, como, por ejemplo, un límite superior a la utilización de combustibles fósiles en las micro-redes, de forma que las ofertas cumplan con lo que se haya establecido como objetivos en el plan de electrificación.

4.2.5. Suministro por defecto y de último recurso, pero no exclusividad.

El concesionario de una zona será el suministrador único por extensión de red en dicha zona. De acuerdo con la regulación vigente, no existe impedimento a que el concesionario de una zona contigua al SIN solicite una autorización de conexión al sistema de transmisión nacional STN o incluso a un sistema de transmisión regional STR situados en dicha zona contigua, a cargo de otro operador, mientras cumpla las reglas de conexión.[29]

Una vez se haya definido el plan de electrificación de una zona y haya sido asignada a un concesionario, queda abierto a la iniciativa privada – incluyendo la del propio concesionario – el desarrollo de micro-redes en las áreas o para las poblaciones designadas para ello en el plan, así como la venta y/o instalación de sistemas individuales. En todo caso, como se especifica a continuación, el concesionario es el suministrador por defecto y también suministrador de último recurso, en la totalidad de la zona.

El concesionario de una zona será el suministrador por defecto – utilizando el modo de electrificación compatible con la planificación de costo mínimo – de todos los clientes ubicados en la misma. Esto es, si de acuerdo con el plan de electrificación corresponde desplegar micro-redes y/o sistemas aislados en una zona, y ningún operador diferente del concesionario[30] ha expresado su intención de hacerlo en el tiempo establecido, el concesionario de la zona tendrá que hacerse cargo de este suministro.

El concesionario de una zona será el suministrador de último recurso, sustituyendo a un suministrador que haya quebrado o abandonado el servicio por cualquiera que sea el motivo, haciéndose con los activos del suministrador fallido y del suministro a los que habían sido hasta el momento sus clientes. Deben reglamentarse los términos en los que los activos físicos y sistemas de información existentes pasen a ser propiedad del concesionario de la zona, así como la compensación económica que pueda derivarse de la toma de control y continuidad del servicio de los clientes afectados. Como para cualquier otro operador en el sistema eléctrico colombiano, debe definirse a su vez quién sea su operador de último recurso.

En el caso de que el plan de electrificación de una zona contenga porcentajes sustanciales de cada uno de los tres modos de electrificación, es posible que un potencial concesionario presente su oferta en nombre de un consorcio formado por el operador principal – con experiencia en distribución tradicional –, una empresa especializada en micro-redes y otra en sistemas domiciliarios aislados. Si ganan la concesión, deben establecer las reglas de

[29] Resolución 070 de 1998 y desarrollos posteriores. http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolución-1998-CREG070-98.

[30] Este requisito podría eliminarse, dando al concesionario incumbente la posibilidad de tomar la iniciativa, como cualquier otro operador.

coexistencia y cooperación entre ellas, incluyendo la transferencia de consumidores y sus datos según la demanda vaya creciendo y las redes se vayan extendiendo, así como incentivos para un mejor desempeño de las empresas subcontratadas para servicio fuera de red, por ejemplo, para reducir la tasa de impagos.

4.2.6. Las condiciones de servicio y los incentivos para la mejora del desempeño de la actividad de distribución.[31]

Las autoridades reguladoras deben establecer las condiciones mínimas que debe satisfacer el suministro eléctrico para cada uno de los modos de electrificación. Asimismo, es deseable que las condiciones de remuneración de la actividad de distribución incorporen una regulación basada en incentivos, esto es, que existan incrementos o reducciones en la remuneración dependiendo del cumplimiento de determinados objetivos: fiabilidad, calidad del servicio, pérdidas técnicas y comerciales, o progreso en el número de consumidores suministrados hasta alcanzar el acceso universal en la zona considerada, pero no sólo para la distribución en red (como sucede con la Resolución CREG 015 de 2018), sino también fuera de red.

Se deben establecer niveles mínimos de fiabilidad, expresados de forma adecuada para cada modo de electrificación y condiciones de accesibilidad de la zona, entre otros factores. La remuneración de la actividad de distribución debe incluir incentivos y penalizaciones por exceder o no alcanzar los valores mínimos que se establezcan. En cuestiones de confiabilidad nos remitimos a lo ya indicado en el capítulo 2 de este informe.

Los sistemas domiciliarios aislados deben ser capaces de proporcionar una potencia mínima y la batería debe tener una capacidad de carga de energía también mínima, que debieran ser suficientes para garantizar, supuesta una utilización razonable del sistema, un número mínimo de horas de funcionamiento – incluyendo un número prefijado de horas en los intervalos de mayor uso habitual de la electricidad – durante un determinado número de días al año, al menos.

El concesionario tiene un incentivo natural a reducir las pérdidas, tanto comerciales como técnicas, por lo que puede no ser necesario establecer incentivos adicionales en este sentido, a no ser que los costos de medida, facturación y cobro sean superiores a lo que se espera recaudar por aplicación de las tarifas. Lo anterior es únicamente aplicable si es que el concesionario recibe una remuneración regulada con base en los costos reconocidos de inversión y operación, donde estos últimos incluyen el costo de la energía mayorista adquirida al SIN, como se recomienda más adelante.

En relación con el progreso realizado en proporcionar acceso a la electricidad a más consumidores, las desviaciones con respecto al plan de electrificación acordado con el concesionario deben penalizarse, si los objetivos no se cumplen, y premiarse (levemente) si se exceden los objetivos.

4.2.7. Remuneración regulada, tarifas y subsidios.

La remuneración regulada del servicio eléctrico de las soluciones aisladas debe contemplarse de forma semejante a la actividad regulada de distribución tradicional: los “ingresos regulados

[31] Se entiende aquí la actividad de distribución en un sentido amplio, que incluye los tres modos de suministro eléctrico a los consumidores finales.

establecidos" ("revenue requirement") deben retribuir los costos totales de proporcionar el servicio eficientemente, incluyendo una remuneración adecuada para el capital invertido – donde se deben diferenciar adecuadamente las inversiones realizadas por el concesionario y las inversiones públicas, previas o adicionales, que se hayan podido realizar. Lo anterior es aplicable tanto a la extensión de red como a las micro-redes y los sistemas individuales aislados, considerando para cada uno de ellos los activos remunerables, cada uno con su vida útil y necesaria reposición, los costos de operación y mantenimiento, así como los costos financieros y administrativos, siguiendo las prácticas habituales de remuneración de la distribución utilizadas por la CREG, ahora incluyendo los componentes necesarios para el funcionamiento de las micro-redes y de los sistemas individuales aislados.

Debe tenerse en cuenta que para todos los modos de electrificación –extensiones de red, micro-redes y sistemas individuales aislados – tanto la distribuidora incumbente como el posible concesionario son prestadores del servicio eléctrico – también en el caso de los sistemas individuales aislados y las micro-redes – para lo que han de invertir en unos activos físicos, operarlos y mantenerlos, incurriendo en los costos correspondientes, que han de ser remunerados adecuadamente, según las prácticas habituales.[32] Este enfoque unificado simplifica la supervisión regulatoria de la actividad de distribución, así como las tareas de la compañía distribuidora, para la que todos los modos de distribución y todos los clientes son tratados de la misma forma, como una prestación de servicio con requisitos de calidad prefijados, remuneración regulada, consumidores con tarifas reguladas, y recepción de un subsidio.

El mecanismo de remuneración debe contemplar incentivos para que el concesionario no se desvíe de lo establecido en el plan de electrificación, en lo referente al modo de electrificación y a la demanda a ser suministrada para cada tipo de consumidor.

La remuneración regulada (el "revenue requirement") de las entidades que suministran servicios eléctricos debe ser "cost reflective", esto es, cubrir los costos eficientes de proporcionar el suministro de electricidad (hay diversas interpretaciones sobre "el costo eficiente" y varias formas de calcularlo), porque de otra forma la actividad de distribución no sería viable económicamente. Por el contrario, las tarifas que establezca el regulador no tienen necesariamente que ser "cost reflective", si es que se quiere establecer subsidios cruzados entre los distintos tipos de clientes o bien subsidiar directamente a determinados grupos de consumidores, con tarifas sociales, por ejemplo.

Este es el caso en Colombia de los consumidores en las ZNI, donde todos se benefician de un subsidio estatal para garantizar la prestación en la zona. En la propuesta, la diferencia de lo recaudado con las tarifas subsidiadas y la remuneración regulada ("cost reflective") es el subsidio al concesionario de distribución, cuyo pago debe garantizarse si es que se quiere atraer capital privado a esta actividad. En una regulación ortodoxa, las tarifas para los usuarios finales deben ser "cost reflective" excepto en lo referente a las tarifas sociales (que en las ZNI pueden alcanzar a un alto porcentaje de la población), con el déficit siendo cubierto con fondos públicos (preferible) o en parte con un suplemento ("uplift") en el resto de las tarifas, como en el enfoque mixto que ha sido utilizado en Colombia y Perú.

[32] Para las extensiones de red y micro-redes, puede consultarse el procedimiento MYTO de la autoridad regulatoria de energía de Nigeria (NERC). Es menos habitual el hacer uso de una remuneración regulada de costo de servicio para los sistemas individuales aislados; el modelo de Perú puede tomarse como referencia. The Photovoltaic Tariff for the Peruvian Electric Rural Expansion. Miguel Juan Revolo.

Debe hacerse notar que prácticamente en todos los países existen subsidios cruzados en las tarifas, por motivos de cohesión social o de política industrial. Por ejemplo, es práctica común el aplicar la misma tarifa a los consumos residenciales (para cada nivel de consumo o potencia contratada) con independencia de si el cliente está en una zona urbana o rural, cuando los costos de suministro son muy diferentes. Lo que es importante es que las tarifas – en su conjunto – recuperen totalmente la remuneración regulada del suministro eléctrico. Sobre el esquema de subsidios cruzados se profundiza en la sección 3.

Cada consumidor suministrado por el concesionario, bien esté conectado a la red del SIN, a la de una micro-red o tenga un sistema individual aislado, está sujeto a la tarifa que para cada categoría de consumidor (definida de alguna manera) haya establecido el regulador, subsidiada o no (ver una discusión más extensa sobre este asunto más adelante). El concesionario percibe los ingresos de recaudar las tarifas que abonan los consumidores, más el monto de la diferencia entre la remuneración regulada establecida por el regulador por las actividades de suministro por extensión de la red, micro-redes y sistemas individuales aislados, y la estimación del monto a recaudar por las tarifas.

Este enfoque regulariza el tratamiento de los tres modos de electrificación, integrando el suministro de micro-redes y de los sistemas individuales aislados en el enfoque regulatorio tradicional de la actividad de distribución. Este enfoque además garantiza la sostenibilidad técnica y económica del suministro eléctrico con soluciones aisladas indefinidamente, lo que no es el caso cuando el apoyo que reciben las micro-redes es un subsidio a la inversión inicial, o cuando la compra del primer sistema individual aislado se reduce con un descuento.

Es lícito plantearse si todos los consumidores de la misma categoría (nivel de tensión del suministro y potencia contratada, incluso banda de consumo mensual de energía) deben estar sujetos a la misma tarifa, independientemente del modo de suministro (conexión a la red principal, mini-red o sistema aislado) y su ubicación geográfica. Es práctica generalizada a escala mundial el uso de tarifas uniformes para los consumidores de la misma categoría en todo el territorio cubierto por un operador de distribución o escala nacional, con independencia de si están situados en una zona urbana o rural, lo que obviamente conduce a subsidios cruzados implícitos. Hay escasa experiencia en aplicar tarifas reguladas a los consumidores conectados a micro-redes o con pago por servicio en suministros individuales aislados.

Se plantea por tanto la pregunta de hasta qué punto se debe llevar la uniformidad tarifaria en casos como el del cierre de brechas en Colombia que aquí nos ocupa (excluimos de esta discusión las tarifas sociales, que se tratan ampliamente en la sección 3.1 de este informe). Esta es una cuestión más de política energética – o incluso de política, sin más – que de regulación. Recomendamos que la solución que se adopte se ajuste a los siguientes criterios generales: i) tender en lo posible a la uniformidad, por ser la práctica generalizada, por su simplicidad y porque facilita la transición de los consumidores desde sistema aislados a micro-redes y de estas a la red principal; ii) distintos modos de suministro (conexión a la red principal, micro-redes o sistemas aislados) no deben implicar tarifas distintas si los niveles de fiabilidad y calidad de servicio son semejantes. Estos criterios generales no deben llevarse al extremo de ignorar contextos singulares, como pueden ser los sistemas eléctricos insulares, obviamente no conectados a la red principal y donde el costo medio de suministro puede ser sustancialmente superior, o el caso inusual de elevados consumos industriales o comerciales situados en lugares muy alejados de la red y que necesitan un costoso suministro individual aislado. No entramos aquí en el complejo tema del diseño tarifario de detalle (como el diseño de los términos de

energía, capacidad y fijos, la discriminación por niveles de consumo, o la asignación de los costos residuales).[33]

4.2.8. Tratamiento de los operadores independientes.

Como se ha indicado anteriormente, una vez se haya definido el plan de electrificación de una zona y haya sido asignada a un concesionario, queda abierto a la iniciativa privada – incluyendo la del propio concesionario – el desarrollo de micro-redes en las áreas o para las poblaciones designadas para ello en el plan, así como la venta y/o instalación de sistemas individuales. Se plantea aquí cómo la existencia de tarifas reguladas subsidiadas en una zona puede afectar a la posible actividad en la misma de operadores independientes.

Debe quedar claro que el enfoque regulatorio que aquí se propone para los sistemas aislados – esto es, micro-redes no conectadas a la red SIN y sistemas individuales aislados – es diferente de los mecanismos de promoción basados en descuentos en la compra de sistemas solares residenciales o en subsidios a la inversión inicial para la instalación de micro-redes, que es el mecanismo de promoción más utilizado actualmente. Es posible añadir estos descuentos o subsidios al enfoque que aquí se propone (modificando convenientemente el monto de los subsidios, pero manteniendo el mismo enfoque aquí propuesto), adaptando la remuneración regulada convenientemente.

En relación con los operadores independientes de micro-redes, se propone adoptar una regulación semejante a la actualmente vigente en Nigeria, inspirada en la establecida anteriormente en el estado de Uttar-Pradesh en la India. Los operadores independientes con capacidad de generación instalada inferior a una determinada potencia (por ejemplo 100 kW) tienen dos opciones.

De acuerdo con la primera, un operador independiente puede negociar libremente con sus clientes unas tarifas negociadas y operar su micro-red, sujeto únicamente al código de electrificación, lo que garantiza su potencial futura conexión a la red SIN. Queda abierta una posible decisión sobre si procede apoyar a los operadores independientes con una subvención única por cada consumidor que conecten a sus micro-redes ("remuneration based on performance"). Lo anterior no es consecuente con el planteamiento regulatorio elegido, pero puede acelerar el proceso de electrificación y contribuir al cumplimiento de metas de corto plazo por las propuestas en el PND.

De acuerdo con la segunda opción, el operador debe registrar con el regulador su proyecto de micro-red y atenerse a las mismas condiciones que el concesionario: remuneración regulada, tarifas reguladas y una compensación por el déficit de la remuneración obtenida vía tarifa, hasta completar el monto de la remuneración regulada.

En relación con los sistemas individuales aislados, su venta en las zonas aisladas es perfectamente legítima, pero no contaría con ningún subsidio al capex, por no ser compatible con la regulación aquí propuesta. Los suministradores independientes de estos equipos habrán de competir con la tarifa regulada subsidiada a la que tendrán acceso determinados consumidores residenciales. Se propone establecer para los sistemas individuales aislados un régimen regulatorio semejante a la segunda opción para las micro-redes, cuando el

[33] Para un tratamiento detallado de estos temas, véase el informe del MIT: Pérez-Arriaga et al. "The Utility of the Future", 2016, http://energy.mit.edu/publication/utility-future-report/.

suministrador de estos sistemas funciona en modo "utility-like", vendiendo servicio y no aparatos, y estableciéndose su remuneración regulada anual en base a sus costos totales para el año considerado. Estos costos se recuperarían a través de la tarifa y de una compensación que cubriría el "viability gap".

4.2.9. Coexistencia de las soluciones aisladas con el SIN.

Todas las micro-redes que se instalen en una zona – ya sean desarrolladas por el concesionario como por un operador independiente – deberán ajustarse al código de electrificación vigente, y en particular a los criterios de seguridad para los usuarios de las instalaciones. Salvo autorización especial – por entenderse que no es técnica o económicamente viable la conexión al SIN – las instalaciones eléctricas de las micro-redes deben ser compatibles con el SIN y permitir su conexión al mismo.

Los suministradores de servicio eléctrico residencial con sistemas individuales deben estar adecuadamente registrados y los aparatos debidamente autorizados para poder tener derecho a los subsidios que regulatoriamente se establezcan. Estos procedimientos deben simplificarse en lo posible para evitar crear barreras innecesarias.

De acuerdo con el plan de electrificación inicial y a sus sucesivas actualizaciones, la red del SIN se irá extendiendo progresivamente, alcanzando la localización de algunas de las micro-redes existentes. Técnicamente la interconexión se debiera realizar sin problemas, por ser la micro-red compatible con la red del SIN. Ninguna regulación adicional es necesaria cuando la micro-red conectada es operada por el concesionario de la zona, pero habrá que realizar ajustes en la base remunerable de activos físicos, según la utilización que se quiera dar a baterías y/o generadores diésel, que según el caso podrían ser de mucha utilidad o no ser ya necesarios. En caso de que la micro-red sea operada por un operador independiente, un acuerdo a tres partes debe alcanzarse entre el operador independiente, la comunidad afectada y el concesionario. Este acuerdo ha de ser aprobado por la autoridad reguladora CREG y existen varias opciones.

En la primera opción la micro-red sigue gestionada por el operador independiente, pero ahora con la posibilidad de intercambio de energía en el punto de interconexión. Las tarifas eléctricas para los clientes en la micro-red pasan a ser establecidas por la autoridad reguladora. El precio de la energía tomada de la red del SIN por la micro-red en el punto de conexión y el precio pagado por el concesionario por la entrega de la energía excedentaria producida por la micro-red serán determinados regulatoriamente. La micro-red pasa a ser remunerada según el criterio de costo de servicio, como las micro-redes desarrolladas por el concesionario o su empresa subsidiaria.

Una segunda opción para la micro-red existente es mantenerse regulatoriamente independiente, aunque conectada a la red e intercambiando energía con ella a precios regulados. Las tarifas para los consumidores finales seguirían siendo libremente establecidas entre las partes. Se trata de un sistema auto gestionado, de tipo cooperativista. Debe resolverse la situación de aquellos consumidores de la micro-red que prefieran no acogerse a este régimen, ya que ahora están conectados a la red principal.

En la tercera opción el operador independiente transfiere la propiedad de los activos de red al concesionario y pasa a ser un productor independiente de energía con las instalaciones de producción y almacenamiento de la micro-red. La energía inyectada en la red será adquirida por el concesionario a un precio establecido por la autoridad reguladora. El concesionario

habrá de compensar al operador independiente por los activos de red a su valor residual más, por ejemplo, una anualidad de la remuneración de estos activos.[34]

Finalmente, una última opción es que al operador de la micro-red no le interese ninguna de las opciones anteriores y decida liquidar el negocio, vender los activos físicos y ceder la operación de la micro-red al concesionario, como operador de último recurso.

[34] Esta es, por ejemplo, la regulación de micro-redes de Nigeria, 2017.

Capítulo 2. Mejoramiento de calidad de energía eléctrica

La calidad de suministro se caracteriza por: 1) la continuidad de suministro, 2) la calidad de la onda[35], y 3) la atención al cliente[36]. Mientras la calidad de la onda o la atención al cliente no representan partidas relevantes en la estructura de costos, la continuidad de suministro está íntimamente relacionada con la política de inversiones y mantenimiento del operador de red. La duración y la frecuencia de las interrupciones dependerán, por ejemplo, del uso de materiales o equipamiento de baja calidad, de la cantidad y localización de la generación instalada, del número y localización de las cuadrillas de mantenimiento, de las condiciones de acceso a la zona como el estado de las vías o las condiciones meteorológicas, de la posible proliferación de conexiones ilegales (con las consecuente relevancia de pérdidas no técnicas), y de las restricciones o cortes de suministro técnicos o programados, como los resultantes de desajustes entre la demanda instantánea y la generación disponible, especialmente en determinadas zonas, islas o micro-redes.

La experiencia internacional destaca el uso de dos indicadores para la medición de la continuidad del suministro:

- El SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) representa la cantidad total de eventos de interrupción que en promedio perciben los usuarios de un sistema de distribución durante un periodo de tiempo.

- El SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) representa la duración total en horas de los eventos de interrupción que en promedio perciben los usuarios de un sistema de distribución durante un periodo de tiempo.

Existe una relación directa entre las inversiones y los costos de operación y mantenimiento con la duración y la frecuencia de las interrupciones en el suministro eléctrico (Gómez y Rivier, 2000). El comportamiento de la empresa de distribución depende directamente de los incentivos explícitos o implícitos contenidos en el procedimiento regulado de remuneración. Por ejemplo, una regulación estricta de los costos totales de suministro, con una tasa generosa de retorno al capital, incentiva las inversiones en detrimento de los costos operacionales. Y una remuneración de costos de servicio basada en estándares de inversión y operación incentiva la reducción de todos los conceptos de costo, pero no traspasa los ahorros de eficiencia al consumidor.

Las regulaciones tipo RPI-X, cada vez más populares, incentivan los ahorros en costos totales y consiguen traspasar parcialmente a los consumidores las ganancias en eficiencia. Para evitar un excesivo énfasis en la reducción de costos en perjuicio de la calidad de servicio, el regulador debe a su vez establecer valores objetivo, o metas, máximos para la duración y frecuencia de las interrupciones y aplicar penalizaciones cuando estas metas no se alcancen. Asimismo, el

[35] La calidad de la onda se mide por la estabilidad de la frecuencia (60 Hz) y la tensión (110 V para baja tensión) o el nivel de armónicos. Se regula mediante un estándar de obligado cumplimiento.
[36] La atención al cliente se mide, por ejemplo, por el tiempo de respuesta a una petición o queja de un cliente. Está muy relacionado con los costos de administración.

regulador puede fijar incentivos para cuando el operador de red mejore el valor objetivo establecido.

De manera complementaria, se debe garantizar que todos los usuarios reciban al menos un nivel mínimo de calidad de servicio e indemnizarlos individualmente en caso de que no se alcance ese nivel. La razón para este sistema complementario es que los índices anteriores se calculan en función de valores promedio por zona de distribución. Es importante además tener en cuenta que no se deberá exigir la misma calidad de suministro en las zonas rurales que en las zonas urbanas puesto que los costos de inversión, operación y mantenimiento para conseguir niveles de calidad similares son mucho más altos en las zonas rurales.

Además, si se dispone de un modelo avanzado de cálculo para la planificación de las redes de distribución, un procedimiento objetivo para establecer las metas de fiabilidad en las diferentes zonas consistiría, por ejemplo, en utilizar el mismo valor para el costo de energía no suministrada (CENS) en todas ellas. Cabe mencionar que el CENS se puede considerar desde dos perspectivas:

- Cuando no hay acceso a la electricidad, el simple hecho de poder disfrutar de luz durante las horas nocturnas o de un enchufe para cargar la batería del celular, presenta un valor social muy elevado para el potencial consumidor. Este sería el valor de CENS empleado en planificación que se ajustaría para el nivel de servicio[37] explicado más adelante.

- Cuando hay acceso a la electricidad, la interrupción del suministro produce ciertos trastornos a los diferentes consumidores: desde la cesación de la producción de una industria hasta no poder disfrutar de un programa de televisión. El CENS es menor al caso anterior, aunque ciertamente elevado. Como un sistema 100% fiable seria extremadamente caro, las penalizaciones e indemnizaciones antes mencionadas pretenden reflejar estos costos cuando no se cumple con un estándar mínimo predeterminado.

De esta manera, los dos valores del CENS permiten calcular la remuneración para una planificación que mantenga una calidad de servicio adecuada al nivel del servicio. En el caso de los consumidores que ya dispusieran de servicio eléctrico, la calidad solo requeriría del uso del segundo tipo de CENS.

1. Análisis de niveles actuales de calidad

Los niveles de calidad en Colombia se encuentran muy lejos de niveles aceptables de prestación del servicio. De acuerdo con los indicadores SAIFI y SAIDI para 2018, se presentaron en promedio 48 interrupciones en el servicio por usuario, con una duración acumulada promedio de 37,7 horas, es decir más de un día y medio sin energía (SSPD 2019). No obstante, cabe señalar que de acuerdo con el análisis de la SSPD los niveles de calidad del 2018 presentaron una mejoría frente a los del 2017.

La disparidad regional es enorme. Desde el usuario que en un municipio sufre un promedio de 21,8 interrupciones con una duración de 17,3 horas al año, hasta el usuario de un municipio

[37] En este punto, solo hay que saber que el nivel de servicio es el número de horas durante el que se proporciona una determinada potencia, pudiendo ser de 24 horas para un consumidor conectado al SIN. Mientras, la calidad de servicio pretende garantizar que efectivamente ese suministro tiene lugar durante ese tiempo en condiciones correctas.

con 600 interrupciones en el año que pueden sumar 1000 horas de duración.

Si bien el 75% de los usuarios tienen valores de SAIDI menores al promedio nacional, y el 66% tienen un SAIFI inferior a los niveles nacionales, la baja calidad es generalizada y los retos de homogenización son enormes. Con la metodología anterior el país estaba dividido solamente en 4 grupos de calidad, agrupando áreas heterogéneas. Bajo la actual metodología (Resolución 015 de 2018) se establecen 9 grupos de calidad clasificados por riesgo de interrupciones y por grado de ruralidad para la medición individual de los consumidores (ver sección 3.2).

Por supuesto, el estado de la infraestructura es determinante en la calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica. Los análisis realizados por la consultora Mercados Energéticos indicaron que los equipos del STN presentan mejores condiciones que el resto del sistema, aunque para éstos, como para los del STR, es importante adecuar los programas de operación y mantenimiento y mejorar los tiempos de reparación. La infraestructura de STR presenta falla y tiempos de respuesta alejados de los indicadores internacionales por lo que requieren un esfuerzo significativo para acercarse a estos referentes (Resoluciones CREG 53 y CREG 64 de 2015). Los niveles de interrupciones en los sistemas de distribución se determinan por la tecnología de la infraestructura, los protocolos de mantenimiento y la topología de la red. Los valores nacionales tienen un nivel de rezago significativo frente a los parámetros internacionales[38].

Las condiciones de calidad en las ZNI son mucho más precarias. La regulación reconoce los parámetros de calidad del suministro con niveles de exigencia básicos, así: 1) la continuidad del suministro, solamente se exige para aquellas ZNI que cuentan con 24 horas de servicio, las cuales deben cumplir los límites de DES correspondientes al grupo 4 (el de menor calidad) del SIN; 2) la calidad de la onda, el requisito es mantener controladas la variación de frecuencia y tensión de la potencia, dentro de un rango del 1% y el 10%, respectivamente; y 3) la calidad del servicio, en este aspecto no se miden tiempos de respuestas, con tener puntos de atención al usuario se cumple el requisito (Resolución 091 de 2007).

La dispersión geográfica causa complicaciones de acceso para llevar los energéticos de manera regular y a bajo costo; la pluralidad e informalidad de prestadores caracterizados en su gran mayoría por estructuras técnicas, administrativas y financieras[39] deficientes; y la vulnerabilidad de la infraestructura de los sistemas de prestación en las ZNI, dificultan la continuidad en la prestación del servicio para estas comunidades y también el seguimiento por parte de las autoridades competentes.

El IPSE cuenta con el Centro Nacional de Monitoreo (CNM) que a través de sistemas de telemetría hace seguimiento a las condiciones de prestación de las ZNI, con una cobertura alrededor del 87% de la energía suministrada. No obstante, esta medición está concentrada en el 5% de las ZNI (SSPD 2017[40]). Esto limita de forma considerable el análisis sobre la calidad del servicio que están recibiendo los usuarios de la ZNI y en especial aquellos con condiciones más desfavorables de prestación.

[38] Por ejemplo, Chile tiene como límite regulatorio niveles de SAIDI que van desde 8,5 a 16, y de SAIFI que van de 6 a 10, según la densidad de la red, mientras los niveles europeos de estos indicadores están en menos de un dígito.
[39] Como ya se mencionó, la prestación en ZNI es altamente dependiente de los subsidios, dado que atienden poblaciones con un 77% de NBI en promedio, y baja capacidad de pago, frente a elevados costos de la prestación.
[40] En el 2018, no se refieren a la cobertura del CNM.

2. Incentivos de la Resolución 015 de 2018

La regulación de calidad de servicio debe considerar el balance costo-calidad de forma equilibrada para los distintos modos de electrificación, ya sea extensión de red o aislado, micro-redes o sistemas individuales, según sus respectivas características. En una primera aproximación, se podría adoptar el criterio de utilizar un valor uniforme del CENS en todos los diseños[41], verificando que en el caso de los sistemas aislados conduce a compromisos costo-fiabilidad razonables.

La información sobre los valores utilizados en otros países en condiciones similares será también de utilidad. Si el regulador adoptase el criterio de aplicar la misma tarifa social a todos los consumidores que cumplan unos requisitos mínimos, con independencia de si el suministro es por extensión del SIN o de manera aislada, correspondería al planificador establecer el compromiso costo-calidad, pues es la sociedad en su conjunto quien corre con los costos y no únicamente los beneficiarios.

Esta posición parte de los siguientes criterios:

- El uso de índices reconocidos internacionalmente para medir la calidad de suministro en una zona de distribución.

- El establecimiento de unos valores objetivo de calidad de suministro, en duración y frecuencia máxima de las interrupciones, en una zona de distribución.

- La fijación de incentivos y penalizaciones cuando los valores objetivo se alcancen o se incumplan, respectivamente.

- La compensación a usuarios individuales con una calidad de suministro inferior a un umbral pre-establecido.

- La diferenciación entre zonas de distribución rurales y urbanas, y entre modos de electrificación por extensión del SIN, micro-redes o sistemas individuales, para la fijación de los valores objetivo.

Recientemente, la CREG en la Resolución 015 de 2018 ha actualizado la regulación en cuanto a calidad de servicio muy en línea con los criterios que se acaban de describir.

Esta metodología expresamente tiene como objetivo alinear "las señales regulatorias en las inversiones, los gastos de AOM, las pérdidas de energía y la calidad del servicio para que, mediante las inversiones adecuadas, alcancen los niveles de eficiencia deseados". Bajo esta regulación, los ingresos del operador dependen directamente de la Base Regulatoria de Activos –BRA, que se ajusta anualmente con la depreciación de los activos y las nuevas inversiones. Esta fórmula busca incentivar la renovación permanente de activos. Para lograr este objetivo de la regulación: (i) se establecen valores de referencia que eviten el traslado de costos ineficientes

[41] Este CENS podría ajustarse según las zonas y el modo de electrificación. En todo caso, si lo que se fija es un valor uniforme del CENS, los niveles de fiabilidad variarán de una zona a otra. La alternativa es fijar a priori el nivel de fiabilidad deseado, o aceptable, para cada zona, cumpliendo con la legislación existente y dejar que un modelo matemático decida el modo de electrificación que conseguirá el nivel que en cada caso se haya fijado.

a los usuarios y, (ii) se exige que las inversiones respondan a un plan quinquenal asociado a metas de mejora de calidad y reducción de pérdidas.

Si bien la metodología está iniciando su aplicación a través de la aprobación de los expedientes tarifarios y no se puede hacer un análisis de su impacto efectivo en los indicadores de calidad, se analizan sus características más destacables en la relación con los criterios que se han presentado, y se comentan algunos matices diferenciales.

La calidad de servicio fue definida por la Resolución 070 de 1998 en la que se establecía un límite anual y similar de los indicadores DES y FES para todos los operadores de red, que no permitía evaluar la calidad del servicio por usuario y que no tenía en cuenta las particularidades de cada región a cargo de los operadores de red. La Resolución 097 de 2008 introdujo dos nuevos indicadores: el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad y el Índice Trimestral de la Discontinuidad por Transformador, que permitieron obtener datos de calidad de servicio a nivel transformador. Además, se establecieron metas por cada operador de red. La nueva Resolución 015 de 2018 establece el SAIFI y el SAIDI como indicadores de calidad[42] que permiten obtener medidas a nivel de usuario, de acuerdo con la práctica internacional.

Por otra parte, se definen objetivos anuales distintos para cada operador de red. El valor objetivo anual se calcula como una reducción del 8% sobre el valor de referencia que se haya establecido para cada operador de red en la resolución particular que apruebe los ingresos anuales (Art. 5.2.3.2.1). Estos valores objetivo se aplican hasta alcanzar valores iguales o inferiores a los indicadores de largo plazo. Si bien la intención de la CREG es avanzar decididamente en la mejora de la calidad de suministro, este valor debería justificarse y posiblemente ser distinto por operador de red.

Como se puede observar en el Diagnóstico de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica en Colombia 2017, preparado por la Superintendencia Delegada para Energía y Gas, mientras la media nacional para el SAIDI es de 39,5 horas y para el SAIFI es de 51,3 interrupciones (niveles altos en comparación con otros países[43]), hay operadores de red que presentan valores para los indicadores cercanos a los niveles de países con mejor desempeño y cuyo margen de mejora es reducido.

La Resolución 015 de 2018 establece incentivos y penalizaciones cuando el indicador es menor que el límite inferior o mayor que el límite superior de la banda de indiferencia, definida como un ±5% para la meta establecida (Art. 5.2.3.2.2.1 y Art. 5.2.3.2.2.2). Nuevamente, se toma un valor específico para el incentivo y penalización igual al 4% que, si bien parece un valor adecuado, debería razonarse y quizás ser distinto para cada operador de red. Este valor podría calcularse objetivamente buscando minimizar la suma de las curvas de costos de inversión y mantenimiento para el operador de red y de costo de energía no suministrada para los usuarios (Rivier y Gómez, 2000). Su cálculo es complejo y típicamente requiere como apoyo el empleo de un modelo de red de referencia[44] (Mateo et al. 2011). Este modelo permitiría estimar las curvas anteriores considerando los valores objetivos de largo plazo, así como los valores de referencia anuales. Si los incentivos y las penalizaciones fuesen correctamente estimados, los

[42] También excluye los eventos de duración inferior a 3 minutos que estaban falseando las medidas de fiabilidad.

[43] De hecho, la CREG ha fijado metas de largo plazo para ambos indicadores iguales a 2 horas al año para el SAIDI y 9 veces al año para el SAIFI. Ambos valores se encuentran en el entorno de los valores que presentan los sistemas europeos.

[44] Un modelo de red de referencia permite diseñar redes de distribución a gran escala, con millones de usuarios. Proporciona la solución de menor costo capaz de satisfacer la demanda y conectar a todos los consumidores, teniendo en cuenta los límites de tensión e intensidad, la topografía y los objetivos de fiabilidad.

operadores de red estarían incentivados a realizar por sí mismos las inversiones necesarias hasta alcanzar los objetivos de largo plazo.

Aunque las metas, incentivos y penalizaciones son propias de cada operador de red, la Resolución 015 de 2018 no parece distinguir entre zona rural y zona urbana en caso de que un operador de red suministre ambos tipos de zonas geográficas, en particular, para la definición de los niveles de SAIDI y SAIFI. En cambio, se establecen 9 grupos de calidad clasificados por riesgo de falla (debido a factores climáticos, atmosféricos, topográficos y fisiográficos), y por grado de ruralidad, para la fijación de compensaciones para consumidores individuales que sufran una calidad de suministro especialmente mala (percentil 85 inferior). Al usuario peor servido se le aplica un descuento sobre el cargo de distribución creciente con el número de años que haya recibido la compensación. Este esquema de compensación sigue las mejores prácticas internacionales.

Todas las regulaciones anteriores aplican al Sistema Interconectado Nacional (SIN), pero no existe una regulación similar para las Zonas No Interconectadas (ZNI). Aunque sí se establecen moratorias de 5 años para el cumplimento de las metas para las ZNI que se conecten al SIN.

Respecto de la regulación específica para la calidad de servicio del suministro con micro-redes o sistemas individuales en las ZNI, actualmente se puede establecer dentro de la concesión a la APP o ASE, o directamente en el contrato firmado entre la comunidad y el inversionista. Sin embargo, la CREG, junto con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), deben ejercer la supervisión y el control para garantizar el correcto suministro de los usuarios. Para ello, es esencial la instalación de sistemas de telemetría en las ZNI que todavía no cuentan con dicho sistema (un 80% de las localidades con menos de 300 habitantes). Por otra parte, la extensión de la cobertura del SIN obliga a que la nueva zona cumpla con las metas de calidad anteriormente fijadas. Por esta razón nuestra recomendación es, para el caso de la electrificación con micro-redes, definir estándares técnicos equiparables con el suministro de red (micro-redes compatibles con la red) de forma que, si eventualmente la extensión del SIN alcanza las comunidades aisladas, los activos allí instalados puedan ser convenientemente integrados.

De igual forma, la calidad de servicio en micro-redes y sistemas individuales está relacionada con el nivel de inversión. La existencia de modelos avanzados de cálculo del costo de servicio que integran sistemas de extensión del SIN, micro-redes y sistemas individuales (Ciller et al. 2019) permite establecer procedimientos objetivos, análogos a los que se proponen para la extensión de SIN, para la determinación del binomio costo-calidad en cada caso, considerando por ejemplo un mismo CENS para la red y las micro-redes. O diferentes valores donde fuera justificable como, por ejemplo, en el caso de electrificación con sistemas solares individuales en corriente continua, que merecerían una consideración particular ya que presentan un perfil tecnológico y modelo de suministro muy diferente al del abastecimiento estándar de los clientes conectados a la red.

También podrían ser de aplicación en el caso de las micro-redes procedimientos regulados de remuneración basados en costos reales, estándares de inversión y operación, o por incentivos de servicio, así como la aplicación de metas objetivas de calidad de suministro y penalizaciones por su no cumplimiento. De esta forma se podrían implementar en la práctica los principios de neutralidad, solidaridad y redistribución, de forma que usuarios rurales y urbanos, conectados al SIN o en micro-redes puedan tener un mismo tratamiento con criterios transparentes y equitativos respecto de la calidad del servicio eléctrico, pero no necesariamente con las mismas

metas y valores objetivo.

Cuadro 1 Caracterización de Niveles de Servicio.

		Nivel 0	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4	Nivel 5
1. Criterio de nivel		No aplica	Capacidad de iluminación y carga de celular	Iluminación, televisión y ventilador	Nivel 2 + equipos de potencia media	Nivel 3+ equipos de potencia alta	Nivel 4 + equipos de potencia muy alta
2. Capacidad	Potencia		Potencia muy baja Mínimo 3 W	Potencia baja Min 50 W	Potencia baja Min 200 W	Alta potencia Mínimo 800 W	Potencia muy alta mínimo 2kW
	Capacidad diaria		Mínimo 12Wh	Mínimo 200 Wh	Mínimo 1,0 kWh	Mínimo 3.4 kWh	Mínimo 8,2 kWh
	Servicios		Iluminación de 1,000 lmhrs por día	Luz eléctrica, televisión, y carga de teléfono			
3. Duración	Horas por día		Mínimo 4 horas	Mínimo 4 horas	Mínimo 8 horas	Mínimo 16 horas	Mínimo 23 horas
	Horas por noche		Mínimo una hora	Mínimo 2 horas	Mínimo 3 horas	Mínimo 4 horas	Mínimo 4 horas
4. Confiabilidad						Máximo 14 interrupciones por semana	Máximo 3 interrupciones por semana, menor a 2 horas
5. Nivel anual de consumo (kWh)		< 4,5	> 4,5	> 73	> 365	> 1250	>3000
6. Nivel de consumo diario (Wh)		< 12	> 12	> 200	> 1000	> 3425	> 8219

Fuente: Energy Sector Management Assistance Program[45]

Respecto de los usuarios de sistemas individuales, el nivel de servicio está íntimamente ligado al volumen suministrado durante un tiempo acordado. El *Energy Sector Management Assistance Program* ha definido una matriz de seis niveles de servicio con atributos consistentes con las distintas necesidades de cada usuario, como se puede observar en el cuadro adjunto. Así pues, es necesario distinguir aquellos usuarios comunitarios o productivos que pueden requerir de una mayor calidad de servicio (24 horas con tasas de fallo similares a las de la red – nivel 5) y los usuarios domésticos que podrían recibir inicialmente, con vistas a un aumento rápido de la cobertura, un sistema solar individual de bajo costo, que proporciona un nivel básico o esencial de electrificación – nivel 1.

Este nivel básico de servicio (que en algunos casos se considera como pre-electrificación) supone una mejora sustancial de las condiciones de vida de estos usuarios, especialmente en lo relativo a las posibilidades de comunicación, información y educación, pero no es comparable al nivel de servicio de la red, ni habitualmente permite el desarrollo de actividades productivas y generadoras de ingresos. Por esta razón es también recomendable regular, para estos sistemas individuales, unos niveles de servicio mínimos.

Coincidiendo con el criterio propuesto por el informe de Ernst & Young con base en la experiencia en Colombia, se debería definir inicialmente el nivel 2 para las comunidades con menores necesidades energéticas, y el nivel 3 para el resto. El nivel 4 y el nivel 5 se podrían reservar para esos usos comunitarios o productivos que requieren mayor calidad de servicio,

[45] Debido a las mejoras en eficiencia que se han observado en los últimos años en iluminación LED, baterías o electrodomésticos, los objetivos en potencia deberían verse definidos por servicios atendidos, como de hecho ocurre para los niveles 1 y 2.

como centros de salud, escuelas o estaciones de bombeo.

La determinación del nivel a implementar responderá al análisis de las necesidades de energización de cada zona y a los objetivos a cumplir, por ejemplo, en términos de sustitución de leña para cocción o la determinación de sostenibilidad de modelos que incluyan generación con renovables no convencionales. Por otra parte, la calidad de servicio dependerá en gran medida del tiempo de reposición cuando el sistema individual falle. Por ello, es importante que la regulación establezca tiempos mínimos de reposición.

3. Recomendaciones para mejoramiento de calidad

Para concluir, nuestra posición respecto a la calidad del suministro de red coincide en la mayoría de los aspectos con la última actualización de la regulación publicada en la Resolución 015 de 2018. Entre otros, se utilizan índices reconocidos internacionalmente para la medida de la calidad de suministro. Estos indicadores además miden la duración y frecuencia de las interrupciones a nivel usuario siguiendo las prácticas internacionales. De hecho, siguiendo las mejores prácticas, se establecen incentivos y penalizaciones por alcanzar o incumplir las metas asignadas a cada operador de red. Finalmente, se compensa a los usuarios individuales que sufren una peor calidad de suministro. Con las adaptaciones que sean necesarias, y tal como hemos comentado, entendemos que muchos de estos criterios pueden transponerse a la electrificación de ZNI.

En resumen, aunque hay un acuerdo básico entre el procedimiento vigente y los criterios generales que hemos expuesto, existen, en nuestra opinión, algunos aspectos a examinar en mayor detalle pues podrían constituir potenciales áreas de mejora. Las recomendaciones i) a v) están relacionadas con el cálculo y regulación de niveles de SAIDI y SAIFI y sus diferencias por tipo de zona, al menos, rural y urbana, así como con el re-cálculo de las penalizaciones e incentivos por el no cumplimiento, o el excelente cumplimiento, de las metas de calidad. Las recomendaciones vi) a viii) están relacionadas con la modificación de la base de activos reconocidos para la mejora de la calidad. Finalmente, la recomendación ix) tiene que ver con la calidad de la onda.

i) La diferenciación de los valores objetivo, o metas, de calidad por operador de red puede no ser suficiente si cada operador es responsable de suministrar a zonas rurales y urbanas al mismo tiempo dentro de una misma área, y aún más si se extiende su área de incumbencia a las ZNI. En cada ZNI, el binomio costo de servicio-calidad puede tener que calcularse de forma detallada según tecnologías, recursos energéticos o zonas climáticas (Ciller et al. 2019) y puede requerir la definición de un nivel de calidad diferente que dependa del costo necesario de inversión en cada caso, para que la electrificación sea asequible financieramente. Esta diferencia, básicamente entre red rural y urbana, hace necesaria la definición de unas métricas objetivas como las que se han establecido para los grupos de calidad de medición individual, por ejemplo, considerando la ruralidad del área suministrada y definiendo tres niveles de SAIDI y SAIFI para cada operador dentro de su zona, incluyendo niveles *ad hoc* para cada ZNI que así lo requiera. En caso de que las metas para el SAIDI y SAIFI para algunas zonas de un operador difirieran en exceso de la regulación actual, sería necesario implementar un periodo de transición durante el cual ambos sistemas convivirían hasta su convergencia.

ii) Referenciar la calidad objetivo estableciendo un CENS de referencia igual para las

distintas tecnologías de electrificación para minimizar el costo de servicio (de entre todos los modos de suministro posibles con red y aislados) permite definir procedimientos transparentes de cálculo mediante modelos de ordenador que permiten determinar objetivamente las metas de nivel de servicio para cada sistema en función de su costo de suministro. La fijación de un CENS uniforme hace que se obtengan distintos niveles de calidad para cada zona. La alternativa es establecer un nivel de calidad aceptable, o deseado, para cada zona, y dejar que un modelo matemático decida el modo de electrificación adecuado. En cualquier caso, una vez establecido el costo de servicio, la regulación de la calidad podría realizarse como en la resolución actual, pero distinguiendo los valores objetivo y penalización e incentivos para cada zona electrificada.

iii) Podría aceptarse temporalmente una menor calidad de suministro para las nuevas áreas electrificadas por extensión del SIN, como ya ocurre para las ZNI que conectan al SIN. Asimismo, podría proporcionarse una mayor calidad de servicio para los consumidores que así lo soliciten a cambio de un pago extra que sirva para cubrir el costo de inversión necesario para que reciban este mayor nivel de calidad. Usuarios comerciales o industriales que requieren niveles de fiabilidad mayores al promedio para garantizar sus condiciones de servicio o producción.

iv) Si bien el nivel de servicio establecido para las ZNI debe ajustarse a las circunstancias propias de la ZNI, pudiendo no ser de 24 horas al día, el nivel de calidad cuando se suministre el servicio debe ser cumplido como quede definido en el contrato o en la regulación. Es decir, durante esas horas de suministro, diurno y nocturno, se debe exigir un nivel de calidad razonable y adaptado a las circunstancias particulares de cada sistema aislado, puesto que, sin este criterio objetivo de fiabilidad, no se podría establecer una remuneración de coste de servicio adecuada. Además, debería especificarse un tiempo mínimo de reposición para sistemas solares individuales, en los que se paga por energía disponible y no consumida.

v) Aunque la metodología de metas, incentivos y penalizaciones es adecuada, podría ser de utilidad revisar y evaluar algunos de los valores numéricos, como la meta que obliga a una mejora anual del 8%, el valor de referencia establecido para cada operador de red, o el 4% de incentivo o penalización cuando se alcance o incumpla la meta. Si no hubiera sido así, estos valores se podrían recalcular utilizando modelos matemáticos, como un modelo de red de referencia para las zonas conectadas o un modelo integrado de electrificación de referencia que incluye los sistemas aislados, sean estos micro-redes o sistemas individuales. En cualquier caso, se debería dejar a la regulación vigente antes de realizar cambios en la misma, al menos por 5 años desde su aprobación como se acordó, pudiéndose realizar mientras tanto un estudio cuantitativo para determinar si los valores que aparecen explícitos en la resolución debieran refinarse de cara a cambios en la siguiente actualización.

vi) En cualquier caso, tanto en el SIN como en ZNI, debería establecerse la obligación de instalar sistemas telemétricos a nivel circuito y transformador del SIN y micro-red en las ZNI para permitir la supervisión y el control por parte de la CREG y la SSPD del nivel de servicio proporcionado y para garantizar el cumplimiento de lo acordado en los contratos y su mantenimiento en el largo plazo. Es además fundamental que tanto la CREG como la SSPD lleven a cabo análisis de calidad de servicio de acuerdo a la regulación vigente y que se fortalezcan los mecanismos de reporte de información en general y, en particular, a la UPME por parte de las entidades adscritas al Ministerio de Minas y Energía.

vii) El sistema de valoración de activos busca la actualización de la infraestructura de los operadores, sin embargo, para que se fomente además una modernización del sector, la señal regulatoria debe ser concreta de manera que incentive a los agentes a adecuar su infraestructura para lograr la transformación energética que ya ha comenzado. En ese sentido, se requiere propiciar un mecanismo que recoja rápidamente los avances tecnológicos y promueva su incorporación al sistema nacional para beneficio de los usuarios. Por ejemplo, actualmente se requiere adaptar las redes para recibir la energía proveniente de los sistemas de autogeneración y cogeneración con fuentes renovables, y para aprovechar al máximo los sistemas de medición inteligente. Asimismo, la base de activos podría recoger otros elementos propios de las redes inteligentes, como sistemas de medición, monitoreo y control inteligente que permitan una mejora de la calidad sin necesidad de invertir en cables o transformadores.

viii) La propuesta de incluir soluciones aisladas en condiciones de eficiencia dentro de la remuneración de los operadores, y la recomendación de incorporar señales concretas para la incorporación de las nuevas tecnologías, requieren la actualización del catálogo de unidades constructivas que maneja la CREG. Sobre este aspecto, en coordinación con el Foco 3 "Descentralización y digitalización de la industria y la gestión eficiente de la demanda", se ha planteado un mecanismo de construcción de esas nuevas unidades, a partir de información de las experiencias nacionales cuando las haya y de las internacionales, con un sistema de revisión bienal para verificar cambios de precios y tecnologías. Tanto la definición de las unidades como su revisión puede estar acompañada de un grupo de expertos independientes para darle mayor dinamismo al catálogo.

ix) Por último, se debe considerar la necesidad de definir estándares para que los consumidores que instalen sistemas de generación distribuida, hagan un esfuerzo extra en asegurar que la calidad de la onda que se inyecta en la red no va a causar perturbaciones en el sistema.

Como complemento a la regulación, la coordinación de la planeación de las inversiones del STN con las del STR y del SDL permite que los esfuerzos de actualizar la infraestructura se reflejen directamente en la calidad del servicio percibida por el usuario final. El rol de la UPME es fundamental en la planificación integral y complementaria.

De otro lado, de acuerdo con el análisis de la SSPD, los programas estatales de cobertura a través de proyectos de sistemas individuales o sistemas híbridos adolecen de un esquema adecuado de sostenibilidad. Por lo anterior, no logran su finalidad de prestación en condiciones adecuadas y se pierde el efecto transformador de la energía en estas poblaciones con tantas necesidades.

Para contrarrestar este riesgo, además de los incentivos regulatorios, se sugiere reforzar los modelos de estructuración basados en las particularidades climáticas, culturales y productivas de cada localidad, generando diseños con mejor vocación de sostenibilidad que las soluciones estandarizadas. La construcción desde lo local, permite establecer la canasta energética más eficiente para una comunidad, con beneficios como la incorporación de renovables no convencionales, sustitución de leña y aprovechamiento del potencial productivo local generando bienestar al tiempo que se mejoran las condiciones de sostenibilidad. Modelos como los PERS así como la coordinación en el territorio de otras iniciativas estatales, por ejemplo, en el marco de los Planes de Desarrollo con Enfoque Territorial –PDET, facilitan la construcción de

estos modelos. En esta fase, el IPSE con los ajustes estructurales requeridos, es la entidad llamada a liderar el proceso de estructuración de estos modelos.

Capítulo 3. Fondos Eléctricos para financiar aumento de cobertura y calidad

En Colombia están prohibidas las rentas de destinación específica salvo cuando su objeto sea financiar inversión social, en cuyo caso deben estar autorizadas expresamente en la ley. En el caso del sector energético, existen varias fuentes orientadas a ampliación de cobertura, al mejoramiento de la calidad, incluida la normalización de infraestructura y más recientemente a la introducción de fuentes renovables no convencionales. Así mismo, se ha habilitado el uso de recursos generales a los objetivos sectoriales. En las bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, se identifica la multiplicidad de fuentes de financiación al servicio de la ampliación de cobertura y las complejidades de coordinación:

> *"Hay fuentes de financiación con diversas reglamentaciones para un mismo propósito, no se examina la sostenibilidad de las soluciones, y todavía no se contempla el uso de alianzas público - privadas (APP) para atraer operadores privados. Para ampliar la cobertura energética con recursos públicos se cuenta con el fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas (FAER)[46], fondo de apoyo financiero para la energización de zonas no interconectadas (FAZNI)[47], Plan Todos Somos Pazcífico[48], fondo especial cuota de fomento de gas Natural (FECFGN), obras por impuestos[49] y sistema general de regalías (SGR). A la fecha, solo se cuenta con participación privada en la expansión de cobertura a través de dos áreas de servicio exclusivo en San Andrés y Amazonas, por lo que se han explorado otras alternativas para la incorporación de capital privado con modelos como nuevas áreas de servicio exclusivo, APP y planes de inversión por los prestadores del servicio cuyos resultados deberán consolidarse en los próximos años, motivando también la necesidad de evaluar la institucionalidad que apoye estas nuevas estrategias. La cantidad, calidad y duración diaria son parte imprescindible en la política del acceso, y para ello se requiere de un proceso de transición entre el caso actual de uso de fuentes tradicionales al caso deseado de uso de fuentes modernas, en el que se dé una maduración del servicio energético. Dicha transición se debe dar a través de "niveles de prestación del servicio".*

A los fondos citados se suma el Programa de normalización de redes eléctricas – PRONE, orientado a mejorar las condiciones de calidad, seguridad y comercialización del servicio de energía eléctrica. Cada fondo ha sido creado con una finalidad particular, aunque todos buscan un objetivo general el aumento de calidad y mejoramiento de la calidad de la energía eléctrica nacional.

El análisis en este capítulo se centra en los fondos energéticos: FAZNI, FAER, y PRONE, su estructura actual, sus diferencias y recomendaciones para lograr mayor impacto de estos recursos en el logro de los objetivos propuestos. En este sentido, se presenta: i) descripción de los fondos energéticos; ii) diagnóstico de las asignaciones y su impacto en los objetivos que

[46] Ley 1376 de 2010
[47] Decreto 1124 de 2008
[48] Documento CONPES 3847
[49] Reforma tributaria 2016, las cuales se ejecutan en las zonas más afectadas por el conflicto armado (ZOMAC)

persiguen; iii) escenarios alternativos de asignación y iv) conclusiones y recomendaciones.

Dada su reciente creación, no puede realizarse el mismo análisis del FENOGE, el cual solo se describe por su relevancia como fuente de financiación idónea para cumplir los propósitos estatales de cobertura, calidad e introducción de fuente renovables no convencionales.

1. Descripción de los fondos energéticos

Los fondos energéticos, son administrados por el Ministerio de Minas y Energía y responden a la clasificación que tiene el sector entre el Sistema Interconectado Nacional -SIN y las Zonas No Interconectadas-ZNI.

1.1. Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas – FAZNI

El primer fondo energético fue el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas – FAZNI[50], con la finalidad de aumentar la cobertura en las ZNI. Posteriormente, se autorizó su uso para mejoramiento de calidad[51], para financiar proyectos de construcción y mejoramiento de infraestructura de energía desde generación, transporte, distribución, hasta uso racional y eficiente de energía y suministro de energía eléctrica al usuario final, incluyendo la medición y la conexión[52].

La fuente principal de financiación del FAZNI proviene del recaudo del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) correspondiente a $1,90 por cada kWh despachado en la bolsa de energía mayorista. De los cuales $0,4 serán para Fenoge.

Los recursos provenientes del FAZNI se pueden asignar mediante invitaciones públicas del Ministerio de Minas y Energía para proyectos de infraestructura, o a proyectos presentados por iniciativa de las entidades territoriales, el IPSE o prestadores de servicios públicos. La entidad encargada del análisis de viabilidad técnica y financiera de los proyectos es el IPSE y la instancia de decisión es el Comité de Administración – CAFAZNI.

Los parámetros de asignación de recursos del FAZNI, incorporan en las variables de elegibilidad de los proyectos, además del número de usuarios a beneficiar y las necesidades básicas insatisfechas de la población, variables que responden al énfasis de política que tenga el país, en la actualidad se incluye como criterio de priorización a los municipios afectados directamente por el conflicto armado, así como aquellos incluidos en los programas del postconflicto.

1.2. Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales – FAER

Dada la división del sistema entre SIN y ZNI, con el propósito de ampliar la cobertura en el sector rural de los municipios que hacen parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se creó el Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales – FAER[53].

[50] Ley 633 de 2000, artículos 81 a 83.
[51] Ley 1099 de 2006, artículos 1 y 2.
[52] Artículo 2.2.3.3.2.2.2.4. del Decreto 1073 de 2015.
[53] Ley 788 de 2002, artículo 105. Ley 1753 de 2015, artículo 190.

El FAER tiene como finalidad financiar planes, programas y proyectos priorizados de inversión para la construcción de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición y rehabilitación de la existente en Zonas de Difícil Gestión y Zonas Rurales de Menor Desarrollo. Desde el FAER se financia el Programa de Normalización de Redes Eléctricas – PRONE. Estos recursos buscan ampliar la cobertura, mejorar la calidad y continuidad del servicio en las Zonas Interconectadas.

