

Análisis de la situación energética de Bogotá y Cundinamarca

Directora:

Astrid Martínez Ortiz

Investigadores:

Eduardo Afanador
Juan Gonzalo Zapata
Jairo Núñez
Ricardo Ramírez
Tito Yepes
Juan Carlos Garzón

Asistentes:

Carlos Castañeda
Germán Rodríguez
Santiago Cajiao
Juan Camilo Mejía
Jairo Castillo
Isabella Muñoz



Bogotá, julio 10 de 2013

CONTENIDO

Introducción	12
Capítulo 1. Marco legal y regulatorio	14
1 Elementos del marco legal e institucional comunes a los dos sectores	14
2 Elementos particulares del marco legal, institucional y regulatorio para el sector eléctrico	20
3 Elementos particulares del marco legal e institucional para el sector de gas natural.....	30
Capítulo 2. Los retos de la Región Capital en el mediano plazo: dinámica poblacional, uso del suelo y actividad económica	40
1 Dinámicas territoriales y desarrollo institucional de la Región Capital.....	45
2 Caracterización del consumo de energía eléctrica en la Región Capital.....	61
2.1 Municipios de la Sub Sabana: subregión dentro de la Región Capital.....	61
2.2 Consumo de energía eléctrica en la Región Capital.....	62
2.3 Composición de la Demanda de gas natural de Bogotá y Cundinamarca ..	76
3 Relaciones entre las dinámicas poblacionales y económicas y el consumo de energía en Bogotá y la Sub sabana	81
3.1 Dinámica poblacional y consumo de electricidad.....	81
3.2 Dinámica económica y consumo de electricidad.....	83
Conclusiones	85
Anexos. Fuentes de información del consumo de energía eléctrica para la Región Capital entre 2000 y 2012.	87
Capítulo 3. Análisis de la demanda de electricidad en la región capital, proyecciones y análisis de consistencia de demanda y oferta de electricidad	92
Introducción y consideraciones sobre el alcance del análisis de la demanda y de las proyecciones	92
1. La demanda de energía eléctrica	93
1.1 Factores determinantes de la demanda de energía eléctrica	93
1.2 Escenarios de demanda de energía eléctrica en el largo plazo	100
2. Análisis de patrones de crecimiento de la demanda de electricidad en Bogotá y la Región.....	103
2.1 Evolución de la demanda del área de Codensa y EEC frente al Sistema de Interconexión Nacional, SIN	103

2.2	Evolución de la participación de la demanda por sectores en el área de Codensa.....	104
2.3	Usos finales de la energía eléctrica en el sector residencial en Bogotá	106
2.4	Patrones de comportamiento de la demanda residencial.....	109
2.5	Patrones de la demanda industrial en el área Codensa	115
2.6	Patrones de la demanda a nivel espacial y por localidad	117
3.	Proyecciones de demanda de Bogotá y la Región.....	117
3.1	Revisión de modelos y proyecciones de demanda del sector eléctrico en Colombia	118
3.2	Proyecciones de demanda de energía eléctrica en el corto plazo	123
3.3	Proyecciones de demanda de energía eléctrica en el largo plazo.....	125
3.4	Análisis de demandas especiales para ajuste de las proyecciones de demanda.....	134
4.	Evaluación de consistencia entre demanda y abastecimiento de energía en la Región	135
4.1	Consistencia entre oferta y demanda de energía eléctrica para Bogotá y la Región.....	135
4.2	Consistencia entre la oferta de infraestructura eléctrica y la demanda de potencia.....	136
4.3	Aspectos relacionados con la dependencia del STN y la confiabilidad.....	140
4.3.1	Atención del crecimiento de la demanda vía STN.....	140
4.3.2	La generación local de energía y la confiabilidad.....	140
	Anexos.....	142
	Descripción de las series y fuentes de información.....	142
	Modelos econométricos para la proyección de demanda de energía	143
	Capítulo 4. Expansión de redes de electricidad y la planeación territorial	150
	Introducción.....	150
1	¿Por qué es conveniente tener un planeamiento territorial de la inversión en redes eléctricas?	151
2	¿Tiene el planeamiento territorial alguna incidencia en el planeamiento de las redes de distribución eléctrica de Bogotá?	156
2.1	Mecanismos regulares de decisiones de inversión.....	157
2.2	Mecanismos de decisiones de inversión en redes y los POT	158
2.3	Desarrollos urbanos de gran carga eléctrica.....	160

3	¿Por qué los instrumentos macro de planeación terminan no teniendo injerencia sobre la inversión en redes de distribución?	163
3.1	Fallas en la lógica del protocolo institucional	163
3.2	Geografía económica	164
3.3	Endogeneidad causada por responder con rezago al asentamiento informal 165	
	Conclusiones	165
Capítulo 5. Análisis socio económico de la situación del gas natural en Bogotá y la Región.....		166
1.	Elementos conceptuales y prácticos sobre proyecciones de demanda de gas natural.....	166
1.1	Elementos sobre los determinantes de la demanda de gas natural	166
	<i>Sector industrial</i>	170
	<i>Gas Natural Vehicular</i>	171
1.2	Factores determinantes de las tendencias en el escenario internacional.....	172
2.	Análisis de los patrones de crecimiento de la demanda de gas natural en Bogotá y la Región.....	175
3.	Elaboración del modelo de proyecciones de demanda de Bogotá y la Cundinamarca para gas natural.....	189
3.1	Proyección de demanda para el Sector residencial	189
3.2	Proyección de demanda para el Sector industrial	191
3.3	Proyección de demanda para el Sector del GNV	193
3.4.	Proyección consolidada de demanda para Bogotá y los Municipios de Cundinamarca	195
3.5	Revisión y análisis de modelos utilizados por la UPME y los Agentes	197
3.6	Evaluación de consistencia con la oferta de gas natural y de la infraestructura de transporte.....	200
3.7	Seguridad del abastecimiento de gas natural a la Sabana de Bogotá	200
3.8.	Identificación de acciones para promover el uso del gas natural	203
Capítulo 6. Análisis socio económico de la situación energética de Bogotá y la Región		205
	Introducción.....	205
1.	Caracterización	206
1.1	Coberturas.....	206

1.2 Participación de los gastos en servicios de energía eléctrica y gas natural en los gastos totales	215
1.3 Relación entre el ingreso y la demanda de energía	222
1.4 Morosidad en energía eléctrica en Bogotá	223
1.5 Conclusiones.....	224
2. Análisis de incidencia y microsimulaciones.....	225
2.1 Metodología	225
2.2 Resultados	226
2.3 Microsimulaciones de focalización	229
2.4 Conclusiones.....	230
3. Análisis cualitativo	232
3.1 Aspectos metodológicos	232
3.2 Resultados de los grupos focales	235
3.3 Conclusiones.....	263
4. Experiencias de prestación de servicios de energía eléctrica y gas	265
4.1 A nivel nacional	265
4.2 A nivel internacional.....	269
4.3 Conclusiones.....	275
Anexos.....	278
Anexo 1. Coberturas a nivel regional	278
Anexo 2. Composición de deciles de ingreso por estratos	280
Anexo 3. Curvas de Engel a nivel regional	283
Anexo 4. Caracterización de las y los participantes de los grupos focales	286
Capítulo 7. Conclusiones y Recomendaciones	299
1 Conclusiones.....	299
1.1 Aspectos relevantes para el estudio con relación a la regulación del orden nacional y la competencia de los municipios y departamentos en la prestación de los servicios de energía eléctrica y de gas natural	299
1.2 Conclusiones sobre las dinámicas poblacionales y económicas y el consumo de energía eléctrica en Bogotá y la Subsabana.....	302
1.3 Conclusiones sobre la expansión de redes de electricidad y la planeación territorial	304

1.4	Conclusiones sobre los patrones de comportamiento de la demanda y la consistencia entre la oferta y la demanda de energía eléctrica	307
1.5	Conclusiones sobre sobre los patrones de comportamiento de la demanda la consistencia entre la oferta y la demanda de gas natural	309
1.6	Conclusiones sobre el acceso a los servicios.....	314
2	Recomendaciones.....	319
2.1	Recomendaciones para incrementar el bienestar de la población mediante un mejor acceso a los servicios de energía	319
2.2	Recomendaciones para apoyar la sostenibilidad de la suficiencia energética de la región.....	321
2.3	Recomendaciones para mejorar el planeamiento y utilización eficiente de la infraestructura para incrementar la competitividad de la región y el bienestar social en general.....	322
Bibliografía.....		323
	Sobre la confiabilidad en la región	326
	Sobre políticas públicas	326
	Información estadística de interés	327

Lista de Gráficos

Gráfico 1.	Proporción del consumo de energía según tipo de usuario en Bogotá 2012	48
Gráfico 2.	Área licenciada para vivienda en Bogotá (mensual, metros cuadrados)	51
Gráfico 3.	Área licenciada para vivienda en Cundinamarca (mensual, metros cuadrados)	52
Gráfico 4.	Variaciones en el empleo en construcción en Bogotá, 2002-2012	53
Gráfico 5.	Área en Construcción de vivienda en Bogotá y Soacha (trim., mts ²)	53
Gráfico 6.	Consumo total de energía eléctrica en la Región Capital, 2008-2012 (Gwh).....	63
Gráfico 7.	Consumo de energía eléctrica Bogotá por tipo de usuario, 2008-2012 (Gwh).....	64
Gráfico 8.	Consumo Energía eléctrica Sub sabana por tipo de usuario, 2008-12 (Gwh)	64
Gráfico 9.	Consumo residencial de energía eléctrica en la Región Capital, 2008-2012 (Gwh)...	65
Gráfico 10.	Participación porcentual del consumo de energía eléctrica y la población de las localidades de Bogotá (promedio 2009-2012).....	66
Gráfico 11.	Consumo per cápita de energía eléctrica en Bogotá según estrato socioeconómico, 2012 (Kwh por habitante)	66
Gráfico 12.	Evolución del consumo medio mensual de energía eléctrica del área de Codensa, por estrato socioeconómico, 1998-2012	67
Gráfico 13.	Consumo residencial de energía eléctrica en la Sub sabana (Gwh)	69
Gráfico 14.	Tasas de crecimiento del Consumo residencial de energía eléctrica en la Sub sabana, Bogotá D.C. y Cundinamarca, entre 2005 y 2012	69

Gráfico 15. Consumo residencial per cápita de energía eléctrica, promedio entre 2004 y 2012 en la Sub sabana, Bogotá D.C. y Cundinamarca (Kwh)	70
Gráfico 16. Proporción del consumo de energía eléctrica de los estratos 5 y 6 en el consumo residencial de los municipios de mayor consumo per cápita	71
Gráfico 17. Consumo industrial de energía eléctrica en la Región Capital (Gwh)	72
Gráfico 18. Consumo industrial de energía eléctrica por localidades de Bogotá. Clientes de Codensa S.A. ESP (Gwh)	73
Gráfico 19. Consumo industrial de Energía Eléctrica Sub sabana (Gwh), 2009-2012.....	74
Gráfico 20. Tasa de crecimiento del Consumo Industrial de energía eléctrica en la Sub sabana, Bogotá D.C. y Cundinamarca, entre 2009-2012*	74
Gráfico 21. Consumo industrial per cápita de energía eléctrica, promedio entre 2009 y 2012 en la Sub sabana, Bogotá D.C. y Cundinamarca (Kwh por persona).....	75
Gráfico 22. Número de empresas industriales de Cundinamarca registradas en la EAM 2000 - 2011.....	76
Gráfico 23. Tasas de crecimiento anuales del consumo	83
Gráfico 24. Tasas de crecimiento anuales del consumo de energía, la población y el PIB per cápita en la Subsabana.....	83
Gráfico 25. Tasas de crecimiento anuales del consumo	84
Gráfico 26. Tasas de crecimiento anuales del consumo industrial de energía y PIB en la Subsabana	85
Gráfico 27. Relación entre consumo de electricidad por habitante y PIB por habitante en Colombia 1990 - 2007 (precios constantes de 1994).....	95
Gráfico 28. Crecimiento Trimestral del PIB y de la Demanda de Energía Eléctrica 2001 - 2012	96
Gráfico 29. Evolución PIB por rama de actividad económica 2000 - 2011	96
Gráfico 30. Comparación del consumo de energía por habitante en América Latina y el Caribe	97
Gráfico 31. Evolución de la Participación de la Demanda de Codensa OR y EEC OR en al SIN 2000 – 2012.....	103
Gráfico 32. Crecimientos Tendencia Anual Móvil Nacional y Codensa.....	104
Gráfico 33. Evolución de la estructura del consumo por sectores en el área de Codensa	104
Gráfico 34. Evolución de la demanda máxima mensual de Codensa - MW	106
Gráfico 35. Composición de las luminarias por tecnología en el sector residencial de Bogotá - 2006.....	107
Gráfico 36. Variación del número de usuarios en el Área de Codensa	110
Gráfico 37. Variación del Consumo anual de Energía en el Área de Codensa 1975 - 2012	111
Gráfico 38. Evolución del consumo promedio por suscriptor residencial en el Área de Codensa 1975 - 2012.....	112
Gráfico 39. Relación del Consumo Promedio vis a vis la Tarifa Promedio en el área de Codensa 1975 - 2012.....	112
Gráfico 40. Consumo Promedio Mensual por Estratos 1998 - 2012.....	113
Gráfico 41. Evolución del Consumo Promedio por Suscriptor y del Costo del Servicio por kWh (\$/dic/2011) en Bogotá	114
Gráfico 42. Evolución de la Demanda Anual Industrial 1990- 2012 Área Codensa (GWh).....	115
Gráfico 43. Variación de la Demanda Industrial y Comercial en el Área de Codensa, atendida por otros Comercializadores – Enero 2012 – febrero 2012	116

Gráfico 44. Comportamiento del Consumo de Principales Industrias en el Área de Codensa	116
Gráfico 45. Participación Zonal del Área de Codensa en la Demanda de Potencia – 2012	117
Gráfico 46. Proyecciones de PIB utilizadas por la UPME	120
Gráfico 47. Proyección de Ventas de Energía Eléctrica Corto Plazo Área de Codensa OR- Marzo 2013 – Diciembre 2014	125
Gráfico 48. Proyecciones de Demanda de Energía elaboradas por Codensa para su Área como OR, GWH	131
Gráfico 49. Proyecciones de Potencia Máxima Elaboradas por Codensa 2013 - 2018	132
Gráfico 50. Crecimiento Proyectado de Potencia por Zonas del Área Codensa	133
Gráfico 51. Escenarios de demanda de energía versus energía firme disponible para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC)	136
Gráfico 52. Proyecciones de Demanda de Capacidad vis à vis Capacidad de Conexión al STN del Área de Codensa	138
Gráfico 53. Localización de los Proyectos de Subestaciones de Codensa	139
Gráfico 54. Plan de Inversiones en Infraestructura Eléctrica de Codensa 2013 - 2018	139
Gráfico 55. Curva de carga para un día típico de verano frente a uno de invierno en los Estados Unidos	154
Gráfico 56. Curvas de carga en seis circuitos seleccionados de Codensa	156
Gráfico 57. Tenencia de estufas por energético en la ciudad de Bogotá (2006)	167
Gráfico 58. Tenencia de estufas de gas natural y GLP en la ciudad de Bogotá (2006)	167
Gráfico 59. Calentadores por combustible por estrato	169
Gráfico 60. Descomposición del consumo industrial de gas natural por sectores Bogotá y Soacha 2010-2012	170
Gráfico 61. Consumo industrial de gas por sectores industriales en municipios de Cundinamarca 2010-2013	171
Gráfico 62. Consumo GNV 2009-2012	172
Gráfico 63. Número de suscriptores vis à vis crecimiento de la población en Bogotá 2003-2012	175
Gráfico 64. Consumo residencial de gas natural y población en Bogotá, 2003-2012	176
Gráfico 65. Consumo residencial de gas natural y PIB en Bogotá, 2003-2012	176
Gráfico 66. Evolución del consumo de gas natural residencial en Cundinamarca	176
Gráfico 67. Evolución del consumo unitario de gas natural en Bogotá por estrato	177
Gráfico 68. Consumo promedio residencial de gas natural en Estados Unidos 1990-2009	178
Gráfico 69. Precios relativos para los sustitutos del gas natural en uso residencial en Bogotá	179
Gráfico 70. Consumo industrial de gas natural en Bogotá y Cundinamarca 2010-2012	183
Gráfico 71. Precios relativos de los energéticos sustitutos del gas natural	184
Gráfico 72. Competitividad Gas natural frente a gasolina 2004-2012	187
Gráfico 73. Proyección de la demanda residencial de gas natural en la región 2012-2025	191
Gráfico 74. Proyecciones demanda residencial y comercial de gas natural (MPCD), 2010-2025	191
Gráfico 75. Proyección de la demanda de gas natural del sector industrial en Bogotá y municipios de Cundinamarca (millones de m ³ /año)	193
Gráfico 76. Proyección de la demanda industrial de gas natural en Bogotá y municipios de Cundinamarca (MPCD)	193

Gráfico 77. Pronóstico de demanda de GNV en Bogotá y municipios de Cundinamarca (millones de m ³ /año).....	194
Gráfico 78. Proyecciones de la demanda de GNV en Bogotá y municipios de Cundinamarca (MPCD)	195
Gráfico 79. Proyecciones consolidadas de demanda de gas natural en Bogotá y la Sabana según sectores (millones de m ³ / año). Escenario Base.....	196
Gráfico 80. Proyecciones comparadas de demanda de gas natural para Bogotá y la Sabana (MPCD)	197
Gráfico 81. Escenarios de Demanda de Gas Natural.....	197
Gráfico 82. Capacidad frente a Demanda, Sistema de Transporte de la Sabana (MPCD)	200
Gráfico 83. Balance Oferta – Demanda de Gas Natural.....	201
Gráfico 84. Balance Interior	202
Gráfico 85. Principales Zonas de Exploración Convencional de Gas.....	203
Gráfico 86. Cobertura en Energía Eléctrica: Bogotá vs. Resto del país	207
Gráfico 87. Cobertura en Gas Natural: Bogotá vs. Resto del país.....	208
Gráfico 88. Cobertura en Energía Eléctrica según Situación de Pobreza: Bogotá vs. Resto del país	210
Gráfico 89. Cobertura en Gas según Situación de Pobreza: Bogotá vs. Resto del país.....	211
Gráfico 90. Bogotá: Cobertura en Gas Natural por Estratos.....	213
Gráfico 91. Bogotá: Cobertura en Gas Natural y Energía Eléctrica por localidades	214
Gráfico 92. Composición de los deciles por estratos en Bogotá (2011)	221

Lista de Tablas

Tabla 1. Luminarias instaladas en Bogotá según tipo de tecnología	47
Tabla 2. Infraestructura de alumbrado público en Bogotá a diciembre de 2012	48
Tabla 3. Programas y proyectos del Plan de Desarrollo relevantes en la demanda de energía futura.....	55
Tabla 4. Planes de Ordenamiento Territorial actualizados y aprobados – Algunos Municipios de la Subsabana	57
Tabla 5. Evolución de la población, las viviendas y los clientes facturados por estratos socioeconómicos en Bogotá, 2009-2011	68
Tabla 6. Composición de la demanda de gas natural en Bogotá y la Sabana de Bogotá, Período Enero-Diciembre 2011	77
Tabla 7. Evolución de la demanda de gas natural en Bogotá y en otros Municipios de la Sabana	80
Tabla 8. Gasoducto calle 80, proyecto TGI.....	80
Tabla 9. PIB por habitante (precios constantes de 1994) y consumo de energía eléctrica por habitante, 1990 - 2007	94
Tabla 10. Participación sectorial en el consumo final de energía eléctrica	99
Tabla 11. Participación por tipo de usos del consumo final de energía eléctrica en el sector residencial	99
Tabla 12. Evolución de la Estructura del Consumo por Sectores en el área de Codensa	105

Tabla 13. Tenencia de Electro y Gaso domésticos en Bogotá por estratos 1-6 – 2006	106
Tabla 14. Tenencia de calentadores de agua por energético y tecnología.....	107
Tabla 15. Bogotá – Consumo promedio mensual de energía por Electrodomésticos.....	108
Tabla 16. Consumo promedio mensual de energía por Electrodomésticos con medidas de uso eficiente.....	108
Tabla 17. Estructura de Usuarios por Estratos en el Área de Codensa	110
Tabla 18. Consumo de Energía de Zonas Francas	117
Tabla 19. Proyección de Demanda de Energía, Tres Escenarios, UCP Centro, GWH.....	121
Tabla 20. Proyección de Potencia Máxima, Escenarios UCP Centro, MW	121
Tabla 21. Pronóstico de Ventas Corto Plazo (GWh/mes).....	124
Tabla 22. Participación de la Demanda de Energía de EEC OR y Codensa OR 2000 – 2012 (en porcentajes)	127
Tabla 23. Resultado de las Proyecciones de Energía para la Región - Escenario Base	130
Tabla 24. Pronóstico de Demanda de Potencia Máxima del Modelo Sectorial Escenario Base para la Región.....	132
Tabla 25. Proyectos Relevantes de Demanda de Potencia en el Área de Codensa	134
Tabla 26. Proyectos de subestaciones de potencia	162
Tabla 27. Tenencia de Electrodomésticos y Gasodomésticos en la Ciudad de Bogotá (2006) .	166
Tabla 28. Tipo de gas para cocción por estratos.....	168
Tabla 29. Calentadores de agua por energético por estrato	169
Tabla 30. Combustible con que cocinan en los municipios de Cundinamarca	169
Tabla 31. Demanda primaria de gas natural por región del mundo Proyecciones hasta 2035.	173
Tabla 32. Competitividad del GNC frente al GLP en municipios de Cundinamarca.....	181
Tabla 33. Crecimiento de la demanda de GNV en los últimos años	186
Tabla 34. Competitividad gas natural frente a gasolina.....	187
Tabla 35. Comparación de Emisiones de Buses operando con gas natural.....	188
Tabla 36. Escenario base proyecciones de demanda de GN (millones de m3)	196
Tabla 37. Proyecciones de la UPME 2010-2020 GN Zona Centro	198
Tabla 38. Demanda espera de Volumen proyectada por TGI	199
Tabla 39. Participación del Gasto en Servicios Públicos en el Gasto Total	216
Tabla 40. Participación del Gasto en Energía Eléctrica en el Gasto Total	216
Tabla 41. Participación del Gasto en Gas Natural en el Gasto Total.....	216
Tabla 42. Participación del Gasto en Energía Eléctrica en el Gasto en Servicios Públicos.....	217
Tabla 43. Participación del Gasto en Gas Natural en el Gasto en Servicios Públicos	217
Tabla 44. Porcentaje de subsidios o contribuciones por estrato	218
Tabla 45. Proporción de hogares por decil de ingreso (2003)	219
Tabla 46. Proporción de hogares por decil de ingreso (2011)	219
Tabla 47. Puntaje de Sisben III por estrato	220
Tabla 48. Elasticidades renta de la demanda a nivel regional	222
Tabla 49. Morosidad en energía eléctrica por localidades en Bogotá	223
Tabla 50. Morosidad en energía eléctrica por estratos en Bogotá.....	224
Tabla 51. Incidencia de los subsidios de energía eléctrica.....	227
Tabla 52. Incidencia de los subsidios de gas natural.....	227
Tabla 53. Distribución de los subsidios y cambios en el ingreso generados por los subsidios a energía eléctrica.....	228

Tabla 54. Distribución de los subsidios y cambios en el ingreso generados por los subsidios a gas natural.....	228
Tabla 55. Microsimulación para energía eléctrica	229
Tabla 56. Microsimulación para gas natural	230
Tabla 57. Grupos focales proyectados para la producción de datos cualitativos.....	233
Tabla 58. Estructura de categorías que orientó las preguntas de los grupos focales.....	233

Lista de Ilustraciones

Ilustración 1. Tipificación del Universo de Usuarios de Menores Ingresos en el SIN....	24
Ilustración 2. Municipios beneficiados con subsidios del Fondo Especial Cuota de Fomento Año 2007-2014	34
Ilustración 3. Localización del centro ampliado en el Distrito	45
Ilustración 4. Mapa de municipios de la Subsabana	62
Ilustración 5. Cobertura del servicio de gas natural domiciliario.....	78
Ilustración 6. Proyecto de Gasoducto Cundi Suroccidental	79
Ilustración 7. Ubicación de un sistema de distribución dentro de un sistema de potencia	153
Ilustración 8. Ciudad Salitre	159
Ilustración 9. Demanda de Energía en Bogotá al nivel de manzana.....	160
Ilustración 10. Prioridades de gasto de las familias	250
Ilustración 11. Factores que inciden en el pago de los servicios públicos de gas natural y energía eléctrica.....	250
Ilustración 12. Esquema de Tarifa Horaria Residencial en Chile	272
Ilustración 13. Esquema de Tarifas Inteligentes en Uruguay	273

INTRODUCCIÓN

Fedesarrollo presenta el estudio, elaborado para EEB S.A. ESP, cuyo objeto es el:

Análisis de la situación energética de Bogotá y la región (Cundinamarca) para conocer su potencial de crecimiento, así como los impactos que puede originar sobre la demanda energética la aplicación de medidas de orden territorial, la definición de esquemas de movilidad, entre otros. Esto permitiría a EEB promover acciones con diferentes actores, tanto locales como nacionales, que lleven a una asignación más eficiente de recursos y a implementar acciones con impactos positivos en el territorio y en el bienestar social.

Este informe se divide en 7 capítulos. En el primero se describe el marco regulatorio de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas natural, con particular énfasis en las competencias del nivel nacional y territorial del gobierno, para cada uno de los servicios públicos estudiados. En el segundo se analizan las tendencias de la demanda de energía eléctrica y gas natural con una perspectiva espacial, enmarcadas en la planeación del territorio y la dinámica de la localización de las actividades económicas en el pasado reciente. El tercer capítulo analiza en forma detallada los determinantes de la demanda de energía eléctrica en Bogotá y Cundinamarca, la dinámica de su crecimiento y hace proyecciones sobre su crecimiento futuro, para concluir con unas reflexiones sobre el balance entre la oferta y la demanda en el mediano plazo. El capítulo cuarto propone una reflexión sobre la relación que debe existir entre la planeación territorial y las decisiones de inversión en el sector eléctrico para una mayor eficiencia y competitividad de las actividades localizadas en la región. El capítulo quinto analiza los determinantes de la demanda de gas natural en Bogotá y Cundinamarca, la dinámica de su crecimiento y las restricciones de oferta, y hace proyecciones del balance para concluir con unas inquietudes sobre los riesgos del abastecimiento en el interior del país. El capítulo sexto constata, con base en las estadísticas, los indicadores de cobertura y acceso de los hogares pobres de Bogotá a los servicios de energía eléctrica y gas natural y, con base en un estudio cualitativo, profundiza en las dificultades que tienen los deciles bajos de ingreso para pagar estos servicios, así como las estrategias de estos usuarios para superar sus dificultades. El estudio de las experiencias internacionales y nacionales permite proponer algunas alternativas para que las empresas faciliten el acceso de los más pobres a la energía eléctrica y el gas natural. En el capítulo 7, se concluye.

Para hacer este estudio, Fedesarrollo convocó un amplio grupo de investigadores, con especialistas en el análisis sectorial (energía eléctrica y gas natural) así como expertos en planeación del territorio y en economía social. Este trabajo no hubiera sido posible sin la coordinación de las doctoras Catalina Velasco y Yolanda Ramírez, de EEB, que

hizo posible el acceso a la información de las empresas de los dos sectores y a las instituciones del Distrito Capital. Los funcionarios de EEB, Codensa S.A, Gas Natural S.A., Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. y TGI S.A. aportaron bases de datos y elementos de análisis que fueron centrales en la elaboración de la visión y las proyecciones del balance energético de Bogotá y Cundinamarca. A ellos, nuestro reconocimiento especial. De igual manera, los funcionarios de la Secretaría de Planeación, de Habitat y de Movilidad así como la UAESP respondieron a todas nuestras solicitudes y contribuyeron a nuestra percepción de la evolución del territorio y a la proyección de la demanda de energía, que surgirá de los planes y programas gubernamentales en el próximo futuro.

CAPÍTULO 1. MARCO LEGAL Y REGULATORIO

La descripción que aquí se presenta busca sintetizar y destacar aquellos aspectos que se consideran de mayor relevancia para los objetivos del estudio. Estos se refieren a:

- La organización institucional y su ámbito de acción, incluido el rol de las autoridades territoriales.
- La organización industrial de cada sector: energía eléctrica y gas natural
- Los principios tarifarios.
- Los principios de recuperación de costos y de remuneración al inversionista.
- Aspectos relacionados con la expansión de la cobertura y la obligación de la prestación del servicio.
- Aspectos relacionados con el acceso al servicio y la política social en los servicios públicos domiciliarios.

Para facilidad de entendimiento del marco legal, institucional y regulatorio, se diferencia entre aquellos elementos comunes a ambos sectores y aquellos específicos de cada uno.

1 Elementos del marco legal e institucional comunes a los dos sectores

La Ley 142 de 1994 define el marco legal e institucional común a los servicios públicos domiciliarios. A continuación se destacan los elementos más relevantes para los propósitos del presente estudio.

El alcance de la intervención del Estado en los servicios públicos domiciliarios

Señala la Ley 142 que el Estado intervendrá en los servicios públicos, conforme a las reglas de competencia de que trata esa misma disposición, en el marco de lo dispuesto en los artículos 334, 336, y 365 a 370 de la Constitución Política, con los fines de:

i) garantizar la calidad del servicio, ii) la ampliación permanente de la cobertura mediante sistemas que compensen la insuficiencia de la capacidad de pago de los usuarios, iii) la atención prioritaria de las necesidades básicas insatisfechas en materia de agua potable y saneamiento básico; iv) la prestación continua e ininterrumpida (salvo en casos de fuerza mayor o de orden técnico o económico que así lo exijan), v) la prestación eficiente, la libertad de competencia y no utilización abusiva de la posición dominante, vi) la obtención de economías de escala comprobables, vii) los mecanismos que garanticen a los usuarios el acceso a los servicios y su participación en la gestión y fiscalización de su prestación; y, viii) el establecimiento de un régimen tarifario propor-

cional para los sectores de bajos ingresos de acuerdo con los preceptos de equidad y solidaridad.¹

Como instrumentos de la intervención estatal en los servicios públicos están todas las atribuciones y funciones asignadas a las entidades, autoridades y organismos de que trata la Ley 142 tales como la gestión y obtención de recursos para la prestación de servicios la regulación², el control y la vigilancia, la organización de sistemas de información, la protección de los recursos naturales, el otorgamiento de subsidios a las personas de menores ingresos y el estímulo a la inversión de los particulares en los servicios públicos.³

En el mismo capítulo de Principios Generales en el cual se hace referencia a la intervención del Estado, se señalan las competencias de los municipios y de los departamentos.⁴

Los **municipios**, en cuanto a la prestación del servicio, al financiamiento y al apoyo a los usuarios se refiere, se establecen los siguientes elementos principales:

- a- **Prestación directa del servicio.**⁵ Los municipios pueden prestar directamente los servicios públicos de su competencia, cuando las características técnicas y económicas del servicio, y las conveniencias generales lo permitan y aconsejen. La Ley fija los criterios para ello, siendo de especial importancia, para los casos de energía eléctrica y de gas natural, el que no existan empresas que se ofrecieran a prestar el servicio y ya, como última instancia, para asegurar que el servicio se preste. Aún si existiesen empresas con interés de prestar el servicio, el municipio podría prestarlo directamente cuando existan estudios aprobados por la SSPD que demuestren que el municipio puede prestar el servicio a igual o menor costo.
- b- **Otorgamiento de subsidios.**- El municipio puede otorgar subsidios a los usuarios de menores ingresos, con cargo al presupuesto del municipio, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 60/93 y la misma Ley 142/94. Adicionalmente, las entidades públicas pueden realizar aportes de bienes o derechos a las empresas de servicios públicos siempre y cuando su valor no se incluya en el cálculo de las tarifas, excep-

¹ Ley 142 de 1994, artículo 2º. (Título Preliminar Capítulo I Principios Generales)

² La Ley 142 define: Regulación de los servicios públicos domiciliarios. La facultad de dictar normas de carácter general o particular en los términos de la Constitución y de esta ley, para someter la conducta de las personas que prestan los servicios públicos domiciliarios a las reglas, normas, principios y deberes establecidos por la ley y los reglamentos.

³ Ley 142 de 1994, artículo 3º.

⁴ Ley 142 de 1994, ver artículos 5º y 6º.

⁵ Definición de la Ley 142: Prestación directa de servicios por un municipio. Es la que asume un municipio, bajo su propia personalidad jurídica, con sus funcionarios y con su patrimonio.

to cuando se realice enajenación o capitalización respecto de dichos bienes o derechos.⁶

Por otro lado, la Ley establece, con el propósito de incentivar la masificación de los servicios, que las empresas puedan otorgar plazos para amortizar los cargos de la conexión domiciliaria, incluyendo la acometida y el medidor, los cuales serán obligatorios para los estratos 1, 2 y 3 y los costos de la conexión, acometida y medidor podrán ser cubiertos por el municipio.⁷

- c- **Permisos municipales.**- Los prestadores de servicios deben someterse a las normas generales sobre planeación urbana la circulación y el tránsito, el uso del espacio público, y la seguridad y tranquilidad ciudadanas; y las autoridades pueden exigirles garantías adecuadas a los riesgos que creen.⁸

Al respecto es importante señalar, que si dichas normas impactan los costos de prestación del servicio, ello se reflejará en las tarifas a los usuarios, pues se trata de costos en los cuales el prestador del servicio debe incurrir y por lo tanto se le deben reconocer.

A los **departamentos** les compete asegurar que se presten en su territorio, las actividades de transmisión de energía eléctrica, por parte de empresas oficiales, mixtas o privadas, en cuanto sea económica y técnicamente posible. En el caso de energía eléctrica, las competencias se definen en la Ley 143 de 1994.

A diferencia de la gran mayoría de otros países, en Colombia no se requieren contratos de concesión para la prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y de gas natural. Todas las empresas son libres de construir sus propias redes.

Sin embargo, la Ley 142 prevé la creación de Áreas de Servicio Exclusivo cuando por motivos de interés social y con el propósito de que la cobertura de los servicios (entre ellos la distribución domiciliaria de gas combustible por red y de energía eléctrica), se pueda extender a las personas de menores ingresos, la entidad o entidades territoriales competentes, pueden establecer mediante invitación pública dichas áreas, en las cuales podrá acordarse que ninguna otra empresa pueda ofrecer los mismos servicios durante un tiempo determinado.⁹ En el caso del gas natural, la facultad para establecer las áreas de servicio exclusivo está en cabeza del MME.¹⁰

En estos casos, la comisión de regulación respectiva definirá, por vía general, cómo se verifica la existencia de los motivos que permiten la inclusión de áreas de servicio ex-

⁶ Ley 142 de 1994, ver artículo 87.90º modificado por la Ley 1151 de 2007.

⁷ Ley 142 de 1994, ver artículo 97.

⁸ Ley 142 de 1994, ver artículo 26º.

⁹ Ley 142 de 1994, ver artículo 40º.

¹⁰ Ley 142 de 1994, ver artículo 174.

clusivo en los contratos; definirá los lineamientos generales y las condiciones a las cuales deben someterse ellos; y, antes de que se abra una licitación que incluya estas cláusulas dentro de los contratos propuestos, verificará que ellas sean indispensables para asegurar la viabilidad financiera de la extensión de la cobertura a las personas de menores ingresos¹¹.

Estructura institucional

La Ley 142 establece una estructura institucional que considera la separación y asignación de funciones entre diferentes entidades del Estado así:

i) la fijación de políticas (en el marco de la ley) a cargo del Gobierno (en cabeza de los Ministerios respectivos), ii) la regulación a cargo de las Comisiones creadas para cada sector en particular, y iii) el control y la supervisión a cargo de la SSPD. La función de planeación queda en cabeza de la UPME con alcance particular establecido en la Ley 143 de 1994 para energía eléctrica.

i- Funciones de los Ministerios

Aparte de estas normas de la Ley 142, al Ministerio de Minas y Energía se le han asignado funciones en la Ley 143 de 1994, en la Ley 401 de 1997 (sobre gas natural), y en los decretos ley posteriores, incluido el Decreto 381 de 2012 y el Decreto 2100 de 2011.

Se destacan las siguientes funciones fijadas en la Ley 142:

- Elaborar máximo cada cinco años un plan de expansión de la cobertura, en el que se determinen las inversiones públicas que deben realizarse, y las privadas que deben estimularse.
- Identificar el monto de los subsidios que debería dar la Nación para el respectivo servicio público, y los criterios con los cuales deberían asignarse; y hacer las propuestas del caso durante la preparación del presupuesto de la Nación.

ii- Funciones generales de las Comisiones de Regulación

La Ley 142 establece las siguientes funciones generales para las Comisiones

- Definir los criterios de eficiencia y desarrollar indicadores y modelos para evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de las empresas de servicios públicos y solicitar las evaluaciones que considere necesarias para el ejercicio de sus funciones.

¹¹ Ley 142 de 1994, Parágrafo del Artículo 40.

- Fijar las normas de calidad a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos en la prestación del servicio.
- Establecer fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos, cuando ello corresponda según lo previsto en el artículo 88; y señalar cuándo hay suficiente competencia como para que la fijación de las tarifas sea libre.

Para la CREG, la Ley 142 establece la función de fijar las tarifas de venta de gas o delegarla en las empresas distribuidoras, bajo el régimen que ésta disponga.

Organización industrial

La Ley 142 no establece una organización industrial como tal para los servicios públicos, salvo la organización del sector eléctrico que es abordada a su vez en la Ley 143 de 1994, como se describe adelante. La organización particular de cada sector es desarrollada por la CREG dentro de las facultades que le confieren ambas leyes ya mencionadas.

Sin embargo, la Ley 142 hace referencia a diferentes actividades como en el caso de energía eléctrica, a la generación, la transmisión y la comercialización.

Régimen y principios tarifarios

La Ley 142 considera el régimen tarifario como las reglas relativas a: i) el grado de libertad (libertad regulada o vigilada); ii) el sistema de subsidios; iii) las reglas relativas a las prácticas tarifarias restrictivas de la libre competencia, y que implican abuso de posición dominante; y iv) las reglas relativas a los procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, estratos, facturación, opciones, valores y, en general, todos los aspectos que determinan el cobro de las tarifas.¹²

El régimen tarifario está orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia, criterios que se encuentran definidos en la Ley.

Bajo el criterio de eficiencia económica, en el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas deben reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda de éste¹³ y las comisiones de regulación pueden diseñar diversas opciones tarifarias que tomen en cuenta diseños óptimos de tarifas, de tal manera que cualquier usuario podrá exigir la aplicación de una de estas opciones, si asume los costos de los equipos de medición necesarios.¹⁴

¹² Ley 142 de 1994, Título VI.

¹³ Ley 142 de 1994, artículo 87.1.

¹⁴ Ley 142 de 1994, artículo 90.3.

De esta manera, la Ley permite que las tarifas incluyan cargos fijos y por consumo (y en general diferentes opciones tarifarias), lo cual es consistente con la teoría de regulación económica que busca dar las señales a los usuarios sobre los costos que estos imponen a la prestación del servicio (por ejemplo por demandas en punta u horas pico) y que se observa como práctica regulatoria generalizada internacionalmente.

Es muy importante tener en cuenta que los objetivos de eficiencia económica (en este caso el uso eficiente del servicio por parte de los usuarios) pueden entrar en conflicto con el principio de equidad, que es enfrentado en la Ley a través del esquema de subsidios y contribuciones.

En efecto, una estructura tarifaria totalmente simplificada en la cual solo se cobra un cargo (o costo promedio) por consumo igual a todos los usuarios (del cual se descuenta el subsidio o se agrega la contribución), implica un alto nivel de subsidios cruzados de los usuarios de mayor consumo a los de menor consumo o, de los usuarios de menor exigencia en las horas pico a los de mayor exigencia. Se trata de subsidios cruzados independientes de aquellos del esquema de subsidios establecido en la Ley para los usuarios de menores ingresos.

Por lo tanto, se requiere de un razonable equilibrio entre las señales de eficiencia económica a los usuarios y los mecanismos de equidad, tomando en cuenta que una estructura tarifaria que distorsione de manera considerable los costos que perciben los usuarios puede contribuir a la menor eficiencia del sector productivo en general.

La obligación de conexión y ampliación de cobertura

Como ya se dijo, a diferencia de otros países, en general en Colombia no existen concesiones sobre los servicios públicos de energía eléctrica y de gas natural, exceptuando las áreas de servicio exclusivo diseñadas para ampliar la cobertura del servicio de gas natural domiciliario. En los sistemas bajo concesión, se encuentran cláusulas que obligan a conectar a los usuarios que se encuentren dentro determinado perímetro o distancia de las redes.

En el caso de Colombia, existe la obligación de conectar y suministrar el servicio siempre que sea técnica y económica viable. En este sentido, la tarifa se constituye en el elemento clave, pues esta tiene un carácter integral que supone una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definen las comisiones reguladoras.¹⁵

En el servicio de energía eléctrica, las empresas distribuidoras expanden el servicio en la medida que el costo asociado sea cubierto por la tarifa. En algunos casos, el costo de expansión en la infraestructura puede ser cubierto parcialmente por recursos de fondos especiales como el FAER¹⁶ y aportes de los municipios. En otros casos, el costo

¹⁵ Ley 142 de 1994, artículo 87.8.

¹⁶ Ver más adelante su origen.

puede ser incluido en la base de activos del operador de red, con algún efecto en el incremento de las tarifas vigentes, si se cumplen las condiciones establecidas en la Resolución CREG 097 de 2008.

Cualquier persona que habite o utilice de modo permanente un inmueble tiene derecho a recibir los servicios públicos domiciliarios al hacerse parte de un contrato de servicios públicos.¹⁷

El esquema de subsidios

La Ley establece unos criterios para la fijación de los subsidios así:

- a- No se puede subsidiar más allá del consumo de subsistencia;
- b- Solo se subsidian los estratos 1 y 2 y las comisiones de regulación definirán las condiciones para otorgarlos al estrato 3. Esto indica que, eventualmente, y en aras de una asignación de recursos en función de prioridades, los subsidios al estrato tres podrían reducirse y aún eliminarse.
- c- En ningún caso el subsidio será superior al 15% del costo medio del suministro para el estrato 3, al 40% del costo medio del suministro para el estrato 2, ni superior al 50% de éste para el estrato 1. Estos límites han sido superados transitoriamente en cumplimiento de los planes de desarrollo de 2003 y 2007 los cuales limitaron el incremento de las tarifas a estos estratos al nivel de la inflación.

El esquema de subsidios se complementa con las contribuciones que deben pagar los estratos altos y los sectores de comercio y servicios, más los aportes del presupuesto nacional cuando los primeros son insuficientes, lo cual es la situación más frecuente.

2 Elementos particulares del marco legal, institucional y regulatorio para el sector eléctrico

Aspectos legales e institucionales de la Ley 143 de 1994

El sector eléctrico cuenta con la Ley 143 de 1994 la cual establece el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. A continuación se destacan aspectos relevantes para el presente estudio:

i- Funciones del Estado en la cobertura y la financiación

Entre las funciones del Estado, señala la Ley la de alcanzar una cobertura a las diferentes regiones que garantice la satisfacción de las necesidades básicas de los usuarios de

¹⁷ Ley 142 de 1994, artículo 134.

los estratos I, II y III y los de menores recursos del área rural, a través de los diversos agentes públicos y privados que presten el servicio.

Para garantizar lo anterior, se señalan como recursos los provenientes de la contribución nacional por el servicio y por el presupuesto nacional; no obstante, de conformidad con el artículo 368 de la Constitución Política, los departamentos, los distritos, los municipios y las entidades descentralizadas podrán conceder subsidios, en sus respectivos presupuestos.

ii- Aspectos de organización industrial y del mercado

La Ley 143 crea una estructura básica del sistema interconectado nacional, SIN, con un Centro Nacional de Despacho, una definición de reglamento de operación con las reglas de planeación y operación del sistema y de funcionamiento del mercado expedidas por la CREG, una definición de mercado mayorista, un Consejo Nacional de Operación integrado por agentes, y unas limitaciones al desarrollo de actividades de la cadena bajo cierto grado de integración vertical.¹⁸ Adicionalmente, le otorgó amplias facultades a la CREG para la organización y regulación del mercado de energía.

La Ley 143 incluye elementos de la estructura tarifaria semejantes a los definidos en la Ley 142 de 1994 mencionados anteriormente.

La planeación de la expansión de la generación y la transmisión del SIN se establece como indicativa y está a cargo de la UPME.

La Ley 143 define además la zona no interconectada (ZNI) como el área geográfica en donde no se presta el servicio público de electricidad a través del SIN. La Región objeto del presente estudio no se considera como ZNI.

iii- Competencias de las entidades del Estado

La Ley 143 establece que la Nación y las demás entidades territoriales pueden celebrar contratos de concesión sólo en aquellos eventos en los cuales como resultado de la libre iniciativa de los distintos agentes económicos, en un contexto de competencia, no exista ninguna entidad dispuesta a asumir la prestación del servicio, de acuerdo con las siguientes competencias: i) la Nación, los relacionados con la generación, interconexión y redes de transmisión entre regiones; ii) los departamentos, lo concerniente a las redes regionales de transmisión; iii) y al municipio, lo atinente a la distribución de electricidad. Corresponde a la CREG precisar el alcance de las competencias señaladas.

¹⁸El artículo 74 dispone que las empresas que se constituyan con posterioridad a la vigencia de esta Ley con el objeto de prestar el servicio público de electricidad y que hagan parte del sistema interconectado nacional no podrán tener más de una de las actividades relacionadas con el mismo con excepción de la comercialización que puede realizarse en forma combinada con una de las actividades de generación y distribución. El artículo 32 establece que la empresa encargada del servicio de interconexión nacional, no podrá participar en actividades de generación, comercialización y distribución de electricidad.

Aspectos de política y regulación sobre la sostenibilidad del acceso y la universalización del servicio de energía eléctrica y confiabilidad

Mediante Decreto 388 de 2007¹⁹ se fijaron políticas y directrices relacionadas con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad, las cuales debían ser tomadas en cuenta por la CREG en la fijación de la metodología tarifaria de los cargos de distribución de 2008. Este Decreto supone los siguientes objetivos y fija los siguientes lineamientos:

- Buscar tarifas más equitativas entre regiones mediante la creación de Áreas de Distribución (ADD) según se definió en el Decreto. De esta manera, el Ministerio de Minas y Energía, MME, conformó ADD en las cuales los cargos por uso son iguales. La Región forma parte de la ADD Oriente²⁰ lo cual condujo a que los habitantes de Bogotá pagaran un cargo mayor con una reducción considerable de los cargos que pagaban los usuarios de Cundinamarca atendidos por la EEC y los de los demás departamentos que forman parte de la ADD.
- Que los cargos de distribución respondan a criterios de cobertura, calidad, expansión y sostenimiento de la cobertura. Se establecieron políticas para permitir que en los cargos de distribución se remunerara toda la inversión requerida para asegurar la reposición y la inclusión de aquellos proyectos que impliquen costos medios superiores a los cargos de distribución vigentes. La Resolución CREG 097 de 2008 desarrolló estas políticas.
- Que las inversiones estatales se reflejen en las tarifas y sean compatibles con el marco regulatorio. El Decreto fijó lineamientos para que los aportes de recursos públicos para infraestructura eléctrica no formen parte del componente de inversión en los cargos.
- Delimitar responsabilidades entre distribuidores, comercializadores y municipios en la prestación del servicio en barrios subnormales. Se estableció que si el municipio no solicita la normalización del servicio en barrios subnormales y no toma las acciones para facilitarla, la alcaldía será el prestador directo.
- Plan Indicativo de Ampliación de Cobertura. Se estableció que la UPME debe elaborar un plan de expansión de la cobertura tomando en cuenta criterios de eficiencia económica y viabilidad financiera. Para el efecto, en 2012 el MME expidió la resolución con el reglamento para la presentación de dichos planes los cuales deben ser presentados a la UPME. Anteriormente, la UPME ha venido trabajando en este campo con información de las empresas la cual se ha tomado en cuenta para el presente Informe.

¹⁹ Modificado por los decretos 1111 y 3451 de 2008.

²⁰ Resolución 18 2306 de 2009. Forman parte de la ADD de Oriente las siguientes empresas: Codensa, Empresa de Energía de Cundinamarca (EEC), Enelar (Arauca), Ebsa (Boyacá) y Electrohuila (Huila).

Aspectos de política sobre la comercialización de energía eléctrica

El Decreto 387 de 2007 estableció políticas para la actividad de comercialización tendientes a eliminar las asimetrías en la competencia entre empresas establecidas y entrantes, mitigar el descreme del mercado, promover la competencia por volumen de clientes, permitir la remuneración de las actividades de reducción y mantenimiento de pérdidas y asignar los costos de las pérdidas no identificables a todo el mercado de un mismo operador de red, OR.

Aspectos de política relacionados con la confiabilidad de la subtransmisión

Mediante Resolución 18 2148 del 2007 del Ministerio de Minas y Energía, se definieron criterios de seguridad y confiabilidad para los Sistemas de Transmisión Regional – STR, incorporados en la metodología de distribución aprobada por la CREG en 2008, relacionados con la unidad de reserva de las conexiones al STN (un transformador trifásico o un transformador monofásico para el caso de los bancos de transformadores).

Aspectos de política sobre subsidios para áreas especiales ²¹

La Ley 142 de 1994 utiliza el criterio de estrato para clasificar a la población de menores ingresos (estratos 1, 2 y 3). Por otro lado, la Ley 812 de 2003 (Plan Nacional de Desarrollo) creó tres categorías denominadas “áreas rurales de menor desarrollo”, barrios subnormales y “zonas de difícil gestión” como receptoras de subsidios adicionales provenientes de los Fondo de Energía Social - FOES.

Estas categorías se definieron inicialmente en los decretos 3735 de 2003, 60 de 2004 y 3611 de 2005. Por tratarse de un mecanismo adoptado en la Ley del Plan, su vigencia es de cuatro años, por lo cual, se ha venido renovando en los planes subsiguientes. La última reglamentación de estas áreas se encuentra en el Decreto 0111 de 2012.^{22/23}

²¹Basado en: USAID, Asesoría para definir mecanismos que promuevan la universalización del servicio público de electricidad en Colombia - INFORME FINAL. Eduardo Afanador, octubre de 2006. Disponible en la web y en asocodis.org.co y complementado con la regulación vigente.

²²**Área Rural de Menor Desarrollo:** Es el área perteneciente al sector rural de un municipio o distrito que reúne las siguientes características: (i) presenta un índice superior a cincuenta y cuatro punto cuatro (54.4), conforme con el indicador de las Necesidades Básicas Insatisfechas publicado por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística y (ii) está conectada al circuito de alimentación por medio del cual se le suministra el servicio público de energía eléctrica.

Corresponde al Alcalde Municipal o Distrital o a la autoridad competente, conforme con la Ley 388 de 1997, clasificar y certificar la existencia de las Áreas Rurales de Menor Desarrollo. Las áreas rurales que pertenezcan a municipios que no se encuentran clasificados en la metodología de las Necesidades Básicas Insatisfechas del Departamento Administrativo Nacional de Estadística, se considerarán Áreas Rurales de Menor Desarrollo.

Barrio Subnormal: Es el asentamiento humano ubicado en las cabeceras de municipios o distritos que reúne los siguientes requisitos: (i) que no tenga servicio público domiciliario de energía eléctrica o que éste se obtenga a través de derivaciones del Sistema de Distribución Local o de una Acometida, efectuadas sin aprobación del respectivo Operador de Red ; (ii) que no se trate de zonas donde se deba suspender el servicio público domiciliario de electricidad, de conformidad con el artículo 139.2 de la Ley 142

La Ilustración 1 representa esquemáticamente las categorías de usuarios de menores ingresos en el SIN que se benefician de diferentes fuentes de subsidios.

Ilustración 1. Tipificación del Universo de Usuarios de Menores Ingresos en el SIN

Usuarios con Conexiones Legalizadas		Usuarios con conexiones irregulares o sin conexión
Usuarios en viviendas de estratos 1, 2 y 3	Usuarios en zonas normales de cobertura	Zonas Subnormales o Barrio Subnormal 1 Viviendas no estratificadas 2 Ubicadas en áreas urbanas del Sistema Interconectado 3 Sin servicio o con servicio obtenido sin aprobación del operador de red 4 Corresponde al Alcalde certificar la presencia de estas comunidades
	Zonas de Difícil Gestión o Comunidad de Difícil Gestión Área Rural de Menor Desarrollo 1 Conectada al circuito eléctrico 2 Índice promedio de calidad de vida de la zona "resto" o rural del municipio inferior a 46.6.	

El Fondo de Energía Social FOES fue creado mediante el artículo 118 de la Ley 812 de 2003 y el Artículo 103 de la Ley 1450 de 2011(Plan de Nacional de Desarrollo) le dio continuidad, para cubrir, a partir del 2011, hasta \$46 por kilovatio hora del consumo de subsistencia de los usuarios residenciales de estratos 1 y 2 de las áreas especiales. Como tal, resulta ser un subsidio adicional al establecido en la Ley 142 de 1994, dado que se trata de subsidios a la demanda de población de menores ingresos del Sistema interconectado que cumplan los requisitos de las áreas especiales.

de 1994, las normas de la Ley 388 de 1997 y en general en aquellas zonas en las que esté prohibido prestar el servicio y, iii) Certificación del Alcalde Municipal o Distrital o de la autoridad competente en la cual conste la clasificación y existencia de los Barrios Subnormales, la cual deberá ser expedida dentro de los quince (15) días siguientes a la fecha de la respectiva solicitud efectuada por el OR.

Zonas de Difícil Gestión: Conjunto de usuarios ubicados en una misma zona geográfica conectada al Sistema Interconectado Nacional, delimitada eléctricamente, que presenta durante el último año en forma continua, una de las siguientes características:

(i) Cartera vencida mayor a noventa días por parte del cincuenta por ciento (50%) o más de los usuarios de estratos 1 y 2 pertenecientes a la zona, o (ii) Niveles de pérdidas de energía superiores al cuarenta por ciento (40%) respecto de la energía de entrada al Sistema de Distribución Local que atiende exclusivamente a dicha zona. Para ambos eventos los indicadores serán medidos como el promedio móvil de los últimos 12 meses. Así mismo el Comercializador de Energía Eléctrica, debe demostrar que los resultados de la gestión en cartera y pérdidas han sido negativos por causas no imputables a la propia empresa.

²³ La Resolución CREG-120 de 2001 reguló la prestación del servicio en los barrios subnormales. Dicha resolución define el circuito subnormal como aquel que no cumple con los requisitos de la Resolución 070 de 1998. El Decreto 3735 de 2003 dispuso nuevas reglas en materia de barrios subnormales.

El FOES se nutre del 80% de las rentas de congestión provenientes de las exportaciones de energía a países vecinos, en consecuencia, los recursos dependen de la disponibilidad y magnitud de las rentas de congestión. Se trata de fuentes inestables de financiación y de difícil presupuestación.

Hasta donde se conoce, Codensa no ha sido usuario del FOES.

El Fondo para la financiación de la expansión de la cobertura de usuarios de menores ingresos en el SIN

El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas – FAER, creado por el Artículo 105 de la Ley 788 de 2002 y reglamentado con el Decreto 1122 de 2008 tiene como objetivo ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las zonas rurales interconectadas, conforme con los planes de ampliación de cobertura que estructurarán cada uno de los Operadores de Red y que deberá contar con la viabilidad de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME.

El FAER se alimenta de un cargo igual a \$1.0 (un peso colombiano de 2003 indexado anualmente con el IPP) sobre cada kwh generado en el SIN. El FAER permite que los entes territoriales, con el apoyo de las empresas distribuidoras en la zona de influencia, sean los gestores de planes, programas y proyectos de inversión priorizados para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica.

Mediante la ley 812 de 2003, se destinó el 20% del FAER a programas de normalización y optimización de redes de barrios subnormales del SIN, por un período de cuatro años, que corresponde a la vigencia del Plan Nacional de Desarrollo.

Hasta donde se conoce, ni Codensa ni la EEC han presentado proyectos para ser financiados ni con FAER ni del PRONE.²⁴

Desarrollo regulativo y síntesis de principales elementos de la regulación vigente

Esta sección describe en forma bastante sintética los principales elementos regulatorios vigentes del sector eléctrico relacionados con la organización del mercado y cada una de las actividades de la cadena de prestación del servicio (generación, transmisión, distribución y comercialización).

La organización general del sector

El sector de energía eléctrica se encuentra organizado alrededor del mercado de energía mayorista, con una estructura que permite la competencia entre generadores y comercializadores para grandes bloques de energía, y la competencia entre comerciali-

²⁴ En la información presentada por la UPME en la rendición de cuentas del MME en diciembre de 2012 no figuran Codensa ni EEC entre las empresas que presentaron proyectos al FAER.

zadores para la atención a los usuarios finales. Para ello, la CREG diseñó y organizó el mercado mayorista, reguló las redes de transmisión y distribución como monopolios naturales, y reglamento la prestación del servicio al usuario final.

Son elementos centrales de la regulación: i) la remuneración de las diferentes actividades y servicios de la cadena de valor y, ii) la forma en que los costos anteriores se trasladan a los consumidores finales. En el primer caso, el regulador busca que los prestadores de cada actividad lo hagan en condiciones eficientes (al menor costo), sujetas a determinados niveles de calidad y confiabilidad; y en el segundo, que los usuarios hagan un uso racional del servicio. En este sentido, la regulación se constituye en un conjunto de incentivos que buscan los objetivos anteriores. Donde la competencia es factible, como en la generación, la organización del mercado es el instrumento central para el logro de la eficiencia en esta actividad. Donde no, como en las redes, es la regulación del monopolio (su dimensionamiento, costos y rentabilidad) es el enfoque utilizado. Finalmente, el usuario final recibe el agregado de los costos de la cadena del servicio, con una estructura tarifaria determinada.

La regulación del costo del servicio al usuario final

El costo del servicio al usuario final es el resultado de la agregación de los costos de generación, transmisión, distribución, comercialización y otros costos del sistema (incluyendo las contribuciones para el sostenimiento de la CREG y la SSPD).

El costo del servicio se expresa en una estructura tarifaria simple por unidad de energía, el kilovatio hora (kWh) o estructura monómica, a diferencia de la práctica internacional en la cual se observan estructuras tarifarias compuestas por cargos fijos y variables y horas en punta y fuera de punta.

El costo de la generación busca reflejar el precio de la misma en el mercado competitivo, los costos de la transmisión y la distribución corresponden a cargos regulados, el costo de la comercialización al usuario final de menores consumos es regulado y para el usuario grande (usuario no regulado) está sujeto a libre negociación. A continuación se amplía al respecto.

La regulación del Mercado Eléctrico Mayorista MEM

El MEM se encuentra organizado alrededor de la Bolsa de Energía en la cual los generadores compiten para generar en cada hora de acuerdo con sus ofertas de precios, de tal manera que aquellos con menores ofertas son los llamados al despacho. El precio de la energía se forma con la planta de mayor precio requerida en el despacho para abastecer la demanda, simulando así un mercado competitivo. En un sistema como el colombiano en el cual aproximadamente un 65% de la capacidad instalada corresponde a plantas hidroeléctricas, los precios de la energía en la Bolsa fluctúan considera-

blemente entre épocas de abundancia hídrica (fenómeno de La Niña) y de sequía (fenómeno de El Niño).

Las transacciones en el mercado mayorista de energía, MEM, comprenden las que se realizan en la Bolsa, los contratos de más largo plazo, el Cargo por Confiabilidad y los servicios complementarios.

Los contratos hacen la función de instrumentos financieros que permiten obtener un precio estable para reducir la exposición a las variaciones del precio en la Bolsa.

Los comercializadores que atienden al usuario final compran la energía en la bolsa y en contratos, por lo que el precio al usuario depende del portafolio de compras y de los precios obtenidos.

El Cargo por Confiabilidad es un mecanismo que permite la remuneración parcial de los activos de generación que contribuyen con energía firme (aquella que se puede generar en todo momento independientemente de la hidrología) para abastecer la demanda en un escenario de crecimiento alto.

Los servicios complementarios se refieren a la regulación secundaria de frecuencia para mantener la estabilidad del SIN; y a las generaciones de seguridad.

Para estas últimas se determinan “áreas operativas” como el conjunto de activos de transporte, recursos de generación y/o demanda, que para asegurar niveles de calidad y seguridad en más de una Sub-Área Operativa, presentan alguna restricción, que exige generaciones forzadas en el Área y/o limita los intercambios con el resto del SIN.

Existen otros costos asociados a las restricciones de transmisión originados en fallas de las redes o en atentados contra la infraestructura.

La regulación de la transmisión

La transmisión se refiere al transporte de la energía por líneas de 220 kV y mayores. Se desarrolla principalmente por ISA y Transelca, y en menor grado por EEB. Algunas otras empresas como EPM poseen algunos activos. Ante XM hay 11 transportadores registrados y 9 que hacen transacciones en el SIN.

Remuneración del transportador.-Los activos de transporte que se requieren son definidos mediante una planeación centralizada bajo determinados criterios de confiabilidad y de optimización de costos. La inversión en estos activos se remunera bajo dos esquemas diferentes. Los activos existentes hasta 1999 y su reposición, se remuneran mediante una anualidad que se obtiene sobre un valor de reposición a nuevo, en función de una vida útil normativa y una tasa de rentabilidad.

El costo de reposición a nuevo lo fija la CREG con base en estudios, tomando en cuenta precios de mercado para unidades constructivas típicas previamente definidas.

La tasa de rentabilidad se obtiene aplicando el enfoque WACC (costo promedio ponderado de capital) el cual toma en cuenta la rentabilidad del mercado, el costo de la deuda y el riesgo país. Se trata de una metodología ampliamente utilizada en el campo de la regulación de monopolios naturales a nivel internacional.

Además de la remuneración de la inversión, se reconoce un componente para los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM).

A partir de 1999, la expansión del sistema de transmisión se realiza mediante competencia por los proyectos definidos por la UPME. El proyecto se asigna a aquel participante en la convocatoria que ofrezca el menor ingreso solicitado.

Cargo de transmisión.-La remuneración del transmisor es recuperada de los usuarios a través de un cargo único a nivel nacional por kWh el cual resulta de dividir el ingreso mensual por la demanda de energía del mes.

La regulación de la distribución

La distribución se clasifica en cuatro niveles de tensión. El de mayor voltaje es el nivel 4 o Sistema de Transmisión Regional. Luego siguen los niveles 3, 2 y 1. Los grandes consumidores (como grandes industrias) tienden a conectarse en los niveles de mayor tensión. En la Región se presentan todos estos cuatro niveles de tensión.

Remuneración de la distribución.- Todos los activos eléctricos requeridos son remunerados tomando en cuenta su costo de reposición a nuevo, una vida útil normativa y una rentabilidad (WACC). El OR tiene la responsabilidad de reponer los activos, incentivado por las penalizaciones que puede recibir por mala calidad si estos no se encuentran en buen estado. Adicionalmente se reconocen unos costos por AOM de acuerdo con unos criterios que buscan incentivar la reducción de los mismos.

Los proyectos de expansión del STR deben ser aprobados por la UPME, entidad que verifica su razonabilidad. En los otros niveles de tensión es el OR quien decide qué proyectos ejecuta, incentivado por la señal tarifaria y la demanda. En el caso del nivel de tensión 1, como criterio de eficiencia se contempla que los transformadores de distribución no pueden tener una cargabilidad inferior al 40%.

Cargos de distribución.-La remuneración de la distribución se obtiene a través de los cargos máximos respectivos de cada nivel de tensión. Estos se agregan desde el nivel 4 y se van acumulando, de tal manera que el usuario paga el cargo por uso de la red de acuerdo con los niveles de tensión que requiere para el transporte de la energía. Para ello, se consideran unos porcentajes de pérdidas eficientes de energía fijados por la CREG, las cuales ocurren en la operación del transporte.

Como ya se anotó, el Decreto 388 de 2007 estableció la política de Áreas de Distribución conformada por varias empresas. En una misma ADD, todos los usuarios perciben

el mismo cargo de distribución, el cual se calcula tomando en cuenta los cargos particulares de cada empresa y la cantidad de energía de las mismas. Mediante un mecanismo de conciliación de cuentas que maneja el operador del mercado XM, cada OR termina recibiendo lo que le corresponde.

Calidad del servicio.-La remuneración de la distribución lleva asociada una calidad. El esquema de calidad reciente – aún en fase de implantación – busca incentivar la mejora de la calidad promedio del OR mediante premios (incrementos o reducciones en los cargos) y compensaciones a los usuarios peor servidos con relación a la calidad promedio.

La regulación de la comercialización al usuario final regulado

Los usuarios de menores consumos o “usuarios regulados” cuentan con una fórmula tarifaria que agrega los componentes de costo.

En esta fórmula, el costo de comercialización (costos de clientela como leer, facturar, recaudar, atención de peticiones, quejas y reclamos, manejo de las adquisiciones de energía) también se encuentra regulado por la CREG. Básicamente hace referencia a costos por factura que se cobran por kWh consumido. En 2007 se previó su cobro como un cargo fijo (realmente se trata de costos principalmente fijos que no varían con el consumo) para permitir una mejor competencia entre comercializadores.

Actualmente se discute la revisión de los costos que fueron aprobados en 1997 mediante una metodología de benchmarking entre empresas.

Los usuarios tienen libertad para escoger el comercializador. Sin embargo, esta opción solamente es viable actualmente para aquellos consumidores de determinado tamaño para quienes resulta económica la instalación de los equipos de medición apropiados.

En la Región, tal como se podrá observar en la caracterización que se presenta adelante, existen varios comercializadores compitiendo, especialmente en la Sabana de Bogotá.

La prestación del servicio de alumbrado público

El servicio de alumbrado público (AP) no es un servicio público domiciliario. La responsabilidad de la prestación corresponde a los municipios. La regulación técnica es competencia del MME y se encuentra desarrollada en el Reglamento Técnico de Alumbrado Público (RETILAP). En cumplimiento del Decreto 2424 de 2006, mediante Resolución 123 de 2011 la CREG estableció la metodología para determinar los costos máximos que los municipios pueden reconocer a los prestadores del servicio de AP. Los recursos para cubrir los costos del servicio pueden provenir de impuestos establecidos por el municipio y por asignaciones presupuestales del ente territorial.

Bogotá no cuenta con impuesto de AP, mientras que varios municipios de Cundinamarca lo tienen establecido.

3 Elementos particulares del marco legal e institucional para el sector de gas natural

El servicio público domiciliario de gas natural comprende las actividades de distribución de gas natural desde los puntos de inyección por parte de los productores de gas al Sistema Nacional de Transporte hasta la válvula de corte de la instalación del consumidor final. El gas natural es una mezcla de hidrocarburos livianos, compuesto principalmente por metano, es producido en yacimientos de hidrocarburos en forma libre o asociada al petróleo²⁵. También se produce gas natural en rellenos sanitarios como el de Doña Juana pero en menor escala.

Aunque el servicio público domiciliario de gas natural no cuenta con una ley sectorial, las siguientes disposiciones establecen los principios normativos particulares a este sector, además de lo dispuesto en la Ley 142 de 1994:

- Ley 401 de 1997. Esta ley incluyó: i) la escisión de Ecopetrol de la red de transporte del interior del país que constituyen prácticamente todos los activos de la Transportadora de Gas Internacional –TGI–, antes Ecogas, (Art.1 y Art. 8) ; ii) los límites del servicio público domiciliario de gas natural y las actividades de exploración y explotación del recurso²⁶ (Art. 11) ; iii) las directrices para priorizar el uso del gas en situaciones de emergencia (Art 16), iv) la creación de fondo especial para subsidiar la conexión de usuarios urbanos y rurales de Municipios con altas NBI (Art.15); y v) la creación el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (Art. 5).
- Decreto 1760 de 2003. Creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, y separó las actividades de exploración, explotación y refinación de las actividades de administración de reservas de propiedad de la Nación. Entre las principales funciones de la ANH está la de adelantar las acciones necesarias para el adecuado abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos.
- Decreto 880 de 2007. Por el cual se fija el orden de atención prioritaria cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de Gas Natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda. En este Decreto se fija la naturaleza del contra-

²⁵ El servicio público domiciliario gas propano o GLP, distribuido principalmente en cilindros, no será objeto del presente estudio.

²⁶ En el sentido de que las actividades de exploración, explotación, procesamiento y transporte de petróleo crudo, así como de sus productos derivados no estarán sujetas a las normas de la Ley 142 de 1994, y que tampoco están sujetas a dicha ley el uso del gas como combustible y como materia prima de procesos industriales.

to (firme o interrumpible) como principal criterio para atender la demanda en situaciones de escasez. Conviene señalar que durante el Racionamiento Programado que se presentó en el período 2009-2010, las deficiencias de contratación de sectores como el de Gas Natural Vehicular comprometieron la prestación de este servicio público.

- Decreto 2100 de 2011, establece mecanismos para promover el abastecimiento nacional de gas natural, entre las cuales cabe señalar: i) los requisitos contractuales para atender la Demanda Esencial; ii) la obligación de declarar reservas y capacidad de producción disponible para la venta; iii) la obligación de elaborar un Plan Indicativo de Abastecimiento de gas natural; iv) las políticas para incrementar la confiabilidad; v) los instrumentos para desarrollar sistemas de información y vi) la libertad de importaciones y exportaciones como mecanismo para incentivar el hallazgo de nuevas reservas.

De otra parte, es importante señalar que la regulación técnica y económica del servicio público (no domiciliario) de uso del gas natural para vehículos, es adelantada por el Ministerio de Minas y Energía,

Políticas para asegurar el abastecimiento y la confiabilidad

Mediante el Decreto 2100 de 2011, el Gobierno Nacional expidió las principales directrices de política tendientes a lograr adecuados niveles de confiabilidad del servicio:

- Atención prioritaria de la demanda nacional y obligación de contratar con respaldo físico (en firme) para la Demanda Esencial (Usuarios Regulados, Gas Natural Vehicular –GNV-, Refinerías y compresoras de Sistema Nacional de Transporte –SNT-).
- Elaboración, por parte de la UPME, de un Plan Indicativo de Abastecimiento para orientar las decisiones de los agentes y las autoridades.
- Publicación de reservas y de producción disponible para la venta, por parte de los productores, en un horizonte de diez años.
- Autorización a los agentes para incluir en su plan de inversiones aquellas requeridas para dar confiabilidad y la obligación de la CREG de publicar criterios de confiabilidad, así como los criterios para evaluar proyectos que cumplan este propósito.
- Mejorar la coordinación operativa y comercial a través de un Gestor de Mercado así como el desarrollo de protocolos y acuerdos operativos.

- Libertad de importaciones y exportaciones, con compensaciones en caso de interrupción de exportaciones.
- Incentivos al desarrollo de reservas de gas no convencional
- Desarrollo de procesos de comercialización para mitigar la concentración del mercado y para prevenir abuso de posición dominante.

En desarrollo de esta disposición normativa la CREG sometió a consulta la Resolución CREG-054 de 2012, mediante la cual contempló las siguientes acciones:

- Para el corto plazo, la CREG propone la construcción y el esquema de remuneración de dos Plantas de Regasificación para importar gas natural licuado del mercado internacional de este energético. Las plantas de regasificación estarían ubicadas: una, en la Costa Atlántica; otra, en la Costa Pacífica. Así mismo, la CREG propuso un gasoducto entre el puerto de importación de gas licuado en el Pacífico y el interior del país.
- Para el mediano plazo, la CREG propone una metodología de evaluación de proyectos basada en el criterio de costo/beneficio.

Durante el proceso de consulta, la Resolución CREG-054 de 2012 ha generado inquietudes de diverso tipo en todos los agentes. Por parte de los distribuidores y en especial los del interior del país, las principales inquietudes son las siguientes: i) aunque los proyectos planteados contribuyen a la seguridad del abastecimiento (suficiente gas natural disponible) no aseguran la confiabilidad del servicio en todas las regiones del país (baja probabilidad de fallas en la infraestructura de suministro y transporte); ii) por lo anterior se considera que estas iniciativas deben complementarse con proyectos de tipo regional que contribuyan a la confiabilidad en todas las regiones del país; iii) la asignación de costos de los proyectos de regasificación, especialmente el de la Costa Pacífica, debe corresponder en mayor proporción al sector eléctrico, principal beneficiario del proyecto; iv) no se han tenido en cuenta proyectos presentados por las distribuidoras tales como el de Almacenamiento de LNG en la Sabana de Bogotá; y v) tampoco se han considerado eventos de tipo determinístico que pueden suceder.

El pasado mes de marzo, la CREG sometió a consulta la Resolución CREG-023 de 2013, mediante la cual propone el esquema de remuneración de las Plantas de Regasificación de gas natural licuado importado y asigna a la UPME la función de calificar la relación beneficio/costo de las mismas teniendo en cuenta su contribución a la solución de las restricciones del Sistema Interconectado Nacional. Al respecto, dado que el balance oferta y demanda elaborado por la UPME indica que a partir del 2018 se requiere mayor oferta de gas en el país, se considera conveniente que la CREG mantenga dentro

de los objetivos de la planta de regasificación mencionada su contribución a la seguridad del abastecimiento de gas al país en el mediano plazo.

Aspectos de política para la extensión de la cobertura del servicio

Los principales instrumentos de política desarrollados para extender la cobertura de servicio domiciliario de gas natural han sido la suscripción de seis contratos para extender la cobertura en áreas de servicio exclusivo y la utilización de recursos del fondo especial cuota de fomento y del fondo nacional de regalías para la cofinanciación de redes de distribución y para subsidiar la conexión a las redes de distribución de usuarios de estratos 1 y 2.

Las áreas de servicio exclusivo

En el marco de las políticas del Plan de Masificación²⁷ de gas diseñado por el Gobierno Nacional en 1993 y en desarrollo de las disposiciones del Artículo 40 de la Ley 142 de 1994, el Ministerio de Minas y Energía suscribió, a finales de los años noventa, seis contratos de áreas de servicio exclusivo para la extensión del servicio en 126 municipios de los departamentos Caldas, Quindío, Risaralda, Valle del Cauca, Tolima, Cundinamarca y Boyacá. Mediante estos contratos se ha extendido el servicio a cerca de un millón de usuarios en los departamentos señalados. Es importante mencionar que las seis regiones de exclusividad se diseñaron buscando una combinación de usuarios tal, que los usuarios de estratos altos e industria de cada área hiciera factible la extensión del servicio a usuarios de estratos 1 y 2

El fondo especial cuota de fomento

Con el objeto de promover y cofinanciar proyectos dirigidos al desarrollo de infraestructura para el uso de gas natural en los municipio y el sector rural que tengan altos Índices de Necesidades Básicas Insatisfechas, la Ley 401 de 1997 creó un fondo especial, administrado por el Ministerio de Minas y Energía, a través del cual se han beneficiado cerca de 900.000 usuarios ubicados en los departamentos que se indican en la Ilustración 2.

²⁷ DNP (1993) “Programa de Masificación del Consumo de Gas”, Documento CONPES 2571-UINF-DIREN.

**Ilustración 2. Municipios beneficiados con subsidios del Fondo Especial Cuota de Fomento
Año 2007-2014**



FUENTE: PROMIGAS (2012), Informe del Sector Gas Natural 2011

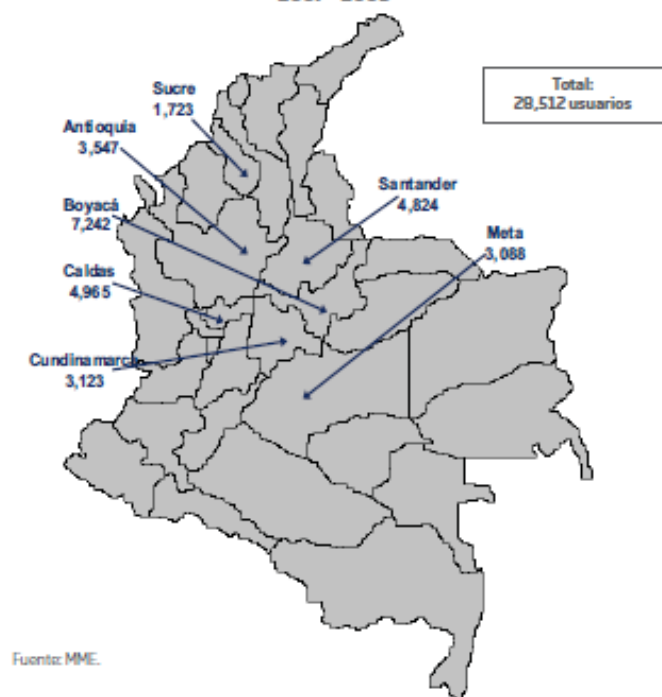
Este fondo cofinancia: i) Gasoductos ramales y sistemas regionales de transporte de gas natural; ii) Sistemas de Distribución de gas natural en municipios que no pertenezcan a un área de servicio exclusivo de gas natural; y iii) Conexiones de usuarios de menores ingresos (otorga subsidios hasta por 30% y 20% para usuarios de estratos 1 y 2, respectivamente).

El Fondo Nacional de regalías

De creación constitucional, el Fondo Nacional de Regalías para el sector gas, financió o cofinanció²⁸ Sistemas de Distribución de gas combustible o conexiones a usuarios de menores ingresos.

²⁸ A partir de 2012 dejó de existir el FNR y fue reemplazado por el Sistema General de Regalías (Acto Legislativo 05 de 2011).

Fondo Nacional de Regalías - Usuarios de gas natural beneficiados
2007 - 2009



FUENTE: PROMIGAS (2012), Informe del Sector Gas Natural 2011

Aspectos de política para el subsidio a usuarios de bajos ingresos

En cumplimiento del mandato constitucional del Artículo 367 de la Constitución Nacional, la Ley 142 de 1994 (art. 87.3) estableció que: “Por solidaridad y redistribución se entiende que al poner en práctica el régimen tarifario se adoptarán medidas para asignar recursos a "fondos de solidaridad y redistribución", para que los usuarios de los estratos altos y los usuarios comerciales e industriales, ayuden a los usuarios de estratos bajos a pagar las tarifas de los servicios que cubran sus necesidades básicas”. En desarrollo de esta disposición se otorgan anualmente subsidios por \$ 270.647 millones al consumo de subsistencia de cerca de 3.2 millones de usuarios de estratos 1 y 2. Dichos subsidios son cubiertos con contribuciones de usuarios de alto por \$ 132.769 millones, y con aportes de presupuesto nacional por \$ 144.373 millones²⁹.

Desarrollos regulatorios y síntesis de los principales elementos de la regulación vigente

²⁹ PROMIGAS (2012, pág. 126)

La regulación económica del servicio público domiciliario de gas natural es desarrollada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, con la excepción de la asignación del uso del gas natural que es privativa de la Nación en cabeza del Ministerio de Minas y Energía³⁰. A continuación se destacan los principales elementos del régimen regulatorio vigente.

La organización general del sector

La estructura de la Cadena de prestación del servicio de gas natural comprende las actividades de producción-comercialización, transporte, distribución, y comercialización de gas natural. La cadena de prestación del servicio presenta desintegración corporativa y funcional entre las actividades de producción y las de transporte, distribución y comercialización.

En cuanto a la actividad producción-comercialización existe un mercado mayorista que opera en el nivel nacional, con una alta concentración en la comercialización del producto en cabeza de Ecopetrol S.A. Con el objeto de mejorar el funcionamiento del mercado descrito, el Gobierno Nacional proyecta involucrar nuevos agentes a través de la promoción de importaciones de gas natural licuado, el desarrollo de subastas de gas y la estandarización de contratos de suministro.

El transporte de gas se realiza a través de gasoductos a alta presión que unen los campos productores con los centros de producción³¹. Existen nueve empresas transportadoras de gas natural, entre las cuales las de mayor volumen transportado y mayor infraestructura de transporte son la Transportadora de Gas Internacional –TGI-que opera en el interior del país y PROMIGAS que opera en la Costa Atlántica.

Existen 33 distribuidores-comercializadores registrados en la CREG, a través de los cuales se presta el servicio a 6.121.319 usuarios, en 659 poblaciones del territorio nacional.

La regulación del suministro de gas natural

En términos generales la actividad de suministro de gas se considera potencialmente competitiva y el enfoque regulatorio actual busca promover la competencia en esta actividad y prevenir el abuso de posiciones dominantes. En desarrollo de estos objetivos, los principales elementos de la regulación del suministro de gas natural incluyen los siguientes componentes: i) régimen de precios; ii) proceso comercialización; iii)

³⁰ La exploración y la producción de gas natural se rigen por el contrato de concesión de la ANH y el Código de Petróleos.

³¹ En algunos casos de poblaciones lejanas el transporte de gas se efectúa utilizando el modo terrestre comprimiendo el gas a presiones del orden de 3000 psig.

seguridad del abastecimiento; iv) estandarización de contratos y iii) calidad del gas natural;

Desde el punto de vista de regulación de los precios, la CREG ha adoptado una política de precios libres para el producto, con excepción del precio de gas de los campos de la Guajira que se encuentran actualmente bajo el régimen de precios regulados y en proceso de consulta para su liberación.

Con respecto de la regulación del proceso de comercialización, actualmente se encuentra en consulta el régimen (Res. CREG-113 de 2012) que aplicará a partir del enero del 2014³². En dicho régimen se propone crear un mercado primario nacional con el mecanismo de la subasta de gas, para la asignación entre compradores y vendedores. Este esquema se complementa con la creación de un Gestor de Mercado y con el funcionamiento de los mercados secundario y de corto plazo. Sobre esta consulta, las principales inquietudes se refieren a la oportunidad con que la CREG pondrá en funcionamiento el mercado propuesto, la posibilidad de realizar transacciones bilaterales así como respecto de la viabilidad de la creación del ente que lo operará, denominado el Gestor del Mercado.

Como se señaló anteriormente, con el fin de incrementar la seguridad en el abastecimiento de gas natural, la CREG expidió para consulta la Resolución CREG-054 de 2012, mediante la cual propuso el desarrollo de dos proyectos de importación de gas natural licuado. Al respecto, hasta ahora no se ha tomado decisión sobre dicha propuesta, y como se verá más adelante en este documento, esta situación puede comprometer el abastecimiento pleno al territorio nacional.

La regulación del transporte

El transporte de gas natural por gasoducto es considerado un monopolio natural y es regulado con el enfoque de precios máximos. Los principales elementos de la regulación del transporte de gas incluyen:

- Estructura de cargos por distancia, mediante los cuales el costo de transporte resulta de agregar los cargos regulados de los tramos de gasoducto recorridos físicamente por el gas natural contratado.
- Transportador por contrato, que implica que el uso de la infraestructura de transporte requiere necesariamente la definición de un contrato del punto de entrada al punto de salida del contrato de suministro.

³² Mediante Resolución CREG-113 de 2012, la CREG sometió a consulta pública la propuesta regulatoria “Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del Reglamento de operación de gas natural”.

- Las decisiones de expansión son tomadas discrecionalmente por cada agente de acuerdo con las expectativas comerciales que se tengan.
- Autorización de reventa de la capacidad de gas no utilizada en mercados secundarios.
- Cargos binomios de transporte para el cobro de la capacidad reservada y del volumen que se transporte.

Aunque la Resolución CREG-126 de 2010 ha establecido el marco regulatorio de la actividad de transporte en su tercer Período Tarifario, los resultados de las tarifas particulares aprobadas por la CREG para la mayoría de los transportadores han generado inquietudes sobre la incorporación de criterios de confiabilidad al esquema tarifario, que permitan la remuneración de activos para asegurar la continuidad del servicio.

La regulación de la distribución

La distribución de gas natural en redes de baja presión también es considerada como una actividad monopólica y es regulada con un enfoque de cargo promedio máximo aplicado a través de una canasta de tarifas con cargos de distribución descendentes de acuerdo con el volumen demandado por cada usuario.

La regulación vigente para la actividad de distribución se estipula en la Resolución CREG-011 de 2003, cuyas características principales son:

- Cargos descendentes definidos por el prestador del servicio, sin que superen el cargo promedio máximo definido por la CREG.
- Definición de cargos por mercado relevante propuesto prestador del servicio y aprobado por la CREG.

Con respecto a los activos de confiabilidad requeridos para asegurar la confiabilidad del servicio en el Distrito Capital, el proyecto de Resolución CREG-090 de 2012 contempla en su artículo 14 lo siguiente: *“A los Cargos de Distribución se les podrá agregar un Cargo Delta de Confiabilidad y/o Seguridad en Distribución a la fecha en que se ejecuten y entren en operación los activos de confiabilidad y/o seguridad. Este cargo delta corresponderá a la remuneración de las inversiones correspondientes a los activos de confiabilidad y/o seguridad que se determinen como necesarios a desarrollar para soportar los Sistemas de Distribución, de conformidad con la metodología establecida por la CREG en resolución aparte”*.

Vale decir que sobre el particular, Gas Natural S.A. ha venido estudiando un proyecto de almacenamiento en la Sabana de Bogotá con el objeto de contar con un inventario

de gas disponible para aquellos casos en los cuales se presente indisponibilidad de los activos de transporte o de suministro que abastecen la ciudad.

La regulación del costo unitario del servicio al usuario final (CU)

La determinación del costo unitario de prestación del servicio se realiza a través de la adición de los costos de cada uno de los componentes de la cadena de prestación del servicio que se han requerido para llevar el gas natural hasta el sitio de consumo (Producción, transporte, distribución y comercialización). Adicionalmente se incluye el nivel de pérdidas reconocido así como los factores de conversión por presión y temperatura a los que haya lugar). Las fórmulas tarifarias también establecen la frecuencia de actualización del costo unitario, el mercado relevante para el cual aplica, el combustible a distribuir (GLP por redes, gas natural, o aire propanado) así como la tecnología de transporte del producto (gas natural por gasoducto o gas natural comprimido transportado en vehículos de carga).

Tarifas de consumo según estrato

SECTOR DE CONSUMO	VALOR
Tarifa estratos 1 y 2	CU menos subsidio del estrato
Tarifa estrato 3	CU
Tarifa estrato 4	CU
Tarifas estrato 5, 6, y no residenciales, exceptuando térmicas y petroquímica	CU más contribución del 8.9%

CAPÍTULO 2. LOS RETOS DE LA REGIÓN CAPITAL EN EL MEDIANO PLAZO: DINÁMICA POBLACIONAL, USO DEL SUELO Y ACTIVIDAD ECONÓMICA³³

El primer informe describió las principales dinámicas económicas, poblacionales y territoriales de la Región Capital. En el nivel económico, se profundizó en el comportamiento del PIB nacional y el PIB per cápita de Bogotá y Cundinamarca entre 2000 y 2011, así como en la evolución de la estructura de las actividades económicas dentro de los respectivos PIB. También se destacó la dinámica de relocalización de la industria en los municipios cercanos a Bogotá, como consecuencia, en principio, de los incentivos tributarios de éstos. Con respecto de la población, se analizaron las diferentes tasas de crecimiento en la región frente al resto del país, así como el gran crecimiento poblacional cuanto más cerca están los municipios de Bogotá.

En el nivel territorial, se expusieron algunas generalidades del POT de Bogotá y el estado de la actualización de los planes de ordenamiento territorial de los municipios de Cundinamarca. Este análisis mostró tendencias que deben ser tenidas en cuenta en el análisis de prospectiva sobre demografía y actividad económica, y el impacto de estas actividades sobre el consumo de energía en la región capital. En este momento es necesario hacer una reflexión sobre el futuro de la Región Capital que tenga en cuenta lo que dicen la literatura reciente y los últimos trabajos sobre el tema así como la evidencia hasta ahora encontrada.

Inicialmente, se debe mencionar que, a pesar de los problemas coyunturales que ha tenido, la Región Capital no ha dejado de consolidarse. El natural ajuste de las visiones del nuevo alcalde y el nuevo gobernador, las inundaciones del 2010 y 2011 producto de la ola invernal que golpearon duramente la agricultura y ganadería, el atraso en las obras de la Fase III de Transmilenio y de la entrega de la remodelación del Aeropuerto, entre muchos problemas más, no han impedido que la región ocupe un lugar prioritario en el desarrollo del país. Bogotá y algunos municipios vecinos, son el principal polo de desarrollo económico y social de Colombia. Varios ejemplos ayudan a entender el peso que tiene Bogotá y la región, y la capacidad de generar actividad económica mucho mayor que el resto del país. Un ejemplo es ilustrativo de esta tendencia.

Una comparación entre las tasas de desempleo y las tasas de ocupación de Bogotá con las principales ciudades del país nos muestra dos resultados relevantes. Primero, la tasa de desempleo es de las más bajas del país. En efecto, junto con Barranquilla y Bucaramanga tienen las tasas de desempleo más bajas en las diez áreas metropolitanas más grandes del país. Segundo, con gran diferencia, la capital, Bucaramanga y Cali-Yumbo son las que la mayor tasa de ocupación tienen, 61.3%, 63.4% y 58.2% respecti-

³³ A cargo de Juan Gonzalo Zapata, con la asistencia de Germán Rodríguez. El análisis de gas natural es de Ricardo Ramírez.

vamente en 2010; además su diferencia con el resto de ciudades es muy alta³⁴. En Bogotá la tasa de ocupación crece en forma sostenida desde el año 2002, razón por la cual el desempleo disminuyó en más de 7 puntos porcentuales a lo largo de la última década. Paez y Laverde (2012) concluyen que en la ciudad la política de empleo de las últimas administraciones ha sido exitosa y que eso explica el buen comportamiento de los indicadores de empleo; conclusión que puede ser muy fuerte. Pero en donde sin duda hay un acuerdo es en que Bogotá, a lo largo de la década, consolidó su política para la generación de empleo a través de un aumento de los recursos para apoyar estas políticas y en decisiones como la creación de la Secretaría de Desarrollo Económico en 2006. Se puede concluir que Bogotá, con sus propios recursos, ha colaborado en la mejora del empleo en la ciudad y eso también ayudó a su rápida recuperación económica.

De otra parte, si se analizan los requisitos que debe cumplir una metrópoli moderna para consolidarse como un polo de desarrollo se encuentra que muchos de ellos ya se encuentran en vías de resolución en Bogotá. Primero, siempre se habló en las últimas dos décadas de la necesidad de tener un gran aeropuerto internacional que se convirtiera en uno de los ejes de desarrollo de la región. A mediados de 2012 se hizo la entrega de la nueva terminal internacional y está pendiente para 2014 la nueva terminal nacional. Si bien mejora lo existente, el aeropuerto puede requerir acciones adicionales para responder a la demanda creciente de la movilización de pasajeros que en 2011 fue de 20.3 millones de personas y en 2016 será de 30 millones al año. Por esa razón se contrató una consultoría para el Plan maestro a treinta años que prevé alternativas para la aviación privada y militar (Catam), en el corto plazo, y que pospongan la necesidad de una tercera pista³⁵ Este aeropuerto además funciona como polo de desarrollo para la Región Capital en su conjunto, puesto que se ha convertido en la vía por donde entran y salen mercancías y materias primas de las empresas que en los últimos años se han ubicado en los municipios vecinos de la capital. Gran parte de las exportaciones de la región salen por este aeropuerto. Sus limitaciones en cuanto a infraestructura para la movilidad de personas y de carga son también las de la evolución del comercio aéreo.

Segundo, en las zonas francas ubicadas en la Región Capital se han adelantado grandes inversiones que movilizan una gran actividad económica y que tienen impacto positivo sobre la región. De acuerdo con Zapata y López (2012) estas empresas facturaron cerca

³⁴ Páez S. y Laverde A. (2012). **El empleo como estrategia: el caso capitalino**. En revista ZERO #29, julio / diciembre 2012. Universidad Externado. Bogotá.

³⁵ En el blog <http://aviaciónyturismo.wordpress.com> con fecha febrero 24 de 2013 se encuentra una síntesis del estudio. Allí se refieren las fortalezas del aeropuerto, la ciudad y el país en vista de su localización, desempeño económico, firma de acuerdos de cielos abiertos y de TLC así como las debilidades relacionadas con la altura sobre el nivel del mar, la alta urbanización en el entorno cercano, que puede limitar la expansión, así como la difícil movilidad para entrar y salir del aeropuerto.

de \$30 billones³⁶ al año y pagaron un alto volumen de impuestos; encontraron además que si bien las empresas se ubicaron por razones tributarias con descuentos tanto nacionales como municipales, la mayoría de las empresas invirtieron por razones logísticas y comerciales y no sólo por las tributarias³⁷. De hecho estas inversiones no tuvieron descuentos tributarios en su gran mayoría pues no estaban en actividades que generaran descuento de los impuestos nacionales; la razón se encuentra más en las ventajas que una economía de aglomeración como la Región Capital les ofrece³⁸. La cercanía del gran mercado que representa Bogotá y las economías de escala que se derivan de operar además cerca del aeropuerto ampliado fueron algunas de las razones identificadas.

Tercero, toda ciudad moderna debe ser líder de la integración económica con la región y coordinar diversas políticas con sus municipios vecinos. A pesar de los desacuerdos sobre el futuro de algunos proyectos que venían de administraciones pasadas, los actuales gobernantes firmaron un convenio³⁹ que renueva la importancia de la integración regional Bogotá –Cundinamarca y acuerda una Alianza estratégica Regional alrededor de unos consensos, con respecto de los siguientes ejes: Institucionalidad regional; planeación y ordenamiento territorial; gestión de la información regional; sostenibilidad ambiental y cambio climático; desarrollo económico y competitividad; seguridad y soberanía alimentaria; logística y equipamientos regionales; transporte y movilidad; hábitat y servicios públicos; seguridad y convivencia ciudadana; construcción de paz y atención de víctimas; y gestión y armonización tributaria. Allí se establecen unos compromisos entre las partes como “impulsar la ejecución de los ejes prioritarios contenidos en los planes de desarrollo” y “buscar alianzas estratégicas con el sector privado y organismos internacionales para los temas prioritarios de la integración regional”. En el proyecto de modificación del Plan de Ordenamiento Territorial que está en estudio del Consejo territorial de planeación del Distrito Capital, CTPD, y que será llevado al Concejo de Bogotá en los próximos días se reitera la necesidad de la integración regional y la voluntad de asignar recursos a los proyectos que la concreten⁴⁰. No es fácil el camino de la coordinación de las iniciativas de uno y otro gobierno pero es de esperar que la dinámica misma de las relaciones de Bogotá con los municipios vecinos lleve a la

³⁶ Millones de millones de pesos.

³⁷ Pineda, S., Zapata, J. G., & Pinilla, C. (2010). **Propuesta para el desarrollo de lineamientos para una política de adaptación a la evolución de los asentamientos productivos en la estructura metropolitana y regional**. UNCRD. Bogotá D.C.

³⁸ Murgueitio C., Zapata J, Salazar D., Azuero F. y Piza J. (2012) LEVANTAMIENTO DE UNA LÍNEA DE BASE Y ELABORACIÓN DE UNA EVALUACIÓN DE OPERACIONES DE LOS INSTRUMENTOS PARA INCENTIVAR LA INVERSIÓN EN COLOMBIA - ZONAS FRANCAS Y CONTRATOS DE ESTABILIDAD JURÍDICA. CAPÍTULO 2. Econometría – Consultoría para Departamento Nacional de Planeación. Bogotá.

³⁹ “Convenio marco para la integración regional entre el Distrito capital y el departamento de Cundinamarca”, radicado el 21 de diciembre de 2012.

⁴⁰ Plan de ordenamiento territorial POT. Modificación Excepcional de normas urbanísticas del Plan de ordenamiento territorial 2013. Proyecto de acuerdo Plan de ordenamiento territorial, 20 de febrero de 2013.

concreción de proyectos conjuntos como muestra la iniciativa del área metropolitana de Bogotá y Soacha actualmente en curso de aprobación⁴¹.

Usualmente, una metrópoli o región moderna debe solucionar la coordinación entre todos los entes territoriales que la conforman en tres áreas básicas: la prestación de los servicios públicos, la armonización o coordinación de la tributación y del uso del suelo. En la primera de ellas se había avanzado notablemente; así, en energía eléctrica EEB compró a la Empresa de Energía de Cundinamarca (EEC) e hizo un acuerdo de operación con CODENSA. . El trabajo de campo mostró que la mejora calidad del servicio ha sido permanente y que inclusive se ha logrado llegar a zonas muy apartadas en algunos municipios para prestar este servicio a unos costos muy altos. Este programa ha sido ejecutado con el apoyo de la gobernación de Cundinamarca.

En el servicio de agua y alcantarillado, la EAAB presta servicios a un millón setecientos mil usuarios en Bogotá y a once municipios vecinos. Desde el año pasado surgió una interpretación de la administración en el sentido de que las operaciones de venta en bloque que hacía el acueducto y la filial Aguas de Bogotá a otros municipios eran ilegales porque iban más allá del ámbito urbano de esos clientes que, según EAAB, era el uso autorizado por la Concesión de Aguas que había otorgado la CAR. La Superintendencia de Servicios Públicos y la gobernación de Cundinamarca no están de acuerdo con esa interpretación y mucho menos con el arbitraje que hace la empresa de a quién venderle el agua entre los municipios que lo requieren. Esto ha creado incertidumbre sobre el futuro de algunos proyectos urbanísticos en la sabana de Bogotá, así como de algunos proyectos industriales en Cundinamarca. El mayor problema se encuentra en la tensión entre las administraciones de Bogotá y Cundinamarca, que enrarece las iniciativas conjuntas.

A su vez, hace unos años, en tributación se dieron algunos acercamientos para discutir el tema de la armonización en el cobro de impuestos y otros gravámenes; sin embargo, en la actual coyuntura estos esfuerzos no tienen mayor desarrollo. El problema es que la experiencia muestra que la competencia tributaria, por ejemplo, mediante la disminución de tarifas municipales para atraer inversionistas, hace que se destruya el recaudo tributario potencial de la región. Como es conocido, en los últimos años se dio una transferencia de impuestos de la capital a los municipios vecinos pues un buen número de empresas se trasladó de Bogotá. El gran aumento del recaudo en la capital se explica por el aumento del predial reflejo del aumento en el precio de la vivienda. En ICA hay evidencia de menor recaudo en los últimos cuatro años en las zonas industriales como Puente Aranda y Fontibón.

Así mismo, y muy relacionado con lo anterior, no ha sido posible hacer una planeación conjunta o por lo menos coordinada del uso del suelo en la Región Capital. La reforma

⁴¹ Este proyecto no cuenta con la aprobación del gobernador de Cundinamarca, Álvaro Cruz quien teme que por esta vía Bogotá termine anexando a Soacha Ver <http://elespectador.com> Soy periodista. 11/01/13; 3:59 pm

reciente de los POT de los municipios muestra que la mayoría de ellos compiten por atraer inversión y desarrollar zonas de viviendas de estratos altos; es así como obraron en consecuencia y expandieron el uso destinado a estos fines. Se puede afirmar que hay un exceso de suelo en la Región Capital para industrias y lo mismo se encuentra para vivienda, en especial de estratos altos (ver Tabla 5). Esta tendencia muestra que hay fuerzas económicas que hacen que se expanda y se desconcentre. Las estadísticas permiten confirmar esta tendencia pues el crecimiento de la actividad económica, la población, la tributación y el consumo de energía tienden a ser mayores en la Sub sabana que en Bogotá.

A pesar de lo anterior, y no necesariamente en oposición a esta tendencia, la capital apuesta por un desarrollo urbanístico muy diferente al desconcentrado y, por el contrario, apuesta por la densificación de la ciudad. Su prioridad se llama el *centro ampliado* y la red de centralidades. Por ahora, se concluye que no hay una planeación conjunta del territorio y que hay fuerzas que tienen prioridades opuestas. Esta situación es reflejo de la falta de una visión conjunta de la Región Capital. Tal como se mencionó en el primer informe, las posibilidades de avanzar en este campo son limitadas.

Este capítulo se divide en cuatro partes, incluyendo esta introducción. En la sección siguiente se hace un resumen de las dinámicas territoriales recientes que signan el desarrollo espacial de la ciudad región y en donde sobresalen el plan de desarrollo de Bogotá, el plan de ordenamiento territorial –POT- recientemente presentado y objeto de discusión en la actual coyuntura, los POT de un grupo de municipios vecinos y el estancamiento del desarrollo institucional de la coordinación de los entes territoriales que conforman la región. Esta descripción incluye un resumen de los principales POT actualizados y el uso del suelo previsto para industria y vivienda, principalmente.

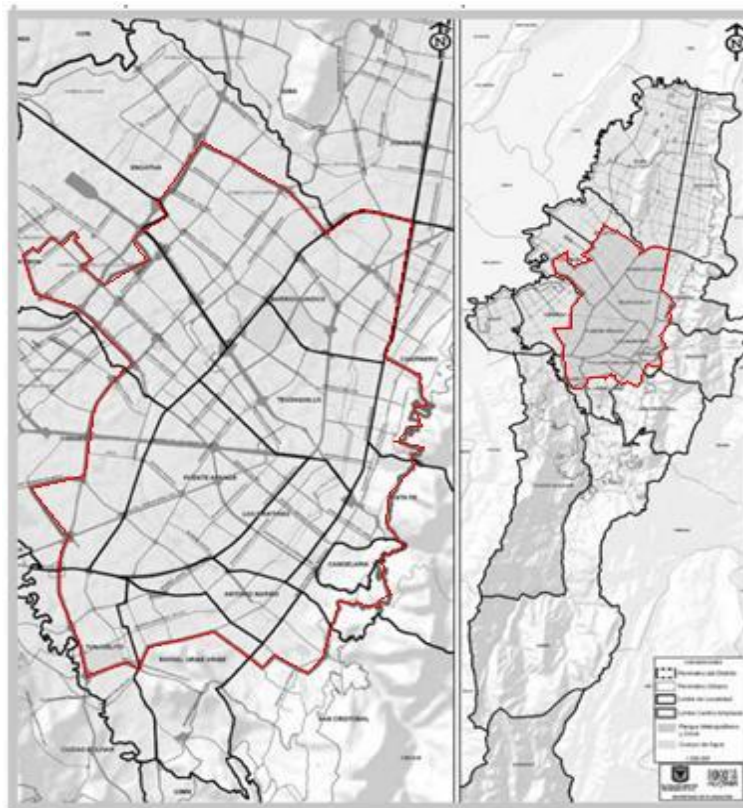
A continuación, se profundiza la caracterización del consumo de energía de la Región Capital durante los últimos años, con especial énfasis en la evolución presentada en Bogotá y los municipios de la denominada Sub Sabana, los más cercanos a la capital y más importantes de Cundinamarca. En una primera parte de esta sección se analiza el comportamiento del consumo residencial de energía eléctrica en Bogotá, sus localidades y los municipios de la Sub sabana. Una segunda parte profundiza la evolución del consumo industrial de energía eléctrica en las mismas zonas. La clasificación de la región de la Sub sabana y su consecuente diferenciación analítica con Bogotá permitió identificar el auge y dinamismo del consumo de energía eléctrica de estos municipios.

En la cuarta sección se adelantó un análisis estadístico para relacionar las dinámicas demográficas y económicas con el consumo de energía eléctrica en la región, de tal forma que se identifiquen las principales tendencias que expliquen el consumo de energía eléctrica en la Región Capital. Por último, se finaliza con un resumen de las principales conclusiones.

1 Dinámicas territoriales y desarrollo institucional de la Región Capital

A través del Plan de Desarrollo 2012-2016 *Bogotá Humana*, la administración de Gustavo Petro define una serie de proyectos que tienen como objetivo construir una ciudad más densa y compacta en el denominado centro ampliado. Esta zona de la ciudad comprende aproximadamente 115 km² de los 307 km² que tiene el área urbana de Bogotá, ver Ilustración 3. En 2011, en el centro ampliado habitaban 1,9 millones de personas de las cuales, el 67% pertenecían al estrato 3.

Ilustración 3. Localización del centro ampliado en el Distrito



Fuente: SDP

La Administración Distrital destaca que a pesar de la alta densidad de la ciudad, ésta no está distribuida de forma homogénea. Hay zonas muy pobladas y otras poco pobladas si se lo compara con el promedio de otras zonas de la ciudad. Así Suba y Ciudad Bolívar son altamente pobladas y el centro ampliado no; la política de vivienda y expansión debería corregir este desbalance. La delimitación del centro ampliado se basó principalmente en este diagnóstico, con el fin de incentivar una distribución más equilibrada de la población en la ciudad. En 2011, el área urbana de Bogotá registraba una densidad de 24.325 habitantes/km², mientras que en la zona del centro ampliado ésta llegaba a los 16.722 habitantes/km². Para el Gobierno Distrital esto es una clara evidencia de una oportunidad para consolidar un proceso de densificación que al mismo tiempo evite la segregación social.

En principio, la disminución de la segregación se busca lograr por medio de un proceso de revitalización urbana en áreas consolidadas, como lo es el centro ampliado. Este proceso incluye la actualización y ampliación de redes de acueducto y alcantarillado, generación de espacios públicos, desarrollo de proyectos de densificación y de ampliación de usos, entre otros. A corto plazo, la oferta de energía no es una preocupación para el Distrito.⁴²

Más allá de la eventual densificación del centro ampliado, en el Plan de Desarrollo 2012-2016⁴³ se presentan una serie de grandes proyectos de renovación urbana que se llevarían a cabo tanto por iniciativa pública distrital como en coordinación con otros niveles de gobierno, e inclusive en alianza con el sector privado; por ejemplo, a través de las Alianzas Público Privadas. Eventualmente, el desarrollo de dichos proyectos puede requerir algún tipo de inversión para satisfacer una mayor demanda de energía. En particular, se destacan los siguientes proyectos:

- De iniciativa pública distrital:
 - i. Proyecto piloto Mártires
 - ii. Revitalización de la zona industrial
 - iii. Ciudad salud-región
 - iv. Proyecto Campín
 - v. Revitalización del centro tradicional
- En coordinación con otros niveles de gobierno y en alianza con el sector privado:
 - i. Modernización del Centro Administrativo Nacional (CAN)
 - ii. Innobo (Corferias ampliado)
 - iii. Operación Aeropuerto

En forma complementaria con la propuesta de densificación, el Plan de Desarrollo busca actuar sobre los bordes de la ciudad, con el objetivo de contener el crecimiento del área urbana. Se busca regular el tipo de ocupación en las franjas de transición entre lo urbano y lo rural, así como consolidar corredores ecológicos, ecobarrios y ecoveredas en franjas de transición estratégicas. En esta propuesta se enmarca el interés por evitar la expansión urbana en el norte de la ciudad, con el fin de conservar y proteger la declarada reserva forestal *Tomas Van der Hammen*.

La propuesta de densificación del centro ampliado y la consecuente contención del crecimiento del área urbana de Bogotá no tiene necesariamente un efecto adicional en el consumo de energía de la ciudad. En general, las propuestas referentes a la ordenación urbana buscan ordenar el crecimiento de la ciudad de determinada manera, mas

⁴² De acuerdo con una entrevista realizada con altos funcionarios de la Secretaría Distrital de Planeación, la información sobre la situación de la oferta de energía eléctrica proviene de Codensa, quien no ha expresado preocupación al respecto en el corto plazo

⁴³ Acuerdo Distrital 489 de 2012, sancionado en junio de 2012

no evitar o alentar un crecimiento diferente al esperado. Sí podría haber, hasta cierto punto, un aumento en la urbanización de los municipios cercanos a Bogotá, para satisfacer una demanda insatisfecha de vivienda en el norte de la ciudad. Esto puede llevar, en el mediano plazo, a un crecimiento de la demanda de energía en esos municipios.

Además de la apuesta por la densificación de algo más de un tercio de la ciudad, el Plan de Desarrollo contiene algunos programas y proyectos que inciden de alguna manera en la demanda de energía de la ciudad en el mediano plazo. En primer lugar, en relación directa con la prestación del servicio público de electricidad, se destaca el programa que busca mejorar la calidad y aumentar la cobertura del servicio de alumbrado público. Actualmente, la mayoría de las luminarias son de Sodio de Alta Presión (SAP), la cual es la tecnología estándar en alumbrado público (luz amarilla). Durante el primer año de la administración, aunque se incrementaron las luminarias de SAP, también se procedió a instalar 110 luminarias con tecnología LED y se redujeron las de mercurio, que se consideran una tecnología obsoleta. Así mismo, otras luminarias como las de halogenuro metálico, emiten luz blanca, se usan en excepcionalmente (ver Tabla 1).

Tabla 1. Luminarias instaladas en Bogotá según tipo de tecnología

	Sodio Alta Presión	Mercurio	Halogenuro Metálico	LED	Total
Diciembre 2011	329.103	1.834	100	-	331.037
Diciembre 2012	332.448	1.436	211	110	334.205
Incremento	3.345	(398)	111	110	3.168

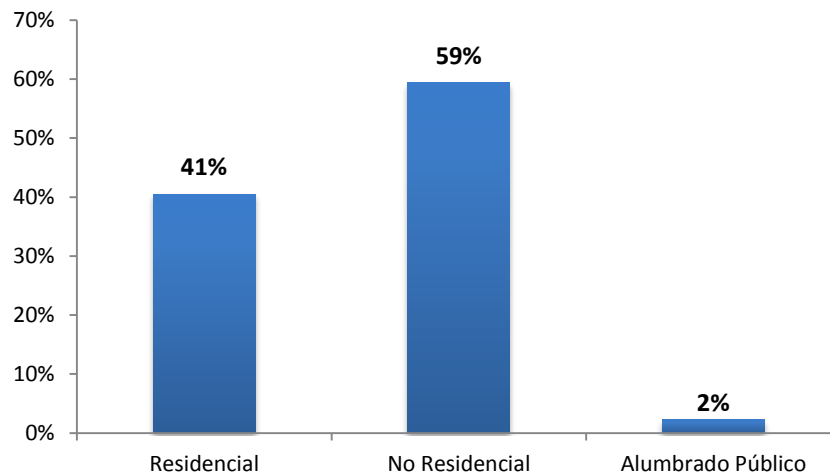
Fuente: UAESP

Las luminarias con tecnología LED presentan menores consumos de energía eléctrica, mayor vida útil y un tono de luz más claro, en contraposición con las de tecnología de SAP. Para ilustrar el ahorro de energía, se puede tomar como ejemplo el cambio de luminarias realizadas en el parque Lourdes y en la Zona T, ambos en la localidad de Chapinero, en el marco de un proyecto piloto en parques y plazoletas. En el primer caso, se reemplazaron 22 luminarias de 168w de tecnología SAP por 22 luminarias de 51w de tecnología LED, lo que representó una reducción en la potencia instalada del 69%. En la Zona T, la reducción fue del 48%, al pasar de 36 luminarias de 168w al mismo número de luminarias pero de 86w.

La modernización tecnológica del alumbrado público a mayor escala reduciría de forma importante el consumo de energía por este concepto. En 2012, por alumbrado público se consumieron cerca de 210 millones de Kwh, lo que representó el 2% del consumo total de la ciudad, y el 4% del consumo no residencial (ver

Gráfico 1).

Gráfico 1. Proporción del consumo de energía según tipo de usuario en Bogotá 2012



Fuente: Elaborado con base en información de Codensa S.A. ESP

Se puede hacer un ejercicio preliminar para estimar un eventual ahorro de energía como consecuencia del cambio del 10% de luminarias SAP a LED, tomando como base la experiencia registrada en el proyecto piloto de cambio de luminarias en parques y plazoletas. En estos casos, el ahorro fue de al menos el 50% de la potencia, al cambiar luminarias SAP de 150w por diferentes tipos de luminarias LED. La meta del plan de desarrollo es reemplazar alrededor de 33.100 luminarias SAP (artículos 20 y 46). Se puede suponer entonces, que se cambian las luminarias tipo 150 CWA, quedando solo 7.626, y las restantes serían LED, que consumen un 50% menos (ver Tabla 2). En este caso, las luminarias de tecnología LED tendrían un consumo de 13.773.017 Kwh, y las que no fueron cambiadas tendrían un consumo de 6.346.406 Kwh. En total, en lugar de un consumo de 33.892.177 Kwh con solo luminarias de 150 CWA, se pasaría a un consumo de 27.546.034 Kwh, cerca de un 20% menos. Sin embargo, el ahorro en el total de consumo de todo el alumbrado público sería de solo el 3%.

Tabla 2. Infraestructura de alumbrado público en Bogotá a diciembre de 2012

Tipo	Potencia Unitaria (w)	Cantidad	Potencia Total (Kw)	Horas	Consumo (Kwh)
Sodio de Alta Presión (SAP)	70	213.267	17.275	4380	75.662.866
	150 CWA	40.726	7.738	4380	33.892.177
	150 Reactor	28.783	4.864	4380	21.305.752
	250 CWA	31.294	9.419	4380	41.257.384
	250 Reactor	3.851	1.102	4380	4.828.201
	400 CWA	13.347	6.393	4380	28.002.273
	400 Reactor	507	223	4380	977.090
	600 CWA	81	57	4380	248.346
	600 Reactor	-	-	4380	-
	1000	492	551	4380	2.411.400
	Total SAP		332.348	47.622	4380
Otros		1.857	338	4380	1.479.310
Total		334.205	47.960	4380	210.064.800

Fuente: Elaborado con base en información de Codensa S.A. ESP

Un segundo proyecto contenido en el Plan de Desarrollo propone llegar a la meta de la subterranización del 20% de las redes eléctricas de cableado aéreo, incluyendo las zonas de revitalización urbana (artículo 46 del Acuerdo 489). A 2011, la red aérea de cableado eléctrico alcanzaba los 6.428 km. Este proyecto solo implica una modernización de las redes de transmisión de energía, pero no influye directamente en la cantidad de energía consumida. Adicionalmente, el PDD menciona la introducción de la energía eléctrica en el transporte público masivo (Artículo 28) Otra de las grandes apuestas del Plan de Desarrollo se refiere al programa que busca construir alrededor de 70.000 viviendas de interés prioritario (VIP), de las cuales 40.000 corresponden al programa de atención a las víctimas. Con este programa se busca empezar a darle una solución a los 116.559 hogares que hoy se encuentran en déficit cuantitativo. A corto plazo no se esperaría un impacto importante en el consumo de energía por cuenta de esta iniciativa, que, además, tomaría tiempo en materializarse.

Otro aspecto a tener en cuenta es el enfoque regional que plantea el Plan de Desarrollo del Distrito. En general, se busca acercar y estrechar las relaciones entre Bogotá y los municipios vecinos, con el fin de coordinar el desarrollo urbano, económico y territorial de la región. Sin embargo, en la práctica es muy difícil coordinar los diversos intereses de los municipios. En el tema tributario, por ejemplo, aunque el Distrito quiere proponer una estrategia de armonización tributaria con municipios del área de su influencia, son precisamente los municipios los que buscan diferenciarse de la ciudad, para así atraer una creciente industria que busca bajos impuestos, suelos más baratos y al mismo tiempo permanecer cerca del gran mercado que representa Bogotá. Esto hace difícil la tarea de armonizar los intereses territoriales y lograr plasmarlos en los Planes de Ordenamiento Territorial de Bogotá y los municipios, a pesar de las buenas intenciones.

El programa de movilidad urbana incluye iniciativas que pueden impactar la demanda de energía en el mediano plazo al darle una importancia central a la introducción de la energía eléctrica en el transporte masivo:

Artículo 28 Movilidad urbana dará prioridad en el siguiente orden: a las y los peatones, las y los ciclistas, al transporte masivo sobre el particular y a la introducción de la energía eléctrica en el transporte masivo con el fin de reducir emisiones ...

Los proyectos prevén construir e integrar las redes de 1) metro pesado con una longitud de 41.05 kms; los primeros 5 kms se construirán en 2015, 2) metro ligero que comprende un anillo urbano con una longitud de 78.3 kms conformado por los corredores férreos existentes; se proyecta construir 44.1 kilómetros en el período: la carrera séptima desde el portal del 20 de julio hasta la calle 193 y la conexión desde la NQS hasta la Estación de la Sabana, y 3) dos líneas de cable (7 Km) para conectar zonas de difícil acceso con la red de transporte masivo: Paraíso en Ciudad Bolívar y Moralba en San Cristóbal.

Está prevista la reconstrucción de las troncales Caracas y Autonorte y ampliar la red de troncales de Transmilenio en 46% mediante la construcción de la troncal Boyacá y nuevas conexiones sobre la red de troncales existentes en 54 kms. Según lo afirmado por funcionarios de Transmilenio, en entrevistas con Fedesarrollo, la prórroga de las concesiones de fase 1 y fase 2 tienen como presupuesto la futura conversión del parque automotor a eléctrico y la fase 4 deberá ser también operada por vehículos eléctricos. Estas orientaciones no están contempladas explícitamente en el Plan de Desarrollo. Tampoco hay mención al gas natural vehicular.

La Tabla 3, al final del capítulo, resume las principales propuestas del distrito plasmadas en el Plan de Desarrollo relevantes en la consideración de la demanda de energía futura.

Así mismo, se debe mencionar dos iniciativas importantes del Distrito que afectan radicalmente el uso del suelo y su relación con su entorno. Primero, el Distrito finalmente presentó su propuesta de nuevo POT para la ciudad ante el consejo Territorial de Planeación y al Concejo de la ciudad que lo debatirá en los meses siguientes a mayo de 2013. Este sigue la línea trazada en el plan de Desarrollo (artículo 66 del Plan de desarrollo⁴⁴ y refleja las prioridades de la Administración en el uso del suelo. En el momento apenas comienza la discusión de esta propuesta. Segundo, hay la intención de hacer un área metropolitana entre la capital y Soacha. Este un proceso de largo aliento que incluye consulta mediante el voto de la ciudadanía del municipio y el Distrito Capital. No sobra mencionar que desde la gobernación de Cundinamarca se entiende esta área como un problema más para el desarrollo de la región capital.

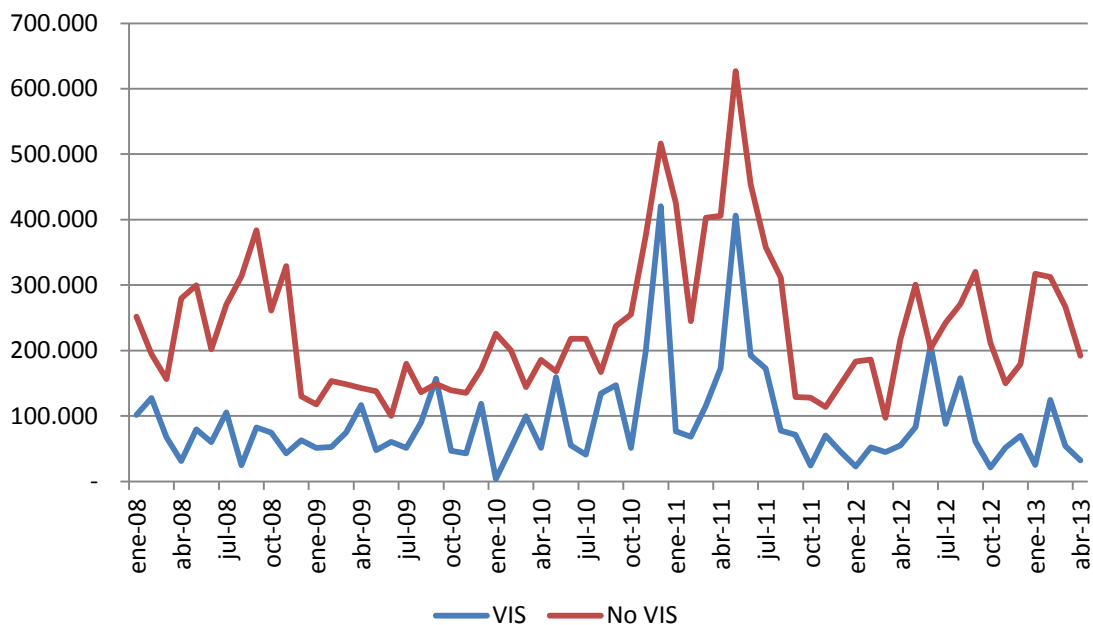
Durante 2010 y 2011 se registró un aumento muy importante en el área aprobada en licencias de construcción para vivienda en Bogotá y Cundinamarca. Este comportamiento es excepcional de acuerdo con la tendencia de los últimos cinco años. En Bogotá, en 2010 y 2011 el área aprobada para VIS creció 55% y 6% respectivamente, mientras que el área aprobada para no VIS creció 70% y 29% para los mismos años. Por el contrario, en 2012, el área de las licencias aprobadas disminuyó al caer 39% las de VIS

⁴⁴ Artículo 66. "Calificación y localización de terrenos y porcentajes obligatorios para la construcción de vivienda de interés prioritario.....La vivienda de interés prioritario estará localizada en toda la ciudad y para ello se establecen los siguientes porcentajes obligatorios: 1. Durante el primer año contado a partir de la entrada en vigencia de la reglamentación que expida la administración distrital en un 20% del suelo útil de cualquier proyecto se construirá vivienda de interés prioritario 2. A partir del segundo año se destinará y construirá un 30% del suelo útil. Estos porcentajes obligatorios podrán ser cumplidos mediante las siguientes alternativas: 1. En el mismo proyecto:2. Mediante la construcción en otro proyecto del respectivo porcentaje del suelo: será posible trasladar el cumplimiento del porcentaje...a cualquiera de los proyectos priorizados del programa de revitalización urbana o los que sean aprobados en un futuro por la secretaría de Hábitat....3. De manera excepcional...podrá compensar la obligación mediante un pago en dinero...Parágrafo ..se podrá implementar un mecanismo de compensación entre terrenos para facilitar el traslado de la edificabilidad obligatoria de VIP entre zonas de la ciudad, que podrá ser administrado mediante encargos fiduciarios para el cual se podrán utilizar los certificados de derechos de construcción autorizados por el Concejo distrital en el artículo 8 del Acuerdo 118 de 2003".

y 32% para las no VIS. El Gráfico 2 muestra el crecimiento de 2009 y 2010 y la caída desde octubre de 2011 a niveles de apenas el 40% del área en los últimos dos años. Desde abril de 2012 nuevamente aumenta el área licenciada de vivienda no VIS, en tanto que el área VIS cae a los niveles más bajos de los últimos años. En enero de 2013 la variación mensual del área licenciada en el país cae 14.4%, explicada por el descenso del área aprobada en Cundinamarca que contribuye con 14.5 puntos porcentuales a la caída mientras que Bogotá se recupera y aporta 8.9 puntos porcentuales positivos a la variación mensual⁴⁵

En el caso de Cundinamarca, el crecimiento del área licenciada de vivienda VIS en los años 2010 y 2011 creció 409% y 63% respectivamente. Este crecimiento es inclusive mayor que Bogotá, una de las ciudades con mayor actividad en construcción en el país. Por el contrario el área para vivienda no VIS tuvo un comportamiento más moderado al crecer 19% y 25% en esos dos años. En 2012, al igual que en Bogotá, se presenta una contracción del área que se refleja particularmente en la caída del área para VIS del 64%, en tanto que el área para no VIS aumentó el 11%. Finalmente, desde 2008 se aprueban, en promedio, 50,000 mts² mensuales de no VIS con excepción de algunos en donde estos llegan a los 150,000. Diciembre de 2012 es uno de esos meses. De otro lado, las aprobaciones de licencias para vivienda VIS en Cundinamarca en los años 2010 y 2011, en área, fueron mayores que para la de vivienda no VIS (Gráfico 3); así mismo en los últimos dos meses las áreas tienen un comportamiento similar.

Gráfico 2. Área licenciada para vivienda en Bogotá (mensual, metros cuadrados)



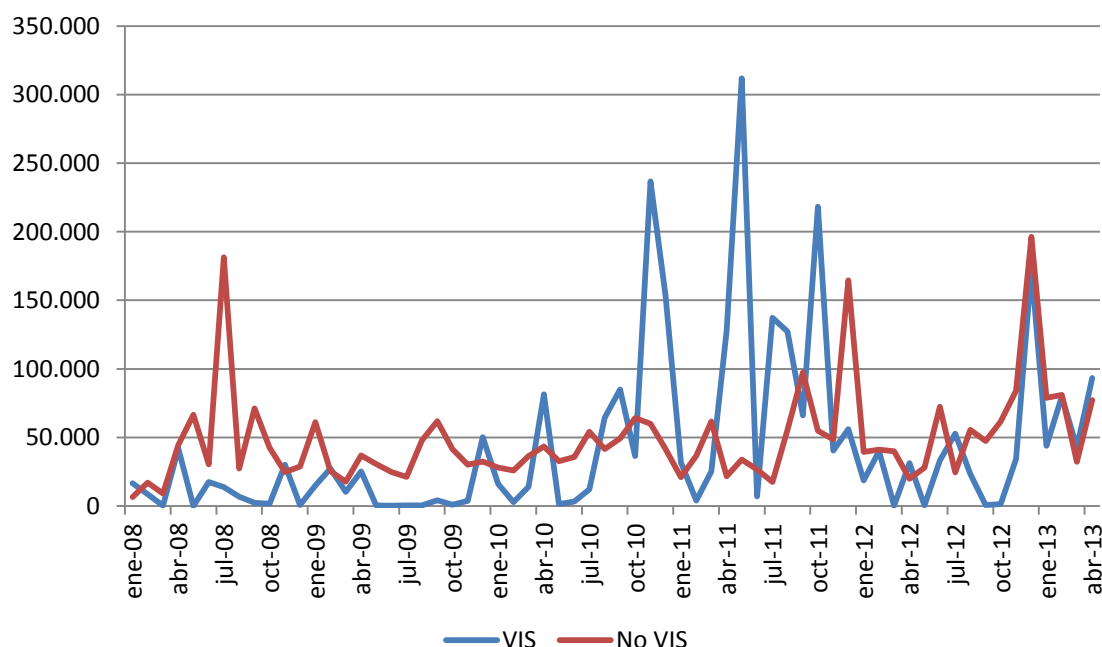
Fuente: Elaboración propia con información DANE

⁴⁵ DANE. Boletín de Prensa, 20 de marzo de 2013.

De acuerdo con el DANE el área en construcción (iniciada) de vivienda en Bogotá y Soacha tiene el siguiente desempeño (Gráfico 5):

- i. El comportamiento en 2010, 2011 y 2012 es muy similar al presentado por el área licenciada de Bogotá y Cundinamarca. En los dos primeros años, el área iniciada para VIS creció 35% y 26% mientras que en 2012 ésta cayó un 26%.
- ii. En vivienda no VIS, se dio un crecimiento de 48% y 11% en 2010 y 2011, mientras que en 2012 cayó un 13%.
- iii. Hay una caída más sostenida del área en construcción de Bogotá y Soacha si se la compara con la disminución del área de las licencias aprobadas.

Gráfico 3. Área licenciada para vivienda en Cundinamarca (mensual, metros cuadrados)



Fuente: Elaboración propia con información DANE

Nota: Incluye los municipios de Chía, Facatativá, Fusagasugá, Girardot, Soacha y Zipaquirá

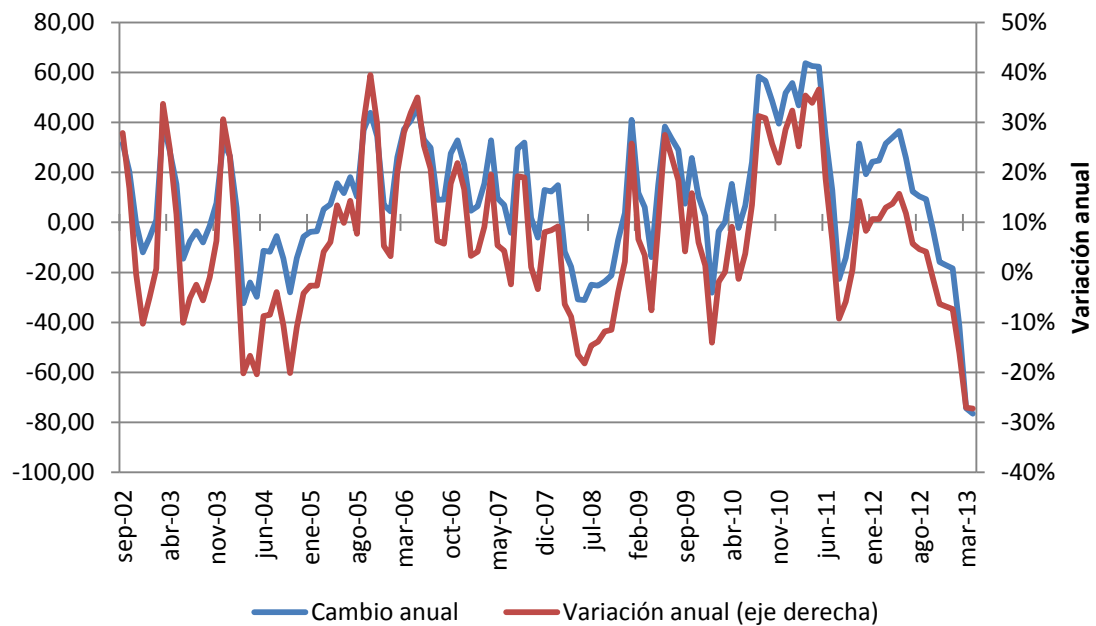
El comportamiento de la vivienda en Bogotá ha sido negativo en el caso de la vivienda VIS y positivo en el de la vivienda no VIS⁴⁶. En el tercer trimestre de 2012, las unidades iniciadas en Bogotá fueron 10.644, con crecimiento del 43.8% en no VIS y decrecimiento de 48.8% en VIS. No hay explicación del comportamiento negativo de VIS que cae mucho más (45.9%) que el total del país (-24.3%) cuando se compara el tercer trimestre con el segundo de 2012, en términos de área de viviendas iniciadas. Lo que preocupa es que es en 2012 las 3250 viviendas VIS habilitadas (conexión de acueducto y alcantarillado) distan mucho de la meta promedio anual de 14000 viviendas para un total de 70000, en el quinquenio 2012-2016.

⁴⁶⁴⁶ DANE Estadísticas

Lo que sí parece claro es que no hay una recesión de la construcción de vivienda no VIS que pueda ser atribuida al artículo 66 del Acuerdo 489.

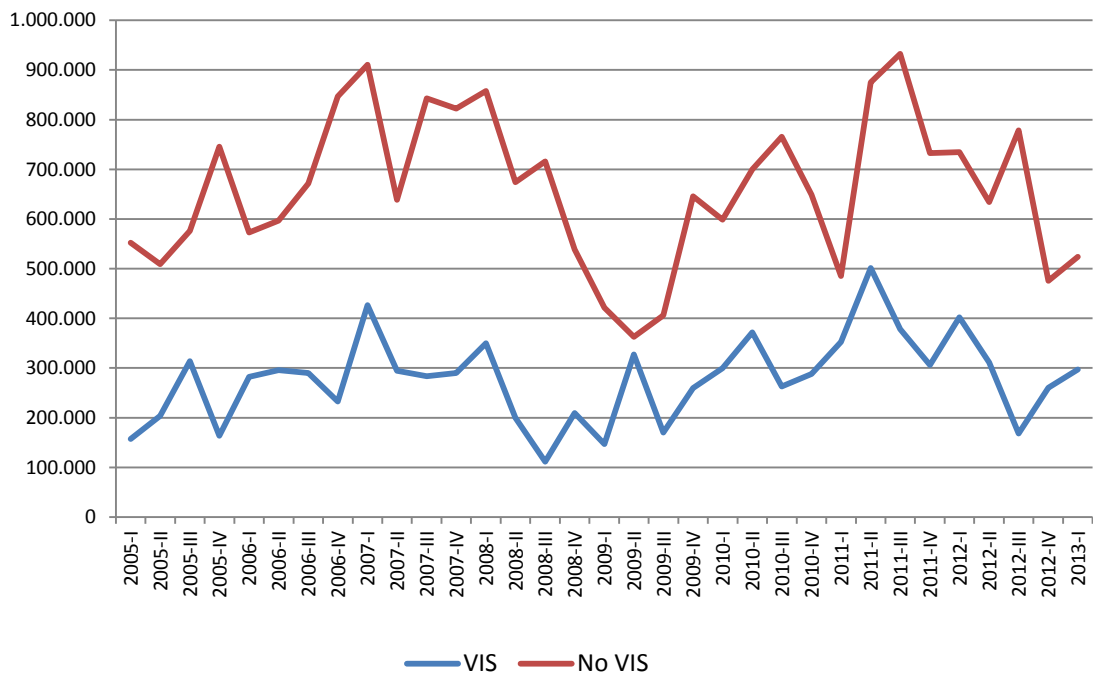
Preocupa la evolución del empleo en el sector de la construcción en el país. Desde marzo de 2010 se perdieron 120 mil empleos. En Bogotá, la evolución es negativa desde mayo de 2012 cuando el empleo sectorial tuvo una variación anual de 15.7% hasta enero de 2013 cuando se redujo 16.1% anual (Gráfico 4).

Gráfico 4. Variaciones en el empleo en construcción en Bogotá, 2002-2012



Fuente: DANE

Gráfico 5. Área en Construcción de vivienda en Bogotá y Soacha (trim., mts²)



Fuente: Elaboración propia con información DANE

Por último, la Tabla 4 nos muestra de los principales POT recientemente modificados y aprobados. Al analizar sus características se encuentra que, con excepción de un par de municipios: Sopó y La Calera, los otros seis municipios, con matices, reconocen la importancia de la actividad económica en la región e importancia que para su territorio significa participar de esta dinámica. Por esto incluyen las actividades industriales, comerciales y de logística en los nuevos usos del suelo de sus municipios.

Tabla 3. Programas y proyectos del Plan de Desarrollo relevantes en la demanda de energía futura

Programa	Proyecto	Metas de resultado y/o gestión	Línea Base	Fuente
Fortalecimiento y mejoramiento de la calidad y cobertura de los servicios públicos	Alumbrado público con calidad para todos y todas	Cambiar 10% de las luminarias a tecnologías LED	331.834 luminarias en Bogotá	UAESP, 2012
		Cambiar 20% del cableado aéreo a subterráneo incluyendo las áreas de revitalización	Red Aérea 6428 km (64%)	UAESP, 2012
Vivienda y hábitat humanos	Producción de suelo y urbanismo para la construcción de VIP	Habilitación de 100% de suelo para la construcción de las 30.000 VIP de este programa y 40.000 del programa de atención a las víctimas	Se requieren 470 has. Brutas	SDP, 2012
	Subsidio a la oferta, arrendamiento o adquisición con derecho de preferencia	Construcción de 70.000 VIP	116.559 hogares en déficit cuantitativo	DANE-SDP
	Mejoramiento integral de barrios y viviendas	Regularizar 70 barrios de origen informal	228 barrios sin regularizar	SDHT,SDP 2012
Gestionar la legalización de 90 asentamientos de origen informal		119 asentamientos sin legalizar	SDHT, SDP 2012	
Revitalización del Centro Ampliado	Intervenciones urbanas priorizadas	Gestionar 6 intervenciones urbanas de iniciativa pública	No aplica	

Programa	Proyecto	Metas de resultado y/o gestión	Línea Base	Fuente
Recuperación, rehabilitación y restauración de la estructura ecológica principal y de los espacios del agua	Franjas de transición para los bordes urbano-rurales	Definición de alternativas para establecer mecanismos de gestión en las zonas identificadas como estratégicas para la conectividad del corredor de borde de la reserva forestal Tomas Van der Hammen	Cero	
		Adecuar 14 km del borde de Cerros Orientales	El borde oriental tiene 52 km lineales	SDHT, 2011
		Formular 4 modelos de ocupación en la franja de transición	No aplica	
Bogotá, territorio en la región	Institucionalización de la Integración Regional	Adoptar por lo menos una figura asociativa de ordenamiento territorial contemplada en la legislación nacional (región de planificación y gestión, región administrativa y de planeación especial, área metropolitana, contrato plan, entre otros)	No aplica	
	Coordinación del desarrollo regional	Adoptar una estrategia de armonización de Planes de Ordenamiento Territorial con municipios del área de influencia del Distrito	No aplica	
		Poner en operación una estrategia de armonización tributaria con municipios del área de influencia del Distrito	No aplica	
	Cooperación Regional	Implementar un programa de asistencia técnica recíproca entre los entes territoriales que conforman la región	No aplica	

Tabla 4. Planes de Ordenamiento Territorial actualizados y aprobados – Algunos Municipios de la Subsabana

Sopó: Acuerdo 012 de 2007 que actualiza al Acuerdo 009 de 2000.

Por medio de la actualización del PBOT, el municipio tiene como objetivo fortalecer la ruralidad como elemento competitivo de la región, de manera tal que se garantice un equilibrio tanto en la preservación del medio ambiente como con un aumento en la productividad general. Igualmente, resulta central incorporar la Estructura Ecológica Principal como base del ordenamiento territorial, articulándose con el medio ambiente regional.

Para este municipio resulta importante controlar los procesos de urbanización en el suelo rural, con el fin de incentivar las acciones y actividades vinculadas con las cadenas productivas, al tiempo que se garantice la protección tanto de suelos productivos como de los elementos de la Estructura Ecológica Principal. Igualmente, se busca garantizar que se mantengan las características del municipio con significancia rural a través tanto del control de densidades en el suelo urbano como de incentivos a la localización de población local en el suelo rural.