El FAER se nutre del recaudo que realiza el Administrador del Sistema de Intercambio Comerciales – ASIC, a razón de un peso $2,10 por cada kWh transportado. De la misma manera que el FAZNI, al FAER se accede presentando proyectos por los prestadores, las entidades territoriales o por convocatorias del Ministerio de Minas y Energía. El análisis de viabilidad técnica y financiera de los proyectos está a cargo de la UPME y la selección de los proyectos a financiar la hace el Comité de Administración del FAER- CAFAER.

En concordancia con el procedimiento de asignación de recursos del FAZNI, los criterios de asignación de recursos del FAER incorporan variables que responden a las prioridades de política.

1.3. Programa de normalización de redes eléctricas – PRONE

El Programa de normalización de redes eléctricas (PRONE) fue creado con el propósito de legalizar usuarios, optimizar el servicio y reducir pérdidas no técnicas en barrios subnormales[54]. Para cumplir este propósito el PRONE financia hasta el 90% de proyectos de instalación o adecuación de las redes de distribución de energía eléctrica conforme a la regulación y los reglamentos técnicos, la acometida a la vivienda del usuario, el sistema de medición de consumo, incluyendo medidor prepago o inteligente, y la legalización de usuarios.

El programa es financiado con el recaudo que realiza el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales – ASIC, a razón de un peso $1,90 por cada kWh transportado y su asignación está a cargo del Comité de Administración del PRONE, con base en la revisión de viabilidad que realiza la UPME.

1.4. Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía – FENOGE

El fondo de creación más reciente es el FENOGE, con la finalidad de agilizar la introducción de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable -FNCER y la Gestión Eficiente de Energía -GEE[55]. Fue creado con la Ley 1715 de 2014 pero fue la Ley 1819 de 2016 la que autorizó su administración a través de una fiducia mercantil dándole la flexibilidad que requería.

El FENOGE se nutre del recaudo que realiza el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC, del cual recibe COP$0,40 por kWh despachado en la bolsa de energía[56]. El Fondo puede recibir recursos provenientes de asignaciones del Presupuesto General de la Nación, de otras entidades públicas, de entidades privadas, de organismos multilaterales, de cooperación internacional, de donaciones o de fuentes complementarias.

[54] Ley 812 de 2003, artículo 63. Ley 1753 de 2015, artículo 190.
[55] Ley 1715 de 2015 y Resolución MME 41407 de 2017.
[56] Artículo 190 de la Ley 1753 de 2015.

Para acceder a financiación del FENOGE existen tres mecanismos: (i) presentar la iniciativa ante la UPME cuando se trate de planes, programas o proyectos relacionados con el desarrollo de FNCER en el SIN o de GEE en todo el país o al IPSE, para aquellos planes, programas o proyectos relacionados con el desarrollo de las FNCER en las ZNI; (ii) mediante convocatorias o; (iii) a través de planes, programas o proyectos necesarios para el cumplimiento de metas nacionales que se consideren estratégicas por su afectación económica y social. Estos proyectos pueden ser presentados por el Ministerio de Minas y Energía u otros ministerios o agencias gubernamentales[57].

Dada la separación que tiene el sistema nacional, el análisis de viabilidad de las iniciativas que se presentan lo realiza la UPME cuando corresponde al SIN o el IPSE, si se trata de proyectos para las ZNI. La instancia de aprobación es el Consejo Directivo del FENOGE.

Tanto los fondos energéticos como aquellos recursos que son administrados por otras autoridades y tienen como finalidad aumento de cobertura o mejoramiento de la calidad del servicio, cuentan con criterios específicos de presentación y viabilización de proyectos. Al promotor de proyectos le corresponde encontrar la fuente más adecuada para financiar su iniciativa e identificar el procedimiento específico para presentar proyectos ante las instancias que viabilizan y asignan los recursos de la fuente seleccionada. A esto se suma que cada fuente de financiación cuenta con criterios de priorización que responden a su enfoque de política pública. La descentralización de las fuentes, la diversidad de mecanismos de entrada, la disparidad de requisitos de estructuración, presentación, viabilización y aprobación de recursos le resta eficiencia y transparencia al proceso.

2. Diagnóstico de las asignaciones y su impacto en los objetivos que persiguen

En este capítulo, se analiza el impacto de los fondos en el cumplimiento de los objetivos para los que fueron creados, en particular en su aporte al cierre de brechas. Como metodología, además de la revisión de los resultados en términos de proyectos, familias beneficiarias y recursos invertidos, se realizó el análisis de las inversiones de FAZNI y FAER destinadas a aumento de cobertura y su relación con el índice de cobertura de energía eléctrica.

Para el caso del PRONE, dado que no existe un índice que centralice el estado de subnormalidad de la infraestructura eléctrica, las inversiones por esta fuente se contrastaron con las asignaciones del Fondo de Energía Social FOES, que tiene como objetivo aliviar el pago del servicio de aquellos usuarios que se encuentran en barrios subnormales, áreas de difícil gestión o zonas rurales dispersas.

2.1. Fondos para aumentar cobertura – FAZNI y FAER

Desde inicio de la década del 2000, se han asignado mas de 2 billones de pesos para aumento de cobertura y mejoramiento de calidad del servicio de energía. Si bien estos fondos han representado un reto en términos de asignación y seguimiento, han contribuido a que muchas familias colombianas en las zonas mas apartadas cuenten con energía.

[57] Manual para presentar, seleccionar y financiar o ejecutar planes, programas o proyectos necesarios para el cumplimiento de metas o programas nacionales o que se consideren estratégicos por su afectación económica o social, las actividades de fomento, promoción, estímulo e incentivo y la asistencia técnica del FENOGE.

2.1.1. Revisión de resultados – FAZNI y FAER

Desde su creación en el 2000, se han ejecutado 205 proyectos financiados total o parcialmente con recursos del FAZNI, por un monto superior al billón de pesos, distribuidos en 24 departamentos. De acuerdo con la información suministrada por Ministerio de Minas y Energía, en este período se han beneficiado a 233.879 familias. Los recursos se han destinado para aumento de cobertura, mejoramiento y reposición de infraestructura, modernización de sistemas eléctricos y de medición. La distribución por departamentos es la siguiente:

Cuadro 2. Asignaciones FAZNI

Departamento	Proyectos	Familias	Valor Inversión (Millones de $)	Participación
Nariño	46	47.716	$ 234.679,31	20,01%
Vaupés	9	11.741	$ 183.917,33	15,68%
Cauca – Nariño	3	2.025	$ 94.790,71	8,08%
Cauca	16	16.075	$ 92.719,86	7,91%
Chocó	29	27.776	$ 86.149,81	7,35%
San Andrés	10	12.713	$ 74.219,36	6,33%
Caquetá	17	14.706	$ 70.098,12	5,98%
Meta	14	9.416	$ 69.438,27	5,92%
Vichada	10	16.485	$ 49.056,96	4,18%
Casanare	4	3.846	$ 47.085,83	4,02%
Amazonas	8	29.647	$ 44.640,68	3,81%
Córdoba	1	1.996	$ 23.678,58	2,02%
Putumayo	8	11.281	$ 20.427,04	1,74%
Vichada/Meta	1	837	$ 16.004,42	1,36%
Guainía	9	11.816	$ 15.344,22	1,31%
Guaviare	8	1.750	$ 13.011,21	1,11%
Antioquia	4	4.632	$ 8.534,22	0,73%
Magdalena	1	451	$ 6.698,19	0,57%
Santander	2	290	$ 4.466,84	0,38%
Arauca		257	$ 3.960,20	0,34%
Huila	1	189	$ 3.761,97	0,32%
Bolívar	1	296	$ 3.120,78	0,27%
Diferentes Departamentos ZNI	1	23.563	$ 2.438,00	0,21%
Cesar	1	131	$ 2.156,19	0,18%
La Guajira		250	$ 1.732,64	0,15%
Boyacá	1	912	$ 612,37	0,05%
Total general	**205**	**250.797**	**$ 1.172.743,08**	**100,00%**

Fuente: Base de datos Fondos Energéticos de Ministerio de Minas y Energía.
Nota: el número de beneficiarios es el número identificado a la fecha de aprobación del proyecto por el CAFAZNI.

El proyecto identificado para "diferentes departamentos ZNI" con 23.563 no está desagregado

por departamentos en la base de datos del Ministerio.

En la distribución se evidencia el impacto de la línea Cauca – Nariño que es el proyecto de mayor envergadura financiado por los fondos energéticos, con un impacto social y ambiental muy importantes y con un potencial de fortalecimiento de la infraestructura energética en una zona con grandes complejidades topográficas, ambientales, sociales e incluso de orden público.

A su vez, desde el FAER se ha destinado un monto similar de recursos para 655 proyectos rurales del SIN, beneficiando a 320.243 familias, en 24 departamentos.

Cuadro 3. Asignaciones FAER

Departamento	Proyectos	Familias	Valor Inversión (Millones de $)	Participación
Cauca	136	24.602	$ 168.423,40	13,24%
Nariño	39	15.366	$ 154.066,26	12,12%
Caquetá	13	9.506	$ 119.229,73	9,38%
Santander	54	14.169	$ 116.589,06	9,17%
Tolima	91	12.825	$ 105.258,53	8,28%
Arauca	28	7.343	$ 71.732,27	5,64%
Guaviare	5	2.865	$ 62.229,04	4,89%
Norte de Santander	51	8.046	$ 59.869,62	4,71%
Bolívar	34	34.199	$ 49.360,95	3,88%
Sucre	18	12.516	$ 46.878,02	3,69%
Boyacá	35	7.520	$ 46.362,87	3,65%
Chocó	3	4.753	$ 45.237,89	3,56%
Meta	7	6.562	$ 43.994,18	3,46%
Cesar	20	9.591	$ 31.999,41	2,52%
Córdoba	14	36.666	$ 31.249,26	2,46%
Magdalena	11	7.701	$ 26.658,27	2,10%
Huila	21	2.573	$ 19.133,49	1,50%
Antioquia	20	3.864	$ 17.568,04	1,38%
Putumayo	9	2.841	$ 16.426,24	1,29%
La Guajira	26	3.111	$ 14.527,13	1,14%
Cundinamarca	6	1.517	$ 9.900,16	0,78%
Casanare	3	874	$ 8.311,29	0,65%
Valle del Cauca	10	927	$ 5.000,97	0,39%
Caldas	1	306	$ 1.603,26	0,13%
Totales	**655**	**230.243**	**$ 1.271.609,35**	**100,00%**

Fuente: Base de datos Fondos Energéticos de Ministerio de Minas y Energía.
Nota: el número de beneficiarios es el número identificado a la fecha de aprobación del proyecto por el CAFAER.

2.1.2. Análisis de correlación de las inversiones FAZNI y FAER con el índice de cobertura de energía eléctrica -ICEE

Como se ha mencionado, los fondos analizados financian proyectos de aumento de cobertura,

así como de mejoramiento de calidad y otros fines. Para el análisis de esta sección, solamente se incluyen los proyectos que están identificados en la Base de Fondos de Ministerio de Minas y Energía, como ampliación de cobertura financiados con FAZNI y FAER. La suma de las fuentes es lo que hemos denominado gasto en ampliación de cobertura de energía eléctrica – GACEE.

2.1.2.1. Metodología

En cuanto al Índice de Cobertura de Energía Eléctrica – ICEE, se utiliza la información disponible en el Sistema de Información Eléctrico Colombiano de la UPME, que tiene valores de 1995-2016. Se analizan datos nacionales desde 2003 y por departamentos y regiones desde 2011. Cabe señalar que los datos presentan problemas de consistencia, en especial al revisar los datos por departamentos. Como es previsible, entre mayor es el grado de detalle de la información mayor es el riesgo de consistencia de los datos[58]. Este elemento es determinante dado que afecta directamente los resultados del análisis y la capacidad de extraer conclusiones de los mismos. De un lado, se encuentran regiones y departamentos que tienen variaciones extremas como Amazonas, Casanare y Magdalena. De otro lado, algunos departamentos mantienen el nivel de cobertura a lo largo del tiempo como sucede con Amazonas, Atlántico y Vaupés. No obstante, siendo la mejor fuente disponible, ha sido utilizada para el análisis.

Se clasificó el país con base en la regionalización propuesta por la Encuesta Nacional de Presupuesto de Hogares (ENPH 2017), aunque no todos los departamentos resultaron beneficiarios. Dado que se identificó que no existe relación lineal entre el GACEE y el ICEE, se aplicó el logaritmo al GACEE para mejorar los resultados de las correlaciones. Para poder comprobar los datos, se obtuvieron los coeficientes de correlación bajo las metodologías de Pearson, Kendall, y Spearman. Este proceso fue repetido para las distintas regiones colombianas, salvo San Andrés y Bogotá, que no recibieron recursos para Ampliación de Cobertura en el periodo analizado.

Cuadro 4. Resultados Correlación GACEE y ICEE

```
Call:
lm(formula = Nac2$Indiceee ~ Nac2$LNGasto)

Residuals:
      Min        1Q    Median        3Q       Max 
-0.044262 -0.010475 -0.000219  0.011483  0.032241 

Coefficients:
             Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)   
(Intercept)   0.58135    0.16106   3.610  0.00358 **
Nac2$LNGasto  0.01427    0.00633   2.254  0.04369 * 
---
Signif. codes:  0 ‘***’ 0.001 ‘**’ 0.01 ‘*’ 0.05 ‘.’ 0.1 ‘ ’ 1

Residual standard error: 0.02173 on 12 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.2974,	Adjusted R-squared:  0.2389 
F-statistic:  5.08 on 1 and 12 DF,  p-value: 0.04369
```

Cuadro 5. Comparativos de Resultados por Metodologías de Correlación

		Metodología de Correlación		
	Periodo	**Pearson***	**Kendall***	**Spearman***
Nacional	2003-2016	0,5453725	0,5384615	0,6791209
Nacional	2011-2016	0,7260496	0,4666667	0,6
Amazonía/Orinoquía	2012-2016	0,4873594	0,2	0,3
Caribe	2011-2016	0,0924021	-0,2	-0,2571429

[58] En la fecha de elaboración de este estudio, se estaban conciliando los datos del Censo 2018 que presenta fuertes diferencias con los datos históricos.

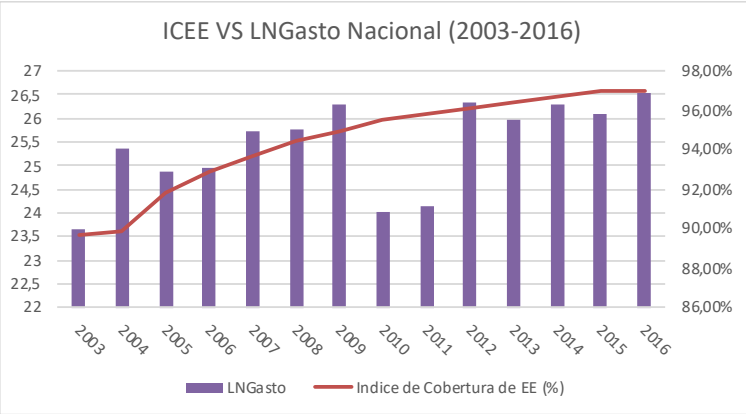
		Metodología de Correlación		
	Periodo	Pearson*	Kendall*	Spearman*
Central	2011-2016	0,8881139	0,8666667	0,9428571
Oriental	2011-2016	0,1266393	-0,3333333	-0,4857143
Pacífica	2011-2016	0,7039057	0,2	0,3142857

*Valor mínimo (-1). Valor máximo (1).

2.1.2.2. Análisis Nacional

En general los datos presentan una correlación positiva que indica que, por cada punto de aumento en el GACEE, el ICEE aumentará 0,0001427. Los coeficientes de correlación nacional, donde los datos son más consistentes, corroboran este resultado, determinando que existe una relación positiva (aunque no lineal) entre estas variables, como se observa en la Gráfica 2.

Gráfica 2. Correlación GACEE e ICEE 2003-2016



Fuente: SIEC – Base Fondos Ministerio de Minas y Energía

La relación positiva de las variables permite establecer que el esfuerzo estatal y del sector logra un impacto eficaz en la ampliación de cobertura de energía eléctrica. Esta información se confirma al calcular el efecto en la cobertura nacional, si todos los recursos de FAZNI y FAER se hubiesen destinado a ampliación de cobertura exclusivamente. De acuerdo con el modelo, esta mayor inversión en ampliación habría permitido que contar con 8.868 usuarios más en 2016.

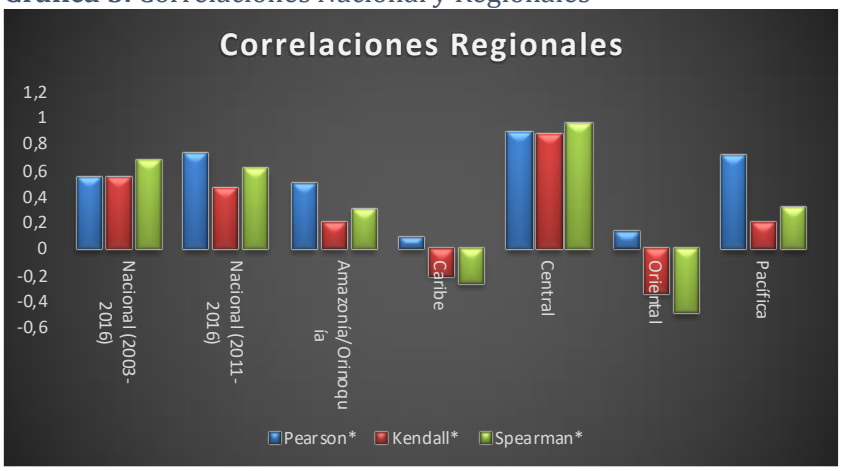
Cabe señalar que los fenómenos demográficos afectan el ICEE de manera directa al incidir en la población a atender. Así mismo, es claro que los fondos energéticos no son la única fuente de aumento de cobertura. Tanto los operadores de red con sus inversiones como los programas financiados con SGR y otras fuentes disponibles son determinantes para el aumento de cobertura.

Respecto de los resultados, si bien hay un efecto positivo del GACEE, mejorando los niveles eficiencia y control de los proyectos desde la estructuración, el impacto puede ser más efectivo sobre el ICEE.

2.1.2.3. Análisis Regional y Departamental

Como se ha mencionado las dificultades en los datos de ICEE no permiten conclusiones sólidas sobre los resultados a analizar, no obstante, es importante revisar las grandes diferencias que se encuentran en los resultados por regiones como se observa en las Gráficas 3 y 4.

Gráfica 3. Correlaciones Nacional y Regionales



Fuente: SIEC – Base Fondos Ministerio de Minas y Energía

Como se puede observar, la dificultad que reporta la inconsistencia en los datos, adquiere especial relevancia al analizar las regiones Caribe y Oriental, puesto que, 2 de las 3 metodologías para cálculo de los coeficientes de correlación, brindan coeficientes con valor negativo.

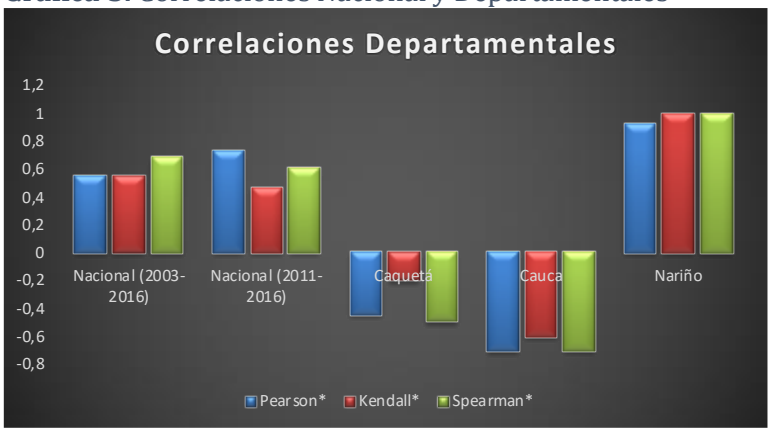
Gráfica 4. Análisis de correlación por Regiones 2011-2016

Fuente: SIEC – Base Fondos Ministerio de Minas y Energía

Las regiones de Amazonía-Orinoquía, Central y Pacífica brindan resultados consistentes con los resultados nacionales, y se puede apreciar que la región Central posee una gran correlación entre las variables analizadas. En contraposición a esto, las regiones Caribe y Oriental presentan unos coeficientes de correlación que tienden de 0 a negativo.

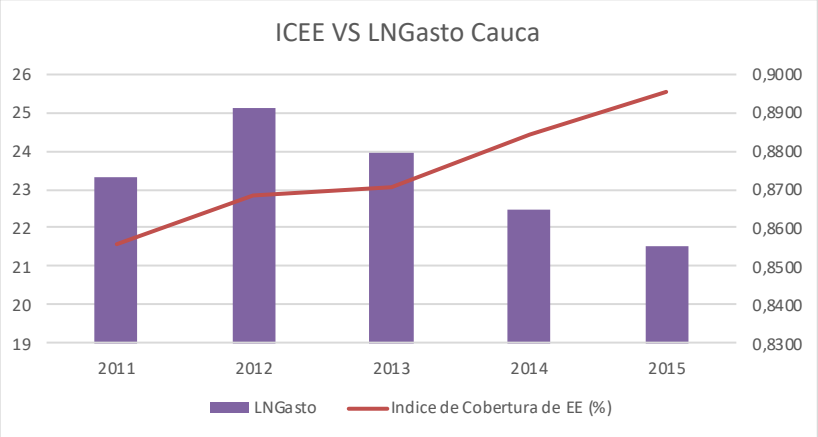
Profundizando el análisis, seleccionamos los tres departamentos que han recibido las mayores asignaciones por los fondos energéticos, pero al aumentar el detalle, los datos presentan mayores inconsistencias, por lo que no se puede establecer un resultado concluyente. Para el caso de Nariño la correlación entre el GACEE y el ICEE es altísima, mientras para Caquetá y Cauca resulta negativa en cualquiera de las metodologías analizadas, como se observa en las Gráficas 5 y 6.

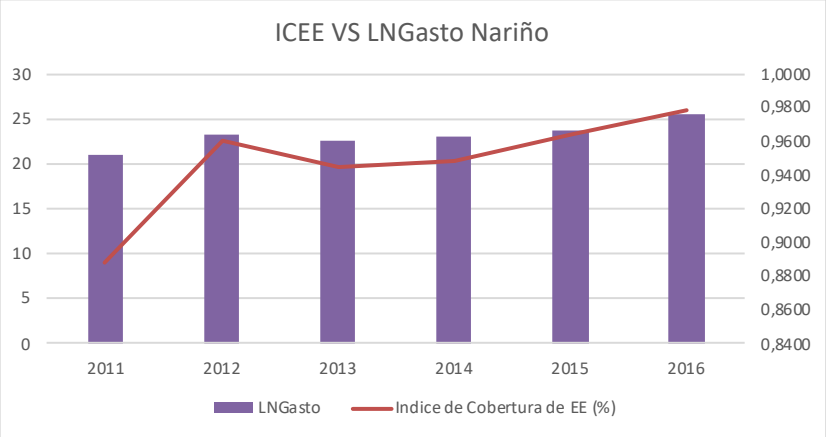
Gráfica 5. Correlaciones Nacional y Departamentales

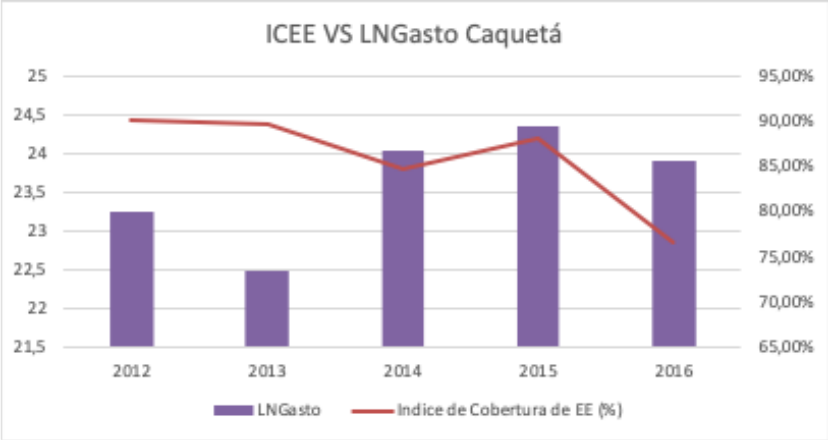


Fuente: SIEC – Base Fondos Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 6. Correlaciones Cauca, Nariño y Caquetá







Fuente: SIEC – Base Fondos Ministerio de Minas y Energía

Por lo expuesto, el análisis desde una perspectiva nacional muestra tendencias más fuertes y fácilmente observables. Por lo tanto, a pesar de la irregularidad de algunos datos, a través del contraste con el nivel nacional, se puede concluir que existe una relación positiva entre el gasto en ampliación de cobertura, y el ICEE.

2.2. Fondo para normalización – PRONE

2.2.1. Revisión de resultados PRONE

Según la información del Ministerio de Minas y Energía, con una inversión superior a los 600 mil millones de pesos, el PRONE ha financiado 911 proyectos que han permitido normalizar a 347.557 familias en 17 departamentos incluidos los 7 región de la Costa Caribe y los 4 de la Costa Pacífica.

Cuadro 6. Asignaciones PRONE

Departamento	Proyectos	Familias	Valor Inversión (Millones de $)	Participación
Arauca	12	2.706	$ 5.386,83	0,86%
Atlántico	118	87.830	$ 122.908,75	19,66%
Bolívar	135	45.251	$ 80.186,51	12,82%
Caquetá	12	1.805	$ 2.533,08	0,41%
Cauca	1	417	$ 857,95	0,14%
Cesar	117	27.184	$ 61.671,45	9,86%
Chocó	8	896	$ 545,30	0,09%
Córdoba	57	18.865	$ 29.948,99	4,79%
Huila	69	10.023	$ 12.541,90	2,01%
La Guajira	84	12.639	$ 24.912,06	3,98%
Magdalena	139	53.280	$ 117.962,41	18,87%
Meta	9	1.140	$ 1.471,35	0,24%
Nariño	22	27.682	$ 59.664,34	9,54%
Santander	7	6.836	$ 7.889,55	1,26%

Departamento	Proyectos	Familias	Valor Inversión (Millones de $)		Participación
Sucre	55	11.232	$	22.968,50	3,67%
Tolima	31	5.757	$	6.410,07	1,03%
Valle del Cauca	35	34.014	$	67.395,02	10,78%
Total general	**911**	**347.557**	**$**	**625.254,07**	**100,00%**

Fuente: Base de datos Fondos Energéticos de Ministerio de Minas y Energía.
Nota: el número de beneficiarios es el número identificado a la fecha de aprobación del proyecto por el CAPRONE.

2.2.2. Análisis de correlación de las inversiones del PRONE con las asignaciones del FOES

Podemos encontrar información sobre usuarios subnormales en las bases del SIEC donde se encuentra el ICEE, sin embargo, los datos presentan profundas inconsistencias por lo que no pueden usarse para el análisis. Dado que el sector cuenta con el Fondo de Energía Social FOES, que otorga un subsidio especial a los usuarios ubicados en barrios subnormales, áreas de difícil gestión o zonas rurales de menor desarrollo, se analizó si existe una correlación entre la financiación de los programas de normalización y una reducción en los montos asignados por concepto del subsidio que otorga el FOES.

El FOES fue creado en la misma ley que creó el PRONE, financiado con los recursos equivalentes al ochenta por ciento (80%) de las rentas de congestión calculadas por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, como producto de las exportaciones de energía eléctrica a los países vecinos dentro de los Convenios de la Comunidad Andina de Naciones. Su finalidad era cubrir hasta cuarenta pesos ($40) por kWh del valor de la energía eléctrica; dicho valor se incrementó a cuarenta y seis pesos por kWh a partir de 2007.

Si bien el FOES no solo subsidia usuarios de barrios subnormales, lo que se esperaría es que los recursos del PRONE redujeran las asignaciones de este subsidio especial, así como el número de beneficiarios.

2.2.2.1. Metodología

Para este análisis se utilizó la información sobre usuarios y asignaciones del FOES remitida por la Dirección de Energía Eléctrica del Ministerio de Minas y Energía, así como la Base de Información sobre los Fondos para los datos de inversión de PRONE.

Como en el análisis de las inversiones de cobertura, en este caso no existe relación lineal entre los recursos del PRONE y el número de beneficiarios de FOES, por lo tanto, se aplicó el logaritmo al PRONE para mejorar los resultados de las correlaciones. Para poder comprobar los datos, se obtuvieron los coeficientes de correlación bajo las metodologías de Pearson, Kendall, y Spearman. Así mismo, para el análisis de recursos se utilizó el logaritmo tanto del PRONE como del FOES.

El análisis va del 2004 a 2016 sin incluir 2009, año en el que no se registran asignaciones del PRONE. Los modelos se plantearon, tomando la cantidad de usuarios beneficiados por el FOES, así como el gasto en FOES como variables dependientes para cada modelo respectivamente, y al gasto en PRONE como variable independiente.

Cuadro 7. Resultados Correlación Usuarios FOES VS LN Gasto PRONE

```
Call:
lm(formula = FOESvsPRONENac$`Suma Usuarios FOES` ~ FOESvsPRONENac$LNPRONE)

Residuals:
      Min        1Q    Median        3Q       Max 
-12221177  -2012666    172584   2832027   9815760 

Coefficients:
                       Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)            34017494   34397122   0.989    0.346
FOESvsPRONENac$LNPRONE  -513169    1423050  -0.361    0.726

Residual standard error: 6615000 on 10 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.01284,	Adjusted R-squared:  -0.08588 
F-statistic:  0.13 on 1 and 10 DF,  p-value: 0.7259
```

Cuadro 8. Resultados Correlación LN Gasto FOES VS LN Gasto PRONE

```
Call:
lm(formula = FOESvsPRONENac$LNAporteFOES ~ FOESvsPRONENac$LNPRONE)

Residuals:
     Min       1Q   Median       3Q      Max 
-0.63844 -0.20385 -0.02493  0.30011  0.59967 

Coefficients:
                      Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)    
(Intercept)           28.31265    1.99508  14.191 5.95e-08 ***
FOESvsPRONENac$LNPRONE -0.11490    0.08254  -1.392    0.194    
---
Signif. codes:  0 ‘***’ 0.001 ‘**’ 0.01 ‘*’ 0.05 ‘.’ 0.1 ‘ ’ 1

Residual standard error: 0.3837 on 10 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.1623,	Adjusted R-squared:  0.07857 
F-statistic: 1.938 on 1 and 10 DF,  p-value: 0.1941
```

Cuadro 9. Comparativo Resultados por Metodologías de Correlación

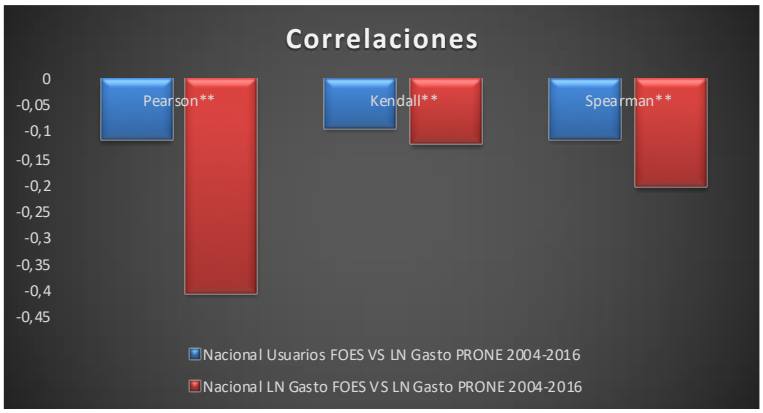
		Metodología de Correlación		
	Periodo*	Pearson**	Kendall**	Spearman**
Nacional Usuarios FOES VS LN Gasto PRONE	2004-2016	-0,1133013	-0,09090909	-0,1118881
Nacional LN Gasto FOES VS LN Gasto PRONE	2004-2016	-0,4029102	-0,1212121	-0,2027972

*Excluyendo 2009, puesto que no hay datos de Gasto para PRONE en este año.
**Valor mínimo (-1). Valor máximo (1).

2.2.2.2. Análisis Nacional

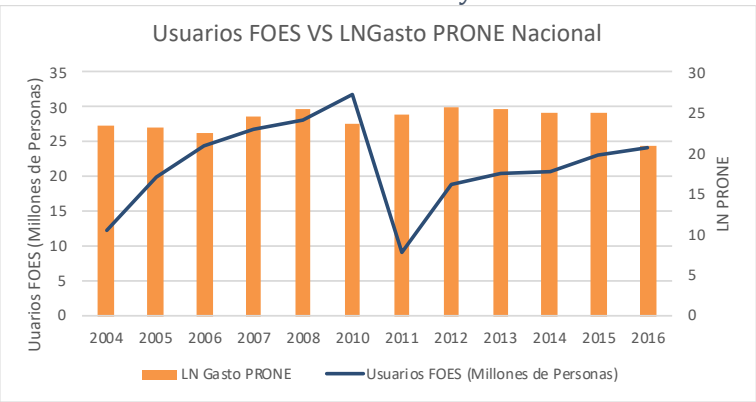
Ambos modelos presentan un resultado que indica que no existe relación directa entre las variables analizadas. Sin embargo, al realizar el cruce gráfico, y al observar los coeficientes de correlación, se puede observar que, a pesar de que no se pueda generar un modelo significativo, existe un ligero grado de correlación inversa (Gráficas 7, 8 y 9). Esto implicaría que un mayor gasto del PRONE conlleva a una pequeña disminución de los usuarios beneficiados y del gasto del FOES.

Gráfica 7. Correlación Nacional



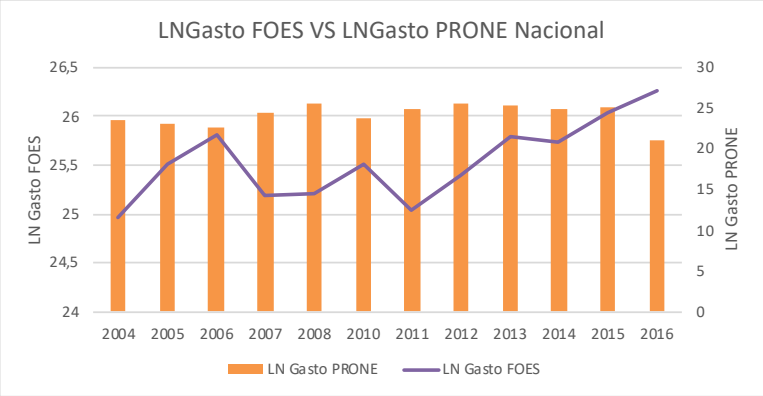
Fuente: DEE – Base Fondos Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 8. Correlación Gasto PRONE y Usuarios FOES



Fuente: DEE – Base Fondos Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 9. Correlación Gasto PRONE y Gasto FOES



Fuente: DEE – Base Fondos Ministerio de Minas y Energía

Se resalta que con los recursos del FOES se benefician usuarios que no se encuentran en subnormalidad, no obstante, la baja relación que se logra identificar llama la atención tanto sobre el mecanismo de focalización del FOES como en su control. El hecho de que exista un subsidio que "premie" la condición de usuario subnormal (en principio ilegal) y que la definición de barrios subnormales se haga desde lo local, genera un riesgo moral tanto de los usuarios como de las autoridades locales para generar un beneficio indebido a cargo de la Nación. Sobre este aspecto, la norma prevé que ante una inversión en PRONE se debe eliminar el subsidio FOES. De acuerdo con las cifras analizadas, esta reducción no se identifica, por lo que puede estarse manteniendo un subsidio a usuarios que han perdido su condición de subnormalidad o que la mantienen (por acciones irregulares) pese al esfuerzo estatal de normalizar.

Los análisis de cifras no muestran los resultados esperados, si bien en el caso de los recursos destinados a aumento de cobertura esta situación se explica principalmente por la calidad de los datos de cobertura. Es importante señalar que existen altos costos por usuario de los proyectos de ampliación de cobertura, pese a la reducción de costos de las nuevas tecnologías. Como se ha señalado, los usuarios que restan son los más costosos y complejos de atender, sin embargo, se requiere un mayor control sobre la razonabilidad de los proyectos que se aprueban. Sobre estos aspectos en el numeral siguiente se analiza la estructura de los fondos y sus mecanismos de asignación.

3. Diagnóstico de los mecanismos e instancias de gestión de los Fondos

La existencia de múltiples puertas de entrada (excluyentes) para acceder a financiación de proyectos del sector para aumentar cobertura eléctrica, mejorar la calidad o promover el uso de nuevas tecnologías, desde fuentes renovables no convencionales hasta sistemas modernos de medición, le resta eficiencia – e incluso transparencia- a los procesos de viabilización y asignación de recursos. Esto aplica tanto para los fondos energéticos como para las demás fuentes de financiación pública disponibles para proyectos de energía.

En el numeral 1 de este capítulo se describe como cada Fondo tiene su propia instancia de recepción, viabilización, y aprobación de proyectos. Adicionalmente cada una de las fuentes disponibles tiene criterios de viabilidad diferentes aún cuando la finalidad de los recursos sea la misma, haciendo menos claro el proceso de estructuración. No existe una base de información de proyectos consolidada que permita determinar la existencia de iniciativas contradictorias o complementarias para solucionar una misma problemática, el único control es la exigencia que se hace a los promotores de recursos de manifestar que no han solicitado recursos por fuentes diferentes.

La separación del sector en SIN y ZNI se refleja también en la institucionalidad. Las instancias de planificación, estructuración, viabilización y ejecución (contratación y seguimiento) de los proyectos están separadas con base en esta clasificación. A esto se suma que para recursos diferentes a los fondos energéticos se asignan las funciones señaladas al IPSE o a la UPME dependiendo de la decisión del financiador.

En cuanto a la selección de proyectos, teniendo en cuenta que cada fuente de financiación, de conformidad con los objetivos de política pública que buscan, tiene criterios de priorización específicos, un proyecto viable e idóneo puede ser rechazado por una fuente sin que exista un mecanismo para "rescatarlo" y financiarlo por otra en la que sea priorizable. La descentralización de la administración de las fuentes también limita la capacidad del Estado de promover complementariedad entre las fuentes disponibles que podrían lograr el cierre financiero de los proyectos propuestos.

No existe una institucionalidad fuerte para estructurar todos los proyectos del sector o prestar asistencia técnica calificada a los promotores de proyectos. Con este panorama no es claro para un agente interesado en promover iniciativas de ampliación de cobertura o mejoramiento de calidad a dónde debe acudir y en qué condiciones puede participar en la asignación de recursos. Esta falta de claridad genera riesgo de ineficiencia y de corrupción en la asignación de los recursos.

A lo anterior se suma la baja calidad de los proyectos que se presentan para ser aprobados por los comités de decisión. Esto implica un desgaste para las instancias de viabilización, que deben revisar varias versiones de los proyectos hasta lograr los estándares establecidos por cada fuente. En este aspecto, una falla común es la ausencia del mecanismo de sostenibilidad en la operación de los sistemas propuestos, que puede derivar en que los proyectos financiados no logren su fin último de llevar energía sostenible técnica, ambiental y socialmente.

Finalmente, como se ha señalado, los fondos responden a la clasificación actual que separa el sistema eléctrico colombiano entre el SIN y las ZNI. Con los avances tecnológicos, las fronteras entre estas categorías se van flexibilizando y van perdiendo vigencia. Resulta más apropiado hablar de soluciones interconectables y soluciones aisladas (a través de microredes o sistemas individuales), para establecer sus condiciones técnicas y de financiación para la construcción y operación.

4. Recomendaciones

Frente a las dificultades planteadas que van desde problemas de consistencia de la información hasta deficientes estructuras de control de los recursos, se plantean propuestas alternativas para lograr mayor eficiencia en la administración de los fondos energéticos analizados e incluso de las fuentes externas disponibles para financiar los objetivos sectoriales. De acuerdo con la instancia de decisión e implementación, se clasifican en medidas administrativas y legislativas. Algunas de estas medidas son alternativas y otras complementarias. Se describen todas las recomendaciones para que el Ministerio de Minas y Energía defina dentro de las opciones propuestas. En el siguiente numeral se plantea la hoja de ruta sugerida.

4.1. Medidas administrativas

En esta sección se describen los ajustes que pueden aplicarse por la acción autónoma del Gobierno Nacional, mediante actos administrativos de carácter Ministerial o Gubernamental. Estas medidas están orientadas principalmente a dar claridad y uniformidad a los procesos, instancias y criterios de asignación de recursos (administrados por el Ministerio de Minas y Energía o por otras autoridades) para proyectos energéticos.

4.1.1. Reorganización institucional

La propuesta incluye la centralización, especialización y fortalecimiento de las instancias que ejecutan la política pública. Por mandato constitucional, reubicar funciones o reformar la naturaleza jurídica de una entidad es una facultad privativa del legislativo. No obstante, el Presidente de la República tiene la facultad de crear y suprimir funciones así como distribuirlas desde los Ministerios a los establecimientos públicos.

Con base en lo anterior se sugieren los siguientes cambios:

i) Supresión de la función de planificación sectorial en cabeza del IPSE. Con ello se elimina la ambigüedad de la función de planificación integral del sector a cargo de la UPME. El IPSE por supuesto deberá adelantar su proceso de planeación organizacional y adecuado proceso de planeación de cada proyecto. La supresión de funciones se puede realizar por Decreto.

ii) La estructuración directa o la asistencia técnica a terceros debe centralizarse en un solo órgano. Se sugiere que esta tarea esté a cargo del IPSE o quien haga sus veces. Lo anterior, debido a las debilidades que presenta la planta de la entidad y la necesidad de fortalecerla con procesos robustos y cualificación del personal. Ahora bien, se resaltan los avances realizados en esa vía, pero la entidad requiere un fortalecimiento general para atender su mandato legal y para dinamizar la ejecución en el territorio. Esta medida se puede implementar vía Resolución del Ministerio de Minas y Energía por una asignación temporal de funciones o vía decreto de distribución de la función de estructuración.
Acorde con esta tarea, la entidad encargada de la asistencia técnica debería tener a cargo la ventanilla única de proyectos del sector energía. La ventanilla única debería ser una iniciativa del Gobierno a través de Decreto de manera que cubra no solo los fondos energéticos sino todas las fuentes de financiación.

iii) Como ocurre con la nación, se recomienda que el mismo agente responsable de la planificación realice la viabilización de proyectos para garantizar la consistencia entre lo planeado y lo que se va a ejecutar. La UPME cuenta con experiencia suficiente para centralizar la labor, no obstante, debe contar con el personal suficiente para cumplirla. Esta medida se puede implementar vía Resolución del Ministerio de Minas y Energía por una asignación temporal de funciones o vía decreto de distribución de la función de viabilización.

iv) Probablemente la actividad que tiene mayor impacto en la implementación efectiva de los proyectos para el logro de los fines sectoriales es la ejecución de proyectos. Por lo anterior es fundamental robustecer las capacidades institucionales para adelantar los procesos de contratación y seguimiento de los proyectos del sector. En línea con la propuesta de especialización y separación de funciones, se propone que el estructurador de proyectos sea el responsable de la ejecución, con el apoyo de los sistemas de información adecuados y un mecanismo eficiente de interventoría. También esta modificación puede concretarse por la asignación temporal mediante resolución o por un decreto de distribución.

v) Sobre las instancias de aprobación de proyectos, entendiendo que éstas responden a

objetivos específicos para los cuales se crean los diferentes fondos o fuentes, se recomienda implementar prácticas de Gobierno Corporativo y mecanismos de coordinación. Esta medida de ajuste se puede establecer mediante resolución del Ministerio de Minas y Energía, aunque puede dársele mayor vocación de permanencia mediante un decreto que fortalezca las instancias de decisión y seguimiento del sector.

4.1.2. Unificación de criterios y de información

Probablemente el ajuste de mas rápida aplicación es la unificación de criterios de estructuración y viabilización de proyectos, independiente de la fuente de financiación, incluso para fuentes diferentes a los fondos energéticos. Éste que puede parecer un tema menor y formal, resulta fundamental para la transparencia en la administración de recursos, así como en la asignación eficiente de las distintas fuentes. La experiencia en la administración de los fondos energéticos analizados, y los procesos recientes de Plan Todos Somos Pazcífico y Fenoge dan luces de las mejores prácticas que se pueden aplicar.

Con el aprendizaje obtenido se sugiere establecer un acto administrativo que unifique los criterios que hacen viable un proyecto según su naturaleza. Solo deben diferenciarse según su objeto sea ampliación, mejoramiento, sustitución de energéticos o eficiencia energética. De manera que un proyecto será viable si cumple técnica, financiera, jurídica, ambiental y socialmente los requisitos para una adecuada ejecución. Estos criterios deben ser aplicables tanto para los proyectos que se financien con los fondos energéticos como por las demás fuentes públicas o de cooperación como el Sistema General de Regalías -SGR, Obras por Impuestos y Plan Todos Somos Pazcífico.

Como insumo, para la definición de los criterios se incluye el "Comparativo de criterios de los mecanismos de financiación" (Ortiz et al.), donde se relacionan los criterios utilizados por distintas fuentes de financiación (Anexo 4).[59]

Dadas las deficiencias de estructuración evidenciadas, se debe incluir como criterios necesarios de viabilización, la obligatoriedad de establecer el esquema de sostenibilidad que garantice la adecuada prestación del servicio (no como un requisito formal documental), una vez culminada la etapa de construcción. Otro aspecto a unificar son los componentes a financiar. Lo ideal es que independiente de la fuente en un proyecto energético viable pueda financiarse tanto instalación interna como tele-medición es decir, debe contar con todas las condiciones para que se ejecute integralmente y pueda operar.

La ventanilla única mencionada como parte de la reorganización institucional es una medida fundamental de unificación, centralización de proyectos y especialización de funciones. Con ella se da mayor transparencia a los agentes y se establece la capacidad del Estado de llevar un control adecuado de las iniciativas recibidas. De esta manera, se reducen los riesgos de duplicidad, ineficiencia o rechazo de proyectos por no resultar financiables por una fuente determinada.

La ventanilla cumplirá el propósito para el cual se establece en la medida que vaya acompañada de una base unificada en la que se lleve el control de los proyectos desde la presentación de la iniciativa hasta la culminación de la obra y su posterior operación.

[59] Recomendación Para La Reforma Institucional Del Sector Eléctrico Para Las Zonas No Interconectadas – ZNI.

4.1.3. Información

En la revisión de resultados de la asignación de los fondos, se hizo evidente la necesidad de contar con información confiable para la toma de decisiones y el análisis de impacto. En primer lugar, respecto de los datos de cobertura que están siendo validados con el Censo 2018, en caso de presentarse diferencias significativas que impidan acoger los datos obtenidos por el DANE, se sugiere establecer auditorías que verifiquen en campo las cifras en controversia para cerrar la información pendiente. El sector puede determinar como política que todos los proyectos que financien los fondos energéticos deban contar con un sistema adecuado de telemetría y georeferenciación.

Así mismo, un decreto que obligue a los programas de infraestructura con financiación pública a tener y mantener información georeferenciada sería de gran utilidad para contar con información de la demanda institucional e incluso residencial en los territorios.

En cuanto a la gestión de información del sector, como medida administrativa y de rápida implementación se recomienda la integración de toda la información del sector en la plataforma del SIMEC.

4.1.4. Medidas de control

La asignación de recursos estatales implica estrictos de mecanismos de verificación que se deben activar desde la recepción de las iniciativas de proyectos, donde la validación de los costos de la infraestructura propuesta se debe realizar con base en análisis rigurosos que tengan en cuenta los costos generados por la dispersión y la distancia de los proyectos pero que garanticen la eficiencia de los proyectos. De igual forma, la revisión de los esquemas de sostenibilidad propuestos resulta fundamental para reducir los riesgos financieros y operacionales en la prestación del servicio.

De otro lado, la aplicación de controles y gestión del riesgo en los puntos de decisión reduce los riesgos de asignaciones que no respondan soluciones económicas y eficientes.

La entidad encargada de la ejecución debe implementar mecanismos idóneos de seguimiento a los proyectos, a través de interventorías especializadas y la tecnología adecuada. Los nuevos proyectos deben estar georeferenciados y tener los sistemas de telemedición necesarios para hacer un adecuado monitoreo de las condiciones de prestación. De otro lado, el sector debe adelantar evaluaciones ex post para establecer el impacto de los recursos asignados, y aplicar correctivos y ajustes cuando se requieran. Esta evaluación puede estar a cargo de Ministerio, de la UPME o coordinado con la Dirección de Evaluación de Políticas Públicas del Departamento Nacional de Planeación.

4.2. Medidas Regulatorias

Si bien la integración de la información en el SIMEC resulta útil para centralizar la información, el sector requiere una gestión especializada de toda la información energética. Hoy, XM centraliza la información del SIN. Vía regulatoria tal como se creó la figura de XM se puede adicionar la labor de gestión de información del resto del sector. O definir un gestor general que consolide la información de XM con el resto. La creación de la figura por medio de la regulación de la CREG, tiene la bondad de alinear los intereses del gestor con las finalidades institucionales

del manejo de información y darle la condición de agente vigilado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

4.3. Medidas legales

En esta sección se describen las acciones que implican modificación legal, y por lo tanto no dependen exclusivamente del Ejecutivo.

4.3.1. Reorganización institucional

Lo ideal es una reorganización institucional de rango legal que incluya la transformación del IPSE en una agencia que le permita tener mayor flexibilidad en el manejo del personal y los procesos internos. Una figura similar a la ANI dada su especialidad en estructuración y ejecución de proyectos de infraestructura con recursos públicos o de fuentes mixtas. El fortalecimiento de los perfiles para atender los retos de sus funciones y el establecimiento de instancias de decisión que den garantía de imparcialidad y control de riesgos.

Gráfica 10. Estructura organizacional Agencia de Infraestructura Energética

Fuente: Ortiz et al. (2019) Recomendación Para La Reforma Institucional Del Sector Eléctrico Para Las Zonas No Interconectadas – ZNI. BID.

Bajo esta figura, la agencia encargada de implementar en el territorio los proyectos de ampliación de cobertura, mejoramiento de la calidad y los demás objetivos del sector, tendría una organización acorde con sus funciones de estructuración y ejecución, además de la capacidad de gestionar los retos locales de los proyectos que incluyen temas ambientales, sociales y prediales.

4.3.2. Unificación de Fondos

La separación de los fondos FAER y FAZNI como consecuencia de la división del sector en SIN y ZNI debería superarse de manera que los recursos se unifiquen para financiar los proyectos estratégicos destinados al cierre de brechas, independientemente de si se hace a través de conexiones a la red o soluciones aisladas de acuerdo con el análisis de eficiencia de cada zona.

No obstante, no puede perderse de vista que aún cuando los fondos energéticos se unifiquen, será necesario establecer mecanismos de coordinación y articulación de éstos con las fuentes externas al sector, tanto para recursos como regalías y obras por impuestos, como para los recursos de cooperación que se pueden gestionar para lograr la universalización de la cobertura energética y la sustitución de fuentes por energéticos menos contaminantes. En ese sentido, es fundamental contar con una institucionalidad especializada, con funciones y criterios claros y transparentes para ejecutores de proyectos y posibles financiadores.

En la actualidad está en discusión la creación del Fondo Único de Energía – Fonenergía, unificando en un patrimonio autónomo los recursos que administra el sector. De un lado, en la subcuenta de oferta: el FAZNI, FAER, PRONE, además del FENOGE y el FECFGN y, en la subcuenta de demanda, los subsidios a la demanda FOES y FSSRI. Esta unificación tiene como finalidad coordinar las fuentes descritas.

Al respecto, los fondos destinados a subsidiar la demanda tienen una administración compleja que responde a una finalidad clara ordenada de origen constitucional, su unificación con los demás fondos no reporta claros beneficios y si puede aumentar las dificultades de control y verificación que son propias del FSSRI.

El otro subsidio de la demanda es el FOES. Este fondo surgió con carácter temporal en tanto se lograra la normalización de la infraestructura eléctrica en el país. En ese sentido, la recomendación es establecer una hoja de ruta de normalización, identificando el estado actual de barrios subnormales, con corte a la fecha para no incentivar las conexiones ilegales y estructurar un plan de normalización con base en los planes de inversión de los operadores de red y donde sea necesario con financiación complementaria de los recursos del PRONE. Este plan de normalización se debe acompañar de un proceso pedagógico y del desmonte gradual de los subsidios del FOES para los barrios subnormales[60].

Por su parte, el FENOGE cumple objetivos diferentes a los fondos de cobertura o normalización, su mandato legal especial está orientado a ser el gran motor de la transformación energética; unirlo con los demás puede retrasar ese proceso.

La propuesta incluye como fuentes del Fonenergía recursos provenientes de: (i) Presupuesto General de la Nación; (ii) entidades territoriales; (iii) cooperación nacional o internacional; (iv) donaciones; (v) crédito interno y externo; y (vi) los demás recursos que obtenga o se le asignen a cualquier título. Sobre este particular, el sector ya tiene unas cargas asumidas para lograr la financiación de sus objetivos esenciales que deben ser objeto de revisión una vez cumplida la universalización de la cobertura. Eliminarlos antes es generar una presión en las finanzas públicas innecesaria.

Con base en lo anterior, y en concordancia con el análisis adelantado en este capítulo, la recomendación es unificar los fondos FAZNI y FAER, para que los recursos puedan cumplir su finalidad de aumento de cobertura. No se recomienda la unificación de los fondos que están destinados a mejorar la oferta del servicio con los fondos que tienen por finalidad subsidiar el consumo de los usuarios mas vulnerables.

4.3.3. Focalización de Fondos

Con la Resolución CREG 015 de 2018, están claros los incentivos regulatorios para que los Operadores de Red inviertan en ampliación de cobertura conectando a la red nuevos usuarios; igualmente está clara la remuneración para las obras de normalización en sus áreas de incumbencia. Como se propone en el Capítulo 1 de la Sección 1 y en el Capítulo 2 de la Sección 3, debería habilitarse que los operadores puedan hacer uso de esos incentivos regulatorios también para inversiones en soluciones aisladas. Los recursos de los fondos energéticos deben

[60] El FOES para zonas de difícil gestión y áreas de menor desarrollo rural responde a una lógica jurídica y social diferente a la analizada en este documento. En estos casos es oportuno analizar la medida a la luz de las actuales condiciones de los usuarios y operadores para determinar la permanencia y focalización de la aplicación del FOES.

destinarse exclusivamente a aquellas soluciones que no resultan rentables para los particulares.

Con el fin de cerrar las brechas de cobertura pendientes, se recomienda una hoja de ruta en la cual se identifiquen las áreas con potencial de ampliación de cobertura que no resultan atractivas para los inversionistas particulares. A partir de esa información los recursos de FAZNI y FAER se deberían destinar a financiar proyectos concretos identificados o estructurados por el IPSE (o quien haga sus veces) con base en las prioridades de política que establezca el Ministerio de Minas y Energía y la planificación de la UPME.

Contrario a lo que pasa ahora donde la gran dispersión de proyectos, recursos y beneficiarios reduce el impacto de los fondos en el ICEE, establecer proyectos estratégicos – como se ha planteado en el caso de La Guajira- y focalizar los recursos de estos fondos para ejecutarlos tendrá mayor impacto, reducirá riesgos de gestiones inadecuadas en la asignación de recursos y acelerará el cumplimiento de las metas planteadas por el Gobierno y por los ODS.

Otro punto a considerar es la expansión de la cobertura eléctrica y de gas combustible por equidad en poblaciones o centro poblados cercanos a proyectos de generación y transmisión eléctrica, a gasoductos o a fuentes de abastecimiento de gas natural o de GLP. Se recomienda priorizar estos proyectos siempre y cuando cumplan criterios de eficiencia. Es indispensable coordinar y articular estos proyectos con fuentes externas de financiación, como regalías y obras por impuestos, pues este último mecanismo puede ser utilizado por las empresas sectoriales para beneficiar a la población aledaña.

Sobre el PRONE se plantean dos alternativas. En el numeral anterior se propuso un desmonte gradual de los subsidios financiados con FOES como resultado de la ejecución estratégica del PRONE en zonas identificadas como subnormales con base en criterios técnicos y no en la declaración de las autoridades locales. Una vez cumplida la finalidad, deberían desmontarse estos subsidios para contribuir a desincentivar las conexiones ilegales. La segunda opción es incluir la fuente de recursos que nutre al PRONE en el Fondo que unificaría al FAZNI y al FAER para destinarlo a ampliar la cobertura y logra mas rápidamente la meta de universalización.

Es necesario plantear una estrategia de focalización que permita dirigir los fondos públicos a las zonas donde los costos no puedan ser asumidos por los ingresos regulados para los inversionistas privados. Para ello debe establecerse, desde la planificación de la UPME cuáles pueden ser estas zonas. Una vez identificadas y priorizadas con base en los lineamientos del Ministerio de Minas y Energía, el IPSE debe realizar la estructura de los proyectos garantizando su viabilidad técnica, financiera, social y ambiental. Lo anterior permitirá focalizar los recursos generando mayor impacto sobre el índice de cobertura.