Este municipio busca además promover la localización de industrias individuales o parques industriales en el suelo suburbano, a lo largo de la vía Sopó-Briceño. El concepto rector para el ordenamiento territorial industrial es la noción de industria-jardín, que implica una producción limpia, calidad paisajística e inserción con las cadenas productivas del municipio. Igualmente, se busca ejercer control en las áreas actuales destinadas a la floricultura.

Con relación a la vivienda urbana, se promueve la construcción de soluciones habitacionales, vivienda social y superación del déficit de vivienda en el municipio. Se busca dar prioridad a la demanda endógena del municipio, especialmente por medio de proyectos de renovación urbana en Sopó y Briceño y del desarrollo gradual del suelo de expansión urbana, con énfasis en los programas de vivienda social urbana.

Mosquera: Acuerdo 28 de 2009 que actualiza los Acuerdos 20 de 2006 y 001 de 2000.

Este municipio articula su visión de desarrollo territorial en tres componentes: i) desarrollo industrial de la Sabana de Occidente, ii) presiones hacia la conurbación en los límites con Bogotá y Funza y iii) el desarrollo de la actividad urbana residencial y su relación con la región occidente.

Para este municipio el desarrollo de las actividades industriales resulta fundamental, y por ello también busca promover nuevas industrias limpias y fortalecer el empleo industrial en el municipio. Es de destacar que en este Acuerdo se incorporan al perímetro urbano ciertas áreas rurales que consolidaron un desarrollo industrial y urbano que hizo necesario modificar su vocación urbanística.

La Calera: Acuerdo 011 de 2010 que actualiza al Acuerdo 043 de 1999.

Reconoce una realidad que debe afrontar a partir del ordenamiento territorial, como es la de su cercanía con Bogotá y el consecuente desplazamiento de población hacia áreas rurales cercanas. Sin embargo, se busca evitar la urbanización excesiva y desordenada, con el fin de mantener la conservación del carácter rural del paisaje del municipio.

Por ello, para el municipio es importante, a través del POT, promover la permanencia de las actividades agropecuarias en su territorio y fortalecer las economías campesinas. Igualmente, busca consolidarse como un municipio prestador de servicios ambientales, en donde se protege la Estructura Ecológica Principal con el fin de mantener el corredor biogeográfico, garantizando la sostenibilidad ambiental del territorio que comparte con Bogotá y los municipios de la sabana.

En consecuencia, a partir de este POT el municipio no permitirá la localización de nueva vivienda campestre en las áreas que conforman la estructura de protección ambiental del municipio. Tampoco se permitirán urbanizaciones fuera del perímetro urbano ni de las áreas de expansión urbanas definidas. No obstante, el municipio busca promover la construcción de la vivienda de interés social, especialmente en lotes no edificados en áreas ya urbanizadas, desestimulando la presencia de lotes de engorde.

Además, si bien no se desestimula la actividad industrial, tampoco se busca atraerla de forma explícita. En el suelo urbano solo se permite el desarrollo de la industria artesanal y de la industria liviana de bajo impacto ambiental. A nivel rural, se permite el desarrollo de industria artesanal, liviana y pesada.

Cajicá: Acuerdo 21 de 2008 que actualiza al Acuerdo 008 de 2000 y Gachancipá: Decreto 22 de 2009 que actualiza al Acuerdo 05 de 2000.

Cajicá y Gachancipá se reconocen como municipios cuya dinámica económica se encuentra determinada en gran medida por la amplia actividad industrial, comercial y de servicios que se origina en Bogotá. En particular, sus economías se sustentan en la industria manufacturera, el transporte, el comercio la agroindustria y la prestación de servicios turísticos, entre otros.

En este orden de ideas, el ordenamiento territorial de ambos municipios busca consolidar en el territorio esta vocación funcional, posicionándolos como centros regionales de servicios y de producción potenciando los sectores del comercio y servicios, la industria de tecnología limpia, la agroindustria y el turismo. Igualmente, es objetivo de los municipios incentivar la localización de asentamientos de carácter suburbano, en condiciones urbanísticas sostenibles ambientalmente. Se busca también evitar el crecimiento urbano desordenado, orientando a llenar los vacíos existentes dentro del perímetro urbano, especialmente. Todo esto se debe enmarcar en la protección de la Estructura Ecológica Principal, que garantice la sostenibilidad ambiental de los corredores biológicos de los municipios.

Sibaté: Acuerdo 29 de 2010 que actualiza al Acuerdo 11 de 2002.

El municipio incorpora en su planeación territorial la protección del medio ambiente en el contexto de la integración regional relacionada en este aspecto, consolidando al municipio como un corredor ecológico. Se busca igualmente darle prioridad al fomento de las actividades agropecuarias en el suelo rural. En cuanto a la actividad industrial, se desea fomentar su desarrollo a través de incentivos tributarios especiales a las que involucren mano de obra local, en los sitios ya destinados para este fin.

Tocancipá: Acuerdo 09 de 2010 que actualiza al Acuerdo 011 de 2005.

Tocancipá reconoce que su economía se basa en la amplia actividad industrial, agroindustrial, minera, agropecuaria, comercial y de servicios que se origina desde el mismo Municipio, que abastece a otras empresas y cuyo destino va dirigido especialmente al mercado regional y nacional, situación que condiciona un alto grado el desarrollo económico del departamento de Cundinamarca.

En particular, el municipio busca consolidarse como un centro industrial líder y un centro regional de comercio. Se promueve el desarrollo de proyectos de servicios y plataforma logística de la zona industrial. Para aumentar la productividad, se tiene como objetivos incentivar la inversión, la generación de empleo productivo, la innovación y el desarrollo tecnológico de la actividad manufacturera, agrícola y de servicios. Se amplían la oferta de espacios para la localización regional de actividades industriales, comerciales y de servicios.

Igualmente se desea promover un crecimiento urbano ordenado orientado tanto a llenar los vacíos existentes en el actual perímetro urbano como en la consolidación física y funcional del borde oriental del municipio. Sin embargo, también se busca regular el desarrollo ordenado de tres centros poblados de la vereda Verganzo, con el fin de consolidarlos con el área urbana tradicional. Se promoverá la construcción de VIP y de vivienda para los estratos medios y altos de la población.

Facatativá

El Acuerdo fue ajustado en 2011 para proyectar al municipio para su consolidación como polo subregional de desarrollo, municipio prestador de servicios; la construcción de su vocación turística, el aprovechamiento de sus condiciones estratégicas de desarrollo agroindustrial y empresarial, el desarrollo sostenible y la conservación o protección de sus recursos hídricos y ambientales. Igualmente, el municipio debe también incorporar las consideraciones del crecimiento poblacional del municipio y en consecuencia prepararse para la prestación de servicios públicos, movilidad y el desarrollo de vivienda, no sólo de interés social sino de los estratos cuatro, cinco y seis.

Sin embargo, el acuerdo municipal fue suspendido posteriormente al ser demandado, entre otras cosas, por tener disposiciones en contravía con la protección ambiental al ampliar el perímetro urbano y en consecuencia fomentar la urbanización en suelo antes considerado rural y tam-

bién por no socializar de manera oportuna las nuevas disposiciones del POT con la ciudadanía.

Fuente: Elaborado con base en los respectivos Acuerdos Municipales

2 Caracterización del consumo de energía eléctrica en la Región Capital

En este acápite se caracteriza el consumo de energía en Bogotá y Cundinamarca, especialmente en los municipios de la denominada Sub sabana. En particular, se analiza el comportamiento del consumo residencial e industrial, los más importantes y dinámicos en la región, y se analiza su evolución durante los últimos años, con énfasis espacial e inter municipal⁴⁷.

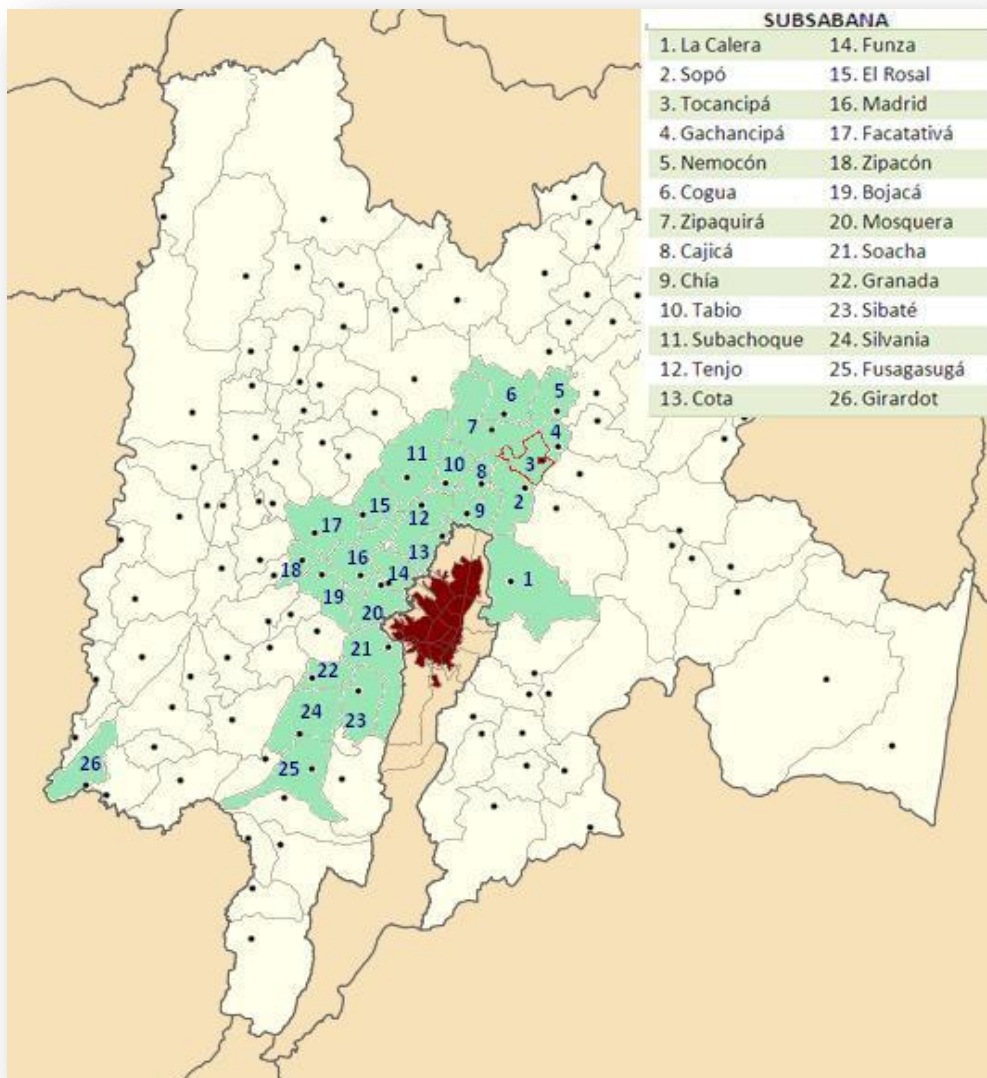
2.1 Municipios de la Sub Sabana: subregión dentro de la Región Capital

La Ilustración 4 muestra una selección de municipios con una relación económica, social, política y geográfica cercana a Bogotá⁴⁸. Estos municipios concentran, entre otras cosas, la producción económica, la población, el recaudo de impuestos y el consumo de energía de Cundinamarca. Las dinámicas económicas, poblacionales y territoriales de la última década de Cundinamarca son jalonadas por estos 26 municipios. A partir de esta sección, el uso del concepto de Sub sabana corresponde a esta agrupación en particular. Todos ellos se sitúan en la Sabana de Bogotá, con excepción de Fusagasugá y Girardot, los cuales se incluyen por su tamaño poblacional, importancia económica y su buena comunicación con la capital.

⁴⁷ Las tablas y la metodología para construir estos indicadores se encuentran en el Anexo.

⁴⁸ Esta selección está basada en la clasificación de municipios realizada por Zapata, J.G. y Gracia, O. (2010) para la elaboración de un modelo económico y social de Cundinamarca.

Ilustración 4. Mapa de municipios de la Subsabana



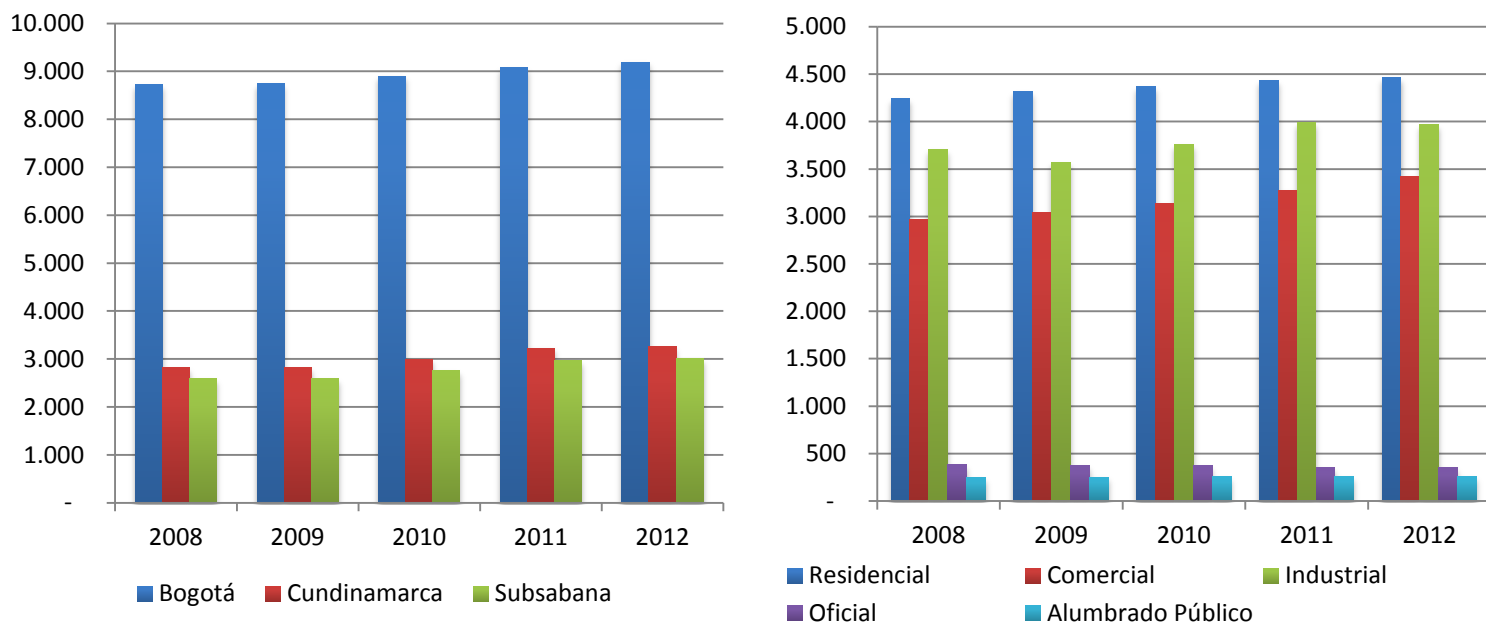
Fuente: Elaboración propia. Mapa tomado de Wikipedia.

2.2 Consumo de energía eléctrica en la Región Capital

Desde el año 2000 hasta 2012, el consumo de energía eléctrica en la Región Capital creció un 50%, principalmente gracias al dinamismo del sector comercial de Bogotá. En los últimos trece años, el consumo en la región creció en cerca de 4.000 Gwh, de los cuales los usuarios comerciales de Bogotá contribuyeron con el 40%. En 2012, el consumo total de la Región Capital superó los 12.000 Gwh, y Bogotá consumió el 76% del total, alrededor de

9.200 Gwh. En Cundinamarca, el consumo de energía eléctrica está fuertemente concentrado en los municipios de la Sub sabana, los cuales representan el 92% del total del consumo del departamento (Gráfico 6).

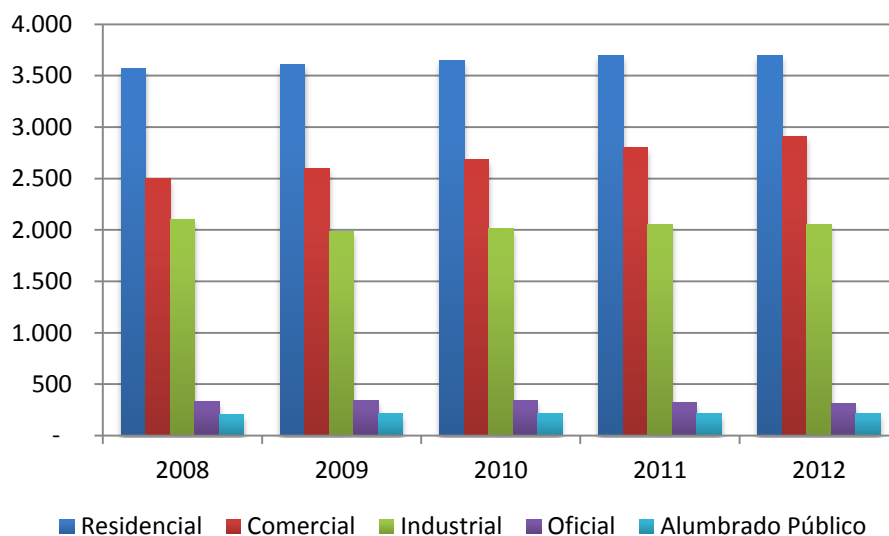
Gráfico 6. Consumo total de energía eléctrica en la Región Capital, 2008-2012 (Gwh)



Fuente: Elaborado con base en información de Codensa S.A. ESP y SUI

En Bogotá, la mayoría del consumo de energía eléctrica se da por cuenta de los usuarios residenciales, quienes en 2012 registraron un consumo de 3.700 Gwh, alrededor del 40% del consumo total de la ciudad. Sin embargo, durante los últimos cinco años, éste apenas creció un 4%. Le sigue en importancia el consumo de los usuarios comerciales, el cual concentró en 2012 el 32% del consumo total y muestra un comportamiento mucho más dinámico, con un crecimiento del 16% entre 2008 y 2012. El consumo industrial representa alrededor del 23% del consumo de la ciudad, pero cayó 3% durante el mismo periodo. Los consumos de energía del sector oficial y del alumbrado público, sumados, concentran alrededor del 6% del total de la ciudad (Gráfico 7).

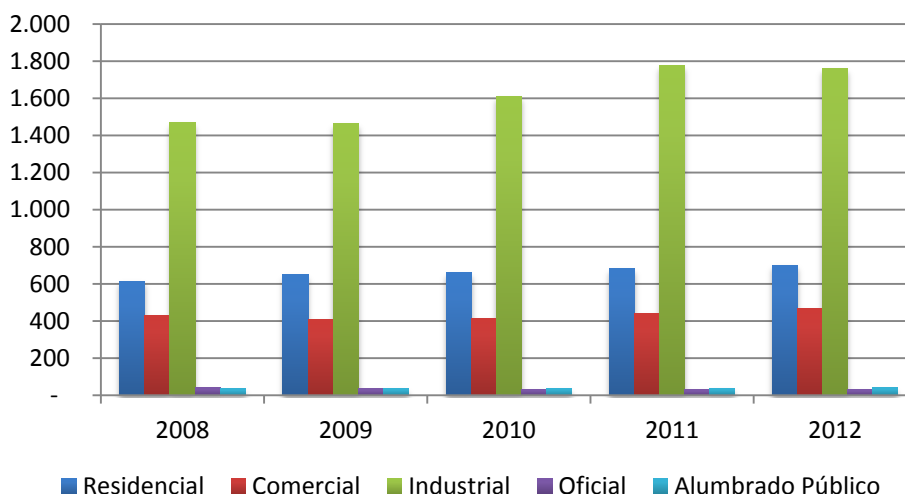
Gráfico 7. Consumo de energía eléctrica Bogotá por tipo de usuario, 2008-2012 (Gwh)



Fuente: Elaborado con base en información de Codensa S.A. ESP y SUI

Tal como se evidencia en el Gráfico 8, la importancia de la industria en la Sub sabana es más que evidente. Entre 2008 y 2012 el consumo industrial de energía eléctrica creció 20%, superando los 1.700 Gwh. En promedio, el 60% del consumo de energía en estos municipios se dio por cuenta de la actividad industrial. Los usuarios residenciales apenas consumieron el 22%, las actividades comerciales el 15%, y los sectores oficial y de alumbrado público solo 1% cada uno.

Gráfico 8. Consumo Energía eléctrica Sub sabana por tipo de usuario, 2008-12 (Gwh)

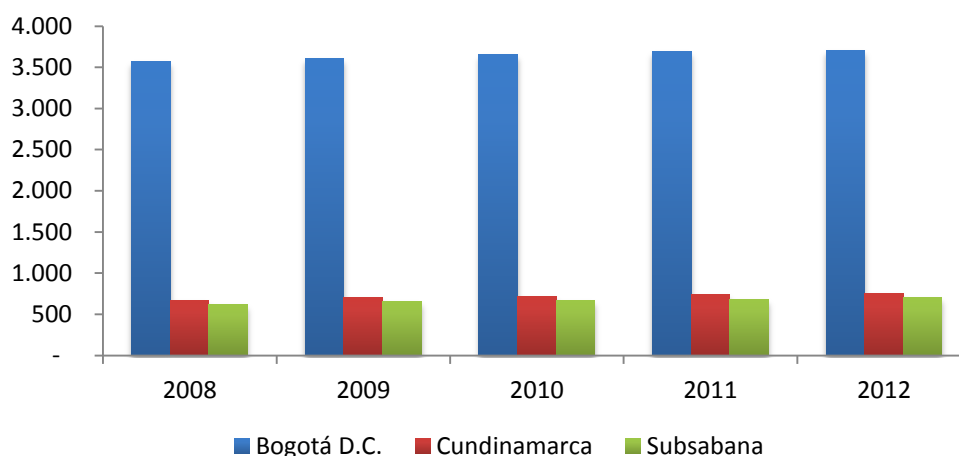


Fuente: Elaborado con base en información de Codensa S.A. ESP y SUI

2.2.1 Consumo residencial de energía eléctrica en la Región Capital

El consumo de energía eléctrica residencial de la Región Capital es ampliamente dominado por Bogotá. Entre 2008 y 2012, los usuarios residenciales de Bogotá consumieron en promedio el 85% de la electricidad total consumida en la región. Como ya se mencionó, en este mismo periodo de tiempo, la capital aumentó su consumo de energía eléctrica residencial un 4%, al pasar de 3.500 Gwh en 2008 a 3.700 Gwh en 2012. Por su parte, el consumo residencial de la Sub sabana concentró alrededor del 93% del consumo total de Cundinamarca y registró un aumento de 86 Gwh entre 2008 y 2012, alrededor de 14%, mostrando un mayor dinamismo que Bogotá (ver Gráfico 9).

Gráfico 9. Consumo residencial de energía eléctrica en la Región Capital, 2008-2012 (Gwh)

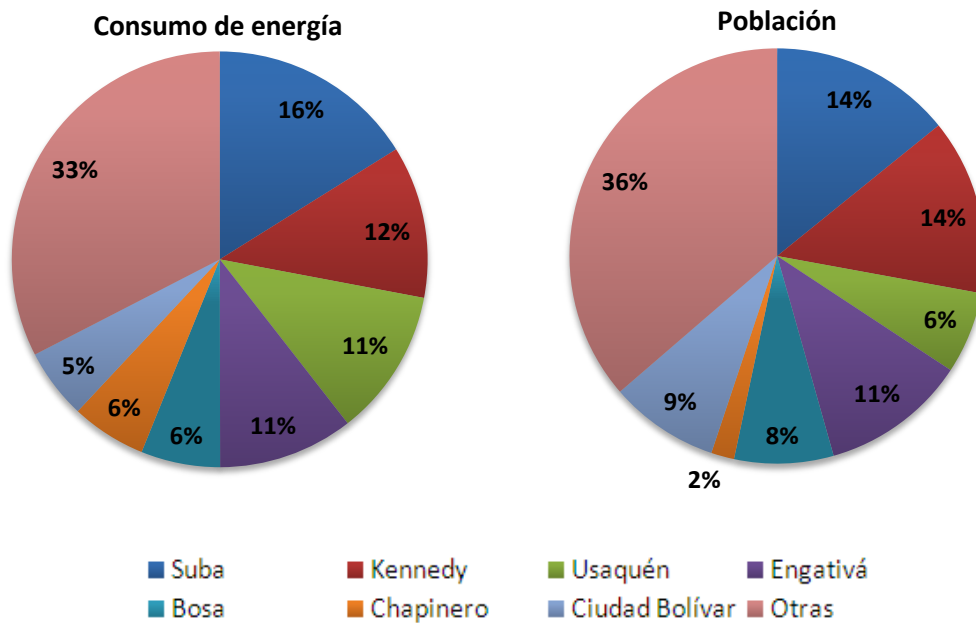


Fuente: Elaborado en base a información de Codensa S.A. ESP y SUI

Al interior de la ciudad, la concentración del consumo de energía eléctrica se encuentra en las localidades que mayor población registran, tal como son los casos de Suba, Kennedy y Engativá. Sin embargo, se destaca también la alta participación del consumo en localidades que, comparativamente, tienen poca población, como Usaquén y Chapinero (ver Gráfico 10). Ambas localidades tienen en común una alta tasa de población de estratos altos, los cuales además se caracterizan por tener un mayor consumo de energía eléctrica⁴⁹.

⁴⁹ En Usaquén y Chapinero, la población de estratos 5 y 6 representan alrededor del 44% y 28%, respectivamente, del total de población de cada localidad. Suba, con un 11%, es la siguiente localidad con mayor concentración de población de estratos altos. Ninguna de las otras localidades supera el 6%.

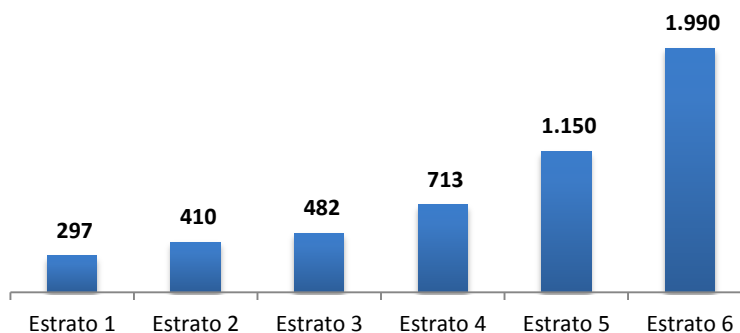
Gráfico 10. Participación porcentual del consumo de energía eléctrica y la población de las localidades de Bogotá (promedio 2009-2012)



Fuente: Elaborado en base a información de Codensa S.A. y Secretaría Distrital de Planeación

Justamente, el Gráfico 11 ilustra claramente las grandes diferencias en el consumo de energía de acuerdo al estrato socioeconómico al cual se pertenece. De forma inequívoca, cuanto mayor es el estrato, mayor es el consumo per cápita de electricidad. En promedio, un ciudadano de la capital de estrato 6 consume alrededor de 7 veces más de lo que consume un ciudadano de estrato 1. En general, se observa que las diferencias entre estratos contiguos son muy significativas, salvo entre los estratos 2 y 3, cuya diferencia es sólo de 18%, la más baja. Y estas diferencias se han mantenido durante los últimos años.

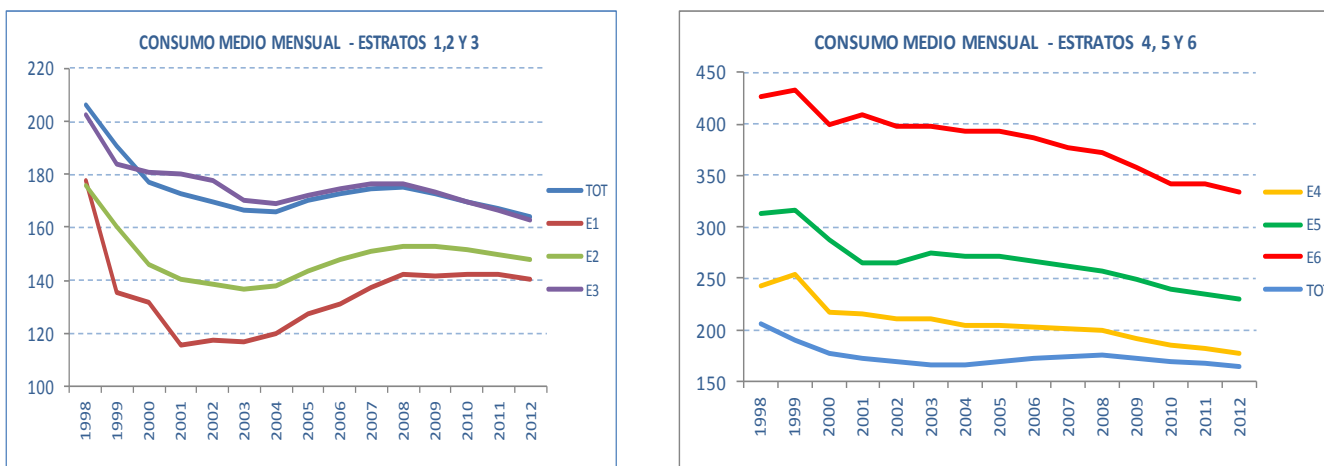
Gráfico 11. Consumo per cápita de energía eléctrica en Bogotá según estrato socioeconómico, 2012 (Kwh por habitante)



Fuente: Elaboración propia con base en información de Codensa S.A. y de Secretaría Distrital de Planeación

Sin embargo, no ocurre lo mismo si se analiza el comportamiento del consumo medio de los clientes facturados de la capital. En los últimos años se ha observado una fuerte tendencia a un menor consumo por cliente facturado, especialmente en los estratos socioeconómicos 4, 5 y 6. Los clientes facturados de los estratos 1, 2 y 3 registraron un importante aumento del consumo medio como consecuencia del programa de financiamiento de electrodomésticos Codensa Fácil, que arrancó en 2001. No obstante, a partir de 2008, todos los estratos mostraron un comportamiento similar de menor consumo medio por cliente facturado (Gráfico 12).

Gráfico 12. Evolución del consumo medio mensual de energía eléctrica del área de Codensa, por estrato socioeconómico, 1998-2012



Fuente: Codensa S.A. ESP

Ahora bien, la razón por la cual el consumo medio de energía eléctrica de los hogares se reduce al tiempo que el consumo total de la ciudad aumenta no es aún del todo clara. Una primera hipótesis podría plantear que un mayor aumento del número de viviendas o de clientes facturados en los estratos frente a un menor crecimiento de la población en esos estratos, haría caer el consumo medio. Es decir, la población se estaría dividiendo en nuevas viviendas más rápidamente de lo que crece, lo que haría que menos gente en unidades de vivienda reduzca el consumo medio por cliente facturado. Sin embargo, las cifras parecen no sustentar esta hipótesis (Tabla 5). En los estratos altos, cuyo consumo medio ha caído fuertemente, entre 2009 y 2011 la población creció más de lo que lo hicieron tanto las viviendas como los clientes facturados. En cambio, durante el mismo periodo, en los estratos bajos la población se mantuvo estable, mientras que las viviendas y los clientes facturados aumentaron. Esto pues, contradice la hipótesis previa.

No obstante, hay algunas razones más pragmáticas que pueden explicar este comportamiento. Por un lado, durante los últimos años aumentó la preocupación por la protección del medio ambiente, lo que incentivó campañas y programas para hacer un uso más efi-

ciente de la energía al interior de los hogares. A su vez, durante los últimos años se ha presenciado un aumento de las tarifas de energía eléctrica; entre 2007 y 2012 estas crecieron un 13% en términos reales lo que puede desincentivar el consumo. A su vez, pero no menos importante, es el cambio tecnológico que ha hecho que los electrodomésticos consuman mucho menos energía que antes. Por último, se ha popularizado en los últimos años el uso del llamado *bombillo ahorrador*, de luz blanca, el cual desplazó a los bombillos de luz amarilla, que consumen más energía.

Tabla 5. Evolución de la población, las viviendas y los clientes facturados por estratos socioeconómicos en Bogotá, 2009-2011

Población	Estratos 1, 2 y 3	Estrato 4	Estratos 5 y 6
2011	6.312.953	706.191	326.134
2010	6.235.867	693.738	329.024
2009	6.281.950	564.129	302.807
Variación 2009-2011	0%	25%	8%

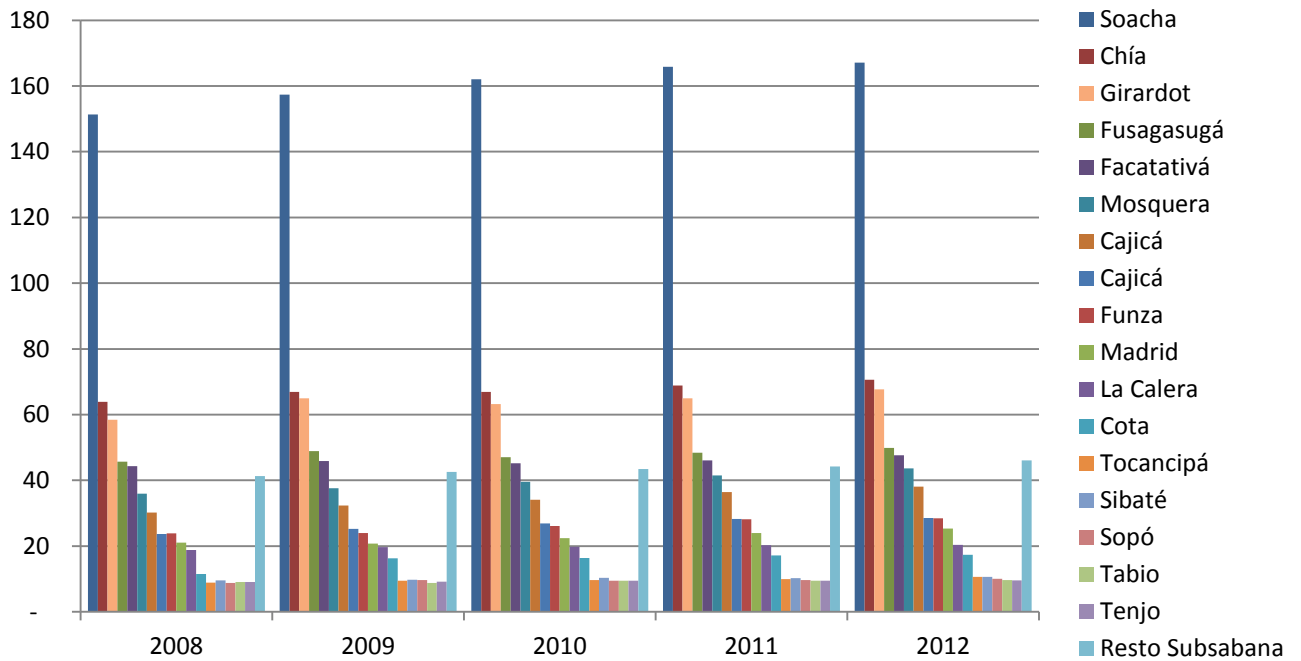
Viviendas	Estratos 1, 2 y 3	Estrato 4	Estratos 5 y 6
2011	1.652.773	253.877	128.673
2010	1.621.189	247.231	127.331
2009	1.626.941	208.942	115.723
Variación 2009-2011	2%	22%	11%

Clientes facturados	Estratos 1, 2 y 3	Estrato 4	Estratos 5 y 6
2011	1.381.921	234.368	145.403
2010	1.347.252	227.149	142.824
2009	1.315.465	219.361	138.720
Variación 2009-2011	5%	7%	5%

Fuente: Elaborado con información de Codensa S.A. ESP y Secretaría Distrital de Planeación

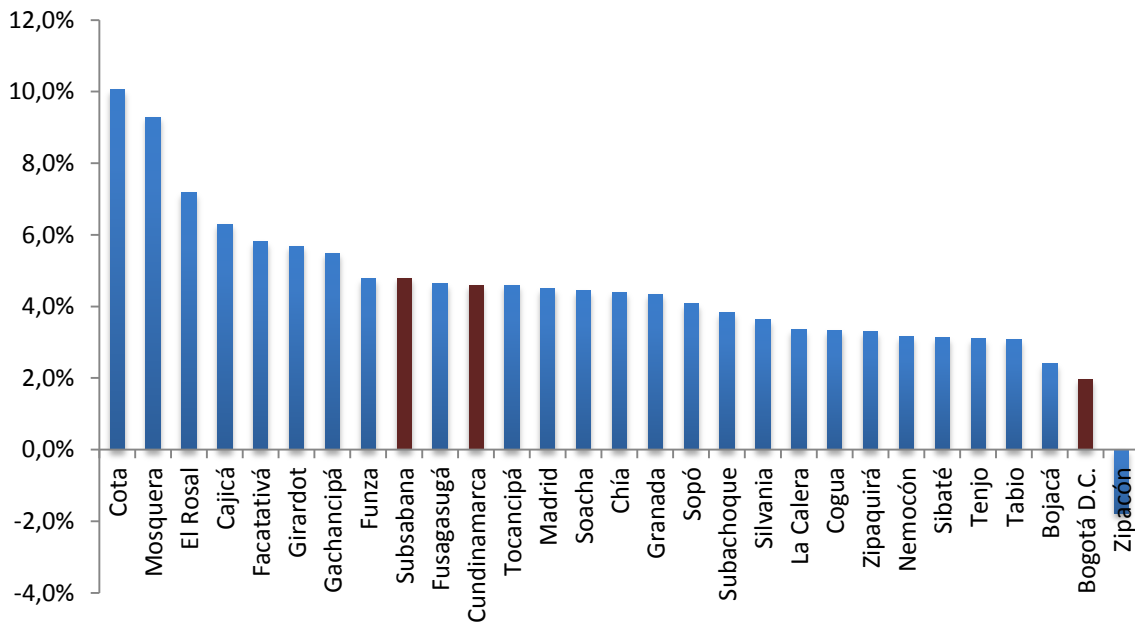
Por otra parte, al examinar con más detalle el comportamiento del consumo en los municipios de la Sub sabana, se observa la gran participación de Soacha, particularmente, de Chía y de Girardot. Solamente estos tres municipios concentran alrededor del 44% del consumo residencial de energía en la Sub sabana (Gráfico 13). Sin embargo, resulta más llamativo el crecimiento del consumo que está teniendo en otras poblaciones. Se destaca el aumento del consumo en los municipios de Cota, Mosquera y El Rosal, que registran una tasa de crecimiento anual promedio de 10%, 9% y 7% respectivamente entre 2005 y 2012. Para contextualizar estas cifras, se debe tener en cuenta que, durante el mismo periodo, en Cundinamarca el crecimiento del consumo anual promedio fue del 5% y en Bogotá fue apenas del 2% (Gráfico 14).

Gráfico 13. Consumo residencial de energía eléctrica en la Sub sabana (Gwh)



Fuente: Elaborado en base a información de Codensa S.A. ESP y SUI

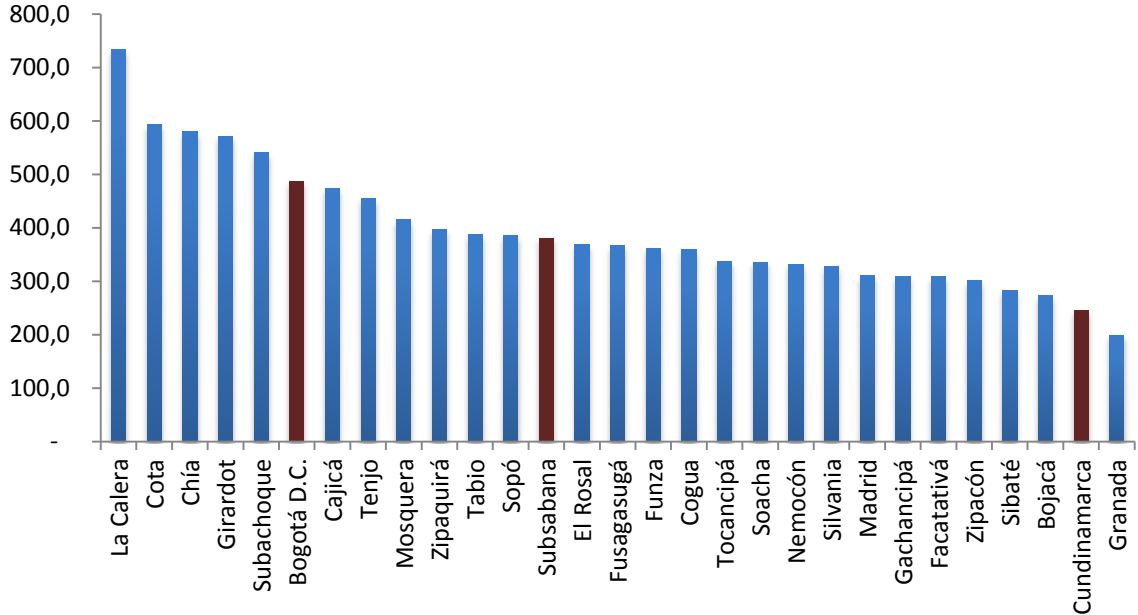
Gráfico 14. Tasas de crecimiento del Consumo residencial de energía eléctrica en la Sub sabana, Bogotá D.C. y Cundinamarca, entre 2005 y 2012



Fuente: Elaborado con base en información de Codensa S.A. ESP y SUI

Igualmente, resulta llamativo que los usuarios residenciales bogotanos no sean los que más consumen en el nivel per cápita en la Región Capital. En promedio, entre 2004 y 2012, municipios como La Calera, Cota, Chía, Girardot y Subachoque tuvieron un consumo per cápita superior al que registró Bogotá, el cual se ubica en alrededor de 488 Kwh per cápita. Solamente el municipio de Granada, perteneciente a la Sub sabana, tiene un consumo per cápita por debajo del de Cundinamarca, que se ubica en 246 Kwh (Gráfico 15).

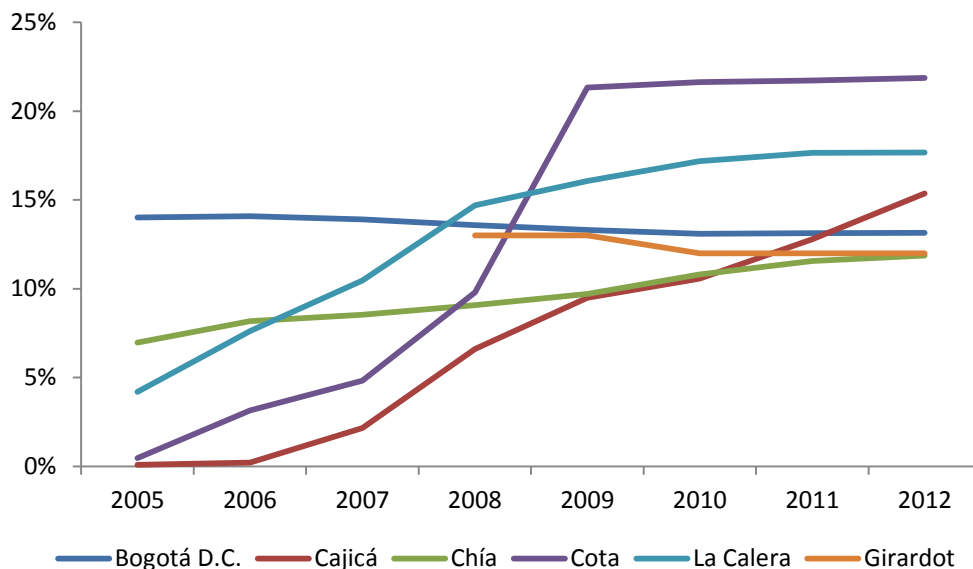
Gráfico 15. Consumo residencial per cápita de energía eléctrica, promedio entre 2004 y 2012 en la Sub sabana, Bogotá D.C. y Cundinamarca (Kwh)



Fuente: Elaborado en base a información de Codensa S.A. ESP y SUI

A su vez, vale la pena destacar que cinco de los seis municipios con mayor consumo residencial de energía eléctrica per cápita tienen una concentración importante del consumo en los estratos 5 y 6, algo inusual en el departamento. Además, es importante señalar que esta proporción creció de manera significativa desde 2005, año en el que en ninguno de estos municipios la concentración del consumo en los estratos altos superaba el 7%. A 2012, todos superaban el 10% de participación e incluso en Cota y la Calera la concentración se ubicaba alrededor del 20% (Gráfico 16).

Gráfico 16. Proporción del consumo de energía eléctrica de los estratos 5 y 6 en el consumo residencial de los municipios de mayor consumo per cápita

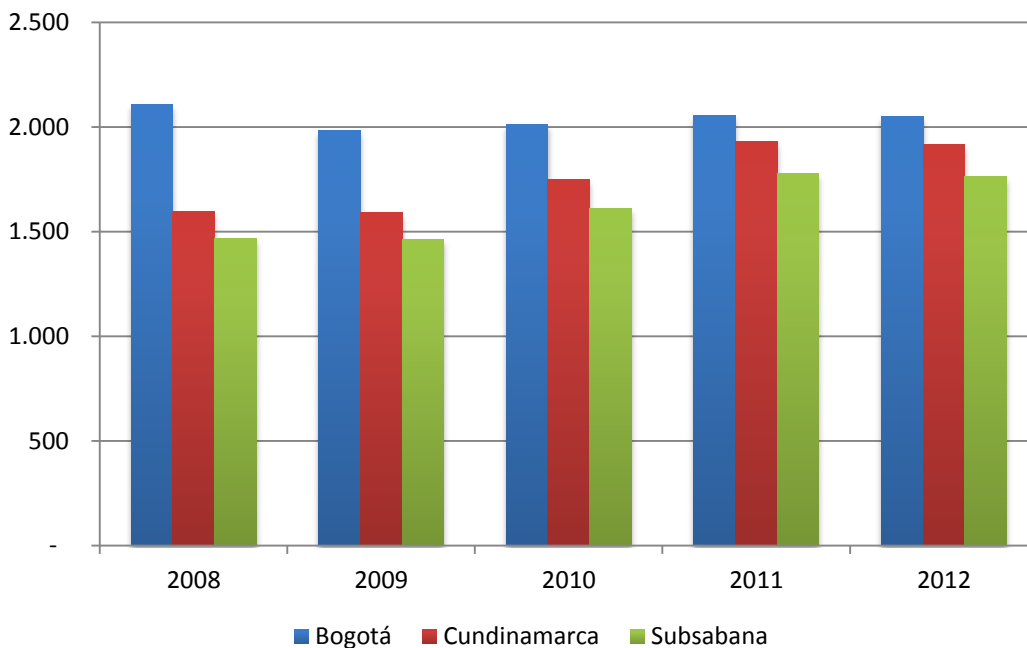


Fuente: Elaborado en base a información de Codensa S.A. ESP y SUI

2.2.2 Consumo industrial de energía eléctrica en la Región Capital

A diferencia del consumo residencial de energía eléctrica, la concentración del consumo industrial es mucho más pareja en la Región Capital. Entre 2008 y 2012, Bogotá concentró solamente cerca del 53% del consumo industrial de la región. Cundinamarca, y en especial los municipios de la Sub sabana, tienen un consumo industrial mucho más alto que el consumo residencial. En Cundinamarca, sin embargo, el dominio de la Sub sabana es notable más del 90% del consumo industrial del departamento se realiza en esos 25 municipios (Gráfico 17). Cabe destacar, además, que el consumo en Bogotá se mantuvo relativamente estable durante este periodo de tiempo, bajó un 3%, mientras que tanto en la Sub sabana como en la totalidad de Cundinamarca, se registró un crecimiento de alrededor de 20%. Es claro que el dinamismo de la industria se trasladó a las afueras de Bogotá. De continuar esta tendencia, a medio plazo el consumo de energía de la industria será mayor en la Sub sabana que en la capital.

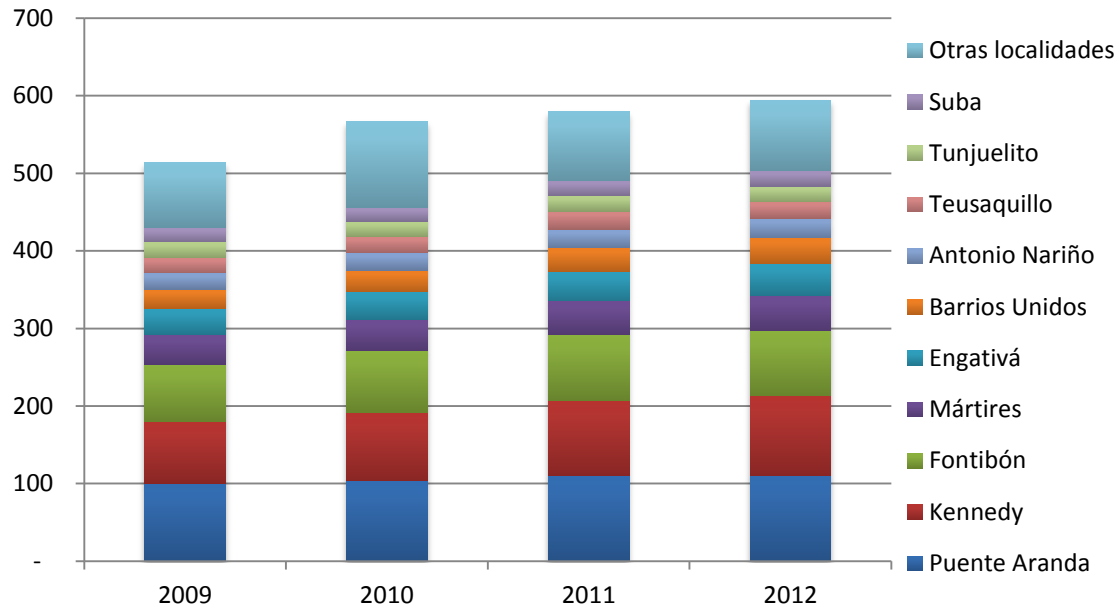
Gráfico 17. Consumo industrial de energía eléctrica en la Región Capital (Gwh)



Fuente: Elaborado con base en información de Codensa S.A. ESP y SUI

A nivel de las localidades bogotanas, se cuenta solamente con la información del consumo de energía eléctrica de los clientes de Codensa, que representan aproximadamente un 30% del consumo industrial total de la ciudad. Sin embargo, esta información es suficiente para identificar las localidades industriales de Bogotá. Tal como se observa en el Gráfico 18, las localidades de Puente Aranda, Kennedy y Fontibón concentran el 50% del consumo industrial de energía de la ciudad. Se destaca igualmente el crecimiento del consumo en Kennedy, que entre 2009 y 2012 fue del 30%, acercándose al consumo de Puente Aranda. De acuerdo a la EAM, que en 2004 registró los establecimientos de la ciudad al nivel de las localidades, el 50% de los establecimientos industriales en Bogotá se encontraban ubicados en las tres localidades mencionadas, y sólo Puente Aranda concentraba el 25% del total.

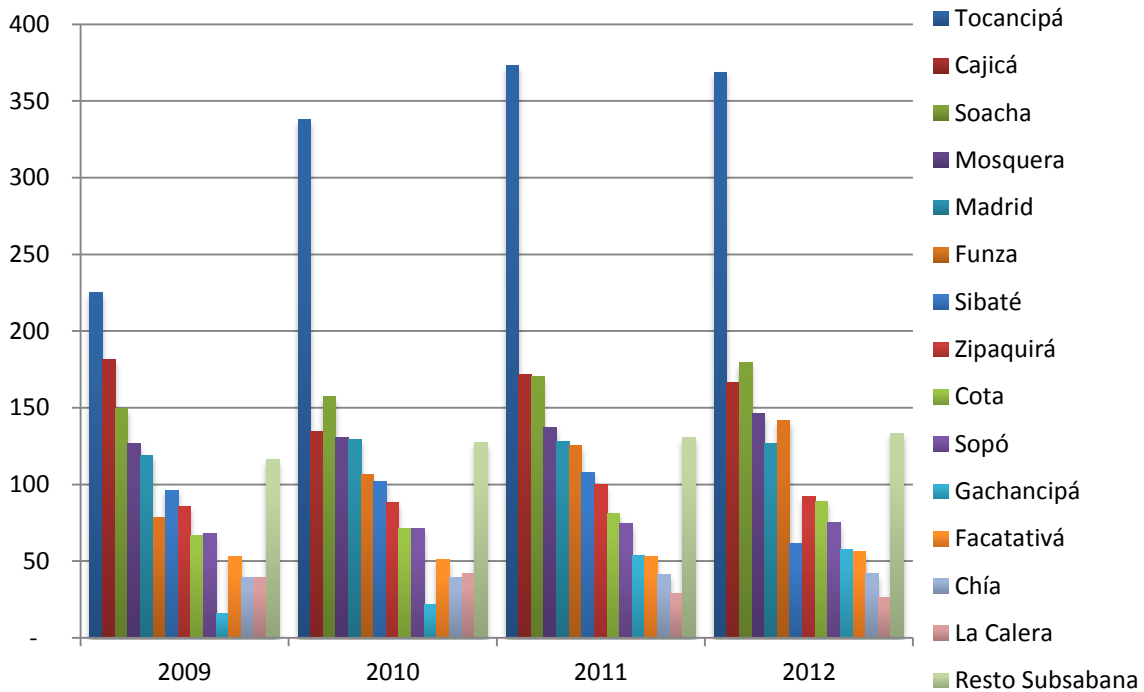
Gráfico 18. Consumo industrial de energía eléctrica por localidades de Bogotá. Clientes de Codensa S.A. ESP (Gwh)



Fuente: Elaborado con información de Codensa S.A. ESP

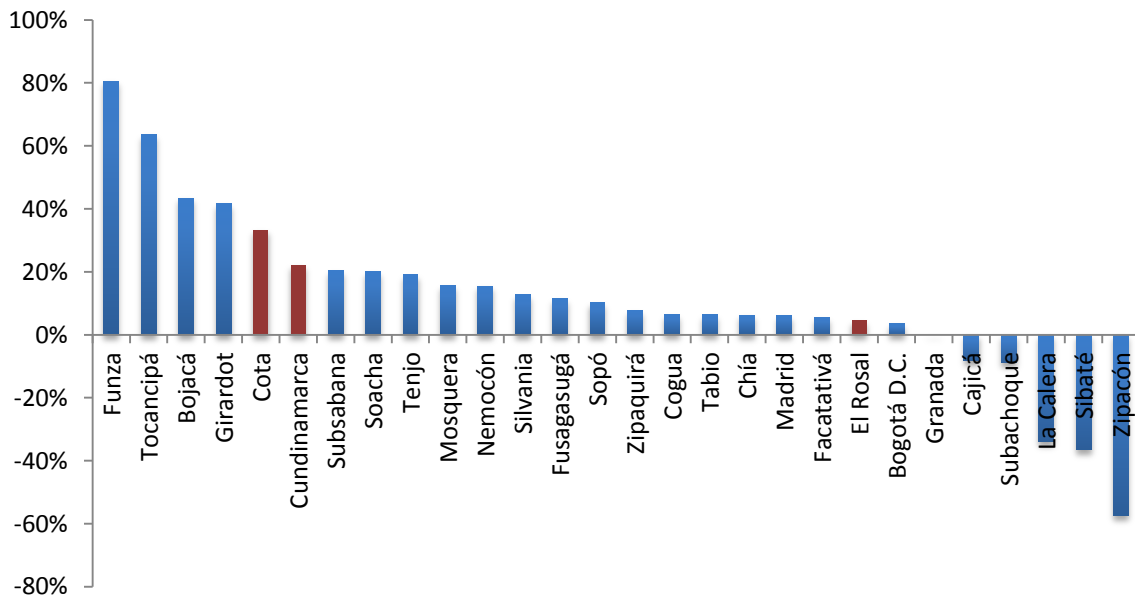
Por otro lado, el Gráfico 19 muestra cómo al interior de la Sub sabana se destaca el consumo de energía industrial en Tocancipá, que pasó de representar el 16% en 2009 al 21% en 2012, alejándose de los demás municipios. Cajicá y Soacha le siguen en importancia, pero incluso la sumatoria del consumo de ambos, en 2012, resultó inferior al consumo de Tocancipá. Al observar la tasa de crecimiento del consumo industrial en los municipios entre 2009 y 2012 (Gráfico 20), se destaca la aceleración del consumo en Gachancipá, que creció más del 200% en solo tres años. Tocancipá, Funza y Bojacá registraron también un aumento importante del consumo, del 66%, 60% y 35% respectivamente. Porcentajes mucho más altos que en el resto de la Región Capital.

Gráfico 19. Consumo industrial de Energía Eléctrica Sub sabana (Gwh), 2009-2012



Fuente: Elaborado con base en información de Codensa S.A. ESP y SUI

Gráfico 20. Tasa de crecimiento del Consumo Industrial de energía eléctrica en la Sub sabana, Bogotá D.C. y Cundinamarca, entre 2009-2012*

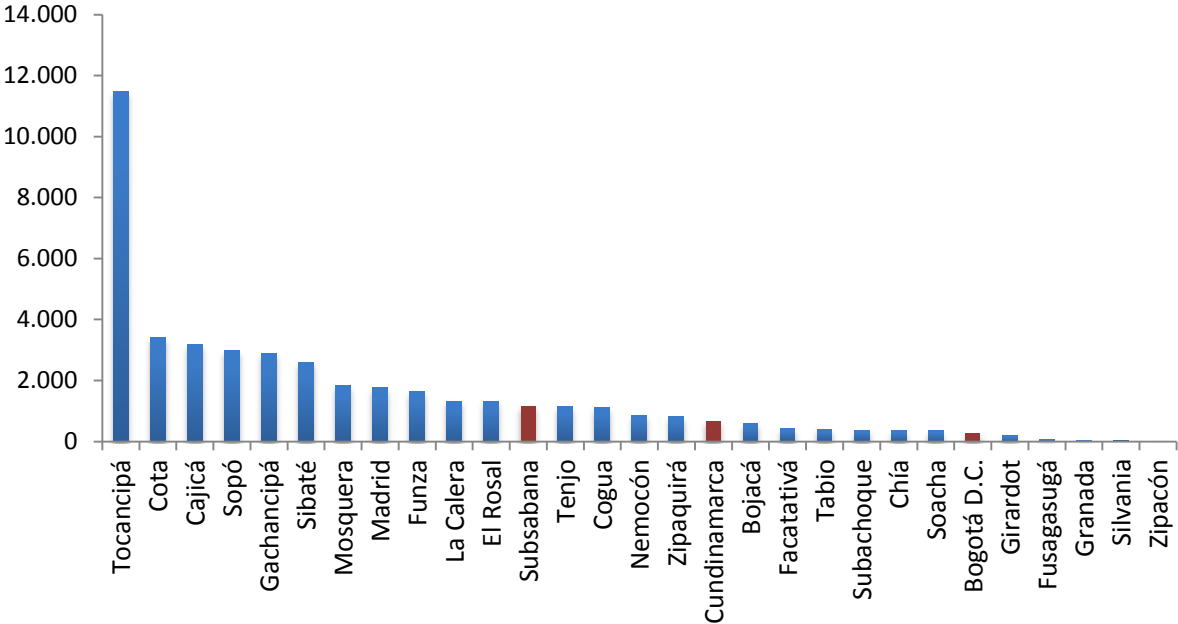


Fuente: Información base Codensa S.A. ESP y SUI.

* Se excluyó Gachancipá con una tasa del 233%.

Al comparar el consumo industrial per cápita, se destaca el bajo nivel que tiene el consumo industrial en Bogotá, que en promedio registra 273 Kwh por persona. La Sub sabana, en cambio, confirma su vocación industrial, con un consumo de 1.164 Kwh per cápita. Tocancipá sobresale muy por encima del resto de municipios, con un consumo per cápita de más de 11.000 Kwh, lo que lo confirma como un municipio con industrias que son grandes consumidores de energía. Le siguen, con alrededor de 3.500 Kwh, Cota, y con alrededor de 3.000 Kwh per cápita, Cajicá, Sopó, Sibaté y Gachancipá, siendo todos reconocidos municipios industriales de la Sabana. Soacha, a pesar de tener un valor absoluto alto de consumo industrial dentro de la Sub sabana, a nivel per cápita tiene uno de los niveles más bajos, aunque le alcanza para superar ligeramente el consumo per cápita de Bogotá (Gráfico 21).

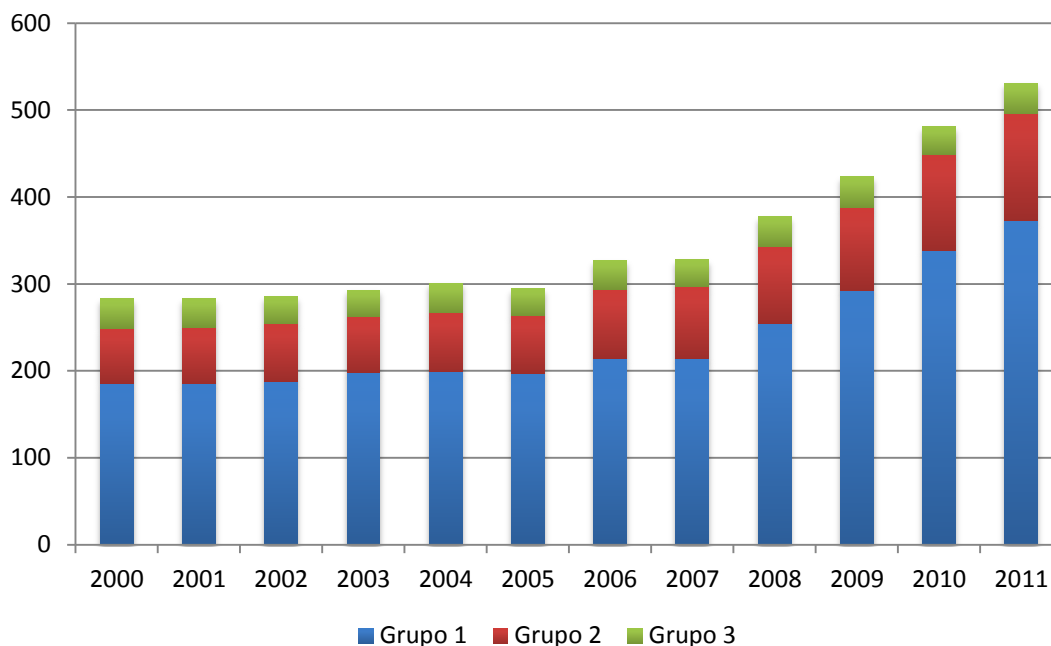
Gráfico 21. Consumo industrial per cápita de energía eléctrica, promedio entre 2009 y 2012 en la Sub sabana, Bogotá D.C. y Cundinamarca (Kwh por persona)



Fuente: Elaborado con base en información de Codensa S.A. ESP y SUI

De otra parte, para tener un mejor contexto de estos consumos de energía en contexto, es necesario ver la evolución del número de empresas industriales en Cundinamarca, especialmente en la Sub sabana. El Gráfico 22 muestra la cantidad de empresas industriales registradas en la Encuesta Anual Manufacturera (EAM) entre el año 2000 y 2008. Es importante tener en cuenta que en la EAM solo se registran las pequeñas, medianas y grandes empresas manufactureras y se excluyen las microempresas. Estas empresas encuestadas en la EAM explican aproximadamente el 90% del valor agregado de la producción industrial de esta zona.

Gráfico 22. Número de empresas industriales de Cundinamarca registradas en la EAM 2000 - 2011



Fuente: Encuesta Anual Manufacturera (DANE)

El Grupo 1 concentra los municipios del departamento que cuentan con Zonas Francas y/o grandes parques industriales: Cajicá, Cota, Facatativá, Funza, Gachancipá, Mosquera, Sopló, Tenjo, Tocancipá y Soacha. El grupo 2 agrupa el resto de municipios de la Sub sabana, mientras que el grupo 3 recoge los demás municipios de Cundinamarca, completando así los 116 municipios del departamento. Los municipios del grupo 1 concentran más del 60% de las empresas industriales registradas y muestran especialmente un fuerte aumento después de 2005, año en que se promulgó la Ley 1004 de 2005, con la que se incentivó la creación de las zonas francas en Colombia. Antes de esta ley, el número de empresas industriales apenas creció. En cambio, entre 2005 y 2012 el número de empresas manufactureras en este grupo de municipios aumentó el 89%, mayor al crecimiento del 83% en el segundo grupo y mucho mayor frente al 14% de los demás municipios de Cundinamarca. Bogotá, en el mismo periodo de tiempo, registró un crecimiento de los establecimientos industriales del 32%. Estas cifras dan cuenta de la magnitud del dinamismo de la actividad industrial en la Sub sabana y van de la mano con el aumento del consumo de energía eléctrica en estos municipios. Todo esto particularmente a partir de 2005.

2.3 Composición de la Demanda de gas natural de Bogotá y Cundinamarca

Como puede observarse en la Tabla 6, los sectores residencial y comercial constituyen el principal sector de consumo de gas natural en Bogotá y Soacha con un 52% de participa-

ción, seguido del sector industrial con un 29% y en menor importancia el uso vehicular del gas natural con un 19%. En el resto de municipios de la Sabana de Bogotá que cuentan con servicio de gas natural, la composición de la demanda es diferente, siendo el sector industrial el principal sector de consumo con una participación del 77% del total de la demanda, seguido por el sector residencial y comercial con un 18% y finalmente por el GNV con un 5%.

Tabla 6. Composición de la demanda de gas natural en Bogotá y la Sabana de Bogotá, Período Enero-Diciembre 2011

	Residencial y Comercial	Industrial	GNV	Total
Bogotá y Soacha				
<i>Millones de m³ al año</i>	590	322	212	1.124
<i>Porcentaje</i>	52%	29%	19%	100%
Sabana de Bogotá				
<i>Millones de m³ al año</i>	61	256	16	333
<i>Porcentaje</i>	18%	77%	5%	100%
Total				
<i>Millones de m³ al año</i>	650	578	228	1.457
<i>Porcentaje</i>	45%	40%	16%	100%

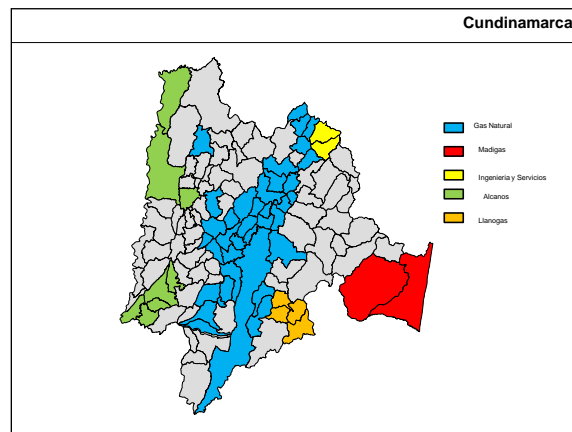
Fuente: Gas Natural S.A. y SUI, elaborada por Fedesarrollo.

Puede observarse que no existe utilización significativa en la región del gas natural como materia prima en procesos petroquímicos, ni tampoco en generación de energía eléctrica, exceptuando la utilización marginal del gas natural en proceso de cogeneración, que está incluida en el consumo industrial.

Cobertura sector residencial urbano y rural en Cundinamarca

En Cundinamarca existen 65 municipios que aún no cuentan con el servicio de gas natural domiciliario como se indica en gráficamente en el mapa de la Ilustración 5.

Ilustración 5. Cobertura del servicio de gas natural domiciliario



Fuente: FEDESARROLLO a partir de información del SUI.

Como se muestra en la, más adelante, 137.688 hogares rurales (57% del total rural) y aproximadamente un 25% de los hogares de Cundinamarca, aún cocinan con leña o carbón vegetal, lo cual sorprende y relievra un campo de acción con propósitos ambientales para las autoridades del departamento y un espacio para la promoción de otros combustibles por parte de las empresas de energía y de gas de la región capital. Poco más de un 34% de los hogares rurales tienen acceso al gas combustible (gas propano la mayor parte).

Como se expone en el capítulo siguiente, el acceso de los más pobres a fuentes limpias de energía tiene efectos sobre el bienestar y el desarrollo. La reducción o eliminación de la cocción con leña tiene efectos sobre la educación porque los niños no gastarán su tiempo en la recolección, mejorará el bienestar de las mujeres que también deben cargar la leña, evitará muertes prematuras por emisiones dentro de las habitaciones con un solo ambiente y reducirá la deforestación⁵⁰.

Expansión de la red de transporte en Cundinamarca

La Transportadora de Gas Internacional TGI ha previsto extender el Sistema de Transporte de la Sabana de Bogotá a varios municipios del departamento de Cundinamarca como se señala a continuación:

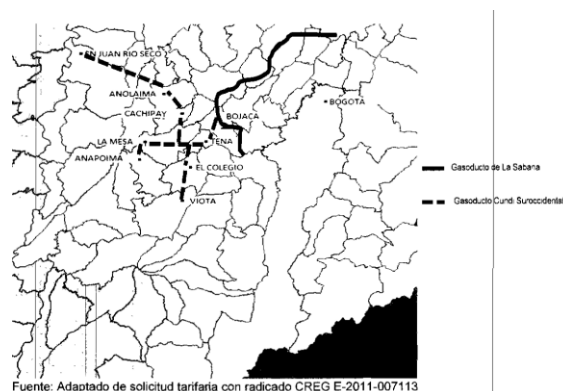
SRT Cundi Suroccidental

- Según el documento CREG-082 de 2012, soporte de la Resolución CREG-140 de 2012, *“Este gasoducto se desprendería del gasoducto de la Sabana, de propiedad de TGI, y*

⁵⁰ Para más referencias a la relación entre energía y desarrollo y entre acceso a formas modernas de energía y eliminación de la pobreza absoluta ver OECD-IEA (2010). Energy Poverty How to make Modern Energy Access Universal?. Special early excerpt pf World Energy Outlook 2010 for the UN General Assembly of the Millenium Development Goals.

conectaría a las poblaciones de Cachipay, Anolaima, San Juan de Río Seco, El Colegio, La Mesa, Anapoima, Tena y Viotá, en el departamento de Cundinamarca”.

Ilustración 6. Proyecto de Gasoducto Cundi Suroccidental



- **SRT Cundi Noroccidental**

Este gasoducto se desprendería del gasoducto de la Sabana, de propiedad de TGI, y conectaría a la población de Pacho, en el Departamento de Cundinamarca con el Sistema Nacional de Transporte.

La extensión de estos gasoductos permitirá ampliar la cobertura del servicio a nueve poblaciones de la Sabana de Bogotá. No obstante lo anterior, a la fecha de producción de este informe la empresa transportadora recurrió la Resolución mediante la cual se aprobaron los cargos de transporte, con lo cual la ejecución de estos Sistemas Regionales de Transporte es incierta⁵¹.

Dinamismo de la demanda industrial de gas natural en Bogotá y Cundinamarca

De otra parte, de manera similar a como ha ocurrido con la energía eléctrica, la tendencia de consumo de gas natural en los últimos años indica un mayor dinamismo en el crecimiento de la demanda industrial de los municipios de Cundinamarca frente al crecimiento de la demanda de la industria localizada en Bogotá y Soacha, como puede observarse en la Tabla 7:

⁵¹ Estos proyectos difícilmente se ejecutarán porque la CREG los valoró con los mismos parámetros del expediente tarifario de TGI, con acotamientos de las inversiones superiores al 25%.

Tabla 7. Evolución de la demanda de gas natural en Bogotá y en otros Municipios de la Sabana

Millones de m ³ /año	2010	2011	2012
Zona Bogotá y Soacha	314.205.385	322.373.656	320.066.835
Zona otros municipios de C/marca	232.427.935	255.918.267	265.230.061
Total	546.633.320	578.291.923	585.296.896
Tasa de crecimiento Bogotá y Soacha		2,6%	-0,7%
Tasa de crecimiento otros municipios de C/marca		10,1%	3,6%
Tasa de crecimiento de la región		5,8%	1,2%
PIB Colombia		5,9%	3,9%

Fuente: Gas Natural, S.A.

Infraestructura de Transporte, “Proyecto Calle 80”

De acuerdo con los análisis de desarrollo territorial, la atención de la demanda industrial que se localice en los municipios de Cota y Funza sobre el corredor de la Calle 80 requiere la extensión de la infraestructura de transporte existente.

Al respecto, de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución CREG-126 de 2010 (Parágrafo del Artículo 25) un transportador puede ejecutar extensiones de red tipo II, a su propio riesgo, si su costo marginal es inferior al costo medio regulado del gasoducto o grupo de gasoductos al cual pertenecen:

Parágrafo 2. Los transportadores y los distribuidores de gas natural podrán ejecutar extensiones de la red tipo II de transporte sin seguir los procedimientos establecidos en el presente artículo, si aplican, durante el Periodo Tarifario t y los siguientes durante la Vida Útil Normativa, los cargos regulados vigentes para el tramo o grupo de gasoductos de red tipo I o tipo II de transporte del cual se derive la nueva inversión.

Artículo 25 de la Resolución CREG-126 de 2010

Con dicho propósito TGI solicitó a la CREG excluir las demandas e inversiones correspondientes al denominado Proyecto Calle 80 con el fin de desarrollarlo con base en la disposición mencionada. Mediante Resolución CREG-121 de 2012, la Comisión de Regulación de Energía y Gas aceptó la solicitud de TGI con lo cual se viabiliza la ejecución de este Proyecto. Las características de este gasoducto y las demandas correspondientes son las siguientes:

Tabla 8. Gasoducto calle 80, proyecto TGI

Año	Demanda de capacidad (kpcd)	Demanda de volumen (kpc)
4	3.115,71	905.030,13
5	3.449,54	1.259.081,85
6	3.894,64	1.421.544,03
7	4.339,75	1.584.006,20
8	4.451,02	1.624.621,74

9	4.451,02	1.624.621,74
10	4.451,02	1.624.621,74
11	4.451,02	1.624.621,74
12	4.451,02	1.624.621,74
13	4.451,02	1.624.621,74
14	4.451,02	1.624.621,74
15	4.451,02	1.624.621,74
16	4.451,02	1.624.621,74
17	4.451,02	1.624.621,74
18	4.451,02	1.624.621,74
19	4.451,02	1.624.621,74
20	4.451,02	1.624.621,74

Fuente: Resolución CREG-121 de 2012 (Páginas 211, 212)

Con base en lo anterior, es de esperarse que el transportador ejecute el proyecto; de lo contrario, con el fin de viabilizar la atención de la demanda industrial de la Calle 80, el Distribuidor (Gas Natural S.A.) podría desarrollarlo pero tendría que superar el criterio de elegibilidad establecido en el parágrafo 4 del Artículo 25 de la Resolución CREG-126 de 2010, referente a su competitividad frente al GLP.

3 Relaciones entre las dinámicas poblacionales y económicas y el consumo de energía en Bogotá y la Sub sabana

3.1 Dinámica poblacional y consumo de electricidad

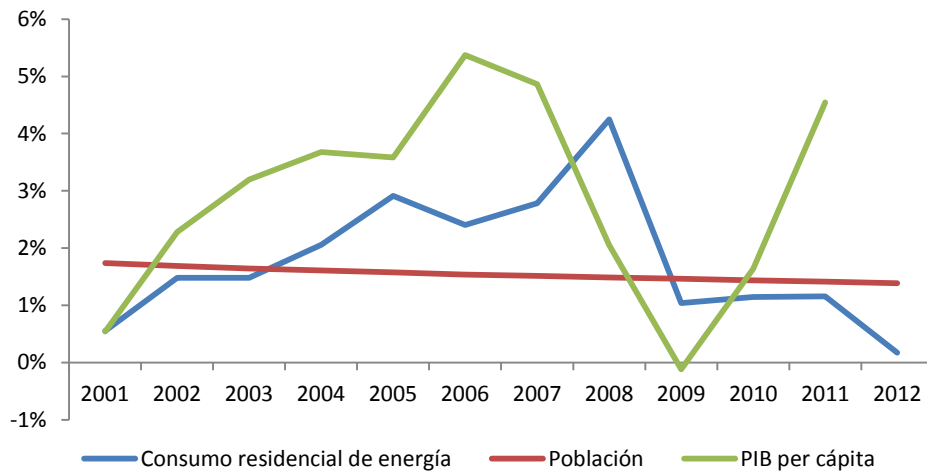
En primer lugar se estimó la relación entre las tasas de crecimiento de la población en Bogotá y la Sub sabana con las tasas de variación del consumo de energía residencial en esos mismos lugares, Gráfico 23 y Gráfico 24, respectivamente. De acuerdo con lo observado, el coeficiente de correlación entre ambas variables de -21% para Bogotá y -48% para la Sub sabana muestra que el crecimiento del consumo residencial no tiene una relación directa con el crecimiento de la población, como intuitivamente se podría pensar. Tanto en Bogotá como en la Sub sabana, mientras que las tasas de crecimiento de la población son estables y disminuyen progresivamente, las tasas de variación del consumo residencial son dinámicas y muy superiores. No es el aumento de la población, el cual es muy lento, el que explica el crecimiento del consumo de energía residencial en la región capital.

Sin embargo, el consumo residencial de energía puede depender en mayor medida de la capacidad que tengan las personas de consumir más: si hay mayores ingresos, las personas podrían adquirir un mayor número de electrodomésticos y por ende consumir más energía. Tal parece que en Colombia en los últimos años ha aumentado notablemente el consumo de electrodomésticos y anualmente cada vez se venden más televisores, lavadoras y neveras, entre otros, de acuerdo con Fenalco. Este aumento cubre no solamente a los hogares de menores ingresos, puesto que en los de mayores ingresos se presenta igualmente una renovación de electrodomésticos, como se muestra en el siguiente capítulo. El cambio en los patrones de consumo de la sociedad colombiana, hace que se demanden más electrodomésticos, aunque se debe mencionar que los nuevos modelos tienen un consumo menor de energía por unidad.

De otra parte, se estimó la correlación entre la variación del PIB per cápita⁵² y el consumo de energía. Se encontró que en Bogotá la correlación es del 40%, mientras que en la Subsabana es de solo del 4%. Aparentemente, en el caso de la Sub sabana, la relación entre estas dos variables es poco importante. Es posible que sean otros los determinantes del aumento del consumo de energía residencial. Hay que tener en cuenta que buena parte del aumento del consumo se da por cuenta de familias de estratos altos que trasladaron su residencia de Bogotá a los municipios cercanos, pero desarrollan sus actividades de trabajo o estudio en la ciudad, por lo que parte de sus actividades económicas no se reflejan en los PIB municipales sino en el de Bogotá. Conceptualmente, sin embargo, es claro que es más fuerte la relación entre el aumento de los ingresos de la población y su mayor consumo de energía eléctrica.

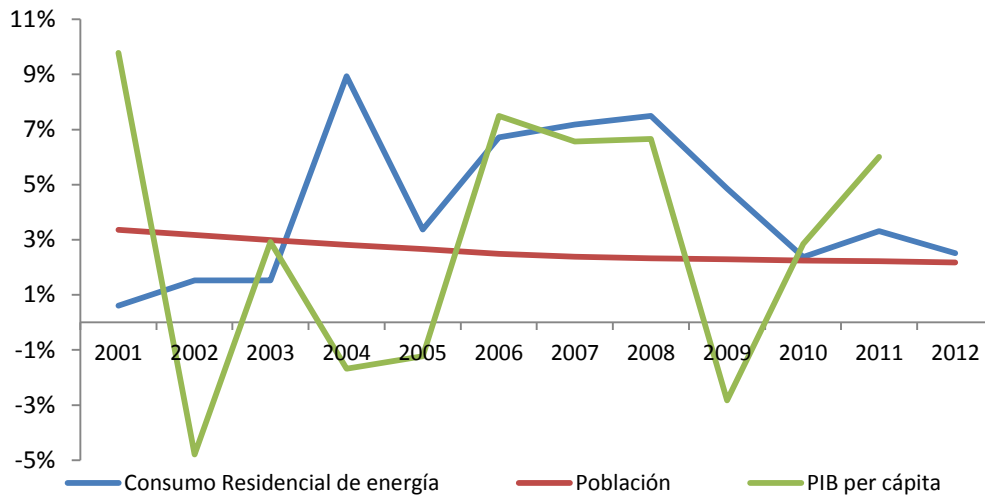
⁵² Debido a la ausencia de información de PIB a nivel municipal, se utilizó una metodología aplicada por Núñez y Sánchez (2000) para estimar el PIB de la Sub sabana durante este periodo. Como proxy de la riqueza y de la actividad económica de cada municipio, se toma la información del impuesto de industria y comercio (ICA) y del impuesto predial, los cuales son registrados a nivel municipal por el DNP. Así, para cada municipio se obtiene un valor total de estos impuestos, sumando el ICA y el predial. Luego, al conocer esta misma suma para el total del departamento de Cundinamarca, se calcula la participación porcentual de los impuestos de cada municipio dentro del total de Cundinamarca. Finalmente, teniendo el valor del PIB de Cundinamarca, calculado por el DANE, éste se multiplica por la proporción previamente calculada, para tener así una aproximación del PIB de cada municipio y el consecuente agregado de la Sub sabana.

Gráfico 23. Tasas de crecimiento anuales del consumo de energía, la población y el PIB per cápita en Bogotá



Fuente: Elaborado a partir de información de Codensa S.A. ESP, SUI y DANE

Gráfico 24. Tasas de crecimiento anuales del consumo de energía, la población y el PIB per cápita en la Subsabana



Fuente: Elaborado a partir de información de Codensa S.A. ESP, SUI y DANE

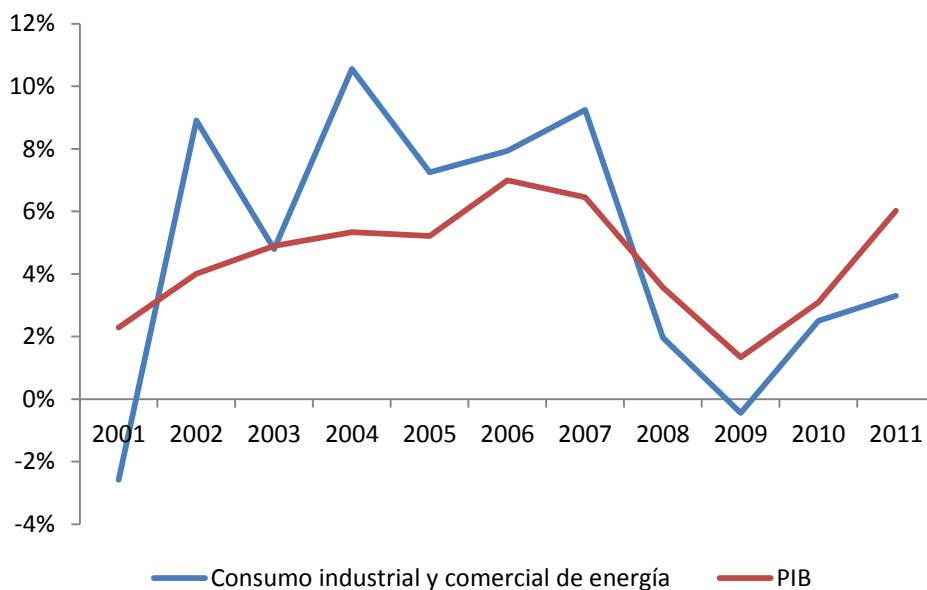
3.2 Dinámica económica y consumo de electricidad

En segundo lugar, se busca establecer la relación entre las tasas de crecimiento del Producto Interno Bruto de Bogotá y la Sub sabana con las tasas de variación del consumo de energía industrial y comercial en esos mismos lugares. El Gráfico 25 y Gráfico 26, nos muestran los resultados. En el caso de Bogotá, la correlación de ambas tasas de crecimiento es del 76%, mientras que en la Sub sabana es del 30%. Esto confirma que hoy el PIB es un

muy buen predictor del consumo de energía en la capital pero no lo es tanto en la Subsabana.

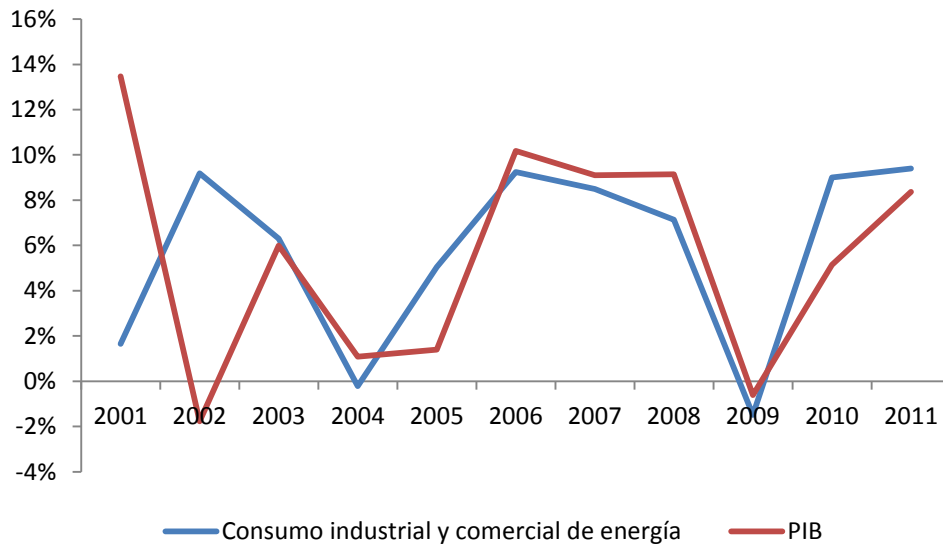
Sin embargo, en el caso de la Sub sabana, es posible ser más precisos. Si se observa la correlación entre el consumo de energía y el PIB sólo a partir de 2006, luego del impulso institucional para la creación de zonas francas y parques industriales, esta da mucho más elevada, superando el 87% de correlación. Esto confirma lo importante que resulta la actividad industrial para determinar la senda de crecimiento del consumo de energía de la Sub sabana. Mientras estos municipios continúen atrayendo inversión, la demanda de energía será mayor al promedio de la región capital.

Gráfico 25. Tasas de crecimiento anuales del consumo Industrial de Energía y el PIB en Bogotá



Fuente: Elaborado a partir de información de Codensa S.A. ESP, SUI y DANE

Gráfico 26. Tasas de crecimiento anuales del consumo industrial de energía y PIB en la Subsabana



Fuente: Elaborado a partir de información de Codensa S.A. ESP, SUI y DANE

Conclusiones

El crecimiento de la actividad industrial que se ha registrado en los municipios de la Subsabana explica, en gran medida, el crecimiento de la demanda de energía en la Región Capital en el corto y mediano plazo. Si bien es claro que, debido a su tamaño, Bogotá es el más importante consumidor de energía en la región desde cualquier punto de vista, su condición de metrópoli relativamente madura permite que la atención se desvíe hacia el dinamismo que exhiben los municipios aledaños a la ciudad. De mantenerse la tendencia vista durante los últimos años, el consumo industrial de energía eléctrica de los municipios de la Subsabana sobrepasará al de Bogotá.

En el nivel territorial, se analizó el impacto que tendrá en el consumo de energía de la ciudad la puesta en marcha del Plan Distrital de Desarrollo de la actual Administración. Si bien este Plan presenta una ambiciosa propuesta de política urbana como lo es la densificación del centro ampliado, el objetivo central es organizar espacialmente la ciudad a partir de una densidad más homogénea, mas no para atraer nuevos flujos importantes de población desde fuera. Además, el lento desarrollo de proyectos de este tipo, que implican plazos de al menos quince años para empezar a observar cambios significativos en los usos del suelo y el paisaje urbano, hace que el aumento de la demanda de energía atribuible a estos proyectos sea muy marginal.

La dinámica de consumo residencial de energía, por su parte, está fuertemente condicionada por la concentración en Bogotá, que explica alrededor del 85% de todo el consumo residencial de la región. Si bien las mayores tasas de crecimiento están en la Subsabana, el nivel del consumo es aún bajo en términos relativos frente a la capital. Por otro lado, a pesar del crecimiento del consumo total en la región, se destaca una tendencia de menor consumo por cliente facturado, que parece no estar explicado por un crecimiento mayor de las viviendas frente a la población, sino por nuevos patrones de consumo, condicionados tanto por los cambios tecnológicos de electrodomésticos que consumen menos energía como por la misma racionalización del consumo por parte de los usuarios, ya sea por cuestiones ambientales o por el aumento de las tarifas en el último quinquenio. Finalmente, se destaca que en los municipios de la Subsabana donde hay altas tasas de crecimiento del consumo residencial, la participación del consumo de población de estratos 5 y 6 sea cada vez mayor, dinámica única en el departamento. En esos municipios, la importancia del aumento en el consumo se explica por las familias de estratos altos.

Por otro lado, la dinámica del consumo industrial de energía en la Región Capital está claramente dirigida por el dinamismo que las actividades industriales experimentan en la Subsabana. El desarrollo de zonas francas y parques industriales durante los últimos años ha convertido a varios municipios en centros industriales por excelencia. Los municipios desarrollaron estrategias que les permitieron atraer industrias, aprovechando su cercanía con el gran centro de consumo que es Bogotá, pero también las menores tarifas impositivas que les ofrecían los municipios y las menores dificultades de movilidad y logística. Mientras que en la capital el desarrollo industrial no es precisamente una prioridad, varios de los municipios de la Subsabana tienen un claro objetivo de consolidar el desarrollo de su vocación industrial, o agroindustrial dejando en un lugar subsidiario las actividades agropecuarias primarias. Esta es una tendencia que, *cæteris paribus*, seguirá su curso en el corto y mediano plazo.

Finalmente, al relacionar estadísticamente las tendencias demográficas con el consumo residencial de energía, se identificó la baja importancia que tiene el crecimiento de la población en el aumento del consumo residencial de energía. Mientras que la población crece a un ritmo lento y cada vez menor, el consumo de energía aumenta de forma importante. En cambio, mayores ingresos de los habitantes parecen explicar de manera más satisfactoria parte de ese crecimiento del consumo. En el nivel económico, la relación entre el crecimiento del consumo industrial y comercial de energía y el PIB es bastante fuerte, especialmente en la Subsabana. Lo que se explica en parte por el empuje de las zonas francas en estos municipios.

Anexos. Fuentes de información del consumo de energía eléctrica para la Región Capital entre 2000 y 2012.

Tabla A. Consumo de energía eléctrica en la Región Capital entre 2000 y 2012 (Gwh)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
1. Región Capital	8.454	8.423	8.775	9.036	9.470	9.888	10.419	11.088	11.539	11.561	11.900	12.310	12.459
Residencial	3.457	3.477	3.528	3.581	3.687	3.799	3.915	4.049	4.241	4.315	4.369	4.435	4.461
Comercial	1.533	1.534	1.732	1.837	2.033	2.241	2.498	2.851	2.967	3.045	3.137	3.275	3.417
Industrial	2.681	2.626	2.803	2.938	3.082	3.212	3.409	3.593	3.702	3.571	3.762	3.986	3.966
Oficial	484	480	411	412	400	371	358	351	381	377	377	355	353
Alumbrado Público	299	306	300	269	268	265	238	243	248	254	256	259	262
1.1 Bogotá	6.575	6.519	6.751	6.918	7.311	7.634	7.983	8.455	8.719	8.743	8.901	9.081	9.194
Residencial	2.993	3.010	3.054	3.099	3.163	3.255	3.334	3.426	3.572	3.609	3.650	3.692	3.699
Comercial	1.303	1.303	1.472	1.561	1.727	1.904	2.123	2.399	2.498	2.603	2.687	2.798	2.911
Industrial	1.602	1.527	1.610	1.669	1.843	1.925	2.011	2.117	2.106	1.981	2.011	2.055	2.050
Oficial	426	422	362	363	352	326	315	309	335	339	340	320	317
Alumbrado Público	251	257	252	226	225	223	200	204	208	212	213	216	218
1.2 Cundinamarca	1.879	1.904	2.025	2.118	2.159	2.254	2.436	2.633	2.819	2.818	3.000	3.228	3.265
Residencial	464	467	474	481	524	544	581	623	669	706	719	742	762
Comercial	231	231	260	276	306	337	376	452	469	443	450	477	506
Industrial	1.079	1.100	1.193	1.269	1.239	1.286	1.398	1.476	1.596	1.590	1.751	1.931	1.916
Oficial	58	58	49	49	48	44	43	42	46	38	37	35	36
Alumbrado Público	48	49	48	43	43	42	38	39	40	42	43	43	45
1.2.1 Subsabana	1.729	1.751	1.863	1.949	1.986	2.074	2.241	2.422	2.594	2.593	2.760	2.970	3.004
Residencial	427	429	436	443	482	500	535	573	616	649	661	683	701
Comercial	212	212	240	254	281	310	346	416	431	407	414	438	466
Industrial	992	1.012	1.097	1.167	1.139	1.184	1.287	1.358	1.469	1.463	1.611	1.776	1.763
Oficial	53	53	45	46	44	41	40	39	42	35	34	32	33
Alumbrado Público	44	45	44	40	39	39	35	36	36	39	39	40	41

Fuente: Elaborado a partir de información de Codensa S.A. ESP, SUI y DANE

Tabla B. Consumo de energía eléctrica per cápita en la Región Capital entre 2000 y 2012 (Kwh por habitante)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
1. Región Capital	1.009	987	1.011	1.024	1.055	1.084	1.125	1.179	1.208	1.192	1.209	1.233	1.230
Residencial	413	408	406	406	411	417	423	430	444	445	444	444	440
Comercial	183	180	200	208	227	246	270	303	311	314	319	328	337
Industrial	320	308	323	333	343	352	368	382	388	368	382	399	392
Oficial	58	56	47	47	45	41	39	37	40	39	38	36	35
Alumbrado Público	36	36	35	30	30	29	26	26	26	26	26	26	26
1.1 Bogotá	1.043	1.017	1.035	1.044	1.086	1.116	1.149	1.199	1.219	1.204	1.209	1.216	1.214
Residencial	475	469	468	468	470	476	480	486	499	497	496	494	489
Comercial	207	203	226	236	256	278	306	340	349	359	365	375	384
Industrial	254	238	247	252	274	281	290	300	294	273	273	275	271
Oficial	68	66	56	55	52	48	45	44	47	47	46	43	42
Alumbrado Público	40	40	39	34	33	33	29	29	29	29	29	29	29
1.2 Cundinamarca	905	899	937	963	964	989	1.051	1.116	1.176	1.156	1.211	1.282	1.277
Residencial	223	220	219	219	234	239	251	264	279	290	290	295	298
Comercial	111	109	121	126	136	148	162	192	195	182	182	189	198
Industrial	519	519	552	577	553	564	603	626	666	652	707	767	749
Oficial	28	27	23	22	21	19	19	18	19	15	15	14	14
Alumbrado Público	23	23	22	20	19	19	16	17	17	17	17	17	17
1.2.1 Subsabana	1.402	1.377	1.422	1.447	1.437	1.463	1.544	1.632	1.710	1.672	1.743	1.836	1.820
Residencial	346	338	333	329	349	353	368	386	406	419	418	422	425
Comercial	172	167	183	189	203	219	238	280	284	263	261	271	282
Industrial	805	795	838	867	824	835	887	915	968	943	1.017	1.098	1.068
Oficial	43	42	35	34	32	29	27	26	28	22	22	20	20
Alumbrado Público	36	35	34	29	29	28	24	24	24	25	25	25	25

Fuente: Elaborado a partir de información de Codensa S.A. ESP, SUI y DANE

Tabla C. Participación por sector y por Zonas del Consumo de Energía eléctrica en la Región Capital entre 2000 y 2012

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
1. Región Capital	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Residencial	41%	41%	40%	40%	39%	38%	38%	37%	37%	37%	37%	36%	36%
Comercial	18%	18%	20%	20%	21%	23%	24%	26%	26%	26%	26%	27%	27%
Industrial	32%	31%	32%	33%	33%	32%	33%	32%	32%	31%	32%	32%	32%
Oficial	6%	6%	5%	5%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Alumbrado Público	4%	4%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
1.1 Bogotá	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Residencial	46%	46%	45%	45%	43%	43%	42%	41%	41%	41%	41%	41%	40%
Comercial	20%	20%	22%	23%	24%	25%	27%	28%	29%	30%	30%	31%	32%
Industrial	24%	23%	24%	24%	25%	25%	25%	25%	24%	23%	23%	23%	22%
Oficial	6%	6%	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	3%
Alumbrado Público	4%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
1.2 Cundinamarca	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Residencial	25%	25%	23%	23%	24%	24%	24%	24%	24%	25%	24%	23%	23%
Comercial	12%	12%	13%	13%	14%	15%	15%	17%	17%	16%	15%	15%	16%
Industrial	57%	58%	59%	60%	57%	57%	57%	56%	57%	56%	58%	60%	59%
Oficial	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	1%
Alumbrado Público	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
1.2.1 Subsabana	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Residencial	25%	25%	23%	23%	24%	24%	24%	24%	24%	25%	24%	23%	23%
Comercial	12%	12%	13%	13%	14%	15%	15%	17%	17%	16%	15%	15%	16%
Industrial	57%	58%	59%	60%	57%	57%	57%	56%	57%	56%	58%	60%	59%
Oficial	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	1%
Alumbrado Público	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%

Fuente: Elaborado a partir de información de Codensa S.A. ESP, SUI y DANE

Las Tablas A, B y C contienen la información del consumo de energía eléctrica en la Región Capital, desagregado geográficamente entre Bogotá, Cundinamarca y los municipios de la Subsabana y, según el tipo de usuario: residencial, comercial, industrial, oficial y alumbrado público. Esta serie está construida desde el año 2000 y hasta 2012, inclusive. Debido a que esta serie está consolidada a partir de diferentes fuentes de información, es necesario precisar cómo se construyó. Las fuentes de información incluyen datos de consumo a nivel municipal entre 2004 y 2012 para el consumo residencial y entre 2009 y 2012 para el consumo industrial y comercial. Igualmente se contó con la información del consumo residencial, industrial, comercial, oficial y de alumbrado público del área de Codensa, sin desagregar Bogotá y Cundinamarca.⁵³

La información del *consumo residencial de energía* eléctrica entre 2005 y 2012 fue tomada a partir de los datos suministrados por Codensa, para Bogotá y la mayoría de municipios de la Subsabana⁵⁴. Los datos de 2004 se completaron con la información del Sistema Único de Información (SUI) para todos los municipios. Para los años entre 2000 y 2003, dado que solo se tenía la información para el área de Codensa en el nivel agregado, se tomó como supuesto que Bogotá representaba el 90% del consumo residencial de toda la región (Bogotá más Cundinamarca). Posteriormente, se tomaron las tasas de crecimiento del consumo del resto del área de Codensa para estos años y se completó la serie de la Subsabana –sin desagregar por municipios- para lo cual se tuvo como referencia la información del 2004.

Así mismo, para conocer el consumo total de Cundinamarca, se supuso que la Subsabana representaba el 92% del consumo del departamento. Estos supuestos se basaron en la observación del comportamiento de los años en los que estaba la información desagregada a nivel municipal. En los municipios de Facatativá, Fusagasugá, Granada, Silvania y Zipacón, para el periodo entre 2004 y 2010 se tomó la información de consumo del SUI, por ser municipios donde Codensa no tiene una alta participación del mercado, por lo que los datos de consumo resultaban más completos en el SUI. Ahora bien, debido a que los datos del SUI estaban completos solo hasta 2010, para los años 2011 y 2012 se supuso un

⁵³ Del municipio de Girardot solo se contó con la información de la base del SUI, puesto que Codensa no comercializa energía allí. A nivel residencial se tomó la información de 2004 a 2012, mientras que a nivel comercial e industrial se hizo de 2009 a 2012. En este municipio, los datos de los últimos años registrados no aparentan tener problema de confiabilidad, como si ocurre con muchos otros.

⁵⁴ Salvo se especifique lo contrario, los datos suministrados por Codensa y utilizados en este capítulo corresponden a la energía eléctrica consumida que registran tanto Codensa como otros comercializadores. Parte de las limitaciones de esta información suministrada por Codensa se debió a la ausencia de datos de otros comercializadores para varios años o municipios. La información completa y desagregada por municipios, estaba disponible entre 2009 y 2012 para el consumo industrial y comercial y entre 2005 y 2012 para el consumo residencial y otros.

crecimiento para cada municipio, de acuerdo al comportamiento mostrado en los años anteriores.

Para el caso del *consumo industrial de energía*, también fue necesario acudir a diferentes fuentes de información, debido a las limitaciones de cada una de estas. Entre 2009 y 2012, se tomó la información de Codensa para todos los municipios, con excepción de Fusagasugá y Granada. Para estos dos municipios se tomó la información del SUI de 2009 y se supuso un crecimiento muy moderado para 2010, 2011 y 2012, debido a la ausencia de información. Para el consumo industrial de Bogotá entre 2000 y 2008, se tomaron como referencia las tasas de crecimiento del consumo de energía eléctrica registradas en la Encuesta Anual Manufacturera (EAM), como una aproximación del comportamiento de la totalidad de la industria bogotana. Al tener los datos de consumo de Bogotá, se procedió igualmente para estimar el consumo total de la Subsabana y de Cundinamarca. Se utilizaron las tasas de crecimiento del área de Codensa sin Bogotá entre 2000 y 2008 y en este caso el dato de referencia fue el 2009. La Subsabana, al igual que al nivel residencial, representó el 92% del consumo industrial de Cundinamarca, proporción que se supuso igual para todo el periodo analizado en el que no se tenían datos municipales desagregados.

Para el *consumo comercial de energía* de Bogotá y algunos municipios de la Subsabana entre 2009 y 2012 se tomaron los datos de consumo suministrados por Codensa. En el caso de los municipios de Bojacá, Cajicá, Facatativá, Fusagasugá, Gachancipá, Granada, La Calera, Madrid, Nemocón, Silvania, Tabio, Tocancipá, y Zipacón se tomó el consumo registrado en 2009 en el SUI y se supuso un crecimiento del 2% anual para todos, debido a la ausencia de información más completa. Para el periodo entre 2000 y 2008, se supuso que el consumo de Bogotá representó el 91% del consumo de la región, como ocurrió en los años de los que se disponía la información de consumo comercial municipal desagregada. Al igual que en los otros casos, el consumo de Cundinamarca y la Subsabana se completó a partir de las tasas de crecimiento del área de Codensa sin Bogotá entre 2000 y 2008. Igualmente, se supuso el consumo de la Subsabana como el 91% del departamento.

Para los casos del consumo del sector oficial y de alumbrado público, se realizó el mismo procedimiento que con los usuarios industriales y comerciales. En este caso, se supuso que Bogotá representaba el 88% del consumo del sector oficial en toda la región y el 84% en el caso del consumo del alumbrado público. Estos supuestos se basaron en el comportamiento observado entre 2009 y 2012 con los datos de Codensa, desagregados a nivel municipal.

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD EN LA REGIÓN CAPITAL, PROYECCIONES Y ANÁLISIS DE CONSISTENCIA DE DEMANDA Y OFERTA DE ELECTRICIDAD⁵⁵

Introducción y consideraciones sobre el alcance del análisis de la demanda y de las proyecciones

Este capítulo se desarrolla en seis secciones, la primera es la presente introducción. La segunda hace referencia a los factores determinantes de la demanda de energía eléctrica en términos generales; la tercera sección analiza los patrones de crecimiento de la demanda de energía eléctrica en Bogotá y Cundinamarca; la cuarta, presenta la formulación del modelo de proyecciones de demanda, sus supuestos y escenarios, y la elaboración de los pronósticos de energía y de potencia; y la quinta sección presenta la evaluación de consistencia de la demanda con la oferta de energía y de infraestructura eléctrica, incluyendo una aproximación a la confiabilidad del servicio.

El objetivo principal de este capítulo es, a partir del análisis del comportamiento de la demanda de energía y potencia, elaborar proyecciones de la misma y analizar la consistencia entre esa demanda y la oferta de energía e infraestructura para su transporte.

En esta dirección, es importante señalar, tal como se indicó en el primer informe, que existe una configuración de las redes de transporte y de distribución tal, que el abastecimiento se analiza desde un enfoque más de regiones eléctricas atendidas por el Sistema de Transmisión Nacional y los operadores de red, que de divisiones político administrativas.

Es así como Bogotá y Cundinamarca son identificadas por el Centro Nacional de Despacho de XM, y por la UPME para efectos de la planeación del STN y de las proyecciones de demanda, como la Unidad de Control de Pronóstico (UCP) Centro, perteneciente a la Región Centro del país. La UCP Centro es atendida fundamentalmente por Codensa en cuanto a las conexiones con el STN y las redes de distribución⁵⁶, y en menor medida, por la Empresa de Energía de Cundinamarca en varios municipios del Departamento.

⁵⁵ A cargo de Eduardo Afanador, con la asistencia de Juan Camilo Mejía y Santiago Cajiao

⁵⁶ Codensa, como distribuidor, sus redes y subestaciones atienden Bogotá cerca de 80 municipios de Cundinamarca (entre ellos todos los de la sabana de Bogotá). La EEC atiende 24 municipios sin participación de Codensa. Ver Primer Informe.

En este sentido, el análisis del comportamiento histórico de las demandas, con el fin de establecer criterios de proyección, en la medida que la información lo permita, se presenta a diferentes niveles de desagregación local (por ejemplo, Bogotá y resto, por localidad para algunos años, etc.), pero cuando se trate de las proyecciones para la utilización de los modelos y el análisis de consistencia del abastecimiento, se tomarán valores agregados a nivel de la región capital.

1. La demanda de energía eléctrica

Esta sección presenta los elementos que determinan la demanda de energía eléctrica en general, en cualquier economía, los modelos y variables que son tomados en consideración por la UPME para las proyecciones de corto y largo plazo en los niveles nacional y regional; y, de igual manera, los modelos y elementos que aplica Codensa como empresa distribuidora de la mayor parte de la demanda regional. De esta manera, se identifican los propulsores de la demanda de energía eléctrica para efectos de examinar la evolución en la región y plantear los supuestos y escenarios de proyección; como también, los modelos que resultan apropiados para construir los pronósticos.

1.1 Factores determinantes de la demanda de energía eléctrica

La electricidad es un energético fundamental para el desarrollo en la medida que no cuenta con sustitutos para varios de sus usos finales como iluminación, electrodomésticos, motores eléctricos y productos electrónicos. En otros usos como la cocción de alimentos y el calentamiento doméstico, la energía eléctrica compite con el gas natural y el GLP.

La demanda de energía eléctrica (como la de cualquier producto) se encuentra en función del precio, el ingreso real, el precio de los bienes sustitutos y complementarios, las expectativas de los precios futuros y el crecimiento de la población, principalmente. La siguiente función matemática expresa, en forma general, los factores anteriores:

$$De = f(Pe, Pot, M, P, T, E)$$

Donde De es la cantidad demandada de energía, Pe es el precio de la energía, Pot es el precio de otros productos que inciden sobre la demanda del energético, M el ingreso de los consumidores, P la población, T el gusto del consumidor por la energía eléctrica frente a otro sustituto, y E las expectativas de los consumidores frente al futuro.

El análisis de la demanda de electricidad en el largo plazo se puede realizar en un contexto macroeconómico y en uno microeconómico.

En el contexto macroeconómico, se utilizan indicadores (como el consumo de energía per cápita y el PIB per cápita) que muestran una estrecha relación entre la demanda de electricidad y el ingreso. Algunas excepciones son Alemania y Estados Unidos, países en los cuales se observan reducciones durante períodos importantes. En el primer caso, la excepción ocurre a un nivel muy alto de ingreso, mientras que en EE.UU, ocurre a un alto nivel de consumo energético, después de los choques de precios del petróleo en los años setenta y ochenta. También es clara la relación directa entre la demanda de energía y la población.⁵⁷

La Tabla 9 y el Gráfico 27 demuestran que en Colombia también se ha dado una estrecha relación entre el consumo de energía por habitante y el PIB por habitante. El dato fuera de la tendencia corresponde al racionamiento de buena parte del año 1992 y que también afectó el consumo en 1993. En los últimos años, tal como se indica adelante, esta relación se ha reducido, originado en un mayor crecimiento del PIB principalmente en sectores menos intensivos en electricidad.

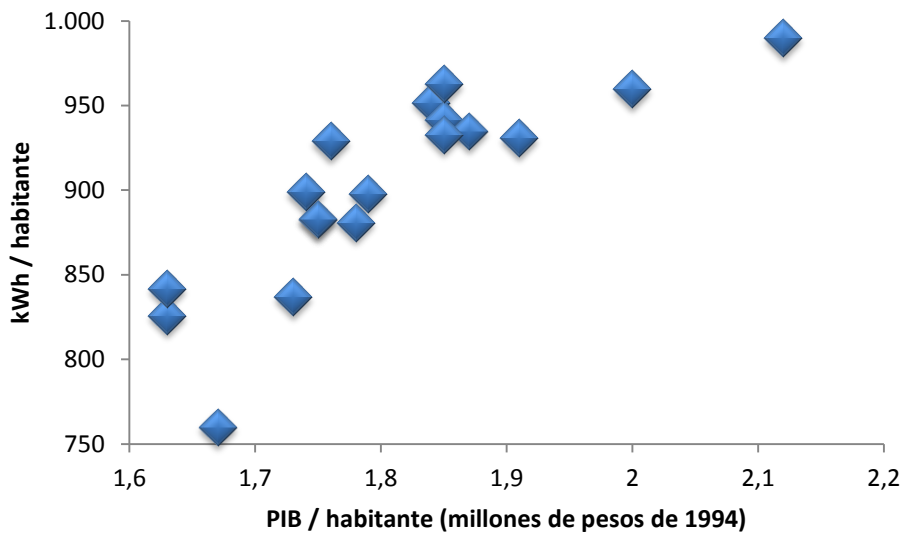
Tabla 9. PIB por habitante (precios constantes de 1994) y consumo de energía eléctrica por habitante, 1990 - 2007

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
PIB/hab	1,63	1,63	1,67	1,73	1,78	1,84	1,85	1,87	1,85	1,74	1,76	1,75	1,75	1,79	1,85	1,91	2,00	2,12
kWh/hab	826	842	760	837	881	952	942	935	963	899	929	883	883	898	933	931	960	990

Fuente: Elaborado con base en información de MHCP para el PIB por habitante nacional, de población del DANE y de energía de los balances de la UPME.

⁵⁷ The economics of energy (and electricity) demand, Platchov and Pollity en The Future of Electricity Demand, 2011.

Gráfico 27. Relación entre consumo de electricidad por habitante y PIB por habitante en Colombia 1990 - 2007 (precios constantes de 1994)



Fuente: Elaborado con base en información de MHCP para el PIB por habitante nacional, de población del DANE y de energía de los balances de la UPME.

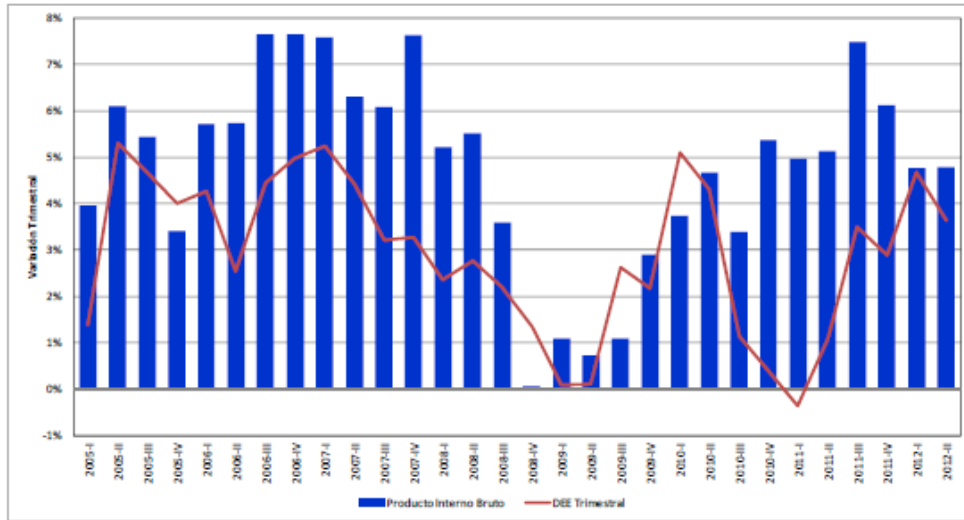
Una conclusión de la observación de la relación estable en el largo plazo entre demanda de energía (en general de todos los energéticos), precio e ingreso para un caso como el Reino Unido, es que la proporción del ingreso gastado en servicios de energía permanece más o menos constante. Así, en este caso, precios más altos incentivan menor consumo.⁵⁸

En Colombia, tal como lo señala la UPME, en los últimos años, el crecimiento del PIB ha estado influenciado principalmente por los sectores de bienes y servicios, comercio, e impuestos *“que no son intensivos en consumo de energía eléctrica, generando una “desmaterialización” atípica de la economía, y por ende, la teoría económica que relaciona directamente el crecimiento económico con el consumo de energía eléctrica, no es del todo aplicable en este caso.”*⁵⁹ Esta afirmación se apoya en las dos gráficas siguientes (Gráfico 28 y Gráfico 29).

⁵⁸ Ídem, pág. 25.

⁵⁹ UPME, “Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima” Revisión, Noviembre de 2012

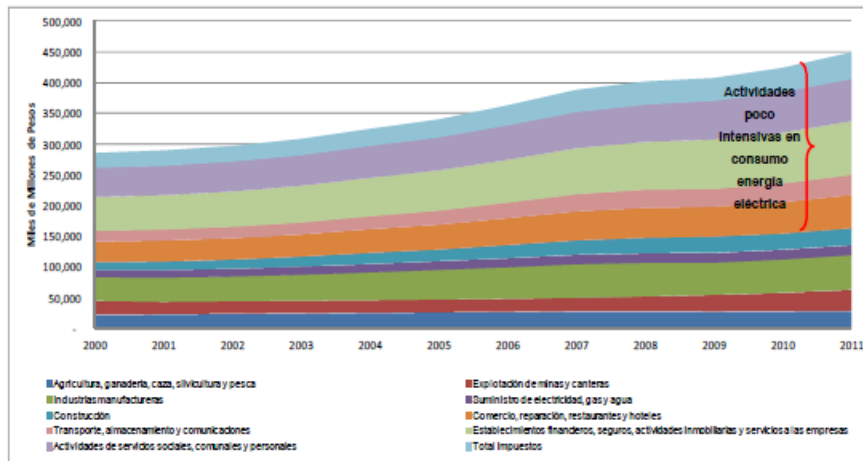
Gráfico 28. Crecimiento Trimestral del PIB y de la Demanda de Energía Eléctrica 2001 - 2012



Gráfica 2.2 Crecimiento Trimestral del PIB y de la Demanda de Energía Eléctrica 2001-2012.
 Datos: DANE y XM. Cálculos UPME.

Fuente: UPME, “PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA” Revisión, noviembre de 2012

Gráfico 29. Evolución PIB por rama de actividad económica 2000 - 2011



2.3. Evolución PIB por Ramas de Actividad Económica . Fuente DANE

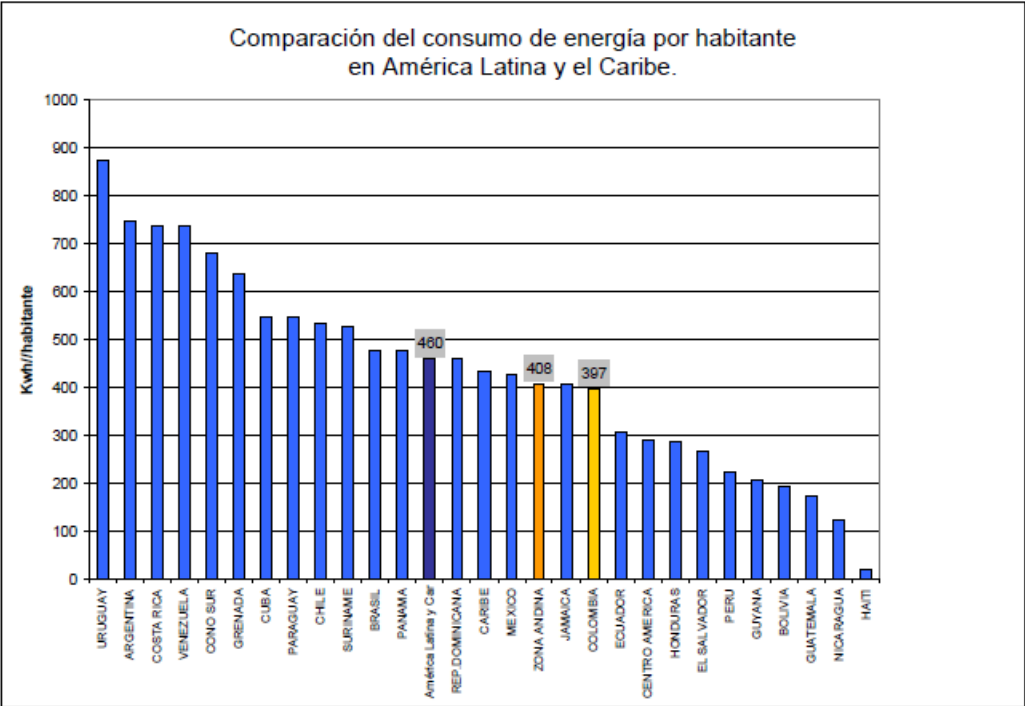
Fuente: UPME, “PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA” Revisión, noviembre de 2012

En el caso del Bogotá, de acuerdo con las cuentas departamentales, el PIB industrial pasó de participar con un 13.3% en el total distrital en el año 2000, al 10.5% en 2011, mientras que el comercio pasó del 8.9% al 10.4%, y la intermediación financiera del 7.3% al 9.1%. Existen procesos de relocalización de industrias grandes que se han movido de Bogotá

hacia municipios de la Sabana, como se vio en el capítulo 1. En todo caso, como se podrá observar en la segunda sección de este capítulo, en Bogotá y la Sabana se ha observado recientemente cierto proceso de fuerte desaceleración de la industria.

De acuerdo con la UPME, el consumo de electricidad por habitante en Colombia es inferior en un 13% al del promedio regional, siendo superior al de Perú y Ecuador, e inferior a países como Brasil, Chile y Panamá, según se puede observar en el Gráfico 30.

Gráfico 30. Comparación del consumo de energía por habitante en América Latina y el Caribe



Fuente: OLADE, SIEE, 2010.

Fuente: Tomado del Documento Versión Final PEN – UPME 2010

En términos microeconómicos, se distingue entre los elementos físicos de la demanda de energía y la economía del consumo energético, y su incidencia sobre el comportamiento individual.

En lo físico, el mejoramiento en la eficiencia de los aparatos eléctricos incide en la demanda. Como se muestra más adelante en el estudio de la Universidad Nacional realizado para la UPME en 2006, los electrodomésticos han venido mejorando notablemente en eficiencia.

Sin embargo, existe una serie de factores que inciden en que las decisiones sobre el mejor uso de la energía se vean reducidas, tales como la relación entre quién incurre en el costo

y quién recibe el beneficio⁶⁰, la priorización de la inversión en eficiencia frente a otras inversiones, y nivel de ingreso, entre otros.⁶¹

La magnitud de las elasticidades de la demanda de los diferentes sectores de consumo con relación a las tarifas y el ingreso en el corto y largo plazo son de especial importancia. Estudios en el Reino Unido han mostrado que en el sector residencial las elasticidades al precio pueden variar entre -0.28 en el corto plazo a -0.81 en el largo plazo. Para Colombia, como se verá adelante, el incremento de las tarifas a partir de 1996, originado principalmente en el programa de desmonte de subsidios a los límites permitidos por ley, originó importantes reducciones en el consumo promedio de energía eléctrica.

En los diferentes sectores de consumo hay factores que afectan la demanda, relacionados con elementos de política ambiental y URE⁶². Por ejemplo, en Colombia, las políticas de sustitución de bombillos incandescentes por lámparas de bajo consumo⁶³; en otros países, el impulso al transporte eléctrico, y la utilización de la electricidad en sectores usualmente consumidores de gas como el calentamiento doméstico, bajo marcos de política orientados a la reducción de emisiones y altos precios de los energéticos fósiles.⁶⁴

La participación del consumo de energéticos en los hogares varía también en función del tipo de necesidad que estos tienen y de los recursos energéticos y precios para satisfacerla. Es así como en el Reino Unido, los hogares gastan casi el doble en gas que en energía eléctrica como reflejo de la importancia relativa de demanda de calor (estación de invierno) frente a la de electricidad.

La Tabla 10 presenta la participación de los principales usos de la energía eléctrica en el consumo total en Colombia en 1975 y en 2010, según estimativos de la UPME para los

⁶⁰ Por ejemplo, en los locales comerciales arrendados con luminarias e instalaciones eléctricas que requieren de inversión a cargo del propietario.

⁶¹ The economics of energy (and electricity) demand, Platchov and Pollity en: The Future of Electricity Demand, 2011, pgs. 31 a 35.

⁶² URE: Uso Racional y Eficiente de la energía.

⁶³ El Decreto 3450 de 2008 "Por el cual se dictan medidas tendientes al uso racional y eficiente de la energía eléctrica" estableció como plazo final para el cambio de bombillas incandescentes por ahorradoras el 1 de enero de 2011; fecha a partir de la cual no se permitía la importación, distribución, comercialización y utilización de fuentes de iluminación de baja eficacia lumínica. Los plazos fueron modificados por Resolución 182544 de diciembre 29 de 2010, modificada a su vez por la Resolución 180173 de 2011 del MME. A la fecha, solamente se pueden comercializar, hasta el 31 de diciembre de 2013, bombillas incandescentes de potencia menor o igual a 60 W

⁶⁴ Ver The economics of energy (and electricity) demand, Platchov and Pollity en The Future of Electricity Demand, 2011, y Electrification of Energy April 23, 2008 Cambridge, Massachusetts - WORKSHOP REPORT, Juha Kiviluoma and Gustavo Collantes.

balances de energía. La Tabla 11 presenta los principales usos para el sector residencial en los mismos años.

Tabla 10. Participación sectorial en el consumo final de energía eléctrica

SECTOR	1975	2010
Consumo Final	100%	100%
Residencial	38%	41%
Comercial y Público	20%	24%
Industrial	38%	31%
Transporte	0%	0%
Agropecuario y Minero	0%	4%
Construcciones	0%	0%
No Identificado	5%	0%

Fuente: Codensa

Tabla 11. Participación por tipo de usos del consumo final de energía eléctrica en el sector residencial

TIPO DE USO	1975	2010
Total Residencial	100%	100%
Cocción	30%	31%
Iluminación	15%	16%
Agua Caliente	17%	16%
Nevera	18%	19%
Aire Acondicionado	2%	3%
Otros	7%	4%
Total Urbano	90%	89%
Total Rural	10%	11%

Fuente: Codensa

El principal cambio se observa en la reducción de la participación industrial del 38% al 31%. La participación por tipo de usos residenciales no muestra cambios significativos lo cual hace pensar en la consistencia de los estimativos, si se tiene en cuenta la gran masificación del consumo de gas natural y la sustitución de la energía eléctrica en cocción por gas y el proceso de urbanización acelerada.

Más adelante, en la sección sobre la caracterización de la demanda y su evolución en Bogotá y Cundinamarca se vuelve sobre este tipo de participaciones del consumo.

1.2 Escenarios de demanda de energía eléctrica en el largo plazo

En las últimas dos décadas, las corrientes de política orientadas a la reducción de emisiones para mitigar el calentamiento global, en especial en los países desarrollados que han adquirido compromisos internacionales, han impulsado medidas orientadas a la promoción de fuentes no convencionales de energía, la generación distribuida en pequeña escala, la administración de la demanda en el contexto de redes inteligentes, y en general, al uso eficiente de la energía.

En este contexto, ha tomado fuerza la realización de estudios y procesos de análisis sobre escenarios de demanda de energía eléctrica en el largo plazo (generalmente al año 2050) y sus implicaciones sobre los criterios de expansión de las redes y la generación distribuida.

En el Reino Unido, Ofgem⁶⁵ ha liderado un proceso de discusión sobre los escenarios de desarrollos de las redes de distribución en el largo plazo y la identificación de los factores que lo determinan. Con ello se busca tener visiones de largo plazo y que las aprobaciones tarifarias sean consistentes con tales visiones. No se trata de una planeación centralizada ni de prescribir una estrategia en particular.⁶⁶

La selección de escenarios está guiada por el impacto potencial sobre las redes de un conjunto de aspectos futuros como:

- Políticas de gobierno y desarrollo de los mercados, incluyendo el de carbono
- Desarrollo sostenible y retos ambientales
- Cambios económicos, sociales y demográficos
- Acuerdos internacionales
- Cambios potenciales en la canasta de combustibles
- Generación renovable distribuida, local y remota
- Variabilidad y grado de control de la generación y la demanda
- Cambio climático e impacto de las aparentes tendencias ambientales

⁶⁵ Ofgem es la agencia de regulación de electricidad y gas del Reino Unido.

⁶⁶ Ofgem, Long Term Electricity Network Scenarios Workshop 17th August 2007. Presentación disponible en la web.

La discusión se desarrolla alrededor de talleres en los cuales se trata sobre los diferentes aspectos, incluida la consideración de diferentes tipos de modelos para proyectar las redes, con la participación de diferentes agentes.

Ault et al⁶⁷ hacen referencia a este procedimiento de Ofgem y expone cuatro grandes escenarios jalonados por tres factores centrales (ambiental, participación de la demanda y gobierno institucional): i) fuerte desarrollo de la transmisión y distribución basado en una moderada preocupación ambiental, participación pasiva de la demanda y mercado en funcionamiento; ii) participación de compañías de servicio a la demanda (ESCO's) en un ambiente de alta preocupación ambiental, participación pasiva del consumidor y mercado en funcionamiento; iii) operadores de red en un ambiente de alta preocupación ambiental, participación activa del consumidor y bajo dirección del gobierno; y iv), microrredes (mercados dinámicos limpios) en un ambiente de alta preocupación ambiental, participación activa del consumidor y orientación de mercado.

Otro estudio interesante es el de MIT que busca suministrar una visión objetiva de la red eléctrica (entendido en el sentido amplio de un sistema físico y humano) y la identificación y análisis de áreas en las cuales “cambios inteligentes de política”, investigación dirigida, y desarrollo y distribución de información, pueden contribuir a los retos que la red está enfrentando. Refleja el foco en la integración y evaluación del conocimiento existente, más que acometer una investigación original.⁶⁸

Se señala que uno de los grandes retos es la incorporación de más generación renovable en respuesta a las políticas, con implicaciones en los procesos de planeación, procedimientos de asignación de sitios y regímenes de instalación en los mismos.

La penetración de vehículos eléctricos, si no se toman medidas, pueden conducir a mayores picos en la demanda, reducción de factores de carga e incremento de tarifas. Las medidas tarifarias son claves.

Los avances tecnológicos en el manejo de la red gracias a la tecnología de información, IT, control y electrónica de potencia facilitan la mayor eficiencia. Las medidas regulatorias pueden propiciar estos avances.

⁶⁷ Energy scenarios and implications for future electricity demand, Graham Ault, Damien Frame and Nick Hughes. The economics of energy (and electricity) demand, Platchov and Pollity in The Future of Electricity Demand, 2011, y Electrification of Energy April 23, 2008 Cambridge, Massachusetts - WORKSHOP REPORT, Juha Kiviluoma and Gustavo Collantes.

⁶⁸ Future of The Electric Grid, MIT 2011. Se trata de un estudio interdisciplinario con la participación de reconocidos investigadores y profesores de MIT en áreas de sistemas electromagnéticos y electrónicos, ciencias de la ingeniería y computación, tecnología y desarrollo, economía aplicada, entre otras.

Algunas de las principales recomendaciones del estudio son las siguientes:

- Para mejorar la eficiencia y reducir tarifas aprovechando los adelantos en medidores: se debe avanzar en una transición hacia opciones tarifarias que aprovechen la variación en los costos del suministro de energía en el tiempo.
- Para reforzar los incentivos a las empresas y sus usuarios en generación distribuida y conservación de la energía se debe permitir a las primeras recuperar sus costos fijos con cargos que no varíen con la cantidad de energía.
- Para lograr un uso efectivo de las tecnologías se requiere que las empresas financien la investigación en áreas claves como: herramientas computacionales para la operación del sistema, métodos para el planeamiento de la transmisión por áreas, procedimientos para responder y recuperarse de ciber ataques, y modelos de respuesta del consumidor bajo tarifas en tiempo real.
- El mejoramiento del diseño y toma de decisiones en un ambiente crecientemente complejo y dinámico requiere recopilar y compartir información más detallada sobre todo el sistema, resultados claros de los proyectos de demostración de *smarts grids*, SG, y estandarización de unidades de costos y de rendimientos.

Como se puede observar, se trata de campos que aún parecen remotos para el medio colombiano y que, dentro del alcance del presente estudio, resulta aventurado idear escenario que partan de supuestos sobre el comportamiento de la demanda bajo políticas y regulaciones imaginarias sobre generación distribuida y redes inteligentes en el largo plazo. Ni existen proyectos en la agenda de la CREG ni supuestos de esta naturaleza son tomados en cuenta actualmente por la UPME.

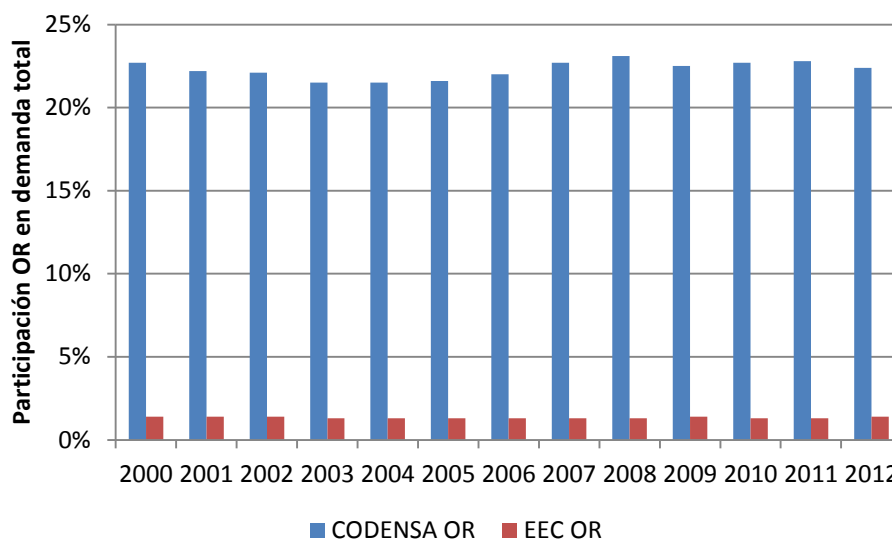
Sin embargo, este tipo de discusiones son relevantes para que sean incorporadas en las discusiones sobre el planeamiento de la ciudad y la región a largo plazo. Por ejemplo, si se desea favorecer la introducción del transporte eléctrico, individual y masivo, la discusión podría considerar qué tipo de red favorecería estos desarrollos en el futuro, como también, qué tipo de opciones tarifarias requiere y si la ciudad debe tramitar con anticipación ante la CREG este tipo de alternativas.

2. Análisis de patrones de crecimiento de la demanda de electricidad en Bogotá y la Región⁶⁹

2.1 Evolución de la demanda del área de Codensa⁷⁰ y EEC frente al Sistema de Interconexión Nacional, SIN

La participación de las demandas de energía eléctrica del área atendida por Codensa S.A. y por la Empresa de Energía de Cundinamarca, EEC, en la demanda nacional ha permanecido, en general, estable en el período 2000 – 2012, tal como se observa el Gráfico 31.

Gráfico 31. Evolución de la Participación de la Demanda de Codensa OR y EEC OR en el SIN 2000 – 2012



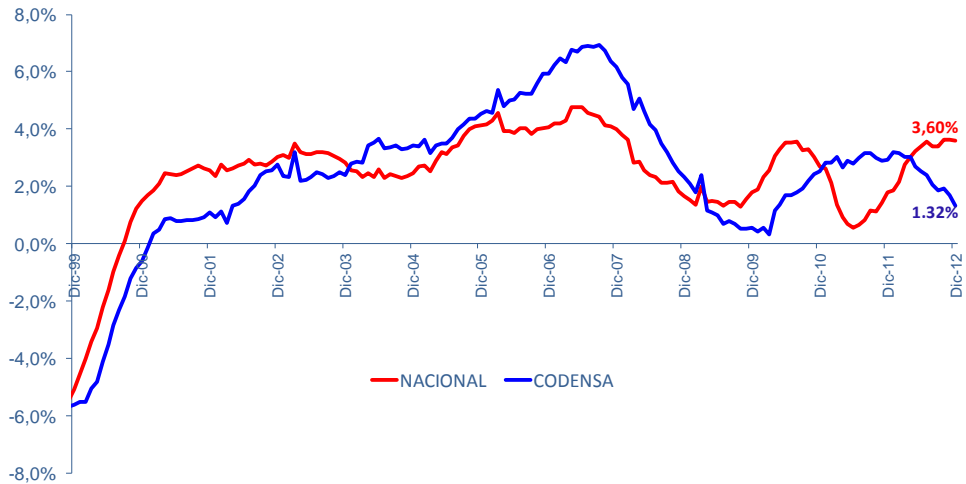
Fuente: Cálculos Fedesarrollo con base en información suministrada por XM

En cuanto a la evolución de la demanda se refiere, si bien la variación de la demanda del área de Codensa (DC, Sabana de Bogotá y municipios de Cundinamarca atendidos por Codensa) muestra un comportamiento similar a la nacional, a partir de abril de 2012, el crecimiento nacional superó al de Codensa, ubicándose en diciembre 2.28 puntos por encima, tal como se observa en el Gráfico 32 de la Tendencia Anual Móvil (TAM) explicada principalmente por la mayor desaceleración industrial, según se muestra adelante.

⁶⁹ Ver Anexos del capítulo 2 para los valores absolutos de la demanda y el consumo per cápita por sectores y subregiones entre 2000 y 2012.

⁷⁰ Codensa presenta como área CODENSA el ámbito propio de su operación como distribuidor que comprende Bogotá y más de 80 municipios de Cundinamarca los cuales incluyen todos los de la Sabana de Bogotá. La EEC atiende 24 municipios por sí misma aunque como ya se dijo EEB adquirió a EEC y hay un acuerdo de operación de Codensa.

Gráfico 32. Crecimientos Tendencia Anual Móvil Nacional y Codensa

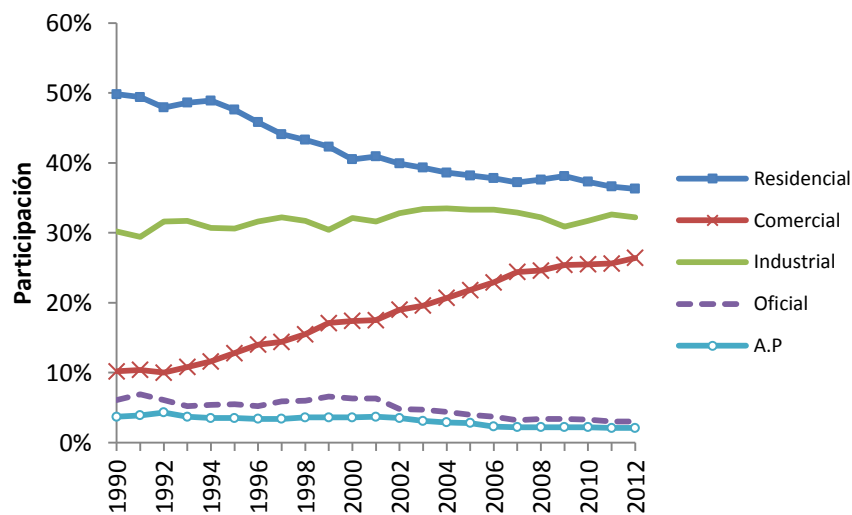


Fuente: Codensa

2.2 Evolución de la participación de la demanda por sectores en el área de Codensa

El Gráfico 33 ilustra con claridad el cambio en la estructura del consumo del área de Codensa. Se destaca la pérdida de participación del sector residencial que pasa del 50% en 1990 al 36% en el 2012 mientras que el sector comercio pasó del 10% al 26%, en el mismo período. La participación del consumo industrial es relativamente estable en los últimos veinte años. El sector oficial también muestra un cambio significativo al pasar del 3.9% al 2.1% (Tabla 12).