Con las transformaciones tecnológicas, la división entre el SIN y las ZNI ha perdido vigencia, en consecuencia, la división entre los fondos se debe reconsiderar permitiendo unificar las fuentes para cumplir el objetivo común de cerrar la brecha de cobertura energética del país.

Adicionalmente a los fondos energéticos existen otras fuentes públicas y privadas, nacionales e internacionales orientadas a la ampliación de la cobertura, por lo cual es urgente racionalizar los procedimientos, requisitos, criterios e instancias que existen para acceder a los recursos de financiación.

Es fundamental reorganizar el sector de manera que haya claridad en los roles y

procedimientos, unificación de criterios, centralización de las funciones de recepción, estructuración, viabilización, y ejecución de proyectos estratégicos.

En resumen, si bien la reforma a los fondos requiere modificación legal, dentro de las facultades Gobierno es posible implementar las medidas principales de coordinación que se requieren para la gestión adecuada y focalización eficiente de recursos del sector (no solamente los fondos eléctricos). Las principales medidas son: i) ventanilla única de recepción de proyectos en cabeza del IPSE; ii) unificación de criterios de viabilidad; iii) separación y especialización de las funciones de planificación, y viabilización a cargo de la UPME y; estructuración y ejecución de proyectos y recursos a cargo del IPSE; y iv) disposición centralizada de la toda la información del sector en la plataforma SIMEC, desde la presentación de proyectos hasta la evaluación de impacto.

Sección 2. Cobertura de gas combustible y sustitución de leña[61]

La cobertura de energía eléctrica está en el 97% sin embargo, alrededor de 1,6 millones de hogares cocinan con leña. Esto significa que llevar la energía eléctrica a todos los hogares no garantiza el uso de energéticos seguros para la salud y el medio ambiente para cocción y otros usos. Esto se da por distintos factores entre los que predomina el factor económico, las condiciones de ingreso de las familias son determinantes en la definición de los energéticos de cocción de las familias (MADS - Ecopetrol– Uniandes 2006).

De otro lado, nuestro país es rico en diversidad de fuentes energéticas, esto permite llegar con distintos energéticos según las regiones o zonas, esto plantea una gran oportunidad para el sector de pasar de una visión de electrificar a una visión mas comprensiva para energizar los territorios nacionales. Articular los procesos de planeación y ejecución de proyectos de energización ofreciendo no solo iluminación sino procesos complementarios como cocción, calentamiento de agua y conectividad aumenta el impacto transformador de la energía en términos de protección de la salud y confort de los ciudadanos.

Para las soluciones rurales y aisladas, los retos de llevar la energía no tienen una solución única, la construcción de esquemas de prestación (de generación hasta usos) desde lo local garantizan la sostenibilidad de las soluciones y la adecuación a las necesidades particulares de cada área. En ese sentido, el sector viene avanzando a través de los PERS y la coordinación interinstitucional con los planes de desarrollo con enfoque territorial-PDET. Utilizar estos instrumentos, con herramientas robustas de planificación como se presentó en la Sección 1, permitirá involucrar otros energéticos logrando de manera mas eficiente e integral el proceso de sustitución de leña como energético de cocción.

La política de energización requiere de la articulación de instrumentos de planificación y ejecución, de procesos y de entidades.

Capítulo 1. Cobertura de gas combustible

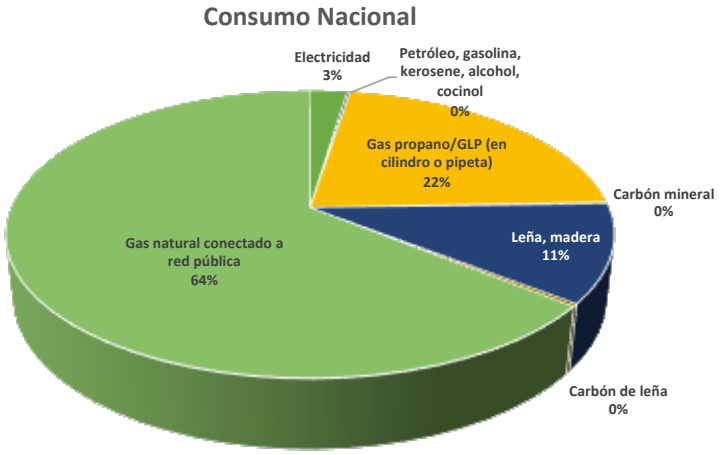
Este capítulo tiene el propósito de presentar el panorama general de la penetración del gas combustible en el país, reconocer el rol que juega en el cierre de brechas y en la transición energética hacia combustibles de cero o baja emisión, y plantear las medidas que pueden coadyuvar a mejorar los niveles de cobertura con base en el análisis de eficiencia.

El cierre de brechas tiene especial énfasis en los mecanismos para lograr la universalización de la energía eléctrica en el país. Sin embargo, en esta sección se reconoce la importancia del gas combustible en la tarea de universalizar la energía, en especial cuando se evidencia que en Colombia es el energético de mayor uso para cocción, 86% (Gráfica 11) y calentamiento de agua, incluso en el sector rural le lleva una pequeña ventaja a la cocción con leña que tiene niveles muy preocupantes de uso (47%) dadas las consecuencias que tiene en la salud de sus usuarios

[61] En esta sección, agradecemos el valioso aporte de Carlos David Beltrán.

y en los niveles de contaminación intramural (Gráfica 14).

Gráfica 11. Energéticos utilizados para cocción



Fuente: Encuesta de Calidad de Vida 2018.

1. Descripción Política de cobertura de gas combustible

En Colombia el servicio de gas combustible puede ser suministrado a través de redes de distribución de gas natural - GN; redes de distribución alimentadas con gas natural comprimido - GNC; redes de distribución de Gas Licuado de Petróleo -GLP; y cilindros de Gas Licuado de Petróleo – GLP. La selección de la modalidad de combustible a utilizar, debe estar dada por el análisis de cada mercado y sus condiciones de eficiencia.

La Encuesta de Calidad de Vida - ECV de 2018 del DANE, identifica que para preparar alimentos el 64,2% de los hogares en Colombia utiliza GN y el 21,8% GLP en cilindros. Los hogares que utilizan GN representan el 80,1% de los existentes en Centros Urbanos y el 8,4% de Centros poblados y rural disperso, mientras que el GLP en cilindros lo utilizan el 15,9% y 42,5% respectivamente.

Así como el sector eléctrico tiene un fondo de financiación de la inversión, este subsector de GN cuenta con el Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural – FECFGN que fue creado[62] para aumentar la cobertura de este energético. Con estos recursos se pueden financiar proyectos de sistemas de transporte, redes de distribución y conexiones para usuarios de estratos 1 y 2, con recursos provenientes del 3% del valor de la tarifa del transporte de gas natural efectivamente realizado. Las inversiones realizadas con recursos del FECFGN no son objeto de remuneración tarifaria por mandato legal, de la misma manera que sucede con los fondos eléctricos.

Para acceder a estos recursos los municipios o las empresas distribuidoras presentan al FECFGN los estudios técnicos de proyectos de redes de distribución y/o conexiones que requieren cofinanciación. Bajo una metodología existente, los estudios técnicos son revisados por la UPME, destacándose la comparación que se realiza entre el costo de prestación del

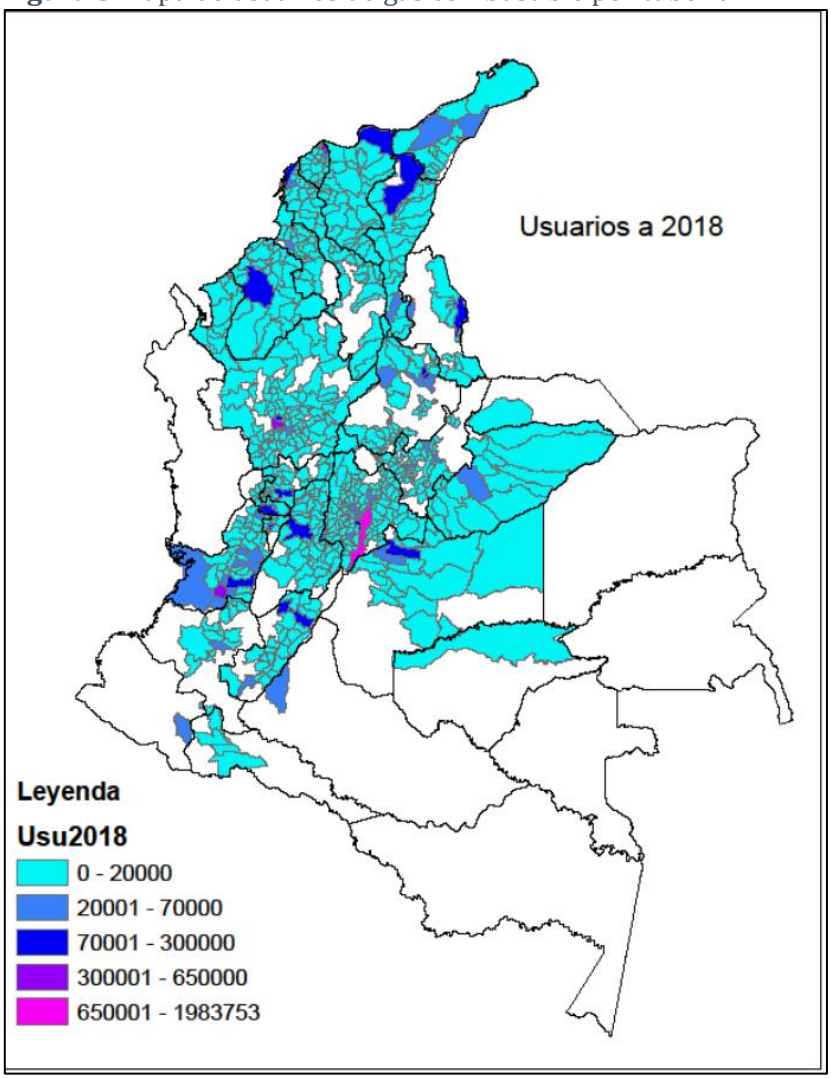
[62] Ley 401 de 1997

servicio de distribución de gas natural por red y el valor del GLP en cilindros al usuario final, ambos calculados conforme la regulación económica expedida por la CREG. Aquellos proyectos que son evaluados y aprobados por la UPME se remiten al Ministerio de Minas y Energía, pues esta entidad asigna los recursos, firma convenios con las empresas distribuidoras ejecutoras y realiza el seguimiento y control a los proyectos cofinanciados.

2. Diagnóstico cobertura de gas combustible

2.1. Gas combustible por redes

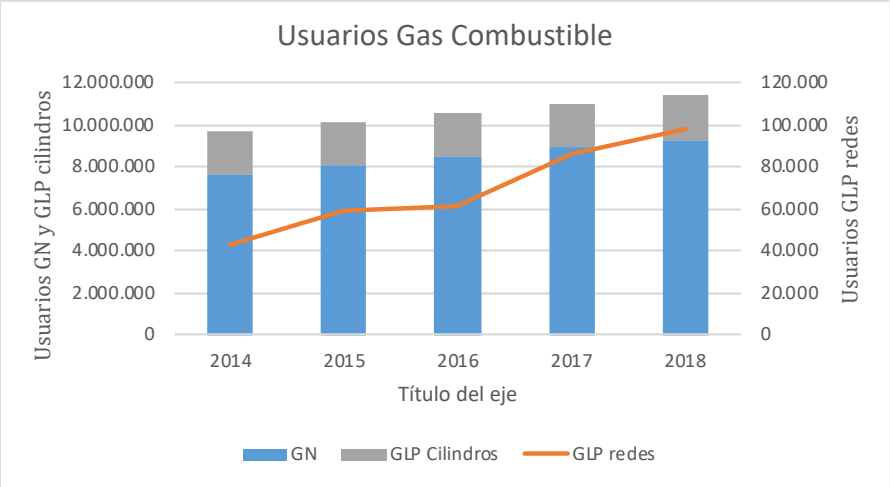
Figura 3 Mapa de usuarios de gas combustible por tubería



Fuente: CREG – Documento Anexo Resolución 071 de 2019

La distribución de gas combustible por redes de tubería (GN o GLP) se realiza en 869 municipios del país, lo cual representa el 77,6% de los municipios de Colombia.

Gráfica 12 Evolución Gas Natural, GLP por redes, GLP en cilindros



Fuente: CREG (2019) y UPME (2016)
Nota: Las empresas prestadoras del servicio de gas combustible por tubería son privadas en su mayoría. Se distribuyen de la siguiente forma: 31 de GN, 17 GNC y 14 GLP redes. Llama la atención la cantidad de empresas de GLP por redes para ese pequeño grupo de usuarios.

Como se observa en la Gráfica 12, en los últimos años se ha registrado un importante crecimiento general en la cobertura del gas combustible en el país. No obstante, el dinamismo y nivel de la cobertura varía entre modalidades:

- El número de usuarios conectados al servicio de GN ha crecido un 22% entre 2014 y 2018, siendo por mucho la modalidad de mayor cobertura en el país con 9,3 millones de usuarios conectados (CREG 2019).

- El GLP por redes reporta el mayor dinamismo, con un crecimiento del 56% en el número de usuarios conectados en el mismo periodo, pero es un mercado pequeño que llega a una cobertura de 97.000 usuarios (CREG 2019).

- El GLP en cilindros se ha mantenido alrededor de los 2,1 millones de usuarios desde 2014 (UPME)[63].

Los recursos privados han sido la fuente de financiación principal de esta expansión, respondiendo a los incentivos regulatorios determinados por la CREG, principalmente en la Resolución 202 de 2013 la cual establece los criterios generales para remunerar la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería[64]. Esta Resolución remunera la distribución con base en los cargos por uso a partir de cálculos del costo medio histórico para mercados existentes y del costo medio de mediano plazo para nuevos mercados.

No obstante, los recursos públicos han cofinanciado la cobertura del 19% de los usuarios de gas combustible por redes, llegando en 2018 a 1,8 millones de usuarios, de los cuales 1,35 millones

[63] Sin embargo, la ECV 2018 establece que el 21,8% de los hogares en Colombia utiliza GLP en cilindros para preparar alimentos. Ese porcentaje equivale a 3,3 millones de hogares.
[64] La Resolución 202 de 2013 fue modificada en algunos aspectos por las Resoluciones CREG 090 y 132 de 2018. La aplicación de estas últimas Resoluciones para los nuevos cargos de distribución se ha realizado a algunas empresas durante el año 2019.

son de GN, 417.000 de GNC y 31.000 de GLP (CREG 2019). En el caso del gas natural- GN, la financiación pública proviene del Sistema General de Regalías – SGR y del FECFGN.

Para el GN se ha identificado que 91% de los usuarios anillados han sido conectados (CREG 2019). Esto indica que hay un total de 881.000 usuarios que podrían acceder al servicio de gas natural conectándose a la infraestructura existente. En el caso de GLP distribuido por redes, el porcentaje de usuarios anillados es del 81%, con un mayor margen para aumentar cobertura vía conexiones. Existe dos barreras para la conexión de usuarios al servicio de gas combustible por redes: i) el costo de la conexión, que puede alcanzar los 500.000 pesos; y ii) el costo de la red interna, el cual tiene un valor promedio de un millón de pesos, con importantes variaciones a nivel nacional.

La mayor parte de los posibles usuarios que podrían acceder al servicio de gas natural, conectándose a la infraestructura existente, se concentran en los departamentos de Antioquia, Caldas, Magdalena, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Valle de Cauca, de acuerdo con las estadísticas del Sector Gas Natural (Promigas 2019). Por otro lado, es posible que la mayoría de esos usuarios actualmente estén utilizando GLP, dado que Bogotá y los departamentos de Antioquia, Cundinamarca, Nariño, Valle de Cauca y Santander lideran la demanda de ese energético (Gasnova 2019). Por lo tanto, para los casos específicos de Antioquia y Valle de Cauca se requiere que el PIECGC determine cuál es la opción más costo-eficiente entre el gas natural y el GLP cilindros.

Cuadro 10. Número de usuarios de GN por conectar a diciembre de 2018

Departamento (# municipios)	Usuarios por conectar	Porcentaje
Antioquia (101)	224.108	25,30%
Valle (39)	149.528	16,90%
Risaralda (12)	55.893	6,30%
Caldas (23)	49.274	5,60%
Atlántico (23)	46.571	5,30%
Magdalena (30)	42.378	4,80%
Chocó (5)	37.124	4,20%
Norte de Santander (12)	37.445	4,20%
Quindío (8)	30.048	3,40%
Cauca (18)	23.636	2,70%
Bolívar (41)	22.948	2,60%
Nariño (1)	22.462	2,50%
Guajira (15)	21.468	2,40%
Cesar (23)	19.282	2,20%
Córdoba (30)	18.372	2,10%
Meta (21)	15.681	1,80%
Santander (42)	14.115	1,60%
Sucre (23)	10.264	1,20%
Cundinamarca (113)	9.545	1,10%
Putumayo (4)	7.940	0,90%

Departamento (# municipios)	Usuarios por conectar	Porcentaje
Tolima (42)	7.900	0,90%
Bogotá	7.189	0,80%
Boyacá (69)	3.758	0,40%
Arauca (1)	2.563	0,30%
Huila (26)	2.560	0,30%
Casanare (17)	2.208	0,20%
Guaviare (1)	696	0,10%
Caquetá (1)	136	0,00%
Total	**450.000**	**100%**

Fuente: Promigas 2019. Cálculos propios

En el marco del Plan Nacional de Desarrollo 2018 – 2022 se planteó continuar incrementando la cobertura del servicio de gas combustible, con una meta de un millón de nuevos usuarios al final de cuatrienio. De estos nuevos usuarios, 968.000 serían atendidos con gas natural y 32.000 con GLP redes. Según las cifras de usuarios de GN por conectar, alrededor de 885.092 usuarios nuevos se podrían sumar con la conexión y la acometida interna, lo cual de acuerdo con las sumas descritas tiene un costo de 1,3 billones de pesos, de los cuales alrededor de 450 mil millones de pesos corresponden a conexiones. Sin embargo, como se ha mencionado el aumento de cobertura se ha dado principalmente por fuentes privadas, en su mayoría proviene de los distribuidores con base en las señales regulatorias, e incluye el pago de los usuarios de la acometida interna y parte de la conexión.

Como se desarrolla adelante, se debe utilizar estratégicamente el FECFGN para lograr la meta del PND. No obstante, esta meta de ampliación de la cobertura de gas combustible s tiene efecto en materia de subsidios de sobre el Fondo de Solidaridad.

Como se mencionó el subsector con mayor dinamismo en el período analizado fue el de GLP por redes. Sin embargo, el hecho de que parte importante de las inversiones se realizaron a través de partidas esporádicas en el PGN o por asignaciones del SGR no da la certeza de la vocación de continuidad de este crecimiento, ni de la eficiencia de esta modalidad de cobertura. La idea de que el Estado financie inversión es para ir creando mercados autónomos o suplir necesidades que de otra manera no se suplirían, en el caso del GLP por redes no parece darse ninguno de los dos supuestos. El hecho de que esta modalidad de combustible tenga además subsidios a la demanda, genera una distorsión del mercado que no parece justificable de manera obvia.

2.2. Gas combustible en cilindros

En el año 2013 se inició el programa piloto de subsidios para usuarios ubicados en los departamentos de Caquetá, Cauca[65], Nariño, Putumayo y San Andrés, Providencia y Santa Catalina[66]. Alrededor de 261.000 familias, accede a este subsidio por estar registradas en el SISBEN, o en el censo indígena, según el tipo de población (Ministerio de Minas y Energía).

[65] Solo para zonas rurales de municipios del Cauca ubicados en el Macizo colombiano.

[66] Posiblemente el programa piloto de subsidios de GLP incluya al departamento de Amazonas. En ese sentido, el Ministerio de Minas y Energía publicó un proyecto de Resolución para comentarios.

2.3. FECFGN

Entre los años 2010 y 2017 se ejecutaron 72 convenios que han cofinanciado proyectos de distribución y/o conexiones con recursos del FECFGN, por un monto cercano a 125,000 millones de pesos, distribuidos en 480 municipios de 24 departamentos. De acuerdo con la información suministrada por Ministerio de Minas y Energía, en este período se han beneficiado a 507.651 familias.

Cuadro 11. Ejecución Recursos FECFGN

Vigencia	Aprobado	Ejecutado	Ejecución
2008	18.756.000.000	11.929.690.000	63,6%
2009	17.000.000.000	7.128.538.000	41,9%
2010	19.999.690.000	4.424.078.620	22,1%
2011	26.040.847.903	14.442.780.480	55,5%
2012	21.000.000.000	13.188.079.721	62,8%
2013	40.000.000.000	25.206.550.015	63,0%
2014	42.633.747.706	27.064.427.107	63,5%
2015	13.950.559.356	3.190.387.314	22,9%
2016	4.491.865.609	875.157.089	19,5%
2017	34.980.332.506	5.719.936.244	16,4%
2018	6.852.874.000	3.641.108.525	53,1%
Total	**245.705.917.080**	**116.810.733.115**	**44,0%**

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

De acuerdo con la información disponible, entre 2008 y 2018, la ejecución promedio de los recursos del FECFGN es del 44%. La baja ejecución de estos recursos se da en primer lugar por la debilidad en la estructuración de los proyectos que se presentan que no cumplen con los requisitos técnicos solicitados, este factor contribuye también a que aquellos proyectos aprobados tengan en promedio un 70% de usuarios efectivamente conectados frente a lo proyectado por las empresas[67]. En segundo lugar, los costos de conexión, sumados a los costos de la red interna, se han identificado como la principal barrera de ampliación del gas combustible por redes. Actualmente, el FECFGN cofinancia las conexiones en 20% para los usuarios de GN y de estrato 2 y 30% para aquellos de estrato 1, sin embargo, estos porcentajes resultan insuficientes para las poblaciones de bajos ingresos.

El FECFGN recauda alrededor de 25.000 millones de pesos por año. Ese monto no es apropiado en su totalidad en el presupuesto anual, y lo que se incorpora al presupuesto no es ejecutado como se ve en el Cuadro 11, con lo cual, se estima que alrededor de 200 mil millones de pesos del FECFGN se encuentran en el Tesoro Nacional y que esos recursos deben ser utilizados para expandir la cobertura del servicio de gas natural.

Algunos proyectos cofinanciados por el FECFGN no han podido consolidar su etapa de operación por problemas financieros de las empresas responsables[68]. Eso evidencia la

[67] Según datos de Ministerio de Minas y Energía, entre 2010 y 2017, se beneficiaron 507.000 usuarios de los 724.000 inicialmente proyectados, equivalente al 70%.

[68] Proyectos en algunos municipios de Cesar y en Quibdó – Chocó, que fueron cofinanciados por el FECFGN, presentaron

necesidad de fortalecer las capacidades de estructuración de proyectos sostenibles en el sector, y de establecer requisitos técnicos y financieros a las empresas que quieran acceder a estos recursos, para que garanticen la adecuada prestación del servicio cuando los proyectos entren en su etapa de operación.

3. Recomendaciones para dinamizar el aumento de cobertura de gas combustible

3.1. Medidas Administrativas

3.1.1. Coordinación de decisiones de política

El desarrollo del sector energético va de la mano con otros sectores sociales. Tal es el caso de la política de vivienda del país, que cuenta con un programa para otorgar subsidios del 100% para adquirir viviendas para población en situación de extrema pobreza y otro de cofinanciación de viviendas de interés social. Bajo este contexto, puede establecerse que las viviendas nuevas que entregue o sean cofinanciadas por el Gobierno cuenten con sistemas eficientes de cocción, incluidas las instalaciones internas de gas combustible (GN o GLP) por redes cuando se determine que esa es la opción más eficiente para la cocción de alimentos. Si la opción más eficiente para cocinar alimentos es la eléctrica, las viviendas nuevas subsidiadas podrían estar equipadas con estufas u ollas eléctricas eficientes. Sobre este aspecto, cuando se identifique que tener estos equipos resulta la opción más eficiente de cocción, es posible establecer una línea de financiación por el FENOGE, dado que tiene capacidad para financiar medidas de eficiencia energética y equipos de uso final. Estas medidas de coordinación se pueden establecer mediante un documento Conpes o un decreto del Gobierno Nacional.

Dentro del sector, es fundamental establecer una coherencia en la política de subsidios, de manera que se maximice la cobertura energética en condiciones de costo-efectividad, garantizando la sostenibilidad de las soluciones y eliminando desincentivos a la inversión por falta de seguridad jurídica que afecten las condiciones de los mercados.

3.1.2. Coordinación en la planificación

A la UPME, como planificadora integral del sector, le corresponde plantear programas de sustitución de leña e incorporar los lineamientos de expansión de cobertura de gas combustible, para lo cual debe definir cuáles son los energéticos más eficientes en cada región en el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Gas Combustible – PIECGC[69]. Este ejercicio debe coordinarse con el PIEC de manera que se identifiquen las sinergias de los subsectores para alcanzar una cobertura energética costo-efectiva que maximice tanto el bienestar de los colombianos de las zonas más apartadas como el potencial de desarrollo de las comunidades.

Adicionalmente, se recomienda que la UPME, con base en su visión integral del sector energético, determine las zonas del país donde el GLP pueda ser el combustible más eficiente

fallas en la continuidad de la prestación del servicio, ante problemas financieros de las empresas distribuidoras responsables.

[69] La UPME publicó una primera versión del PIECGC en septiembre de 2017. Dada la importancia de esta herramienta técnica de planeación para la expansión eficiente de la cobertura del servicio de gas combustible, se recomienda retomar este trabajo para actualizarlo en el corto plazo.

para generación eléctrica en las ZNI y otras zonas apartadas. Estos análisis deberían incluir opciones hibridas donde el GLP complementa la generación eléctrica con fuentes renovables como energía solar o eólica, asegurando la continuidad del servicio. Internacionalmente se han realizado valoraciones para viviendas lejanas a más de 1,5 km de la red de distribución eléctrica, que muestran que soluciones hibridas con energía fotovoltaica y GLP pueden ser más costo-efectivas que alternativas como la extensión de la red de distribución o la instalación de una solución fotovoltaica solo con paneles solares y baterías (World LP Gas Association 2011).

Esta coordinación, como lo ha sugerido la UPME puede hacerse a través del Plan Nacional de Energización Rural -PNER que involucre toda la ampliación de cobertura energética, tanto eléctrica como de gas combustible e incorpore nuevas tecnologías en la medida que van surgiendo como es el caso de la generación a partir de fuentes nucleares que ya se está usando para llevar energía a zonas aisladas como en el caso de Alaska.

3.1.3. Fortalecimiento de estructuración de proyectos

Se requiere la estructuración de proyectos en condiciones técnicas que garanticen su adecuada ejecución y posterior operación en el mediano y largo plazo. Con este fin, desde el Estado se deben fortalecer las capacidades de estructuración y asistencia técnica para que los proyectos que desarrollen el PIECGC (y los PERS) cumplan con las condiciones de viabilidad que se requieren. También para estos recursos aplica la recomendación de reorganización institucional establecida en la sección 4. En el mismo sentido, los instrumentos de planificación deben alimentar los criterios de viabilización de proyectos, así como la priorización de asignación de recursos del FECFGN, del SGR y del Presupuesto General de la Nación-PGN para expansión de cobertura.

En cuanto a la financiación con el PGN, se pueden promover esquemas de cobertura con GLP por redes (subsidio a la oferta) o en cilindros (con el aumento del programa de subsidio a la demanda) cuando el PIECGC indique que resulta más eficiente con estas modalidades. En ese sentido, en el PND se estableció un mandato al Ministerio de Minas y Energía para considerar la eficiencia económica de los proyectos de expansión de cobertura de GLP por redes que requieren cofinanciación con recursos públicos[70].

3.1.4. FECFGN

Con el fin de dinamizar la expansión de gas natural a través del FECFGN y garantizar la posterior prestación del servicio se deben ajustar las condiciones de asignación de los proyectos del fondo, al tiempo que se fortalece el esquema de seguimiento de la SSPD. La actualización de la normatividad del FECFGN, debe incluir los siguientes elementos: i) mayores niveles de exigencia a los ejecutores; ii) mejora en la cofinanciación de las conexiones; y iii) focalización para aprovechar inversiones existentes.

Respecto de los ejecutores, como requisito para asignar los recursos del fondo, se debe verificar la idoneidad del solicitante. Los proyectos sólo podrán ser ejecutados por empresas con suficiencia financiera, administrativa y técnica que puedan asegurar la prestación del servicio domiciliario con calidad y continuidad en el mediano y largo plazo.

En segundo lugar, para promover el incremento de la cobertura del GN, en los mercados que

[70] PND, articulo 293.

determine el PIECGC, se deben revisar los niveles de cofinanciación de las conexiones de usuarios de estratos 1 y 2 actuales. Al respecto, se han propuesto diferentes niveles de cofinanciación de la conexión[71].

De otro lado, en el sector eléctrico financiar estos costos ha facilitado la expansión efectiva de los servicios públicos. Los fondos FAER y FAZNI, pueden financiar: i) construcción, ii) instalación, iii) acometidas, iv) medidores, v) interventorías a que haya lugar, vi) costos de administración por la ejecución de los proyectos, vii) compra de predios (construcción y/o ampliación de subestaciones), viii) requerimientos de servidumbres y ix) ejecución de planes de manejo ambiental necesarios para el desarrollo de los planes, programas o proyectos a ser financiados. Tener una medida similar en gas resulta simétrico y efectivo para avanzar en la meta planteada en el PND, al financiar la totalidad de los costos a cargo de los usuarios con menor capacidad de pago.

El tercer ajuste al FECFGN es la focalización en proyectos estratégicos de tres características: i) conexión de usuarios que ya están anillados; ii) expansión del servicio en zonas cercanas a las fuentes de producción y a gasoductos y; iii) programas donde se identifique que el GN resulta ser el energético más eficiente para sustituir el consumo de leña.

Es posible alcanzar la meta de nuevos usuarios del PND, con las siguientes medidas: i) se prioricen los recursos del FECFGN para cofinanciar las conexiones de usuarios de estratos 1 y 2; ii) se apropien los recursos necesarios del FECFGN para cofinanciar alrededor de 450.000 conexiones[72]; y iii) se mantenga la señal regulatoria de ampliación de la cobertura para nuevos mercados de distribución de gas combustible por redes.

3.1.5. Seguimiento y control

Se debe mejorar el manejo y divulgación de la información. La SSPD ya cuenta con una política de datos abiertos para el sector energético y el Ministerio de Minas y Energía tiene el SUNA que es el sistema de información del FECFGN, que incluye recursos asignados y estado de proyectos. Se requiere su actualización tecnológica para facilitar el seguimiento a la gestión y mantenimiento de los activos cofinanciados con todas fuentes estatales. Asimismo, es necesario que tanto la CREG como la Superintendencia de Servicios Públicos tengan acceso al SUNA, para que estas entidades puedan obtener directamente la información.

3.2. Medidas regulatorias

El dinamismo en la expansión del gas combustible por redes ha sido resultado de los incentivos regulatorios para los distribuidores. Es importante mantener señalas adecuadas con el debido control de costos para mantener niveles de eficiencia. Ese es el gran reto de la regulación de transporte y distribución de gas en discusión actualmente.

3.3. Medidas legales

[71] El estudio de Naturgas "Consultoría para analizar, diseñar y sustentar una propuesta de modificación a la reglamentación del Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural" recomendó incrementar el porcentaje de cofinanciación del FECFGN para conexiones de usuarios de estratos 1 y 2 al 85%..

[72] Se estima que los recursos que se encuentran en el Tesoro Nacional pendiente de apropiación ascienden a $205.000 millones, si se desacumulan pueden contribuir a financiar la conexión de 400.000 usuarios nuevos, mas los ingresos corrientes de los años que quedan.

Si bien el país cuenta con un potencial importante de cobertura de gas combustible, tener como fuente de esa cobertura a la cuota de fomento representa un cargo en la tarifa del gas natural que afecta la eficiencia y competitividad de los precios de este energético, y en consecuencia, se debe revisar su permanencia. Por lo tanto, se recomienda un plan de desmote de la cuenta de fomento una vez cumplan los siguientes objetivos de la expansión: (i) conectar a los usuarios anillados, (ii) atender a las poblaciones aledañas a las fuentes de suministro de gas natural o GLP por equidad[73] y a gasoductos, y, (iii) sustituir el consumo de leña y otros energéticos muy contaminantes. Este último punto se desarrolla a continuación.

[73] En la ECV 2018 se encuentra que en los departamentos de Sucre, Córdoba y La Guajira donde se ubican importantes campso de gas natural, se presentan porcentajes altos de hogares que usan leña, cabón o combustibles líquidos para cocinar (25,5%, 32,7% y 47,6%, respectivamente).

Capítulo 2. Sustitución de leña

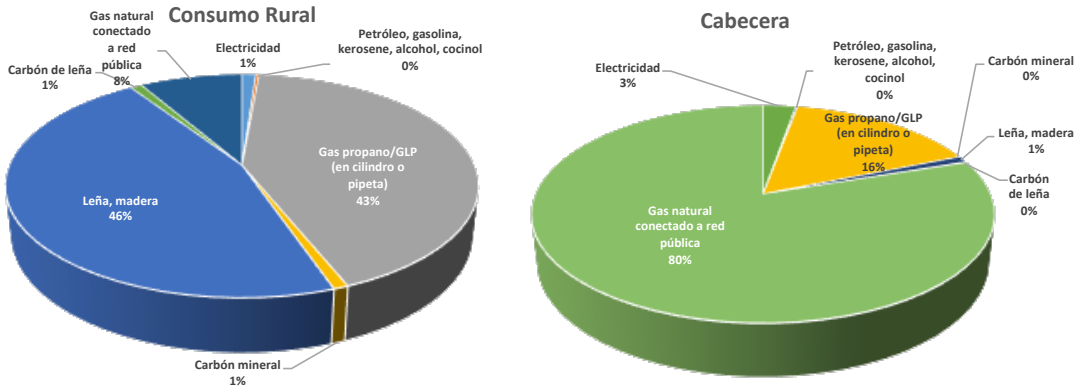
El acceso al nivel más alto de cocinado limpio moderno (hasta el nivel 5 según define el programa SE4all y el ODS 7) para toda la población elimina los importantes efectos negativos sobre la salud de la emisión de material particulado producto del cocinado doméstico con leña a fuego abierto, y contribuye a incrementar la productividad de la familia, especialmente las mujeres, permitiendo que sus miembros acometan otras actividades productivas, en lugar de recolectar leña. En la escalera hasta este nivel 5 hay pasos intermedios con cocinas que mejoran la eficiencia de la combustión de biomasa y reducen el impacto de la emisión de partículas.

1. Descripción y Diagnóstico

1.1. Análisis consolidado nacional

Se estima que en Colombia existen alrededor de 1,6 millones de familias que utilizan combustibles sólidos como leña o carbón para cocinar sus alimentos, hervir el agua o calentar el ambiente[74]. De esa cantidad, alrededor del 93% de las familias viven en zonas rurales y el restante 7% vive en zonas urbanas (ECV 2018). Las consecuencias por el uso de estos energéticos sobre las condiciones de salud de la población sumadas al impacto ambiental vía deforestación y emisiones de CO2, requieren medidas urgentes.

Gráfica 13. Distribución Consumo de leña en zonas rurales y urbanas



Fuente: ECV 2018

Ante el panorama actual, el PND ordena a los Ministerios de Ambiente y de Energía estructurar programas de sustitución de leña vía estufas eficientes, y le da el mandato a Ministerio de Minas y Energía de expedir los lineamientos para la promoción y cofinanciación de proyectos de expansión de cobertura, entre otras con la finalidad de sustituir esa fuente de cocción.

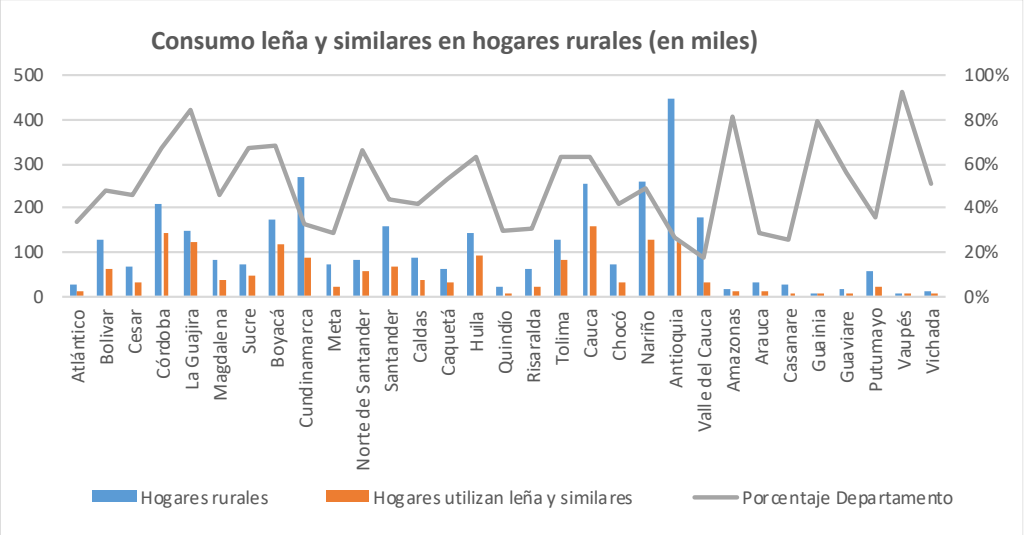
[74] La Encuesta de Calidad de Vida del DANE del 2018 estima que a nivel nacional para cocinar 1,7 millones de hogares utilizan leña y carbón de leña y 33.000 carbón mineral.

Las mujeres y los niños son los mas afectados porque realizan las labores de cocción con combustibles sólidos o permanecen en la habitación en la que se lleva a cabo esta actividad.

1.2. Análisis por departamentos

Los departamentos de mayor consumo de leña o carbón de leña son: Vaupés (70,9%), Guainía (62,5%)[75] y Amazonas (54,4%). Los niveles de consumo de estos energéticos son preocupantes en todos los departamentos. La situación es mucho mas grave en las zonas rurales donde el 47,8% de los 3,4 millones de hogares rurales, utiliza combustibles sólidos (carbón, carbón de leña o leña) para cocción de alimentos.

Gráfica 14. Hogares rurales que utilizan combustibles sólidos por departamentos



Fuente: DANE, ECV 2018 – Cálculos propios

La UPME está adelantando un estudio para formular el programa de sustitución progresiva de leña como energético con el sector residencial. Como resultado del estudio, se hará un análisis de económico de opciones energéticas más limpias, sus costos y propuestas de financiación. En el marco de este estudio se llevó a cabo un taller donde expertos manifestaron que experiencias en proyectos nacionales de sustitución de leña por otros energéticos muestran que, por razones culturales, el cambio por el uso del nuevo energético no es total en una primera etapa. Dado lo anterior, se ha identificado que la mayor parte de las familias continúan utilizando para cocinar la leña y el nuevo energético después de efectuada la "sustitución".

El programa requiere ir de la mano de una campaña educativa que informe a las personas, especialmente a aquellas pertenecientes a familias campesinas, los efectos nocivos sobre la salud que tiene la cocción de alimentos con leña. Adicionalmente, se ha identificado que algunas familias campesinas tienen limitaciones económicas para tener acceso continuo al combustible sustituto; de manera que, cuando éste no está disponible, simplemente las familias vuelven a cocinar con leña.

[75] Incluye carbón de leña para los departamentos de Guanía y Vaupes.

2. Alternativas de sustitución de leña

La transición hacia cocinas 100% limpias es compleja, e implica también retos sociales y culturales en poblaciones que tradicionalmente han usado la leña para cocinar. Como parte del cierre de brechas es fundamental establecer iniciativas de cobertura utilizando energéticos más limpios que permitan la sustitución gradual de este consumo nocivo, por ejemplo, por estufas u ollas eléctricas o por gas combustible, incluyendo biogas.

Estufas eléctricas: El hecho de que un importante porcentaje de la población que utiliza leña cuente con algún nivel de electrificación abre la oportunidad de revisar si este fenómeno se presenta por la baja confiabilidad del servicio o si existen condiciones para la implementación de sistemas eficientes de cocción con electricidad, como un mecanismo rápido y efectivo para la sustitución. El uso de cocinas eléctricas de alta eficiencia, por ejemplo, con tecnologías de inducción, u ollas eléctricas de presión o de cocinado lento, podría ser una alternativa en zonas rurales aisladas (Coutur y Jacobs, 2019). Lo anterior siempre que se garantice la disponibilidad de electricidad a las horas en que se requiere cocinar (con las consideraciones de fiabilidad y calidad de servicio eléctrico).

Así mismo, los proyectos de ampliación de cobertura de energía eléctrica pueden incluir la valoración del uso de estas estufas u ollas eléctricas eficientes dentro del modelo de consumo.

El uso de cocinas eléctricas tendría un fuerte impacto en la demanda doméstica de electricidad en zonas rurales, que habitualmente es muy bajo. Analíticamente se demuestra que este incremento en la demanda, aunque supone un incremento en el costo neto de la electrificación y un requerimiento aún mayor de calidad de servicio, supone también un aumento de la eficiencia de la electrificación pues conlleva notables reducciones en el costo de suministro unitario de energía eléctrica y un uso mayor de la infraestructura existente.

Dependiendo de la región y de la penetración de cocinas eléctricas, este costo se puede reducir a la mitad o incluso más. Estas importantes eficiencias hacen recomendable el incorporar en la planificación el análisis de dónde está la frontera eficiente entre cocinar con gas o con electricidad, de forma que se concentre la distribución de gas combustible por redes o por cilindros en zonas donde su eficiencia sea mayor (posiblemente zonas más densas y cercanas a las vías de comunicación terrestre), estudiando la penetración de la cocina eléctrica en aquellas zonas donde su costo sea análogamente menor. El balance entre ambas formas de cocción es igualmente objeto de la política de subsidios y debe, por tanto, considerarse de forma integrada.

Gas combustible: El gas combustible se reconoce como el energético de transición y su entrada en condiciones de confiabilidad y precio adecuado para los usuarios puede desplazar la leña como elemento de cocción. El cocinado con gas combustible en Colombia presenta un alto potencial de penetración en muchas regiones del país, pero para ello requiere de una logística de distribución a gran escala y a bajo costo que necesita planificarse rigurosamente, en especial cuando se trata de suministro por redes.

Dada la portabilidad del energético, el GLP en cilindros puede resultar una solución rápida al problema en materia ambiental y de salud pública generado por el uso de leña y carbón para cocción, en algunos centros poblados alejados y en áreas rurales dispersas donde no ha llegado la energía eléctrica o no se garantiza su confiabilidad y en ese sentido se puede considerar la ampliación del programa piloto de subsidios de GLP a municipios de la Región Pacífica o Caribe.

La UPME estimó que un programa de sustitución de leña para población rural podría alcanzar gradualmente 225.000 hogares en tres años. Los subsidios fueron calculados entre $78.000 y 87.000 millones por año, y contemplan el valor mensual del GLP a subsidiar y la inversión inicial para el uso del GLP (estufa, regulador y manguera) para un periodo de uso de 5 años (Gasnova 2018). Sin embargo, considerando la diversidad regional y de potencial energético del país, debe establecerse para cada zona, cuál es la solución más eficiente en términos de infraestructura y así como de sostenibilidad de la prestación. Esta premisa fundamental para cualquier expansión también aplica para la definición de las medidas de sustitución de leña o carbón.

Las medidas para aumentar cobertura de gas natural se encuentran en el numeral 3 del capítulo anterior, y pueden contribuir a llevar este energético a los hogares que usan combustibles sólidos. No hay información disponible para determinar la caracterización d de los usuarios anillados y no conectados a redes de gas por redes, pero si la limitación para la conexión es económica, se infiere que una parte importante de esa población esté utilizando combustibles "gratuitos" como la leña para cocción.

3. Recomendaciones

3.1. Medidas administrativas

3.1.1. Subsidios

La implementación de programas de sustitución de leña, utilizando cocción eléctrica eficiente o gas combustible, requiere el otorgamiento de subsidios del Gobierno Nacional, los cuales se deben justificar considerando las mejoras en materia de salud de la población de menores recursos, especialmente a nivel respiratorio de mujeres y niños, y las mejoras en la productividad económica del hogar, debido al menor tiempo dedicado a la cocina y a la recolección de leña. Adicionalmente, estos programas pueden ser financiados por mecanismos alternativos como los incentivos tributarios que hacen parte del Plan de Acción Indicativo en el marco del PROURE 2017 -2020,

3.1.2. Medidas de planificación

La coordinación entre la planificación eléctrica y la de gas facilita el análisis de las dimensiones económicas de sustituir leña con estufas eléctricas o con gas combustible, para establecer cuál es la forma más eficaz de acceso a cocinas modernas, especialmente en las zonas rurales aisladas. Cuando, a través de los instrumentos de planificación y en particular del PIECGC, se determine que el gas combustible resulta ser el energético más eficaz para la cocción en una región, la señal para el mercado debe ser consistente con la política de subsidios para incentivar las inversiones privadas.

Como complemento del PIEC y del PIECGC, la metodología de los Planes de Energización Rural Sostenible -PERS reconoce las particularidades de cada región de manera que se identifican las fuentes energéticas más eficientes (incluyendo fuentes locales aprovechables), las costumbres de la población y el potencial de uso de los energéticos para establecer modelos sostenibles de suministro. Esta metodología facilita la inclusión del análisis de energización que va más allá de la electrificación, para establecer la canasta energética y el modelo de prestación

más apropiados para cada zona. De esta manera, al construir el plan de energización rural para una región se cuenta con todos los elementos para definir el energético más eficiente para cocción.

En este sentido, a través de los PERS se puede evaluar la viabilidad de implementar soluciones que utilicen biogás, producido por la degradación de materia orgánica vegetal y animal, para familias campesinas cuyos hogares estén aislados y ubicados en sitios lejanos. La implementación de soluciones de biogás requiere de acompañamiento técnico especializado durante su construcción y operación para asegurar su sostenibilidad en el corto, mediano y largo plazo. El acompañamiento técnico podría ser realizado técnicos adscritos a programas del Ministerio de Agricultura o de las Corporaciones Autónomas Regionales. La implementación exitosa de soluciones de biogás depende básicamente de cuatro elementos: i) disponibilidad de terreno para la construcción del biodigestor, ii) disponibilidad de desechos orgánicos, especialmente de origen animal (porcino), para la producción de biogás; iii) capacitación efectiva a la familia sobre el funcionamiento y mantenimiento del biodigestor; y iv) seguimiento y acompañamiento técnico especializado durante la operación de la solución con biogás (Taller UPME 2019).

En el capítulo de Fondos se propone que el IPSE sea el estructurador de los proyectos del sector esto incluye aquellos que contemplen soluciones energéticas integrales para los requerimientos de cocción y de energía eléctrica de esta población. En ese sentido la estructuración por parte del IPSE de los proyectos energéticos, deberá tener en cuenta: i) la política pública de Ministerio de Minas y Energía en materia de expansión de la cobertura energética; ii) las recomendaciones establecidas por la UPME en PNER (que articula el PIEC y el PIECGC); y iii) la regulación económica expedida por la CREG para los servicios públicos eléctrico y de gas combustible.

3.1.3. Gestión de Información

Por otro lado, se requiere que la información sobre los proyectos de expansión de la cobertura de gas combustible esté centralizada, dado que la misma es indispensable para la planeación realizada a través del PIECGC, PIEC y de los PERS. Se sugiere que la información de los proyectos y programas de ampliación de cobertura de gas combustible y de cocción eléctrica eficiente, en cuanto a inversiones y costos de operación y mantenimiento, sea reportada por las empresas o entidades responsables a un Sistema de Información. Esta unificación de información sobre los proyectos de redes de GN, GNC y GLP y de biogás, y sobre programas de GLP en cilindros y estufas u ollas eléctricas, es fundamental para hacer seguimiento a las recomendaciones realizadas en el PNER (PIECGC y PIEC) y en los PERS, y para facilitar el seguimiento a los proyectos y la evaluación de la política de ampliación de la cobertura del servicio de gas combustible y de sustitución de combustibles sólidos contaminantes por parte de Ministerio de Minas y Energía.

Como se indicó en el capítulo de fondos, lo ideal es la creación de un gestor de información del sector. En el corto plazo toda la información debería estar bajo la plataforma del SIMEC que administra la UPME. El reporte de la información debe ser obligatorio por parte de los agentes que realicen los proyectos de aumento de cobertura.

Todas las medidas de sustitución de leña dependen del Gobierno. Dada la gravedad de la problemática se presentan algunos elementos a tener en cuenta para agilizar la sustitución. En primer lugar, se deben aprovechar los instrumentos de política pública en el territorio, pues

hoy los PDET no recogen información sobre energéticos de cocción; este ajuste permitiría rápidamente identificar beneficiarios concretos y llevarles los sustitutos y la capacitación debida. De igual manera se sugiere aprovechar los PERS para esa identificación de usuarios. La actividad se debe focalizar en los departamentos donde se presenta el mayor consumo, como Vaupés, Guainía, Amazonas y el Caribe, si hay las facilidades y confiabilidad para llevar gas natural o estufas eléctricas o ampliar los programas pilotos de subsidios GLP en cilindros.

Sección 3. Diseño y formulación de subsidios

El Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI), creado mediante Ley 142 del año 1994, busca que los usuarios con mayor capacidad de pago subsidien a quienes no la tienen. El FSSRI es un fondo de subsidios cruzados, pues se basa en dos principios que esta Ley establece para el sistema tarifario de servicios públicos: el principio de solidaridad y redistribución, y el principio de suficiencia financiera.

La interpretación que hace la ley del principio de solidaridad y redistribución es la base de la focalización actual de los subsidios basada en el sistema de estratificación (artículo 87.3): los usuarios en los estratos 1, 2 y 3 son receptores de subsidios en energía eléctrica, mientras que aquellos en estratos 5, 6 y comercial realizan contribuciones a través de una sobretasa. El sistema es similar en gas domiciliario, aunque en este caso sólo se subsidia a estratos 1 y 2. Aunque la norma citada determinó que en su momento los estratos interpretaban adecuadamente los niveles de ingreso de la población, las condiciones socioeconómicas del país, y los instrumentos que permiten medir el ingreso, la pobreza y la vulnerabilidad de la población, han evolucionado[76].

En la actualidad la distribución del FSSRI no cumple con un principio básico de focalización, según el cual los recursos de los subsidios deberían dirigirse a la población de menores ingresos. Se otorgan subsidios de tarifa a casi 90% de los hogares en energía eléctrica, y 60% en gas en un contexto donde la pobreza monetaria no llega al 30% y la pobreza multidimensional no llega al 20%. Al subsidiar a la casi totalidad de los hogares, los subsidios de electricidad carecen de verdadera focalización. Tanto en electricidad como en gas, se entregan subsidios a hogares incluso en los segmentos de mayores ingresos. El sistema dedica cuantiosos recursos de la Nación a subsidiar hogares que no se encuentran en condiciones vulnerables. Más del 40% de los hogares en los estratos 2 y 3 se encuentran por encima de la mediana de ingreso, y más del 60% de los usuarios de energía eléctrica en el Sistema Nacional Interconectado, y del 45% en gas por redes, son receptores de estos subsidios sin encontrarse en situación de pobreza monetaria (que en la última década ha alcanzado a menos del 30% de la población). Como consecuencia de la falta de focalización, y el resultante cubrimiento casi universal de los subsidios de energía, en especial en electricidad, el Fondo resulta amplísimamente deficitario. Este mecanismo demanda recursos de la caja fiscal al tono de más de dos billones de pesos al año en electricidad y gas.

En resumidas cuentas, el sistema de subsidio enfrenta los siguientes problemas:

- Los recaudos de contribuciones del FSSRI son ampliamente insuficientes para cubrir los subsidios aplicados a los estratos 1, 2 y 3.

[76] En la revisión de constitucionalidad del sistema de estratificación como mecanismo de desarrollo del principio de solidaridad y redistribucion, la Corte señaló, "En efecto se trata de un método que permite distinguir grupos de usuarios y establecer entre éstos aquéllos que pueden, además de asumir los costos de los servicios, colaborar en la financiación de los subsidios que necesitan las personas de menores ingresos para completar el pago de los mismos" (Sentencia C.252 de 1997).

- Existe un alto grado de filtración de los subsidios a hogares de altos ingresos.

- Los niveles de consumo de subsistencia vigentes han quedado desfasados con respecto a los requisitos técnicos de consumo mínimo, así como con respecto al consumo real de los estratos 1, 2 y 3.

- Los recaudos de contribuciones del FSSRI son ampliamente insuficientes para cubrir los subsidios aplicados a los estratos 1, 2 y 3 lo que, aunado con la falta de focalización, implica que amplios recursos de la Nación se dedican a subsidiar hogares que no lo requieren, en lugar de enfocarse en verdaderas necesidades sociales.

- La caja fiscal no tiene los recursos para reintegrar los déficits del fondo, por lo que hay retrasos en la transferencia de los fondos por parte de la caja fiscal a las empresas distribuidoras. La caja fiscal adeuda a las empresas de distribución eléctrica un monto equivalente a la facturación de 6 meses.

Lo que resta de este capítulo aborda los siguientes aspectos: i) los principios que deben regir el diseño del subsidio para superar los problemas identificados; ii) la descripción de los sistemas de subsidio en energía eléctrica y gas domiciliario; iii) un diagnóstico del estado del FSSRI aplicado al consumo eléctrico y de gas domiciliario, IV) escenarios alternativos de focalización y desempeño del FSSRI y V) conclusiones y recomendaciones.

1. Principios básicos de diseño de subsidios

El subsidio aplicable a la demanda debe cumplir con los siguientes principios básicos de diseño:

1.1. Focalizado y con la menor filtración posible

El principio originador del esquema de subsidios es el criterio de solidaridad y redistribución consignado en la Ley 142 de 1994. El Fondo, en otras palabras, pretende ayudar a los hogares de bajos ingresos a financiar un consumo de energía razonable, y hacerlo redistribuyendo el costo de la energía hacia usuarios de mayor capacidad de pago. Este mecanismo garantiza la prioridad del acceso a la energía, al aislar los recursos de la priorización a la que está sujeta la financiación de gastos sociales por parte de recursos fiscales centralizados.

En ese espíritu, el subsidio debe ser adecuadamente focalizado al segmento de clientes con una capacidad socioeconómica que no les permite financiar un consumo energético adecuado. De la misma manera, se debe evitar que usuarios con capacidad económica de pago que no requieren del subsidio se beneficien, ya sea por falla del mecanismo de focalización o falla en la información fuente utilizada para asignar al cliente su nivel de ingreso según estrato social.

1.2. Sostenible

El criterio de suficiencia financiera es requerido para el sistema tarifario por la Ley 142 de 1994 que dio origen al Fondo. El mecanismo de subsidio cruzado se basa en un fondo con recursos económicos suficientes sobre la base de montos recaudados provenientes de los usuarios de energía eléctrica aportantes, sin recurrir a otras fuentes de aporte privadas o fiscales. Esta naturaleza permite garantizar la sostenibilidad financiera de la prestación del servicio

energético, clave para asegurar su calidad y cubrimiento. También garantiza recursos para proteger el acceso efectivo a un nivel básico de energía, sin someterlos a la competencia entre necesidades de gasto social que debe regir la priorización de uso de los recursos generales de la Nación.

1.3. Sencillo

El mecanismo de subsidio debe ser fácil de entender por parte de la autoridad que la administra, las empresas y los clientes aportantes y receptores del subsidio. La sencillez es otro de los criterios que la Ley 142 de 1994 exige para el sistema tarifario de servicios públicos.

1.4. Administración sencilla y económica

La administración del sistema debe basarse en un arreglo institucional que sea lo más sencillo posible y cuyos costos de operación sean razonables.

2. Descripción del sistema

En el Sistema Interconectado Nacional el estrato 4 paga cada kilovatio de energía consumida a una tarifa que reconoce el costo medio de prestación del servicio. Hasta un cierto límite de consumo (conocido como "consumo de subsistencia") se subsidia a los estratos 1, 2 y 3 a porcentajes máximos actuales de 60%, 50% y 15% sobre esta tarifa plena. El porcentaje efectivo de subsidio lo determina el distribuidor. A los hogares de estratos 1 a 3 que consumen por encima del consumo de subsistencia se les cobra la tarifa plena sobre las unidades de consumo adicionales a ese límite. El consumo de subsistencia es de 130 kilovatios en alturas mayores a 1000 metros sobre el nivel del mar, y de 173 en alturas menores. Se cobra contribuciones a los estratos 5 y 6, así como a los estratos comerciales, a través de una sobretasa de 20% por encima de ese costo medio.

Así, las fórmulas tarifarias para el valor de la factura, V, en un hogar cuyo consumo en kilovatios es C son:

V = T. plena * C	si estrato 4
V = T. plena * 1.2 * C	si estrato 5 o 6
V = T. plena * (1-subsidio) * C	si estrato 1, 2 o 3 y C≤Cs
V = T. plena * (1-subsidio) * Cs+T.plena*(C-Cs)	si estrato 1, 2 o 3 y C>Cs

Donde Cs es el consumo de subsistencia, "subsidio" es el factor de subsidio (por ejemplo, un máximo de 0.6 para estrato 1) y T. plena es la tarifa plena, que reconoce el costo medio.

En el caso de gas domiciliario, la ley también permite que los subsidios del estrato 1 sean hasta de 60% de costo del servicio, y 50% para el estrato 2. Los estratos 5 y 6 también pagan una contribución de 20% adicional sobre el valor que tendría su factura si estuvieran en estrato 4. A diferencia de energía eléctrica, en gas los suscriptores de los estratos 3, así como los del estrato 4, no tienen subsidios ni pagan contribuciones sobre el consumo de gas combustible por redes.

Otra diferencia en la forma como se cobra el servicio de gas domiciliario es que la tarifa tiene dos tramos para los estratos 3, 4, 5 y 6, con un cargo fijo por factura y un cargo variable que

depende de las cantidades consumidas de gas. Los estratos 1 y 2, en cambio, tienen una tarifa por unidad equivalente, que considera el costo fijo y el variable, calculada a partir de los valores promedio de consumo. Sobre esa tarifa equivalente se aplica el porcentaje de subsidios para las primeras unidades de consumo, denominadas el "consumo de subsistencia" Cs, que en la actualidad es de =20 m3. Las fórmulas tarifarias en este caso son:

V=C. fijo + C. variable*C	si estrato 3 o 4
V=C. fijo*1.2 + C. variable *1.2* C	si estrato 5 o 6
V=CUEq (1-subsidio)*C	si estrato 1 o 2 y C≤Cs
V= CUEq (1-subsidio)*Cs+ C. variable *(C-Cs)	si estrato 1 o 2 y C>Cs

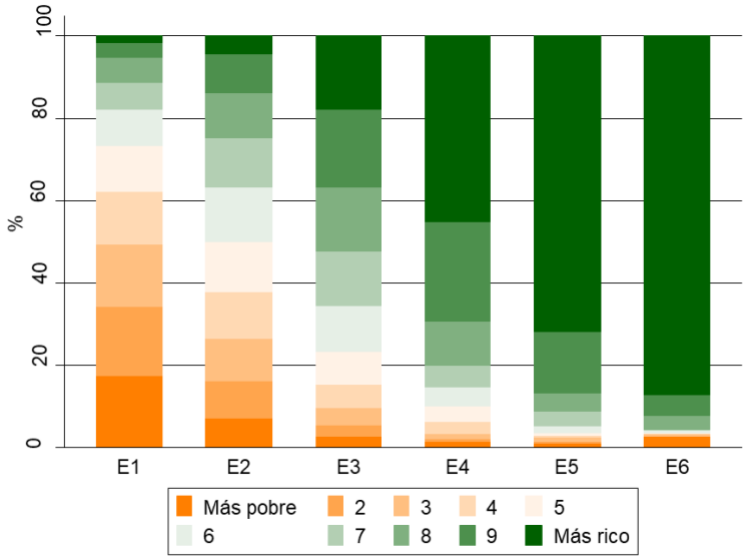
donde CUEq es el costo unitario equivalente, y C es el consumo.

3. Diagnóstico

3.1. Evaluación de la focalización del FSSRI

Los subsidios del FSSRI no están focalizados a la población de menores ingresos. En la Gráfica 15 se muestra la distribución cruzada del estrato y los deciles de ingreso a nivel nacional. En la misma se observa una considerable filtración hacia hogares en deciles de ingreso superiores al decil 3 en los estratos E1, E2 y E3, hay incluso hogares en el decil superior de ingresos que se encuentran en el estrato 1.

Gráfica 15. Distribución cruzada del estrato y los deciles de ingreso. Total Nacional.

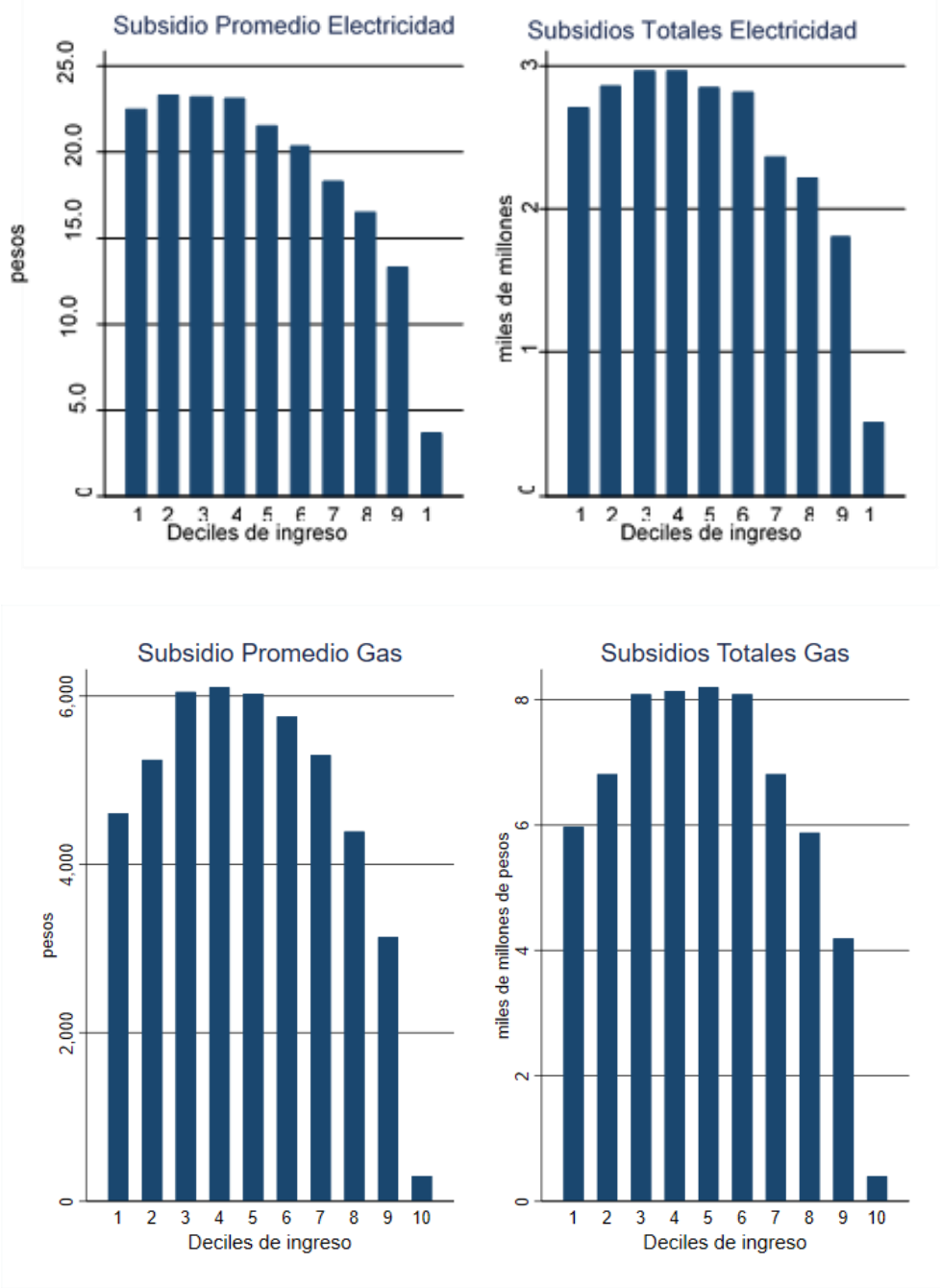


Fuente: ENPH 2017. Cálculos propios.

Esta distorsión impacta en una alta filtración. Cada mes, se pagan más de cien mil millones de pesos en subsidios de electricidad, y más de treinta mil millones de pesos en subsidios de gas, a hogares que no están bajo la línea de pobreza, tal como se observa en la Gráfica 16. El Cuadro 12 muestra que la mayoría de los hogares no pobres (aquellos con deciles de ingreso 4 al 10) reciben subsidios que se acercan, o incluso exceden, el 30% de la energía eléctrica y el gas domiciliario que consumen. Muchos hogares entre los más ricos reciben subsidios a tasas

elevadas. Se observa incluso la presencia de hogares en los deciles superiores de ingreso que reciben el máximo porcentaje posible de subsidio en electricidad (60%). La fórmula tarifaria en gas permite porcentajes de subsidio efectivo aún mayores, y algunos hogares en los deciles superiores de ingreso reciben subsidios cercanos al 100% de lo que pagarían si no estuvieran localizados en viviendas de estrato 1 o 2.

Gráfica 16. Subsidios y contribuciones por decil de ingreso en pesos según la ENPH



Nota: El panel de la izquierda muestra el subsidio residencial promedio neto que se calcula como el promedio de la diferencia entre subsidios y contribuciones recibidos/pagados por hogares en el respectivo decil. El panel de la derecha muestra la agregación a través de hogares por decil. Fuente: ENHP 2017, cálculos propios.

Cuadro 12. Subsidio efectivo, como porcentaje de la tarifa unitaria, por decil de ingreso

Decil de ingreso	Promedio [1]	min [2]	p10 [5]	Mediana [4]	p90 [3]	max [6]
			Panel A: Electricidad			
1	44.6%	-20.0%	21.8%	47.0%	57.5%	60.0%
2	44.3%	-20.0%	24.5%	46.7%	57.3%	60.0%
3	42.0%	-20.0%	15.0%	44.8%	56.8%	60.0%
4	39.2%	-20.0%	15.0%	43.2%	55.9%	60.0%
5	36.9%	-20.0%	14.5%	43.2%	55.7%	60.0%
6	34.2%	-20.0%	12.2%	41.3%	54.6%	60.0%
7	31.2%	-20.0%	10.0%	35.9%	54.2%	60.0%
8	28.6%	-20.0%	7.0%	29.8%	52.6%	60.0%
9	22.2%	-20.0%	0.0%	15.0%	46.7%	60.0%
10	8.7%	-20.0%	-20.0%	9.6%	43.2%	60.0%
Total	32.8%	-20.0%	7.1%	41.3%	55.8%	60.0%
			Panel B: Gas Domiciliario			
1	36.4%	-20.0%	0.0%	41.9%	56.2%	97.6%
2	36.1%	-20.0%	0.0%	40.7%	55.7%	97.6%
3	35.1%	-20.0%	0.0%	40.0%	56.4%	97.4%
4	33.6%	-20.0%	0.0%	40.1%	55.9%	98.1%
5	30.6%	-20.0%	0.0%	38.1%	54.4%	96.6%
6	27.7%	-20.0%	0.0%	35.0%	53.6%	97.4%
7	24.7%	-20.0%	0.0%	30.7%	52.8%	97.4%
8	22.2%	-20.0%	0.0%	20.9%	52.5%	87.1%
9	15.9%	-20.0%	0.0%	0.0%	50.5%	98.0%
10	2.6%	-20.0%	-20.0%	0.0%	41.0%	96.5%
Total	24.7%	-20.0%	0.0%	31.1%	53.8%	98.1%

Nota: El cuadro presenta las estadísticas descriptivas del subsidio efectivo de energía eléctrica como porcentaje del gasto a tarifa plena. Fuente: ENHP 2017, cálculos propios.

El actual esquema de estratificación se refleja en elevados niveles de error de inclusión (la fracción de hogares por encima de la línea de pobreza que recibe subsidios) en el FSSRI: éste llega a casi el 65% en energía eléctrica y 45% en gas domiciliario, en el total del país (Cuadro 13, columna 2).

Cuadro 13. Errores de inclusión y errores de exclusión, julio de 2017

	Porcentaje de suscriptores residenciales	Error de inclusión 1: hogares subsidiados por encima de línea de pobreza	Error de inclusión 2: hogares subsidiados en el 30% de mayores ingresos	Error de exclusión: hogares por debajo de la línea de pobreza que no se subsidian
		Panel A: Electricidad		
Antioquia	14.4%	68.0%	24.9%	0.2%
Caribe	17.0%	54.0%	16.6%	0.1%
Bogotá	19.1%	75.6%	39.4%	0.4%
Central	18.2%	67.4%	23.3%	0.2%
Nuevos departamentos y Oriental	14.0%	60.4%	20.9%	0.4%
Pacífica	17.3%	58.4%	21.5%	0.3%
Total	100.0%	64.2%	24.8%	0.2%
		Panel B: Gas Domiciliario		
Antioquia	10.8%	44.0%	13.3%	2.4%
Caribe	20.2%	48.9%	12.8%	1.7%
Bogotá	25.2%	37.5%	14.0%	3.1%
Central	18.4%	51.0%	14.1%	2.3%
Nuevos departamentos y Oriental	11.9%	44.1%	13.3%	3.7%
Pacífica	13.5%	40.0%	11.6%	3.4%
Total	100.0%	44.1%	13.3%	2.7%

Nota: Las regiones nuevos departamentos y oriental están agrupadas en una misma categoría. San Andrés se incluye entre los Nuevos Departamentos. Fuente: ENHP 2017, cálculos propios.

Al final, el problema de focalización impide que el FSSRI funcione como el fondo de subsidios cruzados que se esperaba fuera. Cerca del 90% de los hogares (y 80% del total de suscriptores) está subsidiado en energía eléctrica (Cuadro 14, que resume información del SUI para julio de 2017, mismo mes para el que se tiene información sobre la distribución de ingreso de los hogares). En gas domiciliario, el subsidio también alcanza a una población mucho más amplia que la población vulnerable, pues llega al 60% de los usuarios residenciales. La cifra, sin embargo, es mucho menor que en electricidad por la exclusión del estrato 3 en el caso de gas.

Cuadro 14. Suscriptores y subsidios totales por estrato, julio de 2017

Estrato	Fracción de suscriptores	Subsidios - Contribuciones (miles de millones de
Panel A: energía eléctrica		
1	28.3%	102.7
2	32.8%	91.0
3	19.8%	18.6
4	6.8%	0.0
5	2.6%	-6.2
6	1.6%	-5.3
Estrato Industrial	0.7%	-14.1
Estrato Comercial	7.3%	-71.9
Panel B: gas domiciliario		
1	21.8%	21.5
2	36.2%	26.6
3	25.8%	0.0
4	8.9%	0.0
5	3.4%	-1.5
6	2.1%	-1.3
Estrato Industrial	0.0%	-1.1
Estrato Comercial	1.7%	-3.9

Nota: El cuadro resume el porcentaje de usuarios residenciales que se ubicaba en cada estrato en julio de 2017, y el balance de subsidios menos contribuciones en cada estrato para el mismo mes, según el Sistema Único de Información, SUI.

3.2. Análisis de la Focalización por Regiones.

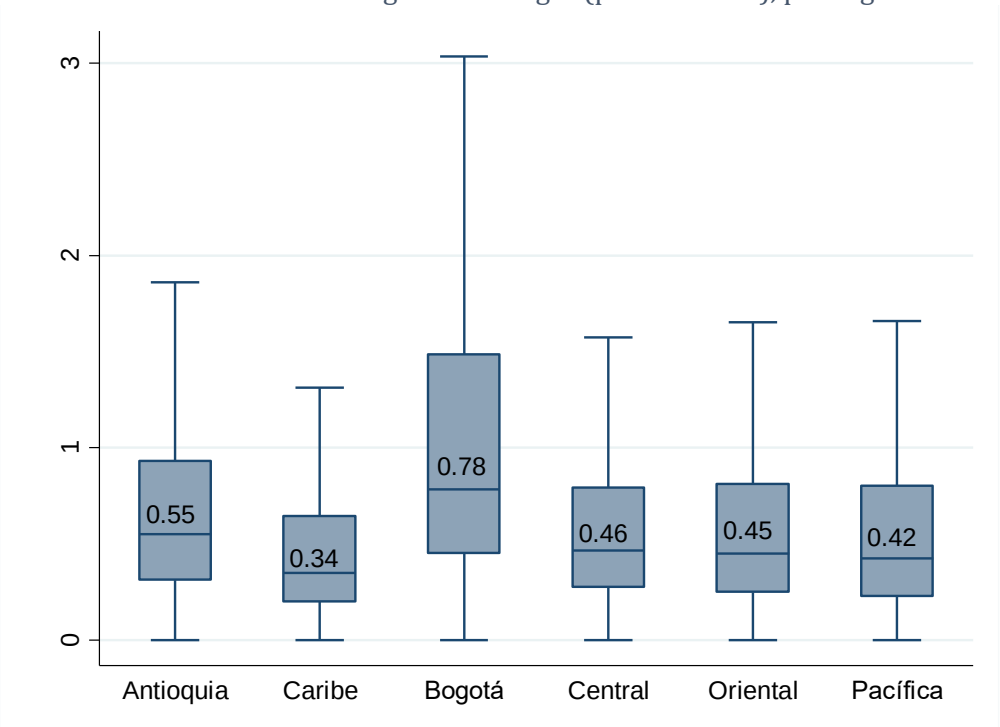
La distribución del ingreso es desigual a través de regiones en Colombia (Gráfica 17). Mientras que el ingreso mediano en Bogotá alcanzaba los 800.000 pesos por miembro del hogar en julio de 2017, en las regiones Central, Oriental y Pacífica sólo el 25% más rico de los hogares alcanzaba un nivel similar. Antioquia tiene un nivel de ingreso intermedio entre los de Bogotá y las mencionadas regiones, mientras que la región Caribe es la de más bajos ingresos.

La distribución de hogares a través de estratos residenciales efectivamente tiene mayor concentración en los estratos 5 y 6 en las regiones más ricas que en el resto del país (Cuadro 15), pero no en grado suficiente para equiparar la probabilidad de que los hogares más ricos contribuyan, como se refleja en el hecho de que el error extremo de inclusión (la recepción de

subsidios por el 30% más rico) llega casi a 40% en Bogotá mientras que alcanza un mucho menor 15% en la Costa Caribe (Cuadro 13). Las contribuciones residenciales tampoco se concentran en las regiones de mayores ingresos, pues el nivel de consumo de los hogares en éstas tiende a ser menor, en parte porque se concentran en pisos térmicos más altos.

Por ejemplo, el Cuadro 14 muestra que Bogotá y la región Caribe recogen niveles similares de contribuciones residenciales. Esto a pesar de que el nivel de ingreso por hogar en Bogotá es mucho más alto que en el Caribe, y que las regiones que definimos tienen números similares de suscriptores en el SUI (Cuadro 13).

Gráfica 17. Distribución del ingreso del hogar (por miembro), por región



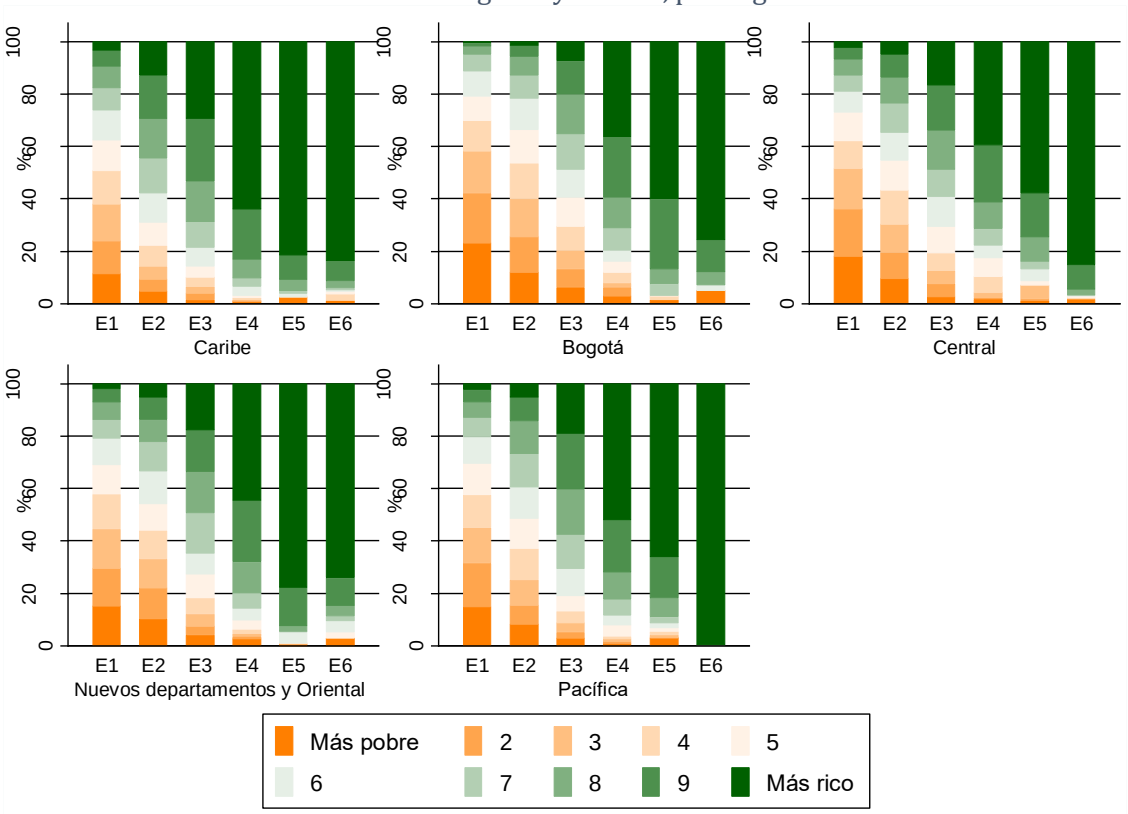
Nota: Las barras muestran p95, p75, p50, p25 y p5 de la distribución de ingreso por persona en el hogar, para las diferentes regiones del país.

El grado de error en la focalización a través de estratos también varía mucho de región en región. El Cuadro 15 muestra que el hecho de que los estratos subsidiados cubran a la vasta mayoría de hogares se repite a través de regiones, pero es particularmente marcado en la Costa Caribe, donde casi el 60% de los hogares está concentrado en el estrato 1, que recibe el porcentaje más alto de subsidios. La Gráfica 18 muestra que esta enorme concentración en el estrato 1 del Caribe en efecto agudiza el error de inclusión: a pesar de que esta región tiene una mayor prevalencia de pobreza, casi el 60% de hogares en el estrato 1 en la Costa Caribe no está bajo la línea de pobreza (es decir, no está en los tres primeros deciles de la distribución de ingreso nacional). Aunque en las demás regiones también hay alto error de inclusión en el estrato 1, éste no alcanza el 40%, además de que el número de personas clasificadas en estrato 1 es sólo una fracción del de la Costa Caribe.

Cuadro 15 Suscriptores y subsidios totales por estrato (sólo residencial), julio de 2017

Región	Estrato	Fracción de suscriptores electricidad	Número de suscriptores electricidad	Subsidios -Contribuciones (miles de millones de pesos) electricidad	Fracción de suscriptores gas domiciliario	Número de suscriptores gas domiciliario	Subsidios -Contribuciones (miles de millones de pesos) gas domiciliario
Antioquia	1	19.5%	432,799	9.5	10.8%	124,247	1.4
	2	34.2%	756,881	14.0	36.0%	414,595	3.4
	3	24.9%	550,193	3.7	32.1%	369,884	0.0
	4	7.1%	158,009	0.0	9.9%	114,164	0.0
	5	4.4%	96,669	-1.5	6.4%	73,760	-0.3
	6	1.9%	41,544	-0.8	3.1%	35,117	-0.2
	Estrato Industrial	0.9%	19,289	-2.6	0.1%	1,255	-0.1
	Estrato Comercial	7.2%	158,575	-11.4	1.5%	17,607	-0.4
Caribe	1	57.0%	1,508,679	44.5	45.4%	773,316	9.2
	2	23.1%	612,033	14.2	30.9%	525,775	5.1
	3	9.1%	241,871	2.1	13.6%	231,336	0.0
	4	3.2%	85,631	0.0	4.9%	83,979	0.0
	5	1.3%	33,266	-1.1	2.0%	33,562	-0.1
	6	1.4%	37,258	-1.7	2.0%	34,417	-0.2
	Estrato Industrial	0.1%	3,891	-2.9	0.0%	543	-0.3
	Estrato Comercial	4.6%	122,148	-15.1	1.2%	20,039	-0.6
Bogotá	1	6.5%	148,869	3.4	7.4%	142,143	2.0
	2	30.7%	706,626	13.1	34.1%	652,024	6.3
	3	31.1%	716,278	4.5	35.3%	675,655	0.0
	4	12.5%	287,738	0.0	13.1%	250,582	0.0
	5	4.2%	96,031	-1.3	4.3%	82,663	-0.6
	6	3.3%	76,457	-1.4	3.2%	60,664	-0.6
	Estrato Industrial	1.6%	35,878	-2.8	0.0%	234	-0.3
	Estrato Comercial	10.3%	237,544	-15.9	2.6%	49,509	-1.5
Central	1	20.7%	542,374	11.7	21.4%	353,453	4.1
	2	42.8%	1,123,153	20.2	42.4%	700,930	5.7
	3	20.0%	523,510	2.7	24.9%	412,131	0.0
	4	5.5%	143,669	0.0	6.9%	114,206	0.0
	5	1.8%	46,465	-0.6	2.0%	32,584	-0.1
	6	1.2%	31,202	-0.6	1.1%	18,698	-0.1
	Estrato Industrial	0.7%	18,845	-2.4	0.0%	262	-0.1
	Estrato Comercial	7.4%	193,890	-10.3	1.4%	22,370	-0.6
Nuevos departamentos y Oriental	1	25.4%	516,490	12.7	21.4%	238,451	2.0
	2	38.1%	773,760	15.5	38.8%	433,301	2.7
	3	17.7%	358,953	2.6	24.0%	267,913	0.0
	4	6.9%	140,182	0.0	10.6%	118,373	0.0
	5	1.3%	27,354	-0.5	1.9%	21,721	-0.1
	6	0.6%	13,123	-0.3	1.1%	11,936	-0.1
	Estrato Industrial	0.7%	13,562	-2.1	0.0%	76	-0.2
	Estrato Comercial	9.2%	186,241	-9.2	2.2%	24,993	-0.4
Pacífica	1	37.3%	793,375	20.9	23.1%	259,415	2.9
	2	28.6%	607,838	13.9	36.7%	411,271	3.5
	3	17.5%	371,817	2.9	24.4%	273,764	0.0
	4	6.2%	131,553	0.0	8.3%	92,836	0.0
	5	3.2%	68,807	-1.1	4.7%	53,240	-0.2
	6	1.0%	20,975	-0.5	1.5%	17,151	-0.1
	Estrato Industrial	0.4%	8,912	-1.3	0.0%	237	-0.1
	Estrato Comercial	5.9%	125,015	-10.0	1.3%	14,165	-0.4

Gráfica 18. Distribución cruzada de ingreso y estrato, por región

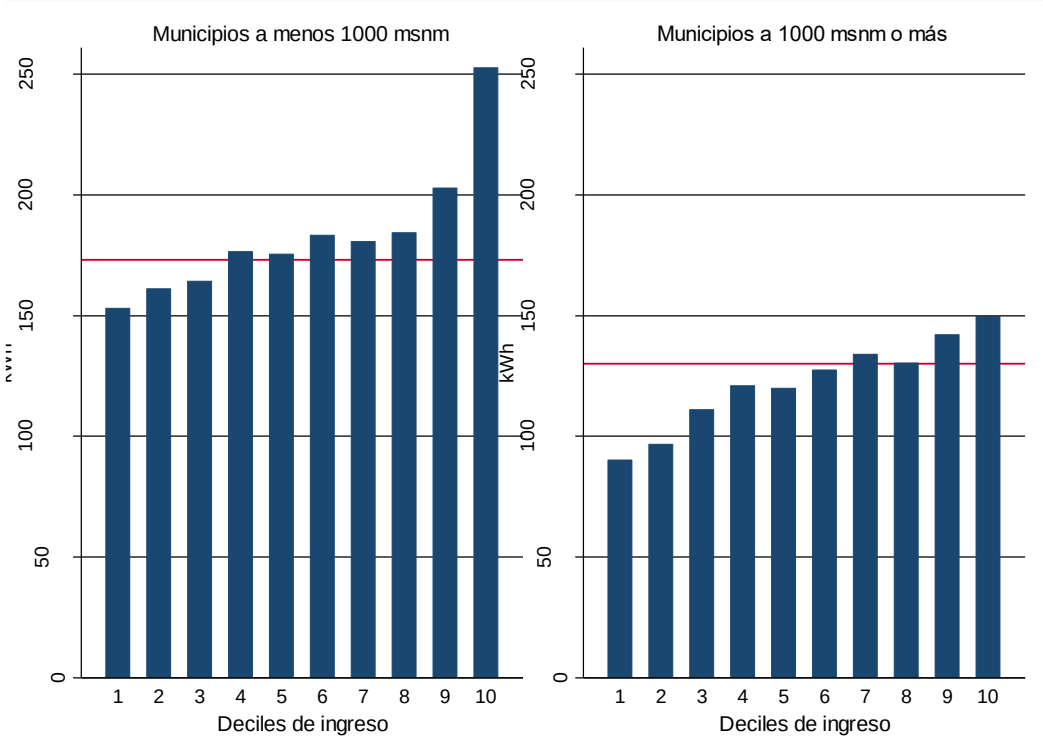


Fuente: Cálculos propios con datos de la ENPH.

3.3. Evaluación de los pisos térmicos, zonas urbanas y rurales

El nivel de consumo exhibe enorme heterogeneidad a través de hogares. La Gráfica 19 muestra que en electricidad los niveles de consumo de energía se asocian de manera creciente con el nivel de ingreso, tanto en las tierras bajas como en las altas. En los municipios situados por encima de 1000 metros sobre el nivel del mar el consumo promedio se encuentra muy cercano al consumo de subsistencia con base en el cual se liquida la tarifa de energía (línea roja), para todos los deciles de ingreso con excepción de los hogares en el 40% más rico. En las altitudes inferiores el consumo promedio es inferior al de subsistencia en los deciles más bajos de ingreso, y es muy cercano al nivel de subsistencia para los demás deciles, con excepción de los hogares en el 20% más rico, que exhibe niveles muy superiores a ese consumo de subsistencia.

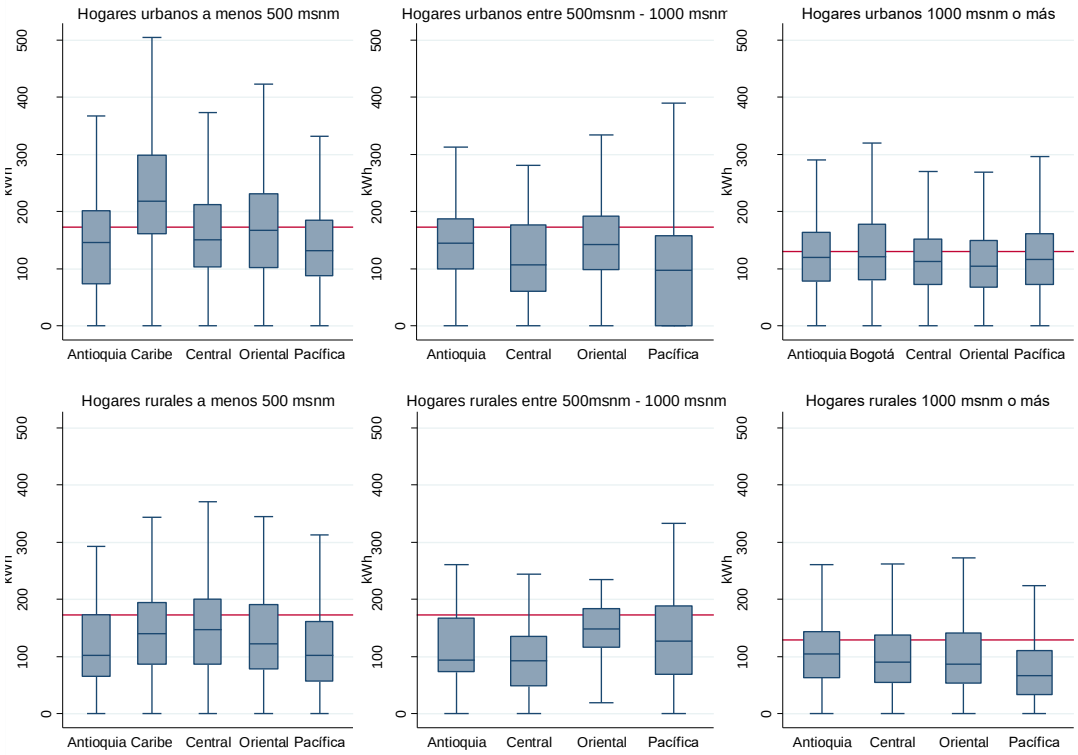
Gráfica 19. Consumo promedio por decil de ingreso, electricidad



Nota: La línea horizontal de color rojo denota el consumo de subsistencia. En electricidad corresponde a 173 kWh para municipios por debajo de los mil metros de altura sobre el nivel del mar y 130 kWh para municipios a mil o más metros de altura. No se tienen en cuenta los hogares que reportaron cero consumo. Fuente: ENHP 2017, cálculos propios.

La Gráfica 20 muestra que la relación estrecha entre el nivel de riqueza y el consumo de electricidad también se manifiesta en las diferencias en el consumo a través de zonas. Los hogares en zonas rurales consumen menos que aquellos en zonas urbanas en todas las regiones y pisos térmicos del país. La Gráfica 21 muestra que las zonas rurales tienen menores niveles de ingreso que las zonas urbanas en todas las regiones, y exhiben una menor dispersión de los niveles de ingreso. Es decir, tienen mayor pobreza promedio y mayor concentración de la población alrededor de estos niveles bajos de ingreso.

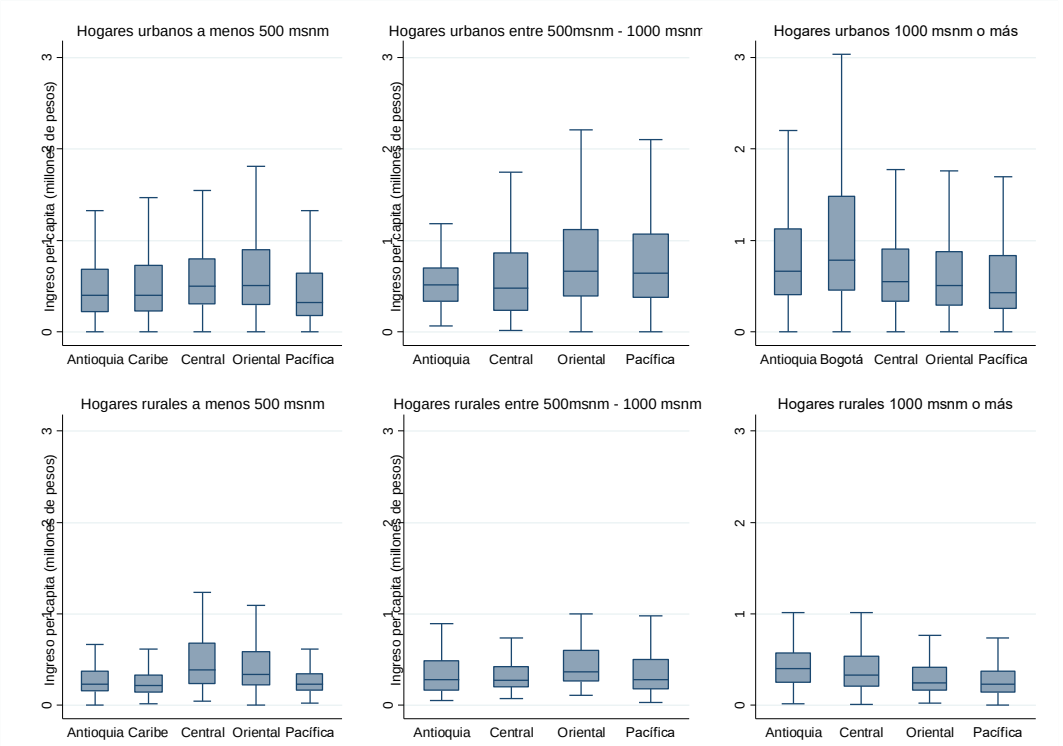
Gráfica 20. Distribución del consumo por región para hogares urbanos y rurales, electricidad



Nota: Las barras muestran p95, p75, p50, p25 y p5 de la distribución del consumo promedio de electricidad. La línea horizontal de color rojo denota el consumo de subsistencia: 173 kWh para municipios por debajo de los mil metros de altura sobre el nivel del mar y 130 kWh para municipios a mil o más metros de altura. La barra de Oriental incluye región Oriental y Nuevos Departamentos. Fuente: ENHP 2017, cálculos propios.

Asimismo, la Gráfica 20 también muestra que el nivel de consumo eléctrico efectivamente se relaciona con el piso térmico, con los hogares en altitudes menores consumiendo mucho más que aquellos que viven a mayor altura. Sin embargo, el punto de corte de 1000 msnm que actualmente utiliza la regulación para definir el nivel de consumo de subsistencia resulta arbitrario frente a las realidades del consumo actual. La Gráfica 20 no muestra mayores diferencias en el nivel de consumo entre municipios por encima de esta cota y aquellos entre 500 y 1000 msnm. Es por debajo de los 500 msnm que los niveles de consumo se elevan. La Gráfica 22 muestra que, efectivamente, la cota de 500 metros (línea vertical) es un punto de corte natural: una línea óptima de regresión muestra un quiebre en este nivel, y se torna prácticamente horizontal luego de este nivel.

Gráfica 21. Distribución del ingreso per cápita por piso térmico y región para hogares urbanos y rurales



Nota: Las barras muestran p95, p75, p50, p25 y p5 de la distribución ingreso por habitante del hogar. Fuente: ENHP 2017, cálculos propios.

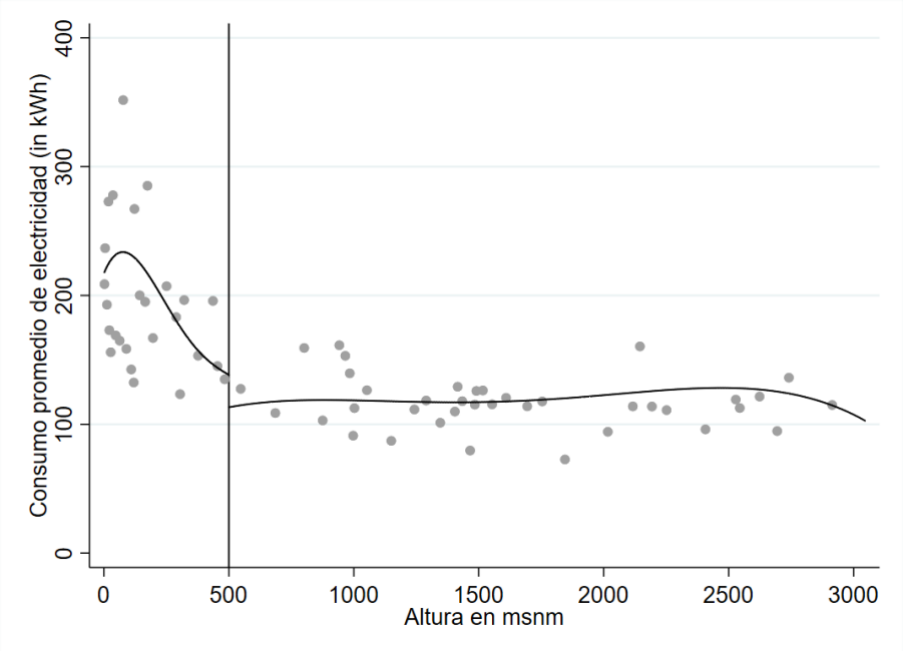
Sin embargo, aún en el piso térmico bajo los 500 msnm la mayoría de regiones concentran el consumo por debajo del nivel de subsistencia. La excepción es la costa Caribe, donde más del 65% de los hogares consumen electricidad sobre ese nivel (Cuadro 16). Como muestran las Gráficas 17 y 20, esto no lo explica ni el hecho de que el Caribe se encuentre bajo 500 msnm, ni el nivel de ingreso del Caribe, que de hecho se sitúa bajo el de las demás regiones.

Cuadro 16. Consumo de energía por regiones

	Promedio [1]	p10 [2]	Mediana [3]	p90 [4]	Q>subsistencia [5]
Panel A: Consumo de electricidad (kw), municipios a menos de 1000msnm					
Antioquia	139.8	38.7	130.5	246.2	34.0%
Caribe	236.8	77.5	202.0	403.8	65.3%
Bogotá	-	-	-	-	-
Central	153.4	40.5	134.4	258.9	34.7%
Nuevos departamentos y Oriental	177.6	56.1	152.9	307.2	41.4%
Pacífica	111.9	0.2	107.8	225.5	22.8%
Total	180.3	32.0	157.8	322.9	45.3%
Panel B: Consumo de electricidad (kw), municipios a más de 1000msnm					
Antioquia	127.3	31.4	116.0	217.3	43.0%
Caribe	-	-	-	-	-
Bogotá	140.7	40.3	120.9	247.9	46.7%
Central	116.8	36.2	106.6	198.9	36.6%
Nuevos departamentos y Oriental	111.1	34.1	98.9	192.8	33.8%
Pacífica	108.3	22.3	95.4	201.1	33.9%
Total	125.2	34.2	110.8	218.0	40.6%

Fuente: Cálculos propios con datos de la ENPH.

Gráfica 22. Consumo promedio de electricidad por altura del municipio de residencia del hogar

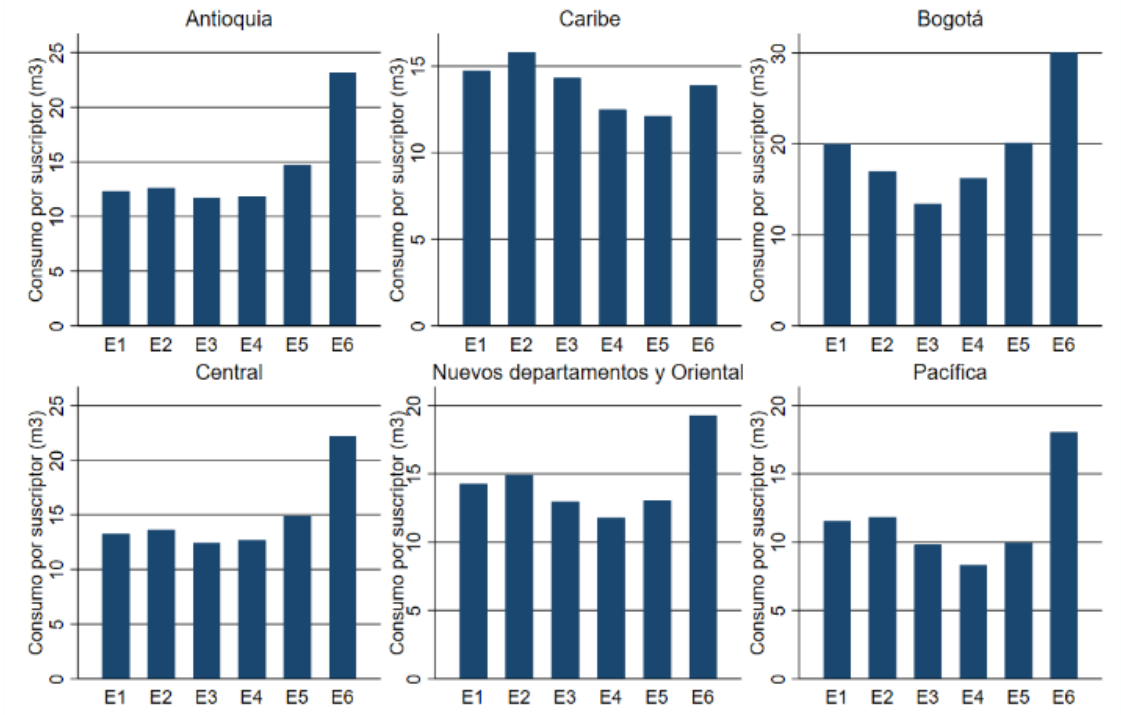


Nota: cada punto es un conjunto de hogares, agrupados por similitud en la altura de su municipio de residencia su consumo.

En el caso de gas domiciliario por redes, es menos claro que el consumo crezca con la capacidad económica. En los datos administrativos de la Superintendencia de Servicios se observa un consumo mayor en los estratos 1 y 2 que en el estrato 3 o el 4 (Gráfica 23). En los datos de la Encuesta Nacional de Presupuestos de Hogares, el consumo de gas decrece con el ingreso

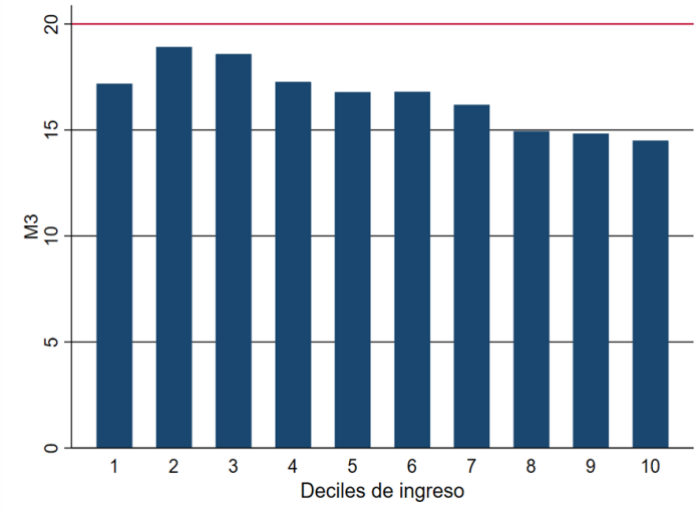
(Gráfica 24), este resultado debe tomarse con cautela porque el dato de consumo de gas que se deduce de la ENPH está ampliamente desviado con respecto al dato administrativo.[77]

Gráfica 23. Consumo promedio de gas por redes, por región y estrato



Fuente: Sistema Único de Información, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

Gráfica 24. Consumo promedio de gas por redes, por hogar



Fuente: cálculos propios con datos de ENPH

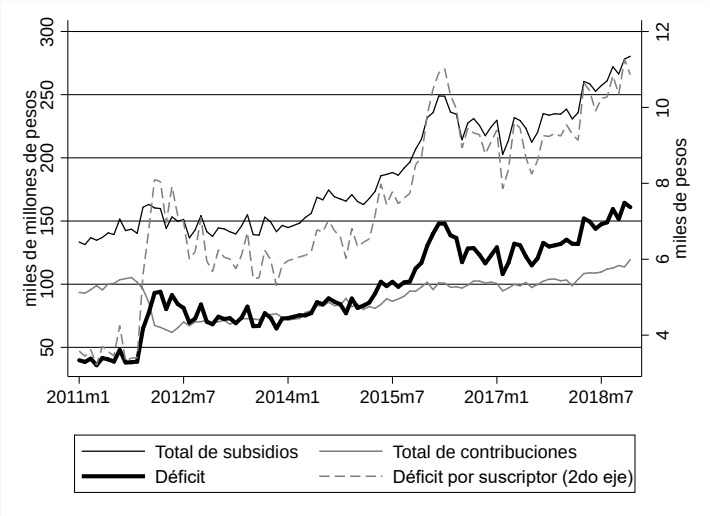
[77] En la ENPH el consumo de la familia se deduce del dato de pago por la factura del servicio correspondiente (electricidad o gas por redes). Si bien en el caso de electricidad los patrones de consumo no difieren de forma importante entre ese dato y el administrativo del SUI, en gas sí hay una desviación notoria. Es posible que esto se deba a la práctica, extendida en algunas regiones, de incluir en la factura de gas el cobro de financiación para gasodomésticos y otros créditos extendidos por la empresa distribuidora. Para el caso de gas, por tanto, limitamos el análisis con base en la ENPH al mínimo.

3.4. Evaluación del resultado financiero del FSSRI por regiones.

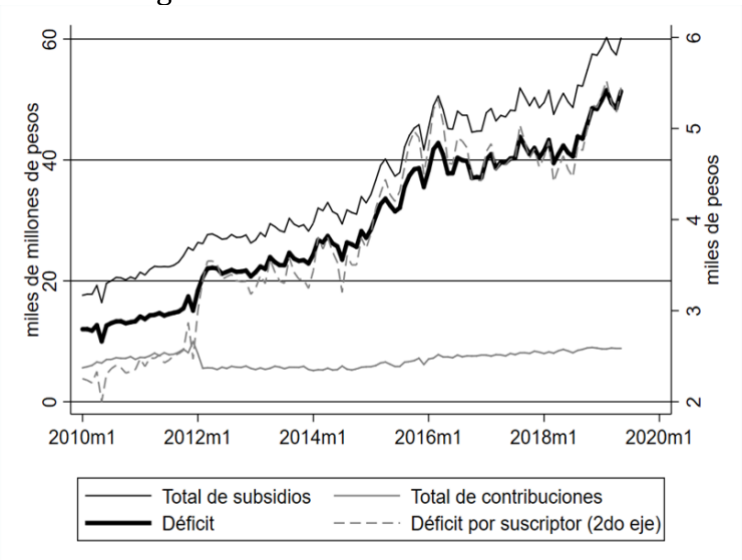
La Gráfica 25 muestra la evolución de los subsidios. En electricidad el déficit mensual varía desde 30 miles de millones de pesos hasta 150 miles de millones de pesos en el periodo comprendido entre el 2011 - 2018. Algo similar ocurre en gas domiciliario, donde en el periodo el déficit creció de cerca de 20 mil millones a cerca de 50 mil millones. El crecimiento del déficit en electricidad no se puede atribuir solamente a mayores niveles de cobertura del SIN, en tanto el déficit por suscriptor también se eleva. Más bien una combinación de crecientes costos de prestación del servicio en términos reales y la imposibilidad de ajustar las tarifas por encima de la inflación (Economía Urbana, 2015), sumada a la eliminación de las contribuciones del sector industrial en 2011 y el creciente cubrimiento de los subsidios, explican la tendencia creciente.

Gráfica 25. Evolución de los subsidios y contribuciones del total nacional

Panel A: electricidad



Panel B: gas domiciliario



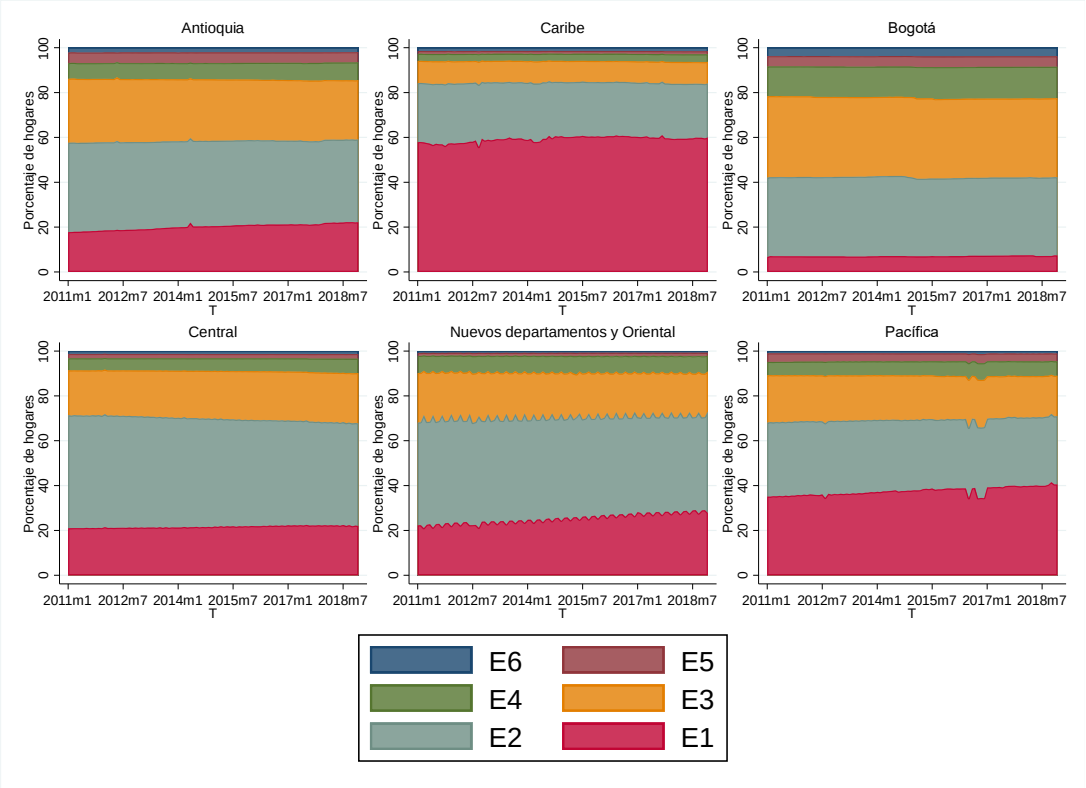
Nota: cálculos propios con información del SUI de la Superintendencia de Servicios

Asimismo, cabe anotar que desde 2011 observa una leve tendencia en varias regiones a incrementar la fracción de la población que se clasifica en estrato 1, y algo también en estrato 2 (Gráfica 26). Esto es particularmente claro en el caso del gas, probablemente como reflejo de la creciente penetración de las redes. El incremento de los costos medios del servicio de electricidad se muestra en la Gráfica 29, que presenta la evolución de la tarifa plena (correspondiente al costo medio reconocido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas).

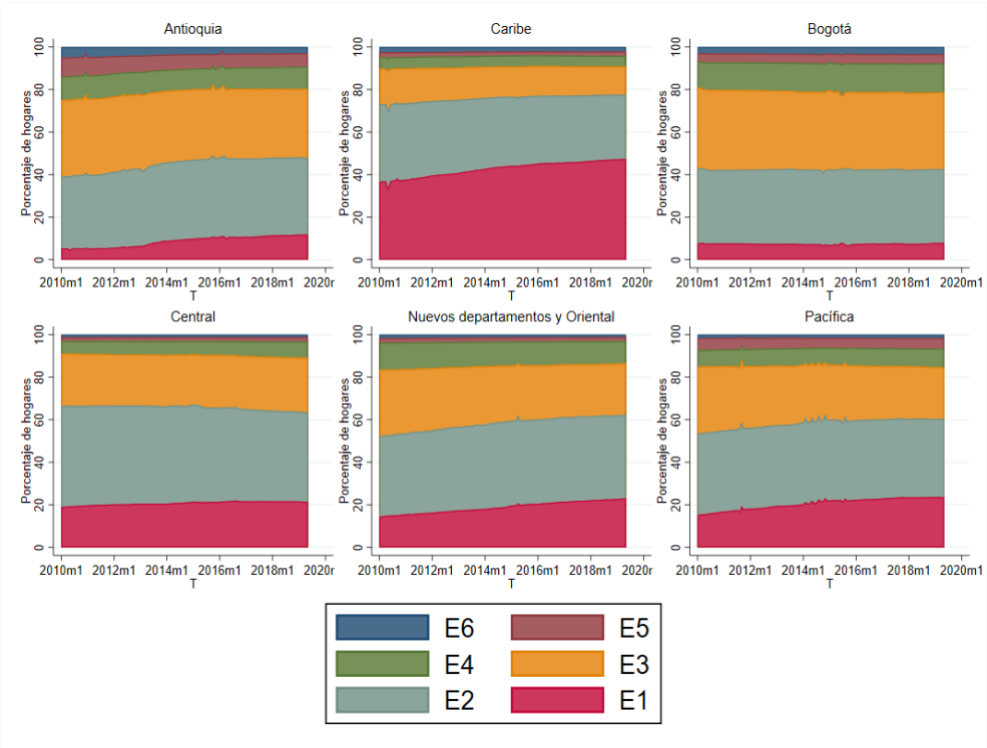
Si bien el déficit ha venido creciendo en todas las regiones y para todas las grandes empresas distribuidoras, la Costa Caribe es, de lejos, la región que más contribuye a la brecha financiera y a su crecimiento (Gráfico 28). El Caribe aporta más del 60% del déficit mensual en electricidad, a pesar de tener apenas un poco más del 20% de los suscriptores del Sistema Interconectado. Su desproporcionado peso en el déficit es un reflejo del mayor consumo de los hogares de la región, que como muestra la Gráfica 20 no es atribuible ni al piso térmico ni al nivel de ingreso, y tampoco es atribuible a unos mayores costos de prestación. Algo similar sucede en el caso de gas domiciliario, donde el alto consumo promedio en la región se ve reflejado en un alto aporte al déficit (de cerca de 30% en la actualidad). Una diferencia entre los casos de gas por redes y electricidad tiene que ver con el peso de Bogotá al déficit, que es positivo y creciente en el caso de gas, mientras resulta prácticamente nulo en el caso de electricidad.