Gráfico 33. Evolución de la estructura del consumo por sectores en el área de Codensa



Fuente: Elaboración de Fedesarrollo con base en información de Codensa

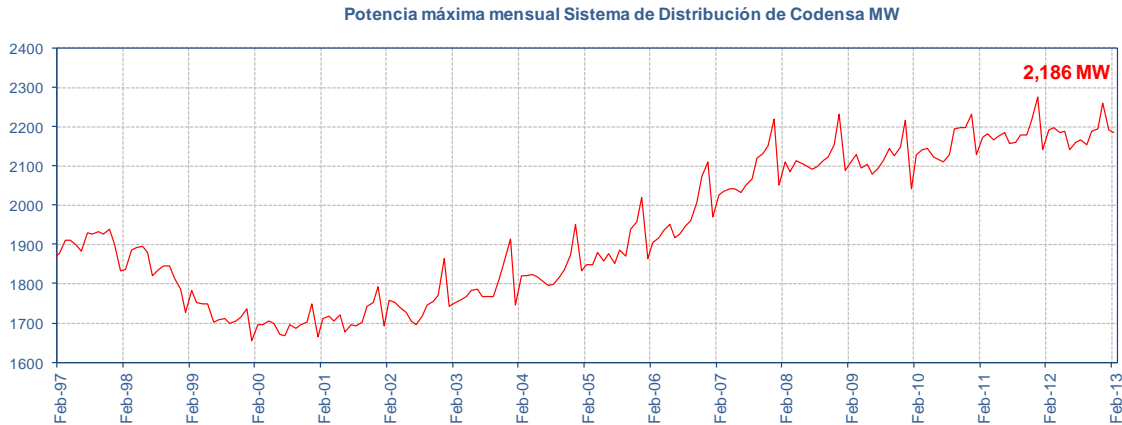
Tabla 12. Evolución de la Estructura del Consumo por Sectores en el área de Codensa

Año	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	A.P
1990	49,8%	10,2%	30,2%	6,1%	3,7%
1991	49,4%	10,4%	29,4%	6,9%	3,9%
1992	47,9%	10,0%	31,6%	6,1%	4,3%
1993	48,6%	10,8%	31,7%	5,2%	3,7%
1994	48,9%	11,6%	30,7%	5,4%	3,5%
1995	47,6%	12,8%	30,6%	5,5%	3,5%
1996	45,8%	14,0%	31,6%	5,2%	3,4%
1997	44,1%	14,4%	32,2%	5,9%	3,4%
1998	43,3%	15,5%	31,7%	6,0%	3,6%
1999	42,3%	17,1%	30,4%	6,6%	3,6%
2000	40,5%	17,4%	32,1%	6,3%	3,6%
2001	40,9%	17,5%	31,6%	6,3%	3,7%
2002	39,9%	19,0%	32,8%	4,8%	3,5%
2003	39,3%	19,6%	33,4%	4,7%	3,1%
2004	38,6%	20,7%	33,5%	4,4%	2,9%
2005	38,2%	21,8%	33,3%	4,0%	2,8%
2006	37,8%	22,9%	33,3%	3,7%	2,3%
2007	37,2%	24,4%	32,9%	3,2%	2,2%
2008	37,6%	24,6%	32,2%	3,4%	2,2%
2009	38,1%	25,4%	30,9%	3,4%	2,2%
2010	37,3%	25,5%	31,7%	3,3%	2,2%
2011	36,6%	25,6%	32,6%	3,0%	2,1%
2012	36,3%	26,4%	32,2%	3,0%	2,1%

Fuente: Codensa

La demanda máxima de potencia del área de CODENSA en febrero de 2013 fue 2,186 MW, un -0.2% respecto al mismo mes del año anterior. El Gráfico 34 ilustra de evolución de la demanda de potencia desde 1997, observándose el fuerte impacto de la recesión de 1999.

Gráfico 34. Evolución de la demanda máxima mensual de Codensa - MW



Fuente: Codensa

2.3 Usos finales de la energía eléctrica en el sector residencial en Bogotá

De acuerdo con el estudio de 2006 realizado por la Universidad Nacional para la UPME⁷¹, los hogares de Bogotá contaban con la dotación de electrodomésticos que se presenta en la Tabla 13.

Tabla 13. Tenencia de Electro y Gaso domésticos en Bogotá por estratos 1-6 – 2006

Equipo/Estrato	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Luminarias	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Estufa	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Televisor	96,90%	99,40%	99,50%	99,10%	98,10%	100%
Plancha	84,30%	96,30%	94,10%	92,30%	94,20%	100%
Licudora	79,90%	95,70%	94,60%	93,20%	94,20%	100%
Refrigerador	74,20%	89,60%	95,40%	96,40%	96,20%	100%
Lavadora Ropa	39,60%	65,60%	80,40%	85,90%	94,20%	93,30%
Calentador Agua	32%	63%	75%	91%	92%	87%
Horno Microondas	9,40%	22,10%	32,40%	60,90%	80,80%	86,70%

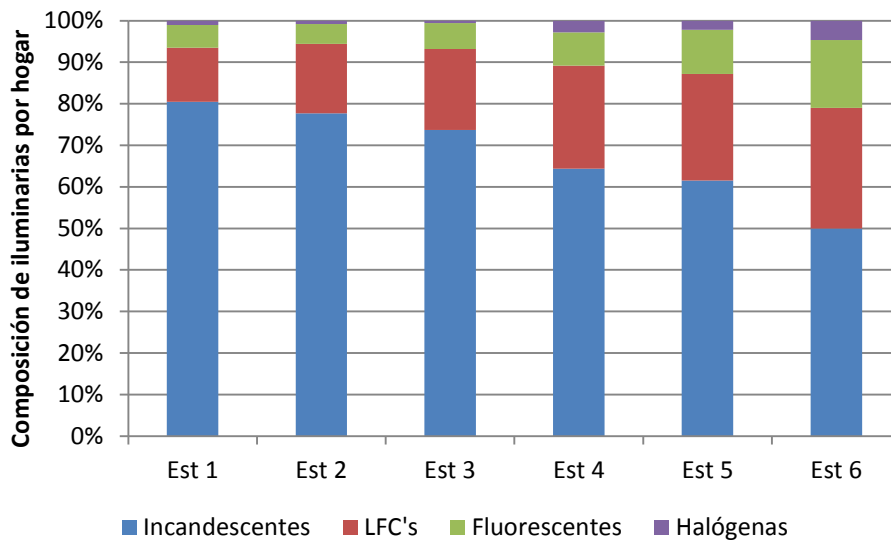
Fuente: UNAL (2006)

En el estudio mencionado, se indica la tecnología utilizada y si es a gas o electricidad. Para 2006, la mayoría de los hogares ya contaban con estufa de gas en Bogotá.

⁷¹ UPME, “Determinación del consumo final de energía en los sectores residencial, urbano y comercial y determinación de consumos para equipos domésticos de energía eléctrica y gas”. INFORME FINAL, Universidad Nacional de Colombia, FACULTAD DE CIENCIAS, Departamento de Física, Junio de 2006.

Mención especial merece el bajo grado de penetración que para 2006 tenían las lámparas ahorradoras LFC, según se ilustra en el Gráfico 35. Dada la política de sustitución de bombillos incandescentes por lámparas ahorradoras y la prohibición de su comercialización en la actualidad, su impacto en la demanda de energía debe incidir en las cifras de menores consumos promedios que se muestran adelante. Codensa estima que esta política puede significar un ahorro no tan grande de 13 GWh anual en el sector residencial.

Gráfico 35. Composición de las luminarias por tecnología en el sector residencial de Bogotá - 2006



Fuente: UNAL (2006)

También se resalta la baja penetración de las lavadoras y hornos microondas en los estratos 1 y 2, como también, la considerable proporción de hogares que no contaban con calentador de agua en los estratos 1, 2 y 3 y, que aquellos que lo tenían, contaban con una alta proporción de duchas eléctricas.⁷² (Tabla 14)

Tabla 14. Tenencia de calentadores de agua por energético y tecnología

Tipo/Estrato	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Ducha Eléctrica	27,80%	51,50%	46,10%	26,40%	9,60%	33,30%
Calentador Eléctrico	1,90%	2,50%	8,00%	12,30%	15,40%	13,30%
Calentador a Gas – Tanque	1,30%	2,50%	3,20%	10,00%	7,70%	26,70%
Calentador a Gas – Paso	1,30%	6,10%	17,70%	42,70%	59,60%	13,30%

Fuente: UNAL (2006)

⁷² Se anota que al año se venden en Bogotá más de 200.000 duchas eléctricas (información de Codensa), lo cual corrobora los resultados del estudio de la Universidad Nacional antes citado, en el sentido que una alta proporción de la población de los estratos 1, 2 y 3 no cuenta con ducha a gas natural.

El estudio de la UN no incluyó los computadores, equipos que han sido importantes en el crédito fácil de Codensa.

Es interesante observar el ahorro en el consumo de energía eléctrica que se puede obtener con electrodomésticos más eficientes. Esto sin incluir el cambio de la ducha eléctrica a la de gas, como se ilustra en la comparación de la Tabla 15 y la Tabla 16.

Tabla 15. Bogotá – Consumo promedio mensual de energía por Electrodomésticos

Equipo	Capacidad		Número	Unidad	Servicio	Unidad	Subtotal consumo	Cosumo kWh/mes			
Iluminación			E								
Incandescentes	60	W	E	2,8	Puntos il	E	2	hr/día	E	10,2	
Incandescentes	100	W	E	4,0	Puntos il	E	2	hr/día	E	23,7	
LFC	15	W	E	1,5	Puntos il	E	2	hr/día	E	1,4	
Florescentes	30	W	E	0,5	Puntos il	E	2	hr/día	E	0,9	63,2
TV	45	W	M				6,1	hr/día	E	8,2	
Nevera	15 a 21"	44,06	kWh/mes	M						44,1	
Plancha	9 a 12 ft3	1000	W	M			2,5	hr/semana	E	10,7	
Licudadora	450	W	E				5,2	min/día	E	1,2	
Lavadora	15 a 22 lb	370	Wh/ciclo	M			8	ciclos/semana	E	12,7	
Ducha eléctrica	3,75	kW	M				6,6	min/persona	E	63,1	
										176,2	

Estratos 1,2 y 3. Promedio de 5,1 personas/hogar. E: Información de encuesta.

M: Resultado de mediciones.

Fuente: UNAL (2006)

Tabla 16. Consumo promedio mensual de energía por Electrodomésticos con medidas de uso eficiente

Equipo	Capacidad		Número	Unidad	Servicio	Unidad	Subtotal consumo	Cosumo kWh/mes			
Iluminación			E								
Incandescentes	60	W	E	3,0	Puntos il	E	2	hr/día	E	10,8	
Incandescentes	100	W	E	0,0	Puntos il	E	2	hr/día	E	0,0	
LFC	15	W	E	5,3	Puntos il	E	2	hr/día	E	4,8	
Florescentes	30	W	E	0,5	Puntos il	E	2	hr/día	E	0,9	16,5
TV	45	W	M				6,1	hr/día	E	8,2	
Nevera	15 a 21"	38,3	kWh/mes	M						38,3	
Plancha	9 a 12 ft3	1000	W	M			2,5	hr/semana	E	10,7	
Licudadora	540	W	E				5,2	min/día	E	1,2	
Lavadora	15 a 22 lb	370	Wh/ciclo	M			8	ciclos/semana	E	12,7	

Ducha eléctrica	3,75	kW	M	6,6	min/persona	E	63,1
							150,7

E: Información de encuesta. M: Resultado de mediciones.

Fuente: UNAL (2006)

Codensa introdujo en 2003 el sistema de crédito para el hogar enfocado principalmente para los estratos 2 y 3, para personas con hábito de pago oportuno de la factura. Al inicio, la tasa de interés estaba cinco puntos por debajo de la del mercado bancario. Este sistema seguramente incidió en la adquisición de electrodomésticos y en un mayor consumo de energía.

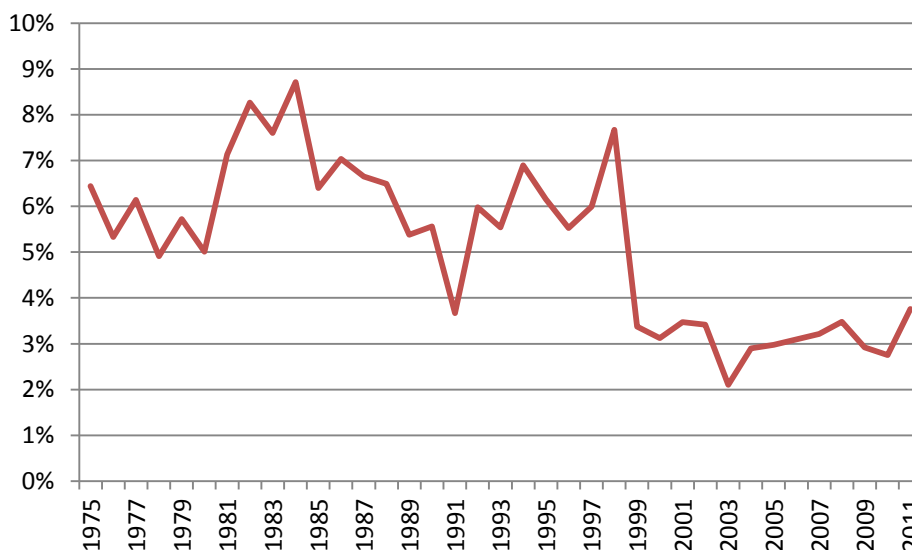
De 2006 a 2012 han transcurrido siete años en los cuales el programa de crédito ha facilitado la adquisición y renovación de gran cantidad de electrodomésticos, de lo cual, no se cuenta con estadísticas, pero, seguramente, debe haber incidido en un cierto período, en un mayor consumo y en mejora de la calidad de vida. Por ejemplo, según información de Codensa, una gran cantidad de créditos se han dirigido a la compra de lavadoras, televisores y computadores en la última década.

2.4 Patrones de comportamiento de la demanda residencial

La evolución de demanda residencial puede observarse y explicarse alrededor del crecimiento en el número de clientes o suscriptores y el consumo promedio de energía de los diferentes estratos.

Entre 1975 y 1999, se presentan altas tasas de crecimiento del número de usuarios del área de Codensa que oscilan alrededor del 6%. A partir de 2000, se da un cambio drástico en el ritmo del crecimiento de los suscriptores, el cual oscila alrededor del 2.5%. El Gráfico 36 ilustra este comportamiento.

Gráfico 36. Variación del número de usuarios en el Área de Codensa



Fuente: Elaborado con base en las series entregadas por Codensa.

En 2012, la estructura de usuarios del sector residencial muestra una concentración en los estratos 2, 3 y 4. La Tabla 17 ilustra las participaciones anteriores.

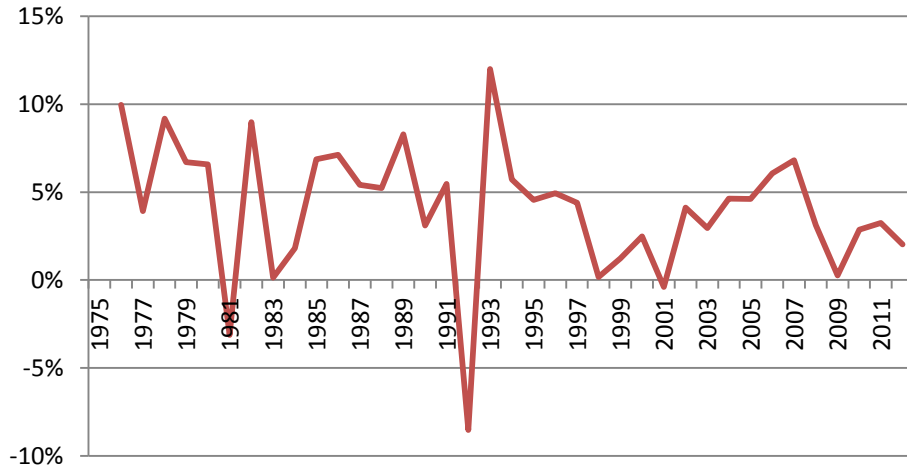
Tabla 17. Estructura de Usuarios por Estratos en el Área de Codensa

BOGOTÁ, D.C. 2012	
Estrato 1	6,9%
Estrato 2	35,5%
Estrato 3	35,7%
Estrato 4	13,5%
Estrato 5	4,7%
Estrato 6	3,7%
Residencial	100,0%

Fuente: Codensa

El comportamiento del consumo anual total del área de Codensa en el sector residencial muestra tasas sostenidas de crecimiento durante ciertos períodos con fuertes caídas como la presentada en el racionamiento de 1992 y en la desaceleración del crecimiento económico en 1999, como se puede observar en el Gráfico 37.

Gráfico 37. Variación del Consumo anual de Energía en el Área de Codensa 1975 - 2012



Fuente: Elaborado con base en datos de Codensa.

Con respecto del nivel de consumo promedio mensual por cliente residencial, el Gráfico 38 ilustra que, entre 1975 y 1995, se presentaron consumos superiores a los 250 kWh/mes con tarifas altamente subsidiadas. A partir de 1996 y hasta 2001 se da un proceso sostenido de reducción del consumo promedio debido a que entre 1995 y 2000 se realizó el desmonte gradual de los subsidios otorgados por encima de los permitidos en la Ley 142 de 1994⁷³. A partir de 2001 el consumo promedio mes tiende a estabilizarse alrededor de 170 kWh.

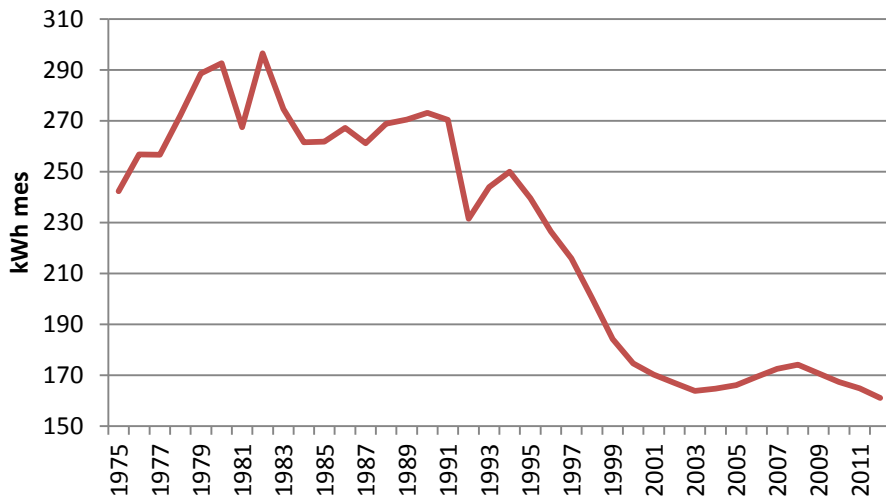
En efecto, como se ve en el Gráfico 39 que relaciona el nivel tarifario y el promedio del consumo mensual del sector residencial para los años 1975 a 2012, se observa que la curva de demanda es altamente elástica en el rango superior a los 180 kWh, y se torna inelástica en niveles de consumo inferiores.

Posteriormente al desmonte de los subsidios por encima de los toques permitidos por ley, se tienen los siguientes hitos tarifarios:

- Nuevos cargos de distribución entre 2003 y 2004 los cuales implicaron un incremento con relación a los que venían vigentes.

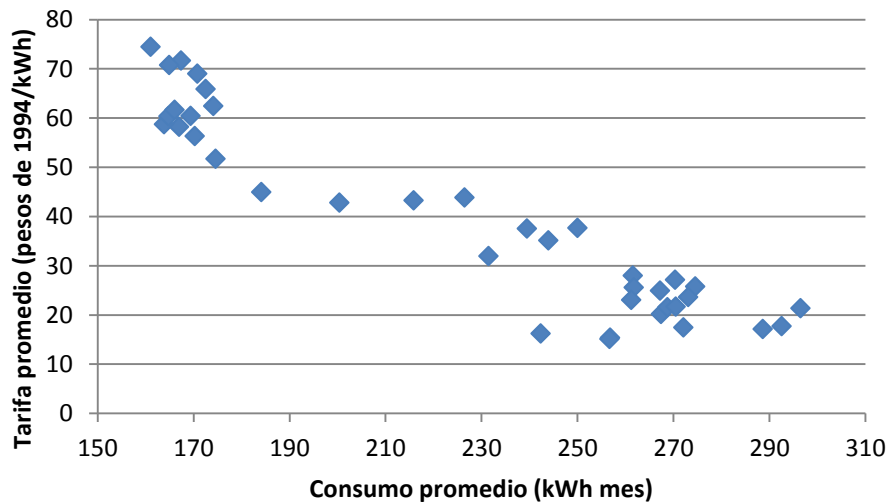
⁷³ Mediante Resolución 115 de 1996 la CREG, en cumplimiento del Artículo 1o. de la Ley 286 de 1996, definió el plazo y la celeridad para alcanzar los límites establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994 y 223 de 1995 en materia de tarifas y subsidios de energía eléctrica, para las Zonas No-Interconectadas. Posteriormente, la Resolución CREG 071 de 2000 precisó el programa de desmonte de subsidios.

Gráfico 38. Evolución del consumo promedio por suscriptor residencial en el Área de Codensa 1975 - 2012



Fuente: Elaborado con base en información de Codensa

Gráfico 39. Relación del Consumo Promedio vis a vis la Tarifa Promedio en el área de Codensa 1975 - 2012



Fuente: Elaborado con base en información de Codensa

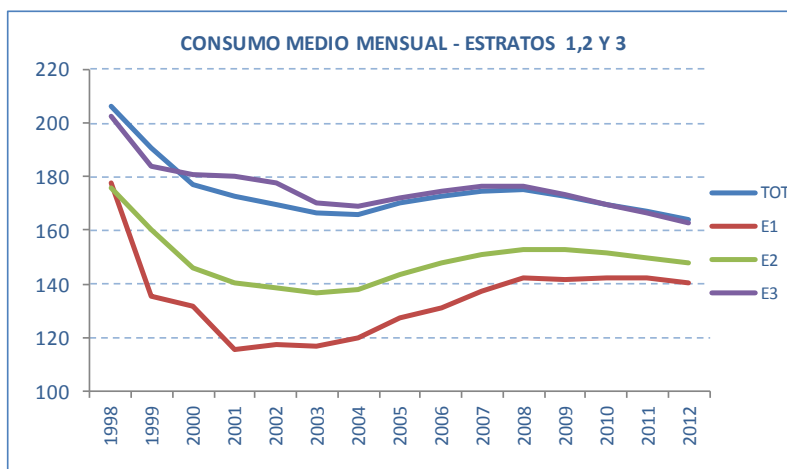
- Reducción gradual del consumo de subsistencia al cual se aplican los subsidios de ley de 200 kWh a 130 kWh entre 2006 y 2007 para alturas superiores a los 1.000 metros como las que se dan en la sabana de Bogotá.

- Limitación de los incrementos tarifarios al IPC para los estratos 1 y 2 en los años 2004 a 2006 mediante la Ley 812 de 2003 (PND).⁷⁴
- Creación de los cargos de distribución por áreas regionales para la ADD oriente en 2009, ordenadas por el Decreto 388 de 2007, con un impacto importante para el área de Codensa.
- Ocurrencia de Niño severo 2010/11.

El Gráfico 40 muestra la evolución del consumo promedio residencial, por estrato, para el área total atendida por Codensa desde 1998, reflejando las diferentes elasticidades de la demanda a la tarifa de cada uno.

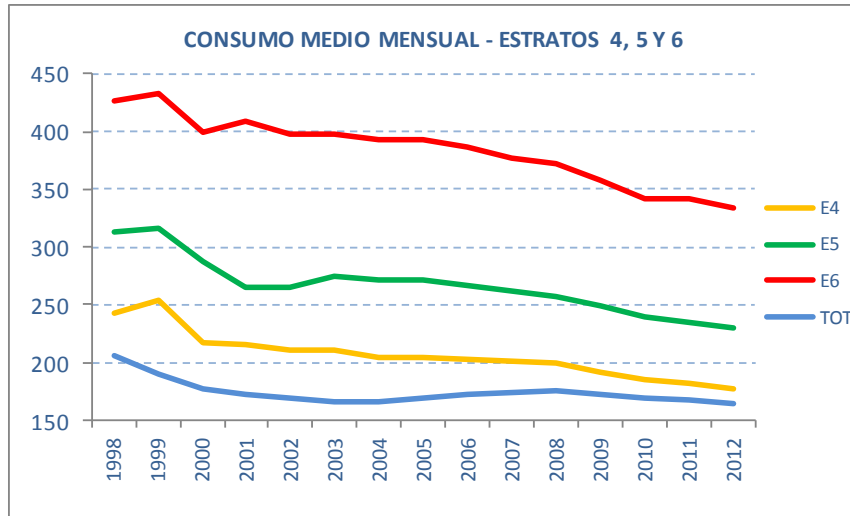
También se observa que, a pesar de que hacia 2004 se inicia una recuperación del consumo promedio, este tiende a estabilizarse desde 2008, en niveles considerablemente inferiores a los obtenidos en 1998.⁷⁵

Gráfico 40. Consumo Promedio Mensual por Estratos 1998 - 2012



⁷⁴ Ley 812 de 2003, artículo 16, para los años 2004, 2005 y 2006. La nueva metodología de cargos de distribución, aprobada por la CREG en 2002, implicó incrementos por encima de la inflación. Para evitar incrementos inmediatos, la CREG aprobó opciones tarifarias para permitir una gradualidad de los mismos.

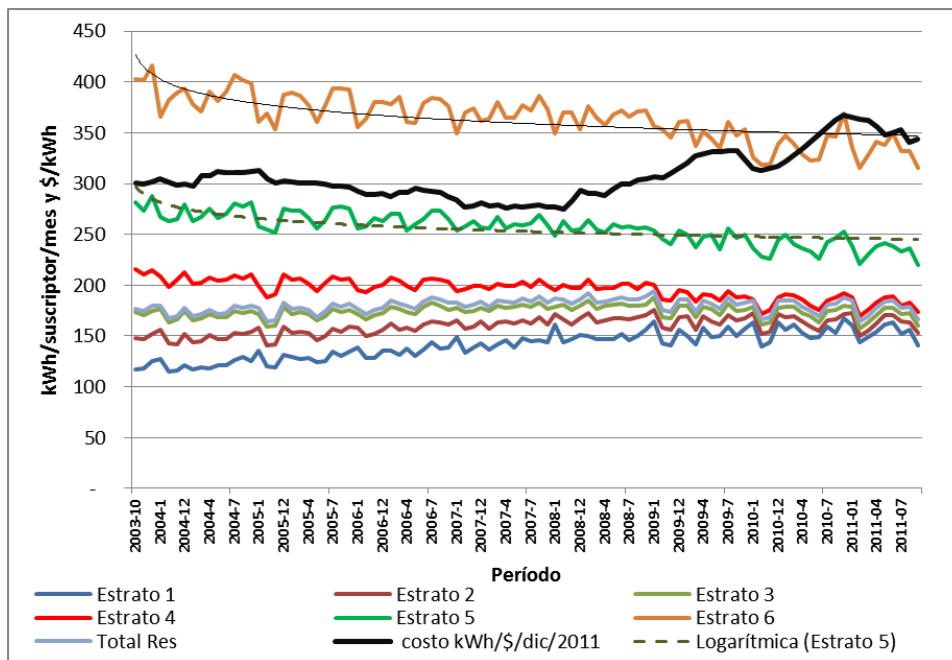
⁷⁵ De acuerdo con información de Codensa, en el año 2005-2006 se presentó una reclasificación de clientes entre Soacha y Bogotá, que redujo el número de clientes asociados a Bogotá desde 2006. Así mismo, en el año 2009 se realizó una re estratificación de gran alcance en Bogotá, en cumplimiento del Decreto Distrital 544 de 2009.



Fuente: Codensa

Con base en información del SUI y exclusivamente para Bogotá, el Gráfico 41 presenta el comportamiento del consumo promedio mensual por estratos a partir de 2000.

Gráfico 41. Evolución del Consumo Promedio por Suscriptor y del Costo del Servicio por kWh (\$/dic/2011) en Bogotá



Fuente: Elaboración Fedesarrollo con base en el SUI de la SSPD

A pesar de la tendencia de la gráfica respecto de la reducción del consumo promedio residencial para el período 10/2003 – 09/2011 para Bogotá (mercado que fundamentalmente

es atendido por Codensa Comercializador), la observación de las ventas del período 2006 – 2012 en el mercado regulado (que incluye residencial y no residencial) muestra una tendencia del consumo promedio a estabilizarse.

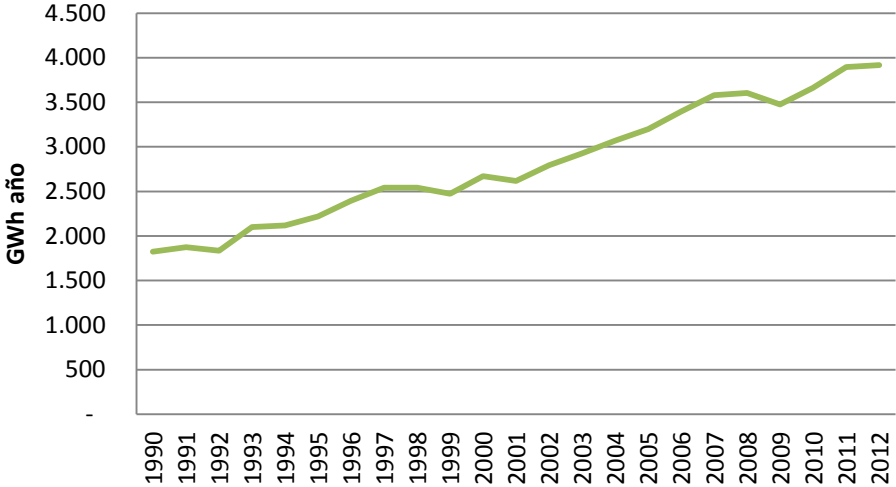
De esta manera, podría pensarse que el incremento del consumo de los clientes regulados no residenciales del mercado Codensa Comercializador (principalmente comercio y servicios), permite compensar la reducción del consumo promedio del sector residencial.

En 2012, se podría esperar, tal como lo siguieren las estadísticas anteriores, una tendencia a la estabilización del consumo promedio de los estratos debido a: i) no se esperan grandes cambios tarifarios, ii) el programa de crédito de Codensa hogar se encuentra en un estado estable, iii) la sustitución de bombillos incandescentes debe haberse dado ya, en buena medida; y iv) no se esperan, en el corto plazo, cambios tecnológicos que afecten drásticamente el consumo de energía de los electrodomésticos.

2.5 Patrones de la demanda industrial en el área Codensa

El Gráfico 42 ilustra el crecimiento de la demanda de energía del sector industrial en el área de Codensa desde 1990 (incluye todos los comercializadores), pudiéndose observar los momentos de desaceleración en 1999 y 2009.

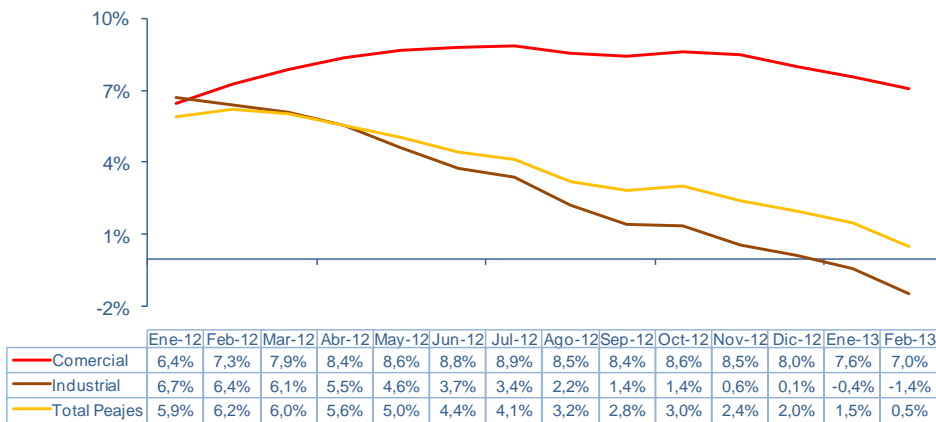
Gráfico 42. Evolución de la Demanda Anual Industrial 1990- 2012 Área Codensa (GWh)



Fuente: Elaboración Fedesarrollo con base en información de Codensa

Durante el año 2012 y corrido del 2013, la industria atendida por otros comercializadores, la cual se clasifica como usuarios no regulados por su nivel de consumo, ha venido en un proceso sostenido de desaceleración, tal como se observa en el Gráfico 43.

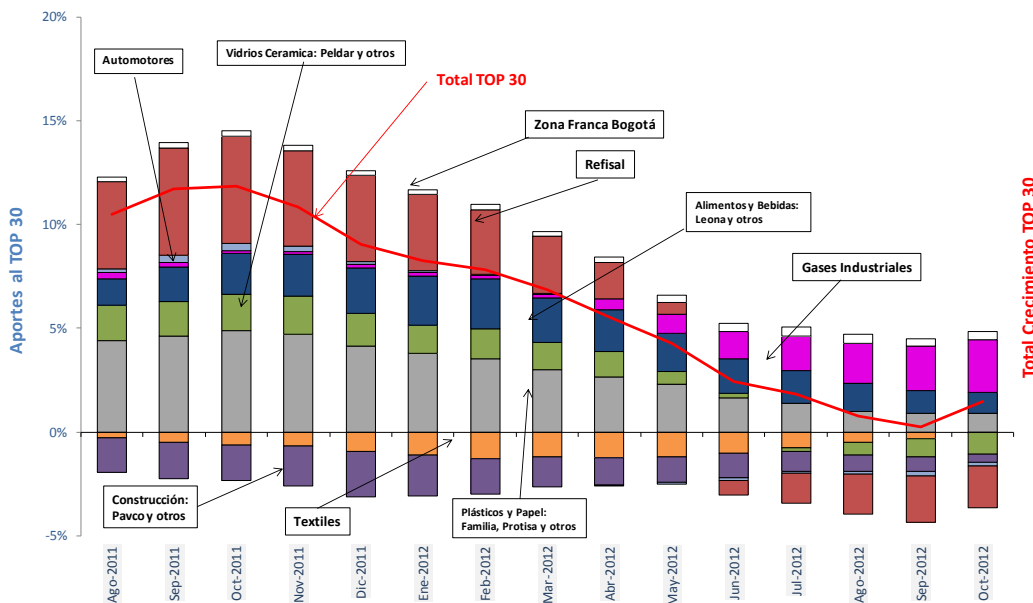
Gráfico 43. Variación de la Demanda Industrial y Comercial en el Área de Codensa, atendida por otros Comercializadores – Enero 2012 – febrero 2012



Fuente: Codensa

La desaceleración del consumo industrial de energía se explica por la de actividades como la refinación de sal, plásticos y papel, vidrios y cerámica, construcción y textiles, como se ilustra en el Gráfico 44.

Gráfico 44. Comportamiento del Consumo de Principales Industrias en el Área de Codensa



Fuente: Codensa

La Tabla 18 muestra los consumos de las Zonas Francas en el área de Codensa los cuales representan una demanda de 7 MW, el 0.3% de la demanda de potencia de la empresa.

Tabla 18. Consumo de Energía de Zonas Francas

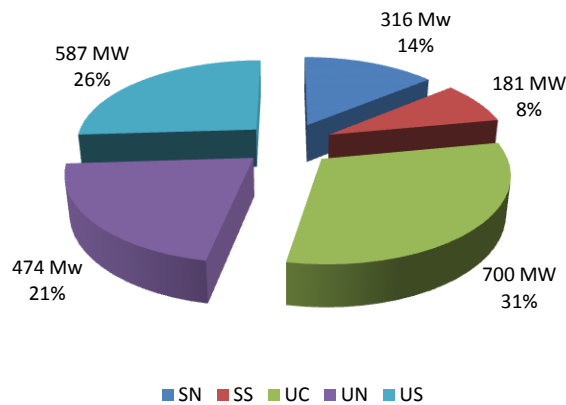
	2008	2009	2010	2011	2012
ZONA FRANCA	34.237.863	38.967.522	44.085.011	45.701.155	50.144.008
ZONA FRANCA DE OCCIDENTE					538.484
ZF PERM INTEXMODA		17.740	33.035	561.327	1.167.072

Fuente: Codensa

2.6 Patrones de la demanda a nivel espacial y por localidad

El área atendida por Codensa se encuentra dividida en cinco zonas: Sabana Norte (SN), Sabana Sur (SS), Urbano Norte (UN), Urbano Centro (UC) y Urbano Sur (US). Gráfico 45 ilustra la participación de cada zona en 2012, siendo las de mayor peso UC con el 31%, US con el 26% y UN con el 21%. No se cuenta con información histórica del comportamiento de la demanda para estas zonas.

Gráfico 45. Participación Zonal del Área de Codensa en la Demanda de Potencia – 2012



Fuente: Codensa.

3. Proyecciones de demanda de Bogotá y la Región

Esta sección se divide en tres partes: la primera presenta una descripción de los modelos generalmente utilizados en Colombia para la elaboración de proyecciones de demanda de energía eléctrica; la segunda, presenta las proyecciones de corto plazo; y la tercera, las proyecciones de largo plazo. Al final del capítulo se incluye, como anexos, descripciones de las series y fuentes de información y la descripción matemática de los modelos utilizados.

3.1 Revisión de modelos y proyecciones de demanda del sector eléctrico en Colombia

En Colombia se cuenta con amplia trayectoria en proyecciones de demanda de energía eléctrica a nivel agregado y por grandes regiones, y más recientemente, para áreas más pequeñas denominadas unidades de control de pronóstico, UCP. Estas proyecciones son elaboradas por la UPME, autoridad gubernamental encargada de las proyecciones oficiales de energía.

Las proyecciones de la UPME son adoptadas por los agentes del sector para sus propios ejercicios, sin perjuicio de los ajustes que cada uno considere necesarios según su percepción del futuro.

A continuación se presentan los elementos de las proyecciones de demanda de energía eléctrica elaboradas por la UPME en los niveles nacional y regional, como también, las elaboradas por Codensa, con el fin de identificar aquellos aspectos relevantes del modelo para elaborar las propias proyecciones de este estudio.

Modelos de proyección de la UPME

La UPME tiene proyecciones de demanda de energía eléctrica en diferentes instancias: i) el Plan Energético Nacional (PEN), ii) el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión de energía eléctrica, iii) las proyecciones periódicas de demanda de energía eléctrica a corto y largo plazo, y iv) las proyecciones para las Unidades de Pronóstico UCP.

i. Plan Energético Nacional

El PEN presenta un análisis y proyección integral del sector energético, identificando objetivos de política. En cuanto a energía eléctrica, las proyecciones de demanda toman en cuenta los escenarios elaborados y revisados periódicamente por la UPME para este energético en forma individual.

ii. Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2012-2025

Corresponde realmente al plan de transmisión para el corto y mediano plazo, y una visión de largo plazo al año 2025 (5, 10 y 15 años respectivamente). Este plan se desarrolla mediante un proceso interactivo entre autoridades y agentes, reglamentado por la CREG.

Para el análisis de las necesidades de infraestructura de transmisión se utiliza la última versión de proyecciones de demanda que revisa periódicamente la UPME. El análisis de corto y mediano plazo se realiza en forma detallada por áreas eléctricas—entre las cuales

se encuentra el área de la sabana de Bogotá. También toma en cuenta las expansiones planteadas por los Operadores de Red en los Sistemas de Transmisión Regional (STR).

iii. Proyecciones periódicas de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima

La UPME realiza y revisa, cada tres o cuatro meses, las proyecciones de demanda de energía y potencia para el corto y largo plazo (3 y 20 años respectivamente), las cuales publica en un documento oficial—sin embargo, los detalles de las especificaciones de los modelos utilizados no son públicos.

La demanda de energía eléctrica nacional⁷⁶ está constituida por la suma de las ventas de energía reportadas por las empresas distribuidoras, la demanda de las cargas industriales especiales y las pérdidas de transmisión y distribución. La demanda también se diferencia entre regulada y no regulada para efecto de las proyecciones.

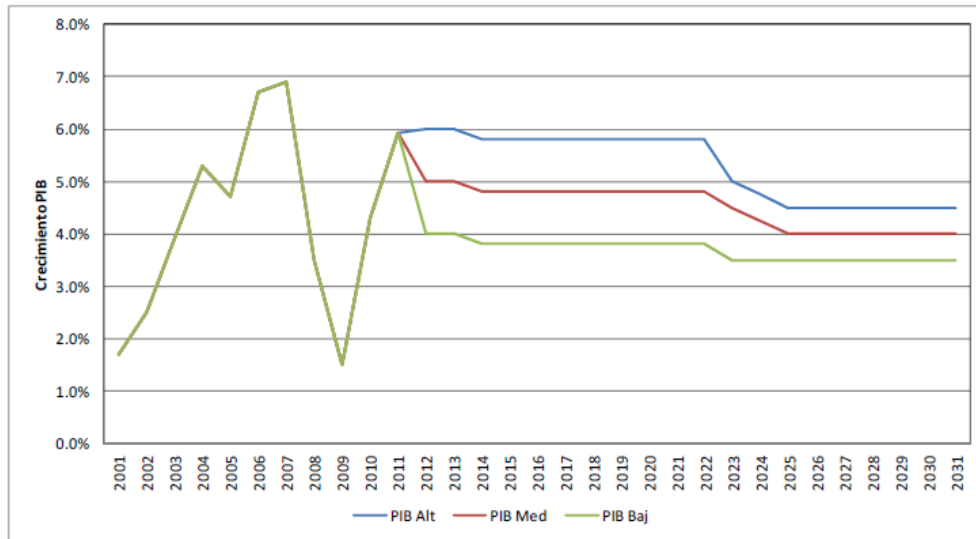
La revisión periódica consiste en tomar en cuenta la información histórica de demanda, de clima e hidrología—con sus respectivas proyecciones del IDEAM, y de cargas o demandas especiales, para estimar proyecciones a partir de modelos econométricos.

Para análisis de corto plazo, se proyecta la demanda mensual de energía eléctrica del país, y se agrega para llevarla a escala anual. Se tienen en cuenta efectos calendario y se incluye como variable incidente la temperatura promedio mensual, debido a que su variación, asociada a fenómenos climáticos como El Niño y La Niña, afecta los consumos de energía.

La UPME emplea diferentes modelos a fin de obtener pronósticos para diferentes horizontes de tiempo. Con modelos multivariados proyecta el comportamiento anual de las series de ventas totales de energía, las ventas sectoriales y la demanda de energía, y las relaciona con variables como el PIB nacional, el valor agregado por sectores, el consumo final de la economía, los índices de precios y de crecimiento de la población, entre otros. Para crear escenarios alternativos de la demanda futura de energía, considera los escenarios alternativos del futuro crecimiento del PIB (bajo, medio y alto) que publican el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, MHCP, y del Departamento Nacional de Planeación, DNP (Gráfico 46).

⁷⁶ Esta demanda nacional no considera transacciones internacionales de energía.

Gráfico 46. Proyecciones de PIB utilizadas por la UPME



Gráfica 3.2 Escenarios de Crecimiento del PIB. Fuente: DANE, MHCP.

Fuente: Tomado del documento de revisión de proyecciones UPME noviembre de 2012

A estas proyecciones se les agregan las pérdidas de energía en la distribución, subtransmisión y transmisión. Las pérdidas del STN se suponen de un valor constante del 1.8% sobre las ventas nacionales, y las pérdidas de los sistemas de distribución se toman como el 15.5% sobre las ventas. Además, se consideran las demandas de energía de cargas industriales especiales (Occidental de Colombia OXY, Cerrejón, Cerromatoso, y las futuras cargas de Cira-Infantas, Rubiales, Ecopetrol y Drummond), obteniendo así el total de demanda nacional anual proyectada.

Luego, “Las proyecciones anuales de demanda de energía para todo el horizonte de pronóstico, se obtienen aplicando de manera complementaria, ambas metodologías descritas y se procede a realizar la desagregación a escala mensual de cada año de proyección. Para ello, en el corto plazo se emplea la estructura de distribución porcentual de los modelos de series de tiempo y para el largo plazo la distribución media mensual de los datos históricos, aplicando la distribución mensual descrita por el comportamiento de la serie de demanda de los años 1999-2012.”

Finalmente, “Para la obtención de la potencia, dada la dificultad de proyectar un evento que se presenta durante una hora al mes, se parte de la demanda de energía eléctrica mensual a la que se le aplica el factor de carga mensual, el cual se obtiene con base en la información de los últimos años. Igualmente, se introduce una sensibilidad en variación sobre este factor, para lo cual se considera que puede cambiar tanto hacia abajo como hacia arriba. Este aspecto, junto con los escenarios de demanda de energía, permite completar la definición de los escenarios alto, medio y bajo de potencia. Una vez obtenidas las

proyecciones de potencia mensual, para cada año, se selecciona el valor máximo que será el valor de potencia máxima anual nacional.”

iv. *Proyecciones de demandas regionales de las Unidades de Control de Pronóstico (UCP)*

La UPME realiza también las Proyecciones Regionales de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia con el fin de evaluar el comportamiento de cada región respecto de la demanda total nacional. Estas se realizan para las UCP según la clasificación del Centro nacional de Despacho CND. Para ello se analizan las series de información desde 1999. La Tabla 19 muestra la revisión de UCP de septiembre de 2012⁷⁷ y el escenario medio de crecimiento en energía con promedio anual de 4.13%⁷⁸ para la UCP Centro (Bogotá y Cundinamarca). La Tabla 20 muestra las proyecciones de potencia máxima.

Tabla 19. Proyección de Demanda de Energía, Tres Escenarios, UCP Centro, GWH

	Escenario Alto	Escenario Medio	Escenario Bajo
2010	13.181,33	13.181,33	13.181,33
2011	13.569,19	13.569,19	13.569,19
2012	14.226,54	14.003,75	13.780,97
2013	15.184,71	14.719,86	14.255,00
2014	15.840,36	15.206,86	14.573,37
2015	16.555,69	15.738,68	14.921,68
2016	17.815,38	16.800,78	15.786,18
2017	18.772,49	17.547,00	16.321,51
2018	19.764,86	18.315,89	16.866,92
2019	20.759,70	19.075,28	17.390,86
2020	21.605,38	19.674,10	17.742,82
2021	22.768,59	20.550,49	18.347,14

Fuente: UPME, Proyecciones Regionales de Demanda

Tabla 20. Proyección de Potencia Máxima, Escenarios UCP Centro, MW

	Escenario Alto	Escenario Medio	Escenario Bajo
2010	2.211,00	2.211,00	2.211,00
2011	2.275,00	2.275,00	2.275,00
2012	2.330,15	2.253,11	2.227,00
2013	2.501,32	2.403,28	2.305,25
2014	2.634,79	2.504,37	2.373,95

⁷⁷ Documento aún no público.

⁷⁸ Este mismo porcentaje se estimaba en el documento de mayo de 2011.

2015	2.824,88	2.659,54	2.518,47
2016	3.019,81	2.817,10	2.614,39
2017	3.266,89	3.024,50	2.782,10
2018	3.404,81	3.124,62	2.874,92
2019	3.604,79	3.301,12	2.997,45
2020	3.843,98	3.519,58	3.195,17
2021	4.158,50	3.778,69	3.400,14

Fuente: UPME, Proyecciones Regionales de Demanda

Modelos de proyección de Codensa

Codensa requiere pronósticos de demanda para guiar sus proyecciones financieras y plan de inversiones. La empresa utiliza modelos similares a los de la UPME para pronosticar. En las proyecciones de corto plazo (año en curso y siguiente), utiliza modelos ARIMA con series de tiempo mensuales de cinco años de venta por sectores, de la demanda del área cubierta por Codensa y de la potencia máxima mensual. En el mediano y largo plazo, emplea modelos multivariados con los que explica el comportamiento del consumo de energía por sector—residencial, industrial, comercial, oficial y alumbrado público—a partir del PIB, las tarifas, y el número de usuarios que atiende.

Para las regresiones sectoriales, Codensa obtiene un PIB industrial y comercial agrupando subsectores económicos según los códigos de facturación. Este procedimiento le permite analizar la relación entre la demanda de energía, el ingreso y la facturación de cada sector de consumo. Si bien se trata de un refinamiento que permite estimar modelos desagregados, tiene la desventaja de no contar con proyecciones del PIB sectorial con las cuales crear escenarios futuros. Como estrategia, define discrecionalmente escenarios de variaciones porcentuales de la demanda de energía.⁷⁹

El pronóstico de potencia máxima del área de Codensa se obtiene con base en el pronóstico de demanda de energía y el factor de carga anual histórico—similar a cómo lo hace la UPME.

Análisis de demanda por zonas

Codensa realiza análisis de cinco zonas: Sabana Norte, Sabana Sur, Urbano Norte, Urbano Centro y Urbano Sur. Con base en el análisis del crecimiento de demanda de potencia má-

⁷⁹ Otra estrategia para crear escenarios es basarse en supuestos de la relación entre el PIB por ramas de actividad/total, y entre el PIB regional/nacional, y luego aplicar los pronósticos del PIB total nacional a los PIB sectoriales y regional. Sin embargo, estos supuestos son fuertes.

xima en las diferentes zonas y subestaciones, elabora las proyecciones y el plan de inversiones en infraestructura.

Para las proyecciones de demanda toma en cuenta el crecimiento histórico del número de usuarios, de la demanda de energía y la identificación de proyectos importantes—que pueden ser de tipo industrial, vivienda o infraestructura vial —que solicitan conexión a la red.

La identificación de dichos proyectos y su impacto en la configuración del sistema eléctrico se hace por sondeo. No existe una metodología definida para la interacción entre el proceso de ordenamiento territorial y el del servicio de energía. En general, la expansión de las redes va detrás de la demanda y resulta, en cierta forma, acorde a los incentivos regulatorios de remuneración a la distribución mediante el costo medio histórico—el cual no mira las perspectivas de crecimiento de la demanda.⁸⁰ Tampoco consulta las orientaciones de la planeación territorial tal y como se analizó en el capítulo 2.

En lo que respecta al STR, los proyectos son presentados a la UPME y ésta los evalúa tomando en cuenta modelos de planeamiento que consideran el STN y las proyecciones de la demanda nacional.

En última instancia, a partir de las series históricas de demanda por subestaciones, el factor de diversidad y de coincidencia, Codensa emplea un modelo de optimización con el que busca consistencia entre la proyección individual, zonal y global.

3.2 Proyecciones de demanda de energía eléctrica en el corto plazo

Con el propósito de proyectar la demanda de energía eléctrica de la región de Bogotá y Cundinamarca hasta 2014, se ajusta un modelo de series de tiempo univariadas a las ventas mensuales de electricidad⁸¹ en el área Codensa—que incluye las ventas de Codensa y de otros comercializadores—entre enero de 2005 y febrero de 2013.

⁸⁰ De acuerdo con las señales regulatorias de la CREG, el operador de red, OR realiza la expansión en la medida que el costo medio de la misma no supere el costo medio del cargo de distribución aprobado. Así, por ejemplo, la configuración de la red de tensión media no necesariamente favorece la localización y conexión de la industria en determinados sitios donde los cargos de distribución sean menores y así poder obtener menores costos de producción.

⁸¹ Variables climáticas, como la temperatura o pluviosidad, son comúnmente usadas para modelar la demanda de energía en el corto plazo. En el caso de la región de Bogotá y Cundinamarca, los fenómenos climáticos no tienen un impacto relevante sobre la demanda de energía, así que se puede prescindir de información climática para las proyecciones de demanda de energía eléctrica. En otras regiones del país, como en la Costa Caribe, El Niño sí puede ser un fenómeno influyente en la demanda de energía eléctrica.

Se ajusta un modelo ARIMA siguiendo la metodología de Box y Jenkins (1970). Las pruebas estadísticas, no presentadas acá, no rechazaron la existencia de una raíz unitaria simple y de una raíz unitaria estacional, de manera que se incluyeron términos estacionales al modelo. El modelo especificado, con base al criterio de información de Schwarz (BIC), es un $SARIMA(2,1,0)(2,1,1)$. La estimación es:

$$\Delta\Delta_{12}v_t = -1.04\Delta v_{t-1} - 0.45\Delta v_{t-2} - 0.02\Delta_{12}v_{t-1} - 0.21\Delta_{12}v_{t-2} - 0.80e_{t-12}$$

En donde v_t denota las ventas mensuales de energía eléctrica medidas en GWh mes, Δ es el operador diferencia, y e_t es un error gaussiano.

Resultados de las proyecciones

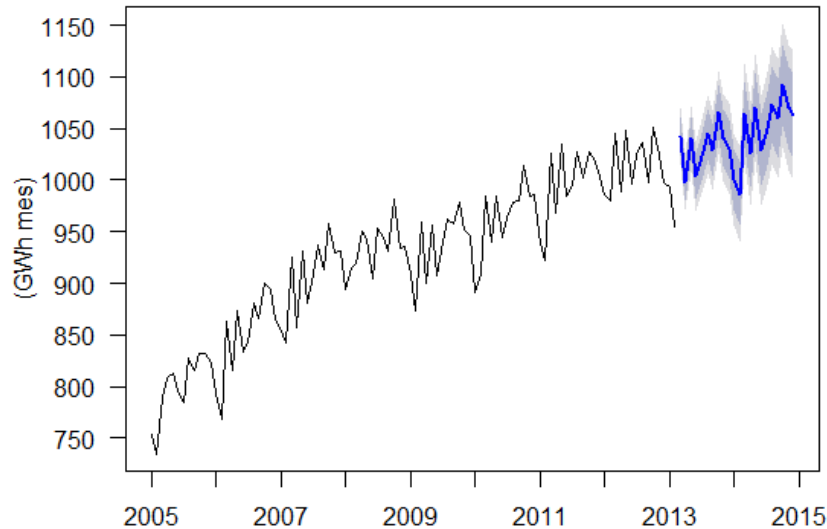
Las proyecciones, junto con los intervalos de predicción, se presentan en la Tabla 21 y en el Gráfico 47. Se estiman pronósticos desde marzo de 2013 hasta diciembre de 2014, para un total de 22 meses adelante.

Tabla 21. Pronóstico de Ventas Corto Plazo (GWh/mes)

	Pronóstico	Umbral inferior (95%)	Umbral superior (95%)
mar-13	1.044	1.016	1.072
abr-13	1.003	975	1.031
may-13	1.045	1.013	1.077
jun-13	1.008	974	1.043
jul-13	1.024	989	1.060
ago-13	1.049	1.011	1.088
sep-13	1.033	993	1.072
oct-13	1.067	1.025	1.108
nov-13	1.047	1.004	1.090
dic-13	1.035	991	1.079
ene-14	1.008	962	1.054
feb-14	995	949	1.042
mar-14	1.068	1.019	1.117
abr-14	1.032	982	1.082
may-14	1.076	1.024	1.128
jun-14	1.035	981	1.088
jul-14	1.055	1.000	1.110
ago-14	1.078	1.022	1.134
sep-14	1.062	1.004	1.119
oct-14	1.096	1.037	1.155
nov-14	1.076	1.015	1.136
dic-14	1.064	1.002	1.125

Fuente: Cálculos propios

Gráfico 47. Proyección de Ventas de Energía Eléctrica Corto Plazo Área de Codensa OR- Marzo 2013 – Diciembre 2014



Fuente: Cálculos propios

De los pronósticos a diciembre de 2013, las ventas para el área de Codensa alcanzarán su pico en octubre (entre 1.025 y 1.108 GWh, según los intervalos de confianza) y su valle en abril (entre 975 y 1.031 GWh). Se estima que el mayor incremento en las ventas con respecto al mes del año anterior sería en septiembre, mientras que el menor crecimiento se experimentaría en mayo.

El pico de las ventas para 2014 sería visto en octubre (1037-1155 GWh), y el valle en febrero (949-1042GWh). Después de marzo de 2014, se estima que las ventas crecerán por encima del 2,75% con respecto al mismo mes del año anterior.

En cuanto a las ventas acumuladas en el año, se estima que en 2013 estarán entre 11.940 y 12.668 GWh, y para 2014 entre 11.997-13.292 GWh.

3.3 Proyecciones de demanda de energía eléctrica en el largo plazo

En esta sección se proyecta la demanda anual de energía en Bogotá y Cundinamarca (ByC) siete años adelante, hasta 2020. Aunque es deseable para el estudio elaborar proyecciones separadas para el Distrito Capital, para el área de Codensa y para el área de la Empresa de Energía de Cundinamarca, las restricciones en la información histórica y en los niveles de desagregación de las variables limitan aquel alcance (ver Anexo del capítulo 3).

Las proyecciones se estiman a partir de modelos de series de tiempo VAR y VEC, ajustados al consumo anual de energía eléctrica en función de variables típicamente usadas en la literatura, como el producto interno bruto per cápita y el precio de la energía eléctrica.⁸²

Se estiman dos tipos de modelos. El primero es el “modelo agregado”, en el que se pronostica el consumo total de energía en Bogotá y Cundinamarca. El segundo es el “modelo sectorial”, en el que el consumo total de energía en la región se pronostica a partir del consumo de energía eléctrica desagregado según sectores de uso final: sector productivo (industrial y comercial) y sector residencial. La lógica de esta separación está en que la demanda de energía de cada sector responde a factores e incentivos distintos.

A continuación se enuncian las variables utilizar en los modelos y se describen la construcción y fuentes de los datos. Luego, se detallan los modelos econométricos estimados. Por último, se presentan los resultados de las proyecciones y se contrastan contra las proyecciones de la UPME y Codensa.

Variables y descripción de los datos

- *Consumo de energía eléctrica*

Se utiliza la serie de consumo anual de electricidad (en GWh) del área Codensa entre 1985 y 2012, proporcionada por la misma empresa. El área Codensa abarca a Bogotá, los municipios de la Sabana y cerca de 80 municipios de Cundinamarca. El consumo atendido en el área Codensa es la suma del consumo de los clientes regulados y clientes no regulados de la gran industria y comercio—cuyo consumo incluye el atendido por otros comercializados a través de los peajes de Codensa. El consumo se puede desagregar según los sectores residencial, industrial, comercial, oficial y alumbrado público.

⁸² El precio de los sustitutos energéticos (fundamentalmente el gas natural) y la eficiencia energética son variables que frecuentemente se consideran en los modelos de proyección de demanda de energía.

El servicio de gas natural llegó a Bogotá en 1997, y entre ese año y 2002 ocurrió la principal expansión de cobertura del gas residencial; la cobertura actual es del 87%, y la porción restante corresponde a zonas de riesgo por inestabilidad geológica o por normalización de predios. Además, el consumo promedio de electricidad por suscriptor, como ya se señaló, se ha mantenido estable a pesar de la alta penetración del gas en la última década. Por esos motivos, no se considera que en el futuro cercano exista una sustitución de gas natural por electricidad que sea significativa. En el capítulo 4 se analiza de manera particular la competitividad del gas natural frente a los combustibles líquidos para evaluar la incidencia en la demanda de gas natural vehicular y la competitividad del gas natural frente a otros combustibles en el consumo de gas natural en la industria, así como del gas natural frente a GLP y electricidad en el consumo residencial.

El desarrollo tecnológico, especialmente a través de los incrementos en la eficiencia de los electrodomésticos, es una variable que afecta el consumo de energía eléctrica residencial. Sin embargo, una verificación del impacto de dicha variable en la región Capital está fuera del alcance de este estudio, y requeriría de un nuevo estudio como el realizado por la UN (2006) para la UPME.

Geográficamente el área Codensa no abarca todos los municipios de Cundinamarca, así que para completar la serie agregada de consumo de Bogotá y Cundinamarca (ByC) se añadió a la serie de consumo del área Codensa la porción del consumo de Cundinamarca que es atendida por la EEC. El consumo atendido por EEC representa alrededor del 6% del atendido por Codensa, proporción que se ha mantenido estable según la información suministrada por XM (Tabla 22). Por lo tanto, suponiendo dicha participación estable:

$$\text{Consumo de Bogotá y C/marca} = \text{Consumo del área Codensa} * 1,06$$

Tabla 22. Participación de la Demanda de Energía de EEC OR y Codensa OR 2000 – 2012 (en porcentajes)

EMPRESA	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CODENSA OR	22,7	22,2	22,1	21,5	21,5	21,6	22,0	22,7	23,1	22,5	22,7	22,8	22,4
EEC OR	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,3	1,3	1,4
EEC / Codensa	6,1	6,3	6,3	6,2	6,0	5,9	5,8	5,8	5,8	6,1	5,9	5,9	6,2

Fuente: XM

Ahora bien, el consumo de energía eléctrica no es igual a la demanda de energía eléctrica. Para suplir la demanda, los procesos de distribución y comercialización a través de las redes implican pérdidas de energía eléctrica que no llegan al consumidor final. Para obtener la demanda, al consumo se le deben agregar las pérdidas del sistema, de manera que:

$$\text{Demanda de electricidad} = \text{Consumo de electricidad} + \text{pérdidas del sistema}$$

Se supusieron unas pérdidas de 8% del consumo, con base en información de Codensa. Para obtener los pronósticos de demanda de energía eléctrica, el procedimiento que se sigue es ajustar los modelos al consumo de energía eléctrica, y una vez estimados los pronósticos, se agregan las pérdidas del sistema.

- *Tarifas*

La variable de precios de la energía eléctrica utilizada corresponde a las tarifas facturadas a los clientes de la región del área Codensa. El valor de las tarifas es el valor promedio anual en pesos por kWh facturado. En los sectores industrial y comercial, el valor de la tarifa corresponde al promedio ponderado entre las tarifas de los clientes regulados y las tarifas de los grandes clientes no regulados (que XM publica en forma agregada, anónima). Las tarifas están deflactadas con el índice de precios al productor (IPP) de 2005, y comprende observaciones entre 1985-2012 y proyecciones para 2013-2020 (elaboradas por Codensa).

No se cuenta con la serie histórica confiable de las tarifas cobradas por la EEC, pero dado que el consumo del área Codensa representa alrededor del 94% de la región de ByC, se considera que tomar únicamente las tarifas de Codensa es representativo y no afecta los resultados.

- *PIB*

El PIB real de Bogotá y Cundinamarca entre 1985-2011 proviene de las cuentas departamentales del DANE. La serie fue empalmada con la base 2005. El dato regional de 2012, el cual a la fecha no ha sido publicado por el DANE, se obtuvo de los pronósticos de tasa de crecimiento de los PIB departamentales elaborado por Fedesarrollo. Para Bogotá, el pronóstico de crecimiento es 4,0% y para Cundinamarca es 4,4%.

- *Población*

La población de Bogotá y Cundinamarca desde 1980 hasta 2012 corresponde a las estimaciones publicadas por el DANE a partir de los censos nacionales de 1995, 2000, y 2005.

- *Clientes residenciales*

Corresponde al número de clientes residenciales registrados por Codensa.

- *Dummy de racionamiento*

Se incluye una variable *dummy* o binaria para modelar el racionamiento energético que vivió el país en 1992, el cual fue un evento inusual que disminuyó temporalmente el consumo de electricidad. La variable es igual a 1 para el año 1992, e igual a 0 en cualquier otro caso.

- *Crisis económica*

Se incluye también una variable *dummy* para modelar la crisis económica que vivió el país en 1999 y que es un evento atípico para la serie del PIB. La variable es igual a 1 para el año 1999, e igual a 0 en cualquier otro caso.

Modelo de consumo de energía agregado

En el modelo agregado, el consumo total de energía eléctrica en la región es explicado a partir del PIB de la región y de las tarifas de la energía eléctrica.

El consumo total de energía (E) de este modelo corresponde a la suma del consumo de los sectores residencial, industrial y comercial. Se excluyen el sector oficial y el sector de alumbrado público puesto que su consumo y tarifa están determinados por negociaciones

y regulaciones de los gobiernos locales. El PIB (Y) es la suma del PIB de Bogotá y de Cundinamarca. La tarifa (T) en este modelo se obtiene de las tarifas cobradas a los sectores residencial, industrial y comercial, ponderadas de acuerdo al consumo de cada sector. La tarifa, como ya se explicó, se considera una variable exógena del modelo⁸³. Finalmente, se incluyeron dos variables *dummy*: una para el racionamiento eléctrico de 1992 (rac) y otra para la crisis económica de 1999 (cri).

Al aplicar la prueba de la traza de Johansen (ver Enderes, 2002) al consumo y el PIB, a las variables endógenas del modelo, no se rechaza la existencia de una relación de cointegración. Se procede a estimar un vector de corrección de errores (VEC) con una relación de cointegración. A partir de los criterios de información AIC y BIC, y verificando los supuestos del modelo, se especifica el orden del modelo con un rezago de las variables endógenas en nivel y un rezago de las variables endógenas diferenciadas. El *VEC*(1) estimado es:

$$\begin{bmatrix} \Delta E_t \\ \Delta Y_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha_1 \\ \alpha_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & \beta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_{t-1} \\ Y_{t-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta E_{t-1} \\ \Delta Y_{t-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \gamma_1 \\ \gamma_2 \end{bmatrix} [\Delta T_t] + \begin{bmatrix} \delta_{11} & \delta_{12} \\ \delta_{21} & \delta_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} rac_t \\ cri_t \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} u_{1t} \\ u_{2t} \end{bmatrix}$$

Donde los u_{it} son errores que se suponen ruido blanco. Los resultados de las estimaciones de este y los demás modelos se presentan en el Anexo.

Modelo de consumo de energía sectorial

En este modelo, el consumo de energía de la región se desagrega según sectores de uso final de la electricidad. Se ajusta un “submodelo” a los sectores residencial, industrial y comercial, en el que el consumo de energía eléctrica de cada sector se explica a partir de diferentes variables que lo afectan de forma particular. De estos submodelos se estiman los pronósticos del consumo de energía eléctrica por sector, y se suman para obtener el pronóstico del consumo total.

En el primer submodelo, el consumo eléctrico del sector residencial (E^r) se explica a partir de los clientes residenciales (C) y la tarifa residencial (T^r). El modelo a estimar es:

$$\begin{bmatrix} \Delta E_t^r \\ \Delta C_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha_1 \\ \alpha_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & \beta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_{t-1}^r \\ C_{t-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta E_{t-1}^r \\ \Delta C_{t-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \gamma_1 \\ \gamma_2 \end{bmatrix} [\Delta T_t^r] + \begin{bmatrix} \delta_{11} & \delta_{12} \\ \delta_{21} & \delta_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} rac_t \\ cri_t \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} u_{1t} \\ u_{2t} \end{bmatrix}$$

⁸³ Para realizar las proyecciones del consumo eléctrico, se incorporan exógenamente las proyecciones de la tarifa total ponderada, basada en las proyecciones de tarifas entre 2013 y 2020 elaboradas por Codensa.

En donde el superíndice r denota al sector residencial, y los u_{it} son errores que se suponen ruido blanco.

El segundo submodelo contiene los sectores industrial y comercial en un sector denominado “productivo”. El consumo eléctrico del sector productivo (E^{ic}), que es la suma de los consumos industrial y comercial, es explicado por el PIB (Y) y una tarifa ponderada según el consumo de ambos sectores (T^{ic}). El modelo a estimar es:

$$\begin{bmatrix} \Delta E_t^{ic} \\ \Delta C_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha_1 \\ \alpha_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & \beta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_{t-1}^{ic} \\ C_{t-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta E_{t-1}^{ic} \\ \Delta C_{t-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \gamma_1 \\ \gamma_2 \end{bmatrix} [\Delta T_t^{ic}] + \begin{bmatrix} \delta_{11} & \delta_{12} \\ \delta_{21} & \delta_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} rac_t \\ cri_t \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} u_{1t} \\ u_{2t} \end{bmatrix}$$

En donde el superíndice ic denota la suma de los sectores industrial y comercial, y los u_{it} son errores que se supone son ruido blanco.

Resultados de las proyecciones

A los pronósticos del consumo de Bogotá y Cundinamarca, estimados de los modelos agregado y sectorial, se les ajustan las pérdidas del sistema para obtener el pronóstico de la demanda. Las pérdidas actuales se consideran alrededor del 8% del consumo, así que:

$$\text{Pronóstico de Demanda de ByC} = \text{Pronóstico de Consumo de ByC} * 1,08$$

Estos pronósticos ajustados de demanda de energía se presentan en la Tabla 23, y permiten ser comparados con los pronósticos de la UPME para la UCP Centro—que equivale a la región de Bogotá y Cundinamarca.