Gráfica 26. Evolución de la distribución de suscriptores por estrato, por regiones

Panel A. Electricidad



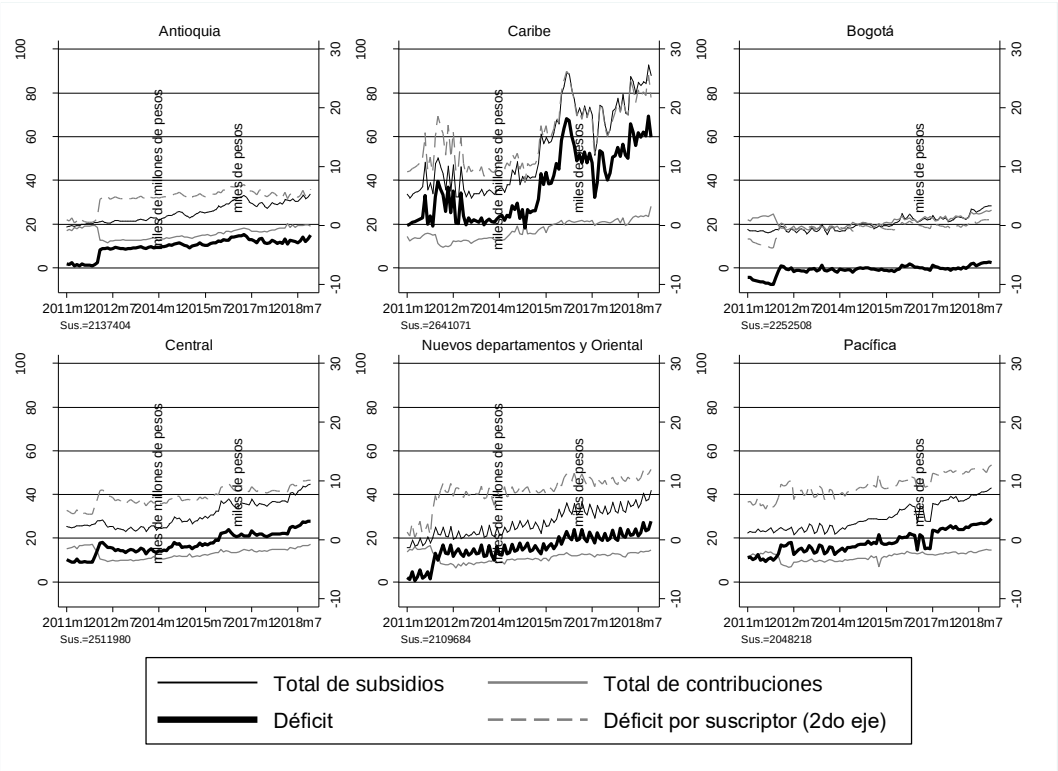
Panel B. Gas domiciliario



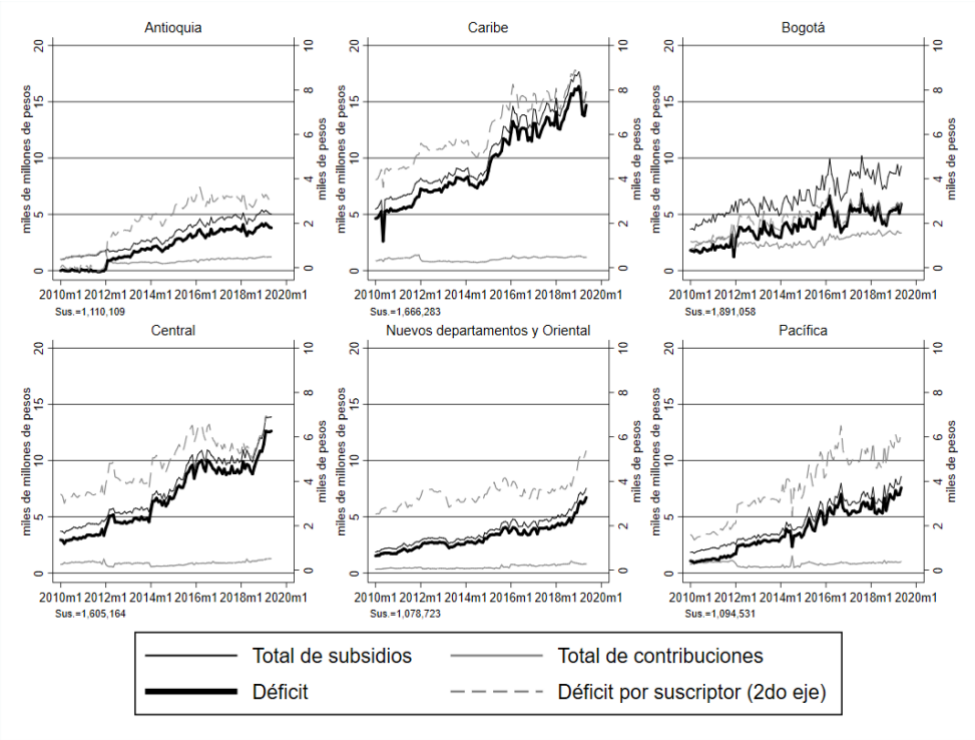
Nota: cálculos propios con información del SUI de la Superintendencia de Servicios

Gráfica 27. Evolución de los subsidios y contribuciones por región

Panel A: electricidad



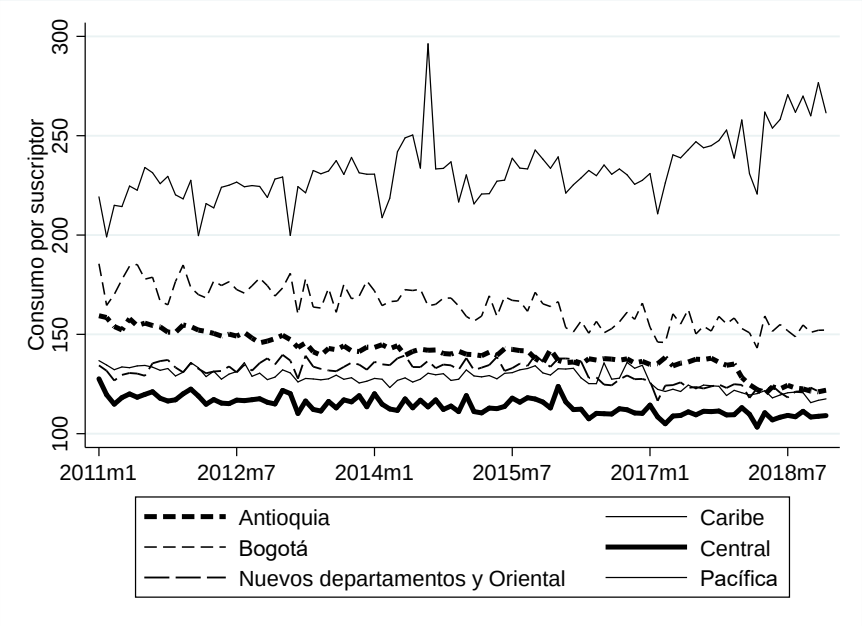
Panel B: Gas domiciliario



Nota: cálculos propios con información del SUI de la Superintendencia de Servicios

La Gráfica 28 muestra que, en adición, el Caribe es la única región en que el consumo promedio de energía eléctrica tiende a incrementarse en el tiempo. En las demás regiones, de hecho, tiende a reducirse levemente. En adición, los costos medios de prestación, resumidos en la tarifa plena, son más bajos en esta región que en el resto del país (Cuadro 17).

Gráfica 28. Evolución del consumo por región



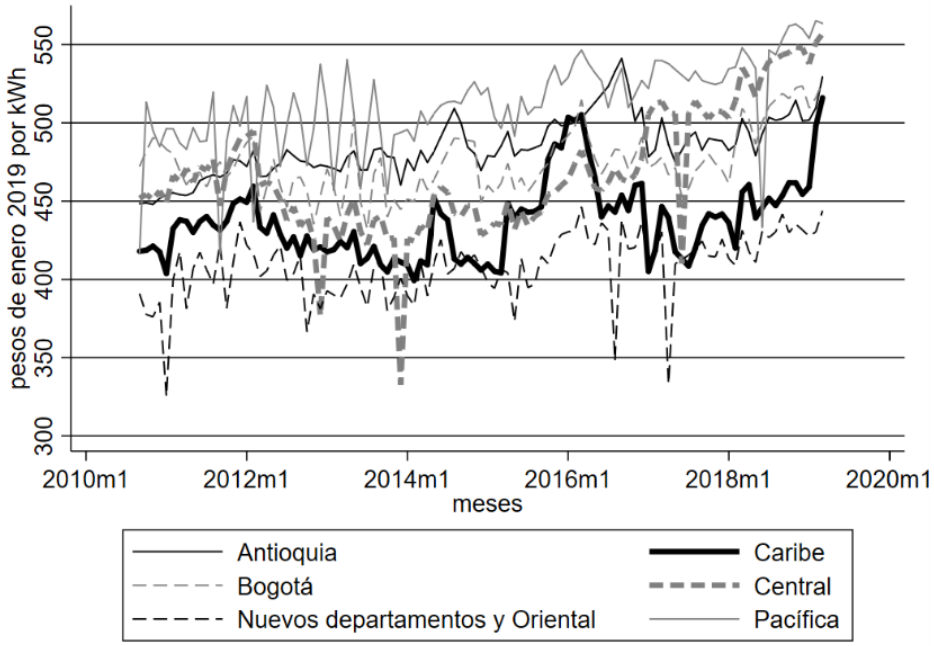
Nota: cálculos propios con información del SUI de la Superintendencia de Servicios

Cuadro 17. Tarifa promedio actual para Estrato 4 por región, electricidad

Region	Tarifa promedio E4
Antioquia	468.8
Caribe	397.0
Bogotá	437.9
Central	504.5
Nuevos departamentos y Oriental	493.2
Pacífica	496.8
Total	465.8

Nota: Unidades se encuentran expresadas en pesos por kWh. Cálculos propios con información del SUI de la Superintendencia de Servicios

Gráfica 29. Evolución del costo medio de provisión de energía eléctrica (medido por tarifa plena)



Nota: cálculos propios con información del SUI de la Superintendencia de Servicios

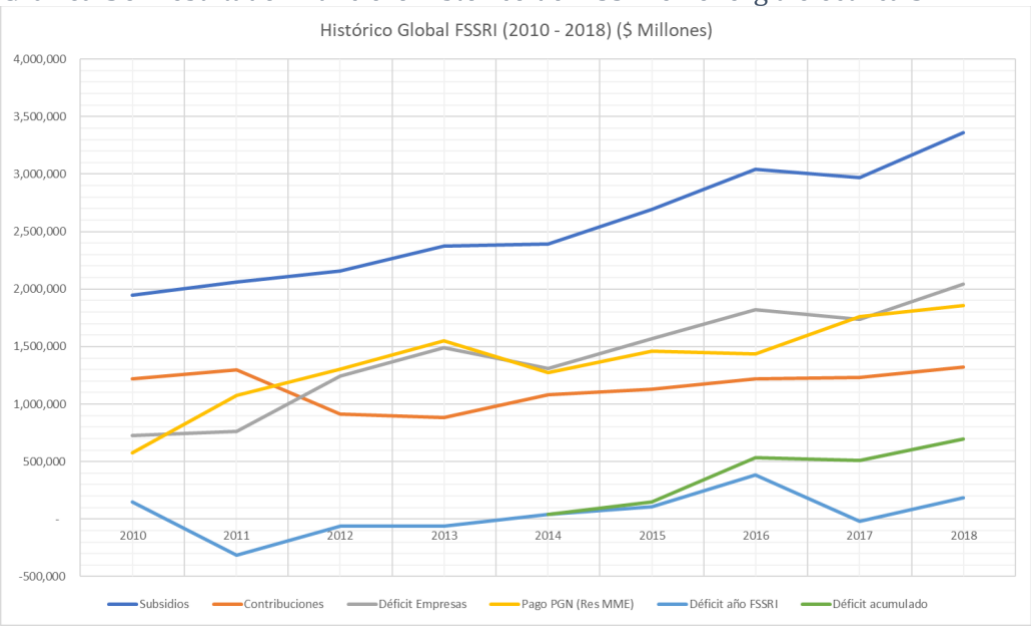
3.5. Evaluación de impactos a las empresas distribuidoras.

Según cifras de ASOCODIS, a julio de 2019 el Fondo adeudaba a las empresas distribuidoras de energía eléctrica 870 mil millones de pesos, y las apropiaciones ya concretadas en el Presupuesto de la Nación implican que la deuda se mantendrá en niveles no menores a éste hacia 2020. Con déficits mensuales de cerca de 150 mil millones, esto implica un atraso de los pagos de cerca de seis meses. La Gráfica 30 muestra que la deuda del gobierno con las empresas distribuidoras del FSSRI ha venido creciendo desde 2010 a la actualidad.

Si bien las empresas distribuidoras se benefician de los subsidios dado que mantienen niveles de consumo que se sostienen con el aporte de los contribuyentes y la Nación, y reducen su riesgo de cartera, éstas asumen el costo de operar la administración del sistema de subsidios cruzados. Con la situación presupuestal del Fondo de los últimos años, los operadores regionales han tenido que asumir el costo de generar el flujo de caja para financiar el sistema por al menos el número de meses en que se demora el giro de subsidios a cargo de la Nación. Con el fin de contrarrestar la afectación que esto puede generar en las empresas, la regulación que establece la fórmula de remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica reconoce la "remuneración por el costo financiero asociado al giro de los subsidios al comercializador deficitario"[78] .

Para el caso de gas, la deuda con las empresas actualmente es de aproximadamente 350 mil millones, con un atraso de pagos cercano a ocho meses a fines de octubre. A diferencia de la metodología tarifaria de comercialización de energía eléctrica, en gas no existe un reconocimiento del costo financiero asociado al tiempo que requiere la Nación para pagar el subsidio fiscal que cubre el déficit por contribuciones.

Gráfica 30. Resultado financiero histórico del FSSRI en energía eléctrica SIN



Nota: Cálculos propios. Fuente Ministerio de Minas y Energía

4. Evaluación de esquemas alternativos de subsidios en energía eléctrica

Se evalúa la bondad de la focalización para brindar apoyo a hogares de baja capacidad económica, así como el desempeño financiero del FSSRI (del sistema eléctrico interconectado) ante escenarios alternativos de diseño del esquema de subsidios. Estos escenarios modifican parámetros y reglas del sistema de subsidios, incluyendo los criterios para acceder al subsidio, los porcentajes de subsidio, y el nivel de consumo de subsistencia. A diferencia de simulaciones

[78] Esta remuneración se incorporó en la Resolución CREG 180 de 2014 y fue aclarada en el Resolución CREG No. 019 de 2018.

previas sobre el potencial impacto de reformas al sistema, nuestra evaluación toma en cuenta el hecho de que el consumo de energía es sensible a cambios en su precio, (es decir, se incorpora la elasticidad precio de la demanda de energía en nuestras simulaciones), de manera que reducciones de los niveles de subsidio o los grupos de usuarios subsidiados inducirán reducciones en el consumo que es necesario contemplar. Incorporar esta dimensión nos lleva a desaconsejar esquemas de reforma que se evaluaron positivamente en estudios previos.

Cabe señalar que, a la fecha de elaboración de este documento, están en curso diferentes iniciativas gubernamentales para mejorar las herramientas de focalización del gasto público social. Por una parte, se está adelantando el proceso de recolección de información para implementación del SISBEN IV. El SISBEN es un sistema de puntuación de los hogares de acuerdo con su capacidad socioeconómica; esta cuarta ronda del sistema asignará a los hogares puntajes con base en su ingreso potencial, predicho a partir de características sociodemográficas del hogar y físicas de su vivienda[79]. Así mismo, el Gobierno adelanta la Misión de Estratificación para revisar el diseño y supervisión del mecanismo de clasificación de la población por estratos. Por su parte, desde la UPME dirigían la actualización de la información de consumo para establecer niveles razonables de consumo a subsidiar. Aunque actualmente no hay resultados definitivos de estas iniciativas que tocan aspectos que determinantes en el diseño y focalización de los subsidios energéticos, por lo cual esta evaluación tiene en cuenta escenarios de focalización a partir de puntajes SISBEN que, aunque hipotéticos, se calculan con base en la metodología que efectivamente se usará para el sistema SISBEN IV. También se incorporan algunos escenarios con reducciones importantes del nivel del consumo de subsistencia, anticipando que, en línea con lo encontrado en otros países y en estudios previos para Colombia, los estudios técnicos de la UPME pueden arrojar que el nivel mínimo razonable de consumo es sustancialmente inferior al actual parámetro de consumo de subsistencia.

4.1. Escenarios indicativos

A manera de ilustración sobre el impacto potencial de modificar cada regla o parámetro, se evalúan primero unos escenarios indicativos que modifican uno a uno esos parámetros. Estos primeros escenarios son o imposibles de implementar o ampliamente insuficientes o inadecuados para solucionar los problemas del FSSRI, pero resultan ilustrativos. A partir de los resultados de estas simulaciones parciales, se evaluará luego esquemas factibles de reforma integral. Los escenarios indicativos analizados se resumen en el Cuadro 18, panel A (y se describen en mayor detalle en la nota al pie del Cuadro 19).

Nuestra evaluación de la bondad de la focalización se hace con base en los impactos sobre familias con bajo nivel de puntaje SISBEN: su acceso al subsidio, el efecto en su consumo y en el porcentaje de sus gastos que se dedican a energía eléctrica, el nivel de subsidio que reciben. Medimos la capacidad socioeconómica a través de niveles bajos de puntaje SISBEN en lugar de niveles bajos de ingresos porque, mientras el ingreso es un indicador parcial de capacidad socioeconómica, el puntaje SISBEN en el sistema SISBEN IV, que empleamos aquí, toma en

[79] El SISBEN clasifica los hogares de acuerdo con sus condiciones socioeconómicas. Se encuentra en elaboración la ronda IV, que asignará a cada hogar inscrito un puntaje que reflejará su capacidad de generación de ingresos, a partir de múltiples características observables de los miembros del hogar y del lugar en que residen. El SISBEN cubre en la actualidad más del 60% de la población y se utiliza como mecanismo de focalización de diversos programas sociales del Estado. Cualquier hogar o persona que aspire a beneficiarse de estos programas sociales debe estar registrado en el SISBEN, por lo que se puede presumir que quienes no están en el sistema son miembros de hogares que no están en condición de vulnerabilidad.

cuenta las diferentes dimensiones que afectan la capacidad socieconómica: nivel educativo, conformación sociodemográfica del hogar, condiciones de la vivienda. El. Utilizamos puntajes hipotéticos calculados por el Departamento Nacional de Planeación para cada uno de los hogares encuestados en el Encuesta Nacional de Presupuestos de los Hogares 2017, con base en la información recolectada en la encuesta. Aunque hipotéticos, estos puntajes reflejan la realidad de los puntajes que recibirán esos hogares una vez el sistema se implemente. Los hogares incluidos en la encuesta, a su vez, son representativos de la población colombiana en las zonas cubiertas por el SIN, que evaluamos aquí.

Cuadro 18. Parámetros y reglas de los escenarios simulados: electricidad

	Status Quo	Focalización en pobreza monetaria	Sin estrato 3	Ajuste automático	Consumo FMI	Cambia Cs
Panel A: Escenarios parciales						
Criterio de inclusión en el subsidio	E1, E2, o E3	E1, E2 o E3 e ingreso en 30% inferior	E1 o E2	Status quo	E1, E2 o E3 y Consumo<Cs	Status quo
C. subsidiado (kWh) Altura <1000	130	Status quo	Status quo	Status quo	105	105
C. subsidiado (kWh) Altura >1000	173	Status quo	Status quo	Status quo	163	163
Porcentaje de subsidio	Max 60% (E1), 50% (E2), 15% (E3)	Status quo	Status quo	Status quo *(Contribuciones / Subsidios)	Status quo	Status quo

	SISBEN	Consumo límite en dos tramos: entrada y subsidiado		Consumo límite meta: entrada converge a subsidiado	
Panel B: Escenarios factibles					
		Alto	Bajo	Alto	Bajo
Criterio de inclusión en el subsidio	E1, E2 o E3 y puntaje SISBEN IV en 30% inferior de la población	Consumo < C. de entrada		Consumo < C. subsidiado (=C. entrada)	
C. entrada (kWh) por altura: <500, 500-1000, >1000.	No aplica	Percentil 75 del consumo: 200, 173, 156	Percentil 75 del consumo: 200, 173, 156	Percentil 60 del consumo: 173, 130, 130.	173, 130, 105.
C. subsidiado (kWH) por altura: <500, 500-1000, >1000.	Status quo	Percentil 60 del consumo: 173, 130, 130.	173, 130, 105.	Percentil 60 del consumo: 173, 130, 130.	173, 130, 105.
Porcentaje de subsidio	Status quo	Status quo	Status quo	Status quo	Status quo

Cuadro 19. Indicadores de focalización y desempeño financiero de los escenarios parciales del esquema de subsidios en electricidad

	Status quo	No subsidio	Focalización en pobreza monetaria	Sin estrato 3	Ajuste automático de tarifas	Baja Cs a 163-105 (C del 40% más pobre)	Baja Cs y solo se subsidia si C<CS(FMI)
	[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]	[7]
Error de inclusión SISBEN: hogares subsidiados por encima del 30% inferior por SISBEN	59,6%	0,0%	8,2%	39,7%	59,6%	59,6%	37,5%
Error de exclusión SISBEN: hogares no subsidiados en el 30% inferior por SISBEN	0,4%	32,6%	12,7%	3,0%	0,4%	0,4%	8,1%
Subsidio promedio en pesos: hogares en el 30% inferior por SISBEN	24.085	0	15.473	23.507	7.548	22.613	15.181
Subsidio promedio en pesos	20.459	0	7.069	18.679	6.658	19.036	11.573
Gasto en energía como porcentaje del ingreso del hogar en el 30% inferior por SISBEN	5,6%	6,6%	5,7%	5,6%	6,1%	5,8%	5,0%
Gasto en energía como porcentaje del ingreso del hogar	4,6%	5,3%	4,8%	4,7%	5,0%	4,7%	4,8%
Porcentaje de hogares que son subsidiados	91,8%	0,0%	28,1%	69,3%	91,8%	91,8%	62,0%
Deficit total (miles de millones de pesos)	154,7	0,0	-7,3	133,2	-12,2	137,5	47,2

Nota:

[1] Status Quo: Mantener los criterios de subsidio actuales

[2] No subsidio: sin subsidios o contribuciones

[3] Focalización en Pobreza Monetaria: Escenario en que se subsidia hogares en el 30% de menores ingresos.

[4] Sin estrato 3: Escenario en que, como en la propuesta inicial del Plan de Desarrollo presentada por el gobierno en 2019, se elimina el subsidio para el estrato 3.

[5] Ajuste automático de tarifas: Reduce los porcentajes de subsidio aplicados en los estratos 1, 2 y 3 de manera que se acerca el déficit a cero. Sigue el modelo del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) de Perú, en el cual existe un ajuste automático de esta naturaleza, si bien en ese caso los porcentajes subsidiados y las sobretasas de contribución son mucho menores a las del FSSRI, por lo cual el impacto negativo de la variación en tarifas sobre los presupuestos de los hogares es muy limitado

[6] Baja Cs: El nuevo nivel de consumo subsidiable, en cada piso térmico, corresponde al promedio del consumo de los cuatro deciles inferiores de ingreso: 163 kWh en alturas menores a 1000 metros sobre el nivel del mar, y 105 kWh en alturas mayores.

[7] Baja Cs y Consumo FMI: Escenario evaluado por el estudio reciente del FMI, en que se reduce el consumo subsidiable al nivel del escenario [6] y se limita la entrega de subsidios a los hogares de estrato 1, 2 y 3 que consumen por debajo de este nuevo nivel. Los demás hogares de estrato 1, 2 y 3 (así como los de estratos 4 a 6) no tienen ninguna fracción de su consumo subsidiada.

El Cuadro 19 resume los resultados de cada uno de estos escenarios en dimensiones relacionadas con el logro del objetivo de solidaridad y redistribución, la focalización del subsidio, y el resultado financiero. El escenario de "focalización por pobreza monetaria" muestra que es posible mantener el propósito de subsidiar las tarifas de los hogares en condición de pobreza, seguir entregando a esas familias el mismo nivel de subsidio que hoy obtienen, y al mismo tiempo balancear por completo las finanzas del sistema. Es decir, dejar de subsidiar a familias que no están en condición de pobreza sería, por sí sólo, suficiente para alcanzar la suficiencia financiera. Aunque éste es un escenario inviable en la medida en que los operadores y reguladores no observan el ingreso de las familias ni pueden, por tanto, otorgar tarifas diferenciales a quienes tienen bajos ingresos, muestra que los problemas financieros del sistema son una consecuencia del problema principal de ausencia de verdadera focalización.

El Cuadro 19 también muestra que: 1) para reducir el déficit de manera apreciable al tiempo que se minimiza el impacto negativo sobre el nivel de subsidio de los hogares más pobres, es indispensable recortar de manera decidida el número de hogares que reciben subsidios, y hacerlo mediante un mecanismo que enfoque esos recursos en familias de mayor capacidad económica. Además del escenario de focalización por pobreza monetaria, el escenario de la columna 7, que restringe los subsidios a los hogares cuyo consumo no supera una cierta cota, se mueve en esa dirección, si bien excluye del subsidio a un porcentaje no despreciable de familias en condición de pobreza. 2) Reducciones de los parámetros de consumo de subsistencia o porcentajes de subsidio sólo pueden impactar el déficit a costa de amplios recortes a los subsidios de las familias que sí están en condición de pobreza, y en ese sentido empeoran la focalización. Aunque puede haber un impacto fiscal apreciable con una modificación suficientemente fuerte de esos parámetros, éste no se justifica en una mejora de la focalización y de hecho impacta de manera negativa el consumo y la asignación de recusos de los hogares más vulnerables. 3) Eliminar el subsidio del estrato 3 empeora la focalización al inducir la exclusión de algunos hogares que están en este estrato a pesar de encontrarse en condición de pobreza, al tiempo que tiene un impacto débil sobre la suficiencia financiera del Fondo.

4.2. Escenarios factibles para la reforma

Esta sección propone y evalúa escenarios alternativos de reforma al sistema. Dado el análisis previo, nos concentramos en reformas al sistema que priorizan una mejora en la focalización. Aunque éstos tienen impactos fiscales importantes, tales impactos son resultado de la mejor focalización, y no el objetivo per se de la reforma. El análisis anterior mostró que estos objetivos combinados requieren reformas que excluyen del subsidio a hogares que no lo requieren. También que cambios a las tarifas de subsidio y al nivel de consumo subsidiado no sólo empeoran la focalización por afectar de forma más importante a los hogares para quienes el gasto de energía pesa más en sus gastos, sino que requieren modificaciones más radicales a los parámetros para lograr un impacto fiscal amplio. Es por esta razón que las propuestas de reforma aquí contempladas dejan de lado cambios tarifarios. Por lo mismo, sólo evaluamos el nivel de consumo de subsistencia en la medida en que el nivel de consumo pueda ser empleado como mecanismo de focalización y no sólo como límite al valor del subsidio.

4.2.1. Escenario de focalización por criterios de capacidad socioeconómica

La evaluación de escenarios parciales deja como conclusión evidente que la reforma ideal tendrá como prioridad una mejora de la focalización que, dado el cubrimiento prácticamente universal de subsidios a la energía eléctrica, implica excluir a hogares que hoy en día reciben

estos subsidios sin requerirlos. Focalizar el subsidio con base en el ingreso de las familias—como en el escenario de "focalización por pobreza monetaria" los Cuadros 18.A. y 19 es inviable porque ni las empresas distribuidoras ni el regulador del mercado observan el nivel de ingreso de los suscriptores, y por tanto no pueden condicionar la tarifa que cobran a un cierto nivel de ingresos. El Estado Colombiano, sin embargo, sí tiene una herramienta de focalización que le permite clasificar a los hogares de acuerdo con su capacidad económica: el puntaje SISBEN, que, como se explicó atrás, es un mecanismo de clasificación de hogares de acuerdo con su capacidad socioeconómica.[80] Se puede por tanto contemplar la posibilidad de que la recepción de subsidios de energía se condicione a tener un cierto puntaje en ese nivel de clasificación.

En particular, se propone y evalúa la posibilidad de que sólo reciban subsidios de energía los hogares de estratos 1, 2 y 3 que se encuentren en los niveles de puntaje SISBEN que los clasifiquen como vulnerables. Mantenemos la condicionalidad de estar ubicado en estratos 1, 2 y 3 por una consideración pragmática que busca minimizar los cambios necesarios al sistema actual de subsidios para hacer más factible y expedita la implementación de la reforma, si bien el análisis mostrado anteriormente sugiere que sería ideal revaluar el uso mismo del sistema de estratificación como herramienta de focalización.

En materia de estratificación, el Departamento Nacional de Estadísticas – DANE realizó un piloto para identificar la consistencia entre los estratos establecidos municipalmente y la información de la ENPH (2017). En línea con lo evidenciado en las Gráficas 15 y 18 de este documento, los resultados del piloto muestran[81] consistencia sólo para el 54,6% de los predios. El error de subestimación- equivalente al error de inclusión-, indica que al 39,4% de los predios se les asignó un estrato inferior al que le corresponde, mientras al 6% de los predios habían sido sobrestimados- error de inclusión-, dado que les asignaron un estrato superior al que les correspondía. Para corregir esta desviación, el DANE ha propuesto la creación del el Sistema de información para gestionar la estratificación y las coberturas en servicios públicos domiciliarios -SIGESCO, con el cual busca gestionar de manera integral y georreferenciada la información de servicios públicos domiciliarios, de estratificación socioeconómica y del catastro de suscriptores. Contar con un sistema centralizado permitirá al DANE verificar la correcta aplicación de la metodología de estratificación por parte de los alcaldes y dará herramientas concretas tanto a los formuladores de la política de servicios públicos como a la SSPD. La implementación de la metodología de gestión de la información iniciará en 2020.

En cuanto al puntaje SISBEN límite que permitiría el acceso al subsidio, no existe en la actualidad una guía de política pública sobre qué fracción de la población debe ser receptora de subsidios financiados por el resto de la población. Para las simulaciones, elegimos un nivel de 30%, de manera que restringimos la entrega de subsidios a hogares de estratos 1, 2 y 3 que por puntaje SISBEN están en el 30% inferior de los hogares en el total nacional. Esto considerando el nivel de pobreza monetaria en el país, de 27% (la pobreza multidimensional es mucho más baja, por debajo del 20%), y el hecho de que un hogar en condición de pobreza monetaria es sin duda uno que requiere contar con apoyo externo para mantener un acceso efectivo razonable al servicio de energía.

[80] El SISBEN clasifica los hogares de acuerdo con sus condiciones socioeconómicas. Se encuentra en elaboración la ronda IV, que asignará a cada hogar inscrito un puntaje que reflejará su capacidad de generación de ingresos, a partir de múltiples características observables de los miembros del hogar y del lugar en que residen. El SISBEN cubre en la actualidad más del 60% de la población y se utiliza como mecanismo de focalización de diversos programas sociales del Estado. Cualquier hogar o persona que aspire a beneficiarse de estos programas sociales debe estar registrado en el SISBEN, por lo que se puede presumir que quienes no están en el sistema son miembros de hogares que no están en condición de vulnerabilidad.
[81] Dane. Presentación del SIGESCO, octubre de 2019.

Sin embargo, la fracción de población subsidiable es un criterio que debe ser objeto de discusión política y social, y podría incluir no sólo a los hogares en condición de pobreza sino también a otros con capacidad socioeconómica limitada, que forman parte de la llamada "clase media vulnerable". Esto, sin olvidar que un mayor cubrimiento de subsidios implica un mayor nivel de déficit del Fondo, y que los recursos que se empleen para cubrir ese déficit dejan de estar disponibles para cubrir otras necesidades sociales. Los parámetros empleados en la simulación de este escenario, que denominamos el escenario "SISBEN", se resumen en el Cuadro 18, Panel B, mientras los efectos proyectados de implementarlo se muestran en el Cuadro 20, columna 2.

Restringir la entrega de subsidios a los hogares con puntajes en el 30% inferior del SISBEN produce efectos que se acercan de manera notable a los resultados del esquema ideal de "focalización por pobreza monetaria" del cuadro 19. Este esquema reduce de forma decidida las filtraciones de subsidios a hogares que no lo necesitan, al tiempo que protege el nivel de subsidios entregados a los hogares en condición de vulnerabilidad y acerca el FSSRI a un nivel de suficiencia financiera. Los errores de inclusión y exclusión medidos definiendo perfecta focalización como entrega a un hogar si y sólo si está en el 30% inferior del SISBEN, (sujeto a las consideraciones ya discutidas), se llevan prácticamente a cero por construcción aunque persiste un mínimo error de exclusión por hogares pobres en estratos 4 a 6. El gasto en energía de los hogares pobres, su consumo de energía y el nivel de subsidio para estos hogares se mantiene constante. El déficit se reduce de cerca de 150mil millones de pesos mensuales a menos de diez mil, y las cargas se distribuyen de manera que las regiones con mayor nivel de ingreso generan superávits que financian los déficits de las regiones más pobres. Así, el esquema permite que haya un subsidio cruzado entre hogares de mayor y menos capacidad económica, no sólo dentro de una región, sino también a través de regiones tan heterogéneas en riqueza como Bogotá y la Costa Caribe (Cuadro 21).

Cuadro 20. Indicadores de focalización y desempeño financiero de los escenarios factibles del esquema de subsidios en electricidad

	Status quo [1]	SISBEN [2]	Consumo límite (Cs = C de entrada: 173, 130 bajo y sobre 1000 msnm) [5]	SISBEN y límite en dos tramos (C. de entrada: 155, 141.4 y Cs 91, 86.7 bajo y sobre 1000 msnm) [3]	SISBEN y límite en dos tramos (C. de entrada: 155, 134.5, 141.4 y Cs 91, 75.2, 86.7 bajo y sobre 1000 y 500 msnm) [4]
Error de inclusión SISBEN: hogares subsidiados por encima del 30% inferior por SISBEN	59,6%	0,0%	42,2%	0,0%	0,0%
Error de exclusión SISBEN: hogares no subsidiados en el 30% inferior por SISBEN	0,4%	0,4%	6,2%	4,1%	6,4%
Subsidio promedio en pesos: hogares en el 30% inferior de puntaje SISBEN	24.085	24.085	17.101	18.805	13.490
Subsidio residencial promedio en pesos	20.459	8.377	13.419	6.537	4.673
Promedio consumo de energía en kWh: hogares en el 30% de puntaje SISBEN	141,40	141,40	116,08	121,92	115,72
Promedio consumo de energía en kWh	149	133	130	127	125
Gasto en energía como porcentaje del ingreso del hogar: hogares en el 30% inferior por SISBEN	5,6%	5,6%	4,9%	5,3%	5,5%
Gasto en energía como porcentaje del ingreso del hogar	4,6%	5,0%	4,3%	4,9%	5,0%
Porcentaje de hogares que son subsidiados	91,8%	32,2%	68,5%	28,4%	26,2%
Deficit total (miles de millones de pesos)	154,7	8,6	69,5	-13,9	-29,6

Cuadro 21. Déficit, subsidios y contribuciones por escenario y región

Region	Status quo	SISBEN	Consumo límite (Cs = C de entrada: 173, 130 bajo y sobre 1000 msnm)	SISBEN y límite en dos tramos (C. de entrada: 155, 141.4 y Cs 91, 86.7 bajo y sobre 1000 msnm)	SISBEN y límite en dos tramos (C. de entrada: 155, 134.5, 141.4 y Cs 91, 75.2, 86.7 bajo y sobre 1000 y 500 msnm)
			Panel 1. Déficit		
Antioquia	18,5	-2,3	8,2	-3,5	-6,5
Caribe	37,0	8,8	13,6	-7,6	-6,3
Bogotá	7,6	-15,4	-3,7	-13,7	-14,9
Central	34,2	6,0	20,4	5,0	-0,7
Nuevos departamentos y Oriental	27,4	4,2	14,0	1,5	-2,4
Pacífica	29,9	7,2	17,0	4,3	1,2
Total	154,7	8,6	69,5	-13,9	-29,6
			Panel 2. Subsidios		
Antioquia	33,2	12,4	23,0	11,3	7,5
Caribe	56,4	28,2	32,9	11,8	11,8
Bogotá	29,0	5,9	17,7	7,8	3,7
Central	47,6	19,4	33,7	18,4	12,0
Nuevos departamentos y Oriental	39,0	15,8	25,6	13,1	8,8
Pacífica	42,3	19,6	29,4	16,7	12,7
Total	247,5	101,3	162,3	79,1	56,5
			Panel 3. Contribuciones		
Antioquia	14,8	14,8	14,8	14,8	14,0
Caribe	19,3	19,3	19,3	19,4	18,0
Bogotá	21,3	21,3	21,3	21,4	18,6
Central	13,3	13,3	13,3	13,3	12,7
Nuevos departamentos y Oriental	11,6	11,6	11,6	11,6	11,2
Pacífica	12,4	12,4	12,4	12,4	11,5
Total	92,8	92,8	92,8	93,0	86,1

Cuadro 22. Indicadores de focalización y desempeño financiero de los escenarios factibles del esquema de subsidios en gas por redes

	Status quo	SISBEN	Consumo límite en dos tramos: entrada y subsidiado	Consumo límite meta: entrada converge a subsidiado "Alto"	Consumo límite meta: entrada converge a subsidiado "Bajo"
	[1]	[2]	[3]	[4]	[5]
Error de inclusión SISBEN: hogares subsidiados por encima del 30% inferior por SISBEN	36.6%	0.0%	32.7%	24.7%	21.8%
Error de exclusión SISBEN: hogares no subsidiados en el 30% inferior por SISBEN	4.6%	4.6%	8.9%	15.8%	18.0%
Error de inclusión ingreso: hogares subsidiados por encima de 30% inferior de ingresos	44.3%	12.2%	39.1%	28.9%	25.5%
Error de exclusión ingreso: hogares no subsidiados por debajo de la línea de pobreza	2.8%	7.4%	5.8%	10.5%	12.2%
Error de inclusión ingreso: hogares subsidiados en el 30% de mayores ingresos	13.6%	1.2%	12.2%	9.6%	8.7%
Subsidio promedio en pesos: hogares en el 30% inferior por SISBEN	12,360	12,360	9,725	5,494	4,224
Subsidio promedio en pesos: hogares por debajo de la linea de pobreza	12,382	9,613	9,801	5,628	4,291
Porcentaje de hogares que son subsidiados	62.8%	26.2%	54.6%	39.7%	34.6%
Deficit total (miles de millones de pesos)	58.2	22.7	46.7	25.4	18.8

Nota: En la columna 3 el consumo de entrada es 30 m3 y el subsidiado 20 m3. EN la columna 4 ambos límites son 20 m3. En la columna 5 ambos límites son 18 m3.

El Cuadro 22 muestra resultados de adicionar focalización por SISBEN para el caso del gas por redes. El esquema es análogo al analizado para el caso de electricidad: se subsidia a hogares de los estratos actualmente subsidiados (1 y 2) sólo si se encuentran en el 30% inferior de los hogares, clasificados por puntaje SISBEN. Se observa que para el caso de gas el esquema es también virtuoso: se reduce la filtración hacia hogares no vulnerables y se reduce el déficit del sistema, si bien la mejora financiera es proporcionalmente menor que para el caso de electricidad. (Sin embargo, en las simulaciones para el caso de gas no consideramos la elasticidad de la demanda de gas a su precio, por no existir un estimativo oficial de esta elasticidad, y porque el sistema tarifario con un tramo fijo y uno variable hace que esa proyección dependa de muchos más supuestos ad hoc que si la tarifa plena fuera lineal, como en el caso de electricidad.)

En la medida en que la Ley del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 ya contempla la combinación de puntajes de SISBEN con el criterio de estratos para la entrega de subsidios, el camino legal para la implementación de este escenario está ya recorrido. Sin embargo, sí se requiere de adaptaciones administrativas que pueden acarrear elevados costos de implementación que se discuten más adelante. Más en general, añadir el criterio de SISBEN tiene ganancias y riesgos que discutimos a continuación:

1. **Incentivos a la manipulación de estratificación vs. SISBEN:** Hay incentivos perversos en la definición de estratos. Mientras que son las autoridades locales las que definen la estratificación en cada municipio, los costos de los subsidios no cubiertos por contribuciones los asume el fisco nacional. En este contexto, quienes definen la estratificación enfrentan incentivos para aumentar el cubrimiento de los estratos subsidiados, pues se benefician de los réditos políticos de estos aumentos sin asumir sus costos fiscales. Esto ha redundado en que prácticamente la totalidad de la población se clasifique en estratos 1 a 3. Aunque las autoridades locales también están a cargo de la recolección de los datos y de la introducción de nuevos registros del SISBEN, éste ha tenido mayor monitoreo centralizado que la estratificación. El SISBEN IV, además, prevé la administración centralizada de las bases de datos y chequeos de la información allí recogida con diferentes registros administrativos. Por supuesto, una solución alternativa a los problemas de focalización del gasto en servicios públicos, es reformular el sistema de estratificación. Si bien tal reforma es necesaria, resulta improbable que los problemas de incentivos en la asignación de estratos a los que nos referimos aquí se solucionen con una reformulación de los parámetros de la estratificación.

2. **Problemas en la correcta actualización de la información del SISBEN:** Aunque en cada "ronda" del sistema SISBEN la asignación inicial de puntajes SISBEN a hogares parte de una recolección cuidadosa y directa de información sobre los mismos, la introducción de nuevos registros luego de esa asignación inicial y la actualización de la información de registros existentes en el SISBEN tienen mecanismos de verificación más débiles. Las actualizaciones, en general, buscan reducir los puntajes de quienes son sujetos de estas actualizaciones. La consecuencia es la ampliación progresiva del grupo de hogares en niveles bajos de los puntajes SISBEN. Aunque el SISBEN IV contempla mecanismos de administración centralizada de las bases de datos y chequeo de la información con bases administrativas, es previsible que esta problemática persistirá. Por ello, si la recepción de subsidios de energía se condiciona a un cierto puntaje de SISBEN, el nivel límite de este puntaje debería ajustarse periódicamente para: 1) reflejar cambios en las condiciones socioeconómicas de la población colombiana, y 2) evitar que eventuales manipulaciones de los puntajes amplíen de forma indebida la franja de hogares subsidiados reintroduciendo amplias filtraciones

hacia hogares de alta capacidad económica y deteriorando de nuevo la salud financiera del sistema. Una forma de cumplir con este objetivo es atar el límite de puntaje SISBEN cubierto por el subsidio a la tarifa de energía al nivel de pobreza medido por el DANE, con actualizaciones periódicas. Un ejemplo del esquema que podría operar es subsidiar al X% inferior de puntajes SISBEN, donde X es igual a la fracción de hogares en pobreza más un cierto nivel adicional.

3. **Entrega del subsidio condicionado a puntajes del SISBEN**: La entrega de subsidios de energía se hace actualmente a través de reducciones en el valor de la factura. Si se deja en cabeza de los distribuidores condicionar el subsidio al puntaje SISBEN, será necesario que los distribuidores incorporen a sus sistemas de información el puntaje SISBEN del responsable de la cuenta, lo que a su vez exigirá implementar mecanismos de verificación de la identidad y la identificación de esa persona, innecesarios actualmente. En ese escenario será difícil mitigar los riesgos de manipulación y fraude por parte de clientes que buscan ser subsidiados, incluyendo el múltiple uso del puntaje SISBEN de un mismo hogar para recibir subsidios sobre distintos contadores. Para cualquier distribuidor incorporar la información que le permitiría hacer esos chequeos es extremadamente costoso, lo cual impondría la necesidad de estudiar potenciales compensaciones, al tiempo que los incentivos que enfrentan los distribuidores no están alineados con la necesidad de tales verificaciones.

   En la medida en que sólo el SISBEN mismo consolida la información de todas las personas registradas, será indispensable una intervención centralizada para garantizar que el puntaje asociado a una familia sea utilizado para beneficiarse de subsidios en una sola cuenta de energía, y en una cuenta que efectivamente corresponde a esa familia. Alternativamente, se puede modificar el sistema de entrega del subsidio para que la responsabilidad de su manejo no quede en cabeza de la empresa distribuidora. La entrega de subsidios a la energía podría ser administrada directamente por el Estado, por ejemplo, a través de cupones electrónicos de destinación específica a máximo una empresa distribuidora de energía (en cada modalidad: electricidad, gas). El mecanismo podría contemplarse tanto para el caso de energía eléctrica como para el de gas, o podría también considerarse un monto conjunto máximo, constituyéndose así en un sistema "subsidio energético" único. La entrega directa por parte del Estado implicaría también la necesidad de desarrollar un sistema efectivo de traslado por parte de las empresas de lo recolectado en contribuciones de los estratos que enfrentan una sobretasa, y de monitoreo por parte del gobierno de la correcta liquidación de estas cuentas.

4. **Oportunidad de la implementación:** Por lo mencionado en el punto 3, la eventual implementación de este esquema de subsidio condicionado requiere una serie de precondiciones que aún no están dadas. A éstas se les suma el hecho de que el SISBEN IV está aún en fase de recolección, y por tanto no está disponible para su inmediato uso, si bien debería estarlo en pocos meses. Además, tanto si la entrega de subsidios se hace a través de reducciones de la factura como si es una entrega directa por parte del Estado, será necesario realizar pilotos del sistema de entrega que se pretenda implementar, por ejemplo, probando el sistema con los usuarios y distribuidores de un municipio pequeño. Esto con el fin de anticipar las dificultades y costos que acarrearía una implementación a gran escala y realizar los ajustes necesarios. También es conveniente considerar una implementación progresiva de la focalización por SISBEN, comenzando por una condicionalidad de SISBEN que excluya sólo a los más ricos entre los hogares que actualmente reciben el subsidio, y

haciendo esa condicionalidad cada vez más exigente en un cierto lapso de tiempo.[82]

Es posible considerar también mecanismos de focalización por condiciones socioeconómicas que utilicen herramientas diferentes al SISBEN. Una herramienta alternativa al SISBEN podría ser el registro de ingresos declarados al fisco, que es la herramienta de focalización usual en países desarrollados. Colombia está lejos de tener un sistema tributario y una capacidad fiscal que le permitan recoger información universal sobre los ingresos de las personas, si bien desarrollar esa capacidad debe ser un objetivo de mediano plazo, y por tanto se puede pensar en un escenario ideal futuro en que la focalización de los subsidios de energía (y otros subsidios a las personas) se base en la declaración de ingresos de las personas.

Ahora bien, el país no cuenta con información de ingresos de todos los colombianos, sin embargo, la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales- DIAN con información muy valiosa sobre las personas de mayores ingresos, cuando éstos se derivan de actividades formales, tal información podría emplearse para excluir del recibo de subsidios de energía a algunos hogares de alta capacidad económica, cuyas viviendas se encuentran en estratos subsidiados. Dado el nivel de filtración de usuarios de altos ingresos que reciben subsidios energéticos (Gráfica 16), una medida de focalización como la propuesta generaría un ahorro importante para el fisco. No obstante, la información que administra la DIAN[83], sea recibida directamente de los contribuyentes u obtenida por fuentes exógenas cuenta con especial protección constitucional y legal. La protección de datos personales implica que el acceso y la circulación de la información es restringida, y su uso es reservado y goza de confidencialidad, por lo tanto, sólo admite usos estrictamente autorizados por vía legal. La Ley ha autorizado el uso de la información administrada por la DIAN para efectos tributarios y judiciales, así como el levantamiento de la reserva de la declaración de renta para verificación del pago de aportes parafiscales a través del cruce de información[84]. No existe una autorización general de la información para fines fiscales (como podría ser la focalización de los subsidios) ni una específica para el sector servicios públicos que permita adelantar el cruce de información sugerido.

De otro lado, la implementación de un mecanismo de este tipo, implica además de los costos administrativos de que el Ministerio administre la información (no parece posible que entreguen esa autorización a un particular), los costos de los prestadores de validar las personas naturales asociadas al usuario que hoy en día está vinculado al predio. En todo caso, esta opción debe evaluarse contra la alternativa de enfocar los recursos de la transición del sistema hacia uno focalizado por el puntaje de SISBEN.

Esta posibilidad, de todas maneras, tendría un menor alcance en términos de mejorar la focalización que la condicionalidad por puntaje de SISBEN, por contarse con información sólo sobre los individuos de ingresos más altos y formales. Implicaría también algunos de los mismos costosos ajustes administrativo, incluyendo los que permitirían a las empresas prestadoras del servicio identificar a las personas que residen en la vivienda a la que se presta el servicio y cruzar esta información con la del ingreso de las personas.

[82]Como el sistema condicionado se basa en subsidiar sólo a los hogares (dentro de estratos 1 a 3) que tengan puntaje SISBEN bajo cierto límite, se puede empezar estableciendo un puntaje de corte que cubra a una fracción relativamente alta de la población, digamos 60%, e ir reduciendo ese puntaje paulatinamente hasta llegar a una fracción equivalente a la de población en pobreza, o cualquier nivel meta que se decida.

[83] Este aspecto se verificó con el equipo de la Subdirección de Gestión de Análisis Operacional de la DIAN.

[84] Para cumplir esta finalidad, la DIAN y la Unidad de Pensiones y Parafiscales UGPP tienen un convenio de colaboración que incluye el protocolo del uso de la información.

4.2.2. Escenario de focalización por estrato y nivel de consumo

Establecer que los suscriptores que superen ciertos umbrales de consumo no son receptores de ningún nivel subsidio es otra posibilidad que en el pasado se ha sugerido para reducir la filtración de subsidios hacia hogares de altos ingresos, al tiempo que reduciría la presión financiera sobre el FSSRI. Como en general el consumo es mayor en hogares con ingresos más altos, es posible que este sistema proteja en alguna medida los subsidios de los hogares más vulnerables. Un límite a la recepción de subsidios para hogares con consumo inferior a un cierto nivel podría generar también incentivos virtuosos al uso eficiente de la energía, particularmente atractivos en momentos en que la protección de los recursos que dan origen a la energía se ha tornado prioritaria. De otra parte, es claro que una focalización basada en el nivel de consumo resulta menos precisa que la que se obtiene al condicionar el subsidio a un nivel de SISBEN, implicando mayores errores de exclusión, pero también que su implementación es mucho más sencilla y expedita que la de esa alternativa. Es un esquema alternativo de focalización cuya bondad evaluamos por contraste con el escenario "SISBEN". Como en el caso de ese escenario, su implementación también puede ser progresiva, para facilitar la transición de los hogares que, sin requerirlo, vienen recibiendo un subsidio y deben adaptarse a dejar de recibirlo. En este caso, la progresividad consistiría en reducir el nivel límite de consumo de forma paulatina.

Los Cuadros 20-21 y las Gráficas 29-30 muestran los resultados de implementar esa condicionalidad adicional por nivel de consumo, bajo diferentes parametrizaciones. Se contempla un umbral de "consumo de entrada" igual al de "consumo subsidiado" actual. Los hogares de estrato 1, 2 y 3 cuyo consumo esté por debajo del nivel de "entrada" serían receptores del subsidio, y (como en el status quo) se les subsidiaría como máximo el nivel de consumo "subsidiado". Por el resto de su consumo pagan tarifa plena. Los hogares de esos estratos con consumo mayor al de entrada pagan la tarifa plena por todo su consumo. Los umbrales de consumo diferencian pisos térmicos bajo los 500 metros sobre el nivel del mar, entre 500 y 1000 metros, y por encima de 1000 metros. Como se discutió antes, es por encima y por debajo de 500 metros donde se presentan grandes diferencias en el consumo. Los demás parámetros y reglas se mantienen iguales al status quo. La parametrización de cada uno de los escenarios con límite de consumo contemplados se describe en las columnas 3-6 del panel B del Cuadro 18.

El Cuadro 20 muestra que, efectivamente, los límites en el consumo permiten reducir la filtración de subsidios a hogares de alta capacidad económica (el "error de inclusión"), al tiempo que se reduce el déficit del FSSRI. Los subsidios llegan principalmente a los hogares más vulnerables. Sin embargo, se genera una exclusión no despreciable de hogares que tienen esta condición, y el nivel de subsidio recibido por éstos se reduce y puede subir el gasto en energía como porcentaje del ingreso del hogar en forma muy marcada. Se generan mejoras significativas en el déficit del Fondo, y éstos en parte se dan por cortes al subsidio en los hogares que más lo requieren. Por estas razones, los límites en el consumo son menos convenientes que la condicionalidad basadas en el puntaje SISBEN u otro mecanismo directamente representativo de la capacidad económica del hogar.

En el caso de gas por redes, el esquema de eliminación de subsidios a suscriptores con consumos superiores a un cierto límite resulta mucho menos virtuoso. Los resultados se presentan en el Cuadro 22: en la columna 3 el consumo de entrada es 30 m3 y el subsidiado 20 m3; en la columna 4 ambos límites son 20 m3; y en la columna 5 ambos límites son 18 m3. Se

observa que, si bien límites de consumo de entrada suficientemente estrictos reducen el déficit del Fondo, no hay un impacto que se pueda calificar de positivo sobre la focalización. En particular, el error de exclusión crece de forma pronunciada y la reducción del error de inclusión es muy moderada. La razón del contraste de la bondad de este esquema en gas comparado con electricidad está en el hecho de que el consumo de gas está mucho menos correlacionado con la capacidad económica del hogar que el consumo de electricidad (Gráficos 23 y 24).

Una ventaja del acceso al subsidio definido en función del nivel del consumo es que puede estimular la búsqueda de eficiencia en el consumo por parte de los hogares, definida como la obtención del mismo nivel de comodidad con el mínimo uso de energía necesario. Las señales del sistema de subsidios actual no incentivan a los usuarios a ningún esfuerzo adicional de eficiencia en el uso, debido a que de partida todos los usuarios que se encuentra clasificados en los estratos E1, E2 y E3 reciben el subsidio fijo hasta el límite de los umbrales de consumo vigentes. Reducir progresivamente el nivel de consumo a subsidiar, genera señales económicas que incentivarían a los usuarios residenciales del servicio público de electricidad hacia la eficiencia energética. , si bien es difícil garantizar que la reducción del consumo que, efectivamente, se logra en este escenario (Cuadro 9, columna 3) sea reflejo de una mayor eficiencia energética por oposición a una reducción de niveles de confort, particularmente preocupantes en los segmentos más vulnerables de la población Trabajar en un cambio de hábitos de la población, así como en el uso de iluminación eficiente (LED) y equipos electrodomésticos eco-eficientes, ayudaría a propender por un cambio en la eficiencia del uso compatible con este escenario de reforma. Con independencia de las reformas al sistema de subsidios que finalmente se adopte, en cualquier caso, se recomienda al Gobierno política promover campañas informativas para diseminar el concepto de eficiencia energética, así como programas de reconversión focalizados en aquellas regiones que presentan mayor consumo.

4.2.3. Escenario combinado

Analizamos ahora la posibilidad de implementar una combinación de cambios al sistema, que incorpore los dos esquemas de focalización previamente estudiados con una reducción del consumo subsidiado (el hoy llamado "de subsistencia") y un posible ajuste para que ese consumo subsidiado difiera por tres pisos térmicos en lugar de dos. Este escenario combinado ha sido sugerido por diferentes actores del sector. El cuadro 9, columnas [4] y [5] estudia dos parametrizaciones que fueron sugeridas para un escenario combinado.

El efecto de combinar ambos esquemas de focalización es también una combinación de los efectos encontrados para cada uno de forma individual. En la medida en que se focaliza sólo los hogares con SISBEN en el segmento deseado, se elimina el error de inclusión, mientras que la exigencia de un consumo bajo un cierto nivel para acceder al subsidio incrementa el error de exclusión frente al escenario en que se focaliza sólo por SISBEN. Ese error puede llegar a ser elevado. En algunos de los escenarios contemplados, sobrepasa el 6%, lo cual implica que se excluye a más de la quinta parte de los hogares que se pretendería focalizar (30% en esta parametrización). La imposición de límites de consumo para ser subsidiado junto con la reducción del consumo de subsistencia conlleva una fuerte reducción en el nivel de subsidio, aunque con la virtud de que ésta recae desproporcionadamente sobre el grupo de hogares con puntajes de SISBEN elevados. Es decir, el esquema es altamente progresivo.

El efecto fiscal también se potencia comparado con cualquiera de los escenarios de las secciones previas. En las parametrizaciones estudiadas se generan, de hecho, superávits. Esto implicaría

espacio fiscal para impulsar una reforma que, manteniendo el espíritu de combinar la triple condicionalidad estrato-SISBEN-consumo para acceder al subsidio, y la reducción del consumo subsidiable, apueste por focalizar un grupo de puntajes SISBEN mucho más amplio que el 30% aquí considerado. Comparado con el escenario de focalización por SISBEN, las desventajas de este esquema combinado son su menor sencillez, que lo hace menos transparente al público, y, sobre todo, un incremento significativo del error de exclusión.

4.2.4. Aplicación en la Zonas No Interconectadas

En el análisis previo se usa información de la ENPH para ilustrar la relación entre la capacidad económica del hogar y su uso de energía y recepción de subsidios para el pago de energía. Si bien no podemos replicar ese análisis para el caso de las Zonas No Interconectadas del sistema eléctrico, porque la ENPH no clasifica a los usuarios de energía por su localización en SIN o ZIN ni es representativa de las ZNI, el análisis ya realizado arroja algunas luces pertinentes para las ZNI. Como se observa en la Gráfica 20, los datos permiten señalar que en general los usuarios rurales tienen un menor nivel de consumo de energía eléctrica que los usuarios urbanos ubicados en los mismos pisos térmicos[85]. La información de la ENPH muestra también que en las zonas rurales la concentración de población en condición de vulnerabilidad es mayor que en lo urbano (Gráfica 21).

Con base en lo anterior, nuestro análisis previo respecto de la sensibilidad del mecanismo de focalización de subsidios aplica también para usuarios de las Zonas No Interconectadas como está descrito en los literales anteriores. Los usuarios de las ZNI, de otra parte, perciben el mismo cobro que sus vecinos más cercanos del Sistema Interconectado Nacional-SIN, a excepción de los usuarios no residenciales y los no regulados que no están obligados a pagar la contribución del 20%. Esto implica un subsidio adicional para los usuarios de ZNI, dado que la prestación del servicio involucra costos más altos en estas zonas que en el SIN.

En ese sentido, existe un componente del subsidio que las ZNI reciben del FSSRI que tiene como finalidad financiar los costos de generación, distribución y comercialización de la prestación de dichas zonas, que exceden el costo medio reconocido a los operadores del SIN vía tarifa. Respecto de la administración de este componente se recomienda una gestión independiente del FSSRI, de manera que el análisis, seguimiento y control de estos recursos estén orientados a verificar las condiciones de la prestación que determinan ese costo diferencial. Este componente debe reconsiderarse para armonizarlo con el planteamiento propuesto para las ZNI en la sección 1.

Dado que los altos costos de prestación en las ZNI implican que una fracción importante de los recursos que se giran cada año se destinen a un porcentaje pequeño de usuarios y se agudice el déficit del FSSRI, se hace necesario promover en las ZNI, además de programas de eficiencia energética entre los usuarios, un programa de eficiencia en los costos de la prestación que incluya la sustitución de energéticos a unos más económicos y menos contaminantes. Es fundamental que la metodología de remuneración de la prestación de las ZNI que está en discusión[86] cubra la totalidad de los costos, pero también que incentive el uso de tecnologías más eficientes y sostenibles desde el punto de vista financiero y ambiental.

Respecto de la administración independiente de este componente de los recursos, podría

[85] Esto es cierto salvo para los usuarios rurales de la región pacífica ubicados entre 500msnm y 1000msnm
[86] Actualmente está vigente la Resolución CREG No. 091 de 2007.

tratarse como un componente separado del FSSRI, lo que implicaría operativamente la administración rigurosa de los recursos en la ficha del Banco de Proyectos de Inversión del Departamento Nacional de Planeación y en los instrumentos de planificación del Ministerio de Minas y Energía. Este arreglo administrativo puede darse dentro del marco legal existente.

Ahora bien, también puede escindirse el Fondo a efectos de independizar totalmente el manejo de estos recursos que, si bien financia la prestación del servicio de energía de la población más vulnerable de las ZNI, responde a lógicas distintas a las de solidaridad y redistribución que dan origen al FSSRI. Es pertinente analizar la posibilidad de adoptar un mecanismo similar al de Perú, que comprende dos componentes separados: 1) un componente de subsidio a nivel de los precios de generación (predominantemente diésel), y 2) un mecanismo de subsidio al consumo a los usuarios residenciales. En Perú, el Fondo de Electrificación Rural (FER[87]), financia el Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados (MCSA[88]) que subsidia la tarifa a nivel generación, y se aplica a todos los usuarios del servicio público de electricidad independientemente de su uso y volumen de consumo. Entre tanto, el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE[89]) subsidia la tarifa aplicable al cliente residencial cuyo consumo esté por debajo del umbral del consumo de subsistencia, mediante un descuento en su recibo mensual de electricidad. La lógica de este último es la de solidaridad y redistribución en el pago de tarifas que dio origen en Colombia al FSSRI, mientras que la del primero es una lógica que busca dar sostenibilidad al cubrimiento del servicio de energía eléctrica en las ZNI. El objetivo de la aplicación de estos dos mecanismos de subsidio combinados en Perú es que la tarifa de los clientes residenciales de la ZNI sea similar al de los usuarios ubicados en la zona urbana más próxima del sistema interconectado nacional.

5. Mecanismo Administrativo del Sistema de Transferencia del FSSRI a las empresas de distribución eléctrica

5.1 Sistema Vigente

El sistema administrativo vigente está diseñado para que las empresas distribuidoras del país depositen su recaudo de contribuciones en exceso de subsidios a una cuenta designada por el Ministerio de Minas y Energía. La Dirección de Energía, en su calidad de unidad administradora del FSSRI realiza una liquidación por empresa y elabora un programa de transferencias de los fondos del FSSRI disponibles incluidos los fondos aportados por la Caja Fiscal. Luego ordena la transferencia de los fondos disponibles a las concesionarias de distribución eléctrica, lo que hoy en día sucede con un amplio retraso.

Los retrasos en esas transferencias, junto con el amplio déficit del sistema resultante del cubrimiento casi universal de subsidios, ha llevado a una acumulación de deudas con las empresas de cerca de 900 millones de pesos (alrededor de seis meses de déficit) sólo en el sistema interconectado de energía. En ese sentido, se requiere rediseñar un sistema que agilice transferencia de los fondos, que minimizaría el impacto de administrar los subsidios sobre el funcionamiento de las empresas proveedoras del servicio dentro de un contexto en que algunas

[87] Artículo 7° de la Ley Nº 28749, Ley General de Electrificación Rural

[88] Artículo 30° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica

[89] Fondo de Compensación Social Eléctrica. Ley que modifica y amplía los factores de reducción tarifaria de la Ley N° 27510, Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) Ley N° 28307.

de éstas generen superávits (como debería ser el caso una vez se implementen las reformas propuestas). Se propone que, como sucede en la actualidad en Perú, los aportes del FSSRI se realicen de forma directa de las empresas aportantes (superavitarias) hacia las empresas receptoras del subsidio del FSSRI (deficitarias).

5.2 Sistema propuesto

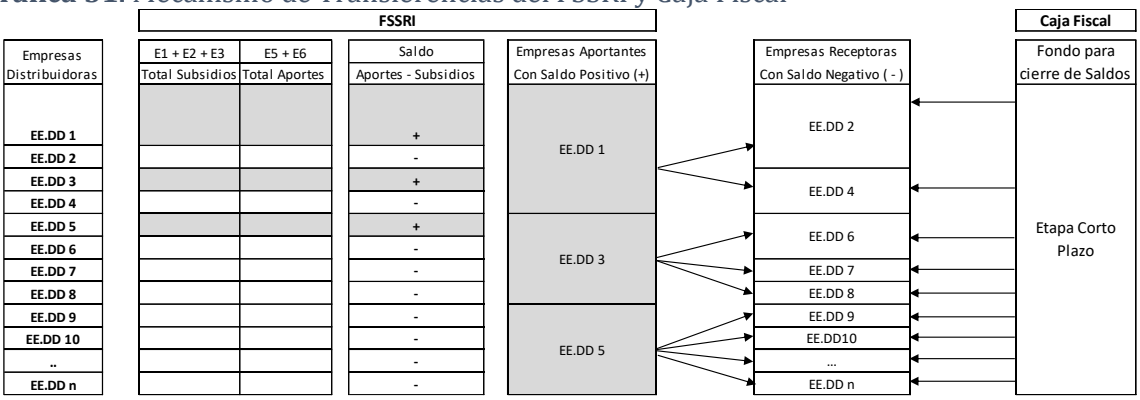
Se propone un mecanismo de transferencia que sea directamente ejecutado desde las empresas aportantes (superavitarias) a las empresas receptoras (deficitarias). Esto en el entendido de que las reformas al sistema de subsidios propuestas anteriormente no sólo permitirán reducir el déficit de contribuciones sobre subsidios al nivel de cada empresa, sino también generarán superávit en algunas empresas, que deberán ser transferidos a las que sigan siendo deficitarias. En el escenario planteado para el largo plazo, con focalización de subsidios a través de SISBEN y dirigida exclusivamente a la población en situación de pobreza, el déficit total del sistema será mínimo y una transferencia ágil de recursos de empresas aportantes directamente a las receptoras evitaría apuros financieros surgidos de la demora en saldar las cuentas deficitarias.

Para ello, la Unidad Administradora del Ministerio de Minas y Energía y Minas procederá a elaborar el programa de transferencias trimestrales en las cuales las empresas aportantes del FSSRI transferirán los subsidios a las empresas receptoras. Durante los periodos en que emerja un déficit neto del sistema (es decir, mientras no se implemente una reforma que garantice la suficiencia financiera del FSSRI), la Unidad Administradora cerrará el monto del subsidio cruzado faltante a través del aporte de la Caja Fiscal. El Cálculo del programa de transferencias de empresas superavitarias a empresas deficitarias se haría como sigue, en cada periodo:

i. Se deben calcular montos en déficit o superávit por cada empresa distribuidora.
ii. Agrupar a las empresas distribuidoras que tienen superávit.
iii. Agrupar a las empresas que tienen déficit.
iv. Calcular el monto de subsidios faltante a ser transferido por la Caja Fiscal.
v. Asignar las transferencias de las empresas superavitarias (Aportantes) a las empresas deficitarias (Receptoras)
vi. Asignar el monto de la Caja Fiscal a las empresas distribuidoras deficitarias para completar el monto de subsidio requerido.

En la Gráfica 33 se presenta el mecanismo para la elaboración del Programa de trasferencias entre las empresas aportantes (superavitarias) y las empresas receptoras (deficitarias). Las empresas asignan el subsidio cruzado a sus clientes pertenecientes a los estratos E1, E2 y E3 dentro de su área de incumbencia, liquidan internamente los montos recaudados por contribuciones y los montos de subsidios otorgados a sus clientes. Si se tiene como resultados saldos positivos esta empresa se convierte en aportante (superavitaria) y trasferirá los aportes del FSSRI en la cuenta de las empresas receptoras (deficitarias) según el programa trimestral de transferencias elaborado por la Unidad Administradora del Ministerio de Minas y Energía. En el corto y mediano plazo, se completará el déficit con transferencias de la Caja Fiscal.

Gráfica 31. Mecanismo de Transferencias del FSSRI y Caja Fiscal



Fuente: Elaboración propia

6. Conclusiones y recomendaciones

En los últimos años se ha observado que el FSSRI **no cumple con un principio básico de focalización, según el cual los recursos de los subsidios deberían dirigirse a la población de menores ingresos**. Con casi 90% de los hogares subsidiados en electricidad y 60% en gas por redes, el sistema carece de una verdadera focalización, y claramente dedica cuantiosos recursos de la Nación a subsidiar hogares que no se encuentran de manera estructural en la población de mayor vulnerabilidad, algunos de los cuales incluso se ubican en el extremo superior de la distribución de ingreso. Más del 40% de los hogares en los estratos 2 y 3 se encuentran por encima de la mediana de ingreso, y más del 60% de los usuarios de energía eléctrica en el Sistema Nacional Interconectado, y del 45% en gas por redes, son receptores de estos subsidios sin encontrarse normalmente en situación de pobreza monetaria que mide el DANE (que en la última década ha alcanzado a menos del 30% de la población). Con incontables necesidades sociales que demandarían recursos del Estado, es fundamental redirigir los recursos que hoy subsidian a una población que no lo necesita hacia usos de mayor retorno social, incluyendo financiar una necesaria expansión del cubrimiento de provisión energética a las poblaciones que hoy no la tienen y la implementación de programas de eficiencia energética para reducir el peso del pago del servicio de energía en los hogares.

El FSSRI tampoco ha venido cumpliendo con el principio de solidaridad y redistribución con el cual se creó. La actual estratificación socioeconómica, que concentra la casi totalidad de hogares en los estratos 1, 2 y 3 y menos del 5% de los hogares en estratos que contribuyen, implica que el Fondo es en realidad un subsidio generalizado a hogares por parte de los estratos comerciales, y por recursos de otras fuentes del presupuesto de la nación. **Como consecuencia de lo anterior, y de crecientes costos promedio, el FSSRI tampoco cumple con el principio de suficiencia financiera (ley 142 de 1994),** pues resulta altamente deficitario, con un desbalance que en la actualidad alcanza más de dos billones de pesos al año**.** Un solo año de ahorro del déficit del FSSRI, por ejemplo, sería suficiente para financiar la tercera parte de la expansión de cobertura**.** La carga de este déficit, además, es asumida por las empresas distribuidoras por periodos que actualmente alcanzan seis meses.

En la medida en que la filtración de subsidios a hogares que no son los más vulnerables y el elevado desbalance financiero del FSSRI se deben a la concentración casi absoluta de

los hogares en estratos 1, 2 y 3 (donde hoy se ubica cerca del 90% de los hogares) la solución a la grave situación financiera del Fondo y a la filtración de subsidios a hogares que no los requieran pasa necesariamente por un recorte del número de hogares que recibe el subsidio. Un recorte de esta naturaleza **implica imponer requisitos adicionales a estar en estratos 1, 2 y 3 para que un hogar se haga receptor de estos subsidios. Esos requisitos deben buscar excluir a hogares que, en circunstancias normales, se encuentran más lejanos a condiciones de vulnerabilidad**. Dado que no existe actualmente ni una guía legal ni un acuerdo político sobre qué fracción de la sociedad debería ser receptora de subsidios, parece razonable atar esa fracción a indicadores sobre la prevalencia de condiciones de vulnerabilidad en cada momento, de manera que no sólo se entreguen subsidios a quienes los necesitan, sino que la entrega de estas ayudas se ajuste a las cambiantes condiciones socioeconómicas del país. Una posibilidad es focalizar los subsidios de energía en los hogares que se encuentran en condiciones de pobreza monetaria, que son aquellos para quienes el actual subsidio promedio (cercano a 20.000 pesos mensuales) podría significar la diferencia entre poder acceder al servicio de energía eléctrica y no poder hacerlo, o en aquellos que más se acercan a esas condiciones. Si bien el ajuste de otros parámetros del sistema de subsidio, como las tarifas y el consumo de subsistencia, pueden mejorar la situación financiera del Fondo, tales modificaciones no le apuntan al principal problema, el de la mala focalización, y son menos efectivos aún desde el punto de vista meramente financiero.

En medio de las circunstancias extraordinarias asociadas a la emergencia por la pandemia de COVID19, es importante subrayar que este análisis, y las recomendaciones que de él surgen, se basaron en datos que recogen la realidad de los últimos años en el país, pero no necesariamente la realidad después de la emergencia. El previsible deterioro de las condiciones económicas de muchos hogares en el país a raíz de la actual crisis desaconsejan la reducción inmediata de la cobertura de subsidios a los servicios públicos. Será necesario que la adopción de reformas a la luz de las recomendaciones de este estudio se haga contingente en una recuperación de ingresos de los hogares que perderían su condición de subsidiados.

Un esquema de reforma al sistema que resulta ideal desde el punto de vista de la focalización y la suficiencia financiera es el de condicionar la recepción del subsidio a que la necesidad que tiene el hogar de recibir subsidios se demuestre mediante la información contenida en el SISBEN, además de que se cumpla el requisito de ubicarse en estrato 1, 2 o 3[90]. El SISBEN es un sistema de puntuación de los hogares de acuerdo con sus condiciones socioeconómicas, con puntajes más bajos para condiciones menos favorables, que busca precisamente dotar al Estado con una herramienta para focalizar los subsidios. Una amplia mayoría de los hogares colombianos está clasificada en el sistema, y cualquier hogar que no cuente con esta puntuación puede solicitar que se le clasifique.

Restringir la entrega de subsidios a cierta fracción de hogares con los menores puntajes de SISBEN minimiza las filtraciones de subsidios a hogares que no lo necesitan, al tiempo que protege el nivel de subsidios entregados a los hogares en condición de vulnerabilidad y en esencia balancea las finanzas del FSSRI. Por ejemplo, si en la actualidad se limitara la entrega de subsidios al 30% de hogares con los menores puntajes de SISBEN, una fracción que se acerca a la de hogares en condición de pobreza monetaria, el Fondo podría seguir entregando los mismos subsidios actuales a las familias en condición de pobreza, al tiempo que alcanzaría la suficiencia financiera liberando cuantiosísimos recursos para ser

[90] En la actualidad el DANE adelanta un proyecto para contar con un sistema para el seguimiento y validación de la estratificación socioeconómica y de cobertura de servicios públicos domiciliarios en los municipios

adecuadamente focalizados a otras necesidades sociales.

El hecho de que la focalización a través de estratos haya llevado a subsidiar el consumo de servicios públicos domiciliarios para la casi totalidad de la población en electricidad y casi el 60% de ésta en gas por redes, y su consecuente pobre desempeño como herramienta de focalización e insuficiencia financiera, son en buena parte el reflejo de una institucionalidad que genera incentivos perversos en la definición de estratos. Mientras que son las autoridades locales las que definen la estratificación en cada municipio, los costos de los subsidios no cubiertos por contribuciones los asume el fisco nacional. Añadir la condicionalidad de tener un cierto puntaje de SISBEN para recibir el subsidio ayuda también a contrarrestar estos los incentivos perversos del sistema de estratificación, por lo que las ganancias en focalización y suficiencia financiera de una reforma de este tipo deberían ser más sostenibles en el tiempo. Esto porque el SISBEN (especialmente en su versión IV, actualmente en fase de implementación) es un sistema más centralizado que el de estratificación, que prevé la administración centralizada de las bases de datos, y chequeos de la información allí recogida con diferentes registros administrativos, así como propiciar esfuerzos de veeduría pública. En todo caso, si la recepción de subsidios de energía se condiciona a un cierto puntaje de SISBEN, el nivel límite de este puntaje debería ajustarse periódicamente. Esto con dos objetivos: 1) reflejar cambios en las condiciones socioeconómicas de la población colombiana, y 2) evitar que eventuales manipulaciones de los puntajes amplíen de forma indebida la franja de hogares subsidiados reintroduciendo amplias filtraciones hacia hogares de alta capacidad económica y deteriorando de nuevo la salud financiera del sistema. Una forma de cumplir con este objetivo es atar el límite de puntaje SISBEN cubierto al nivel de pobreza medido por el DANE, con actualizaciones periódicas. Esto no significa que el porcentaje de la población que resulta subsidiado tenga que igualar al porcentaje en condición de pobreza. Simplemente que la fracción subsidiada debe ser una función de la fracción de pobreza.

En la medida en que la Ley del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 ya contempla la combinación de puntajes de SISBEN con el criterio de estratos para la entrega de subsidios, el camino legal para la implementación de este escenario está ya recorrido. Sin embargo, sí se requiere de adaptaciones administrativas que pueden acarrear elevados costos de implementación.

Si simplemente se deja en cabeza de los distribuidores condicionar el subsidio al puntaje SISBEN, será necesario que los distribuidores incorporen a sus sistemas de información el puntaje SISBEN del responsable de la cuenta lo que a su vez exigirá implementar mecanismos de verificación de la identidad y la identificación de esa persona, innecesarios actualmente. En ese escenario será difícil mitigar los riesgos de manipulación y fraude por parte de clientes que buscan ser subsidiados, incluyendo el múltiple uso del puntaje SISBEN de un mismo hogar para recibir subsidios sobre distintos contadores. Para cualquier distribuidor incorporar la información que le permitiría hacer esos chequeos es extremadamente costoso[91], lo que podría requerir de compensaciones, al tiempo que los incentivos que enfrentan los distribuidores no están alineados con la necesidad de tales verificaciones. **En la medida en que**

[91] Monitorear el uso del puntaje SISBEN de un hogar para recibir un único subsidio con un único distribuidor requiere tener información sobre los puntajes SISBEN de todos los miembros de todos los hogares, así como el listado de todos los clientes de todos los distribuidores, y cruzar ambas fuentes de datos. Se requeriría también actualizar esta información y estos cruces de forma permanente.

sólo el SISBEN mismo consolida la información de todas las personas registradas, sería indispensable una intervención centralizada para garantizar que el puntaje asociado a una familia sea utilizado para beneficiarse de subsidios en una sola cuenta de energía, y en una cuenta que efectivamente corresponde a esa familia.

Parecería preferible, entonces, modificar el sistema de entrega del subsidio para que la responsabilidad de su manejo no quede en cabeza de la empresa distribuidora. La entrega de subsidios a la energía podría ser administrada directamente por el Estado, por ejemplo, a través de cupones electrónicos de destinación específica a máximo una empresa distribuidora de energía eléctrica. La entrega directa por parte del Estado implicaría también la necesidad de desarrollar un sistema efectivo de traslado por parte de las empresas de lo recolectado en contribuciones de los estratos que enfrentan una sobretasa, y de monitoreo por parte del gobierno de la correcta liquidación de estas cuentas.

En resumen, **añadir una condicionalidad basada en puntajes de SISBEN presenta enormes ganancias en términos de focalización y suficiencia financiera, difíciles de alcanzar con cualquier otra herramienta de focalización. Sin embargo, implica una serie de costosos ajustes administrativos.** Además, tanto si la entrega de subsidios se hace a través de reducciones de la factura como si es una entrega directa por parte del Estado, será necesario realizar pilotos del sistema de entrega que se pretenda implementar, con el fin de anticipar las dificultades y costos que acarrearía una implementación a gran escala y realizar los ajustes necesarios.

Una herramienta de focalización por condiciones socioeconómicas alternativa al SISBEN podría ser el registro de ingresos declarados al fisco, que es la herramienta de focalización usual en países desarrollados. Colombia está lejos de tener un sistema tributario y una capacidad fiscal que le permitan recoger información universal sobre los ingresos de las personas, si bien desarrollar esa capacidad debe ser un objetivo. En cualquier caso, sí se cuenta con información sobre las personas de mayores ingresos, cuando éstos se derivan de actividades formales. Tal información podría emplearse para excluir del recibo de subsidios de energía a algunos hogares de alta capacidad económica, cuyas viviendas se encuentran en estratos subsidiados. Esta posibilidad, de todas maneras, tendría un menor alcance en términos de mejorar la focalización que la condicionalidad por puntaje de SISBEN, y requeriría algunos de los mismos costosos ajustes administrativo, incluyendo los que permitirían a las empresas prestadoras del servicio identificar a las personas que residen en la vivienda a la que se presta el servicio.

El esquema de focalización por SISBEN podría complementarse, o eventualmente reemplazarse, con la restricción de la entrega de subsidios a hogares cuyo consumo no supera un nivel límite de consumo subsidiado (en promedio móvil de varios meses, para evitar que un mismo hogar vea fluctuaciones fuertes en su factura por estar en un mes en niveles de consumo que lo hace beneficiario del subsidio y en otro no). Esta restricción reduciría la filtración de subsidios a hogares por fuera de niveles de pobreza, y reduciría el déficit del FSSRI. El consumo de energía eléctrica es un proxy del ingreso del hogar (pues el consumo crece con el ingreso) y es directamente observable a distribuidores y agencias públicas del sector, lo que lo convierte en una herramienta efectiva de focalización.

Un límite a la recepción de subsidios a la energía eléctrica para hogares con consumo inferior a un cierto nivel genera también incentivos virtuosos al uso eficiente de la energía. Estos resultan particularmente atractivos en momentos en que la protección de los recursos que dan origen a la energía se ha tornado prioritaria. **Sin embargo, en la medida en**

que el consumo es un proxy imperfecto de la capacidad de generar ingresos (por ejemplo, porque hogares con mayor número de miembros consumen más que otros en nivel similar de ingresos), una condicionalidad basada en el consumo necesariamente deteriora en alguna medida la capacidad del Fondo para entregar subsidios a los hogares cuyas condiciones de vida lo exigirían. En el caso de gas por redes, de hecho, una restricción al acceso al subsidio con base en los niveles de consumo no resulta apropiada, pues el consumo de gas no guarda una suficiente correlación positiva con la capacidad económica del hogar.

Para cualquier esquema alternativo de focalización se debe considerar un cronograma que implemente la reforma de manera progresiva. Esto es importante dado que cualquiera de las alternativas razonables implica el incremento de la tarifa efectiva para los usuarios que dejarán de ser subsidiados. Aunque el objetivo es que se deje de subsidiar sólo a hogares que, por sus condiciones socioeconómicas, no necesitan ese subsidio, esos hogares sufrirán una pérdida con respecto a sus condiciones actuales y requieren, por tanto, un periodo de ajuste.

En el caso de la condicionalidad adicional por puntaje SISBEN, la progresividad puede tomar la forma de una reducción paulatina en la fracción de hogares a subsidiar hasta alcanzar el límite ideal de la fracción de hogares en pobreza monetaria (o cualquier límite que se concerte). En el caso de condicionalidad por niveles de consumo (en que sólo se subsidian las tarifas de hogares con consumos bajos), se puede hacer una implementación progresiva iniciando el esquema en un límite de consumo muy superior al actual nivel de subsistencia, y reduciendo ese límite de forma paulatina. **Es, decir, el sistema de subsidio focalizado por niveles de consumo podría ser implementado por etapas**. **En la primera etapa, el tramo comprendido entre el Consumo de entrada (inicial) y el consumo subsidiado (objetivo), permitiría al usuario cuyo consumo no supere el consumo de entrada recibir siempre el consumo subsidiado (objetivo). En la segunda, los usuarios residenciales de los Estratos E1, E2 y E3 cuyos consumos no superen el consumo subsidiado(objetivo) serían los únicos receptores del subsidio del FSSRI**. Este cambio de paradigma es importante para estimular la búsqueda de eficiencia en el consumo por parte de los hogares, definida como la obtención del mismo nivel de comodidad con el mínimo uso de energía necesario.

Las señales del sistema de subsidios actual no incentivan a los usuarios a ningún esfuerzo adicional de eficiencia en el uso, debido a que de partida todos los usuarios que se encuentra clasificados en los estratos E1, E2 y E3 reciben el subsidio fijo hasta el límite de los umbrales de consumo vigentes. **Para que estos incentivos se traduzcan en mayor eficiencia en el uso de la energía, y no simplemente en una reducción del consumo que se traduzca en reducciones del confort, se requiere trabajar en un cambio de hábitos de la población, así como en el uso de iluminación eficiente y equipos electrodomésticos eco-eficientes**. **Para ello se recomienda al Gobierno promover campañas informativas para diseminar el concepto de eficiencia energética, así como programas de reconversión focalizados en aquellas regiones que presentan mayor consumo. Estos programas adquieren mayor relevancia en la costa caribe donde los niveles de consumo se encuentran muy por encima del resto del país.**

Más allá de reformas al régimen de subsidio en el FSSRI, el presente análisis reitera la conclusión de análisis previos en el sentido de que el actual sistema de estratos no es una herramienta efectiva de focalización. **Es urgente no sólo actualizar la clasificación por estratos a través del país, sino también ajustar la institucionalidad del sistema de estratificación para alinear los incentivos de las autoridades locales a cargo de este proceso con el objetivo de redistribución de los subsidios.** En el mismo sentido, este

análisis apunta a **la necesidad de incorporar en la normativa colombiana disposiciones que delimiten con mayor claridad el propósito de los subsidios a la tarifa de servicios públicos domiciliarios (y en general de los subsidios a personas), para cerrar de manera efectiva los espacios hoy existentes para la entrega de subsidios a personas y hogares que no los necesitan.** El lenguaje utilizado en esa normatividad debe también ser claro en cuanto a la necesidad de **ajustar de manera permanente la definición de la población objeto de subsidios a la evolución de las condiciones socioeconómicas del país**.

Es también importante subrayar que **la suficiencia financiera del FSSRI es un objetivo plausible sólo en la medida en que libere recursos de la caja fiscal actualmente dedicados a subsidiar a una población no vulnerable, para ser empleados en usos mejor focalizados**. Para contar con la legitimidad política y social que requiere, una reforma de esta naturaleza debe ser clara respecto de los usos que se dará a los recursos que el presupuesto de la Nación ya no tendrá que dedicar a financiar el déficit del FSSRI. Esos usos alternativos deberían ser consecuentes con el enfoque redistributivo y social que subyace al FSSRI. Cada año de ahorro del déficit del FSSRI permitiría avanzar cerca de un 30%[92] de los esfuerzos necesarios para lograr la cobertura universal de energía eléctrica, y la calidad mínima plausible. Hay también grandes necesidades de ampliación de la cobertura y calidad de la distribución de gas por red, así como enormes necesidades sociales ajenas al sector energético. En cualquier caso, la existencia misma de estas necesidades es insuficiente para justificar esfuerzos de mejora fiscal en el desempeño del FSSRI; se requiere también garantizar los mecanismos que re-focalizarán esos recursos a cubrir tales necesidades.

[92] De acuerdo con el PNER el costo de la universalización de la cobertura está alrededor de 6 billones de pesos.

Sección 4. Fortalecimiento del marco institucional y de gobernanza

1. Reforma a la estructura general del sector

Para lograr la transformación energética hay que dejar atrás las reglas y prácticas que responden a visiones antiguas que limitan la modernización del sector y el logro de metas. En su creación el régimen de servicios públicos estableció una estructura del sector eléctrico asimétrica entre el SIN y las ZNI. Esa separación respondía a un momento del sector que justificaba un tratamiento completamente distinto para el uno y las otras.

Las condiciones que dieron lugar a esa separación han cambiado diametralmente, al punto que hoy ya no parece tener justificación esa segregación. La distinción no es menor, pues durante estos 25 años los dos subsectores se desarrollaron por caminos distintos. La institucionalidad (UPME, IPSE), los recursos (FAER, FAZNI), los lineamientos de política (cobertura, calidad, sostenibilidad y financiación), así como los procedimientos y criterios de priorización son divergentes, con un desarrollo de menor nivel para las ZNI en prácticamente todos los aspectos.

La diferenciación proviene de la Ley 142 de 1994, y la separación de los fondos eléctricos es también de carácter legal; por lo tanto, superar la segregación implicaría una reforma legal, que puede resultar deseable. Pero las diferencias se pueden ir superando a través de la política pública, la regulación y la institucionalidad; de hecho, ya han dado los primeros pasos en ese sentido. Efectivamente, la autorización de la integración vertical puede generar muchas objeciones, pero facilita que los agentes que operan en el SIN con una evidente superioridad técnica y financiera puedan prestar servicios de soluciones aisladas propias de lo que hoy son las ZNI.

De igual manera, el reconocimiento de la calidad de prestadores de agentes que están efectivamente llevando el servicio a los usuarios apartados, contribuye a formalizar a estos agentes y a exigir un nivel de idoneidad para ejercer esa actividad. Sobre este aspecto, debe facilitarse el registro a estos nuevos prestadores, simplificando trámites. Al tiempo, se hace necesario establecer mínimos técnicos, administrativos y financieros que garanticen la adecuada prestación. Estos requisitos pueden tener una senda que lleve a los prestadores a formalizarse y a fortalecer sus capacidades.

Probablemente, el cambio de mayor impacto para cerrar esa brecha creada por el mismo sistema sería la unificación de los lineamientos de expansión de cobertura para que las señales permitan a los mejores agentes del sector contribuir en la modalidad que sea más eficiente para llevar la energía a los que no la tienen. Este lineamiento se debe complementar con una remuneración regulada en los términos del numeral 4.2.7. de la sección 1, que responda a la estructura que hay para los distribuidores del SIN y que procure converger en condiciones de fiabilidad. Con estos parámetros se sugiere ajustar la regulación que está propuesta desde 2014 y expedirla como señal concreta para nuevos agentes interesados e incluso para mejorar las condiciones de suministro de los actuales prestadores de las ZNI.

Finalmente, la reforma institucional propuesta en el siguiente numeral contribuirá a la homogenización del tratamiento de proyectos y la coordinación de fuentes.

2. Reforma institucional

En el contexto colombiano, coincidimos en su mayor parte con las conclusiones de la *Consultoría para realizar un análisis integral del marco institucional que rige el sector eléctrico colombiano para las zonas no interconectadas* (Ortiz et al., 2019) y de la *Consultoría para el análisis, estructuración y formulación de modelos que garanticen la sostenibilidad de proyectos de FNCER, con el fin de facilitar la evaluación de proyectos del plan todos somos PAZcífico* (Ernst & Young, 2019). En este documento de posición no es posible hacer un análisis crítico pormenorizado de todas ellas, de forma que enfocaremos nuestra contribución en aquellos aspectos clave adicionales o complementarios de lo ya expuesto por esos dos informes.

Respecto al marco institucional y de gobernanza, es necesario no sólo que existan instituciones sólidas e independientes, sino que éstas tengan correctamente atribuidas sus competencias para que las señales políticas y regulatorias sean inequívocas. El solapamiento de atribuciones puede provocar que dos instituciones presenten visiones distintas y los agentes del sector no sepan por cual guiarse. Asimismo, es de extrema importancia que las instituciones cuenten con los recursos económicos y humanos adecuados para el mejor desempeño de sus competencias. La variedad de mecanismos de financiación debe sumar en la consecución del objetivo y no convertirse en un impedimento por la falta de armonización a la hora de establecer los criterios de acceso a los mismos. Por último, la información es muy valiosa en tanto que facilita el diseño óptimo de la infraestructura y la correcta estimación del costo de electrificación.

Hasta seis instituciones intervienen dentro de sus competencias en el proceso de electrificación de las ZNI: el Ministerio de Minas y Energía (MME), el Departamento Nacional de Planeación (DNP), la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE), la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). Una incorrecta definición de funciones puede crear solapes competenciales como, por ejemplo, ocurre entre la UPME y el IPSE a la hora de establecer la planificación en las ZNI (Ortiz et al., 2019). El fortalecimiento y la especialización de las instituciones se hacen necesarias para continuar con la ampliación de la cobertura hasta alcanzar el acceso universal.

Las relevantes inversiones en infraestructura, y los elevados costos de conexión por usuario, requieren que la planificación indicativa sea clara y única para que no genere incertidumbre entre los potenciales inversionistas, incrementando el riesgo y el costo de capital. Por ello, se coincide en la propuesta de que la UPME cuente con la exclusividad de la planificación, permitiéndole obtener a una visión integral y completa de la electrificación, a través de la extensión del SIN o del desarrollo de soluciones aisladas (micro-redes o sistemas individuales).

Es necesario que fortalecer el proceso de planeación. Por un lado, se requiere que el planificador exclusivo logre una planificación integral a través de la unificación o coordinación de los instrumentos de planificación y se incluyen los distintos aspectos de la energización (i.e. energéticos para cocción), en cada análisis. Por otro lado, debe incluirse un esquema de seguimiento que permita analizar las desviaciones respecto de los planes e implementar los ajustes que correspondan.

Además, la UPME debería contar también con la exclusividad en la función de comprobar la viabilidad de los proyectos, garantizando la coordinación entre lo planeado y lo que se vaya a ejecutar. Los criterios de viabilización, como se ha mencionado deben estar estandarizados y son independientes de los criterios de elegibilidad o priorización de las fuentes de financiación.

Por otra parte, es fundamental contar con una institución – que podría ser un IPSE reforzado – robusta y especializada en la implementación de las condiciones de entrada, en convertir los objetivos en proyectos, en contratar y seguir los proyectos, y en ejecutar y velar por la correcta aplicación de los recursos públicos.

Incluso, como se ha mencionado, tener una entidad fuerte en ejecución puede acelerar y hacer más eficiente la ejecución los proyectos tanto de cobertura y mejoramiento de energía eléctrica como aquellos de gas combustible financiados con recursos estatales. Tener un estructurador y ejecutor sectorial permitirá una adecuada articulación entre las políticas de expansión de las diferentes fuentes. De esta manera el usuario final se beneficiará de una canasta de los energéticos que resulten mas eficientes para su zona, promoviendo la sustitución de leña para cocción en el país.

La entidad encargada de ser el "brazo ejecutor" del sector debe contar con una organización orientada a proyectos desde su identificación derivada de la planificación integral o de iniciativas hasta la fase de operación. Para ello debe contar con las áreas, el capital humano, los recursos tecnológicos y financieros adecuados para cumplir su propósito.

Cabe resaltar que la ejecución además de la celebración de contratos implica el seguimiento a la ejecución de los proyectos para garantizar que se cumplan tanto los tiempos establecidos como las condiciones técnicas, financieras, ambientales y sociales en los que deben hacerse. Este proceso de seguimiento debe nutrir la revisión de la política sectorial y la planificación integral.

La viabilidad financiera de las empresas de servicio eléctrico es crítica. La dispersión y el aislamiento, la baja demanda o la reducida capacidad de pago de la población no electrificada recomienda algún tipo de apoyo financiero tanto para acometer la inversión, como para garantizar la sostenibilidad de la empresa. Mientras que esta sostenibilidad en el largo plazo se puede alcanzar mediante el esquema de subsidios existente en Colombia (con modificaciones como las comentadas en este documento para lograr su propia supervivencia), los promotores de proyectos de electrificación en las ZNI también tienen la posibilidad de acudir a distintos mecanismos de financiación donde pueden encontrar los fondos económicos necesarios para acometer la inversión. Estos fondos incluyen el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI), el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE), el Fondo para el desarrollo del plan Todos Somos Pacifico, el Sistema General de Regalías y el mecanismo fiscal de las Obras por Impuestos. Si bien cada fondo persigue objetivos ligeramente distintos, todos ellos comparten un objetivo final: la electrificación de las ZNI.

A pesar de ello, cada mecanismo se rige por sus propios criterios de estructuración, priorización y aprobación de los proyectos. Es decir, el inversor interesado, cuyo objetivo es único, se ve forzado a presentar documentación con distinto contenido, que enfatice en distintos aspectos, y con formato diferente para adecuarse a los criterios de cada fondo. Como consecuencia de las ineficiencias que genera este sistema, se hace necesario contar, como se propone en (Ortiz et

al., 2019), con un banco de proyectos[93] viabilizados con criterios homogéneos y centralizar los fondos en un solo sistema de administración de sistemas, o ventanilla única, evitando así la duplicidad de proyectos cuyo fin es el mismo. Incluso en el caso en que se unifiquen los fondos eléctricos FAZNI y FAER, esta necesidad sigue vigente para articular las diferentes fuentes existentes y futuras.

Como complemento de las propuestas de estandarización, se recomienda implementar un análisis de impacto de los proyectos financiados con las diferentes fuentes disponibles permitirá aplicar mejoras en los criterios para estructurar y viabilizar proyectos, ajustar los mecanismos de selección y aprobación y corregir las deficiencias que se puedan presentar en la ejecución de los proyectos. Este análisis ex -post puede estar a cargo del Ministerio, de la UPME o incluso, del Departamento Nacional de Planeación que cuenta con la Dirección de Evaluación de Políticas Públicas, lo importante es que la instancia y los recursos para esa actividad sean definidos claramente y los resultados sean utilizados para la revisión de las decisiones futuras.

Se debe centralizar, completar, y hacer accesible la información. Compartimos la necesidad de un sistema de información completo, confiable y actualizado disponible para todos los actores del sector, en especial aquellos con interés en ampliación de cobertura. La creación de un gestor de la información que provea a todas las entidades lo que requieran para el cumplimiento de sus fines, a través de herramientas tecnológicas idóneas que garanticen que la información es confiable y se encuentra actualizada.

En la actualidad esta información está dispersa en diversos sistemas y organismos: el Sistema Único de Información (SUI) de la SSPD, el Sistema de Información Minero Energético de Colombia (SIMEC) de la UPME o el Centro Nacional de Monitoreo del IPSE. En muchos casos esta información es deficiente, especialmente en cuanto se refiere a la reportada por prestadores de servicio en ZNI. La dispersión y deficiencia de la información se agrava cuando se incluye la información de gas combustible y la del SUNA que administra los datos del FECFGN. En el corto plazo toda la información del sector debería estar disponible en un solo lugar, como la plataforma SIMEC.

Como solución estructural, el contar con un gestor de la información incluso puede ayudar a mejorar la calidad de los datos en las zonas extensas y poco pobladas. La flexibilidad de la frontera entre áreas conectadas a la red central y aisladas (con micro-redes y sistemas individuales) desdibuja la separación establecida entre SIN y ZNI y hace imperativa su coordinación permanente, actualizando y cruzando la información procedente de ambas fuentes. En nuestra opinión sería conveniente simplificar, armonizar e integrar tanto los mecanismos de captación de datos como su puesta a disposición de los actores del ecosistema de electrificación bajo una misma autoridad, garantizando así la unicidad y calidad de la información. La figura de gestor de información puede ajustarse o crearse por regulación de la CREG, lo que le impone al gestor alinearse con la política del sector y someterse a la vigilancia de la SSPD.

Se hace necesario desarrollar en profundidad el potencial de este sistema de información centralizado, no solamente como un repositorio pasivo de información, sino con la capacidad a través de las herramientas y modelos por ordenador adecuados, de proporcionar información

[93] El banco de proyectos debe registrar la trazabilidad desde la solicitud de recursos, el análisis de viabilidad, la asignación de recursos, la contratación, el seguimiento a la ejecución y la evaluación expost.

adecuada a los actores, integrando en él herramientas de planificación, supervisión y control del sistema eléctrico, de seguimiento y supervisión de los planes de aumento de cobertura, de extensión de la red, de expansión de la generación, de mejora de la calidad de servicio, de integración de renovables, o de establecimiento de costos de servicio de referencia para el suministro con red o fuera de red, entre otras posibilidades. Este último objetivo, puede ser de gran utilidad para definir los esquemas de ampliación de cobertura brindando información detallada para la estructuración de los proyectos con base en las condiciones y costos específicos de cada tecnología y de cada región.

Gráfica 32. Reforma Política e Institucional

Fuente: Ortiz et al. (2019) Recomendación Para La Reforma Institucional Del Sector Eléctrico Para Las Zonas No Interconectadas – ZNI. BID.

Sección 5. Hoja de Ruta

Esta sección clasifica las medidas como de corto, mediano y largo plazo en términos del tiempo que toma la aplicación de las propuestas, el cual se estima con base en la autoridad que debe implementarlas. La hoja de ruta de subsidios se desarrollará con posterioridad a este documento con base en la profundización de las alternativas que se defina con el Ministerio de Minas y Energía. En todo caso queremos indicar ahora la importancia de iniciar las reformas – cuya aplicación en su totalidad tomará bastante tiempo – durante el presente periodo de Gobierno, para hacer constar la voluntad política de llevarlas a cabo.

1. Medidas de corto plazo

La mayoría de los ajustes propuestos en cada capítulo corresponden a medidas administrativas, es decir que dependen de la decisión del Gobierno Nacional y se implementan mediante decretos, resoluciones, e incluso documentos técnicos. Esas medidas se consideran de corto plazo, por su relativa facilidad de aplicación.

1.1. Cobertura eléctrica

Actualización de los lineamientos de expansión de cobertura, eliminando la diferenciación en términos del SIN y las ZNI, y habilitando a los operadores de red a hacer inversiones en soluciones aisladas con cargo a la remuneración de distribución. Esta medida requiere de Decreto del Gobierno Nacional.

En general toda la aplicación del esquema propuesto para definir áreas de responsabilidad y asignación del responsable son funciones propias del Gobierno, que van desde la planificación integral hasta la adjudicación y el seguimiento al prestador definido. Si bien las actividades del esquema pueden ejecutarse a través de resoluciones del Ministerio de Minas y Energía, es deseable que una política con la visión de largo plazo como la que proponemos se eleve a documento de política CONPES, para darle vocación de permanencia y facilitar la gestión de recursos declarándolo de importancia estratégica. [94]

Respecto de la meta a 2022, la gestión del IPSE ha permitido identificar casi 39.000 proyectos cuyo estado va desde "en estudio de viabilidad" hasta aprobados. De resultar todos viables se habrá recorrido un camino importante para lograr los 100.000 usuarios conectados. A estos se suman los usuarios que los operadores planean conectar a la red con base en sus planes de expansión de cobertura- PECOR. A la fecha, sólo han presentado información 10 operadores que proponen conectar 10.000 usuarios adicionales. Cabe señalar que en las propuestas se incluían 2.368 soluciones aisladas que estarían en capacidad de atender si se da la habilitación para ello.

[94] La declaratoria de importancia estratégica permite solicitar recursos del presupuesto general de la Nación de vigencias futuras aún superando el período de Gobierno, por tratarse de políticas de Estado que no dependen de cada Administración.

Cuadro 23. PIEC 2016-2020

Departamento	VSS 2015	$ Inversión universalización	$ Solución Interconexión al SIN	VSS interconectables	$ Soluciones aisladas	VSS solución aislada
La Guajira	54,880	650,169	69,277	10,097	580,891	44,783
Cauca	41,593	369,590	245,036	34,960	124,554	6,633
Putumayo	34,103	368,827	136,929	22,501	231,898	11,602
Córdoba	38,745	331,544	183,052	28,375	148,492	10,370
Magdalena	28,734	323,202	123,653	17,165	199,550	11,569
Chocó	22,330	311,325	33,943	5,777	277,383	16,553
Bolívar	25,014	279,873	83,814	11,949	196,059	13,065
Meta	15,519	199,403	38,893	5,433	160,511	10,086
Nariño	15,732	194,821	69,687	9,518	125,134	6,214
Caquetá	12,917	186,671	47,907	5,808	138,764	7,109
Tolima	13,916	165,940	84,510	8,791	81,429	5,125
Casanare	13,413	154,856	55,205	7,611	99,652	5,802
Amazonas	6,535	138,111	-	-	138,111	6,535
Vichada	6,389	128,099	-	-	128,099	6,389
Valle del Cauca	11,360	125,405	53,693	7,705	71,712	3,655
Huila	12,332	124,650	74,586	9,663	50,064	2,669
Norte de Santander	8,294	124,625	16,780	2,034	107,845	6,260
Antioquia	7,581	117,947	19,747	1,902	98,200	5,679
Cesar	10,508	116,883	42,030	5,737	74,853	4,771
Sucre	7,291	116,143	22,911	2,394	93,232	4,897
Boyacá	11,304	101,797	64,827	9,110	36,969	2,194
Cundinamarca	10,026	79,127	52,428	8,486	26,698	1,540
Guaviare	4,302	61,829	10,641	1,500	51,188	2,802
Vaupés	2,882	60,070	-	-	60,070	2,882
Santander	6,093	59,474	29,695	4,172	29,779	1,921
Arauca	3,684	57,592	6,945	818	50,647	2,866
Guainía	1,776	36,304	-	-	36,304	1,776
Atlántico	3,307	36,185	17,703	2,034	18,482	1,273
Caldas	405	6,428	811	88	5,616	317
Quindío	150	1,899	652	60	1,246	90
Risaralda	22	412	-	-	412	22
Bogotá D.C	-	-	-	-	-	-
San Andres y Providencia	-	-	-	-	-	-
Total Nacional	**431,137**	**5,029,201**	**1,585,356**	**223,688**	**3,443,845**	**207,449**

Fuente: Upme- PIEC

Ahora bien, la información del PIEC actual permite identificar por departamentos (cuadro 23) y por operadores cercanos donde están los mayores retos. Con las señales regulatorias de expansión incluidas en la Resolución CREG 015, se esperaría que un número importante de los usuarios relacionados en el cuadro fueran conectados. Así mismo, dado lo que han manifestado Asocodis y varios operadores incumbentes, una vez se habilite la remuneración de inversiones en soluciones aisladas a través de la BRA, tendrían el incentivo regulatorio para acometer esas inversiones. Incluso un par de operadores de tamaño y capacidad significativas han

manifestado su intención de lograr el 100% de la cobertura en sus áreas de incumbencia.

Para determinar la magnitud de las soluciones aisladas que asumirían los operadores, se sugiere hacer uso de la facultad que tiene el Ministerio de Minas y Energía a partir del PND de pedir toda la información pertinente a los agentes. Incluso, con esa facultad podría reforzarse el requerimiento a los operadores incumplidos para que presenten sus PECOR que nutren la construcción del PIEC.

1.2. Mejoramiento de calidad

En este componente se proponen medidas que si bien corresponden al Regulador no tienen la complejidad de una iniciativa o modificación regulatoria, sino que se ejecutan a través de la facultad que tiene la CREG de aplicar su regulación y por lo tanto se clasifica como de corto plazo. Me refiero principalmente a la actualización del catálogo de unidades constructivas para incluir nuevas tecnologías.

Otro elemento administrativo es la exigibilidad de incluir sistemas de telemetría en los proyectos aislados para que el regulador y el Supervisor puedan ejercer sus funciones con información oportuna.

1.3. Fondos

La gran reforma de los fondos pasa por modificación legal; sin embargo, el Gobierno tiene la potestad de implementar las medidas principales de coordinación que se requieren para la gestión de recursos del sector (no solamente los fondos eléctricos). Las principales medidas son: i) ventanilla única de recepción de proyectos; ii) unificación de criterios de viabilidad; iii) separación y especialización de las funciones de planificación, estructuración, viabilización y ejecución de proyectos y recursos; y iv) disposición centralizada de la toda la información del sector en la plataforma SIMEC.

1.4. Política de Gas Combustible

Mayoritariamente las medidas propuestas respecto de la política de gas combustible son potestad del Ejecutivo, de manera que podrían implementarse en el corto plazo. Reviste especial urgencia la actualización de la reglamentación del FECFGN para lograr esas victorias tempranas que representan los usuarios anillados y no conectados, y que pueden contribuir a la reducción del uso de leña para cocción.

Así mismo, la coordinación de los incentivos a la expansión de los diferentes tipos de gas combustible se resuelve mediante decreto.

1.5. Programa de sustitución de leña

Todas las medidas de sustitución de leña propuestas dependen del Gobierno Nacional, y dada la gravedad de la problemática se presentan algunos elementos a tener en cuenta para agilizar la sustitución: i) aprovechar los instrumentos de política pública en el territorio para identificar beneficiarios concretos y llevarles los sustitutos energéticos y la capacitación requerida para su debido uso, pues hoy los PDET no recogen información sobre energéticos de cocción; ii) aprovechar los PERS para esa identificación de usuarios ubicados en áreas rurales y; iii) que la UPME establezca, mediante el PIEC y el PIECGC, en los departamentos donde se presenta el

mayor consumo de leña como Vaupés, Guainía, Amazonas y en la región Caribe, si existe infraestructura y confiabilidad para suministrar gas natural o estufas eléctricas, o si es preferible ampliar los programas pilotos de subsidios de GLP en cilindros.

2. Medidas de mediano plazo

Se consideran medidas de mediano plazo las propuestas que requieren ajustes regulatorios y que se describen en el capítulo 1 de la sección 4. Se destacan la regulación que incentive la expansión a través de soluciones aisladas y los ajustes a la regulación para mejorar la calidad del servicio.

3. Medidas de largo plazo

Como largo plazo se clasifican las propuestas que implican modificación legal, debido a que no dependen de la decisión exclusiva del Gobierno nacional y que están sujetas a trámites que normalmente toman un tiempo considerable.

3.1. Cobertura eléctrica

El esquema propuesto para lograr la universalización de la cobertura se puede aplicar sin modificaciones legales, sin embargo, es oportuno que desde la ley se elimine la separación del SIN y las ZNI y se unifique el sector con una visión de calidad y sostenibilidad, aunque las modalidades de electrificación requieran establecer condiciones técnicas y de remuneración específicas. Así mismo, la expansión de cobertura se dinamizaría con una entidad especializada en estructuración y ejecución de proyectos con las capacidades técnicas y financieras necesarias para asumir ese reto. Una reorganización de esa envergadura requiere ley.

3.2. Fondos

La unificación de los fondos eléctricos de expansión de cobertura, mejoramiento de calidad y normalización, permitirá una administración y focalización mas adecuada de los recursos. Esta modificación requiere ley, como lo requiere la incorporación en el presupuesto del Ministerio de Minas y Energía de los recursos acumulados en el Tesoro Nacional y la totalidad del recaudo estimado de acá al 2022, que ascenderán a las sumas de $520 mil millones para Fazni, $460 mil millones para Faer y $470 mil millones para Prone.[95] Estos recursos focalizados en los planes de electrificación de las áreas que se prioricen, dinamizarán de manera eficiente la cobertura de energía eléctrica.

3.3. Política de Gas Combustible

La única medida de nivel legal es la presupuestación de los recursos del FECFGN, para que sean ejecutados por el Gobierno en proyectos estratégicos de cobertura de gas natural como la financiación de conexiones a usuarios anillados y de las inversiones en zonas donde el GN puede sustituir el uso de leña. Una vez se haya logrado la expansión de cobertura contemplada en el PIECGC para el gas natural, Ministerio de Minas y Energía debería revisar la necesidad de

[95] Cifras calculadas con base en los datos de la disponibilidad final esperada para 2019 y el recaudo proyectado 2020 a 2022, del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

permanencia del FECFGN.

Bibliografía

- Asociación Colombiana del GLP – GASNOVA. "Bases para el Proyecto Reemplazar el Consumo de Leña, Carbón y Residuos por GLP". 2018.
- Asociación Colombiana del GLP – GASNOVA. "Informe del Sector del GLP 2019".
- Asociación Colombiana de Gas Natural - NATURGAS. "Consultoría para analizar, diseñar y sustentar una propuesta de modificación a la reglamentación del Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural". 2017.
- Asociación Colombiana de Gas Natural - NATURGAS. Presentación "Misión de Transformación Energética". 2019.
- Banco Interamericano de Desarrollo – EY. "Consultoría Diagnóstico y análisis regulatorio para los proyectos con FNCER en zonas aisladas - Consultoría para el análisis, estructuración y formulación de modelos que garanticen la sostenibilidad de proyectos de FNCER, con el fin de facilitar la evaluación de proyectos del Plan Todos Somos PAZcífico". 2018.
- Banco Interamericano de Desarrollo. "Consultoría para apoyo en Asociaciones Público Privadas -APP- para Zonas No Interconectadas en Colombia". 2017.
- Banco Mundial – NREC. "Plan de Acción para completar la electrificación en el departamento de La Guajira". 2018.
- Banerjee, S.G.; Pargal S.. More power to India: the challenge of electricity distribution. Directions in development. Energy and mining. The World Bank Group, 2014.
- Ciller P., Ellman D., Vergara Ramírez C.R., González-García A., Lee S.J., Drouin C., Brusnahan M., Borofsky Y., Mateo C., Amatya R., Palacios R., Stoner R.J., de Cuadra F., Pérez-Arriaga I.J. "Optimal electrification planning incorporating on- and off-grid technologies: the Reference Electrification Model (REM)". Proceedings of the IEEE. [Online: Julio 2019].
- Couture, T. y Jacobs D. "Beyond fire. How to achieve electric cooking", World Future Council,
- Departamento Nacional de Planeación. "Documento Conpes 3867. Estrategia de preparación institucional para la paz y el posconflicto". 2016.
- De Waziers B. y Tejada J. "Cómo limpiar la matriz energética de Ecuador", Departamento de Infraestructura y Energía, Banco Interamericano de Desarrollo.
- Gómez T. y Rivier M. "Distribution and power quality regulation under electricity competition. A comparative study". Proceedings of the IEEE 9th International Conference on Harmonics and Quality of Power. vol. 2, pp. 462–468, 2000.
- González-García A., Pérez-Arriaga I.J.. "Sistemas integrados de suministro eléctrico aislado conectado a la red: innovación y gobernanza organizativa para el acceso universal". Revista de Economía Industrial. no. 408, pp. 101-112, Junio 2018.
- Hosier R. H., Bazilian M., Lemondzhava, T.,Malik K., Motohashi M., Vilar Ferrenbach D. (2017) Rural electrification concessions in Africa : what does experience tell us? The World Bank Group.
- Ian Ayres y John Braithwaite. "Responsive Regulation: Trascending the Deregulation Debate". Oxford Socio-Legal Studies. Oxford University Press. 1992.
- IRENA. Policies and Regulations for Renewable Energy Mini-Grids. ISBN 978-92-9260-083-9. Noviembre 2018.
- Kerf, Michel, R. David Gray, Timothy Irwin, Celine Levesque, Robert R. Taylor, and Michael Klein (1998), Concessions for Infrastructure: A Guide to Their Design and Award, World

Bank, Washington, DC.
- Mateo C., Gómez T., Sánchez A., Peco J., y Candela A. "A reference network model for large-scale distribution planning with automatic street map generation". IEEE Transactions on Power Systems. vol. 26, no. 1, pp. 190–197, 2011
- Ministerio de Minas y Energía - Unidad de Planeación Minero Energética - Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas. "Plan Nacional de Electrificación Rural 2018-2031". Borrador del 12 de julio de 2018.
- Ministerio de Minas y Energía. "Manual Operativo del FENOGE, Resolución 41407 de 2017".
- Ortiz RP, Peñalosa C, Plata JF, "Consultoría para realizar un análisis integral del marco institucional que rige el sector eléctrico colombiano para las zonas no interconectadas"
- Ministerio de Minas y Energía. Reporte proyectos 2010-2017 Fondo Especial Cuota Fomento. 2019.Ministerio de Minas y Energía. Reporte ejecución presupuestal proyecto Fondo Especial Cuota Fomento. 2019.
- Ministerio de Minas y Energía. Presentación "Programa Piloto de Subsidios al Consumo de GLP en Cilindros". 2019.
- Pérez-Arriaga I.J., Stoner R.J., Rahnama R., Lee S.J., Jacquot G., Protzer E., González-García A., Amatya R., Brusnahan M., Dueñas P., Santos F.J. "A utility approach to accelerate universal electricity access in less developed countries: a regulatory proposal". Economics of Energy & Environmental Policy. vol. 8, no. 1, pp. 33-50, Marzo 2019.
- Plan Nacional de Desarrollo 2018 – 2022 "Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad", 2019.
- PPIAF - Banco Mundial. Propuestas institucionales para la Agencia Nacional de Infraestructura. 2011.
- Promigas. Informe del Sector Gas Natural 2019, http://www.promigas.com/Es/Paginas/Informe_sector_gas_20_edicion.aspx
- Rivier M. y Gómez T. "A conceptual framework for power quality regulation". Proceedings of the IEEE 9th International Conference on Harmonics and Quality of Power. vol. 2, pp. 469–474, 2000
- Slough, T., Urpelainen, J., & Yang, J. Light for all? Evaluating Brazil's rural electrification progress, 2000–2010. Energy Policy, 86, pp. 315–327, 2015.
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. "Diagnóstico Calidad del servicio en ZNI 2017". 2018
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Presentación "Fortalecimiento Energético en las ZNI", realizada en Cali el día 21 de junio de 2018.
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios." Zonas no Interconectadas – ZNI: Diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica 2016". 2017
- Tenenbaum B., Greacen C., Siyambalapitiya T., Knucles J. From the Bottom-up. How small power producers and mini-grids can deliver electrification in Renewable Energy in Africa. The World Bank, 2014.
- Unidad de Planeación Minero Energética. "Guía metodológica para la estructuración y presentación de proyectos que buscan acceder a los diferentes fondos de apoyo financiero de los sectores de energía y gas". 2013.
- Unidad de Planeación Minero Energética. "Guía para la Elaboración de un Plan de Energización Rural Sostenible". 2015.
- Unidad de Planeación Minero Energética. "Plan Indicativo de Expansión de Cobertura PIEC 2016-2020". 2016.
- Unidad de Planeación Minero Energética. "Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Gas Combustible PIEC - GC". Documento de Trabajo. 2017.
- Unidad de Planeación Minero Energética. "Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Licuado de Petróleo – GLP". 2018.