Tabla 23. Resultado de las Proyecciones de Energía para la Región - Escenario Base

Año	Modelo agregado		Modelo sectorial		Upme	
	GWh	Crec. %	GWh	Crec. %	GWh	Crec. %
2013	14.508	4,1	14.363	3,0	14.720	5,6%
2014	15.083	4,0	14.895	3,7	15.207	3,3%
2015	15.685	4,0	15.453	3,7	15.739	3,5%
2016	16.297	3,9	16.031	3,7	16.801	6,7%
2017	16.959	4,1	16.645	3,8	17.547	4,4%
2018	17.618	3,9	17.267	3,7	18.316	4,4%
2019	18.275	3,7	17.896	3,6	19.075	4,1%
2020	19.024	4,1	18.583	3,8	19.674	3,1%

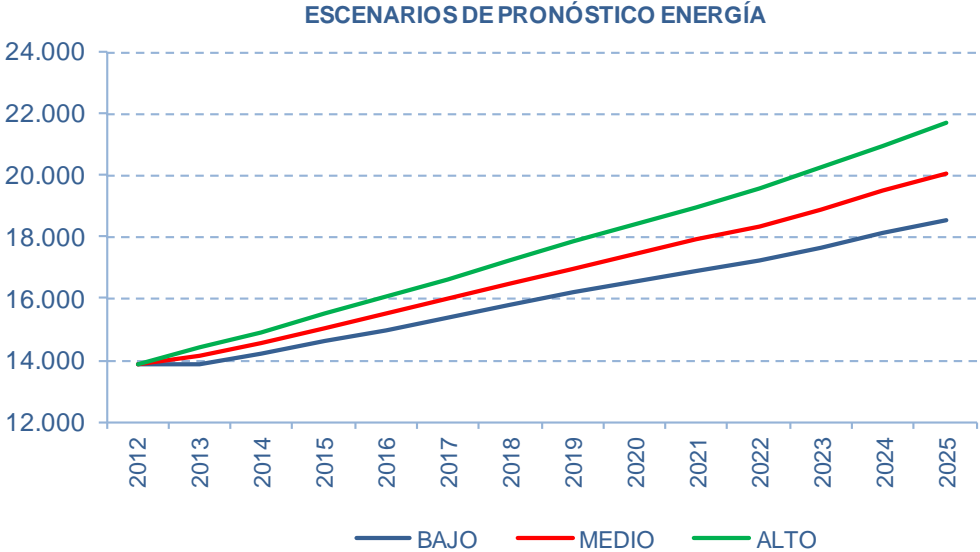
Fuente: Cálculos propios

El modelo agregado pronostica un crecimiento anual de la demanda total de energía eléctrica en la región entre el 3,7% y el 4,1%. Por su parte, el modelo sectorial pronostica un crecimiento anual entre el 3,6% y 3,8%. Para el año 2020, se proyecta que la demanda total estará en el orden de 18500-19000 GWh.

Estas proyecciones son inferiores a las de la UCP Centro elaboradas por la UPME, de crecimientos anuales entre el 3,1% y 6,7%, hasta aproximarse a una demanda de 19600 GWh en 2020.

Las proyecciones de crecimiento anual que obtiene Codensa son: escenario alto 3,51%, escenario medio 2,90% y escenario bajo 2,28%. El Gráfico 48 ilustra las proyecciones de demanda de energía del área de Codensa elaboradas por esa empresa. Si se tiene en cuenta que estas proyecciones corresponden al área Codensa, la cual no incluye la energía correspondiente a la EEC, se puede concluir que las proyecciones del presente estudio son cercanas a las realizadas por Codensa.

Gráfico 48. Proyecciones de Demanda de Energía elaboradas por Codensa para su Área como OR, GWH



Fuente: Codensa

Proyecciones de demanda de potencia

Las proyecciones de demanda de potencia para la Región corresponden a las que resultan de aplicar el factor de carga que se obtiene de las proyecciones de energía y potencia máxima de la UPME para la UCP Centro. En la Tabla 24 se incluye el pronóstico de demanda de potencia máxima para el escenario base del modelo sectorial.

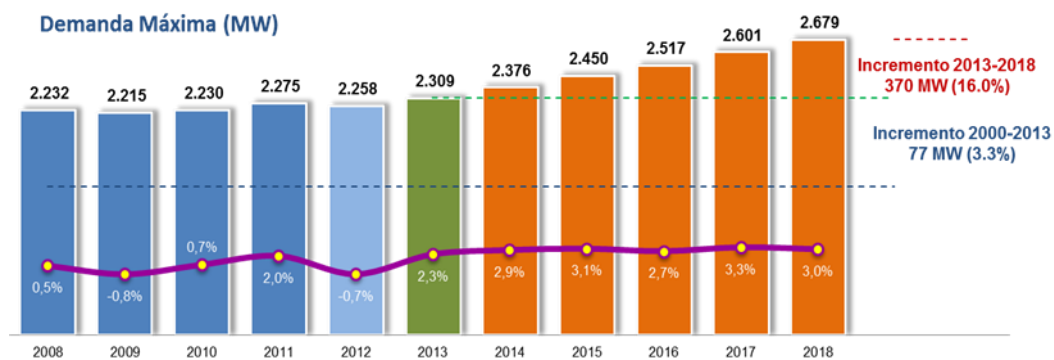
Tabla 24. Pronóstico de Demanda de Potencia Máxima del Modelo Sectorial Escenario Base para la Región

Año	MW	Crec. %
2013	2.345	
2014	2.453	4,6%
2015	2.611	6,5%
2016	2.688	2,9%
2017	2.869	6,7%
2018	2.946	2,7%
2019	3.097	5,1%
2020	3.324	7,3%

Fuente: UPME

Las proyecciones realizadas por Codensa para la demanda de potencia máxima se ilustran en el Gráfico 49, las cuales muestran valores un poco inferiores, aunque no incluyen la demanda correspondiente a EEC.

Gráfico 49. Proyecciones de Potencia Máxima Elaboradas por Codensa 2013 - 2018



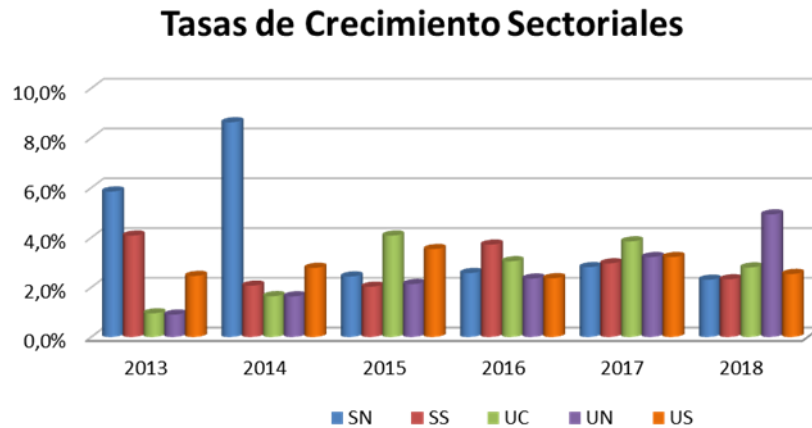
Fuente: Codensa

Codensa realiza proyecciones de demanda de potencia por zona, las cuales permiten proyectar las necesidades de expansión de las redes. El Gráfico 50 ilustra las proyecciones del

período 2013 – 2018 para las cinco zonas. Se destaca el fuerte crecimiento durante 2013 y 2014 en la zona Sabana Norte entre el 6% y 8%.

De acuerdo con lo informado por Codensa, el comportamiento de la demanda en su zona de influencia presenta una tendencia creciente para la zona de Sabana (alrededores de Bogotá) mientras que en Bogotá la tendencia es más estable.

Gráfico 50. Crecimiento Proyectado de Potencia por Zonas del Área Codensa



Fuente: Codensa

En la zona Sabana Norte y Rural Norte (Tocancipá, Ubaté), la demanda presenta un crecimiento muy relevante principalmente por el aumento de carga de las industrias existentes y asentamientos de nuevos grandes clientes y parques industriales como el Parque Industrial Gran Sabana, el sector de minas de carbón, entre otros. Por lo anterior, se tiene presupuestado el proyecto de construcción de la nueva subestación S/E AT/MT Gran Sabana.

La zona Sabana Sur presenta un comportamiento similar, con crecimiento de la demanda ya que en la zona de Mosquera se han asentado zonas francas y parques industriales de gran tamaño. En las zonas Urbana Sur y Urbana Centro, a pesar de presentar disminución en la demanda debido a la migración de clientes industriales a los alrededores de Bogotá, se han presentado importantes desarrollos residenciales que contrarrestan este efecto y en los próximos años se requerirán las nuevas subestaciones Compartir (Urbana Sur) y Terminal (Urbana Centro). Los análisis de Codensa coinciden con lo hallado en el estudio de las tendencias de la localización de actividades económicas que se hace en el capítulo uno de este estudio.

3.4 Análisis de demandas especiales para ajuste de las proyecciones de demanda

A semejanza de la metodología seguida por la UPME consistente en identificar cargas especiales que hagan necesario realizar ajustes a las proyecciones, se indagó sobre la posible incidencia de futuros desarrollos habitacionales y de penetración de transporte eléctrico.⁸⁴

Al respecto, la única información objetiva que se logró encontrar, hace referencia a las solicitudes de conexión de cargas de proyectos urbanísticos e industriales de cierto tamaño que se indican en la Tabla 25 para una capacidad total de 122 MW que equivalen al 5.6% de la potencia máxima alcanzada en febrero de 2013. De estos, el 43.4% (53 MW) se solicitó en la zona norte.

Tabla 25. Proyectos Relevantes de Demanda de Potencia en el Área de Codensa

Cliente	Zona	Carga solicitada (kW)
CMS + GMP ASOCIADOS SAS	Centro	1.605
LA FELICIDAD Mz 52 - EL JARDIN	Centro	3.436
PRABYC INGENIEROS LTDA.	Centro	2.322
INVERSIONES CSM Y CSR Y CIA SA	Centro	1.190
Ciudad Empresarial	Centro	6.920
PRODESA SA	Sur	2.520
Constructora Capital	Sur	2.867
PROMOTORA CALLE 26 S.A.	Sur	2.168
PROMOTORA CALLE 26 S.A.	Sur	2.168
Fiduciaria Bogotá	Sur	17.046
Totto Nalsani	Sabana Sur (Zona 5)	6.000
IBERPLAST	Sabana Sur (Zona 5)	18.000
Macro proyecto CACIQUE	Sabana Sur (Zona 5)	25
ALTAVISTA RESERVADO	Norte	1.550
VALSESIA	Norte	1.000
PROENFAR S.A.	Sabana Norte	15.000
FIDUCOR	Sabana Norte	10.000
PLASTILENE	Sabana Norte	20.000
FEMSA (COCA COLA)	Sabana Norte	8.300
		122.117

⁸⁴ Según información de la página de Internet del Metro de Medellín con nota del 11 de octubre de 2012, el Metro consumía al Año 75 GWh. Este valor de referencia equivale al 0,54% de la demanda de energía del área de Codensa en 2012. Este resultado es consistente con la apreciación recibida en reuniones realizadas con Codensa respecto a que no se consideraba de mucho impacto una demanda asociada el Metro de Bogotá.

Fuente: Codensa.

En vista de la desaceleración del crecimiento de la industria observada desde 2012, no parece necesario, dentro de los rangos de confiabilidad de las proyecciones, y para los proyectos considerados, realizar ajustes a las proyecciones obtenidas⁸⁵.

Finalmente, es relevante señalar que la expansión de las redes de media y baja tensión se puede acometer en tiempos relativamente cortos (menores a dos años), por lo que el ajuste de esta red a las necesidades de la demanda es muy dinámico.

4. Evaluación de consistencia entre demanda y abastecimiento de energía en la Región

La consistencia entre demanda y oferta se realiza desde tres ópticas principales: i) el abastecimiento de energía, ii) la suficiencia de la infraestructura de transporte para la demanda de potencia máxima; y iii) la dependencia del sistema de transmisión nacional y la confiabilidad respecto de eventos del sistema de interconexión nacional, SIN.

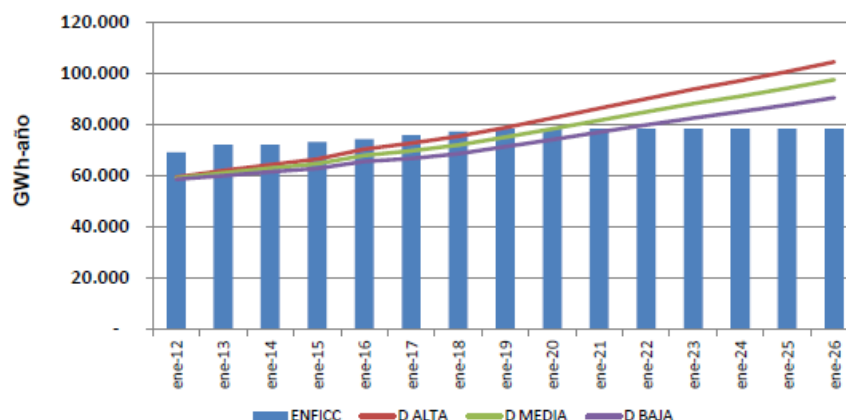
4.1 Consistencia entre oferta y demanda de energía eléctrica para Bogotá y la Región

Tal como se indicó en el Primer Informe, el sector eléctrico tiene un mercado mayorista y un Sistema Interconectado Nacional cuya confiabilidad está definida por la CREG para el país.

Con respecto de la generación, para un escenario alto de demanda de energía, el abastecimiento de energía firme se encuentra asegurado hasta el año 2019 tal como se aprecia en el Gráfico 51.

⁸⁵ Está pendiente la información de la Secretaría de Movilidad y Transmilenio S.A. sobre la demanda de energía de los proyectos metro, tren ligero, troncales Transmilenio y cables contemplados en el Plan de Desarrollo y en algunas noticias de prensa. Se contó con una presentación de Endesa, facilitada por Codensa S.A.: **Movilidad Eléctrica: Una apuesta de futuro para el país. Proyecciones de demanda para Bogotá**, mayo de 2013. Según estas estimaciones preliminares, el metro pesado crearía una demanda, *a partir de 2020* de 250GWh/año; los tranvías de la carrera séptima y el del Sur, *a partir de 2017*, demandarían 80GWh/año y los buses eléctricos en rutas troncales, *a partir de 2015*, generarían demanda de 42 GWh/año, siempre y cuando se cumpla el mínimo económico financiero de 250 articulados y 500 mil pax/día.

Gráfico 51. Escenarios de demanda de energía versus energía firme disponible para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC)



Fuente: Presentación MME Rendición de cuentas – diciembre de 2012

De esta manera, la consistencia entre la demanda de energía a nivel nacional y la oferta de generación, se encuentra asegurada mediante las reglas de la CREG para el mercado, durante el período proyectado.

4.2 Consistencia entre la oferta de infraestructura eléctrica y la demanda de potencia

En el Primer Informe se expuso que el SIN cuenta con una planeación centralizada del Sistema de Transmisión Nacional bajo criterios de confiabilidad definidos por la CREG.

En desarrollo de las decisiones y recomendaciones identificadas en el Plan de Expansión se encuentran los proyectos de Bacatá -Nueva Esperanza a 500 kV y Guavio – Nueva Esperanza a 230 kV para 2013, Chivor – Norte a 230 kV para 2015, Sogamoso – Norte a 500 kV y Norte – Nueva Esperanza a 500 kV para 2018, Virginia – Nueva Esperanza a 500 kV para 2020, la instalación de 275 MVAR entre 2013 y 2014 en Bogotá y Meta, y la instalación de 440 MVAR de compensación variable en Bogotá para 2015.

La construcción de la subestación de Nueva Esperanza la cual permitirá incrementar la capacidad de importación de energía del STN ha sufrido un atraso: estaba prevista inicialmente para entrar en operación en 2012, luego se reprogramó para 2014, pero parece que esta fecha tampoco será viable⁸⁶. Por ello, se originan riesgos en la confiabilidad del suministro en el Área Oriental (la cual incluye a Bogotá) para los años 2013 y 2014, de

⁸⁶ La construcción de la subestación de Nueva Esperanza ha tenido diferentes tipos de tropiezos que van desde la localización del lote adecuado a condiciones de seguridad, obtención de la licencia ambiental, hasta las relacionadas con hallazgo de restos arqueológicos. Este último factor parece dilatar mucho más de lo esperado la entrada en operación de la subestación

acuerdo con los análisis realizados por XM en marzo de 2013. Como resultado de dicho análisis se recomendó la instalación por parte de Codensa de dos bancos de compensación capacitiva de 25 Mvar en Ubaté, para respaldo de la demanda en el norte del área servida, lo cual permitirá atender las exigencias de la demanda pico que se puedan presentar.

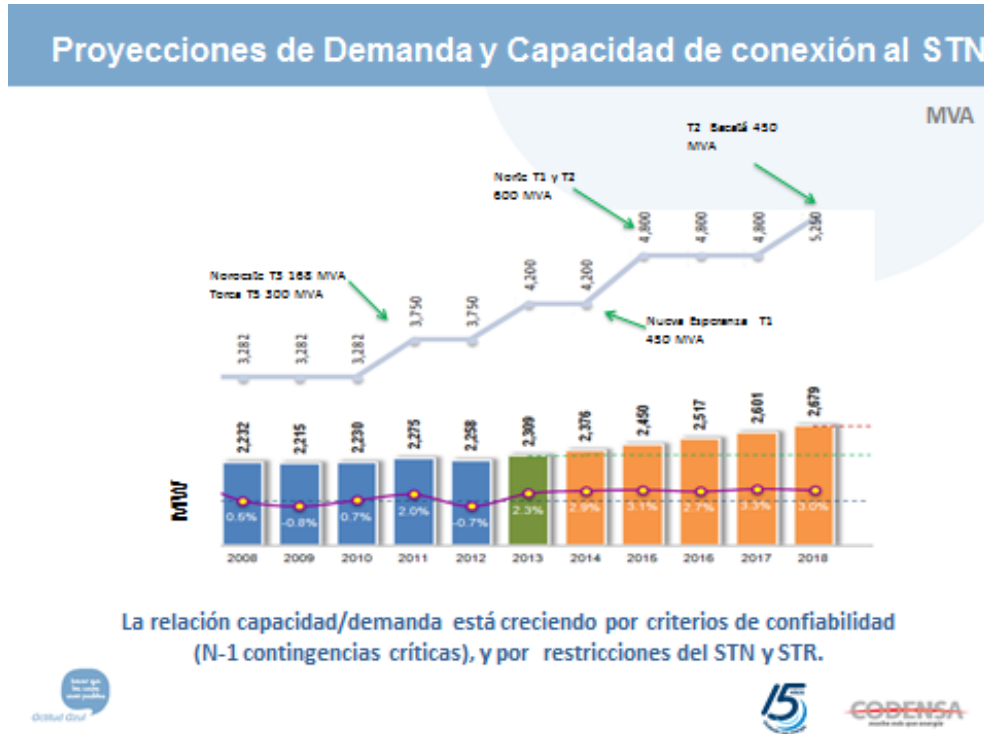
Si la construcción de la subestación Nueva Esperanza presentara un atraso aún mayor ya está en estudio una solución complementaria por parte de la UPME, XM, EEB, Codensa y otros agentes, la cual consistiría en la instalación de capacidad de transformación adicional en la subestación de Bacatá en 2014.

Para 2014 se prevén adicionalmente tres proyectos que se deben desarrollar en forma integral con el fin de manejar niveles de tensión: en cabeza de Codensa, la instalación de tres bancos de compensación capacitiva de 30 Mvar cada uno; ii) bajo responsabilidad de la EMSA, dos bancos de 50 Mvar; e iii) un banco de compensación dinámica BCD en las subestaciones de Tunal o Bacatá a nivel de STN. Esta última inversión se encuentra en proceso de viabilidad a través de la Resolución CREG 056 de 2013 en consulta, para que sea ejecutada por la empresa transmisora con mayor cantidad de activos en la subestación, en este caso, sería la EEB. Todas estas inversiones deben ser ejecutadas integralmente para obtener la confiabilidad esperada.

El Gráfico 52 ilustra la capacidad de conexión del Codensa al STN frente a la demanda máxima de potencia. Se puede apreciar que, a partir de 2013, el área de Codensa cuenta con una capacidad de conexión superior en 80% a la demanda máxima, con confiabilidad bajo criterios n-1 hasta nivel de STR.⁸⁷

⁸⁷ Según información de Codensa.

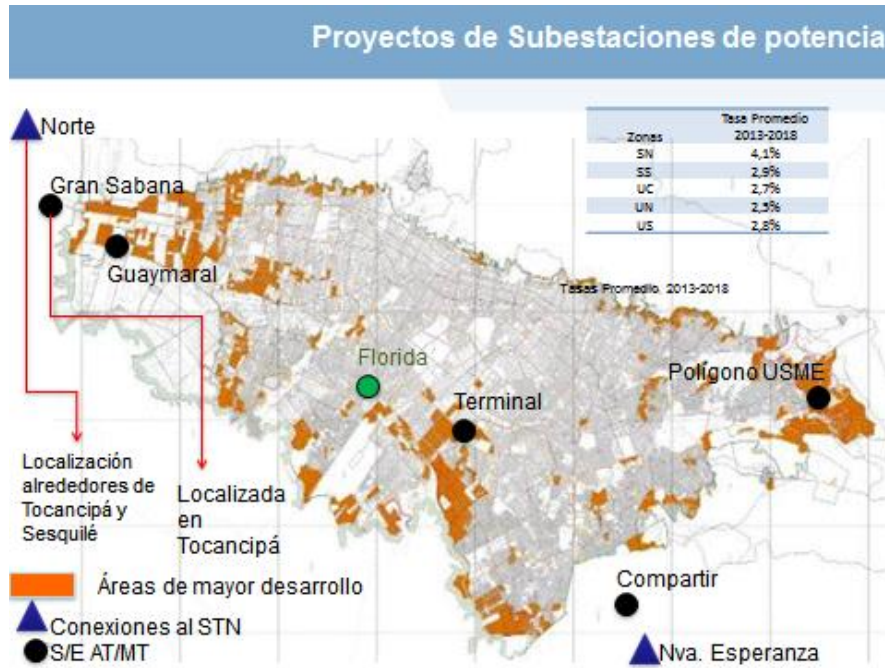
Gráfico 52. Proyecciones de Demanda de Capacidad vis à vis Capacidad de Conexión al STN del Área de Codensa



Fuente: Codensa

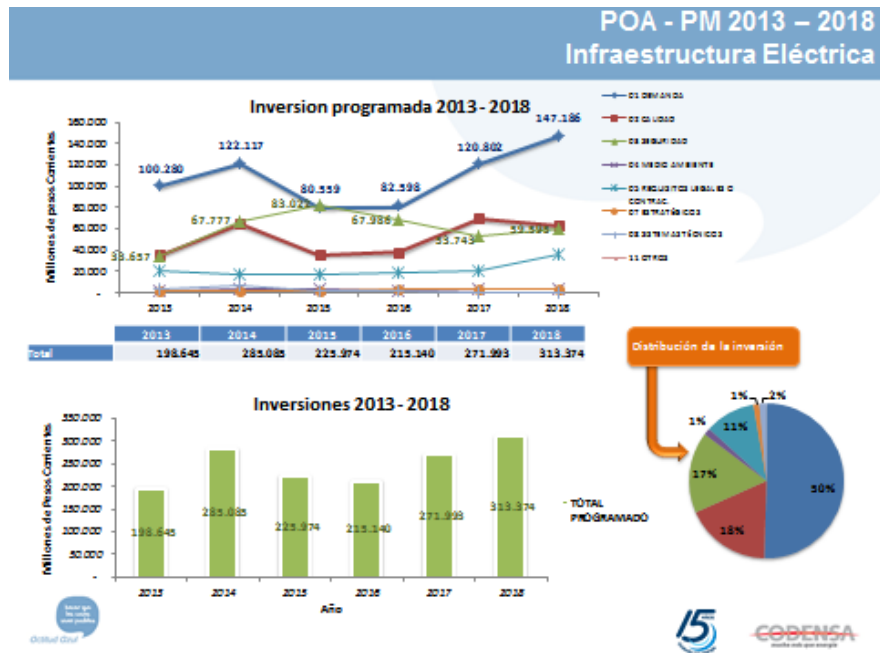
Adicionalmente, Codensa cuenta con un proceso de planeación de inversiones para niveles inferiores de tensión para subestaciones de distribución y redes. El Gráfico 53 ilustra las localizaciones de inversión en subestaciones y el Gráfico 54 las inversiones proyectadas en diferentes rubros de la infraestructura eléctrica, tanto en expansión como reposición. Las inversiones proyectadas para 2013 que bordean los doscientos mil millones representan un 40% de las utilidades de 2012.

Gráfico 53. Localización de los Proyectos de Subestaciones de Codensa



Fuente: Codensa.

Gráfico 54. Plan de Inversiones en Infraestructura Eléctrica de Codensa 2013 - 2018



Fuente: Codensa.

4.3 Aspectos relacionados con la dependencia del STN y la confiabilidad

Un aspecto que empieza a tomar relevancia es la necesidad de contar con mayor generación local para atender la carga de Bogotá y la Sabana como alternativa económica al suministro de energía del SIN mediante el refuerzo de las redes de transmisión para atender el crecimiento de la demanda, y adicionalmente, como un elemento de confiabilidad frente a los eventos críticos del STN y del SIN, dado el tamaño y peso de la demanda de Bogotá y la Sabana en el sistema interconectado nacional.

4.3.1 Atención del crecimiento de la demanda vía STN

Con relación a la necesidad de desarrollos de generación en el área Oriental, a la cual pertenece la demanda de Bogotá y la Región, en diferentes escenarios y documentos, la UPME, XM y la misma EEB han manifestado los beneficios de disponer de mayor generación instalada.

En el Plan de Expansión 2008 – 2023. Visión de largo plazo, la UPME presentó un ejercicio indicativo en el que compara dos escenarios para la expansión de generación: uno en el que la generación se distribuye en el país, incluida nueva generación en la zona de Bogotá; y otro, en el que la expansión de generación se concentra en el área de Antioquia. La conclusión es que en este último escenario, si bien se desarrolla la misma capacidad de generación total país, como consecuencia de la ubicación de las plantas, se requieren más proyectos de infraestructura de transporte para poder traer a Bogotá la energía que cubra el déficit de esta área.

En el análisis de la Visión de Largo Plazo del Sistema, la UPME preveía que, dependiendo de los resultados de las subastas del Cargo por Confiabilidad y sin expansión de generación en el área de Bogotá, se requeriría de nuevos refuerzos en la red de transmisión a nivel de 500 kV, como ha venido sucediendo.

4.3.2 La generación local de energía y la confiabilidad

XM en el Informe Operativo Eléctrico de Largo Plazo IPOEL del segundo semestre de 2012, señala para el área Oriental, que es un área importadora de energía y presenta limitaciones de importación, por lo cual, es obligatorio programar en el despacho un número mínimo de unidades por seguridad para mantener perfiles de tensión en estado normal y en contingencia. En el análisis energético, XM concluye que el crecimiento de la demanda, la ausencia de nuevas fuentes de energía en el área y el límite para importar de otras áreas que impone la infraestructura de la red conlleva la aparición de déficits en el modelo energético (de ahí los circuitos a 500 kV propuestos para 2018 y 2020). También agrega,

que para el 2025 se necesitará definir nuevas expansiones ya que se agota la infraestructura propuesta hasta 2020.

Finalmente, en el documento “Análisis de la UPME para el área oriental” (agosto 2012), la UPME manifiesta la conveniencia de que se disponga de mayor generación en el área Oriental para atender la demanda en condiciones de contingencia.⁸⁸

Los anteriores elementos relacionados con la necesidad de incurrir en costos mayores de transmisión y de la conveniencia de contar con más generación local para enfrentar contingencias en el SIN, dado el tamaño de la demanda de la región de Bogotá, sugiere la necesidad de elaborar análisis económicos y financieros por parte de EEB, Codensa y Emgesa para insistir ante la UPME y la CREG, acerca de la necesidad de buscar soluciones que concilien los objetivos de eficiencia, que se reflejan en el costo de prestación del servicio y la confiabilidad del mismo para la región.

⁸⁸ A este propósito pueden contribuir los proyectos de Emgesa en la cadena del Río Bogotá y Sumapaz por un total de 300 MW.

Anexos

Descripción de las series y fuentes de información

Durante el desarrollo del estudio se realizaron todos los esfuerzos para construir series históricas de datos de diferentes variables, niveles de desagregación y longitud de las series, con el fin de lograr el mejor ajuste posible en las especificaciones del modelo y de las proyecciones de largo plazo. Entre las fuentes consultadas se encuentran el SUI de la SSPD, XM (tanto el portal de Neón como solicitudes directas por parte de Fedesarrollo), Codensa y la EEC. A continuación se destacan algunos aspectos de la información acopiada⁸⁹:

- a- En el **SUI** la información está disponible desde 2003, pero presenta considerables inconsistencias y períodos sin información—en especial en lo que se refiere a la información de la EEC. Esta información se ha utilizado para efectos de caracterización de los patrones de consumo residencial, pero no se considera apropiada para los modelos de proyecciones.
- b- **XM** suministró información de la demanda comercial de Codensa OR, EEC OR, y Nacional, para el período 2000-2012. Aunque esta información también se ha utilizado para efectos de la caracterización de la demanda y la obtención de la participación de la demanda de EEC, la longitud de la serie no es suficiente para ajustar los modelos de proyección.
- c- **Codensa** suministró información concerniente al “área Codensa”, la cual abarca a Bogotá, los municipios de la Sabana y varios municipios de Cundinamarca, servidos directamente por Codensa. Las series a disposición son:
 - Consumos anuales de los sectores residencial, industrial, comercial, oficial y de alumbrado público.
 - Número de clientes residenciales.
 - Tarifas cobradas a clientes regulados por sector.
 - Ventas mensuales.

⁸⁹ La información compilada se organiza en un CD anexo al estudio.

Es importante hacer una aclaración en cuanto al alcance geográfico de las proyecciones. El objetivo principal es elaborar proyecciones de la demanda de energía, y analizar la consistencia entre esa demanda y la oferta de energía e infraestructura para su transporte. Existe una configuración de las redes de transporte y de distribución tal que el abastecimiento de energía se analiza desde un enfoque de regiones eléctricas atendidas por el Sistema de Transmisión Nacional (SIN) y los operadores de red, mas no desde un enfoque de divisiones político administrativas.

Para efectos de la planeación del STN y de las proyecciones de demanda, Bogotá y Cundinamarca son identificadas por el Centro Nacional de Despacho de XM y por la UPME como la Unidad de Control de Pronóstico (UCP) Centro, perteneciente a la Región Centro del país. La UCP Centro es atendida fundamentalmente por Codensa en cuanto a las conexiones con el STN y las redes de distribución, y en menor medida, por la Empresa de Energía de Cundinamarca en varios municipios del Departamento⁹⁰. Las redes y subestaciones de Codensa, como distribuidor, atienden a Bogotá y cerca de 80 municipios de Cundinamarca (entre ellos, todos los de la sabana de Bogotá). La EEC, por su parte, atiende 24 municipios sin participación de Codensa.

Modelos econométricos para la proyección de demanda de energía

Modelos de proyección de corto plazo

Para estimar pronósticos de corto plazo, usualmente de series con periodicidad mensual, se ajustan modelos univariados autorregresivos y de promedios móviles (ARIMA) siguiendo la metodología de Box y Jenkins (1970). Estos modelos capturan el comportamiento histórico de las series y lo replican para hacer predicciones. Se representan como

$$\Delta\Delta_s y_t = c + \Delta\phi_1 y_{t-1} + \dots + \Delta\phi_p y_{t-p} + \Phi_1 \Delta_s y_{t-12} + \dots + \Phi_P \Delta_s y_{t-sP} + \varepsilon_t - \psi_1 \varepsilon_{t-1} - \dots - \psi_q \varepsilon_{t-q} - \Psi_1 \varepsilon_{t-12} - \dots - \Psi_Q \varepsilon_{t-sQ}$$

Donde y_t representa la variable de estudio en el período t ; Δ el operador diferencia; s es la frecuencia o estacionalidad de los datos—que en este caso es 12 por tratarse de datos mensuales; ε_t un ruido blanco gaussiano generado en el período t ; c un término constante; ϕ , Φ , ψ y Ψ parámetros a estimar; p , P , q y Q son respectivamente los órdenes autorregresivo, autorregresivo estacional, promedio móvil y promedio móvil estacional del modelo. El modelo se estima por el método de máxima verosimilitud.

⁹⁰ Aunque esta empresa es operada por Codensa, no es posible contar con información histórica confiable previa a la toma de control de EEC por parte de DECSA (EEB: 51%; Codensa 49%) en 2009.

Modelos de proyección de largo plazo

Para las proyecciones de largo plazo se utilizan modelos econométricos de series de tiempo multivariadas⁹¹. Los más comunes y estándar son los vectores autorregresivos (VAR) y los vectores de corrección de errores (VEC). Estos modelos capturan las relaciones entre diversas variables en el tiempo, y se utilizan para pronosticar, para simular las respuestas de las variables ante choques en las demás (impulso-respuesta), y para identificar en qué medida las variables contribuyen a las variaciones de las demás (descomposición de la variación del error de pronóstico).

Pruebas de cointegración

Siguiendo a Enders (1995), una vez seleccionadas las variables endógenas del modelo, se procede a probar la existencia de raíz unitaria. Los resultados, no presentados aquí, no rechazaron la existencia de raíz unitaria en las variables de PIB, consumo de energía eléctrica y clientes residenciales.

Dado que las variables son $I(1)$, se aplicó la prueba de la traza de Johansen para probar la existencia de relaciones de cointegración entre las variables endógenas de los modelos. Se contrasta la hipótesis nula de que $r = i$ contra la hipótesis alternativa de que $r = i + 1$, en donde $\max(r) = n - 1$ es el número de relaciones de cointegración entre las n variables del modelo.

La siguiente tabla muestra los resultados de la prueba para las variables endógenas de cada modelo (agregado, sectorial residencial, y sectorial productivo). Cada prueba se especifica con un rezago de las variables endógenas en nivel, y sin intercepto ni tendencia.

Modelo	Variables endógenas	r0	LR	p-valor	Valores críticos		
					90%	95%	99%
Agregado	PIB y Consumo total de energía eléctrica	0	33,05	0,00	17,98	20,16	24,69
		1	4,38	0,37	7,60	9,14	12,53
Sectorial residencial	Clientes residenciales y consumo residencial de energía eléctrica	0	89,78	0,00	17,98	20,16	24,69
		1	6,00	0,20	7,60	9,14	12,53
Sectorial productivo	PIB y consumo industrial-comercial de energía eléctrica	0	34,95	0,00	17,98	20,16	24,69
		1	1,92	0,79	7,60	9,14	12,53

Fuente: Cálculos propios.

⁹¹ Para una explicación detalla de los modelos econométricos de series de tiempo, ver Enders (1995) y Lütkepohl (2005).

En todos los modelos, no se rechaza la hipótesis de que existe una relación de cointegración al 5% de significancia, razón por la que se estiman VEC para cada tipo de modelo de proyección (agregado y sectorial) de demanda de energía eléctrica.

Selección del orden de los modelos

El orden de cada modelo se selecciona en base al criterio de información de Schwarz (BIC) y de Akaike (AIC). Se estima el modelo $VEC(q)$ —según el valor q recomendado por el BIC y AIC— y se verifican los supuestos del modelo. Luego, se estima un $VEC(q - 1)$ y se verifican los supuestos de los residuos del modelo. Si el $VEC(q - 1)$ cumple los supuestos, se selecciona debido a que es más parsimonioso; si no cumple los supuestos, se deja el $VEC(q)$. El proceso se repite hasta encontrar el menor q para el cual se cumplan los supuestos. En la siguiente tabla se muestra el orden del modelo $VEC(q)$ recomendado por el BIC y AIC, y el orden finalmente elegido a partir del procedimiento descrito.

Modelo	BIC	AIC	Orden final
Agregado	2	2	1
Sectorial residencial	1	2	1
Sectorial productivo	1	1	1

Fuente: Cálculos propios.

Estimación de los modelos

El modelo $VEC(q)$ a estimar es

$$\Delta X_t = \alpha\beta'X_{t-1} + A_1\Delta X_{t-1} + \dots + \Delta A_q X_{t-q} + \gamma Z_t + \varepsilon_t$$

En donde $X_t = (x_{1t}, \dots, x_{nt})'$ es el vector de dimensión $n \times 1$ con las variables $I(1)$, α es el vector $n \times 1$ de corrección de errores, β es el vector de cointegración de dimensión $n \times 1$, $Z_t = (z_{1t}, \dots, z_{nt})'$ es un vector de dimensión $n \times 1$ de variables exógenas $I(0)$, A_i son matrices de dimensión $n \times n$ con coeficientes a estimar, y $\varepsilon_t = (\varepsilon_{x_{1t}}, \dots, \varepsilon_{x_{nt}})'$ es un vector $n \times 1$ de errores gaussianos.

El VEC se puede reexpresar linealmente como un $VAR(p)$ en niveles con $p = q + 1$ (Lütkepohl, 2005), de manera que el modelo se puede representar como:

$$X_t = B_1 X_{t-1} + \dots + B_p X_{t-p} + \gamma Z_t + \varepsilon_t$$

Una vez hecha la especificación de los modelos, se estiman siguiendo la metodología de Johansen en dos etapas (ver Enders, 1995). Estos son los resultados:

Modelo agregado:

$$\begin{bmatrix} \Delta Y_t \\ \Delta E_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,042 \\ 0,004 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & -2,072 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_{t-1} \\ E_{t-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0,086 & 1,044 \\ 0,019 & -0,125 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Y_{t-1} \\ \Delta E_{t-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 33,54 \\ 4,70 \end{bmatrix} [\Delta T_t] \\ + \begin{bmatrix} -12534,84 & 129,54 \\ -260,63 & -758,36 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} rac_t \\ cri_t \end{bmatrix}$$

Y reexpresado a manera de VAR,

$$\begin{bmatrix} Y_t \\ E_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,128 & 0,957 \\ 0,022 & 0,867 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_{t-1} \\ E_{t-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -0,086 & -1,044 \\ -0,019 & 0,125 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_{t-2} \\ E_{t-2} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 33,54 \\ 4,70 \end{bmatrix} [\Delta T_t] \\ + \begin{bmatrix} -12534,84 & 129,54 \\ -260,63 & -758,36 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} rac_t \\ cri_t \end{bmatrix}$$

Modelo sectorial residencial:

$$\begin{bmatrix} \Delta C_t \\ \Delta E_t^r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,036 \\ 0,0002 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & -887,235 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} C_{t-1} \\ E_{t-1}^r \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -0,019 & -15,522 \\ -0,004 & 0,028 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta C_{t-1} \\ \Delta E_{t-1}^r \end{bmatrix} \\ + \begin{bmatrix} -99,55 \\ -0,377 \end{bmatrix} [\Delta T_t^r] + \begin{bmatrix} 45993,47 & -31254,54 \\ -53,527 & -562,86 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} rac_t \\ cri_t \end{bmatrix}$$

Y reexpresado a manera de VAR,

$$\begin{bmatrix} C_t \\ E_t^r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,945 & 16,397 \\ -0,005 & 1,213 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} C_{t-1} \\ E_{t-1}^r \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0,019 & 15,522 \\ 0,004 & -0,028 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} C_{t-2} \\ E_{t-2}^r \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -99,55 \\ -0,377 \end{bmatrix} [\Delta T_t^r] \\ + \begin{bmatrix} 45993,47 & -31254,54 \\ -53,527 & -562,86 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} rac_t \\ cri_t \end{bmatrix}$$

Modelo sectorial productivo:

$$\begin{bmatrix} \Delta Y_t \\ \Delta E_t^{ic} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,035 \\ 0,0028 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 0,095 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_t \\ E_t^{ic} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0,029 & 2,965 \\ -0,005 & -0,07 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Y_{t-1} \\ \Delta E_{t-1}^{ic} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 56,835 \\ 3,805 \end{bmatrix} [\Delta T_t^r] \\ + \begin{bmatrix} -12571,809 & 550,216 \\ -157,242 & -280,763 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} rac_t \\ cri_t \end{bmatrix}$$

Y reexpresado a manera de VAR,

$$\begin{bmatrix} Y_t \\ E_t^{ic} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,064 & 2,968 \\ -0,002 & 0,930 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_{t-1} \\ E_{t-1}^{ic} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -0,029 & -2,965 \\ 0,005 & 0,07 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_{t-2} \\ E_{t-2}^{ic} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 56,835 \\ 3,805 \end{bmatrix} [\Delta T_t^{ic}] \\ + \begin{bmatrix} -12571,809 & 550,216 \\ -157,242 & -280,763 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} rac_t \\ cri_t \end{bmatrix}$$

Verificación de supuestos sobre los residuos del modelo

Para la verificación de los supuestos del modelo, se aplican, entre otras, la prueba de normalidad de Jarque-Bera y la prueba de no autocorrelación del multiplicador de Lagrange (LM) con un máximo de 4 rezagos. La tabla a continuación resume los resultados de estas pruebas aplicadas a los residuos de cada ecuación de los modelos estimados, de las que no se rechaza que los residuos del modelo sean normales y no estén autocorrelacionados al 5% de significancia.

Modelo	Ecuación	Normalidad (Jarque-Bera)			No autocorr. (LM)
		P-valor	Sesgo	Curtosis	P-valor
Agregado	PIB	0,60	-0,50	3,05	0,08
	Consumo total	0,41	-0,61	3,48	
Sectorial residencial	Clientes residenciales	0,89	0,20	3,22	0,06
	Consumo residencial	0,57	0,40	2,33	
Sectorial productivo	PIB	0,76	-0,36	3,10	0,60
	Consumo industrial-comercial	0,41	-0,61	3,43	

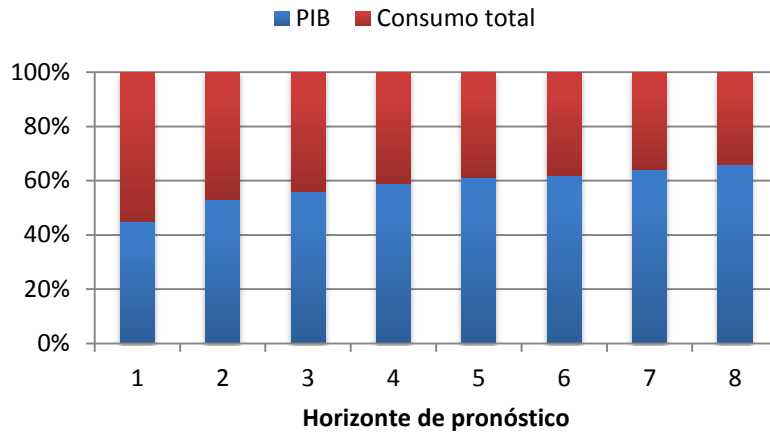
Fuente: Cálculos propios.

Descomposición de la varianza del error de pronóstico (DEVF)

Luego de estimar los parámetros de cada modelo, se realizan ejercicios de descomposición de la varianza del error de pronóstico para identificar el peso que las variaciones en las variables de los modelos tienen al explicar la variación del consumo de energía eléctrica.

En el modelo agregado, la varianza del error de pronóstico un período adelante del consumo total de energía eléctrica se debe en un 45% a las variaciones del PIB y 55% a las variaciones del mismo consumo. A medida que aumenta el horizonte de pronóstico, el PIB adquiere un mayor peso hasta llegar a explicar cerca del 65% de la varianza del error de pronóstico (Gráfica A1).

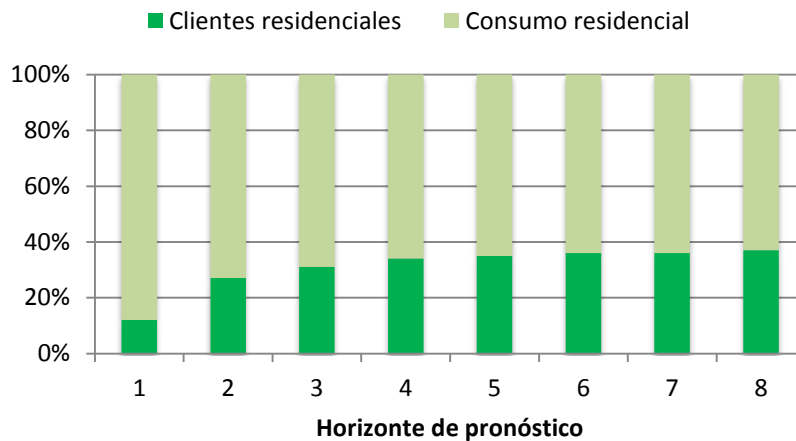
Gráfica A1. Descomposición de la varianza del error de pronóstico del consumo total de energía eléctrica



Fuente: Cálculos propios.

Del modelo sectorial residencial se puede ver que, después de 3 períodos adelante, la variación en el número de clientes residenciales explica cerca del 35% de la varianza del error de pronóstico del consumo residencial, y que alrededor del 65% explicada por el mismo consumo residencial (Gráfica A2).

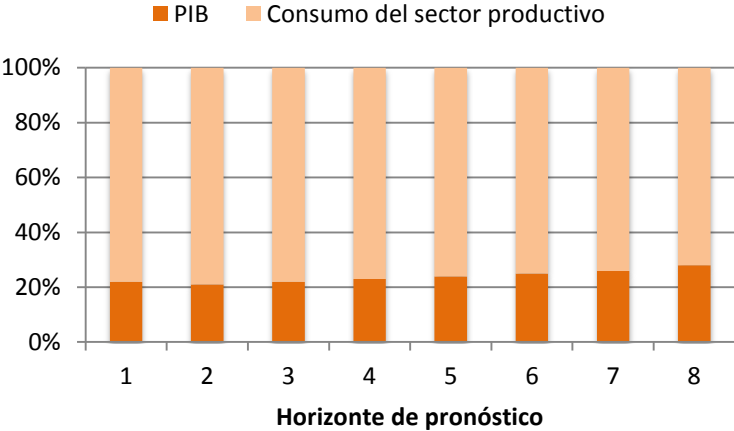
Gráfica A2. Descomposición de la varianza del error de pronóstico del consumo residencial de energía eléctrica



Fuente: cálculos propios

En el modelo sectorial productivo, la varianza del error de pronóstico del consumo industrial-comercial de energía eléctrica es explicada en cerca de 22% por las variaciones en el PIB en el primer período adelante, y cerca de 28% después de 8 períodos. La fracción que es explicada por el mismo consumo representa entre el 78% y 72% (Gráfica A3).

Gráfica A3. Descomposición de la varianza del error de pronóstico del consumo industrial y comercial de energía eléctrica



Fuente: cálculos propios

CAPÍTULO 4. EXPANSIÓN DE REDES DE ELECTRICIDAD Y LA PLANEACIÓN TERRITORIAL⁹²

Introducción

Los instrumentos de planeación territorial tienen como objetivo definir los patrones de ocupación del territorio. Es decir, buscan dirigir la dinámica con la cual la población y las actividades económicas van incorporando el suelo para su funcionamiento. Esto ocurre al interior de las áreas que ya son urbanas vía una mayor densidad de construcciones, en las áreas rurales mediante la expansión estructural de las ciudades, o en el borde entre unas y otras en un proceso de expansión marginal de las ciudades.

Es determinante para el logro de los objetivos que se proponga un Plan de Ordenamiento Territorial, POT, independientemente de la visión con la cual se busque hacer la ocupación del territorio, que éste pueda de hecho alterar o dirigir con efectividad la expansión urbana. Es decir que pueda frenar la conurbación si ese es su propósito o incentivarla en caso contrario. Que pueda privilegiar la concentración de viviendas o de actividades económicas en ciertas localizaciones si así se lo ha propuesto bajo cualquier orientación de política pública. La evaluación del marco legal subyacente a la planeación territorial, la Ley 388 en el caso colombiano, debería juzgar si la planeación territorial tiene, o ha tenido, la virtud de direccionar la ocupación del territorio o si por el contrario (en el caso contra factual) la lógica interna de la localización de la vivienda y las empresas es la que determina los resultados que se observan en la realidad, independientemente de lo que se haya propuesto el planeamiento territorial.

Surge, en este punto, una dicotomía entre aquello que trata de resolver la planeación y aquello que finalmente es la realidad que se observa en el territorio. Este problema concreto no es otra cosa que la falta de coincidencia entre la política normativa y la realidad positiva, el deber ser y el ser de la realidad misma. Aunque el debate es amplio y puede llevar a reflexiones profundas sobre la utilidad misma, y por tanto el tipo de instrumentos de planeación territorial, en este capítulo se hace una reflexión más pragmática. Esta es sobre los mecanismos que relacionan la toma de decisiones de inversión en redes de servicios públicos, puntualmente las redes de distribución eléctrica, con la planeación territorial. No es una crítica o una evaluación de la planeación territorial, sino que por el contrario, parte de la premisa de lo deseable que es tener una ocupación ordenada del territorio, e informa sobre la divergencia entre lo que se propone el planeador y lo que realmente ocurre cuando se hace la inversión en redes eléctricas.

⁹² A cargo de Tito Yepes con la asistencia de Isabella Muñoz

La relevancia de este análisis en el contexto del trabajo más amplio sobre la demanda de electricidad en la Región Capital de Colombia está relacionada con la eficiencia en el proceso de inversión. El argumento parte de entender que la gestión de una red eléctrica que ha sido diseñada para albergar un conjunto de empresas o de viviendas, no es igual que cuando no se tiene un diseño sino una respuesta al crecimiento desordenado y unos patrones de localización impredecibles en el nivel que necesita el planeamiento de red. Aunque es imposible predecir exactamente la intensidad en el consumo de energía en una unidad espacial (por ejemplo un barrio o una zona industrial), la gestión de la red y por tanto la inversión necesaria para que las pérdidas técnicas sean mínimas y el suministro confiable se pueden beneficiar si, en vista de la dinámica esperada del crecimiento urbano, no se esperan localizaciones distribuidas aleatoriamente. Entre el extremo aleatorio y el extremo perfectamente planeado yace la realidad y es pertinente ilustrar qué tan conveniente es estar cerca de uno u otro.

En la actualidad, hay múltiples factores que pueden determinar el desfase entre el deber ser del planeamiento territorial del ser en cuanto a la construcción real de redes de electricidad. Entre estos encontramos factores institucionales, económicos, problemas de geografía económica, entre otros.

Hay factores institucionales asociados a la manera en que las entidades a cargo de las decisiones de trazado final de las redes toman de hecho los lineamientos de la planeación territorial. De allí la importancia de una revisión de la institucionalidad que permite llevar a cabo las decisiones de inversión en redes de manera óptima y un análisis de cómo se da en la práctica.

De esta manera, este capítulo se divide en cuatro secciones y la conclusión. En la segunda sección, se analizará la conveniencia de la existencia de un planeamiento territorial en la inversión en redes. La tercera sección busca determinar hasta qué punto el planeamiento territorial incide en las decisiones de la empresa prestadora del servicio. Por último, la cuarta sección presenta las fallas que se presentan y que impiden el cumplimiento de un adecuado proceso de planeación.

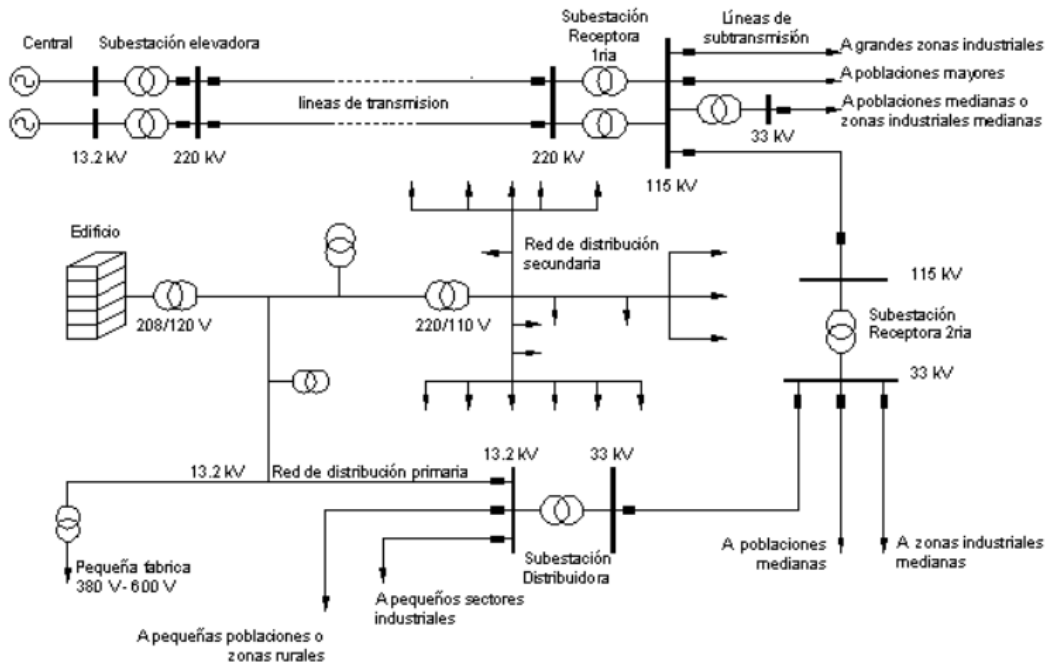
1 ¿Por qué es conveniente tener un planeamiento territorial de la inversión en redes eléctricas?

En primer lugar, la inversión en redes de distribución es sustancial. Los montos invertidos regularmente justifican la importancia de poner atención a la incidencia de la planeación territorial sobre la inversión en redes eléctricas de media y baja tensión. Aproximadamen-

te dos terceras partes de la inversión de un sistema de potencia está en las redes de distribución, de acuerdo con el análisis de Ramírez (2004). Eso implica que por ejemplo en Colombia donde se está implementando una inversión en redes de alta tensión del orden de \$1500 millones de dólares durante los últimos cinco años, las empresas de distribución en su conjunto deberían estar desarrollando inversiones paralelas en media y baja tensión del orden \$3000 millones de dólares. Es decir a todas luces una cifra significativa que es importante optimizar y que en general en el caso colombiano no depende de mecanismos de ejecución de gasto público sino que está apalancada directamente con los estados financieros de las empresas distribuidoras.

En segundo lugar, un sistema de potencia, integrado por las redes de transmisión de alta tensión y por las redes de distribución de media y baja tensión, requiere un mayor nivel de inversión si las actividades económicas con mayor carga al sistema, como las industrias de cierto tamaño, se localizan aleatoriamente y no aglomeradas en parques industriales. En la Ilustración 7 se observa la localización de un sistema de distribución dentro de un sistema de potencia. En un diseño conceptual como este se puede observar que las zonas industriales son servidas en diferentes niveles de tensión eléctrica dependiendo de su tamaño. Una gran zona industrial será servida en un nivel de 115kV, mientras que una mediana a 33kV después de pasar por una subestación receptora de transformación. Por su parte un área industrial pequeña estará servida desde un nivel de 13.2kV después de haber pasado por la subestación distribuidora y finalmente las fábricas aisladas dentro de los barrios residenciales tendrán que ser atendidas en el nivel de 380V a 600V, pasando por alguna solución de transformación en medio de áreas donde priman los circuitos de distribución primaria. Es decir, la escala de la aglomeración de las industrias es un determinante fundamental del costo de servir a cada unidad industrial. Cuando la localización tiene aglomeradas varias empresas en un parque industrial se puede reducir el costo de la energía en la producción a la vez que es más fácil garantizar la calidad del servicio.

Ilustración 7. Ubicación de un sistema de distribución dentro de un sistema de potencia



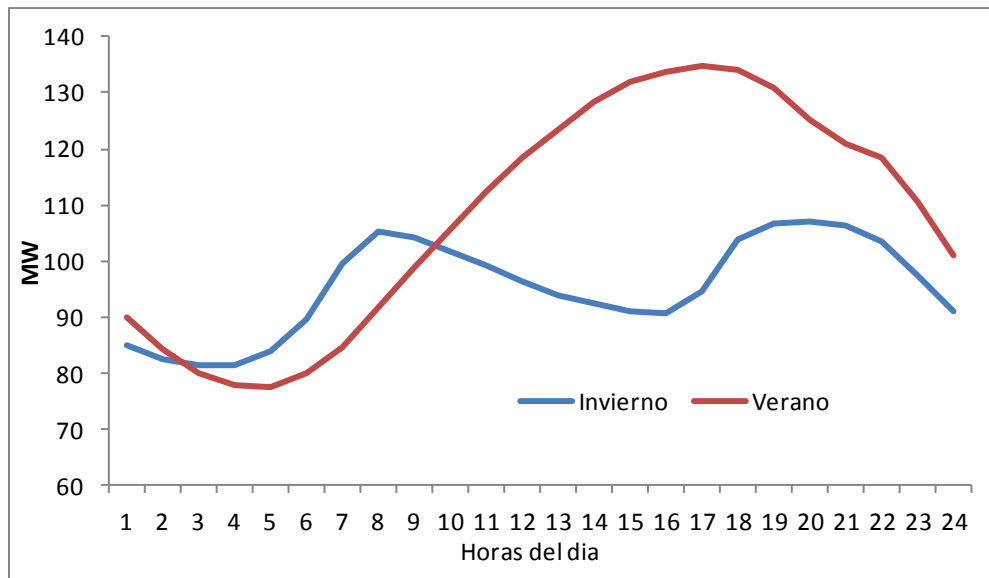
Fuente: Ramírez (2004)

En este sentido es interesante observar que las pérdidas técnicas reconocidas a las empresas distribuidoras son sustancialmente diferentes por nivel de tensión. Esto confirma de hecho la posibilidad de controlar las pérdidas dependiendo del nivel de tensión al cual se sirve a la demanda. Por ejemplo, en el caso de Codensa la Resolución 100 de 2009 reconoció 0.91% en el nivel mayor a 57.5kV; 2,40% en el nivel entre 30kV y 57.5kV; 1.76% en el nivel entre 1kV y 30kV; y hasta 10.07% en el nivel inferior a 1kV. Es decir que, de acuerdo con el diagrama en la Ilustración 7, las pérdidas por servir una fábrica en un barrio, aislada de otras industrias, puede llegar a ser más de diez veces que si estuviese localizada en un parque industrial. Esta situación se hace aún más dramática debido a la incertidumbre sobre los parámetros de planeamiento de red de áreas antiguas de la ciudad donde hay múltiples circuitos de diferentes edades, con diseños de red que no son cerrados. Frente a una situación donde la principal carga, como la industrial, está sujeta a un planeamiento de red.

Es importante puntualizar la diferencia entre potencia máxima y distribución espacial de la carga. La potencia máxima es la demanda de energía máxima que ocurre en un periodo de tiempo. Por ejemplo durante un día el agregado de las actividades residenciales y productivas puede producir una curva de demanda de energía típica como que se presenta en el Gráfico 55. Durante el día las industrias funcionan a su mayor capacidad, mientras que durante la noche los hogares prenden la mayoría de sus bombillos y aparatos eléctricos al

regresar a casa. La cresta de dicha curva es la potencia máxima para la cual está diseñado el sistema de forma tal que no existan restricciones. El Gráfico 55 muestra una curva típica de demanda de energía durante 24 horas, es el ejemplo de la región norte de la costa Este de los Estados Unidos. Se presenta la curva del día jueves 13 de diciembre en azul frente a la de 12 de julio en rojo.

Gráfico 55. Curva de carga para un día típico de verano frente a uno de invierno en los Estados Unidos



Fuente: Basado en datos del Consorcio de transmisión de la región norte de la costa Este de los Estados Unidos.

Se observa que el pico en invierno se encuentra en la noche, mientras que en el verano ocurre a la mitad de la tarde en el momento de más calor. También se observa que la potencia máxima para invierno puede ser un treinta por ciento mayor que en invierno. Este es solo un ejemplo sobre el funcionamiento de la curva de demanda de energía que se usa para ilustrar el concepto de potencia máxima. La distribución espacial de la carga que es la que afecta el planeamiento de las redes de distribución es cuando se hacen diferenciaciones de las mismas curvas de carga pero en el nivel de subestación. En vista de que la composición de las actividades económicas y residenciales es diferente entre zonas de un área urbana, entonces la distribución espacial de la carga afecta definitivamente la gestión de la red. Por lo tanto el planeamiento territorial que determina los patrones de ocupación puede incidir sobre el diseño de la red y así sobre los requerimientos de inversión.

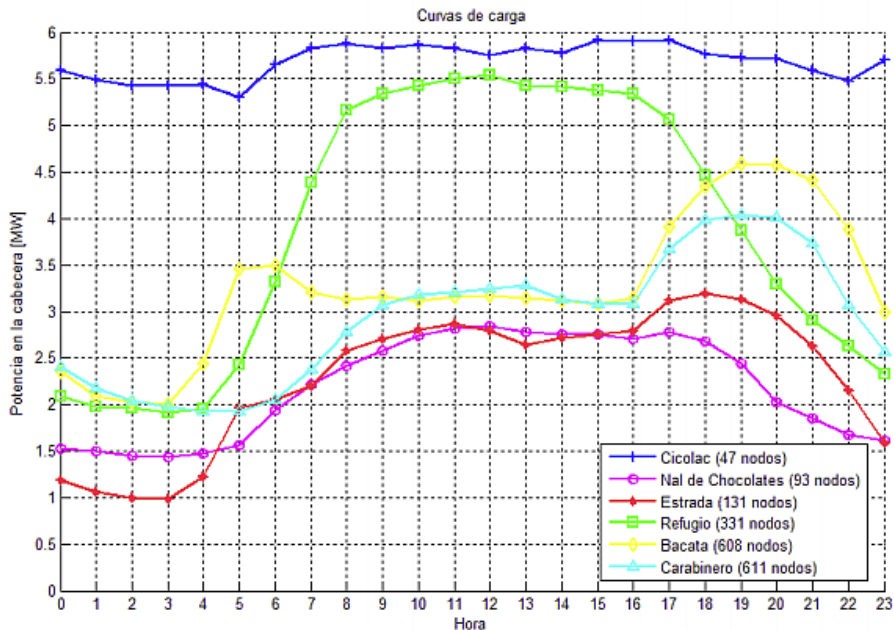
La tesis de maestría de ingeniería eléctrica de la Universidad Nacional de Doris Mercado (2011) ofrece una buena ilustración de las dificultades que el crecimiento indiscriminado y desordenado plantea para el planeamiento de red. El trabajo busca resolver cuáles son las

condiciones óptimas de operación en la red de distribución de Codensa en un contexto en el cual hay alta incertidumbre sobre las variables que determinan la operación del sistema. La incertidumbre viene determinada por diferentes variables que la ingeniería debe considerar como la topología de la red, los materiales de las instalaciones, su edad, el estado real de mantenimiento, entre otras más técnicas. Todas estas variables son las del mundo real en el cual los circuitos y equipos son miles y sobre los cuales, a pesar de tener un control efectivo y una estadística, además de esquemas institucionales de operación por ejemplo por zonas, no se diseñan para actuar en condiciones óptimas sino en condiciones de respuesta rezagada con respecto del crecimiento urbano.

Volviendo a las curvas de carga en Doris Mercado (2011), se observan unas diferencias importantes entre unos circuitos y otros (Gráfico 56). La tesis resalta las siguientes conclusiones del análisis que son consistentes con lo planteado hasta ahora, en términos de la importancia del planeamiento territorial de la localización de las actividades económicas y residenciales:

- El circuito Cicolac es el típico de un uso industrial.
- Los circuitos Nacional de Chocolates y Refugio tienen el perfil de sectores comerciales que tienen alta demanda durante las horas de operación del comercio.
- Los circuitos Estrada y Carabinero son de tipo mixto entre comercial y residencial dado que tiene un pico en las horas de la noche.
- Bacatá constituye un área típicamente residencial.

Gráfico 56. Curvas de carga en seis circuitos seleccionados de Codensa



Fuente: Mercado (2011)

Nótese que la potencia máxima es más alta en el circuito industrial de Cicolac, el cual es relativamente plano durante las 24 horas. En el otro extremo, el circuito puramente residencial de Bacatá es el que presenta la mayor variación entre mínimo y máximo. Si se tiene la inclusión de algunas actividades industriales en las áreas residenciales la red tiene que adaptarse a esa carga puntual distorsionando la topología de servicio residencial y generando unas pérdidas altas por servir a ese usuario industrial, en un nivel de tensión que no es adecuado.

2 ¿Tiene el planeamiento territorial alguna incidencia en el planeamiento de las redes de distribución eléctrica de Bogotá?

Hasta aquí se ha argumentado la importancia que tiene el planeamiento territorial en el direccionamiento de la ocupación del territorio que hacen las actividades económicas y residenciales, de forma que la gestión y la inversión en las redes de distribución eléctrica sean más eficientes. Se usó el argumento desde la lógica de la demanda de energía y de la atención de esas demandas en diferentes niveles de tensión para minimizar las pérdidas técnicas.

En esta sección, el análisis es sobre la manera como en la realidad se toman las decisiones de planeamiento territorial y de gestión de la red. Se busca entender en qué medida el incentivo de manejar requerimientos sustanciales de inversión determina un motivo de

ahorro o de optimización. Lo que sería deseable es que tanto el planeamiento territorial como el planeamiento de la red se retroalimentaran regularmente.

2.1 Mecanismos regulares de decisiones de inversión

En el nivel nacional, el proceso de planificación y de expansión de redes en los niveles de alta y media tensión, está centrado en la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME -, entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía. Esta entidad se encarga de publicar en el Plan de expansión los proyectos que valida entre los que le proponen los agentes, y los que se requieren según su propia visión.

Al interior de Codensa inciden la Gerencia de planificación y control y la Subgerencia de planificación de redes que hace parte de la Gerencia de distribución.

Para la inversión en redes de distribución, Codensa cuenta con un banco de Proyectos donde se registran las necesidades que se han identificado en el sistema basados en los datos de gestión de la distribución. Básicamente un mecanismo rezagado que responde a las realidades de la demanda en áreas ya construidas de la ciudad. Con el fin de aprobar estos proyectos por el área de inversiones, se debe realizar una evaluación económica de cada uno de los proyectos.

No podría la regulación exigir resultados en términos de pérdidas técnicas y cargos por confiabilidad si no diese a los distribuidores cierta discrecionalidad para resolver los problemas de gestión de la red en los niveles medio y bajo de tensión.

Hasta aquí no entra aun el planeamiento territorial pues ni la UPME ni Codensa tienen responsabilidades sobre las regulaciones del uso del suelo que serían las que determinan la localización de las actividades económicas. Sin embargo, es de notar que los POT son vinculantes y de obligatorio cumplimiento desde el punto de vista legal. Los proyectos deben realizarse a menos que sean imposibles.

Los Planes de Ordenamiento Territorial, POT son instrumentos de jerarquía superior de la planeación territorial y como tales tienen una injerencia sustancial sobre la inversión en redes. Una vez se ha emitido, hay dos instancias que determinan su aplicación dependiendo si la ocupación territorial es marginal o estructural (Ley 388). Cuando es marginal, es cuando una construcción va a hacerse en un predio que tiene norma urbana. Es decir que se le han definido usos, coeficientes de construcción. En esos casos las curadurías pueden aprobar las licencias de construcción sin recurrir a la SDP y allí la viabilidad de que un mayor nivel de inversión en redes dependa libremente de las decisiones de la empresa distribuidora, la cual a su vez tiene los grados de libertad que le da la regulación del sector. Ge-

neralmente la empresa dará viabilidad según sus estimaciones de demanda y de las cargas en el sistema de potencia local. En el caso estructural, como en los planes parciales, es la Secretaria Distrital de Planeación la que debe emitir las aprobaciones basadas en la viabilidad que dé la empresa distribuidora.

En general, Codensa se adapta al crecimiento urbano mediante inversiones repotenciando la red ya existente y en la implementación de nuevas tecnologías para poder suplir la demanda creciente. La mayor parte de la respuesta de inversión en la red viene determinada por la repotenciación de circuitos específicos. En el caso de las operaciones especiales como la Operación Estratégica del Aeropuerto El Dorado, el diálogo permanente entre las entidades permite coordinar un mejor resultado.

Más allá de las Operaciones Estratégicas que tienen unos incentivos concretos dado su tamaño y relevancia, hay otros instrumentos de planeación territorial definidos en la Ley 388 que también pueden tener buen nivel de interacción entre el planeador y el distribuidor para la toma de decisiones. Estos son los Planes Parciales de Renovación Urbana. Este instrumento define una re-densificación del uso de una pieza relativamente pequeña de la ciudad, generalmente unas pocas manzanas o menos. Estos proyectos deben contar con la viabilidad de la empresa de distribución pero en general se pueden solucionar con inversiones relativamente menores si se comparan con una subestación.

La planeación territorial en Bogotá puede tener, entonces, una injerencia sobre la inversión en redes de distribución eléctrica. Esto lo hace a través de las curadurías, en la misma SDP, en los planes parciales, y en general a partir del cumplimiento del POT que deben hacer las empresas de servicios. Pero falta analizar los instrumentos macro de planeación territorial, esto es, los Planes de Ordenamiento Territorial, los Planes Zonales y los Macroproyectos. En la fase de su diseño puede preverse un espacio de trabajo e interacción entre las empresas de servicios y entidad de planeación que ayude a hacer más eficiente la inversión en redes y más efectivo el planeamiento territorial. En la siguiente sección se tratan estos temas que se refieren a decisiones estructurales de inversión. Es decir que implican cambios en el modelo de ocupación del territorio.