- Unidad de Planeación Minero Energética-Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas-Universidad Francisco José de Caldas. "Recopilación de información de fondos de financiación de proyectos a nivel nacional e internacional". 2016.
- Unidad de Planeación Minero Energética. "Analizar la situación de abastecimiento de GLP en el país en el corto y el mediano plazo, identificando las limitantes para lograr abastecimiento pleno y proponer las acciones para atender los problemas identificados". 2017.
- World LP Gas Association. "LP Gas + Renewables the Perfect Hybrid Combination". 2011.

Anexo 1: El Modelo de Electrificación de Referencia REM©MIT&IIT-Comillas

El ***Modelo de Electrificación de Referencia (Reference Electrification Model, REM)***[96] es una herramienta desarrollada conjuntamente por el Massachusetts Institute of Technology (MIT) y el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia de Comillas (IIT) que sirve como soporte para la toma de decisiones en cuanto a qué tecnología utilizar para electrificar cualquier región de estudio, ya sea una localidad pequeña o todo un país. La herramienta trabaja a través de modelado tecno-económico para dar la solución menos costosa y más eficiente. Debido a su diseño, la herramienta permite modificar fácilmente las hipótesis iniciales o los datos de entrada para realizar análisis de sensibilidad y calcular las soluciones más viables. Los resultados proporcionados por REM se basan en una combinación de **datos del terreno**, **hipótesis** y **decisiones estratégicas** y, por ende, la herramienta debe usarse conjuntamente con las agencias líderes y los departamentos de planificación involucrados en el proyecto en cuestión.

Sistema integrado de apoyo a la toma de decisiones en Acceso Universal a la Energía

Nuestro objetivo es desarrollar un conjunto de herramientas que facilite que agencias y gobiernos de países en desarrollo interactúen con empresas privadas para definir modelos de negocio viables para proporcionar un Acceso Universal a la energía. Comprenden el análisis integrado de las necesidades de los usuarios, tecnologías y modos de suministro, modelos de negocio, regulación y gobernanza del ecosistema de instituciones que desarrollan, promueven y facilitan esta actividad.

El enfoque que presentamos combina un conjunto de modelos de ordenador y metodologías que informen y apoyen la toma de decisiones global y local de gobiernos, empresas y profesionales, y que contribuyan significativamente al logro del Acceso Universal a formas modernas de energía, contemplando al mismo tiempo los impactos sobre el Cambio Climático y otras políticas energéticas:

1. **Metodología de exploración de datos y procesamiento GIS**: Recolección, procesamiento y enriquecimiento de información georreferenciada para obtener los atributos de las casas y zonas en un área. Combina información sobre localización, recursos, demanda, sociodemográfica y económica de diversas fuentes, habitualmente limitadas en países en desarrollo.

2. **Modelo de Electrificación de Referencia (REM)**: Determina el mejor modo de electrificación para cada consumidor (extensión de red, microrred o sistema aislado) y calcula los diseños eléctricos correspondientes con el máximo nivel de granularidad posible minimizando una función de coste que considera los costes de inversión y operación más

[96] P. Ciller, D. Ellman, C.R. Vergara Ramírez, A. González-García, S.J. Lee, C. Drouin, M. Brusnahan, Y. Borofsky, C. Mateo, R. Amatya, R. Palacios, R.J. Stoner, F. de Cuadra, I.J. Pérez-Arriaga. *Optimal electrification planning incorporating on- and off-grid technologies: the Reference Electrification Model (REM).* Proceedings of the IEEE. vol. 107, no. 9, pp. 1872-1905, Septiembre 2019. [Online: Julio 2019]

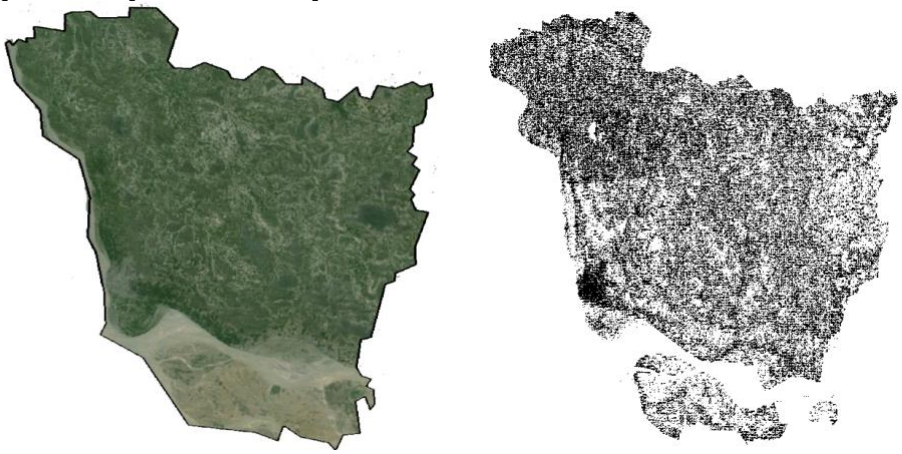
una penalización por no satisfacer parte la demanda El modelo tiene en cuenta las demandas individuales, recursos, calidades, características de cada zona y tecnologías de electrificación adecuadas para todo el área de estudio, considerando distintos escenarios tecnológicos y de demanda probables.

Metodología de exploración de datos y procesamiento GIS

El objeto de esta metodología es el procesamiento masivo de información en bruto y lo más detallada posible sobre situación y perfil de los clientes individuales y de las diferentes regiones dentro de un área de estudio.

Determinación de la localización de los consumidores

El proceso de obtención de consumidores utiliza un algoritmo de teledetección en un área potencialmente muy grande. El procesado de las imágenes por satélite con valores multiespectrales permite identificar vectores de características de cada píxel que permiten estimar la localización y el área de cada edificio en cada imagen. Un aspecto que se tiene en cuenta a la hora de establecer la automatización del procedimiento es su coste computacional, incluyendo en la contabilidad el número y las dimensiones de las imágenes a procesar. Es importante llegar a un equilibrio entre este coste y la tolerancia de errores (precisión) que admita la aplicación que se va a dar posteriormente al resultado de la detección de edificios.



Imágenes de satélite → Identificación de edificios

Figura 4:
Localización de consumidores en el distrito de Vaishali (Bihar, India)

Dicho algoritmo está especialmente diseñado teniendo en cuenta que el objetivo final de los datos está siempre relacionado con un plan de electrificación de un área rural.

Modelo REM de diseño integrado técnico-económico de sistemas eléctricos.

El Modelo de Electrificación de Referencia (REM) es un modelo de planificación a gran escala que calcula soluciones de electrificación cuasi-óptimas para una región de estudio teniendo en cuenta los posibles modos de electrificación de cada consumidor (sistema aislado, microrred o extensión de red). Para ello, REM considera (entre otras cosas) la orografía, los niveles de demanda y la infraestructura eléctrica existente considerando distintos escenarios tecnológicos y de demanda probables a partir de los niveles (Tier) de servicio y suministro

eléctrico establecidos por el programa SE4all.

REM optimiza los diseños de generación de mini-redes y sistemas aislados usando un algoritmo de búsqueda que simula el despacho de varios diseños candidatos en un espacio de búsqueda multidimensional, moviéndose en la dirección que reduce el coste final de los diseños. Además, REM calcula redes de distribución que cumplen las restricciones eléctricas habituales (máxima caída de tensión permitida, máxima capacidad de las líneas) para las mini-redes y las extensiones de red que aparecen en la solución de electrificación final, utilizando el Modelo de Red de Referencia (RNM)[97] para dichos cálculos.

REM obtiene una solución de electrificación minimizando una función de coste que tiene en cuenta tanto los costes de inversión y operación como una penalización social proporcional a la parte de la demanda que no se satisface. La principal ventaja de REM sobre las restantes herramientas de planificación rural es que REM opera con el máximo nivel posible de granularidad (consumidor o casa) mientras que el resto de las herramientas no es capaz de operar con ese nivel de detalle (se quedan a nivel de aldeas, pueblos o celdas GIS).

La Figura 5 muestra los distintos bloques en los que se divide el modelo REM. El bloque de pre-procesado calcula los perfiles de demanda de los consumidores usando reglas de consumo asociadas a los distintos electrodomésticos (tipo "el ventilador está encendido si y solo si la temperatura es igual o superior a 30ºC), aunque REM también permite introducir directamente la demanda horaria sin necesidad de usar este bloque.

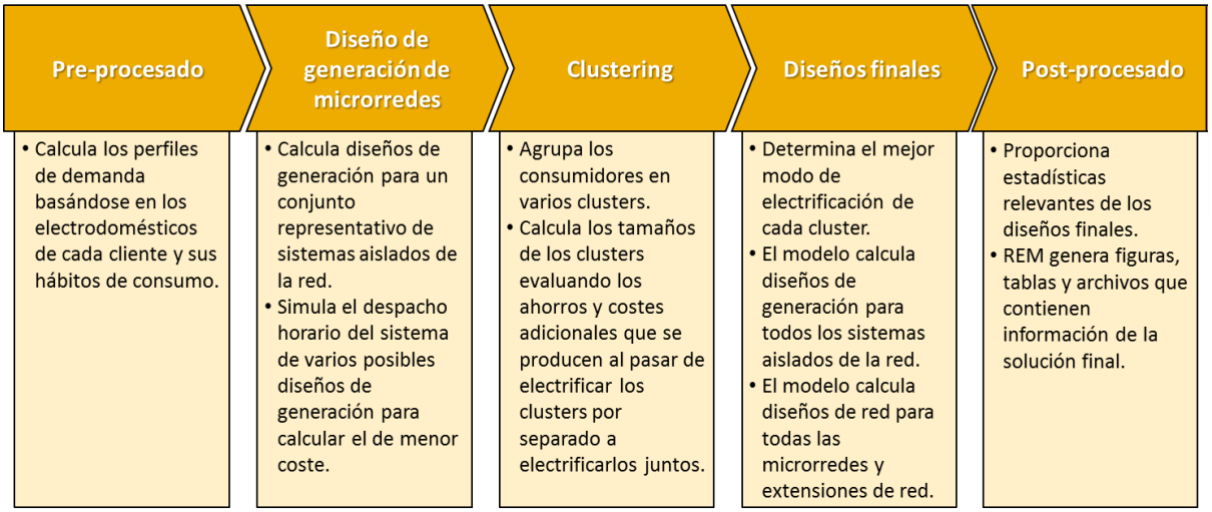


Figura 5: estructura de REM

El bloque de diseños de generación de mini-redes calcula diseños de generación para un conjunto representativo de sistemas aislados de la red. La razón por la cual no se calculan diseños de generación para todas las mini-redes candidatas posibles es puramente

[97] RNM: Reference Network Model, desarrollado por el IIT – Universidad de Comillas para emular el proceso de diseño de una red eléctrica por parte de una compañía de distribución en un país desarrollado. Permite procesar cantidades masivas de datos de usuarios (en el rango de varios millones). Proporciona diseños detallados respetando diferentes restricciones (e.g. carreteras, geografía, entre otras). Puede adaptarse a distintos catálogos de equipo y arquitecturas de red. Para más información ver https://www.iit.comillas.edu/oferta-tecnologica/rnm. C. Mateo, T. Gómez, A. Sánchez, J. Peco, A. Candela. *A reference network model for large-scale distribution planning with automatic street map generation*, IEEE Transactions on Power Systems. vol. 26, no. 1, pp. 190-197, February 2011.

computacional: el tiempo de cálculo requerido para un caso a gran escala sería inviable. Por tanto, se calculan diseños representativos y si REM necesita información de un diseño que no se ha calculado en detalle en los bloques posteriores la obtiene mediante interpolación de los diseños más cercanos.

El bloque de clustering encuentra los grupos de clientes que estarían mejor electrificados con el mismo sistema que con sistemas distintos. Para ello, REM agrupa los consumidores en una estructura de clusters comparando los costes y ahorros extra en los que se incurre al electrificar a dos clusters separados o juntos.

El bloque de diseños finales determina el mejor modo de electrificación de cada cluster (extensión de red, microrred o varios sistemas aislados) comparando los costes de las diferentes opciones. Finalmente, el bloque de post-procesado proporciona información y gráficas relevantes de la solución de electrificación que REM ha calculado. La Figura 6 muestra las soluciones de electrificación que REM proporciona para varias fiabilidades de red en Cajamarca (Perú).

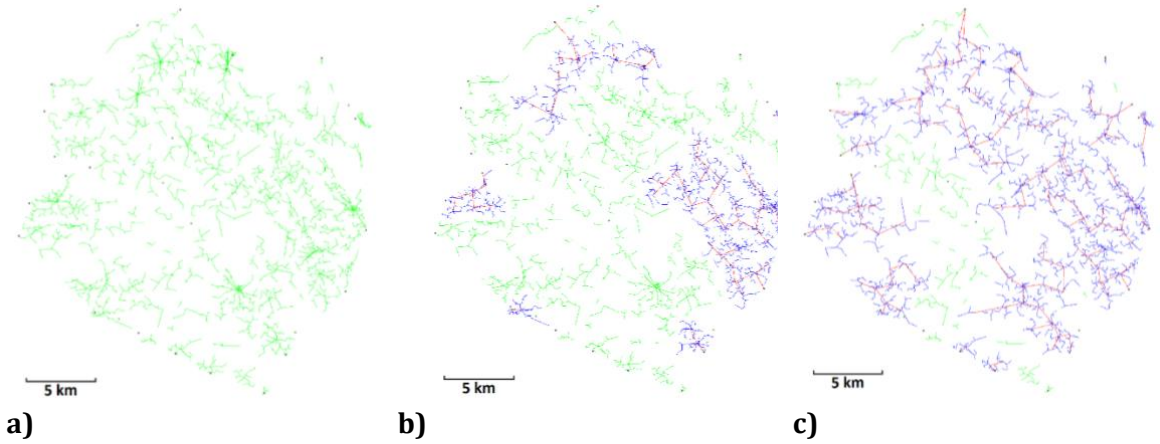


Figura 6: solución que REM proporciona para la región de Cajamarca (Perú) con una fiabilidad de red de a) 80%, b) 90% y c) 100%. La cantidad de extensión de red disminuye al disminuir la fiabilidad de la red.

Si el tamaño del área de estudio es grande, REM da la posibilidad de dividir dicha área en varias subregiones que se resuelven en paralelo para disminuir el tiempo total de computación. La Figura 7 muestra un ejemplo de esto.

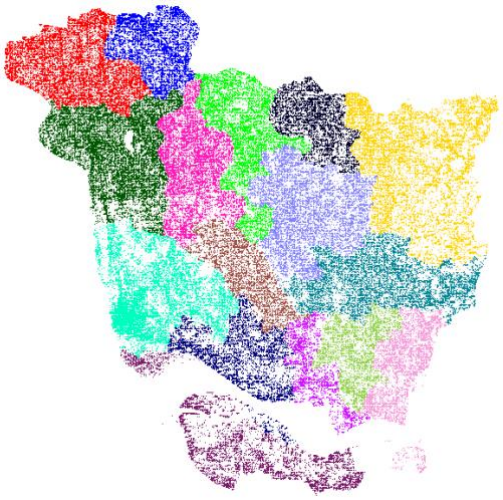


Figura 7: Ejemplo de zonificación para el distrito de Vaishali (Bihar, India)

Breve descripción de los procesos internos, criterios de decisión y modelo de datos del REM

Diseño de generación de Mini-redes

Para evitar evaluaciones múltiples del mix de generación óptimo para cada una de las muchas combinaciones de clusters que REM debe probar, REM calcula los diseños de generación óptimos para sistemas representativos de off-grid y guarda la información correspondiente en una tabla de diseños de referencia (*look-up table*).

Con el fin de encontrar estos diseños de generación, REM minimiza el coste (tanto el de inversión como el de operación más una penalización por la cantidad de demanda no servida) utilizando una estrategia de optimización con una estrategia maestro – esclavo. La parte del maestro toma decisiones sobre las variables de diseño, utilizando un enfoque de búsqueda directa de patrón, y la parte del esclavo realiza una simulación con una carga basada en una estrategia de despacho de seguimiento de la demanda para cada microrred representativa (REM ofrece la posibilidad de adaptar el algoritmo a otras estrategias de despacho para redes inteligentes).

Si en el *clustering* o en los algoritmos del diseño final REM necesita información relacionada con un diseño de generación que no esté en la *look-up table*, interpolará utilizando los diseños más cercanos. Las tecnologías de generación que REM considera a día de hoy son solar, baterías y generación diésel. El coste de los reguladores de carga e inversores, así como el de operación, instalación, mantenimiento y reemplazo en función de la vida útil de cada componente y de su nivel de utilización también se incluyen en el proceso de optimización.

Clustering.

Partiendo como base de cada uno de los clientes individuales en el área de estudio, REM los organiza en potenciales subsistemas eléctricos. Este paso es muy importante ya que condicionará la distribución en el espacio de los sistemas *on-grid* y *off-grid.* Ya que el número de agrupaciones diferentes puede llegar a ser inmanejable en casos de cientos de miles o millones de usuarios, REM implementa la siguiente estrategia:

a. Un ambicioso algoritmo sistemático ascendente, basado en decisiones locales, para construir *clusters* en dos capas jerárquicas, como se muestra en la siguiente Figura. La primera capa se realiza con suposiciones *off-grid*, y la segunda capa con suposiciones de extensión de red.

b. Las decisiones locales dependen del balance entre ahorros (economías de escala) y costes extra (inversiones en la red para conectar edificios).

c. Las economías de escala pueden derivar de modelos económicos o administrativos, componentes/diseños de red y componentes/diseños de generación. Los resultados dependen críticamente en la precisión de los datos de entrada o las estimaciones de estos factores relacionados con el tamaño.

d. Ya que el numero de posibles soluciones locales puede ser enorme en problemas reales, se aplican ciertas simplificaciones:

   i. Las opciones de conexión están limitadas por el subconjunto de las soluciones más prometedoras identificadas a través de resultados gráfico-teóricos.
   ii. Los costes extra de red se estiman simplificando representaciones de las redes.
   iii. Los costes de generación se obtienen interpolando en la *look-up table* calculada en el bloque de tamaño de generación de REM.

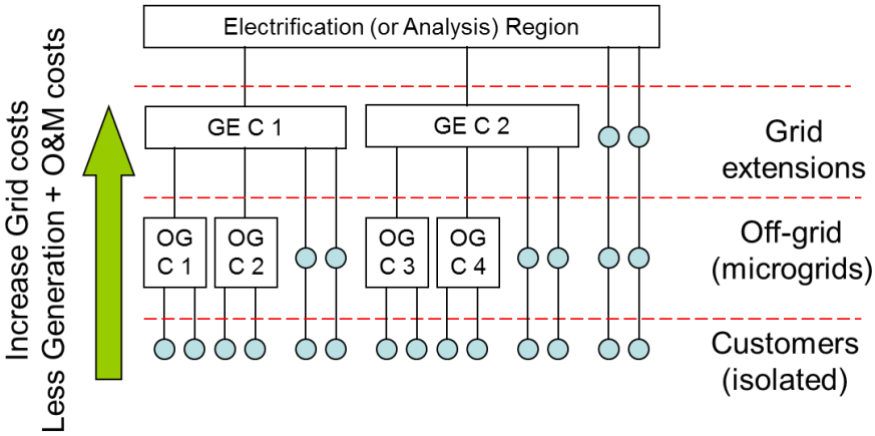


Figura 8: Ejemplo de la estructura de clusters (resultados del proceso clustering)

Decisión final en el mejor modo de electrificación para cada cluster.

Tras identificar los *clusters*, el coste de cada opción de electrificación en cada nivel se calcula para cada *cluster* de la siguiente manera:

a. Para la opción de extensión de red:

   i. Encontrar los puntos de conexión viables más cercanos a la red existente.
   ii. Diseñar la red de distribución de mínimo coste para conectar los edificios a la red. Esto se realiza empleando REM.
   iii. Calcular el coste final considerando:
      1. El coste de energía comprada de la red

2. Los costes de red (inversión, mantenimiento y pérdidas)
3. Coste de energía no servida debido a la fiabilidad de la red
4. Costes administrativos y de conexión.

b. Para la opción de mini-redes:

i. Calcular el coste de generación, Este coste se puede obtener interpolando en la *look-up table* calculada en el bloque de tamaño de generación o bien realizando un proceso total de optimización para el *cluster* en concreto, considerando el despacho horario para el consumo total de los clientes en una microrred específica.
ii. Calcular el coste de la red como en 3.a.ii (herramienta RNM, pero adaptada al caso de microrred)
iii. Calcular el coste final considerando:
   1. Costes de generación (inversión, operación, mantenimiento y energía no servida).
   2. Costes de red (inversión, mantenimiento y pérdidas).
   3. Costes administrativos y de conexión).

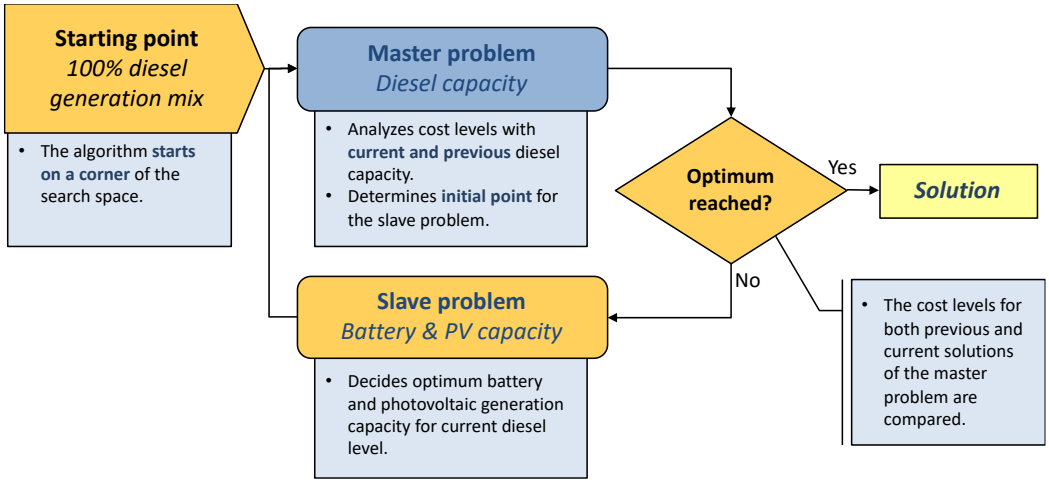


Figura 9: Descomposición maestro-esclavo para la optimización de creación de mini-redes

c. Para la opción de sistemas aislados: si la demanda pico de los clientes es menor de una demanda mínima (e.g. 50 Wp), el sistema solar aislado en corriente alterna (con un servicio y calidad similares a la propia red) es reemplazado por REM por un Solar Kit en corriente continua, según sean las especificaciones del planificador para esos consumidores. Si el consumo es mayor (sistemas aislados de producción o cargas comunitarias) se procederá como en el caso de mini-redes a proporcionar un sistema de generación en CA, excepto para el diseño de red y los pasos de coste.

d. Tras calcular el coste de cada modo de electrificación, se elige la combinación de mínimo costo. La Figura 2 muestra un caso en el que la solución óptima se hace de una extensión de red (los grupos "A" y "B" de clientes), una microrred (grupo "C") y un conjunto de sistemas aislados (grupo "D"). También se puede condicionar la solución para que sea de un tipo específico.

Por lo tanto, es importante advertir que no se aplica ninguna regla heurística para la determinación del modo de electrificación (red o fuera de red), ya sea basado en la distancia a la red o la densidad de la carga, en cambio se realiza un cálculo exhaustivo del coste actual de

implementación para cada modo (extensión de red, mini-redes o sistemas aislados) antes de tomar la decisión final basada puramente en criterios tecno-económicos y sociales.

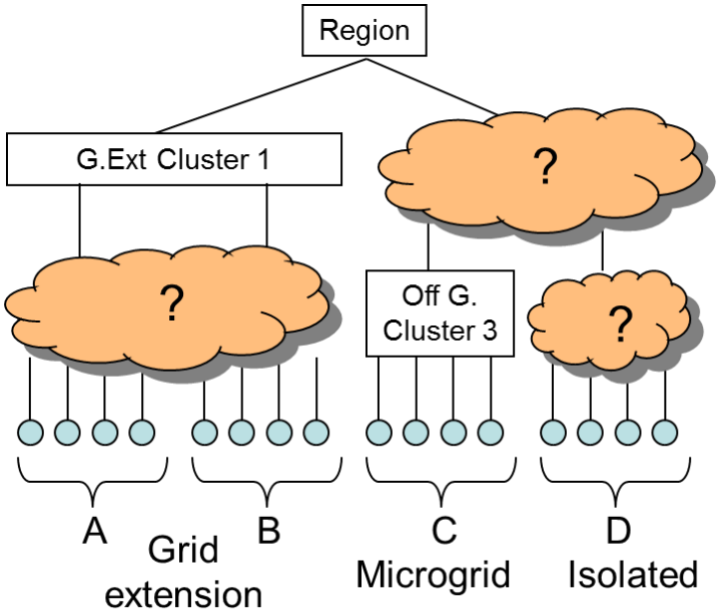


Figura 10: Ejemplo de la solución de electrificación de mínimo coste

Distintos tipos de datos de entrada (inputs)

Como se ha introducido previamente, los resultados de REM se basan en una combinación de **datos de campo, hipótesis de cálculo** y **valores estimados**. La clasificación de los inputs en estos tres grupos no siempre es igual, lo siguiente es un ejemplo de clasificación:

1. Datos de campo:

    a. Localización de demanda (y por lo tanto también de la densidad de población). Es necesario conocer la latitud y la longitud de todos los edificios en el área de estudio, así como el tipo de edificio en caso de emplearse distinto tipo de perfil de demanda.
    b. Recursos energéticos (energía solar del país, coste del diésel, lugares con potencial hidráulico).
    c. Alimentadores de distribución existentes (Media Tensión), y por lo tanto la distancia de los edificios a la red existente. La localización de los alimentadores de distribución y de los transformadores es necesaria para el área de estudio. Si esta información faltase, es posible estimarla con la herramienta RNM, considerando que se tiene información de los clientes electrificados.
    d. Datos topográficos (mapa de altitud y zonas penalizadas). Estos datos se utilizan para incorporar restricciones en el paso de *clustering.*

2. Hipótesis de cálculo:

    a. Coste de energía de red. Coste de energía estimado en los alimentadores de media tensión.
    b. Fiabilidad de la red. Se puede expresar como un porcentaje o dividido por horas. Este dato es importante para el concepto de Coste de Energía No Servida (CENS). También

podría ir ligado a las figuras de coste de energía de red, en caso de evaluar refuerzos en la red y en la generación en futuros escenarios.

c. Perfiles de demanda (críticos y no críticos, ratio de crecimiento de demanda).
d. Catálogo tecno-económico de:
   i. Componentes de generación de las mini-redes (paneles solares, baterías, generadores diésel y equipos de conversión)
   ii. Componentes de la red (líneas y transformadores) para mini-redes. Los parámetros más relevantes son la potencia y el coste.

3. Valores estimados y consideraciones estratégicas:

   a. Costes administrativos: son los costes generales de la gestión del sistema y dependen del modelo de negocio para cada modo de electrificación y de las economías de escala.
   b. Coste de energía no suministrada (CENS). REM detalla para cada tipo de cliente y hora de demanda dos valores, la demanda crítica (la que se intentará satisfacer siempre que sea posible) y la demanda normal. La pérdida de utilidad para el cliente de no satisfacer la demanda normal se fija por el Coste Normal de Energía no Suministrada (CNENS), mientras que la demanda crítica lleva asociado un valor mayor para el Coste Crítico de Energía No Suministrada (CCENS).
   c. Fiabilidad/calidad mínima del suministro energético fuera de red. Además de satisfacer en el despacho anual las restricciones de coste de suministro y de demanda no suministrada, en REM se puede especificar un valor mínimo absoluto para la fiabilidad media de los sistemas off-grid (mini-redes y sistemas aislados).
   d. Fiabilidad de la red: De la misma forma, REM admite que se fije cuál es la estimación de la fiabilidad esperada para el suministro centralizado de la red (en función del porcentaje anual medio de energía no suministrada para los clientes de media tensión en la red.
   e. Tasa de descuento, necesaria para traducir la inversión inicial en una anualidad. Puede tener distinto valor según el modo de electrificación.
   f. Criterios de conexión a red. Algunos criterios prácticos pueden ser aplicados para condicionar la conexión a red de los clientes que no estén demasiado lejos de la red (o demasiado lejos de otros clientes). Esto puede no ser consistente con la minimización del coste, pero está relacionado con diversas prioridades o condicionamientos sociales o políticos.

Análisis de sensibilidad (cualitativo)

En este apartado se analizan los distintos datos de entrada descritos en la sección anterior en relación a su influencia sobre los resultados. La clasificación propuesta se respeta, pero dos resultados intermedios se usarán en las explicaciones, i.e. economías de escala y tamaño.

- Economías de escala, son la base para las decisiones de *clustering.* También son críticas en el paso de "diseño detallado". Ya que pueden derivar de distintas fuentes o inputs, se mencionarán explícitamente a lo largo de las explicaciones.
- Tamaño de los *clusters* (o subsistemas), en relación al número de edificios conectados a cada uno. Es un resultado intermedio del *clustering* que puede afectar enormemente al resultado final. El tamaño se ve afectado de distintas maneras por distintos inputs, y por lo tanto se utilizará en proceso de razonamiento causa-efecto.

Obviamente, las economías de escala están altamente relacionadas por definición al tamaño,

pero se tratará de identificar los efectos individualmente cuando sea posible.
Los resultados esperados de REM se verán afectados por los distintos tipos de datos de entrada de la siguiente manera:

Datos de campo.

a. Localización de edificios (en términos de densidad de población). Una gran densidad de población genera grandes tamaños de los sistemas. Resultarán en grandes mini-redes (si están lejos de la red) y más extensiones de red (si están cerca de la red). La influencia del tamaño en la extensión de red está muy relacionada con los componentes de catálogo de red (la correcta capacidad de potencia y la correcta economía de escala puede llevar a ahorros relevantes).
b. Alimentadores de distribución existente (en términos de distancia a los edificios). Parte de los costes de conexión son proporcionales a la distancia, por lo que sistemas cercanos a la red tenderán a ser extensión de red.
c. Recursos energéticos (energía solar del país, coste del diésel, lugares con potencial hidráulico). Un buen acceso a energía solar y un bajo coste de diésel favorece la creación de mini-redes.
d. Datos topográficos (mapa de altitud y zonas penalizadas). Características de terreno adversas producen sistemas más pequeños e incluso soluciones aisladas.

Hipótesis de cálculo.

a. Coste de energía de red. Obviamente, altos costes de energía producen más mini-redes y menos extensiones de red (poca influencia en sistemas aislados). El efecto que tiene este input es bajo si la distancia entre los edificios es muy grande, es cuando las distancias son pequeñas que el cambio puede ser dramático (el umbral de coste de conexión depende principalmente en los transformadores en lugar de en las líneas).
b. Fiabilidad de la red. Este parámetro afecta enormemente la presencia de mini-redes si el CENS es significativo, ya que la energía no suministrada está directamente penalizada por el CENS (crítica y no crítica). En contraste con las mini-redes, la fiabilidad de la red es un input del usuario que no puede mitigarse con inversiones extraordinarias.
c. Perfiles de demanda (críticos y no críticos, ratio de crecimiento de demanda). La energía crítica es importante ya que el valor del CENS suele ser alto. Mayor energía crítica supone un mayor coste en extensión de red (si la fiabilidad no es del 100%). En mini-redes puede simplemente imponer más fiabilidad a la solución, pero el coste no se ve tan afectado, ya que el CENS se reemplaza por coste de generación. El efecto de la ratio de crecimiento de demanda es similar al efecto de pequeños componentes en los catálogos de generación y de red. Altas demandas producen mayores tamaños y mejores economías de escala en el sistema, y por lo tanto favorecen mayores mini-redes y más extensiones de red. El coste en p.u. ($/kWh) normalmente crece con el crecimiento de la demanda.
d. Componentes de la red (líneas y transformadores). Componentes pequeños y baratos tienden a producir mayores mini-redes y más extensiones de red, ya que permiten más conexiones con el mismo ahorro.
e. Componentes de generación de las mini-redes. Componentes pequeños y baratos tienden a producir mayores mini-redes y más extensiones de red, debido a la estrategia ascendente de *clustering*. Más allá de eso, lo relevante es a la presencia de economías de escala en los componentes de generación. Los generadores diésel normalmente proporcionan estas economías de escala, tanto en el coste de inversión como en el de operación. En el caso de baterías y paneles PV, las economías de escala deberían ser modeladas explícitamente en

términos realistas. Las economías de escala producen mayores mini-redes e indirectamente puede que produzcan más extensiones de red (ya que los grandes sistemas son más probables de ser conectados a la red).

Valores estimados y consideraciones estratégicas.

a. Costes administrativos. Pueden tener distintos valores fijos para distintos modos de electrificación o también incluir costes en p.u. en función del tamaño para reflejar economías de escala en la administración de mayores sistemas. La influencia de economías de escala es relevante.
b. Coste de energía no suministrada (CENS). CENS debería fijarse en un valor mayor al típico coste de energía del sistema. El CENS está altamente relacionado a la fiabilidad de la red en el caso de extensiones de red, ya que la energía no servida está directamente penalizada por el CENS (crítica y no crítica). En el caso de mini-redes, el efecto no es tan dramático ya que los costes de energía no servida se reemplazan por los de generación.
c. Fiabilidad/calidad mínima del suministro energético de la microrred. Esta restricción puede ser impuesta en el caso de mini-redes, en térmicos de porcentaje de energía servida. El efecto es garantizar un mínimo nivel de fiabilidad para cada solución *off-grid*, a pesar del coste.
d. Tasa de descuento, necesaria para traducir la inversión inicial en una anualidad. El efecto es obviamente cambiar los costes anuales, imponiendo una recuperación más rápida, o más lenta de la inversión.

Criterios de conexión a red. Pueden influenciar la conexión a la red o los clientes prioritarios que no estén tan lejos de la red (ni tan lejos de otros clientes), para que el efecto en la solución final sea predecible directamente en términos cualitativos. Los efectos cuantitativos son interesantes, ya que pueden ser utilizados para estimar el coste actual del criterio particular empleado.

Anexo 2 – Accelerating energy access: The potential of national utility concession programs

Grégoire Jacquot, Ignacio Pérez-Arriaga, Divyam Nagpal and Robert Stoner.
MIT Technology and Policy Program
Working Paper, August 2019

As national utilities still struggle to escape financially unsustainable business models and cycles of regular bankruptcy and bailouts, the new momentum in the energy access sector has sparked growing interest in the development of innovative governance models to restructure the distribution sector and accelerate electrification. In order to achieve SDG 7 and raise the required $49 billion per year, a target far exceeding current $9bn annual investments[98] and out of reach to public agencies, increased attention has been paid to business models able to attract private capital under socially, politically and economically sustainable terms.

A possible answer is to bridge the financing gap by leveraging the resources of the private sector through so-called "public-private partnerships" (or PPPs). Electricity concessions, constituting one particular form of PPPs at the interface between State-led programs and private sector-driven approaches, have been experienced in various forms - mostly in Sub-Saharan Africa – with more or less success. Hosier *et al.*[99] identifies more than 200 electricity concessions of varying nature and scope in about 15 Sub-Saharan African countries, from small mini-grids to national utility concessions. Twelve countries attempted to implement concessions and either canceled existing concessions or abandoned implementation plans.

The success of utility concessions yields invaluable feedback on the potential of concessions to revive the distribution sector and achieve universal energy access. A detailed analysis of past experiences in concessions shows that if such approaches have already yielded very positive results in restoring financial visibility in previously financially ailing distribution utilities, utility concessions have had limited to no impact on energy access. However, recent studies show that concessions may also make unprecedented contributions towards energy access provided that electrification becomes fully part of flexible concession agreements prioritizing the financial sustainability of the distribution sector.

Electricity concessions, a promising middle ground between State-owned utility-led approaches and private sector-driven strategies

The World Bank defines a concession as "any arrangement in which a firm obtains from the government the right to provide a particular service under conditions of significant market power.".[100] While such arrangements "need not involve the private sector, since governments

[98] SE4All (Sustainable Energy for All) Advisory Board's Finance Committee (2015), *Scaling up Finance for Sustainable Energy Investments: Report of the SE4All Advisory Board's Finance Committee, 2015*, Powerpoint presentation downloaded from SE4ALL website (July 5th, 2019).
[99] *Ibid*
[100] Kerf, Michel, R. David Gray, Timothy Irwin, Celine Levesque, Robert R. Taylor, and Michael Klein (1998), *Concessions for Infrastructure: A Guide to Their Design and Award*, World Bank, Washington, DC.

can award concessions to public enterprises," concessions are usually granted to privately owned firms for the reasons mentioned above.

Concessions have mainly been implemented in two different forms. In the leasing model (or *affermage concessif*), the private contractor takes responsibility for the exploitation and maintenance of assets as well as bill recovery while the public sector retains ownership over all existing assets and remains responsible for new investments. Under strict concession agreements, the private contractor is responsible for exploiting, maintaining and expanding its assets according to pre-defined terms, with the obligation to return all assets to the public sector at the end of the concession period.

Hosler *et al.* classifies rural electrification concessions into four broad categories, namely solar home system concessions, mini-grid concessions, rural zonal concessions and national utility concessions, and provides unprecedented insight into the success factors for each concession model.

Solar concessions: an outdated framework?

The main purpose of solar home system concessions is to provide fast and flexible electrification solutions to populations hardly reachable by grid extension or mini-grids. In practice, experience has shown that the solar home system (SHS) concessional model, solely implemented in South Africa with very limited results, may not show much promise for private sector involvement in future electrification projects[101]. The natural competition in the solar sector, as well as the dynamism of fast-growing pay-as-you-go companies currently operating in more than 30 African countries, may soon render SHS concession agreements obsolete.

The SHS concession model could therefore hardly be recommended as a promising option. The level of subsidies and the difficulty of adapting these latter to different SHS and populations renders the administration of such problems hard to manage from a public perspective. Government actions should focus on establishing well-designed cross-subsidies systems between different electrification technologies while ensuring that regulators establish adequate frameworks for independent solar companies to install, maintain, and possibly finance SHS.

Mini-grid concessions: a high potential despite limited results to date

A mini-grid concession aims at providing service to settlements where demand is limited, and the costs of extending the national grid to the area either cannot be justified or cannot be undertaken in a timely manner. Most mini-grids remain small and operate in remote areas.

The development of most mini-grid concessions has long followed an informal, or "bottom-up" model[102]. Once adequate frameworks and subsidy models have been established by public agencies – most of the time by a consortium of Ministries and the local electrification agency or fund, local projects are proposed by local communities, evaluated and approved by public authorities. Interestingly, no national plans mention targeted areas as areas of specific interest

[101] Hosier *et al.* (2017), *Rural Electrification Concessions in Africa: What Does Experience Tell Us?*, World bank, Washington DC.
[102] Hosier *et al.* (2017), *Rural Electrification Concessions in Africa: What Does Experience Tell Us?*, World bank, Washington DC.

for mini-grids and feasibility studies have exclusively remained at the charge of the local communities – or any form of local contractor.

Tenenbaum *et al.* (2014)[103] has shown that while few African countries actively encouraged private mini-grids, adequate regulatory frameworks were still absent at the time, creating significant confusion, especially concerning subsidy regimes and the regime of connection to the grid. Despite the proclaimed objective of several African countries to actively support mini-grid concessions, adequate regulations and institutional frameworks remain elusive. An average 4-6 years elapsed between the development of national laws for mini-grid concessions and the award of the first concessions in Mali, Uganda, and Madagascar[104,105,106].

In practice, these small-scale mini-grid concessions have proven successful in attracting *local* private capital and skills. Most projects entailed private funding, that accounted for 10 to 60% of the total investment costs.

Mini-grid concessions have demonstrated very positive local impact despite their limited geographic scope. Most importantly, field studies have shown a dramatic involvement of local entrepreneurs and communities in the financing, installation, and maintenance of installations, unleashing local businesses, and productive businesses best suited to local contexts. The very local nature of mini-grids has proven well suited to local entrepreneurship and the involvement of local communities able to identify adequate generation models and operation/maintenance companies[107].

Several key challenges now hamper the large-scale development of mini-grids. In terms of financial viability, mini-grid concessions have demonstrated mixed results to date. Past experiences show that while most concessionaire usually raise adequate equity and debt to establish mini-grids and manage to recover their operation, current bottom-up models have limited the financial viability of these projects and ability to maintain and expand their asset base[108]. First, the small size of most mini-grids, preventing concessionaires from benefiting from economies of scale. Second, the bottom-up nature of mini-grid projects limits the ability of concessionaires to negotiate adequate cost-reflective tariffs, well-targeted subsidy schemes. Third, the unwillingness of local populations to pay higher prices compared to grid-based services. In Mali, most mini-grids within a close distance from the grid had to be purchased by the national utility and charge grid tariffs in order to avoid local unrests[109].

From a planning perspective, current bottom-up models suffer from the lack of coordination with larger-scale electrification projects and their structural inability to tap international funding sources. Most importantly, mini-grids are developed independently from each other on

[103] Tenenbaum, Bernard, Chris Greacen, Tilak Siyambalapitiya, and James Knuckles (2014), *From the Bottom Up: How Small power Producers ad Mini-Grids Can Deliver Electrification and Renewable Energy in Africa.* World Bank, Washington, DC.
[104] Castalia (2015), *Evaluation of Rural Electrification Concessions in sub-Saharan Africa, Detailed Case Study: Madagascar, Report to the World bank*, Castalia Advisory Group, Paris.
[105] Castalia (2015), *Evaluation of Rural Electrification Concessions in sub-Saharan Africa, Detailed Case Study: Uganda, Report to the World bank*, Castalia Advisory Group, Paris.
[106] Castalia (2015), *Evaluation of Rural Electrification Concessions in sub-Saharan Africa, Detailed Case Study: Mali, Report to the World bank*, Castalia Advisory Group, Paris.
[107] Hosier *et al.* (2017), *Rural Electrification Concessions in Africa: What Does Experience Tell Us?*, World bank, Washington DC.
[108] Castalia (2015), *Evaluation of Rural Electrification Concessions in sub-Saharan Africa, Detailed Case Study: Mali, Report to the World bank*, Castalia Advisory Group, Paris.
[109] *Ibid*

an individual basis following local requests[110,111]. In the absence of detailed pre-feasibility studies, common management and ownership, and large-scale integrated planning, mini-grids are unlikely to benefit from economies of scale and adequate subsidy schemes. Mini-grids also generally develop without grid connection clauses, thereby threatening the viability of the projects while the grid arrives. What is more, the local nature of mini-grids usually prevents these latter from directly taping into international equity and debt financing, being limited to public funding through Ministries or eventual rural electrification agencies or funds (if any)[112].

Despite these obstacles, the positive impact of mini-grids in their areas of operation warrants paying utmost attention to the development of these business models to promote energy access in areas hardly reachable by the grid in the short or medium term. Improving access to international funding and private capital, developing well-targeted cross-subsidization schemes, implementing cost-reflective tariffs, adopting clear grid connection clauses and encouraging shared management and ownership would dramatically improve the impact of mini-grids and foster the scale-up of these business models out of the current pilot scale.

Territorial electrification concessions: an unsuccessful experience but key lessons to be learned

The territorial concession model has been implemented in Senegal as of the early 2000s in the aftermath of the much-celebrated Moroccan national electrification program PERG (*Plan d'Electrification Rurale Global* in French). In contrast to the State-owned utility-driven model adopted by Morocco, Senegal opted for a zonal concession approach granting rights to provide electrical services to external companies within preliminarily agreed upon delimitated areas. While this program may have yielded very limited results, key lessons about the structuring of concessions and the potential of zonal and national-scale concessions could be drawn from the Senegalese experience.

A decade after inception, the Senegalese territorial concession program yields important lessons about the design and implementation of concessions. First, that cooperation between concessionaires and local utilities is key. SENELEC proved unwilling to coordinate with contractors while extending its assets and did not sign off-take agreements to provide concessionaires with electricity, rendering grid extension-based projects unfeasible in more regions. Second, implementing large-scale concessions takes time and requires extensive experience from an institutional, financial, and technical perspective. Senegal was first in developing territorial concessions, and the connections took place nearly ten years after the inception of the program. Third, sustained political support is key in ensuring the design and implementation of concessions that run much beyond the typical 5-year political horizon.

The experience of Senegal in territorial concessions is mixed but yield important lessons that could pave the way for successful zonal concessions in the future, provided that adequate institutional, planning and regulatory measures are taken. The critical condition of local utilities, the recent development of fast-growing solar technologies and the advent of GIS-based technologies may now allow countries to further explore the potential of territorial concessions.

[110] *Ibid*

[111] Castalia (2015), *Evaluation of Rural Electrification Concessions in sub-Saharan Africa, Detailed Case Study: Madagascar, Report to the World bank*, Castalia Advisory Group, Paris.

[112] Hosier *et al.* (2017), *Rural Electrification Concessions in Africa: What Does Experience Tell Us?*, World bank, Washington DC.

Utility-scale electrification concessions: a successful model yet to be opened to energy access

Four national utility concession programs have been implemented in Sub-Saharan and were still in operation in 2015 in Cameroon (ENEO), Côte-d'Ivoire (CIE), Gabon (SEEG) and Uganda (Umeme). All four were implemented with the idea of relieving the public sector from the burden of inefficient State-owned electricity utilities and drawing on private resources to revive ailing distribution sectors by improving sector performance and ensuring financial viability. ENEO, CIE, and SEEG are all privately-owned integrated utilities with substantial public ownership while Umeme is exclusively involved in the distribution sector. While the overall experience proved positive about the revitalization of previously financially unsustainable utilities, none of these concessions was implemented to accelerate energy access, and their impact on electrification might be limited to date[113]. However, the resilience and flexibility of the utility concession model leaves ample room for adjustments and integrating energy access into well-designed concession agreements without compromising on financial sustainability.

Interestingly, Hosler *et al.* records that nine other Sub-Saharan countries attempted – unsuccessfully to implement utility concession programs without abandoning the idea, thereby emphasizing the difficulty to implement efficient and financially sustainable programs. Most of these experiences remain undocumented. However, the limited amount of information available shows that most of these attempts failed at the inception stage during negotiations over tariff increases and the implementation of cost-reflective tariffs along with targeted subsidies.

Overview of currently operating utility concessions

All four concessions led to significant improvements in service quality and financial condition of the national power utilities. In the absence of any well-structured clauses about universal electrification, the impact of these concessions on energy access remains unclear.

In **Cameroon,** the utility concession was awarded to the privately-owned consortium AES SONEL (ENEO since 2014) for 20 years in 2001[114]. Annual performance targets operational efficiency, reduction of losses, and network extension have been met while the financial viability of the company has been consistently maintained over the past two decades[115]. Maintaining the concession in operation has required significant public involvement. ENEO's viability, guaranteed by cost-reflected tariffs that remain one of the highest in Sub-Saharan Africa, is further safeguarded by increasing public subsidies aiming at filling the gap between frozen electricity tariffs and rising operational costs[116].

Regarding **Côte d'Ivoire**, the concession was awarded to CIE (or *Compagnie Ivoirienne d'Electricité*) to operate the assets of the vertically integrated power utility for 15 years in 1990

[113] Hosler *et al.* (2017), *Rural Electrification Concessions in Africa: What Does Experience Tell Us?*, World Bank, Washington DC.
[114] Castalia (2015), *Evaluation of Rural Electrification Concessions in sub-Saharan Africa, Detailed Case Study: ENEO Concession Cameroon, Report to the World bank*, Castalia Advisory Group, Paris.
[115] *Rapports annuels* (2013 to 2017), ENEO, Douala
[116] Castalia (2015), *Evaluation of Rural Electrification Concessions in sub-Saharan Africa, Detailed Case Study: ENEO Concession Cameroon, Report to the World bank*, Castalia Advisory Group, Paris.

and renewed for another 15 years in 2005[117]. As in Cameroon, energy access projects remain almost exclusively financed through public projects, thereby allowing CIE to focus on the operation, maintenance, and upgrade of its current assets and safeguarding CIE's long-term financial stability[118].

As for **Gabon**, the concession contract was awarded to SEEG (or *Société d'Energie et d'Eau du Gabon)* for 20 years in 1997. A decade of preparation of the institutional, financial, and operational aspects of the concession agreement have allowed the country to operate on a single contract without major revision for nearly 20 years[119]. SEEG's financial sustainability is ensured by the company's ability to charge annually revised tariffs in most regions and to benefit from public subsidies for "social customers". SEEG's electrification mandate is confined to its concession perimeter, which extends within 400 meters of the existing grid. Long-term investments in grid extension whose payback period exceeds the duration of the concession are the responsibility of the public sector, which then returns assets to the utility. This strategy has allowed the national utility to connect 98% of customers in urban areas.

Uganda's concession was awarded to Umeme Limited for 20 years in 2004. Umeme accounts for 95% of the country's distribution network, while small-size grid concessions account for the 37,000 customers[120]. The main objective of the concession was to relieve public finances by revitalizing of the distribution sector through loss reduction and increased bill recovery rates. Umeme's case is considered as one of the most successful concession experiences in Africa. According to Hosler *et al.* (2017), system losses fell from 38% in 2005 to 21% in 2014, and bill collection rates increased from 80% to 99.1% over the same period. However, this success may stem from the absence of cash-intensive rural electrification requirements in the concession agreement.

Umeme's responsibility in energy access is limited to its concession zone, which extends within 1km of the existing grid[121]. The extension of current lines to rural areas has suffered from competitive projects and limit the potential for large-scale electrification projects. The extension of the grid into rural areas is currently financed by public entities and assets are later transferred to local concessionaires, sometimes operating within Umeme's operation zone[122]. The fragmenting of the distribution sector resulting from public sector financed grid extension leads to significant duplication of efforts and may limit the potential for economies of scale.
Uganda's electrification rate thus follows a slow but steady upward trend, up from 9% in 2000 to 14% in 2016[123] and around a third of Umeme's new connections are made in rural areas[124].

[117] Castalia (2015), *Evaluation of Rural Electrification Concessions in sub-Saharan Africa, Detailed Case Study: ENEO Concession Cameroon, Report to the World bank*, Castalia Advisory Group, Paris.
[118] Hosler *et al.* (2017), *Rural Electrification Concessions in Africa: What Does Experience Tell Us?*, World Bank, Washington DC.
[119] International Finance Corporation (2010), *Gabon: Société d'Energie et d'Eau*, Public-Private Partnership Stories, IFC, Washington DC.
[120] Castalia (2015), *Evaluation of Rural Electrification Concessions in sub-Saharan Africa, Detailed Case Study: Uganda, Report to the World bank*, Castalia Advisory Group, Paris.
[121] *Ibid*
[122] Hosler *et al.* (2017), *Rural Electrification Concessions in Africa: What Does Experience Tell Us?*, World Bank, Washington DC.
[123] *Ibid*
[124] World Bank World Development Indicators (accessed on July 5th 2019)

The next frontier: integrating energy access into financially sustainable utility concession agreements

While the four national utility concession programs have proved successful in restructuring distribution utilities from periodically bailed out companies to financially sustainable structures able to meet stringent service quality targets, energy access has remained out of scope for all concession agreements and has experienced limited progress. However, past experiences show that concessionaires in Cameroon, Cote d'Ivoire, Gabon, and Uganda have proved willing to cooperate with governmentals provided that adequate supporting frameworks were implemented. A set of key lessons[125] could be derived from their experience and prove helpful in the design of future concessions best able to achieve universal energy access.

First of all, utility concessions were not designed to address the challenge of energy access but may prove resilient and flexible enough to accommodate universal electrification requirements. The experience of the four countries mentioned above shows that utilities were both willing and able to expand their concession area and engage into *well-targeted* electrification programs *within their area of action* provided that adequate guarantees, subsidies, and flexibility regarding the mode of electrification (through grid extension, mini-grids or SHS) were granted.

Second, proactive political support plays a key role in the design, implementation of resilient concessions. Such support will prove all the more important if energy access becomes part of concession agreements and foster further institutional, financial, and operational cooperation between public and private stakeholders. A major advantage of national utilities over smaller scale concessions is there negotiation power over public institutions and ability to set up more favorable conditions best able to support financially sustainable frameworks for action.

Lastly, a major challenge for the next decades will be to integrate a universal energy access mandate to concessions agreements without compromising on the financial health and increased performance of the concessionaire. Energy access targets should be defined in a holistic manner entailing both connections and quality of service.

National utility concessions have the potential to bring unprecedented disruption to the distribution sector by both reviving ailing distribution companies and empowering power companies to face daunting challenge of universal energy access – without compromising on performance and financial sustainability objectives. While most electrification efforts have historically focused on the limited concession zone surrounding the existing grid, national utility concessions have the geographic scope and resilience to engage into large-scale electrification programs best able to leverage all possible electrification technologies and modern planning methods under both bottom-up and top-down approaches.

[125] As determined by Hosler *et al.* (2017)

Anexo 3. Análisis piloto del potencial y necesidades de planificación integrada y de mínimo costo de la electrificación por extensión de redes, micro-redes y sistemas individuales aislados con el Reference Electrification Model (REM) en Colombia

En el marco de la presente *Misión de Transformación Energética y Modernización de la Industria Eléctrica: Hoja de ruta para la energía del futuro*, el Foco No. 4 sobre *Cierre de brechas, mejora de la calidad y diseño y formulación eficiente de subsidios* se señala ya que "*la planificación de la electrificación de un territorio, por cualquier modo de suministro, es necesaria para determinar la hoja de ruta de inversiones e implementación de proyectos para el logro de las metas de electrificación con el menor costo posible. También permite establecer las prioridades de inversión para cada uno de los distintos tramos y fases de implementación del plan, conforme a la disponibilidad de fondos y a las políticas prioritarias energéticas y de desarrollo sostenible, así como determinar los costos de servicio de referencia que pueden servir de base para el cálculo de las tarifas y subsidios necesarios para la regulación y sostenibilidad del suministro eléctrico a largo plazo.*

Los objetivos de expansión de cobertura suponen pasar de la situación actual (donde el esfuerzo de electrificación del país ha logrado que de cada 100 hogares colombianos, 97 cuenten con servicio de energía eléctrica, según el PIEC 2017, con coberturas de 99,72% en las cabeceras municipales y 81,87% en el área rural) para alcanzar a las 431.137 viviendas que aún carecen de servicio, de las cuales 223.688 se encuentran en zonas colindantes al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y 207.449 en Zonas No Interconectadas (ZNI) (PND 2018-2022).

Aunque el porcentaje no electrificado es pequeño, afecta a un número importante de personas que en gran parte viven en zonas de difícil acceso, y a grandes extensiones de territorio donde es costoso proporcionar el servicio eléctrico.

Las actuales estimaciones indican que completar la electrificación al 100% va a requerir inversiones del orden de los 5 billones de pesos (unos 1.500 millones de dólares). Como se indica en el PIEC 2016-2020, el costo de electrificación por usuario aumentó en el periodo 2013-2015 de 7,4 a 11,4 millones de pesos en el SIN (entre 2.200 y 3.500 dólares), y de 11,4 a 17,1 millones de pesos en las ZNI (entre 3.500 y 5.200 dólares). Se debe esperar que los costos por usuario sigan aumentando a medida que se incremente el nivel de electrificación, ya que normalmente los últimos usuarios por conectar son los más alejados y por ende más costosos, puesto que habitualmente los operadores de red e inversionistas van a ir ordenadamente electrificando aquellas zonas que presenten costos menores, para garantizar su viabilidad financiera y sostenibilidad.