2.2 Mecanismos de decisiones de inversión en redes y los POT

La planeación puede influenciar sustancialmente los requerimientos de inversión en redes de servicios. Un ejemplo que da una buena ilustración es el caso de Ciudad Salitre. En 1980 cuando el proyecto empezó, la ocupación de la zona era relativamente insignificante tanto en el área del proyecto como en el anillo circundante. Aun en 1990 no se tenían mayores desarrollos inmobiliarios. Solamente al final de los años noventa se empieza a ob-

servar un crecimiento importante del área, centrado en el anillo circundante en un principio y posteriormente en el área propia del proyecto. Este caso sobresaliente en la planeación ilustra muy bien el impacto que se puede tener sobre la inversión en redes. Aun cuando la planeación territorial puede influenciar la localización y densificación de actividades económicas y residenciales, el mercado tiene dinámicas propias que alteran los ritmos de inversión. Si la inversión en redes de distribución siguiese al pie de la letra el mandato de la planeación territorial, podría en el caso de Ciudad Salitre, haber invertido con una década de anticipación para las demandas que se materializaron a finales de los años noventa. Por supuesto, la red no se debe instalar en su totalidad y un nivel de previsión para el trazado de las redes de media tensión es determinante y seguramente influyó en ese caso.

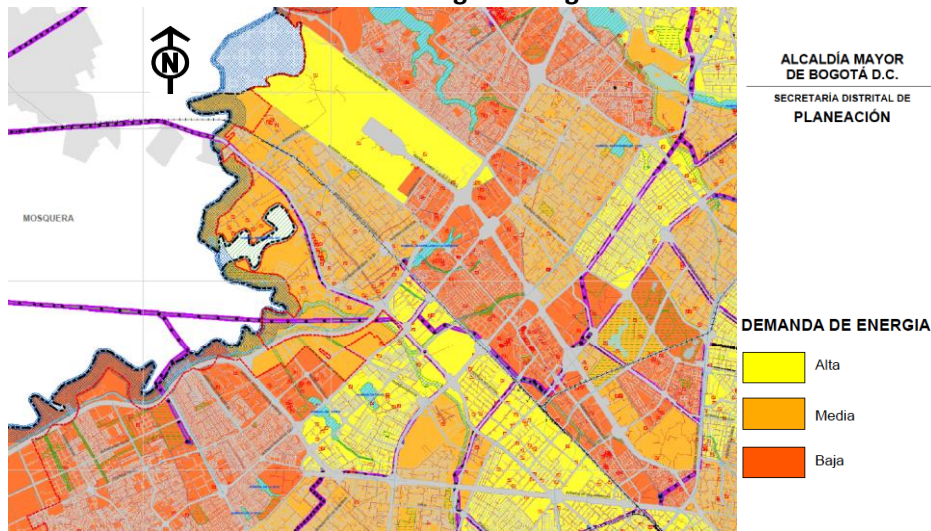
Ilustración 8. Ciudad Salitre



Fuente: Análisis desarrollado por Hernando Arenas y Tito Yepes para la Secretaría Distrital de Planeación en 2011. Se usó información del Catastro.

Otro ejemplo los constituye el eje de la Avenida El Dorado. Tradicionalmente allí ha existido una baja intensidad de actividades económicas. Sin embargo, con la consolidación de Ciudad Salitre se ha venido desarrollando un proceso de transformación que torna a esta área como una de las de mayor dinámica inmobiliaria en la actualidad. Sin embargo, se puede observar que aun en 2011 la demanda de energía en ese eje continua siendo baja en relación con lo que ocurre en el Aeropuerto o en la zona de Puente Aranda. Con los cambios de uso que se han venido discutiendo en torno a la revisión del POT de Bogotá, esta zona podría tomar una dinámica inmobiliaria aun mayor determinando el cambio del perfil de demanda y transformando los requerimientos de inversión en redes de distribución.

Ilustración 9. Demanda de Energía en Bogotá al nivel de manzana.



Fuente: Elaborado por la SDP en el contexto de la revisión del POT en 2011. Usando fuentes Codensa y EEB.

2.3 Desarrollos urbanos de gran carga eléctrica

La planeación en redes debería responder de manera óptima a la demanda de energía que hacen los proyectos de gran escala en la ciudad. Es de esperar entonces, que las intervenciones de este tipo cuenten con un esquema institucional que garantice las relaciones entre las distintas entidades que intervienen en las etapas de los proyectos. A pesar de lo anterior, no siempre se responde de manera óptima a la demanda de energía eléctrica. Esto porque en varias ocasiones los proyectos con mayores requerimientos eléctricos se presentan en distintas áreas de la ciudad y en distintos momentos del tiempo, lo que dificulta hacer grandes inversiones que garanticen la potencia requerida para asentamientos industriales.

Codensa está en capacidad de suplir de manera efectiva a quienes así lo requieran; sin embargo, hacer inversiones en repotenciación de manera esporádica o aislada en vez de realizar inversiones en construcción de nueva infraestructura que pudiera suplir de manera óptima la energía, resulta en ineficiencias en el largo plazo. Es decir, ir repotenciando la red en la misma área luego del surgimiento de demandas sucesivas es una opción inferior frente a la posibilidad de la construcción de una sub-estación que desde el primer momento garantice la confiabilidad del servicio de energía y que pueda resultar en una disminución de costos a futuro. El mismo argumento aplica para los casos en que la localización de las empresas se da de forma dispersa a lo largo de la ciudad frente a los casos en donde la aglomeración de estas permite una proximidad que cree desde el primer mo-

mento el surgimiento de una demanda efectiva de gran escala que justifique la construcción de una sub-estación.

La localización de grandes proyectos en una misma área podría necesitar de la construcción de infraestructura apropiada para suplir esa demanda de energía. Para la planeación de la red de energía eléctrica, en los casos en que el tamaño de los proyectos de urbanización o proyectos industriales superan los requerimientos de energía que ofrece una repotenciación de la red, sería necesario que Codensa planeara la construcción de nuevas subestaciones y de infraestructura que garantice la confiabilidad general de la red, en esas circunstancias.

El proceso de expansión de la red y de repotenciación se da en general en dos niveles; por un lado, los empresarios de manera autónoma establecen los acuerdos con Codensa para obtener la red adecuada de energía eléctrica. Por otro lado, algunos grandes proyectos que esperan una importante localización de empresas inciden en los planes de inversión de la empresa de energía y en la construcción de sub-estaciones que garanticen el suministro confiable del servicio. Las dos maneras de establecer contactos con la empresa de energía tienen consecuencias importantes en el proceso de planeación de la ciudad y en los mismos planes de inversión de la entidad.

Para las demandas puntuales, se tiene que por lo general, son las empresas y los clientes quienes en fases adelantadas de sus proyectos de construcción buscan a la empresa de energía para lograr el suministro de electricidad.

Actualmente, Codensa tiene un listado de grandes clientes que han solicitado carga a la empresa por diferentes zonas. Un ejemplo de proyectos puntuales es el caso del desarrollo habitacional de La Felicidad, y el del parque industrial que se localiza en la Avenida Boyacá entre calles 23 y 13, que solicitó a Codensa una carga de 3436 Kw con el fin de abastecer la demanda energética futura que producirá en esta zona. Otros proyectos en desarrollo ubicados en la zona centro son Inversiones CSM y CSR y CIA SA, CMS y GMP Asociados SAS, Prabyc Ingenieros Ltda y Ciudad Empresarial. Proyectos con requerimientos importantes de carga se ubican también en diferentes zonas de la Región Capital.

Por otra parte, se encuentran los ejemplos de los proyectos cuyo planeamiento adecuado logra incidir en los planes de inversión de la empresa de energía y justifican la construcción de una nuevas sub-estaciones a saber: Gran Sabana, Guaymaral, Florida, Terminal, Polígono USME, Compartir, mientras que Nueva Esperanza y Norte hacen parte de las

nuevas conexiones al Sistema de Transmisión Nacional -STN - que están siendo estudiadas como nuevos proyectos necesarios para la ciudad (Tabla 26).

Tabla 26. Proyectos de subestaciones de potencia

Sub-estación	Tipo proyecto	Proyectos puntuales
Gran Sabana	Parque Industrial (Tocancipá)	Parque Industrial Gran Sabana
Guaymaral		
Florida	(Álamos, Bogotá)	Transmilenio 26, terminal aéreo, desarrollo residencial
Terminal	Desarrollo residencial	La Felicidad
Polígono USME		
Compartir	Desarrollo residencial	

Fuente: Información Codensa

Como caso exitoso de los grandes proyectos que ameritan la construcción de una sub-estación, se puede mencionar el Parque Industrial Gran Sabana, que es un proyecto en donde distintas industrias se localizarán en el municipio de Tocancipá, Cundinamarca. El proceso de planeación de este proyecto permitió que la localización organizada de las industrias permitiera una concertación ordenada con Codensa. La entidad, entonces, con el fin de garantizar el suministro de energía, introdujo entre sus planes la construcción de la sub-estación Gran Sabana (S/E AT/MT), que podrá garantizar una capacidad eléctrica mínima de 500 KVA para cada lote.

Este logro en las relaciones con los entes que realizan los distintos proyectos de planeación es un ejemplo positivo de lo que debe suceder con proyectos de gran tamaño. De lo contrario, como sucede regularmente y como se mencionó, cada empresa por separado debe buscar a la empresa de energía para lograr abastecer sus necesidades. Cuando esto sucede, normalmente la capacidad de planeamiento de Codensa se ve truncada y ésta puede responder sólo mediante repotencializaciones de la red u otras medidas que garanticen la oferta puntual para esa demanda específica.

La oferta puntual de energía para grandes proyectos es por lo tanto una respuesta sub-óptima del planeamiento de energía frente a lo que sucede en los casos en que es posible introducir con anterioridad el proyecto de vivienda o de industrias en los planes de expansión de Codensa. Se subraya entonces el caso exitoso del Parque Industrial Gran Sabana para poder resaltar el potencial institucional de las relaciones entre entidades cuya ausencia provoca un desperdicio de los esfuerzos desde ambas partes (planeadores y empresas de servicios). Existe por lo tanto una justificación para concretar las relaciones entre entidades que deben consolidarse para cubrir esta brecha entre el planeamiento y la expansión de las redes de energía eléctrica con el fin de minimizar los costos futuros para ambas.

3 ¿Por qué los instrumentos macro de planeación terminan no teniendo injerencia sobre la inversión en redes de distribución?

3.1 Fallas en la lógica del protocolo institucional

A pesar de que exista un esquema institucional y una relación concreta entre las entidades encargadas de los distintos procesos, el arreglo y los acuerdos entre éstas no siempre se cristaliza. Lo anterior lleva a que se cree una separación de facto entre la planeación territorial y la expansión de las redes de energía.

Las entidades que deben intervenir para llevar a cabo los proyectos de la empresa de energía a través del otorgamiento de licencias ambientales o de construcción pueden no siempre tener la capacidad para poder resolver de manera ágil las solicitudes realizadas por Codensa. Por ejemplo, las licencias ambientales que son presentadas a la CAR en la fase de estudio de los proyectos de construcción de nuevas líneas requieren una resolución oportuna que no siempre se da, lo que ocasiona cuellos de botella y represamiento de proyectos en ambas entidades.

En otras situaciones, hay procesos que no se terminan de consolidar o que simplemente pierden continuidad. Un ejemplo de ello son las UPZ que designaban los usos del suelo por zonas, entre otras disposiciones, pero que perdieron la fuerza con la que iniciaron y terminaron por desaparecer en el panorama de la misma empresa de energía.

Un ejemplo positivo de interacción fructífera entre el distrito, Codensa y otras entidades se da en las situaciones como la construcción de nuevas troncales de Transmilenio, en que obras en nuevas vías permiten la ejecución de varios agentes en la administración de sus redes. En estas situaciones, a través de la coordinación del IDU, se aprovecha la obra y se subterranizan las redes de manera simultánea a la obra.

Sin embargo, en general las consultas previas a las resoluciones expedidas por la SDP son pocas. Debido a esta situación, algunas resoluciones tienen decretos que pueden resultar inviables o sub-óptimos frente a otras posibilidades que podrían haber sido decididas de forma concertada. Se destaca en este aspecto la Secretaría de Hábitat de Bogotá que tiene un comité formal a través del cual se invita a las demás entidades a participar.

Por último, cabe destacar que en la actualidad los POT no tienen la fuerza suficiente para que por sí solos determinen la inversión en infraestructura; lo anterior se evidencia en la forma en la que los proveedores de servicios deben esperar a que se produzca una de-

manda efectiva que cristalice los proyectos para así determinar unas inversiones específicas en el sector. Sería deseable que el POT lograra crear los incentivos suficientes para que las empresas se localicen en ciertas zonas o que creen los desincentivos suficientes para que éstas no se ubiquen de manera dispersa en la ciudad.

3.2 Geografía económica

Aún en el caso en el que el planeamiento logre alinear la inversión en redes, puede suceder que el patrón de ocupación resulte inconsistente con un desarrollo sostenible respecto de la ocupación del territorio. Este fenómeno se observa en áreas marginales en las que a menudo los hogares cuentan con la conexión a los servicios básicos pero no hacen uso del servicio pues no pueden pagarlo. Este problema se conoce como falta de capacidad de pago.

Una consecuencia importante de este fenómeno es su implicación en la geografía económica de una ciudad. Sucede, de manera recurrente, que aquellos individuos que no cuentan con los niveles de ingresos suficientes para pagar completamente los costos de vida que incluyen los servicios, se ubican en áreas geográficas específicas. Áreas que normalmente están alejadas de los centros económicos de la ciudad, terrenos con alto riesgo de deslizamiento u otros accidentes geográficos o climáticos, y zonas de invasión en general.

Cuando se presentan casos de grupos de ciudadanos que no tienen la capacidad de pagar un servicio, es importante plantearse algunas inquietudes respecto a las acciones que realiza el Estado en áreas pobres y marginales de la ciudad.

Como se mencionó anteriormente, la presencia de grupos de hogares que se enfrentan con estas dificultades da luces sobre la necesidad de replantear la política de expansión territorial escogida por el gobierno. Sería deseable subsidiar y llevar el servicio hacia lugares donde este pueda ser pagado por los individuos, con el fin no de excluir a quienes se encuentran en la periferia sino por el contrario, con el objetivo de impulsar una migración y la ocupación de espacios al interior de la ciudad donde el estado puede llevar de manera más económica cualquier tipo de servicio.

De este análisis, se desprende la importancia que tiene la inversión en redes de servicio para determinar los patrones de ocupación de las ciudades o municipios. De allí que resulte importante atender el llamado del estrechamiento de las relaciones entre los distintos actores (proveedores de servicios, planeadores, gobernantes) con el fin de alinear de manera adecuada ambas funciones a beneficio de los ciudadanos en general.

3.3 Endogeneidad causada por responder con rezago al asentamiento informal

De manera simétrica al problema anteriormente ilustrado, existe el caso en el que proveer redes de servicios públicos a zonas de asentamiento informal provoca un estímulo para la expansión de este. La provisión de los servicios públicos actúa como señal que dirige los procesos de urbanización y expansión del perímetro urbano. Cuando los proveedores responden con rezago a los asentamientos informales, crean estímulos para la expansión de éste a través de incentivos que encuentran los individuos para permanecer allí o para migrar hacia estos espacios donde aún los precios del suelo son asequibles para los más pobres.

Relacionando esta situación con el tema anterior, puede darse el caso en el que la provisión del servicio termine determinando los patrones de urbanización en áreas insostenibles, ya sea por ser zonas de alto riesgo o por tratarse de áreas alejadas de las oportunidades de trabajo que generen ingresos monetarios sostenibles para los hogares. En este caso, la desconexión existente entre planeadores y proveedores de servicios públicos provocará la expansión del perímetro urbano de manera precaria e inviable desde el punto de vista de la sostenibilidad de la ocupación territorial.

Conclusiones

Con el análisis realizado, se concluye que el funcionamiento regular de los instrumentos de planeación parece funcionar adecuadamente en la medida que la Norma Urbana es aplicada por las curadurías. Sucede lo mismo al nivel de los Planes Parciales y de los proyectos de grandes cargas al sistema.

Por otro lado, la planeación de largo plazo como la emisión o revisión de una POT puede no tener mayor impacto operativo sobre las decisiones de inversión en la red. Esencialmente el ciclo del POT es más largo que el de las inversiones, entonces la empresa distribuidora alcanza a dar viabilidad a los proyectos y tiene los incentivos para hacerlo.

Sin embargo, la planeación territorial parece perder oportunidades importantes de optimizar la inversión en redes de servicios, puntualmente redes de distribución eléctrica, por no promover una mayor especialización de los espacios. Por ejemplo, mediante hacer cumplir las regulaciones sobre localización de industrias y de otras actividades que implican crecimientos importantes de la carga.

CAPÍTULO 5. ANÁLISIS SOCIO ECONÓMICO DE LA SITUACIÓN DEL GAS NATURAL EN BOGOTÁ Y LA REGIÓN⁹³

1. Elementos conceptuales y prácticos sobre proyecciones de demanda de gas natural

1.1 Elementos sobre los determinantes de la demanda de gas natural

Los determinantes de la demanda de gas natural incluyen una amplia variedad de elementos tales como la tenencia de gasodomésticos en los hogares, los precios relativos de los energéticos sustitutos, la disponibilidad de red para conectarse al servicio, la seguridad del suministro, los esquemas de contratación del suministro en el largo plazo, las perspectivas de crecimiento económico, los incentivos de tipo tributario, el régimen regulatorio, así como el desarrollo de la normatividad ambiental, entre otros. En el caso de Bogotá D.C. y Cundinamarca, el gas natural se utiliza esencialmente como combustible en los sectores residencial, comercial, industrial y vehicular⁹⁴.

Sector residencial, Bogotá D.C.

Según los resultados del estudio realizado por la Universidad Nacional (2006, pp. 36-42), la energía eléctrica es utilizada en luminarias, televisores, neveras, licuadoras y lavadoras de ropa, y el principal uso del gas natural en el sector residencial es el calentamiento de agua, seguido de la cocción de alimentos, como se muestra en el Gráfico 57 y Gráfico 58⁹⁵.

Tabla 27. Tenencia de Electrodomésticos y Gasodomésticos en la Ciudad de Bogotá (2006)

Equipo/Estrato	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Luminarias	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Estufa	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Televisor	96,90%	99,40%	99,50%	99,10%	98,10%	100%
Plancha	84,30%	96,30%	94,10%	92,30%	94,20%	100%

⁹³ A cargo de Ricardo Ramírez.

⁹⁴ El uso residencial se da en la cocina, la calefacción del agua y para el funcionamiento de lavadoras y secadoras y equipos de calefacción; el comercial se refiere a estos mismos usos pero para colectividades como hospitales, restaurantes, hoteles y lavanderías; el industrial es esencial en algunas fabricaciones como la cerámica: su uso se busca debido a la facilidad de la regulación y a la ausencia de cenizas y azufre; el vehicular o GNV se da en automóviles y buses y tiene mejor rendimiento cuando los vehículos son fabricados para consumir gas natural y no tanto cuando son convertidos. Los otros usos que no se dan en gran medida en la región capital son los usos para generación eléctrica y como materia prima. (www.gasnatural.com y www.ecopetrol.com.co)

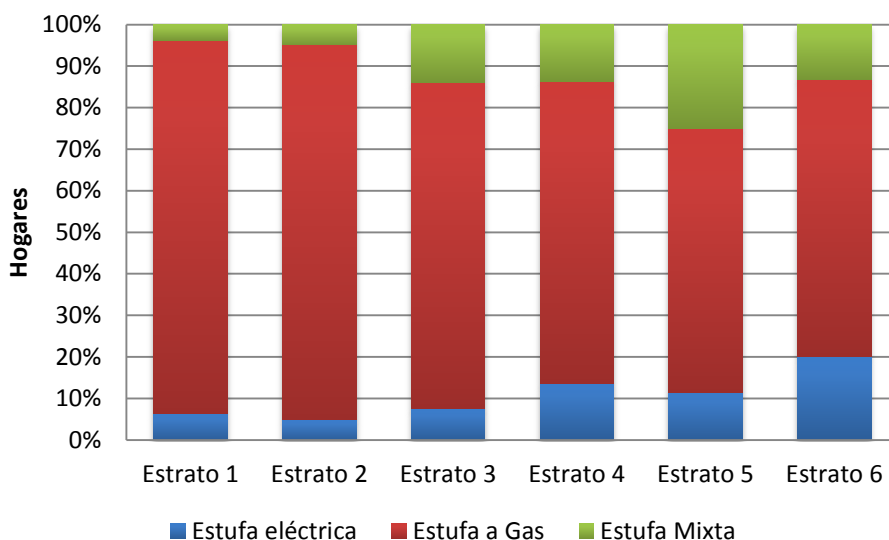
⁹⁵ La encuesta realizada por la Universidad Nacional de Colombia, para la UPME, cubrió 981 hogares de todos los estratos.

Licudadora	79,90%	95,70%	94,60%	93,20%	94,20%	100%
Refrigerador	74,20%	89,60%	95,40%	96,40%	96,20%	100%
Lavadora Ropa	39,60%	65,60%	80,40%	85,90%	94,20%	93,30%
Calentador Agua	32%	63%	75%	91%	92%	87%
Horno Microondas	9,40%	22,10%	32,40%	60,90%	80,80%	86,70%

Fuente: UNAL (2006).

Según los resultados del estudio de caracterización de gasodomésticos y electrodomésticos (UNAL, 2006), “la gran mayoría de los usuarios de todos los estratos poseen estufa a gas (natural o GLP), en los dos primeros cerca del 90%, y cerca del 65% de los hogares de estratos 5 y 6 también lo tienen” .

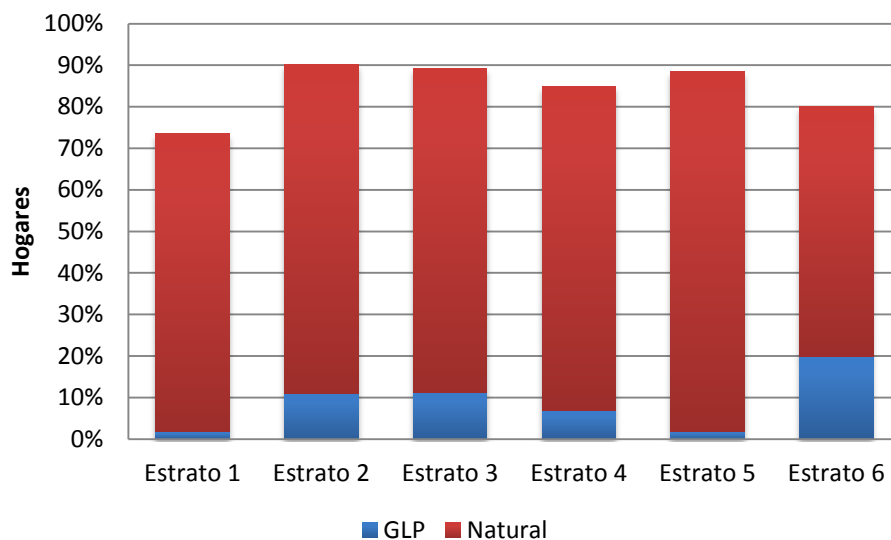
Gráfico 57. Tenencia de estufas por energético en la ciudad de Bogotá (2006)



Tipo/Estrato	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Estufa Eléctrica	6,30%	4,90%	7,50%	13,60%	11,50%	20,00%
Estufa a Gas	89,90%	90,20%	78,60%	72,70%	63,50%	66,70%
Estufa Mixta	3,80%	4,90%	13,90%	13,60%	25,00%	13,30%

Fuente: UNAL (2006).

De otra parte, se observa que de los hogares que utilizan gas combustible, la gran mayoría utiliza gas natural como se indica en el Gráfico 58 **Gráfico 58. Tenencia de estufas de gas natural y GLP en la ciudad de Bogotá (2006)**



Fuente: UNAL (2006).

Tabla 28. Tipo de gas para cocción por estratos

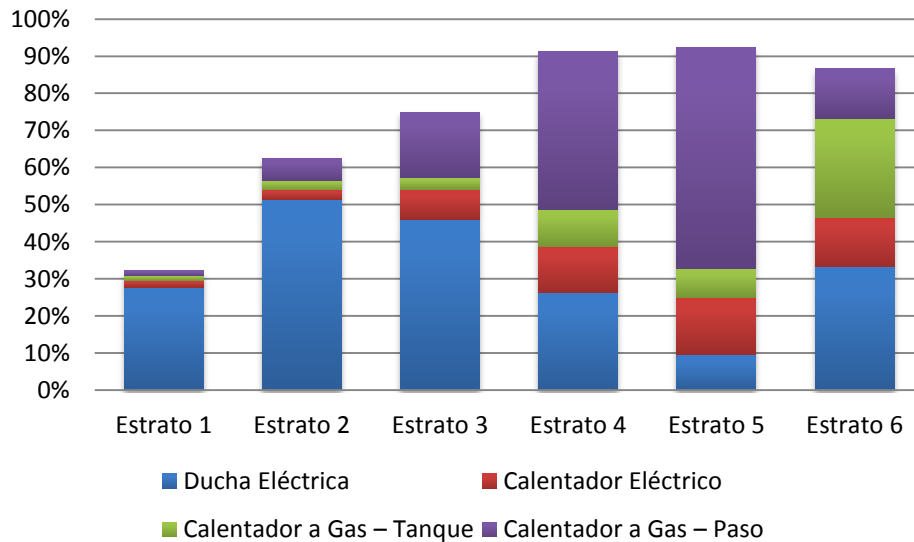
Tipo/Estrato	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
GLP	1,80%	11%	11,30%	6,80%	1,90%	20%
Natural	71,70%	79,10%	78%	78,20%	86,50%	60%

Fuente: UNAL (2006).

En cuanto a la estufa a gas o mixta, los resultados del estudio mencionado indican que “aproximadamente la mitad de los hogares que poseen estufa a gas, la adquirieron en los últimos cinco años. Como se verá más adelante, es posible que este hecho contribuya a explicar la tendencia decreciente del consumo unitario residencial de gas natural en la ciudad de Bogotá.

En lo que se refiere a la tenencia de calentadores, se observa que, en los estratos 1,2 y 3, la gran mayoría de los usuarios utiliza ducha eléctrica, mientras que en los estratos 4,5 y 6 predomina la utilización de calentadores a gas (Gráfico 59), generando un mayor gasto en la factura de energía de los hogares por la utilización del energético más costoso en este uso final.

Gráfico 59. Calentadores por combustible por estrato



Fuente: UNAL (2006).

Tabla 29. Calentadores de agua por energético por estrato

Tipo/Estrato	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Ducha Eléctrica	27,80%	51,50%	46,10%	26,40%	9,60%	33,30%
Calentador Eléctrico	1,90%	2,50%	8,00%	12,30%	15,40%	13,30%
Calentador a Gas – Tanque	1,30%	2,50%	3,20%	10,00%	7,70%	26,70%
Calentador a Gas – Paso	1,30%	6,10%	17,70%	42,70%	59,60%	13,30%

Fuente: UNAL (2006).

Tabla 30. Combustible con que cocinan en los municipios de Cundinamarca

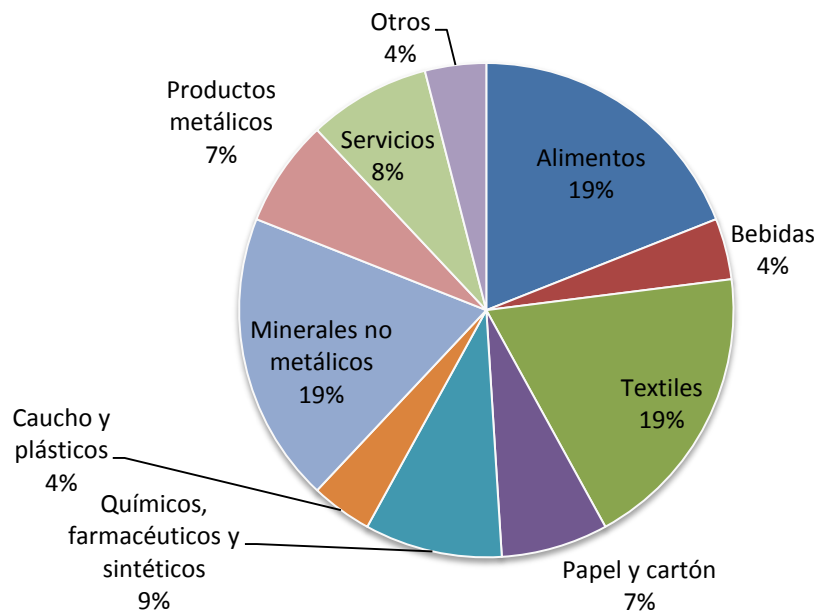
Energético	Urbanos		Rurales		Totales	
	Hogares	Porcentaje	Hogares	Porcentaje	Hogares	Porcentaje
No cocinan	21.669	5,80%	5.766	2,40%	27.435	4,40%
Leña, Carbón de Leña, otros	11.202	3,00%	137.688	56,90%	148.890	24,10%
Carbón Mineral	2.840	0,80%	10.911	4,50%	13.751	2,20%
Gasolina, Kerosene y otros	8.530	2,30%	2.816	1,20%	11.346	1,80%
GLP cilindros	227.113	60,30%	80.665	33,30%	307.778	49,70%
Gas Natural por Red	102.996	27,30%	2.749	1,10%	105.745	17,10%
Electricidad	2.454	0,70%	1.384	0,60%	3.838	0,60%
Total	376.804	100%	241.979	100%	618.783	100%

Fuente: Estadísticas de Cundinamarca 2010, pag.43 y 44

Sector industrial

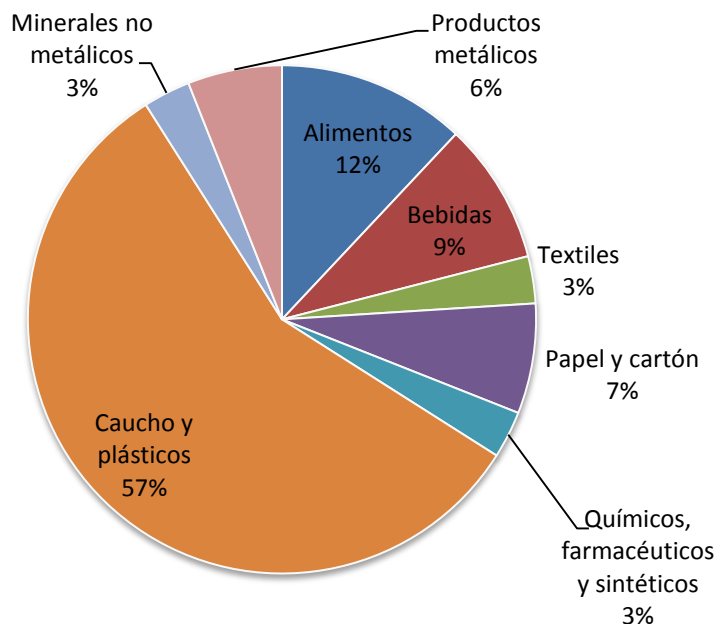
La demanda industrial de Bogotá y la Sabana representa cerca de un 40% de la demanda de la región y presenta patrones de consumo bien diferenciados en las dos subregiones como puede verse en el Gráfico 60 y el Gráfico 61.

Gráfico 60. Descomposición del consumo industrial de gas natural por sectores Bogotá y Soacha 2010-2012



Fuente: GAS NATURAL S.A. E.S.P.

Gráfico 61. Consumo industrial de gas por sectores industriales en municipios de Cundinamarca 2010-2013



Fuente: GAS NATURAL S.A. E.S.P.

NOTAS:

MINERALES NO METALICOS: Vidrio, cerámica, cemento, ladrillo y arena

PRODUCTOS METALICOS: Metalurgia, Fundición, Productos Metálicos

QUIMICOS, FARMACEUTOCAS Y SINTETICOS: Sustancias químicas, jabones, entre otros.

PRODUCTOS METÁLICOS: Metalurgia, Función, Productos metálicos, maquinaria y productos en metal.

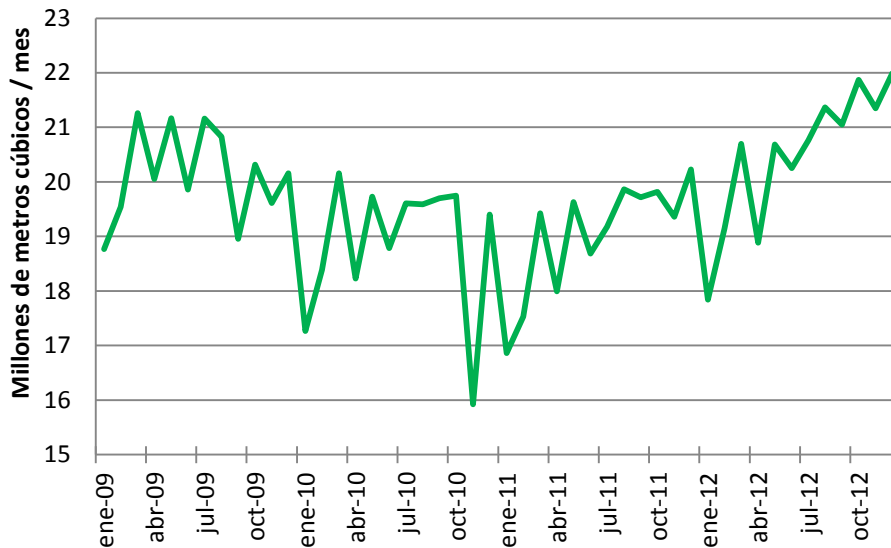
Puede observarse que la demanda de gas natural en Bogotá y Soacha está altamente diversificada en las industrias de Alimentos, Textiles y Minerales No Metálicos que participan individualmente con porcentajes cercanos al 19% y en otras industrias como las de Químicos, Productos Metálicos, así como papel y cartón que participan con porcentajes de aproximadamente un 8%. El consumo de gas en los municipios de la Sabana se concentra en la Minería No Metálica que incluye el vidrio (Peldar), la cerámica (Colcerámica), ladrillo y arena.

Gas Natural Vehicular

El consumo de gas natural vehicular, que representa aproximadamente un 16% del consumo de gas natural en la región permite atender cerca de 110.000 vehículos a través de una red de 166 Estaciones de Servicio. A pesar de sus beneficios ambientales, el crecimiento de la demanda de gas natural vehicular es marginal situándose por debajo del 2% para los últimos cuatro años. Lo anterior ha sido originado principalmente por la disminución del diferencial de precios relativos de la gasolina y el diésel resultantes de incrementos de precios del gas natural en el momento de la renovación de contratos de suministro

de gas natural; así como por los altos costos de conversión y las dificultades para su financiación que llevaron a la desaceleración del crecimiento y a una reducción de las conversiones a gas natural^{96 97}. Por otra parte, también ha incidido en el bajo crecimiento observado para este sector de consumo la incertidumbre sobre la disponibilidad del energético generada tanto por mensajes del Gobierno Nacional, bajo el período presidencial anterior, como por la percepción de baja confiabilidad en el suministro durante el racionamiento de gas natural del período 2009-2010.

Gráfico 62. Consumo GNV 2009-2012



Fuente: Gas Natural S.A.

1.2 Factores determinantes de las tendencias en el escenario internacional

De acuerdo con IEA, World Energy Outlook (2010, pag. 180), los siguientes elementos pueden ser de interés sobre la evolución de la demanda de gas natural en el mundo:

- Las proyecciones indican que el gas natural será el único combustible fósil cuya demanda será superior a la demanda actual, en el largo plazo (2035).

⁹⁶ Según Gas Natural S.A. el costo de una conversión se aproxima a los 3.8 millones por automóvil. A pesar de las subvenciones por parte de las empresas de la cadena de gas natural, que se aproximan a un 50% del valor de la conversión, las barreras de financiación por la aparición de talleres informales para conversión de vehículos han dificultado el acceso a estos recursos (entrevista de investigadores de Fedesarrollo con funcionarios de GN).

⁹⁷ Hubo dificultades por la falta de disponibilidad de transporte y de gas por demoras en la ejecución de proyectos: Los proyectos de ampliación del gasoducto de Ballena - Barrancabermeja, que sólo entraron a mediados de 2010; Cusiana Fase 1 (transporte) y Cusiana LTO II (producción), en enero de 2011; Cusiana Fase 2 (transporte), en agosto de 2012; Cupiagua (producción) diciembre de 2012; y la entrada de Gibraltar en enero de 2012.

- La demanda de los países no desarrollados crecerá un 84% en los próximos 25 años.
- EL comercio internacional de gas crecerá un 80% en el mismo período.
- Cerca del 35% de la demanda internacional de gas se cubrirá con recursos no convencionales.
- El sector eléctrico se mantendrá como el sector líder en su contribución al crecimiento de la demanda de gas natural.
- Los precios de gas natural se desacoplarán cada vez más de los índices de precios del crudo.
- El crecimiento promedio de la demanda de gas natural de Latinoamérica se situará en un 2.1% anual para el período 2008-2035.

Tabla 31. Demanda primaria de gas natural por región del mundo Proyecciones hasta 2035.

	1980	2008	2015	2020	2025	2030	2035	2008-2035*
OCDE	958	1541	1568	1625	1666	1713	1758	0,50%
Norteamérica	659	815	817	844	864	886	913	0,40%
<i>EEUU</i>	581	662	641	645	646	655	664	0,00%
Europa	264	555	562	582	601	620	628	0,50%
Pacífico	35	170	189	199	200	206	216	0,90%
<i>Japón</i>	25	100	107	112	112	112	117	0,60%
No-OCDE	559	1608	1969	2169	2367	2584	2777	2,00%
Europa del Este/Eurasia	438	701	744	771	802	826	838	0,70%
Caspio	n.d.	124	150	162	175	182	185	1,50%
<i>Rusia</i>	n.d.	453	468	479	491	503	503	0,40%
Asia	36	341	497	585	676	800	934	3,80%
<i>China</i>	14	85	169	216	266	331	395	5,90%
<i>India</i>	2	42	80	97	117	143	177	5,40%
Medio Oriente	35	335	424	466	523	573	608	2,20%
África	13	100	136	149	155	161	164	1,90%
Latinoamérica	36	131	168	197	212	223	232	2,10%
<i>Brasil</i>	1	25	44	60	67	71	77	4,20%
Mundo	1517	3149	3536	3794	4033	4297	4535	1,40%
Unión Europea	n.d.	536	540	558	574	591	598	0,40%

*Tasa de crecimiento promedio anual compuesta

Fuente: World Energy Outlook (2010)

Otro referente internacional sobre tendencias en la demanda de gas natural es el estudio del MIT sobre el futuro del gas natural en los Estados Unidos, del cual pueden extraerse algunos elementos de interés para este estudio:

- En el sector industrial cerca del 60% de la demanda de gas natural es utilizado en calderas y en calor de proceso.
- El reemplazo de calderas industriales a modelos de alta eficiencia puede reducir la demanda y las emisiones del gas natural a un costo eficiente.
- El gas natural y los líquidos derivados del gas natural juegan un papel importante como insumo petroquímico.
- Las políticas de certificación de conversiones de GNV y la forma de reducir los costos de conversión son importantes para asegurar la utilización dual de gasolina y gas natural.
- Con el margen que hay entre el precio del crudo y el gas natural existen oportunidades crecientes para el uso del gas natural como combustible principal en el sector del transporte.

De los resultados de estos estudios pueden derivarse algunas tendencias que pueden incidir en el futuro de la oferta o la demanda de gas natural en la región capital:

- Presumiblemente las restricciones ambientales al uso de hidrocarburos no afectarán del todo ni de la misma manera al gas natural.
- De requerirse importar gas natural para asegurar el abastecimiento futuro de gas natural se dispondrá de un mercado global más robusto.
- Las tendencias de crecimiento de la demanda de gas natural en Bogotá y la región son similares a las proyectadas por el IEA para Latinoamérica (2.1%).
- Dadas las características de la demanda industrial en la región, es posible que existan oportunidades para el reemplazo de calderas industriales por modelos de alta eficiencia.
- Dados los márgenes de precios entre la gasolina y el diesel frente al gas natural, es posible que en la región también existan oportunidades para el uso de gas natural como combustible en el transporte público.

Teniendo en cuenta los problemas de informalidad del sector las políticas de certificación de conversiones continúan siendo un instrumento interesante para la seguridad en el uso del GNCV y para la financiación de la conversión de los vehículos.

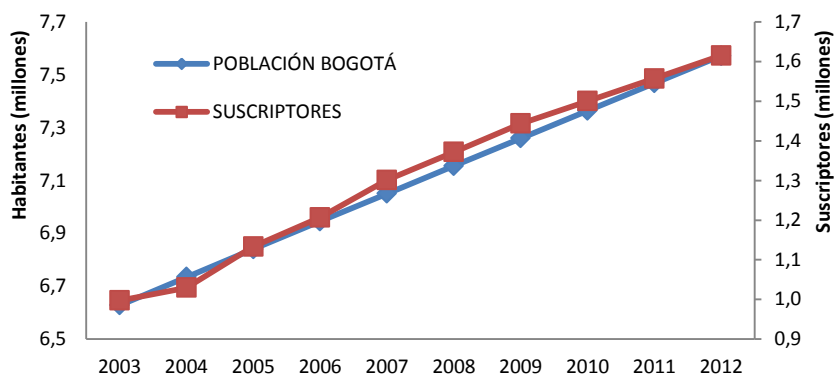
2. Análisis de los patrones de crecimiento de la demanda de gas natural en Bogotá y la Región

El análisis del crecimiento de la demanda de gas natural en Bogotá y la región se efectuará estudiando de manera independiente los sectores de consumo residencial, industrial y GNV debido a que los factores que determinan su evolución varían para cada sector.

2.1 Análisis de crecimiento del sector residencial

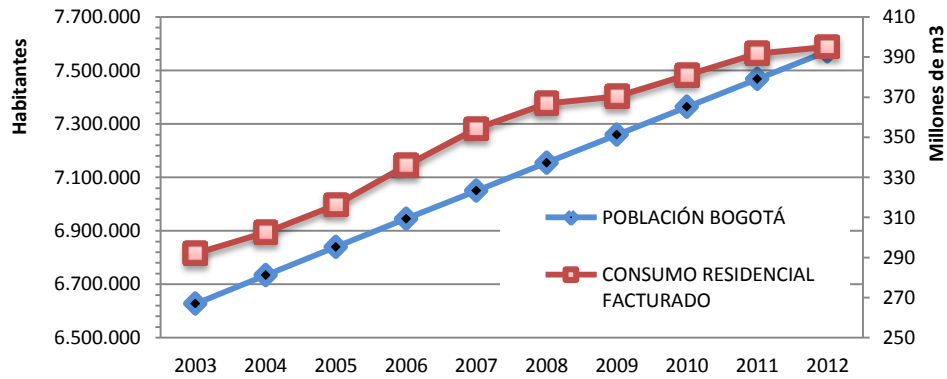
De acuerdo con la evolución histórica del consumo residencial en la ciudad de Bogotá, así como con los estudios sobre tenencia de gasodomésticos en los hogares de la ciudad realizados por la Universidad Nacional UNAL (2006), puede deducirse que el crecimiento de la demanda del sector residencial está determinado principalmente por el crecimiento de viviendas en la ciudad y por la cobertura de la red de distribución. Los gráficos siguientes permiten observar que durante los últimos 10 años, a medida que la penetración del gas natural en la ciudad alcanzó niveles cercanos al 90%, el crecimiento del número de suscriptores y del volumen de gas consumido converge hacia el crecimiento de la población.

Gráfico 63. Número de suscriptores vis à vis crecimiento de la población en Bogotá 2003-2012



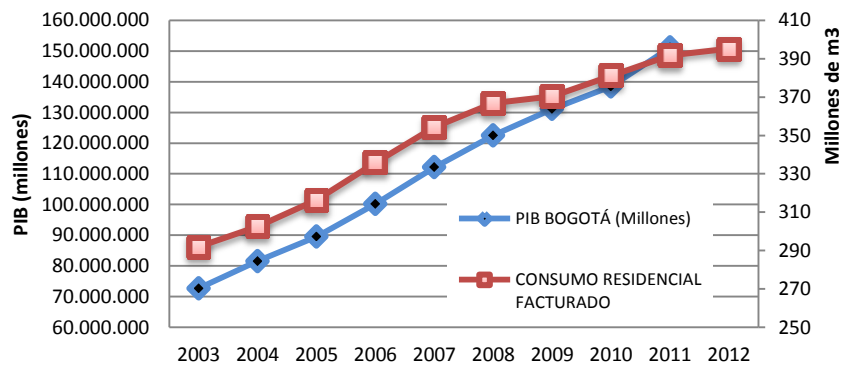
Fuente: DANE y SUI.

Gráfico 64. Consumo residencial de gas natural y población en Bogotá, 2003-2012



Fuente: DANE y SUI.

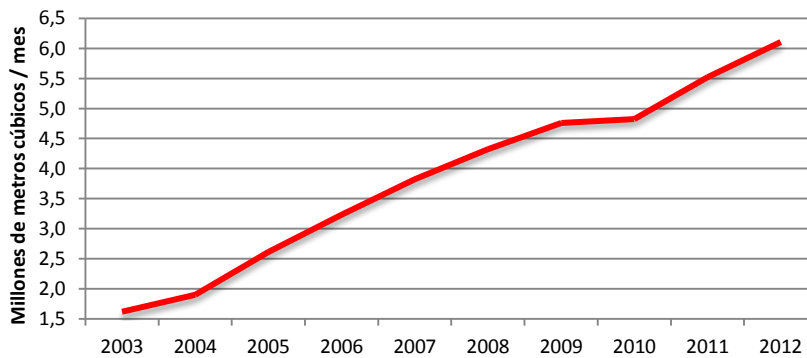
Gráfico 65. Consumo residencial de gas natural y PIB en Bogotá, 2003-2012



Fuente: DANE y SUI.

Para el caso de los municipios de Cundinamarca, la evolución del consumo indica que está creciendo en promedio a un ritmo del 16% anual:

Gráfico 66. Evolución del consumo de gas natural residencial en Cundinamarca



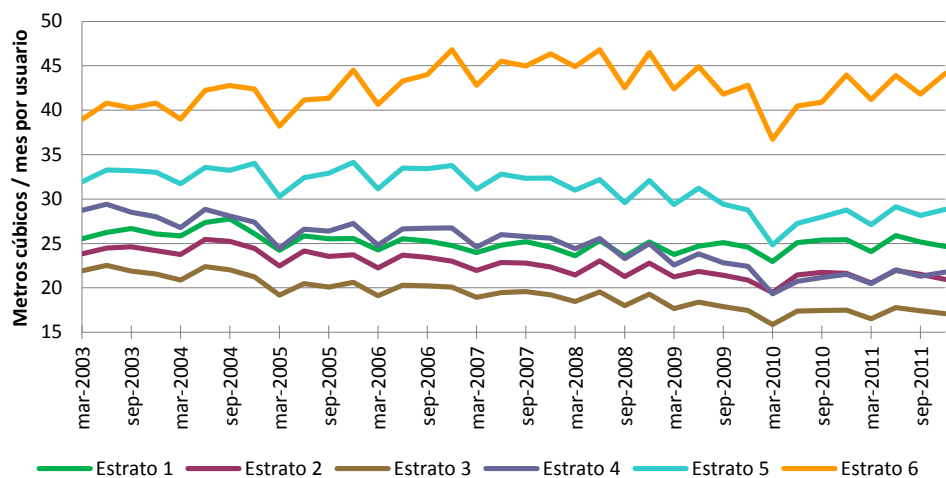
Fuente: SUI

A pesar del importante crecimiento del consumo de gas natural en la región (Bogotá más Cundinamarca), cerca de 148.000 hogares del departamento aún cocinan con biomasa y el servicio de gas natural por redes aún no se ha extendido a cerca de 65 municipios del departamento. El análisis de la competitividad del gas natural frente a otros energéticos como el GLP que se presenta en este documento indica que existe un margen que hace factible extender el servicio incluso con la modalidad del Gas Natural Comprimido GNC como se mostrará en un estimativo de precio de GLP frente al servicio de gas natural. Por lo anterior, se considera que es factible mantener un ritmo de crecimiento de la demanda en Cundinamarca similar al observado en los últimos años.

Evolución del consumo unitario residencial

La siguiente gráfica ilustra la tendencia decreciente de la demanda unitaria por suscriptor residencial en la ciudad de Bogotá durante el período 2003-2012:

Gráfico 67. Evolución del consumo unitario de gas natural en Bogotá por estrato



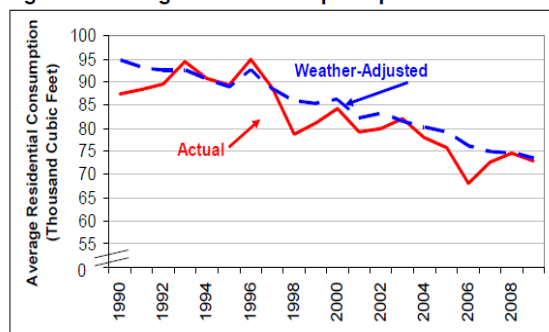
Fuente: SUI

Tal como se ha observado en otros países, la disminución de la demanda unitaria en la ciudad de Bogotá puede deberse a varios factores, entre ellos la mayor eficiencia de los gasodomésticos modernos, el menor tamaño de las familias y factores culturales. En cuanto a la incidencia de la eficiencia energética en el consumo unitario de gas natural, tal como se señaló anteriormente, el estudio de la Universidad Nacional (2006) indica que “aproximadamente la mitad de los hogares que poseen estufa a gas, la adquirieron en los últimos cinco años”.

A título ilustrativo⁹⁸ se presenta la evolución de la demanda residencial en los Estados Unidos (Gráfico 68), así como el análisis del EIA sobre las razones que explican su comportamiento:

Gráfico 68. Consumo promedio residencial de gas natural en Estados Unidos 1990-2009

Figure 2. Average U.S. Consumption per Residential Customer, 1990-2009



Source: Residential consumption: Energy Information Administration, *Natural Gas Monthly* (March 2010).
Weather data: National Oceanic and Atmospheric Administration.

Sobre el comportamiento observado, la EIA señala: “Los aparatos más eficientes, las mejoras en la construcción de las casas, los movimientos de la población hacia regiones más cálidas, el precio más elevado de los commodities y un incremento en la proporción de clientes de gas natural que no usan el gas natural como su principal combustible para calentar espacios, han resultado en una disminución significativa en el volumen promedio de gas natural usado por los hogares estadounidenses con servicio de gas natural”⁹⁹.

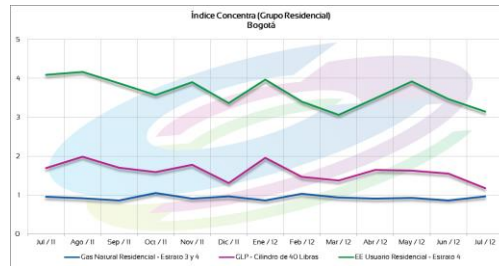
Precios relativos de los sustitutos del gas natural

Como se indica en el Gráfico 69, los precios relativos de los sustitutos del gas natural para uso residencial (GLP y energía eléctrica), en la ciudad de Bogotá, hacen mucho más competitivo este combustible.

⁹⁸ No es estrictamente comparable porque en EEUU hay un patrón estacional definido por la demanda de calefacción en el invierno y de aire acondicionado en el verano.

⁹⁹ “Appliance efficiency gains, improved housing construction, population shift towards warmer regions, higher commodity price, and an increase in the share of natural gas customers who do not use natural gas as their primary space heating fuel have resulted in a significant decrease in the average volume of natural gas used by U.S. households with natural gas service”.

Gráfico 69. Precios relativos para los sustitutos del gas natural en uso residencial en Bogotá



Fuente: Concentra

Acceso a combustibles limpios en Cundinamarca

Como se indicó anteriormente en la Tabla 30, que muestra los combustibles con los que cocinan los hogares en los municipios de Cundinamarca, 148.890 hogares, aproximadamente un 24.1% de los hogares de Cundinamarca y un 56.9% de los hogares rurales, aún cocinan con leña y sólo cerca de un 17.1% tienen acceso al gas natural por red.

Restricciones de tipo regulatorio

Mediante el Artículo 25 de la Resolución CREG-126 de 2010 (Regulación económica de la actividad de transporte de gas natural), la CREG permite que tanto el Distribuidor como el Transportador participen en la extensión de redes tipo II siempre y cuando se cumpla la condición de que el costo marginal de la extensión sea inferior al costo del servicio de GLP¹⁰⁰.

Parágrafo 4. La CREG podrá incluir inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte dentro del cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes para los cuales la CREG apruebe cargos regulados cuando el costo unitario de prestación del servicio de gas natural, estimado para la demanda asociada a extensiones de red tipo II, sea inferior al costo unitario de prestación del servicio de gas licuado del petróleo, estimado para la misma demanda.

Artículo 25 de la Resolución CREG-126 de 2010

Aunque es entendible la preocupación de la CREG respecto a que vía estampillamiento de los costos de las extensiones tipo II, la empresa Gas Natural S.A. E.S.P: ha expresado que las metodologías de cálculo de los costos de GLP no permiten realizar una comparación equilibrada de los costos de los dos energéticos. En efecto, mediante la Resolución CREG-141 de 2011, la CREG estableció el procedimiento para determinar los costos de GLP y de gas natural requeridos para efectuar dicha comparación. Entre las dificultades que aún persisten en dicha metodología para que dicho ejercicio sea más preciso y transparente pueden señalarse las siguientes:

¹⁰⁰ Las redes de Tipo I son gasoductos principales definidos por la CREG en el Anexo 7 de la Resolución 126 de 2010. Las Redes Tipo II son las no incluidas en el Anexo 7 y se trata de gasoductos que se derivan de las redes Tipo I, que conecten un punto de producción con un sistema de distribución aislado o gasoductos que se deriven de sistemas de distribución para conectar otros mercados

-
- La determinación de los costos de suministro y transporte de gas natural con base en promedios establecidos por la CREG y con cifras diferentes a las correspondientes al proyecto específico, pueden generar imprecisiones en la comparación.
 - Las deficiencias encontradas por los agentes respecto de los costos del GLP reportados al SUI utilizados como base para establecer los costos de GLP pueden distorsionar la comparación¹⁰¹.
 - El cálculo de los costos de distribución y comercialización de gas natural, a partir de valores promedio tanto en la demanda del mercado como en su poder calorífico, pueden no reflejar los costos de cada caso particular.
 - El criterio de aprobación del estampillamiento de extensiones de red mediante la comparación del mayor costo de gas natural frente al menor costo del GLP en los rangos establecidos por la CREG, no es neutral frente a la competencia entre estos energéticos.

Adicionalmente, el proceso de competencia por la ejecución de redes tipo II, previsto por la CREG en la Resolución CREG-126 de 2010 requiere tiempo y subordina la participación de la empresa de distribución a las iniciativas que pueda tener el transportador correspondiente.

Por las razones anteriores, EEB ha considerado que dichos elementos comprometen la extensión de la cobertura del servicio a nuevos municipios de la región que aún no cuentan con redes de distribución de gas natural domiciliario. Vale la pena señalar, tal como lo señalan diferentes agentes, como TGI y Gas Natural, en el Documento CREG-011 de octubre de 2011 (páginas 66 y 67), que la decisión tomada por la CREG en el marco de la Resolución CREG-001 de 2000 en el sentido de admitir el estampillamiento de gasoductos regionales de la Costa Atlántica y de ramales del interior del país contribuyó a viabilizar la extensión del servicio en la Costa Atlántica y en el interior del país.

Con respecto de los proyectos de los sistemas regionales de transporte de Boyacá Central, Cundi Noroccidental y Cundi Suroccidental vale la pena señalar que frente a un monto de inversión solicitado por TGI para estos sistemas regionales de US \$ 31.937.359 a mediados del año 2011, la CREG sólo aprobó un monto de inversión de US \$27.735.027 a finales del mes de diciembre de 2012. Debido al amplio tiempo de respuesta de la CREG, los proyectos cambiaron de valor, con lo cual el transportador no pudo acometer las inversiones propuestas en su solicitud tarifaria.

Competitividad del GNC frente al GLP en Cundinamarca

De conformidad con los valores regulados por la CREG tanto para el GLP como para el transporte de GNC, a continuación se presenta un análisis de la competitividad del GLP frente a sus sustitutos en los municipios de Cundinamarca que aún no cuentan con el servicio de gas natural:

¹⁰¹ Ver documento CREG-111 de octubre 6 de 2011, páginas 68 y 65.

Tabla 32. Competitividad del GNC frente al GLP en municipios de Cundinamarca

	Tarifa estimada gas natural camión articulado	Tarifa estimada gas natural camión no articulado	Costo GLP	Diferencia Tarifa estimada gas natural camión articulado - costo GLP	Diferencia Tarifa estimada gas natural camión no articulado - costo GLP
Albán	19,94	22,86	28,03	-8,09	-5,17
Anapoima	21,04	24,92	28,03	-6,99	-3,11
Anolaima	20,16	23,22	27,06	-6,90	-3,84
Beltrán	23,92	30,45	28,57	-4,65	1,88
Bituima	21,95	26,71	28,03	-6,08	-1,32
Cabrera	54,57	31,88	28,41	26,16	3,47
Cachipay	19,98	22,91	27,06	-7,08	-4,15
Caparrapí	24,38	31,47	28,57	-4,19	2,90
Carmen de Carupa	19,68	22,67	28,20	-8,52	-5,53
Chaguaní	22,61	27,76	40,30	-17,69	-12,54
Choachí	19,97	23,01	28,25	-8,28	-5,24
Chocontá	18,72	20,62	28,20	-9,48	-7,58
El Colegio	20,90	24,54	27,84	-6,94	-3,30
El Peñón	22,28	28,19	28,84	-6,56	-0,65
Gachala	25,99	34,45	28,20	-2,21	6,25
Gachetá	19,69	22,46	28,20	-8,51	-5,74
Gama	20,19	23,41	28,20	-8,01	-4,79
Granada	20,90	24,54	28,84	-7,94	-4,30
Guachetá	19,91	22,89	28,36	-8,45	-5,47
Guasca	18,03	19,37	27,06	-9,03	-7,69
Guataquí	23,71	29,82	43,38	-19,67	-13,56
Guatavita	18,42	20,08	28,41	-9,99	-8,33
Guayabal de Síquima	20,26	23,47	28,25	-7,99	-4,78
Gutiérrez	21,75	26,50	28,22	-6,47	-1,72
Jerusalén	22,93	28,40	28,19	-5,26	0,21
Junín	19,74	22,56	28,20	-8,46	-5,64
La Mesa	20,31	23,56	28,03	-7,72	-4,47
La Palma	23,81	30,46	36,99	-13,18	-6,53
La Peña	23,45	30,46	40,80	-17,35	-10,34
Lenguazaque	19,52	22,33	28,20	-8,68	-5,87
Machetá	19,08	21,31	28,24	-9,16	-6,93
Manta	20,11	23,30	28,41	-8,30	-5,11
Nariño	24,65	31,46	0,00	24,65	31,46
Nilo	23,05	28,72	38,76	-15,71	-10,04
Nimaima	20,42	23,67	36,42	-16,00	-12,75

Nocaima	20,13	23,13	36,42	-16,29	-13,29
Venecia	23,75	30,25	28,41	-4,66	1,84
Pacho	20,74	25,20	28,75	-8,01	-3,55
Paime	22,78	29,26	28,44	-5,66	0,82
Pandi	22,52	27,77	38,59	-16,07	-10,82
Pasca	21,17	25,05	28,24	-7,07	-3,19
Pulí	23,67	29,95	28,72	-5,05	1,23
Quebradanegra	21,20	5,14	36,53	-15,33	-31,39
Quipile	21,22	25,30	27,62	-6,40	-2,32
San Antonio del Tequendama	20,41	23,60	27,09	-6,68	-3,49
San Bernardo	22,39	27,48	28,41	-6,02	-0,93
San Cayetano	18,97	21,65	28,28	-9,31	-6,63
San Francisco	19,70	22,38	28,03	-8,33	-5,65
Sasaima	20,60	24,14	36,38	-15,78	-12,24
Sesquilé	17,97	19,24	28,03	-10,06	-8,79
San Juan de Río Seco	22,09	26,97	28,25	-6,16	-1,28
Subachoque	17,93	19,18	27,06	-9,13	-7,88
Suesca	18,15	19,68	27,87	-9,72	-8,19
Supatá	20,19	23,29	28,47	-8,28	-5,18
Tena	19,87	22,75	27,62	-7,75	-4,87
Tibacuy	21,15	24,96	28,03	-6,88	-3,07
Tibirita	19,76	22,60	28,47	-8,71	-5,87
Topaipí	23,26	30,15	53,83	-30,57	-23,68
Ubalá	20,61	24,18	28,36	-7,75	-4,18
Ubaqué	20,39	23,79	27,61	-7,22	-3,82
Útica	21,64	25,96	36,42	-14,78	-10,46
Villa de San Diego de Ubaté	18,60	20,51	28,06	-9,46	-7,55
Vergara	20,65	24,13	36,53	-15,88	-12,40
Viani	21,83	26,48	28,47	-6,64	-1,99
Villagomez	21,99	27,66	28,19	-6,20	-0,53
Villapinzón	19,25	21,53	28,30	-9,05	-6,77
Viotá	21,94	26,47	28,51	-6,57	-2,04
Yacopí	24,70	32,11	37,15	-12,45	-5,04

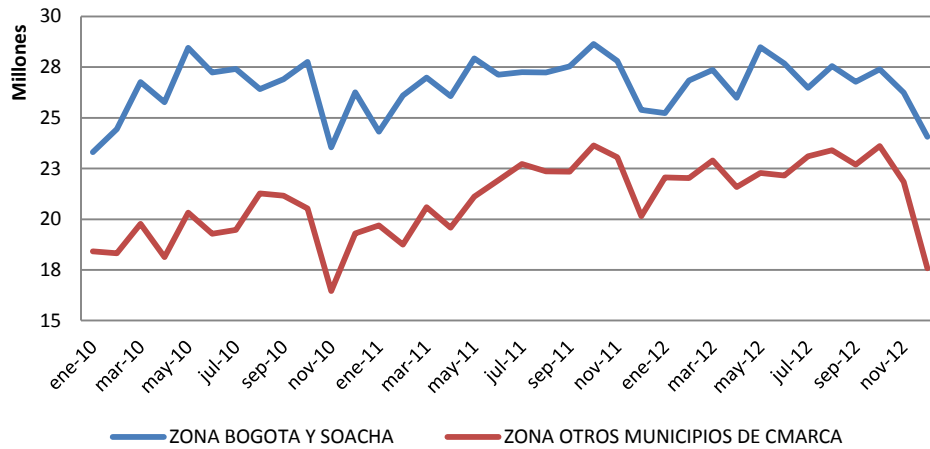
Fuente: Cálculos propios.

Puede observarse de este análisis que la alternativa de suministro de GNC para distribución domiciliar arroja ventajas competitivas interesantes frente al costo del GLP en la mayoría de los municipios estudiados.

2.2 Análisis del crecimiento del consumo industrial

Como se mostró anteriormente, el crecimiento de la demanda de gas natural en el sector industrial durante los últimos años ascendió en promedio a un 1% anual en el caso de Bogotá y a un valor cercano al 6.8% anual en promedio para los municipios de Cundinamarca, lo cual es consecuente con el reasentamiento de la industria en municipios cercanos a Bogotá.

Gráfico 70. Consumo industrial de gas natural en Bogotá y Cundinamarca 2010-2012



Fuente: Gas Natural S.A.

En cuanto al número de grandes consumidores industriales de gas natural conviene señalar que mientras que en los últimos tres años el número de consumidores industriales en Bogotá creció un 4%, en los municipios de la Sabana de Bogotá el crecimiento fue de un 14% anual.

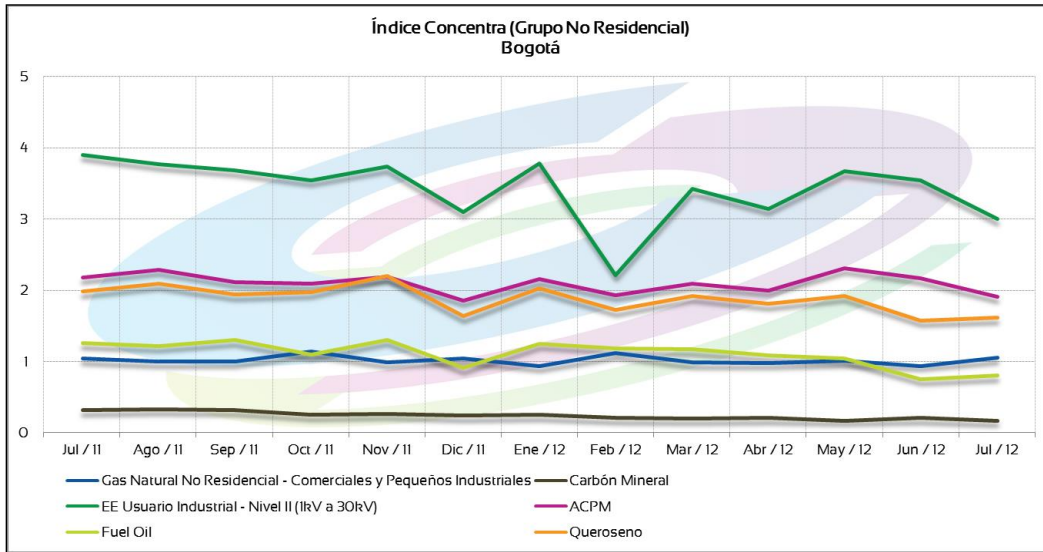
Factores determinantes para el crecimiento de la demanda industrial en la ciudad de Bogotá

Entre los factores determinantes del crecimiento de la demanda industrial se encuentran, entre otros, los siguientes: i) Precios relativos frente a los sustitutos; ii) Existencia de infraestructura para extender el servicio a nuevas industrias; iii) Seguridad en el suministro en el largo plazo; iv) Confiabilidad del servicio; v) regímenes tributarios en los municipios de la Sabana; y vi) flexibilidad para la comercialización del gas natural:

- **Precios de sustitutos**

Con respecto a la competitividad del gas natural frente a sus sustitutos, es importante observar la fuerte competencia entre los precios del gas natural y los precios de sustitutos como el carbón y el fuel oil, tal como se puede observar en el Gráfico 71.

Gráfico 71. Precios relativos de los energéticos sustitutos del gas natural



Fuente: Concentra, agosto 2012

- **Seguridad y confiabilidad en el suministro**

Con respecto a la seguridad del suministro de gas natural, los siguientes factores pueden comprometer la confianza en el abastecimiento de gas natural para la industria:

- Los plazos que el regulador establezca para la contratación a largo plazo en el esquema de comercialización que se ha propuesto.
- La aversión de los productores de gas a asumir compromisos a largo plazo dificulta suscribir compromisos contractuales más allá del periodo de retorno de la inversión, que típicamente se sitúa alrededor de los cinco años.
- La vulnerabilidad de la continuidad del servicio ante la falla de cualquiera de sus componentes.

Frente a la vulnerabilidad de la continuidad del servicio conviene señalar que aunque existen claras directrices de política para incorporar en el plan de inversiones de los agentes las alternativas técnicas que se requieran para asegurar la confiabilidad (Decreto 2678 de 2008 y Decreto 2100 de 2011) dichas orientaciones no se han materializado hasta el momento. Al respecto, las directrices de política señaladas han dado origen a las siguientes disposiciones por parte de la CREG:

- Las alternativas de respaldo físico, energético y comercial admitidas en la Resolución CREG-075 de 2008.
- Las inversiones en integridad y seguridad en los sistemas de transporte que pueden ser consideradas en el Programa de Nuevas Inversiones del Transportador (Resolución CREG-126 de 2010).

-
- Los proyectos de inversión en confiabilidad para períodos posteriores al periodo de transición de que trata la Resolución CREG-054 de 2012, dentro de los cuales se incluyen compresores redundantes en Transporte y Proyectos de Confiabilidad en Distribución (Capítulo 3 de la Resolución CREG-054 de 2012)¹⁰².
 - El Cargo Delta de Confiabilidad de que trata el Art. 14 de la Resolución CREG-090 de 2012),
 - El cargo por confiabilidad propuesto en el Artículo 4 del proyecto de Resolución CREG-153 de 2012.

A pesar de lo anterior, hasta la fecha no se han desarrollado las metodologías particulares para el reconocimiento de inversiones de confiabilidad al Distribuidor, de que tratan los proyectos de Resolución CREG-090 de 2012 y CREG-154 de 2012, y tampoco se han establecido los criterios para remunerar las inversiones para confiabilidad en el período posterior a la transición contemplada en el proyecto de Resolución CREG-54 de 2012. Vale la pena señalar que frente a estas alternativas regulatorias existen iniciativas de desarrollo de infraestructura por parte de TGI S.A. y Gas Natural S.A. para mejorar la confiabilidad de la región con gasoductos alternos de abastecimiento y con proyectos de almacenamiento.

De otra parte, con la reciente aprobación de cargos regulados para el sistema de transporte de TGI, se evidenció un claro desincentivo para realizar nuevas inversiones en el sistema de transporte donde se incluyan inversiones en integridad y seguridad del Sistema de Transporte.