Por eso, el desarrollo de un Plan Nacional de Electrificación debe tener hoy en cuenta de forma integrada todas las tecnologías disponibles, tradicionales y disruptivas, ya sea por extensión o densificación de redes, sistemas aislados con mini y mini-redes o sistemas domiciliarios individuales, de forma que se pueda calcular en detalle no sólo cuál es la opción de menor costo para cada región, aldea o cliente individual, sino que permita determinar cuál es el coste de servicio asociado a cada sistema (de red, microrred o aislado) y los costes de inversión,

operación y mantenimiento que implican para cada agente individual de electrificación y para el sector eléctrico en su conjunto.

El uso de modelos de planificación georreferenciados por ordenador, como el Modelo de Electrificación de Referencia REM[126], permiten hoy diseñar en detalle cada sistema de suministro para miles de clientes individuales, según las características y demanda particulares de cada uno de ellos (hogares, usos comunitarios o productivos) optimizando el coste según el catálogo de tecnologías de red y fuera de red seleccionado por el planificador. Así permite a los ministerios, reguladores y planificadores el analizar de forma detallada y rigurosa las distintas alternativas y opciones estratégicas, comparando los pros y contras de cada una de ellas, conociendo detalladamente de los costos asociados, de forma que facilitan el proceso de toma de decisiones, su implementación por parte de las operadoras, el seguimiento posterior del cumplimiento de los objetivos previstos, y la actualización del plan siempre que sea necesario.

El equipo del UEA Lab ha desarrollado en el segundo semestre de 2019 un primer proyecto piloto, permitiendo la evaluación por parte de la UPME del potencial, oportunidad y necesidades de la herramienta REM en Colombia. Este piloto se ha desarrollado con la UPME en una pequeña región de Antioquia, mostrando en qué forma se lleva a cabo la determinación del modo de electrificación de menor coste, ya sea por extensión de la red central (en Media y Baja tensión hasta cada consumidor), mediante micro-redes aisladas en cada aldea, o a través de sistemas individuales aislados, qué datos de entrada son necesarios, cómo abordar la integración con la información ya disponible en la UPME, que necesidad hay de recurrir a otra información como imágenes satelitales, bases de datos nacionales o internacionales, o la oportunidad de complementar con trabajo de campo, para finalmente establecer cómo deberían configurarse los algoritmos de REM para su adecuación a las necesidades de planificación de la UPME.

Para más información sobre los datos de entrada y los algoritmos internos del modelo REM, se puede consultar en el artículo publicado en Proceedings IEEE (P.Ciller et al., 2019) [127]

Potencial de REM para el desarrollo de una planificación integral (de red y fuera de red) en Colombia

Como ya se indica en el cuerpo del documento final del Foco 4 en relación con el cierre de brechas, "*la planificación de la electrificación de un territorio, por cualquier modo de suministro, es necesaria para determinar la hoja de ruta de inversiones e implementación de proyectos para el logro de las metas de electrificación con el menor costo posible. También permite establecer las prioridades de inversión para cada uno de los distintos tramos y fases de implementación del plan, conforme a la disponibilidad de fondos y a las políticas prioritarias energéticas y de desarrollo sostenible, así como determinar los costos de servicio de referencia que pueden servir de base para el cálculo de las tarifas y subsidios necesarios para la regulación y sostenibilidad del suministro eléctrico a largo plazo.*"

[126] El modelo REM ha sido desarrollado conjuntamente por el *Universal Energy Access Laboratory* (UEA Lab) del Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas (IIT-Comillas) y del Massachusetts Institute of Technologies (MIT), para la optimización integrada de la electrificación por extensión de redes y tecnologías fuera de red.

[127] P. Ciller, D. Ellman, C.R. Vergara Ramírez, A. González-García, S.J. Lee, C. Drouin, M. Brusnahan, Y. Borofsky, C. Mateo, R. Amatya, R. Palacios, R.J. Stoner, F. de Cuadra, I.J. Pérez-Arriaga. *Optimal electrification planning incorporating on- and off-grid technologies: the Reference Electrification Model (REM).* Proceedings of the IEEE. vol. 107, no. 9, pp. 1872-1905, Septiembre 2019. [Online: Julio 2019] Disponible en: https://ieeexplore.ieee.org/document/8760510

La escala y complejidad de contextos –económicos, sociales, geográficos, medioambientales y tecnológicos– para el logro del reto del acceso universal requiere el uso de modelos de apoyo a la decisión que permitan procesar la enorme cantidad de datos necesarios y la diversidad de opciones de electrificación posibles, informando con rigor el coste de las diferentes opciones posibles y permitiendo su posterior implementación práctica. Por eso es necesario el uso de herramientas informáticas de planificación que den soporte a los gobiernos, reguladores, compañías eléctricas y otros actores en la toma de decisiones técnicas y económicas que tengan en cuenta la localización y necesidades detalladas de cada tipo de cliente, la disponibilidad y coste de los recursos energéticos (centralizados y distribuidos), los modelos de suministro posibles, los códigos técnicos y la regulación aplicable en cada caso. El problema de decidir entre diferentes soluciones de electrificaciones se beneficia en gran medida del uso de algoritmos de análisis técnico-económico por ordenador como el Modelo de Electrificación de Referencia REM, que se ha aplicado ya en distintos países de África (planes nacionales de Ruanda y Mozambique, planes regionales en Uganda y Nigeria, estudios de factibilidad en Nigeria o Kenia), Asia (pan regional para las Islas Molucas y Papua en Indonesia, factibilidad y optimización de la geolocalización y el diseño de mini-redes integrables con la red en cinco estados de la India con más de 300 millones de habitantes, planificación de la electrificación en el distrito de Vaishali en el estado de Bihar, India) y América Latina (modelos de factibilidad y planificación grid/off-grid para los distritos de Cajamarca y Loreto en Perú, planes municipales de electrificación off-grid en Honduras) para la elaboración de planes de acceso universal a la electricidad a escalas nacionales y regionales y para el diseño y análisis de factibilidad de mini-redes y modelos de negocio off-grid.

Modos de electrificación

El diseño tecnológico de cada modo de electrificación para cada cliente individual, en concreto (1) conexión a la red existente, (2) conexión a una mini o micro-red aisladas independientes y (3) pequeños sistemas de un solo cliente (Solar Kits en CC o Sistemas en CA), debe tener en cuenta pormenorizadamente las características técnicas y económicas de cada uno de estos modos. La evaluación de qué modo de electrificación es más conveniente (o de menor coste) para el suministro de cada cliente dentro de las áreas de estudios (donde puede coexistir una mezcla óptima, de mínimo coste, de los tres modos de electrificación), con sus características independientes, requiere considerar lo siguiente:

- Conexión a la red: topología y diseño de la red existente; características eléctricas y coste del catálogo de componentes de red (líneas y transformadores); coste y fiabilidad de la energía suministrada por la red; tarifas aplicables y coste de servicio; códigos técnicos de media y baja tensión (caídas de tensión, líneas aéreas o subterráneas, topologías en tres, dos o una fase, etcétera).

- Sistemas fuera de red: Componentes para la generación en CA o CC; código de red aplicable a las micro-redes (preferiblemente compatible con la extensión de la red); catálogo de componentes de red; fiabilidad objetivo para los modos de electrificación fuera de red; estándares y códigos aplicables para micro-redes y sistemas aislados; mapa de recursos disponibles, potencial y perfil horario (solar, hidráulica, viento, biomasa…); coste y restricciones en el uso de diésel para generación distribuida.

- Caracterización de la demanda: Por tipos de clientes y, si procede, modos de electrificación (perfil de demanda, requerimientos mínimos de fiabilidad y cantidad de suministro).

- Consideraciones geográficas: Topografía, mapa de altitudes y de zonas prohibidas (lagos o zonas protegidas) y de alto riesgo (sujetos a criterios medioambientales, sociales o geopolíticos) zonas de mayor coste de implementación o mantenimiento (e.g. selvas o zonas pantanosas), zonas preseleccionadas para un modo de electrificación prefijado (e.g. extensión de red o fuera de red).

Fases del proceso de planificación de la electrificación

El Modelo de Electrificación de Referencia REM permite el desarrollo de un proceso comprehensivo de la electrificación que incluye la utilización del modelo de computación y la elaboración de dictámenes y análisis por parte de los expertos y los responsables de la toma de decisiones, de forma conjunta para la extensión de red y los sistemas fuera de red, de forma que se pueda lograr la electrificación universal al menor coste posible, en el marco y coordinado con otros objetivos de política energética o de reducción de emisiones. Las fases principales de este plan de trabajo son:

a) Recopilación de datos, inferencia y procesado SIG.

b) Análisis con el Modelo REM. Análisis de sensibilidades y selección de escenario de referencia en colaboración con los stakeholders.

c) Redacción y aprobación del Plan Integral (grid/off-grid) de Electrificación Universal a escala nacional, regional o municipal. En el caso colombiano este plan integral debe ayudar a coordinar la electrificación por extensión de redes y mini-redes en las ZNI y su integración con el SIN.

d) Financiación, diseño de modelos de negocio y regulatorios, respetando las concesiones territoriales existentes y asignando correctamente, según criterios de mínimo costo, las zonas del territorio aún pendientes de asignación.

e) Implantación, seguimiento y corrección del plan a lo largo de su período de ejecución.

f) Transferencia de tecnología, capacitación y explotación a largo plazo a la UPME, fortaleciendo sus capacidades humanas y tecnológicas, y posibilitando la asunción de competencias como planificador exclusivo, aprovechando la potencialidad de la plataforma REM para integrar la participación de todos los actores y stakeholders del proceso de planificación, viabilización, implementación y seguimiento de los planes regionales y proyectos de electrificación con red y fuera de red por distintos agentes, según corresponda.

Piloto en la región de Antioquia

Para mostrar el funcionamiento de la herramienta REM en Colombia, se ha hecho un pequeño estudio piloto con la ayuda de la UPME en la región de Antioquia. Partiendo de un plano de la red de media tensión existente en 2019, disponible en la UPME en formato GIS, y de la posición y tamaño de las comunidades registradas como no electrificadas en la región de Antioquia, se ha procedido a la geolocalización de la posición de los clientes (por medio de imágenes vía satélite y a través del *High Resolution Settlement Layer*, HRSL, de la Universidad de Columbia), determinando aquellos que no están ya conectados a la red y seleccionando un conjunto de comunidades no electrificadas en la región, con aproximadamente 600 consumidores.

Considerando como base la demanda residencial de Colombia, y utilizando para este piloto catálogos técnico-económicos internacionales como referencia, se ha procedido al desarrollo del piloto con REM. Estos catálogos incluyen tanto de componentes de red (líneas, transformadores de media y baja tensión, contadores y protecciones en el lado del cliente, con sus características eléctricas y económicas) como de generación en micro-redes (paneles, baterías y generadores diésel, controladores, convertidores AC/DC, entre otros) y pequeños sistemas fotovoltaicos individuales en CC. Es importante notar que en este piloto se han utilizado los mismos estándares de red (i.e. reglamento de media y baja tensión) y catálogos tanto para la extensión de red como para las micro-redes, asegurando así la inter-compatibilidad de ambos modos de electrificación y permitiendo su futura eventual integración.

Los datos de irradiación solar se han obtenido del National Renewable Energy Laboratory (NREL). En la siguiente gráfica se recoge una muestra de los datos empleados:

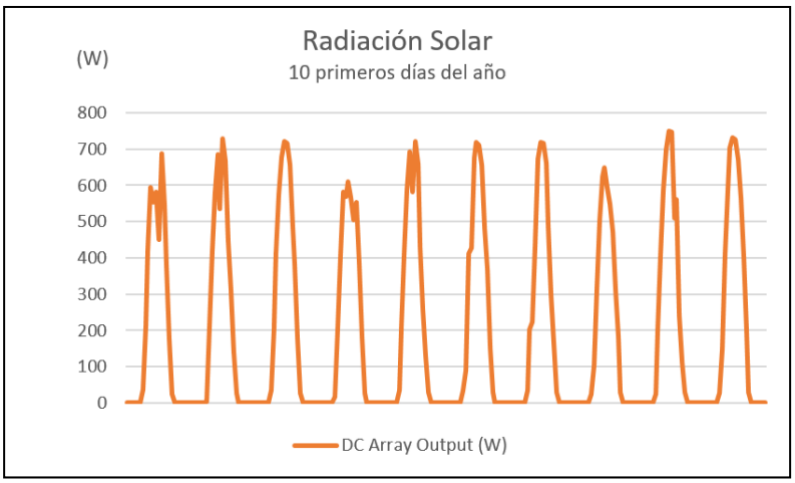


Figura 1. Radiación solar (datos extraídos de https://pvwatts.nrel.gov/

La demanda base es la mostrada en la siguiente figura, tomando como referencia la información proporcionada por la UPME para zonas rurales aisladas y las curvas de consumo horario obtenidas en trabajos de campo por el UEA Lab en proyectos realizados en el distrito de Loreto (Perú).

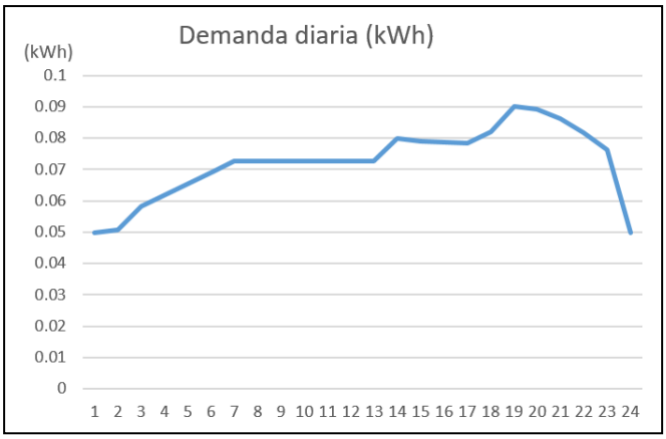


Figura 2. Demanda base

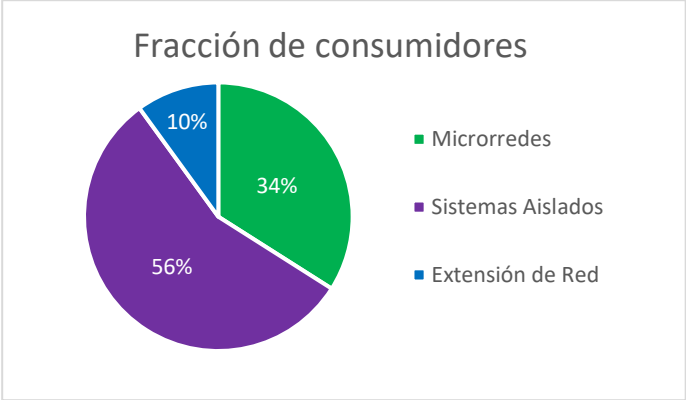
Para el desarrollo del plan nacional será necesario conocer estas demandas en el mayor detalle posible, detalladas tanto por tipos de cliente (el modelo REM permite analizar escenarios con decenas de tipos de clientes diferentes, domiciliarios, productivos o de usos comunitarios) como por su posible variabilidad geográfica.

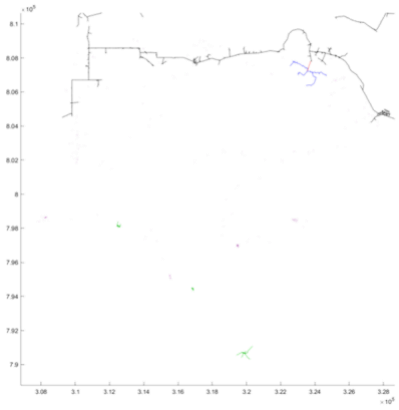
A partir de un primer caso base de referencia, se ha elaborado un análisis de sensibilidad en función de la demanda con el fin de observar el cambio en la solución de electrificación más costo eficiente.

También es importante notar aquí que en este piloto, por simplicidad, se ha utilizado una sola curva de demanda media para todos los clientes, pero REM permite en su uso habitual en planificación la especificación de niveles y perfiles de consumo diferenciados por tipo de clientes, teniendo en cuenta en el diseño final de la generación y la distribución tanto la posición individual de cada cliente con su perfil de consumo, como el impacto de en el diseño y los flujos de carga de cada proyecto de red o micro-red, o en el despacho energético de la generación.

Caso Base de Referencia: Demanda esencial

Con una demanda anual media de 633kWh por consumidor en zonas rurales, de acuerdo con la UPME, la solución óptima de electrificación (de menor coste) supondría para esta zona no interconectada el abastecer al 90% de los consumidores a través de soluciones aisladas, de las cuales más de la mitad corresponderían a sistemas o kits solares aislados, y un tercio a micro-redes. La extensión de red en este caso sólo sería la solución económica más eficiente para un 10% de los nuevos clientes.





A continuación se muestra una proyección sobre imágenes de satélite de la solución de electrificación para la zona piloto.

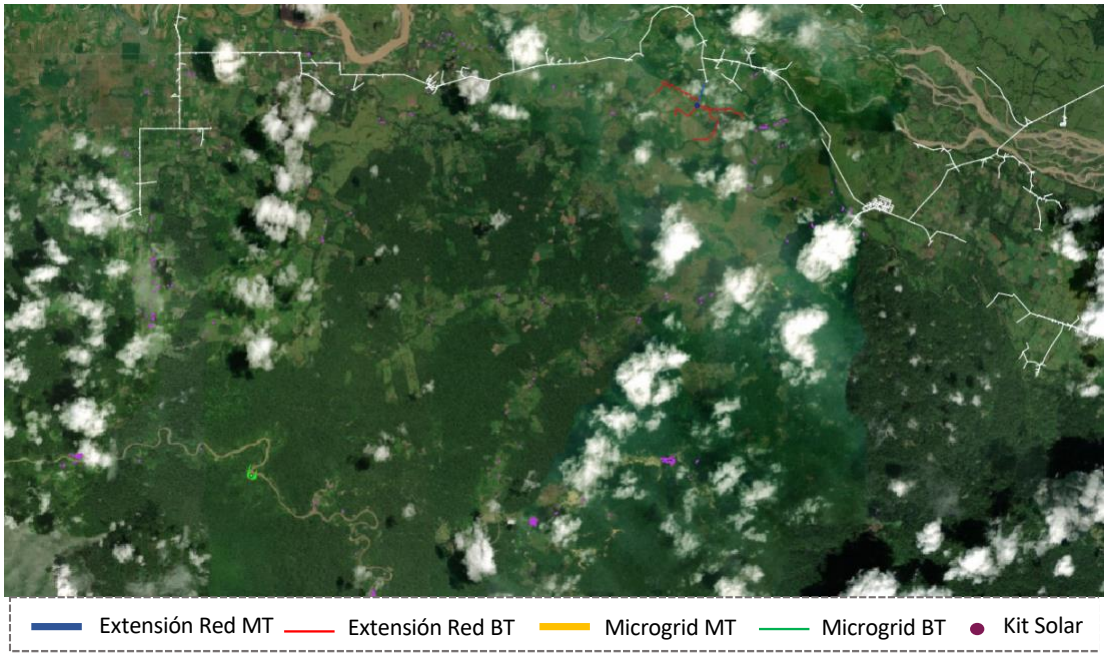


Ilustración 1. Solución de electrificación Caso Base de Electrificación con Demanda Esencial.

Las mini-redes resultantes tienen entre 58 y 67 consumidores. Estas comunidades son demasiado pequeñas para que sea económicamente eficiente el uso de diésel para apoyo o *backup,* debido al coste competitivo de generación fotovoltaica en estas zonas. Así el resultado son mini-redes puramente fotovoltaicas.

El despacho energético y la fiabilidad de las mini-redes en este caso se muestra en las siguientes dos figuras. Puede comprobarse que el sistema es casi 100% fiable durante el día y hasta la 1 de la madrugada, momento en que empieza a descender su capacidad hasta las 6 de la mañana, justo antes de la salida del sol, en que la luz solamente estaría disponible aproximadamente solo el 10% de los días.

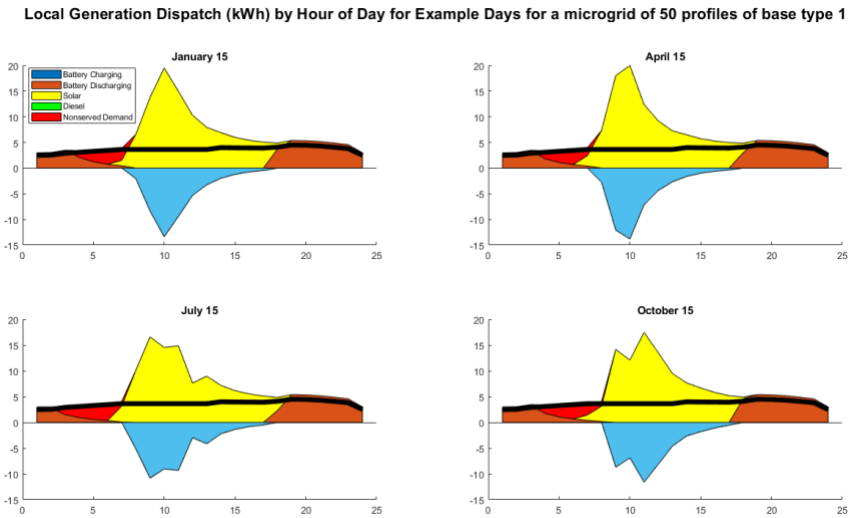


Figura 3. Despacho energético de una microrred tipo de 50 usuarios

Es importante destacar aquí que la fiabilidad resultante de las mini-redes depende del nivel de penalización establecido en las entradas del modelo para el coste de energía no suministrada. En este caso el porcentaje de demanda servida total es de un 87%, siendo el momento crítico las primeras horas de la mañana ya que la batería se ha descargado durante la noche y la irradiación solar es todavía nula o escasa a esas horas. REM permite determinar a priori los niveles de fiabilidad esperados por el regulador (incluyendo horas y servicios críticos que deben priorizarse sobre otras) de forma que el diseño de la generación se modifica para garantizar la conformidad de los sistemas y despacho resultantes, permitiendo asimismo simular el comportamiento de micro-redes inteligentes que puedan incluir sistemas de gestión de la demanda.

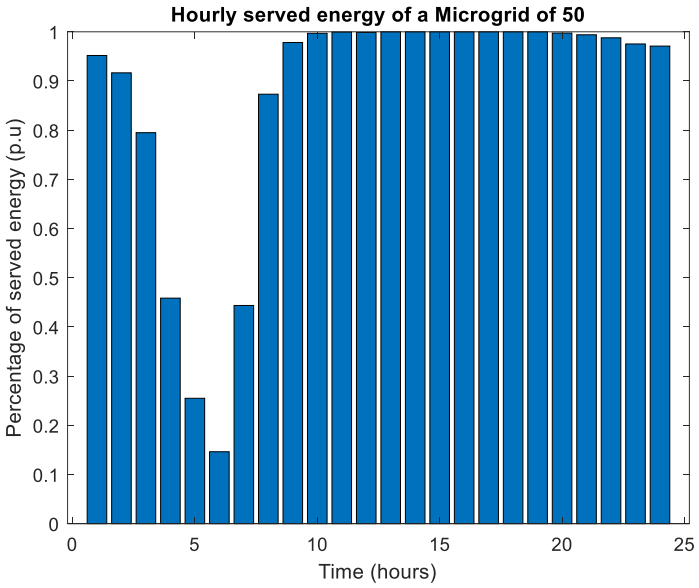
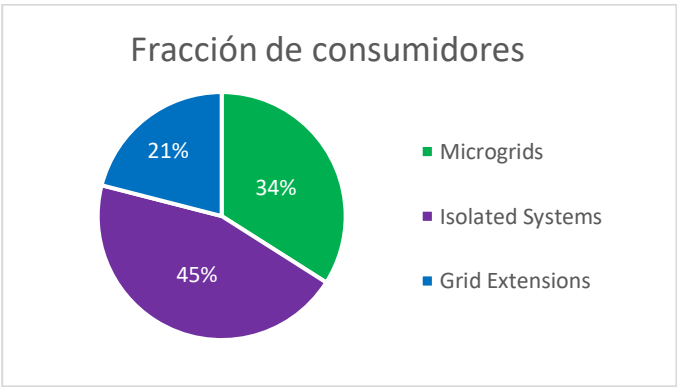
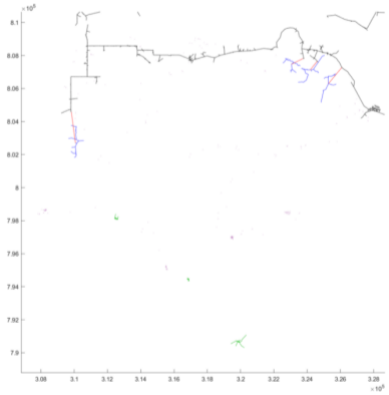


Figura 4. Fiabilidad de una microrred tipo de 50 usuarios

Sensibilidad 1: Demanda esencial x2

Si la demanda del consumidor alcanza los 1.266 kWh/año, en este caso la solución pasa a duplicar el porcentaje de consumidores conectados a la red existente, conectando sobre todo consumidores anteriormente aislados en la cercanía de la red de MT existente. La solución de menor coste para poblaciones que están más lejos de la red sigue siendo micro-redes compatibles con la red.





En la Ilustración 2 se puede ver cómo la extensión de red alcanza nuevos clientes sobre todo en el este de la región piloto.

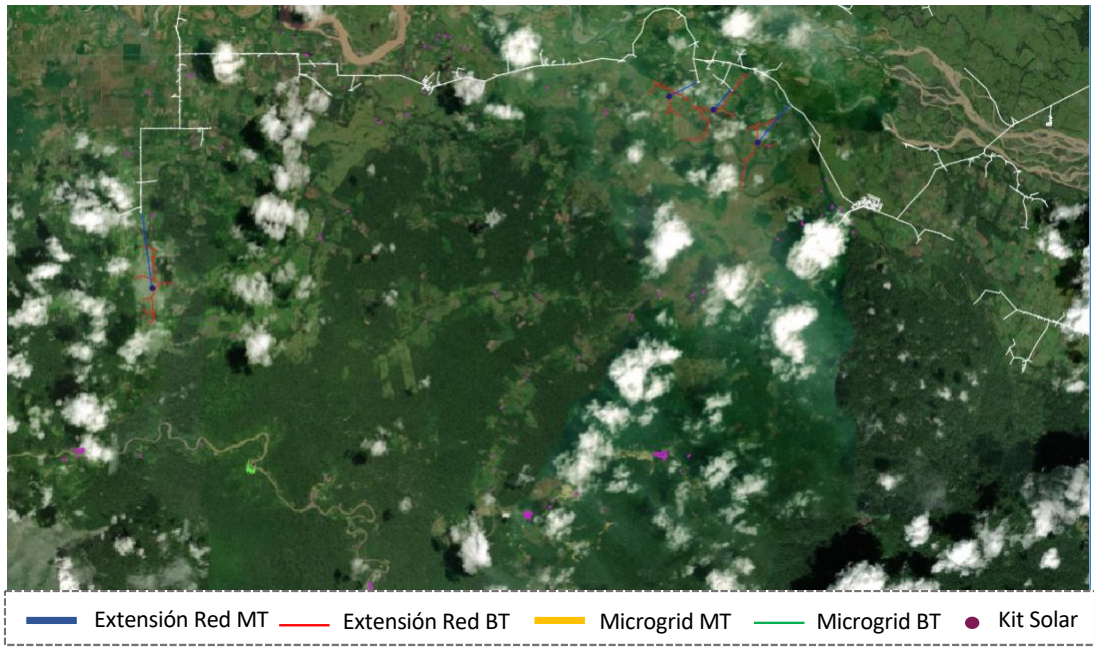
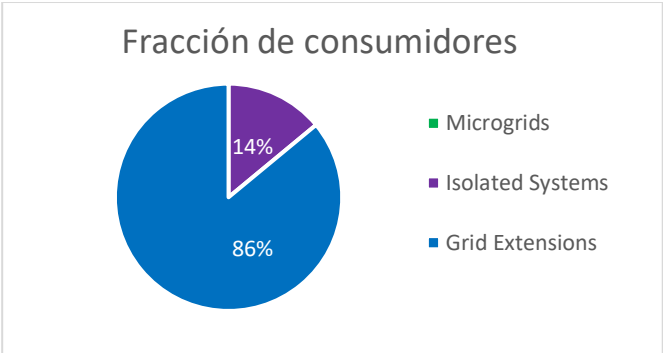
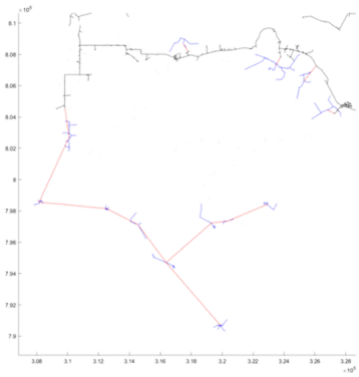


Ilustración 2. Solución de electrificación para la Sensibilidad 1, con demanda esencial x2

Sensibilidad 2: Demanda esencial x4

Al cuadruplicar la demanda residencial, ésta pasa a ser de más de 2500kWh anuales por consumidor. En este escenario de alta demanda (aunque aún lejos de los consumos urbanos y de zonas rurales con alto nivel económico) casi el total de los consumidores (86%) pasa a estar conectado a la red de media tensión existente.





A continuación, las siguientes ilustraciones muestran los resultados en el terreno de los tres estudios. En morado se representan los sistemas aislados, en verde las mini-redes y en rojo y azul las extensiones de baja y media tensión respectivamente.
El primer estudio, con demanda base, supone una extensión de red en la parte superior, y una microrred. Al duplicar la demanda la microrred se mantiene, la primera extensión crece y se genera una nueva extensión en la parte izquierda donde antes los consumidores eran

electrificados mediante sistemas aislados. Por último, al multiplicar la demanda por cuatro, la alternativa más eficiente pasa a ser la conexión a red dejando algunos consumidores en el centro de la región con sistemas aislados.

Con el fin de simplificar la elaboración del piloto, no se han tenido en cuenta datos topográficos del terreno como cuerpos de agua (ríos o lagos) o el mapa de altitudes; ni cargas productivas o comunales como escuelas, centros de salud, etc. De cara a la elaboración de un estudio más profundo y detallado, esta información es esencial para obtener una solución más próxima a la realidad.

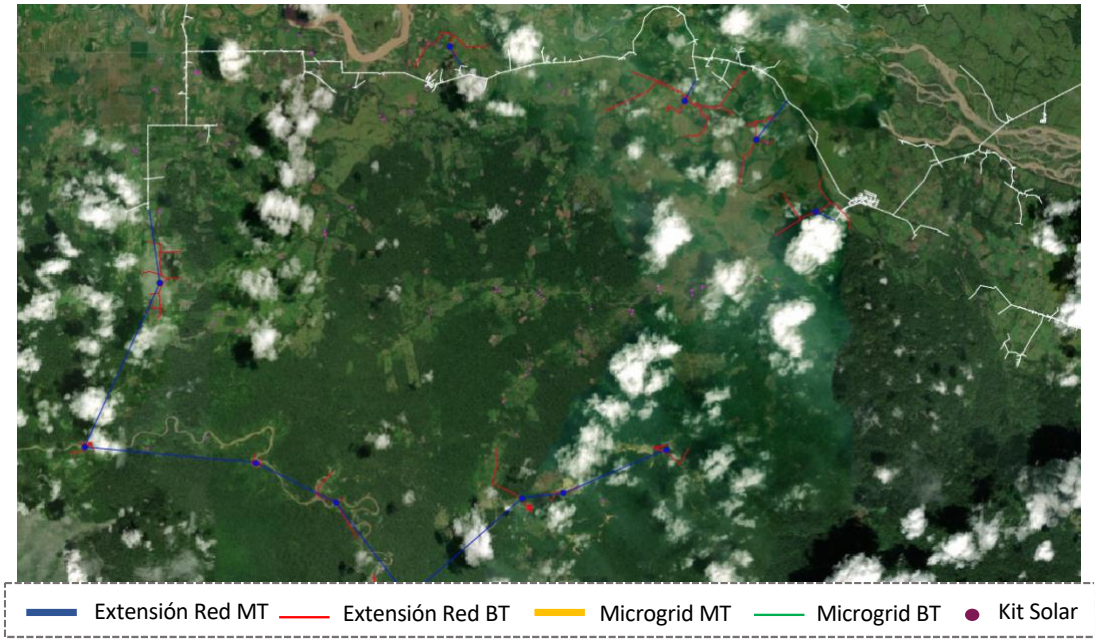


Ilustración 3. Solución de electrificación con demanda esencial x4

Conclusiones y recomendaciones para la planificación integrada de referencia
Recomendaciones de ámbito general

Ya de forma general, el Informe 3 concluye un conjunto de recomendaciones que reproducimos a continuación con el objetivo de que este documento sea completo:

La planificación no sólo es necesaria para determinar la hoja de ruta de inversiones e implementación de proyectos para el logro de las metas de electrificación con el menor costo posible, sino que un cálculo riguroso del diseño de los sistemas necesarios para el suministro eléctrico, ya sea conectado al SIN, o con micro-redes o con sistemas individuales[128], permite establecer las prioridades de inversión para cada uno de los distintos tramos y fases de implementación del plan, conforme a la disponibilidad de fondos y a las políticas prioritarias energéticas y de desarrollo sostenible, y permite determinar los costos de servicio de referencia que pueden servir de base para el cálculo de las tarifas y subsidios necesarios para la regulación y sostenibilidad del suministro eléctrico a largo plazo.

Del análisis del contexto de planificación de la electrificación en Colombia se destacan los

[128] La clasificación entre el SIN y las ZNI debe revaluarse y, en su lugar, establecer diferencias cuando quepan entre las modalidades de electrificación.

siguientes aspectos y propuestas clave:

- Es necesario profundizar en la estrategia de coordinación y centralización de responsabilidades y de fortalecimiento de capacidades para la planificación, concentrando las funciones en la UPME, como unidad central para el desarrollo de los instrumentos de planificación que luego adoptará el Ministerio de Minas y Energía.

- Un plan de electrificación integrado debe evitar la atomización de esfuerzos y la consideración estancada de los diferentes modos de electrificación (red, micro-redes y sistemas individuales) y de las distintas zonas (SIN o ZNI). Es necesario revisar los planes existentes, que contemplan en el SIN costos medios futuros de conexión a la red de 17 o 20 millones de pesos por cliente hasta 2030 mientras que en 2015 este costo medio era de 11.4 millones, estimando que, de media, la electrificación restante será entre un 50% y un 75% más cara. En esta situación, incluso dentro de las zonas SIN la electrificación con micro-redes compatibles con la red, instalando capacidad de generación local (en su mayor parte renovable) puede representar un notable ahorro respecto de esos niveles esperados del costo futuro de extensión de red. Un plan de electrificación de mínimo costo debe poder comparar para la población aún sin servicio en cada zona (tanto SIN como ZNI) la posibilidad de electrificación con red, micro-redes y sistemas individuales para lograr ahorros de costo de servicio, al tiempo que proporcionan niveles de calidad adecuados a cada situación.

- Asimismo, para un correcto análisis tecno-económico de las opciones de menor costo de electrificación, es conveniente aumentar el nivel detalle de los análisis si se puede conseguir la información para ello, pasando de la consideración de comunidades en su conjunto y de solamente consumos domiciliarios (para determinar la necesidad de conexión o no a la red central de las poblaciones rurales) al cálculo detallado de sistemas de generación y red (conforme al catálogo de tecnologías disponibles y normalizadas, para los diferentes niveles de tensión), profundizando hasta cada una de las conexiones individuales de los distintos tipos de usuario (domiciliarios, comunitarios y productivos) conforme a sus perfiles de demanda particulares. El cálculo tanto de la generación aislada necesaria como de las líneas y transformadores para la conexión en red debe atender a criterios de diseño de sistemas eléctricos conforme a los códigos y estándares técnicos y de calidad de servicio. Los planes de desarrollo con enfoque territorial – PDET y los planes de energización rural sostenible-PERS tienen metodologías que facilitan llegar al nivel de detalle señalado.

- La planificación integral permite incorporar el análisis del energético de cocción mas eficiente en el plan de costo mínimo, así como para sustitución de leña.

- Una visión futura de un sistema eléctrico donde lo interconectado y lo distribuido conviven de una forma flexible necesita prever en la planificación qué zonas hoy aisladas de la red en un futuro podrán conectarse a la misma. La generación o micro-redes allí instaladas previamente podrán en una fase posterior integrarse en el SIN, que asimismo deberá acomodar en esta transición nuevas realidades como la penetración significativa de generación distribuida, almacenamiento, redes inteligentes y gestión de la demanda. Esta flexibilidad requiere que el esfuerzo planificador se haga de forma integrada, considerando todos los modos de electrificación posibles, y la interacción entre ellos.

- El plan de electrificación responderá a las especificaciones que establezcan las autoridades regulatorias y las empresas de distribución con respecto a la demanda a ser suministrada,

la fiabilidad y calidad mínimas de servicio que debe conseguirse como promedio e individualmente para cada cliente, el tipo de componentes a utilizar y el código de electrificación al que atenerse. Por ejemplo, deben especificarse las condiciones mínimas del suministro que deben proporcionar los sistemas residenciales aislados.

- El plan de electrificación de una zona puede estar sujeto a restricciones de carácter medioambiental, como por ejemplo un límite superior a la utilización de combustibles fósiles. Así, las micro-redes podrían ser diseñadas de tal forma que la utilización de generación diésel como respaldo para mantener un mínimo nivel de fiabilidad no supere el 10% de la energía total consumida en la micro-red a lo largo de un año.

Recomendaciones respecto de la aplicabilidad del modelo REM

En el marco de la colaboración entre el MIT/Comillas Universal Energy Access Laboratory y la UPME para aplicar el modelo REM en las ZNI, se ha identificado por medio de un análisis piloto el potencial y los requerimientos de información y configuración de los algoritmos de REM para su adecuación a las necesidades de planificación en Colombia. En el estudio piloto se está analizando la idoneidad del modelo para el caso de la ZNI, así como la disponibilidad y necesidades de información para la determinación de las zonas de menor costo de electrificación con extensión de la red, micro-redes o sistemas individuales (kits solares en corriente continua o sistemas para usos productivos y comunitarios en corriente alterna).

Aunque ya hay disponible información geo-referenciada de las redes de distribución de las principales distribuidoras incumbentes (líneas de media tensión y transformadores media/baja tensión), para aquellas distribuidoras menores en que esta información no esté aún disponible será oportuno estimar la localización y características de estas líneas a partir de la estimación de la población electrificada, usando conjuntamente los modelos REM y RNM (por Reference Network Model).

Respecto de los consumidores, sobre una base inicial de información existente de consumidores electrificados, la existencia del High-Resolution-Settlement Layer para Colombia, que proporciona un mapa de densidad de población con una resolución aproximada de 30x30 metros, permitirá estimar la población no electrificada, tanto en ZNI como en el SIN.

Sobre esta base, el REM permitirá estimar rápidamente el monto de las inversiones a realizar, pormenorizado por cada sistema de suministro (por red y fuera de red) de manera que se puedan priorizar aquellas intervenciones donde el impacto del esfuerzo de electrificación sea más urgente e inmediato para su ejecución a corto plazo, tanto por extensión de la red incumbente o por densificación de las conexiones en las zonas que tienen ya presencia de la red (y que no requieren por tanto de una nueva adjudicación territorial que supone incrementar los tiempos de ejecución). En aquellas otras zonas donde no existe un prestador, se determinará asimismo el mejor modo de electrificación (red, sistemas individuales y micro-redes) previamente a su priorización y adjudicación.

Esto permitirá establecer un esquema de universalización de cobertura para el mediano y largo plazo, y atender los compromisos de ampliación que tiene el Gobierno al 2022.

Finalmente, los modelos REM y RNM permiten determinar el costo eficiente de servicio individual para cada porción de red, micro-red o sistema aislado, de forma que facilitarán el cálculo de las tarifas reguladas y del marco de subsidios necesarios para la sostenibilidad del

servicio.

Propuesta de acción para el desarrollo de una estrategia integrada de electrificación de referencia en Colombia

Acción 1: Plan Integrado y de Mínimo Coste para la Electrificación Universal en Colombia

El UEA Lab, en colaboración con la UPME, el gobierno de Colombia y los distintos agentes de electrificación públicos y privados, tanto para la extensión de redes como fuera de la red, colaborarán en la redacción de este plan, que incluiría las siguientes actividades:

- Recopilación de la información primaria de los agentes públicos y privados del sector eléctrico en Colombia, según sus divisiones territoriales y de concesión eléctrica, necesaria para el modelo REM.

- Análisis de imágenes por satélite y otra información geo-referenciada, geolocalización de los clientes, análisis e inferencia estadísticos a partir de la información disponible de consumidores y sistemas eléctricos existentes.

- Validación a través de un muestreo de visitas de campo, para la comprobación de la información, detección y corrección de información errónea o no existente, inferencia y acuerdo sobre los supuestos para los distintos escenarios de análisis, procesado y geo-enriquecimiento con Sistemas de Información Geográfica de la información recibida para definir los atributos relevantes para los clientes y sistemas eléctricos en cada región de estudio.

- Análisis de proyectos de electrificación rural en marcha, por extensión de redes (tanto estándar o de bajo coste), micro y mini redes aisladas con generación renovable, diésel o híbrida, y proyectos de distribución de pequeños sistemas fotovoltaicos (kits solares) o sistemas solares aislados.

- Análisis de sensibilidad de escenarios y caracterización del Escenario Base de Referencia:

    - Análisis preliminar de resultados con el modelo REM para tres regiones topográficas distintas: selva, llanos, sierra, costa, para distintos supuestos y proyecciones de demanda, fiabilidad y catálogos tecnológicos.

    - Análisis de sensibilidades y determinación del Escenario Base de Referencia en cada caso.

- Determinación de la frontera entre extensión de red, áreas de mini-redes o de sistemas aislados, conforme al escenario de referencia y con un criterio de mínimo costo, aplicando restricciones geográficas, ambientales, sociales y económicas, en el marco regulatorio y de códigos de electrificación vigentes en Colombia.

    - Desarrollo a escala nacional y regional de los planes de electrificación con el modelo REM conforme al Escenario Base de Referencia detallado en la tarea anterior.

    - Desarrollo del modelo REM de los planes regionales o por demarcaciones de electrificación y su agrupación por región topográfica.

- Elaboración del Informe detallado de implementación. Plan anual de implementación de proyectos de extensión de red y mini-redes, incluyendo el diseño SIG de líneas, transformadores y equipo de generación de cada proyecto individual, priorización en el tiempo de los proyectos conforme a los criterios especificados por el Gobierno de Colombia, presupuesto y listado de componentes.

- Análisis del impacto regulatorio e institucional. Partiendo del coste pormenorizado de los proyectos de extensión de red, mini-redes o por electrificación con sistemas individuales, se podrá desarrollar un informe técnico económico que permita determinar el impacto de este plan tanto en el sistema tarifario de Colombia como en el marco institucional, permitiendo establecer recomendaciones cualitativas y cuantitativas a partir de una estimación de los costes de referencia pormenorizada.

Acción 2. Transferencia de tecnología: integración y puesta en marcha de REM-Colombia. Fortalecimiento y capacitación del personal de la UPME y otros actores implicados

- Análisis de Requerimientos y Especificaciones del Sistema de integración del Modelo de Electrificación de Referencia en Colombia. Diagnóstico de nivel organizacional para la transferencia del modelo REM a Colombia, niveles de acceso, utilización, diseño funcional e interfaces con la herramienta y la base de datos geo-referenciada de datos y resultados para los diferentes actores del ecosistema para la electrificación rural en Colombia.

- Celebración de talleres avanzados de trabajo sobre el modelo REM que permitan la discusión conjunta de las necesidades y requerimientos técnicos para la integración del modelo REM en los sistemas de información y en el proceso de toma de decisiones del sector eléctrico colombiano.

- Especificación modular de REM-Colombia, analizando la oportunidad de integrarla con otros sistemas y bases de datos de control y seguimiento de inversiones de red y fuera de red.

- Implementación e integración del Modelo de Electrificación de Referencia en Colombia.

- Capacitación en el modelo REM-Colombia al equipo de trabajo que utilizará REM Colombia.

- Licencia plurianual de explotación y de soporte a largo plazo del equipo de planificación con REM en Colombia: monitorización y seguimiento, control de desviaciones, actualización del Plan Integral y adaptación a desviaciones, buscando en todo momento la independencia del equipo de la UPME y la apropiación de los resultados por parte de Colombia.

Anexo 4 – Comparativo de criterios de los mecanismos de financiación

Es importante precisar que cada mecanismo tiene adoptados los requisitos con clasificaciones diferentes, es así como el FENOGE tiene requisitos generales y específicos, el Plan Todos Somos Pazcífico – PTSP, para los proyectos de energización en ZNI, inicia con el perfil, prefactibilidad, factibilidad y la construcción y puesta en marcha, el SGR establece requisitos generales y especiales, y en FAZNI y FINDETER todos son requisitos generales, sin embargo, este último desagrega tres fases: Perfil, prefactibilidad y factibilidad.

Para el ejercicio de comparar los criterios de estos mecanismos se tuvo en cuenta únicamente el requisito, no su clasificación. A continuación, se presentan los requisitos que se pueden considerar esenciales y son coincidentes en los mecanismos.

FENOGE	PTSP	SGR	FAZNI	FINDETER
Carta de presentación de la propuesta y del proponente. Es un documento en el que se incluye de manera concreta la información más relevante del programa, plan o proyecto, entre otros, nombre, tipo, objetivo, alcance, geolocalización, número de beneficiarios, tiempo esperado de ejecución, fecha estimada de inicio, ejecutor, costo total, valor solicitado al fondo, valor cofinanciado por terceros, impacto energético (indicadores de eficiencia energética, de respuesta de la demanda, de generación de energía con FNCE) total	Carta de presentación la cual, entre otros, debe contener: Nombre del proyecto, tipo de proyecto, fecha de elaboración, solicitante, localización del proyecto georreferenciada, población y comunidades favorecidas o beneficiadas con el proyecto, costo total estimado, valor solicitado al FTSP y valor aportado por terceros.	Carta de presentación y solicitud de recursos, donde se especifique el Código BPIN, el valor total de la inversión, valor de la interventoría, entidad que ejecutará, quién contratará la interventoría, tiempo estimado (físico y financiero), sector al que corresponde, fases del proyecto. Para fases 1 y 2, la carta debe incluir los siguientes compromisos: realizar el acompañamiento donde el proyecto si la entidad no ejecutará, presentar la siguiente fase a consideración del OCAD o a gestionar su financiación con	Carta de presentación suscrita por un solicitante válido especificando el ejecutor del proyecto, valor de recursos solicitados, domicilio y correo electrónico para comunicaciones y donde se certifica que los documentos son auténticos y la información es veraz.	Carta de solicitud de aprobación y certificación de viabilidad técnica y financiera, especificando: Valor total del proyecto, monto solicitado, valor de la cofinanciación, entidades aportantes, entidad ejecutora, tiempo de ejecución, entre otros.

FENOGE	PTSP	SGR	FAZNI	FINDETER
de las emisiones de gases efecto invernadero que se mitigarían o evitarían y cualquier otro aspecto que se considere relevante y/o necesario para tener en cuenta en la evaluación.		otra fuente.		
Descripción del proyecto en el que se debe diferenciar: • Diagnóstico y línea base, describe la situación o contexto antes de realizar el proyecto, los principales equipos consumidores de energía, los energéticos que emplean y los consumos asociados. Además, puede incluir balances de masa y energía, diagramas, planos, información histórica, mediciones, resultado de auditorías energéticas, entre otros. Para el caso de FNCE especifica la demanda de energía (eléctrica o térmica) que desea atender. • Resultados esperados, describe cómo el proyecto impactará, desde el punto	Descripción de la necesidad energética, en la que se presentan las bases iniciales, criterios y fundamentos técnicos, sociales, económicos, ambientales, legales, del proyecto propuesto. Esta descripción debe incluir un análisis preliminar de alternativas con enfoque técnico y económico de cada una de ellas para atender la necesidad energética.	Fase de preparación: Esta etapa incluye la realización de los estudios para evaluar la viabilidad de cada una de las posibles alternativas de solución identificadas. Esto implica abordar, para cada alternativa, sus requisitos técnicos, su localización, el valor que generaría, los riesgos asociados, los ingresos y beneficios estimados y otros aspectos a tener en cuenta.	Documento de evaluación de las alternativas de solución energética, donde se especifiquen los criterios de selección, técnicos financiero y/o económicos para la definición de la mejor alternativa de solución a implementar o MGA, numeral 3 "EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN, EV-01 y EV 02".	Documento técnico del proponente del proyecto, en el que indique el objeto del proyecto, demuestre con indicadores que la implementación impacta de manera positiva y evidente el desarrollo sostenible de la región y que cumple con las especificaciones, normas técnicas y regulatorias aplicables.

FENOGE	PTSP	SGR	FAZNI	FINDETER
de vista energético, económico, financiero, ambiental y social, el área en el cual se llevará a cabo, las ventajas y beneficios.				
Certificado de presentación a otros fondos o fuentes de financiación. El solicitante debe certificar si el proyecto fue presentado a consideración de otro u otros Fondos y, de ser así, si se le asignaron o asignarán recursos de otra fuente de financiación, indicando los montos aprobados o que se proyecta sean aprobados, y los porcentajes de financiación de los mismos para el proyecto.	Certificación de no asignación de recursos de otros fondos que indique que al proyecto no se le han asignado recursos de otros Fondos del Gobierno Nacional. En caso de contar con otras fuentes de financiación para su ejecución deben estar soportadas.	Certificación de no cofinanciación (salvo PGN). Si es cofinanciación con PGN, se debe indicar cuánto se va a cofinanciar.	Certificado de disponibilidad presupuestal o carta de compromiso de la entidad territorial o empresa que cofinancia el proyecto.	Certificado del representante legal que aporta recursos para la ejecución del proyecto, así como certificado de que las actividades que se financian con la línea de tasa compensada no son financiadas con otras fuentes de recursos.
Presupuesto detallado de las actividades del proyecto, desagregadas por fuente de financiación, con sus respectivos costos unitarios y las cantidades de obra. Además, debe incluir costos indirectos como administración, imprevistos, utilidad, costos de interventoría y demás costos que sean necesarios para la puesta en servicio del proyecto o plan, así como cualquier incentivo	Presupuesto desagregado por fuente de financiación, que relacione los costos de las actividades del proyecto con sus respectivos precios unitarios y las cantidades de obra. Además, debe incluir los costos indirectos como administración, imprevistos, utilidad, costos de interventoría técnica y otros costos que sean necesarios para la puesta en servicio del proyecto.	Presupuesto detallado con las actividades necesarias para lograr los productos esperados, acompañado del análisis de precios unitarios o de costos.	Presupuestos incluyendo análisis de costo global y unitario por actividad y que sea coincidente con la MGA.	Presupuesto desagregado de obras con las actividades básicas que se financiarán, incluyendo análisis de precios unitarios.

FENOGE	PTSP	SGR	FAZNI	FINDETER
tributario que se considere obtener o aplicar para el éxito de la propuesta.				
Estudios técnicos que soportan la viabilidad técnica del proyecto, incluidas las memorias de cálculo, diseños, descripción y especificaciones técnicas de las tecnologías a instalar, planos o diagramas, cantidades de obra, simulaciones, modelos, salidas de software de cálculo o diseño, referencia a normas o reglamentos técnicos con los cuales cumplirá el proyecto.	Diseños técnicos asociados a la solución elegida, incluidas las memorias de cálculo, los diagramas esquemáticos, definición de las características y cantidades de obra requeridas, las especificaciones técnicas de los equipos y materiales, los cuales deben cumplir con la normatividad y regulación vigente.	Proyecto formulado en la MGA.	Diseños técnicos (que incluya las especificaciones técnicas de los equipos y/o elementos), memorias de cálculo (que incluya el análisis de las diferentes alternativas contempladas para definir la solución propuesta), cantidades de obra y planos técnicos firmados y aprobados por la entidad competente.	Diagnóstico, estudios, especificaciones técnicas, diseños y planos de las obras del proyecto, que lo soportan técnica y financieramente.
Cronograma y flujo de fondos relacionando los tiempos y actividades, identificando los hitos más representativos para la ejecución del proyecto.	Cronograma de actividades que incluya la relación de tiempos y actividades para realizar el seguimiento a la ejecución del proyecto, el cual debe ser coherente con los rendimientos relacionados en los APU.		Cronograma de actividades y flujo de fondos. Desagregación igual a la incluida en el MGA.	Cronograma de actividades
Estudio financiero para evaluar la sostenibilidad (AOM y reposición), con el flujo del proyecto, análisis costo beneficio, valor presente neto, periodo de retorno de la inversión y estudio socioeconómico de la región y la localidad en la que se desarrolla el	Esquema de sostenibilidad del proyecto debe incluir aspectos como el apoyo Institucional, análisis financiero, ambiental, tecnológico, social y cultural. El proyecto y el esquema deben ser realistas en términos del alcance		Constancia con los cálculos que demuestren que el proyecto tiene definida su sostenibilidad en el tiempo, en donde se describa como se realizará la administración, la operación, el mantenimiento, así como el cronograma de los	

FENOGE	PTSP	SGR	FAZNI	FINDETER
proyecto.	(recursos, tiempo, la realidad del área beneficiada, cultura, y capacidad de pago), buscando el mayor impacto posible, dirigiéndose a una ejecución de obra de calidad y explorando oportunidades de promover procesos innovadores y de buenas prácticas. El esquema de sostenibilidad, como mínimo, debe incluir: (i) Cálculo de AOM, (ii) Estados financieros del OR o el prestador encargado del AOM, (iii) Soporte de costos de reposición de los equipos, (iv) Cálculo de la tarifa que se aplicaría al usuario final después de subsidios, (v) Flujo de caja del proyecto durante su vida útil, calculando ingresos basado en tarifas y consumos, otros ingresos, egresos y AOM, y (vi) Contrato de condiciones uniformes.		mantenimientos preventivos y reposición a nuevo (si aplica) de los componentes del sistema energético que se implemente.	
Usuarios beneficiados, georreferenciados y desagregados por localidad	Listado de usuarios beneficiarios desagregados por vereda, centros poblados, corregimientos y resguardos, los cuales deben estar georreferenciados.	Fase de identificación: esta etapa incluye la identificación de la problemática, los actores participantes en el proyecto, la población afectada, la	Listado de usuarios beneficiados georreferenciados por localidad.	

FENOGE	PTSP	SGR	FAZNI	FINDETER
	Este listado debe ser incluido en la carta de presentación.	situación deseada al finalizar y las alternativas para intervenir el problema.		
Certificación de presencia de comunidades étnicas.	Actas de concertación, este documento muestra que los proyectos son requeridos por la comunidad y deja consignados, según el caso, los compromisos de la comunidad, la ET y el OR. En caso de registrarse comunidades indígenas, negras, afrocolombianas, raizales o palenqueras, se deberá realizar el proceso de consulta previa o presentar el permiso consentido de las comunidades.	Certificados relacionados con comunidades indígenas, uso del suelo, concordancia con los planes de desarrollo, etc.	Constancia del trámite de consulta previa ante el Ministerio del Interior sobre la comunidades indígenas y comunidades afrodescendientes.	
Análisis de riesgo de desastres, de acuerdo con lo establecido en el artículo 38 de la Ley 1523 de 2012, debe incorporar el análisis de riesgo de desastres en el nivel de detalle que sea definido en función de la complejidad y naturaleza de los proyectos.	Análisis de riesgos, de acuerdo con lo establecido en el artículo 38 de la Ley 1523 de 2012, identificando los principales riesgos del proyecto, incluyendo, entre otros aspectos, una matriz de probabilidad – consecuencia y las acciones de mitigación.			

Fuente: Elaboración propia con base en Resoluciones MME 40393 de 2015 (Requisitos para proyectos línea redescuento con tasa compensada FINDETER) y 41407 de 2017 (Manual Operativo de FENOGE), Formato IPSE-GP-F01, Acuerdo Comité Asesor de Regalías 45 de 2017 y Guía de Apoyo para la Formulación de Proyectos de Inversión y Diligenciamiento de la MGA, Guía Metodológica para la Viabilización de Proyectos de Energía para el Plan Todos Somos Pazcífico.

De manera complementaria, se tiene que el FENOGE incluye indicadores con los cuales se realiza el seguimiento al proyecto, así:

- **Energéticos:** Está relacionado con el cambio en el consumo específico definido como la cantidad total de energía primaria o secundaria

de uso final por unidad de producto o servicio. Se mide en unidades calóricas o energéticas equivalentes con respecto a las unidades de producto o servicio. Este indicador se define como "Variación en el consumo específico", además, pueden utilizarse otros indicadores como los contenidos en la norma NTC/ISO 50001.

- **Económicos:** Corresponde al porcentaje de ahorro económico alcanzado con las medidas adoptadas y está dado por el ahorro monetario asociado a la ejecución del proyecto. Este indicador se define como "Porcentaje de ahorro anual alcanzado con las medidas adoptadas".

- **Ambientales:** Se deben calcular las emisiones reducidas o evitadas a través de la operación del proyecto en ton CO2e.

- **Sociales:** Identifica el número de personas beneficiadas directamente por la ejecución del proyecto presentado. El indicador para este criterio es "Número de personas beneficiadas".

Por su parte, el PTSP incluye el esquema empresarial en el que se define cómo se va a realizar el esquema de prestación del servicio indicando los actores y su compromiso con el proyecto.