- **Flexibilidad tarifaria**

Al respecto, existen disposiciones regulatorias que pueden afectar la competitividad del gas natural frente a sus sustitutos, entre ellas:

- Subastas a precio único en el suministro de gas para todos los sectores de consumo, como las propuestas en la Resolución CREG 113 de 2012, imposibilitan desarrollar estrategias comerciales específicas para el sector industrial.
- Las restricciones no justificadas a la estructuración de cargos de distribución de gas natural en la propuesta de canasta de tarifas de que trata la Resolución CREG-090 de 2012. pueden generar dificultades al Distribuidor-Comercializador para estructurar estrategias comerciales competitivas frente a energéticos sustitutos en los sectores de consumo industrial y de GNV. Entre las restricciones mencionadas se encuentra la

¹⁰² En el Documento CREG-016 de 2013, soporte de Resolución CREG-023 de 2013, se precisa que para el caso de compresores redundantes en la actividad de Transporte o para un proyecto de inversión inmerso en mercados relevantes de Distribución, serán los usuarios de la respectiva actividad quienes cubrirán los costos de dichas inversiones

eventual eliminación de los incentivos establecidos a consumos de GNCV en Sistemas de Transporte Terrestre Masivos de Transporte de Pasajeros mediante el Decreto 802 de 2004 y el Decreto 1008 de 2006¹⁰³.

- **Cogeneración**

La producción conjunta a precios competitivos de calor en procesos industriales y energía eléctrica puede representar típicamente cerca del 20% del costo de producción en la industria que hace uso del gas natural en estos procesos, según la experiencia de Gas Natural S.A E.S:P. en la atención de este sector de consumo. Lo anterior, unido a la eficiencia del proceso hace factible el desarrollo de procesos de cogeneración en la región. Estimativos de la industria señalan un potencial a corto plazo de 7.5 MPCD MPCD que se proyectan derivar del tramo de gasoducto Cogua-Bogotá.

2.3 Análisis del crecimiento del consumo vehicular

Actualmente existen más de 110.000 vehículos utilizando GNC como combustible, que representan menos del 10% del parque automotor en circulación. De otra parte, en los últimos tres años el número de estaciones de servicio en Bogotá y los municipios de la Sabana se ha incrementado en un 24% alcanzando un valor cercano a las 166 Estaciones.

No obstante lo anterior, el crecimiento de la demanda de GNV ha sido variable, siendo severamente afectado por las restricciones que se presentaron durante el Fenómeno del Niño que se vivió en el país en el período 2009-2010, como puede observarse en la Tabla 33.

Tabla 33. Crecimiento de la demanda de GNV en los últimos años

Millones de m ³ /año	2009	2010	2011	2012
Zona Bogotá y Soacha	214.394.234	201.199.277	204.314.391	223.374.883
Zona otros municipios de C/marca	18.706.702	17.177.660	16.003.420	15.249.914
Total	233.100.936	218.376.937	220.317.811	238.624.797
Tasa de crecimiento		-6,30%	0,90%	8,30%

Fuente: Gas Natural S.A.

¹⁰³ Al respecto si bien en el Documento CREG-050 de 2012 la CREG considera que no se han trasladado al usuario los descuentos autorizados mediante Resoluciones CREG 18 de 2004 y CREG 20 de 2006, dicho documento no justifica adecuadamente dicha afirmación al no incluir los costos adicionales de compresión y los márgenes para el distribuidor minorista de la Estación de Servicio que pueden explicar la diferencia en precios observada por la CREG en el documento mencionado (Páginas 220 a 222). Adicionalmente, dicho análisis no aplica al caso de Sistemas Masivos de Transporte atendidas eventualmente con Estaciones de Servicio dedicadas sino a Estaciones de Servicio para atención de vehículos individuales.

Determinantes para el crecimiento de la demanda de gas natural Vehicular en la ciudad de Bogotá

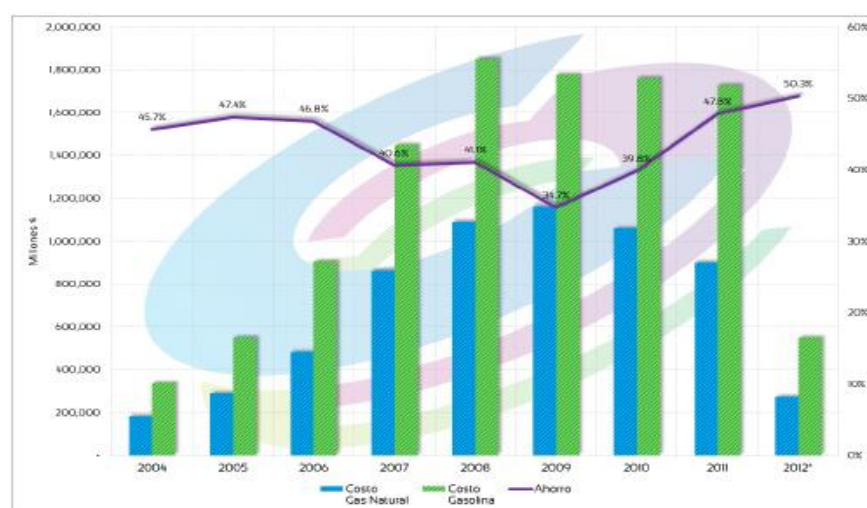
- **Costo y financiación de las conversiones**

El costo de una conversión de vehículos para utilizar GNV se sitúa a rededor de los \$ 3.8 Millones para automóviles. Aunque actualmente existe un bono, cercano a los \$ 1,65 Millones que busca disminuir los costos de conversión al usuario, el ritmo de conversiones depende de que los integrantes de la cadena de producción, transporte, y distribución de la industria continúen subvencionando el proceso de conversión.

- **Competitividad frente a sustitutos**

A pesar de los incrementos en el costo del producto, el GNV ha mantenido la competitividad frente a la gasolina, representada en un margen en precios cercano al 45% frente a este energético (Gráfico 72).

Gráfico 72. Competitividad Gas natural frente a gasolina 2004-2012



Fuente: Concentra (2012b).

Tabla 34. Competitividad gas natural frente a gasolina

Mes	Demanda GNV (GBTU)	Demanda GNV (Gal Gasolina)	Precio GNV (\$/GBTU)	Precio GNV (\$/Gal)	Costo Gas Natural (Millones \$)	Costo Gasolina (Millones \$)	Ahorro (Millones \$)
2004	8.418,00	70.696.101,72	21.714.207,79	4.739,05	182.790,20	336.326,12	153.535,92
2005	12.045,00	101.547.021,88	24.017.216,95	5.413,53	289.287,38	549.727,85	260.440,47
2006	18.250,00	153.859.124,06	26.360.436,04	5.878,77	481.077,96	904.502,40	423.424,44
2007	27.010,00	227.711.503,60	31.879.955,86	6.365,94	861.077,61	1.449.597,77	588.520,16
2008	30.593,00	257.918.475,74	35.666.208,28	7.177,72	1.091.136,31	1.851.266,52	760.130,21
2009	29.224,00	246.376.933,78	39.709.080,21	7.214,70	1.160.458,16	1.777.535,55	617.077,39

2010	27.450,00	231.420.983,86	38.600.212,39	7.609,02	1.059.575,83	1.760.885,76	701.309,93
2011	24.259,00	204.518.821,40	31.146.323,06	8.447,94	901.132,65	1.727.762,73	826.630,08
2012	7.347,00	61.939.889,56	37.146.323,06	8.867,79	272.914,04	549.269,93	276.355,90

Fuente: CONCENTRA (2012b)

- **Incentivos de tipo regulatorio**

Tal como ocurre en el sector industrial, las disposiciones regulatorias que permitan utilizar precios diferenciales para la utilización del gas en el uso vehicular del gas natural son fundamentales para la definición de estrategias comerciales con estructuras de precios específicas para este sector de consumo.

- **Utilización de GNV en transporte masivo**

La falta de confiabilidad en el suministro de este combustible es una de las grandes barreras a la penetración del gas natural en el transporte. Sin una infraestructura de transporte redundante ni facilidades de almacenamiento cerca a Bogotá, la ciudad quedaría expuesta a una parálisis ante cualquier evento que afecte la infraestructura troncal de transporte.

La utilización del gas natural en Transmilenio ha sido objeto de varios estudios. Un estudio reciente adelantado por Gas Natural E.S.P. con la Universidad de los Andes estableció los beneficios ambientales que se indican en la Tabla 35¹⁰⁴.

Tabla 35. Comparación de Emisiones de Buses operando con gas natural versus Diésel en la ciudad de Bogotá

Bus	HC (g/km)	CO (g/km)	NO _x (g/km)	CO ₂ (g/km)	PM (g/km)
BGN	1,1	2,94	1,04	1.529	0,02
Diésel	0,53	6,4	12,2	1.011	0,05
Diferencia	50%	-120%	-1000%	35%	-150%

Fuente: U. Andes (2012).

Las conclusiones del estudio señalan que:

“El bus de gas natural demostró notables diferencias en términos de reducción de emisiones al ser comparado con un bus operado con ACPM convencional e incluso con respecto a buses híbridos.”

¹⁰⁴ Uniandes-Gas Natural S.A. (2012). “Pruebas de consumo y emisiones de buses alimentados con gas natural” Bogotá. Pruebas sin pasajeros con peso controlado por barriles de agua, con bus padrón no articulado. Los resultados no tienen significancia estadística como lo afirma el estudio. El bus a gas natural requiere 30 mil BTU/Km y el de diésel 17 mil BTU/km.

Estos beneficios son particularmente importantes para el caso de material particulado (el contaminante de mayor interés en centros urbanos del país) y óxidos de nitrógeno (precursores de smog fotoquímico).

Este mismo bus también mostró algunos beneficios, en lo que se refiere a reducción de emisiones de monóxido de carbono. Simultáneamente, el bus de gas natural estuvo asociado con mayores emisiones de dióxido de carbono e hidrocarburos de cadena corta en comparación con la flota usada como referencia en este trabajo”.

Fuente: Uniandes –Gas Natural (2012)

Estos resultados no son significativos desde el punto de vista estadístico y el estudio trabaja con un vehículo dedicado a gas que no es un articulado, con capacidad para 160 pasajeros o 270, como los que usan las troncales, sino con capacidad para 95 pasajeros. Además se requiere comparar con vehículos articulados a diésel Euro 5 que usen combustible de alta calidad de 50 ppm o menos. Para comparar con soluciones eléctricas de transporte masivo en Bogotá se requiere evaluar el monto de la inversión en la red, el precio del material de transporte, la disponibilidad de vehículos en el mercado mundial, la operación conjunta e integral para prestar servicios por varias troncales ya existentes y la inflexibilidad de la operación si se trata de soluciones con catenaria o rieles. Y por encima de todo, la solución debe tomar en cuenta el costo de los subsidios al transporte si se incurre en cargos que afecten la tarifa.

3. Elaboración del modelo de proyecciones de demanda de Bogotá y la Cundinamarca para gas natural

El crecimiento de la demanda de gas natural en los próximos años depende de una variedad de factores que hace aconsejable realizar un ejercicio de proyección de demanda de manera independiente para cada uno de los sectores de consumo como se indica a continuación

3.1 Proyección de demanda para el Sector residencial

El crecimiento de la demanda de gas natural en el sector residencial de la ciudad de Bogotá está determinado esencialmente por el ritmo de crecimiento de las viviendas y por el consumo unitario de los consumidores residenciales. Para el caso de Cundinamarca, además de lo anterior, es fundamental establecer las nuevas poblaciones que serán atendidas y el ritmo de penetración del gas natural en nuevos municipios. En consecuencia, los escenarios propuestos para el sector residencial son los siguientes:

Criterios y metodología de proyección

Escenario Base:

Crecimiento de la demanda de gas natural en Bogotá equivalente al 50% del crecimiento en el número de viviendas. El criterio de utilizar sólo el 50% de las nuevas viviendas fue tomado de la experiencia histórica de la empresa Gas Natural S.A. E.S.P: en la conexión de nuevos usuarios en la ciudad de Bogotá. Para el caso de Cundinamarca, los ritmos sostenidos de crecimiento observados históricamente (16%) aconsejan mantener este crecimiento unos años más para luego estabilizarlo en los índices de crecimiento de viviendas.

Escenario Alto:

Se añadiría a la demanda del escenario base, la demanda correspondiente a los nueve municipios que serían conectados si llegaran a decidirse las expansiones del Sistema Regional de Transporte previstas por TGI en las Resoluciones CREG-141 de 2012 y CREG-142 de 2012¹⁰⁵.

La demanda de los pequeños comercios e industrias regulada por la CREG se incluirá dentro de la demanda residencial.

Información disponible

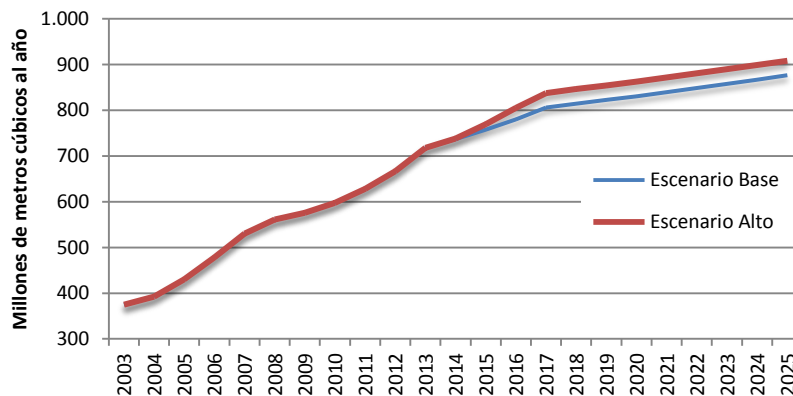
La información utilizada para la proyección de demanda se basó en las series históricas de consumos residenciales, comerciales y otros sectores, reportadas mensualmente por las empresas al Sistema Único de Información de la Superservicios para el período 2003 a 2012. La información sobre las demandas de los diez municipios nuevos considerados en el escenario alto fueron extraídas de las resoluciones CREG-141 de 2012 y 142 de 2012, que corresponden a los municipios de Cahipay, Anolaima, San Juan de Río Seco, El Colegio, La Mesa, Anapoima, Tena, Viotá, y Pacho.

Resultados

Para el período en análisis se encontró que en el escenario base, el crecimiento promedio anual de la demanda residencial en la región se aproxima a un 2.1% anual en el período de proyección, observándose una mayor tasa de crecimiento en Cundinamarca 7.1% anual frente al crecimiento observado en Bogotá 1.2% anual.

¹⁰⁵ También es posible que con la reducción de la tarifa de transporte originada en la eliminación de la estampilla que benefició a la región central se viabilicen proyectos industriales que antes no lo eran.

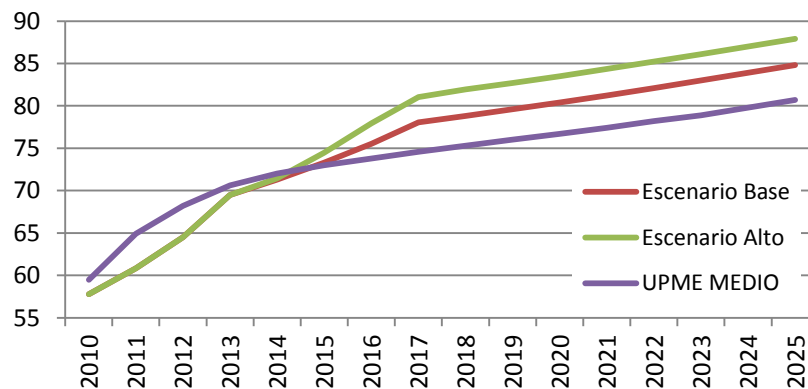
Gráfico 73. Proyección de la demanda residencial de gas natural en la región 2012-2025



Fuente: Cálculos Fedesarrollo

La comparación entre la proyección realizada por Fedesarrollo para Bogotá y los Municipios de Cundinamarca y la correspondiente al escenario medio de la UPME indica que los dos escenarios de proyección obtenidos están por encima de las previsiones de crecimiento en el escenario medio de la UPME para la denominada región central, en la gran mayoría de los años de la proyección¹⁰⁶ (Gráfico 74).

Gráfico 74. Proyecciones demanda residencial y comercial de gas natural (MPCD), 2010-2025



Fuente: Cálculos Fedesarrollo

3.2 Proyección de demanda para el Sector industrial

Dada la escasa información histórica disponible, la proyección de demanda del sector industrial utilizará un modelo de tendencia, separando el crecimiento de demanda industrial

¹⁰⁶ La región Central definida por la UPME incluye municipios con gas natural en los departamentos de Arauca, Casanare, Boyacá Meta y Cundinamarca. Adicionalmente se incluye la ciudad de Bogotá D.C.

de la ciudad de Bogotá D.C. y Soacha, del crecimiento de demanda de los demás municipios de la Sabana.

Crterios y metodología de proyección

Escenario Base:

Crecimiento de la demanda de gas natural en Bogotá y Cundinamarca de acuerdo con sus tendencias históricas por región. Para el caso de Cundinamarca es posible que se sature el mercado en pocos años, por lo cual se propone utilizar el ritmo de crecimiento anual únicamente por tres años y luego utilizar la tendencia de largo plazo que se observa para Bogotá.

Escenario Alto:

El escenario alto adiciona a la demanda del escenario base, la demanda prevista por TGI para el desarrollo de la Calle 80 de conformidad con las cifras presentadas en el recurso de reposición instaurado mediante Resolución CREG-121 de 2011¹⁰⁷. Adicionalmente se incluyen las expectativas actuales de desarrollo de proyectos de Cogeneración (7.5 MPCD) identificadas por Gas Natural S.A. E.S.P.

Información disponible

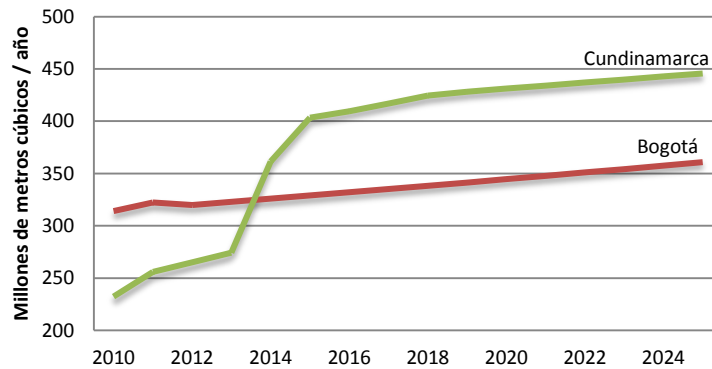
La información disponible para el escenario base fue suministrada en su totalidad por Gas Natural S.A. E.S.P. Los estimativos de consumo correspondientes a las demandas adicionales utilizadas en el escenario alto fueron obtenidos de la Resolución CREG-121 de 2011 y de entrevistas realizadas con funcionarios de Gas Natural S.A. E.S.P. durante el mes de febrero de 2013.

Resultados

Para el período en análisis se encontró que en el escenario base, el crecimiento promedio anual de la demanda residencial en la región se aproxima a un 1.2% anual en el período de proyección, observándose una mayor tasa de crecimiento en Cundinamarca 1.5% anual frente al crecimiento observado en Bogotá 0.9% anual.

¹⁰⁷ Una parte del proyecto de la Calle 80 ya fue construido; sin embargo, aún está pendiente la ampliación al municipio de El Rosal debido a que, en las actuales condiciones regulatorias y de demanda, la inversión no se podría recuperar plenamente

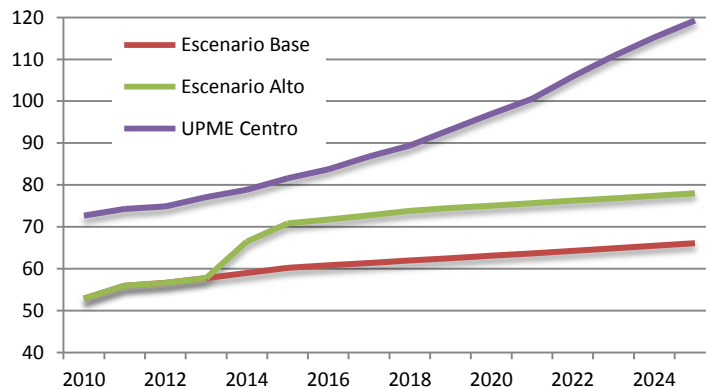
Gráfico 75. Proyección de la demanda de gas natural del sector industrial en Bogotá y municipios de Cundinamarca (millones de m³/año)



Fuente: Cálculos Fedesarrollo

La comparación entre la proyección realizada por Fedesarrollo para Bogotá y los Municipios de Cundinamarca indica que los dos escenarios de proyección obtenidos están por debajo de las previsiones de crecimiento de la UPME en el escenario medio para la región central (Gráfico 76).

Gráfico 76. Proyección de la demanda industrial de gas natural en Bogotá y municipios de Cundinamarca (MPCD)



Fuente: Cálculos Fedesarrollo

3.3 Proyección de demanda para el Sector del GNV

Crterios y metodología de proyección

Escenario Base:

Dada la escasa información histórica disponible, la proyección de demanda del sector GNV se utilizará un modelo de tendencia por las razones que se señalaron anteriormente en este documento.

Escenario Alto:

Se adicionará a la demanda establecida anteriormente, la incidencia de la utilización de GNV en el SITP a una tasa de penetración de 500 buses anuales, con un consumo medio del orden de 1800 m³/mes.

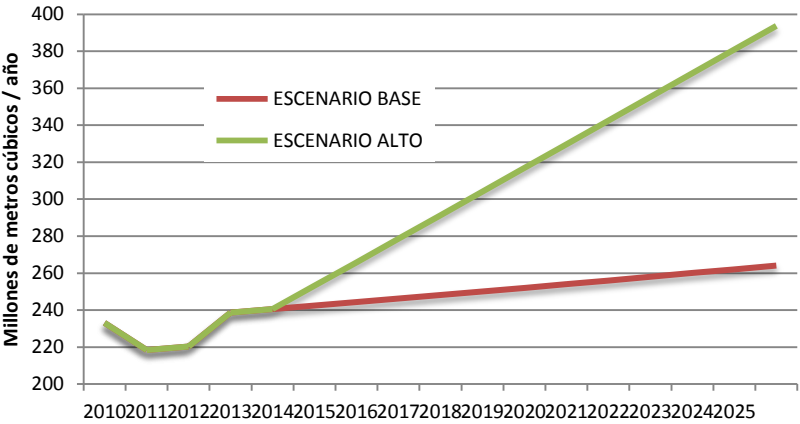
Información disponible

La información disponible para el escenario base fue suministrada en su totalidad por Gas Natural S.A. E.S.P. Los estimativos de consumo correspondientes a las demandas adicionales utilizadas en el escenario alto fueron obtenidos de entrevistas realizadas con funcionarios de Gas Natural S.A. E.S.P. en el mes de febrero de 2013.

Resultados

Para el período en análisis se encontró que en el escenario base, el crecimiento promedio anual de la demanda en la región se aproxima a un 0.8% anual en el período de proyección, observándose el gran impacto de la incidencia de una hipotética penetración marginal en el transporte público.

Gráfico 77. Pronóstico de demanda de GNV en Bogotá y municipios de Cundinamarca (millones de m³/año)

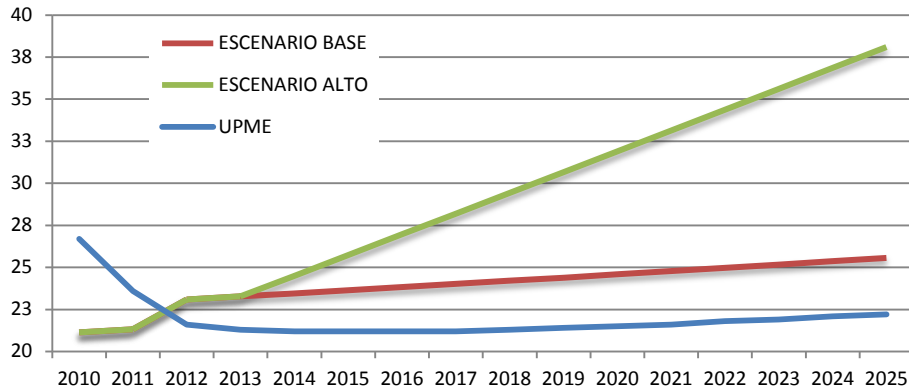


Fuente: Cálculos Fedesarrollo

La comparación entre la proyección realizada por Fedesarrollo para Bogotá y los Municipios de Cundinamarca con los de la UPME, indica que los dos escenarios de proyección

obtenidos, están por debajo de las proyecciones de crecimiento de la Unidad, en el escenario medio para la región central (Gráfico 78).

Gráfico 78. Proyecciones de la demanda de GNV en Bogotá y municipios de Cundinamarca (MPCD)

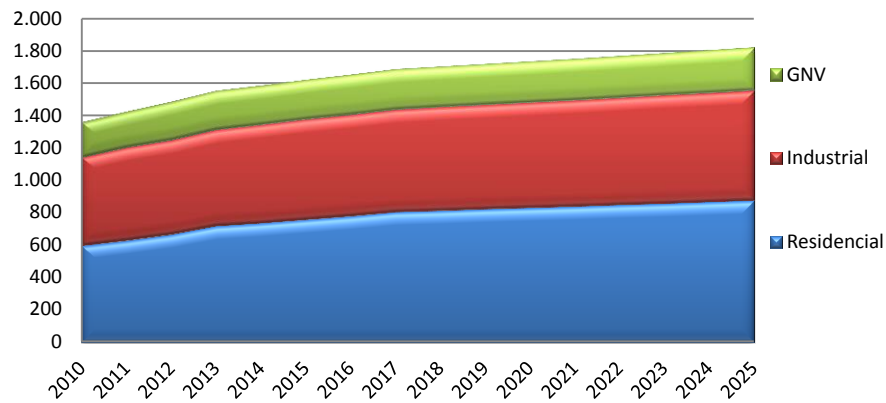


Fuente: Cálculos Fedesarrollo

3.4. Proyección consolidada de demanda para Bogotá y los Municipios de Cundinamarca

El crecimiento de la demanda proyectada en Bogotá y los Municipios de Cundinamarca en el período 2013 -2025 se sitúa en un 1,6% anual en todo el período de proyección, cifra inferior al crecimiento de largo plazo proyectado por la UPME en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (marzo 2013), 2,56% anual en el escenario medio, e inferior al crecimiento proyectado la OECD para Latinoamérica que se calcula en un 2.1% anual promedio hasta el año 2035. La desagregación por sectores de consumo se muestra en el Gráfico 79, donde puede observarse que prevalece la demanda residencial como sector predominante de consumo, seguido de la demanda del sector industrial. En largo plazo no se observa crecimiento importante en la demanda para el sector transporte.

Gráfico 79. Proyecciones consolidadas de demanda de gas natural en Bogotá y la Sabana según sectores (millones de m³ / año). Escenario Base



Fuente: Cálculos Fedesarrollo

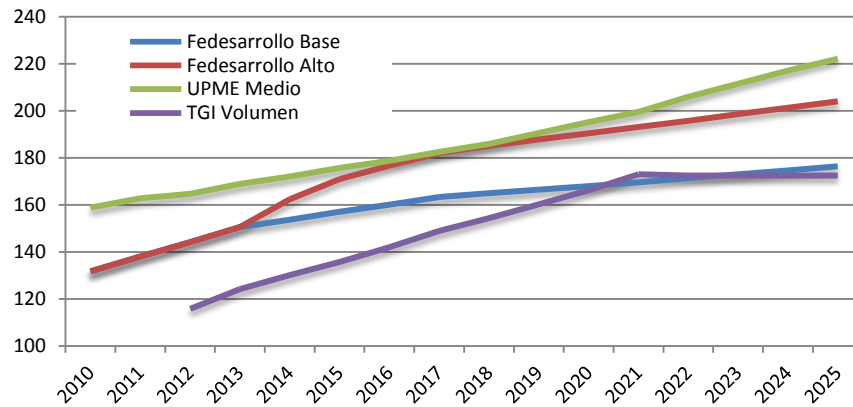
Tabla 36. Escenario base proyecciones de demanda de GN (millones de m³)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Residencial	597	629	667	718	737	758	781	807	815	823	831
Industrial	547	578	585	597	610	623	629	635	640	646	652
GNV	218	220	239	240	242	244	246	248	250	252	254
Total	1.362	1.427	1.491	1.556	1.589	1.625	1.656	1.689	1.705	1.721	1.737

Fuente: Cálculos Fedesarrollo

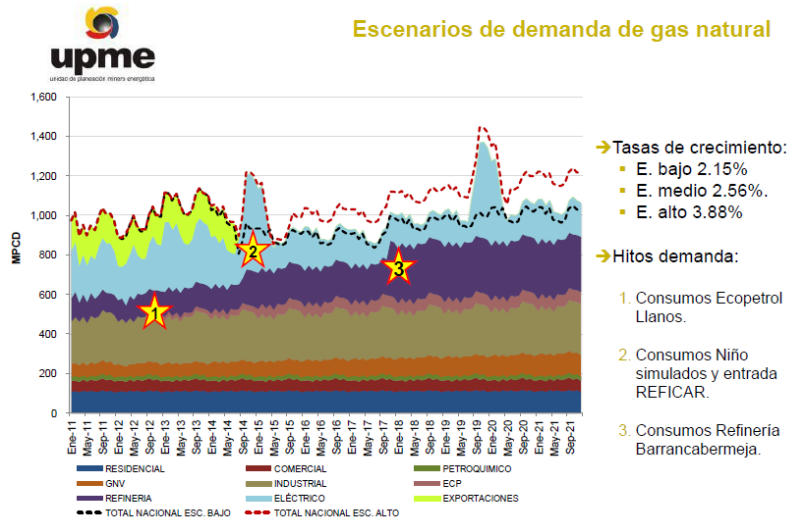
La comparación con los ejercicios de proyección de demanda adelantados por la UPME y por TGI (en el expediente tarifario tendiente a la definición de cargos de transporte) indica que los escenarios de proyección de demanda estimados por Fedesarrollo se sitúan entre el escenario de Demanda Esperada de Volumen calculado por el transportador para los tramos de gasoducto que alimentan a Bogotá y los Municipios de la Sabana, y el escenario medio de demanda proyectado por la UPME para la región central (Gráfico 80).

Gráfico 80. Proyecciones comparadas de demanda de gas natural para Bogotá y la Sabana (MPCD)



Fuente: Cálculos Fedesarrollo

Gráfico 81. Escenarios de Demanda de Gas Natural



FUENTE: UPME (2013), Plan de abastecimiento de Gas Natural

3.5 Revisión y análisis de modelos utilizados por la UPME y los Agentes

Descripción y análisis del Modelo de la UPME

La metodología de proyección de demanda de la UPME se resume a continuación:

Sector residencial y Comercial:

La proyección de demanda de los sectores residencial y comercial es obtenida por la UPME a partir de la proyección de la cobertura del servicio de gas natural y de la población, el consumo promedio por tipo de usuario y la velocidad de entrada de nuevos usuarios en cada región.

Sector Industrial y GNV:

Para determinar la demanda futura del gas natural industrial y de GNV la UPME utiliza un modelo analítico en el módulo BALANCE del programa ENPEP1, que simula y optimiza el comportamiento de los diferentes consumidores en relación a sus decisiones de usar gas natural u otro energético, decisiones que dependen de los precios relativos de los energéticos, preferencias, posibilidades tecnológicas, costos operativos y de inversión.

Resultados del Modelo de la UPME

Los resultados de aplicar dicha metodología a la Zona Centro son los siguientes:

Tabla 37. Proyecciones de la UPME 2010-2020 GN Zona Centro

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Residencial	44,4	48,4	50,7	52,5	53,5	54,3	55	55,7	56,3	56,9	57,4
Comercial	15,1	16,5	17,5	18,1	18,5	18,7	18,8	18,9	19	19,1	19,3
Industrial	72,7	74,3	74,9	77,1	78,9	81,6	83,8	86,8	89,4	93,2	97
Vehicular	26,7	23,6	21,6	21,3	21,2	21,2	21,2	21,2	21,3	21,4	21,5

Descripción del Modelo utilizado por TGI

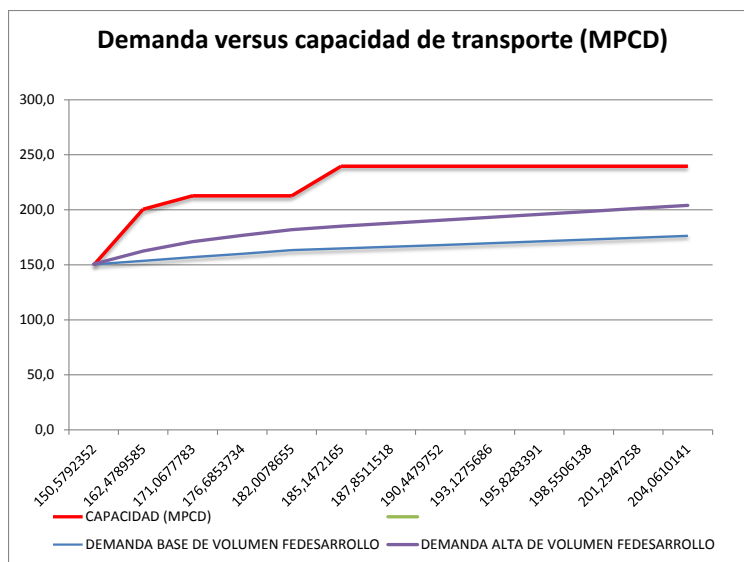
El Artículo 9 de la Resolución CREG-126 de 2010, establece un procedimiento para definir las demandas esperadas de capacidad y de volumen que establece lo siguiente:

- El transportador reportará las Demandas Esperadas de Capacidad y de Volumen para cada tramo o grupo de gasoductos. Estas demandas deberán estar debidamente soportadas con criterios técnicos objetivos tales como escenarios macroeconómicos, infraestructura prevista, análisis de mercado, contratos firmes de transporte vigentes para el Periodo Tarifario t , etc.
- Adicionalmente, el transportador deberá declarar la capacidad total contratada por tramo o grupo de gasoductos, desagregada por tipo de remitente (distribuidor-comercializador, industria, generador térmico, comercializador de gas natural vehicular), para cada año del Periodo Tarifario t .
- Una vez se inicie el trámite la CREG publicará las Demandas Esperadas de Capacidad y de Volumen reportadas por el transportador, así como la capacidad total contratada declarada por el agente.

3.6 Evaluación de consistencia con la oferta de gas natural y de la infraestructura de transporte

Tal como se señaló en el primer informe de este estudio, el Gráfico 82 muestra que la capacidad total de transporte de los gasoductos La Belleza-Cogua y Apiay Bogotá, es superior en los próximos diez años, a las expectativas de crecimiento de la demanda de gas natural en el escenario medio proyectado por Fedesarrollo y por la UPME para toda la región del Centro del país. En consecuencia, podría considerarse que existe suficiente capacidad de transporte para atender la demanda de Bogotá y Cundinamarca durante la próxima década¹⁰⁸.

Gráfico 82. Capacidad frente a Demanda, Sistema de Transporte de la Sabana (MPCD)



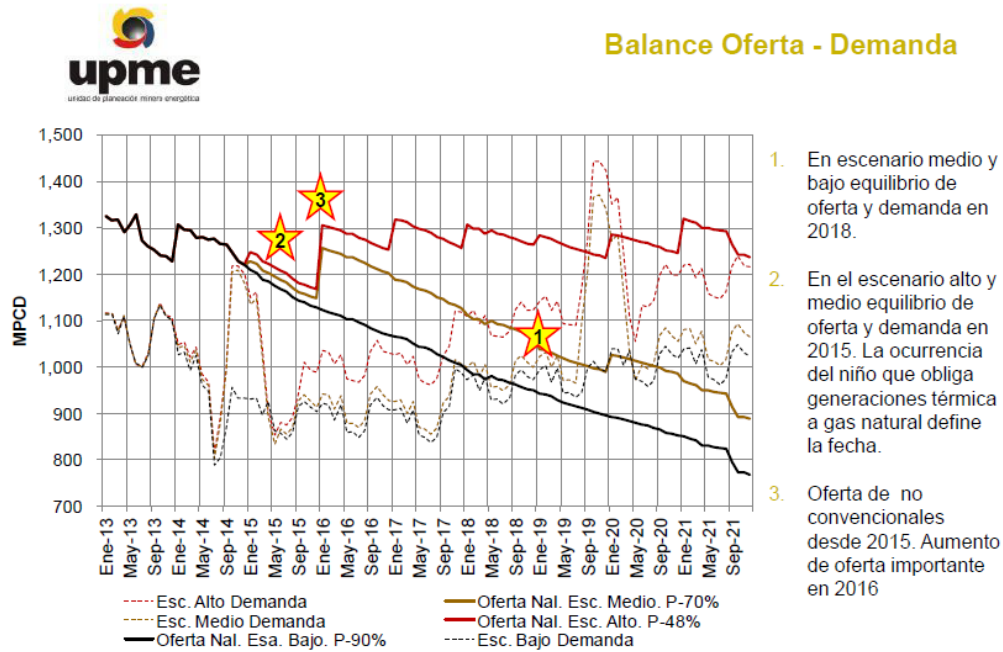
Fuente: Resolución CREG-121 de 2012, para Capacidades de Transporte (Anexos 7 y 8)

3.7 Seguridad del abastecimiento de gas natural a la Sabana de Bogotá

De conformidad con los balances de oferta y demanda disponibles y de no incrementarse la capacidad de producción en el país, con las proyecciones del escenario medio elaboradas por la UPME se presentaría un déficit de gas a nivel nacional hacia el año 2018, como se muestra en la siguiente figura.

¹⁰⁸ La expansión de la capacidad de transporte incluye la ampliación de la estación compresora de La Sabana. Se tiene previsto el incremento de cerca de 70 MPCD de la capacidad de transporte de gas natural para abastecer el crecimiento de la demanda futura de la Sabana de Bogotá.

Gráfico 83. Balance Oferta – Demanda de Gas Natural

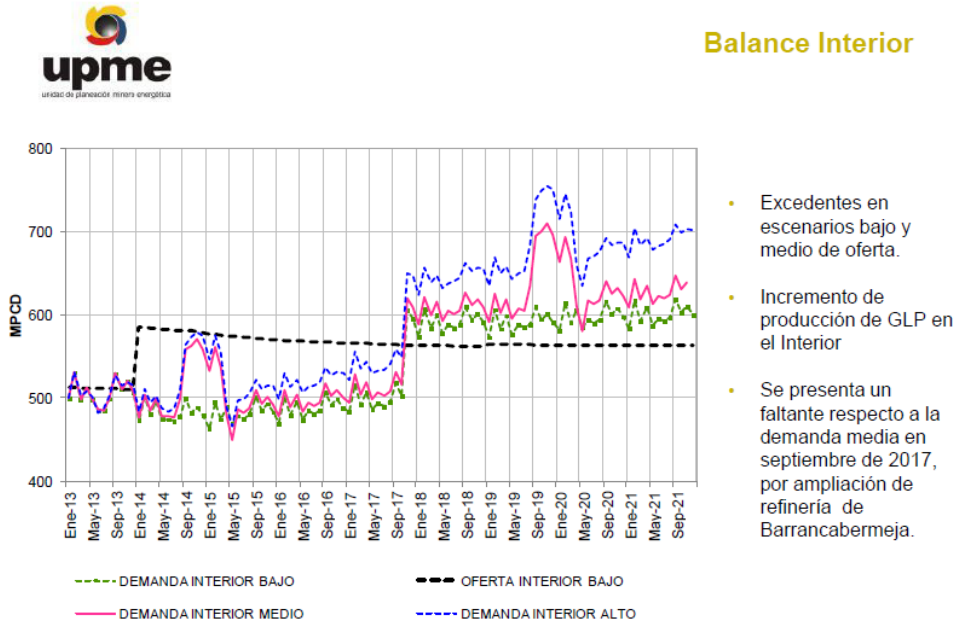


FUENTE: UPME (2013), Plan de Abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural

El análisis realizado por la UPME parte de la declaración de producción y de las reservas probadas efectuadas por los productores, e incluye proyectos de incremento de oferta correspondiente a la entrada en operación de Cupiagua. En este escenario la probabilidad de que la oferta considerada sea superada se sitúa en un 70%.

Con base en lo anterior y teniendo en cuenta la capacidad de transporte puede afirmarse que en el mediano plazo existe suficiente disponibilidad de reservas y capacidad de producción así como de capacidad de transporte para atender la demanda del interior del país hasta el 2018, como se puede observar en la siguiente figura elaborada por la UPME:

Gráfico 84. Balance Interior



FUENTE: UPME (2013), Plan de Abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural

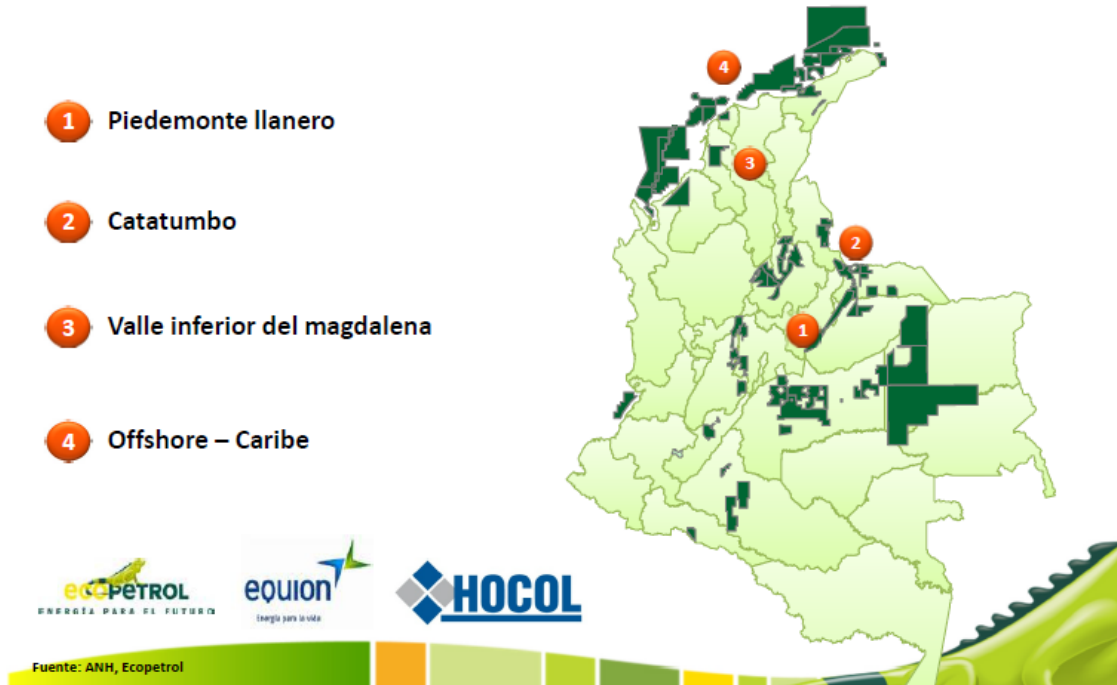
De otra parte, es importante considerar que mediante Resolución CREG- 023 de 2013, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, sometió a consulta el “.....*ingreso regulado por el uso de gas natural importado en generaciones de seguridad fuera de mérito*”, con lo cual , en caso de optarse por la ejecución de proyectos de importación de gas natural licuado, se dispondrá de nueva oferta para atender la demanda del sector eléctrico en condiciones de hidrología crítica y ante requerimientos de generación de seguridad del Parque Termoeléctrico. La disponibilidad de esta infraestructura para importación de gas licuado, GNL, viabiliza la posibilidad de contar con una fuente de respaldo para asegurar el abastecimiento de la demanda nacional.

De otra parte, es conveniente señalar que con el régimen fiscal para la exploración y explotación de nuevas reservas de hidrocarburos, el país adelanta una intensa actividad exploratoria que el año anterior viabilizó la perforación de 130 pozos exploratorios. Así mismo, hoy están pendientes de registrarse las reservas encontradas en el Departamento de Sucre por Pacific Rubiales, Ariana y Hocol, que aumentarán el volumen de las mismas y permitirán al país contar con nuevas fuentes de suministro.

Adicionalmente, conviene señalar que el potencial de reservas convencionales en el país indica que existen reservas potenciales del orden de 40 TPC, localizadas como en las regiones que se indican en la figura siguiente:

Gráfico 85. Principales Zonas de Exploración Convencional de Gas

LAS PRINCIPALES ZONAS DE EXPLORACIÓN CONVENCIONAL DE GAS EN COLOMBIA SE CONCENTRAN EN VIM, PIEDEMONTE Y EL OFFSHORE CARIBE, EL POTENCIAL ASCIENDE A 40 TPC



FUENTE: Ecopetrol, Presentación en el XVI Congreso de Naturgas, marzo 2013.

No obstante lo anterior, a fin de asegurar la continuidad del suministro es necesario establecer los proyectos de confiabilidad así como los mecanismos de remuneración correspondiente para viabilizar la ejecución de la infraestructura requerida a nivel de suministro y transporte para asegurarla confiabilidad del servicio en la región.

3.8. Identificación de acciones para promover el uso del gas natural

En la medida en que el gas natural es un combustible limpio, eficiente y económico, para extender los beneficios de su utilización en los diferentes sectores de consumo se recomiendan las siguientes acciones:

Sector residencial:

- Promover el uso del calentador a gas en lugar del calentador eléctrico de paso.
- Promover la extensión del gas combustible, GLP al sector rural de Cundinamarca.
- Viabilizar la construcción de los gasoductos previstos por TGI para los diez municipios del Occidente de Cundinamarca.
- Analizar la viabilidad de llevar GNC a los municipios de Cundinamarca.

-
- Aplicar a recursos de la cuota de Fomento de Gas Natural para viabilizar la extensión de redes a nuevos municipios de Cundinamarca
 - Aplicar a recursos de la cuota de Fomento de Gas Natural para subsidiar los costos de conexión a usuarios de estratos 1 y 2 en municipios de la región.

Sector industrial:

- Continuar la construcción de la infraestructura de transporte en el corredor de la Calle 80.
- Promover la contratación a largo plazo y esquemas que permitan flexibilidad en la negociación bilateral de los contratos de suministro.
- Proponer estímulos regulatorios para la utilización del gas natural en proyectos de cogeneración.
- Estudiar la utilización de calderas de alta eficiencia en el sector industrial.

Sector GNV:

- Analizar incentivos normativos que impulsen la penetración del gas natural en el transporte masivo.
- Promover la contratación a largo plazo y esquemas que permitan flexibilidad en la negociación bilateral de los contratos de suministro.
- Asegurar que se mantengan los incentivos regulatorios para la determinación de cargos de distribución para el transporte público de pasajeros. .
- Asegurar la certificación de las conversiones de vehículos a GNCV por parte de talleres acreditados
- Asegurar los descuentos y la financiación de las conversiones en GNCV.

CAPÍTULO 6. ANÁLISIS SOCIO ECONÓMICO DE LA SITUACIÓN ENERGÉTICA DE BOGOTÁ Y LA REGIÓN¹⁰⁹

Introducción

El acceso de los hogares a los servicios públicos domiciliarios es un factor determinante para su calidad de vida, en la medida que le permite atender algunas de sus necesidades básicas, como alimentación y aseo, entre otras. No obstante, en muchas ocasiones las familias enfrentan una serie de barreras que les impide consumir dichos servicios, lo cual termina por generar una condición de vulnerabilidad en estos hogares. En particular, para la energía eléctrica y gas natural tal situación también se presenta, lo que obliga a pensar en todas las estrategias que se han implementado para ofrecer oportunidades de acceso a los hogares.

En ese orden de ideas, el presente capítulo aborda esta problemática para el caso de servicios energéticos en Bogotá. En primer lugar, se hace un análisis desde una aproximación cuantitativa, en la que se parte de una caracterización general de las coberturas que se han alcanzado en energía eléctrica y gas natural en la ciudad, así como el peso que tienen estos gastos sobre el consumo total de los hogares. De este modo, se busca determinar las restricciones que éstos enfrentan en cuanto a capacidad de pago -en términos de ingresos- y cuál es su impacto en el acceso a estos servicios públicos. Además, también se hace una revisión de la forma en que opera la política pública para dar solución al problema de acceso de la población pobre a energía y gas; particularmente, se estudia el papel del esquema de subsidios cruzados y su incidencia sobre la pobreza y la distribución del ingreso. De igual forma, este último análisis se complementa con un ejercicio de microsimulación, mediante el cual se examina la incidencia de otros mecanismos de asignación de los subsidios transferidos por concepto de servicios públicos a los hogares.

En segundo lugar, la problemática de acceso a los servicios energéticos en el Distrito Capital se estudió a través de métodos cualitativos. Mediante la realización de grupos focales con usuarios de bajos recursos de energía eléctrica y gas natural, se identifica la forma en que los hogares enfrentan los problemas de acceso a estos servicios públicos a través de sus vivencias y experiencias en la vida cotidiana. En este proceso se profundiza en torno a cuál es la situación socioeconómica para algunas familias en Bogotá y los factores determinantes para que puedan o no acceder a la energía y el gas desde sus percepciones. Por último, una vez se ha abordado cuantitativa y cualitativamente el problema de investiga-

¹⁰⁹ A cargo de Jairo Nuñez y Juan Carlos Garzón, con la asistencia de Carlos Castañeda y Jairo Castillo

ción, el apartado final de este capítulo muestra las experiencias tanto nacionales como internacionales de prestación de servicios energéticos, haciendo énfasis en las alternativas que se han ofrecido para facilitar el acceso de los hogares pobres a los mismos. De este modo, al conjugar los hallazgos cualitativos, cuantitativos y de las experiencias internacionales, es posible avanzar hacia la formulación de estrategias particulares para el caso de Bogotá, que faciliten el acceso de los hogares más pobres a los servicios de energía eléctrica y gas natural.

1. Caracterización

A lo largo de esta sección se hace un análisis de los servicios de energía eléctrica y gas con el objetivo de hacer una aproximación preliminar a la situación actual que atraviesan los hogares en términos de acceso. En primera instancia, se revisan las coberturas que tienen estos servicios públicos domiciliarios a nivel regional en Colombia, así como en las distintas localidades de Bogotá, con el ánimo de entender la situación de la ciudad y de la región en términos de conexión en comparación con el resto del país. En segundo lugar, se estudia la participación que tienen los gastos en energía eléctrica y gas natural sobre los ingresos de los hogares, para entender la importancia relativa de dicho rubro sobre la economía de las familias. Por último, se analizan las curvas de Engel y las elasticidades por regiones, con el fin de entender la relación del ingreso de los hogares con su demanda por energía eléctrica y gas natural.

1.1 Coberturas

Bogotá en el contexto nacional: servicios de energía eléctrica y gas

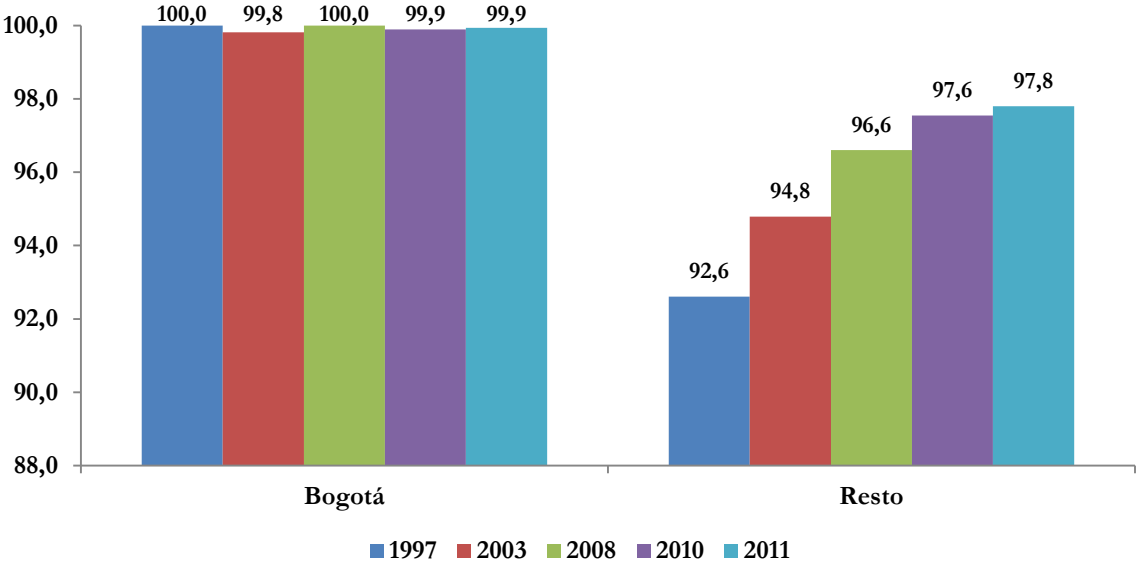
Al analizar la cobertura de energía eléctrica se encuentra que en Colombia se mantiene en niveles superiores al 95% en los últimos 10 años, lo cual garantiza una cobertura casi universal para todas las personas. Por regiones¹¹⁰, la región del Pacífico es la que presenta las tasas de cobertura más bajas, aunque también ha presentado las mayores mejoras en

¹¹⁰ Las regiones en la Encuesta de Calidad de Vida (DANE) se definen con base en una agrupación de departamentos de la siguiente forma:

- Atlántico: Guajira, Cesar, Magdalena, Atlántico, Bolívar, Sucre y Córdoba
- Oriental: Norte de Santander, Santander, Boyacá, Cundinamarca y Meta
- Central: Caldas, Quindío, Risaralda, Tolima, Huila y Caquetá
- Pacífico: Chocó, Cauca y Nariño
- Bogotá
- Antioquia
- Valle

cobertura, por cuanto pasó del 84% en 1997 al 97% en 2011. Por su parte, Valle y Antioquia son las regiones que presentan las tasas de cobertura más altas del país (Anexo 1 - Gráfico 1). Ahora bien, como se puede observar en el Gráfico 86, en el caso de Bogotá, la cobertura se ha mantenido en 100% en todo el periodo de estudio, con lo cual el acceso a este servicio ha dejado de ser un problema en materia social en la ciudad capital. De hecho, si se compara con el resto del país, la cobertura en este servicio público siempre ha sido más alta, sin dejar de lado el hecho de que se ha registrado un crecimiento de 5 puntos porcentuales en el último caso entre 1997 y 2011.

Gráfico 86. Cobertura en Energía Eléctrica: Bogotá vs. Resto del país



Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 1997-2011

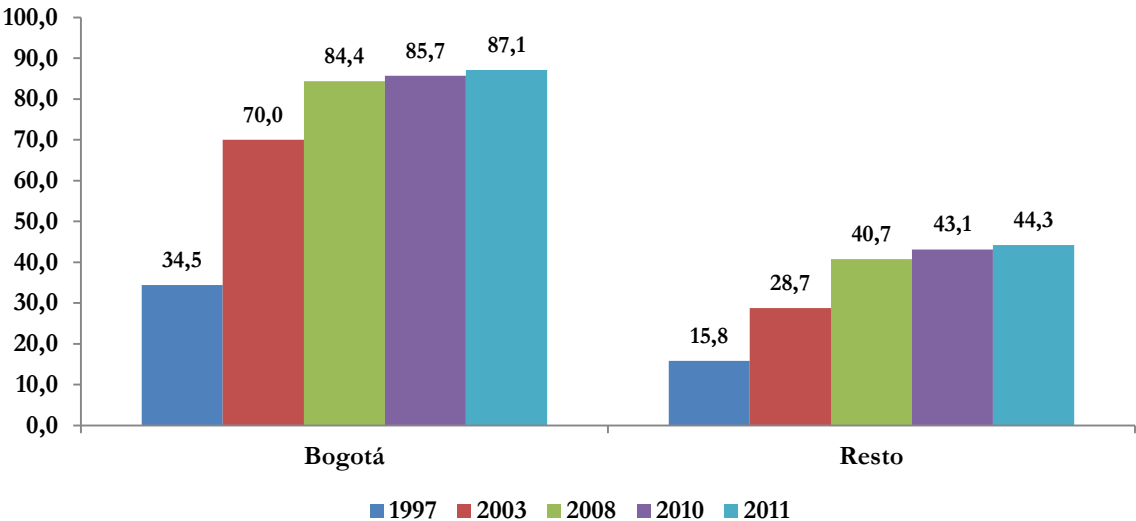
A diferencia de lo que sucede con el servicio de energía eléctrica, en el caso de gas natural se evidencia que la cobertura aún cuenta con bastante espacio para crecer, especialmente si se considera que éste es un servicio relativamente nuevo (comparado con el de energía eléctrica). Adicionalmente, debe recalarse que para la prestación del servicio de gas natural existen otro tipo de restricciones técnicas que hacen más lento el crecimiento de su cobertura, o que incluso pueden imposibilitar la prestación del servicio.

En este sentido, la cobertura de gas natural en el país ha pasado de 19% en 1997 a 52% en 2011, teniendo el crecimiento más significativo en cobertura entre los años 1997 y 2003, periodo en el cual la cobertura en este servicio se incrementó en 17 puntos porcentuales. Valle y Atlántico son las regiones que ocupan el segundo y el tercer lugar en cuanto a nivel de cobertura con niveles de 67% y 59% en 2011, respectivamente. De otro lado, la región Pacífico es la que se encuentra más rezagada en el país, toda vez que para el año 2011 tan

solo cuenta con un 4% de cobertura de gas natural (Anexo 1 - Gráfico 2). Vale la pena señalar que la incipiente cobertura en este servicio público en la Costa Pacífica se debe a que en los departamentos que conforman la región (Cauca, Chocó y Nariño, excluyendo Valle), hasta 2011 la penetración del gas natural era muy baja debido a problemas técnicos para su provisión. No obstante, desde 2012 se han dedicado esfuerzos para mejorar el acceso de la población al gas natural en las principales ciudades capitales y algunos municipios de la región, gracias a la iniciativa de empresas como Alcanos de Colombia, Gases de Occidente y Red de Gas S.A.S.

Por otra parte, el Gráfico 87 muestra que Bogotá presenta mayor avance en cobertura de gas natural pues en 2011 alcanzó un 87%, mientras que en el resto del país solamente se llegó a un 44%. De hecho, entre 1997 y 2011 la cobertura en gas natural en Bogotá se incrementó en más de 50 puntos porcentuales, en comparación con el aumento de 28 puntos porcentuales en el resto del país para el mismo periodo. De este modo, se ratifica que la ciudad capital presenta mejores niveles de cobertura que el resto del país tanto en energía eléctrica como gas natural, lo que a su vez debería traducirse en facilidades para el acceso de los hogares a estos servicios públicos domiciliarios.

Gráfico 87. Cobertura en Gas Natural: Bogotá vs. Resto del país



Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 1997-2011

Con base en el análisis anterior de las coberturas de energía eléctrica y gas natural, es posible afirmar que hay diferencias importantes entre ambos servicios. Por un lado, en el caso de energía eléctrica, se registran niveles de cobertura casi universales, en los cuales cualquier incremento marginal representa un gran esfuerzo; mientras que por otro, el gas natural es un servicio en proceso de expansión y con bastante margen de acción para me-

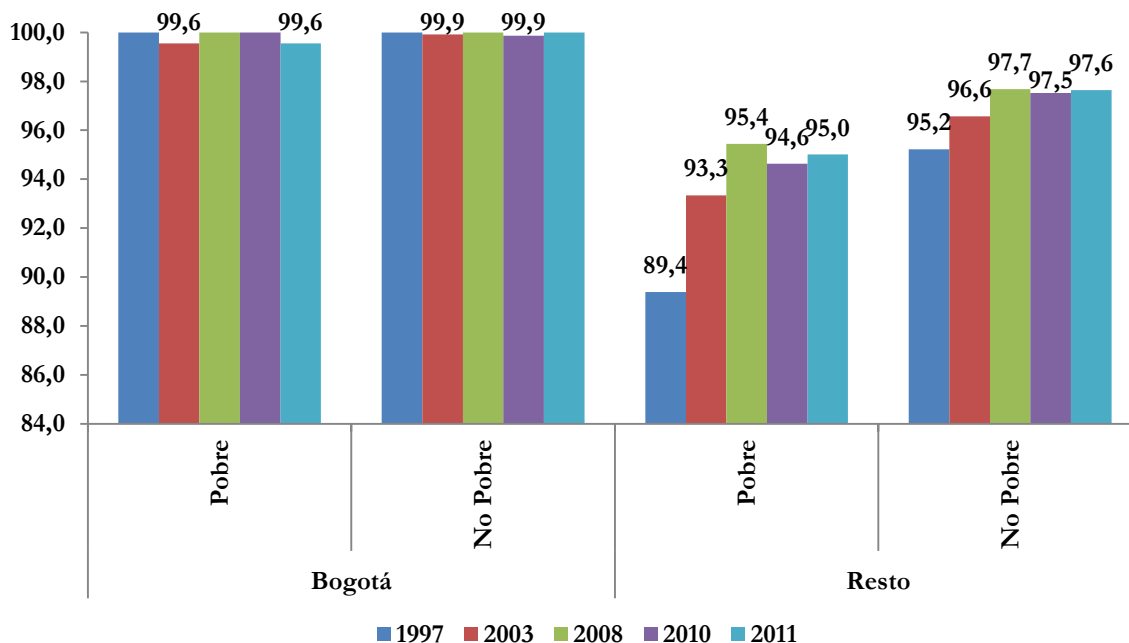
jorar. Adicionalmente, los resultados muestran que Bogotá es claramente la ciudad con los mejores niveles de cobertura en ambos servicios, pues no solo tiene cobertura universal en energía eléctrica, sino que gas natural se encuentra más de 30 puntos porcentuales por encima del promedio nacional.

Ahora bien, vale la pena examinar cómo se distribuye la cobertura en estos servicios entre los hogares pobres y los hogares no pobres¹¹¹. Al respecto, en el Anexo 1 - Gráfico 3 se muestran las coberturas de energía eléctrica para las regiones que permite obtener la Encuesta de Calidad de Vida, de acuerdo a la situación de pobreza de los hogares. En primer lugar, puede observarse que la región Pacífico además de presentar los niveles de cobertura más bajos en Colombia, las diferencias entre hogares pobres y no pobres son más notorias: en el año 1997 los hogares en situación de pobreza que habitaban esta región contaban con una cobertura de energía eléctrica del 75%, mientras que los hogares no pobres tenían una cobertura del 86%. Sin embargo, con el aumento de la cobertura en general, esta brecha se ha ido cerrando y ahora es de tan solo 3 puntos porcentuales. Una situación similar se evidencia en la región Oriental, que para 2011 registró una diferencia de coberturas entre hogares pobres y no pobres de 3 puntos porcentuales. De otro lado y como es de esperarse, en regiones como Antioquia y Valle en las cuales los niveles de cobertura se encuentran en niveles de 99% o 100%, no se evidencian diferencias entre los hogares pobres y no pobres.

En el Gráfico 88 se compara la cobertura de energía eléctrica entre hogares pobres y no pobres para Bogotá y el resto del país. En la ciudad capital, la cobertura en este servicio ha sido casi universal al estar cercana al 100% desde 1997, sin distinción entre los hogares por su situación de pobreza. Ahora bien, aunque en el resto del país se ha registrado una mejora en la cobertura en energía eléctrica, para 2011 éste servicio público llegaba al 98% de los hogares no pobres y al 95% de los pobres, lo que evidencia la persistencia de una pequeña brecha en términos de acceso debido a las condiciones socioeconómicas de los hogares.

¹¹¹ La medida de pobreza aquí utilizada, corresponde a aquellos hogares que se encuentran por debajo de la línea de pobreza.

Gráfico 88. Cobertura en Energía Eléctrica según Situación de Pobreza: Bogotá vs. Resto del país



Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 1997-2011

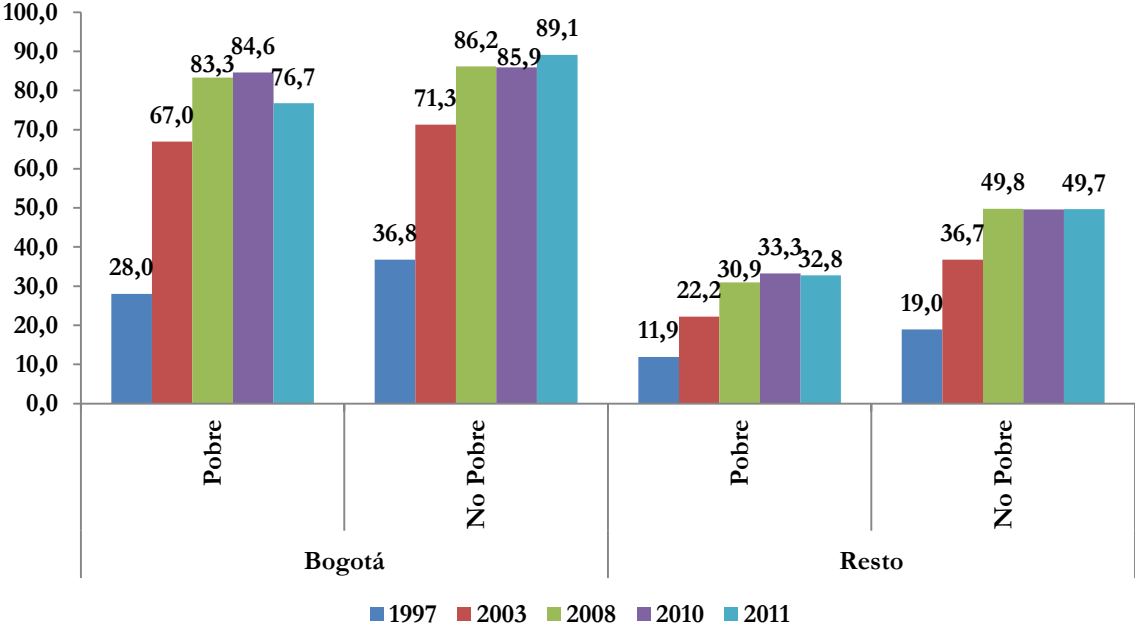
Con relación al servicio de gas natural, que como se mencionó anteriormente aún es un servicio que se encuentra en una etapa de expansión, se hallan marcadas diferencias en los niveles de cobertura entre los hogares pobres y los hogares no pobres. En el Anexo 1 - Gráfico 4 se muestra que las regiones con una mayor brecha en la cobertura de gas natural son las regiones de Atlántico y Oriental. En el primer caso, para la región del Atlántico mientras los hogares que se encontraban en situación de pobreza registraban una cobertura de gas natural del 30% en 1997, aquellos que no se encontraban en situación de pobreza contaban con una cobertura del 60%. En el año 2011 la situación sigue siendo bastante similar a pesar de que la brecha se redujo de 30 a 21 puntos porcentuales, pues la cobertura fue de 46% y de 67% para los hogares pobres y no pobres, respectivamente.

En el caso de la región Oriental, los resultados muestran que en el año 2011 la brecha en cobertura en gas natural entre los hogares pobres y no pobres es de 19 puntos porcentuales, tres puntos más que la brecha observada en el año 1997. En otras palabras, en esta región las diferencias en cobertura entre los hogares pobres y los hogares no pobres en lugar de reducirse, se incrementaron. Por otra parte, vale la pena precisar que las meno-

res diferencias entre los hogares pobres y no pobres que se presentan en la región Pacífico se deben a que la cobertura en esta zona del país es demasiado baja, que como se mencionó anteriormente, se debe a problemas técnicos para la adecuada provisión del servicio. Dicho de otro modo, se podría considerar que en esta región existe cierta equidad en los niveles de cobertura, pero que está dada por lo bajo debido a que es igual de escasa para hogares pobres y no pobres. Quizá si se presentara un incremento en la cobertura de gas natural en esta región –que como ya se ha dicho es una labor en la que se han presentado avances durante los últimos años–, las brechas entre los hogares pobres y los hogares no pobres se acentuarían (Anexo 1 - Gráfico 3).

En la ciudad de Bogotá, la cual presenta las tasas de cobertura más altas, la diferencia entre hogares pobres y no pobres es de 12 puntos porcentuales; no obstante, el aspecto que más llama la atención es el incremento en los niveles de cobertura que se ha presentado en ambos segmentos de la población, puesto que en los hogares pobres pasó del 28% en 1997 al 77% en 2011, mientras que en los hogares no pobres la cobertura pasó del 37% al 89% en el mismo periodo (Gráfico 89). De este modo, la ciudad capital se constituye como la región con el segundo mayor incremento en cobertura en el periodo de estudio, únicamente superada por Valle.

Gráfico 89. Cobertura en Gas según Situación de Pobreza: Bogotá vs. Resto del país



Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 1997-2011

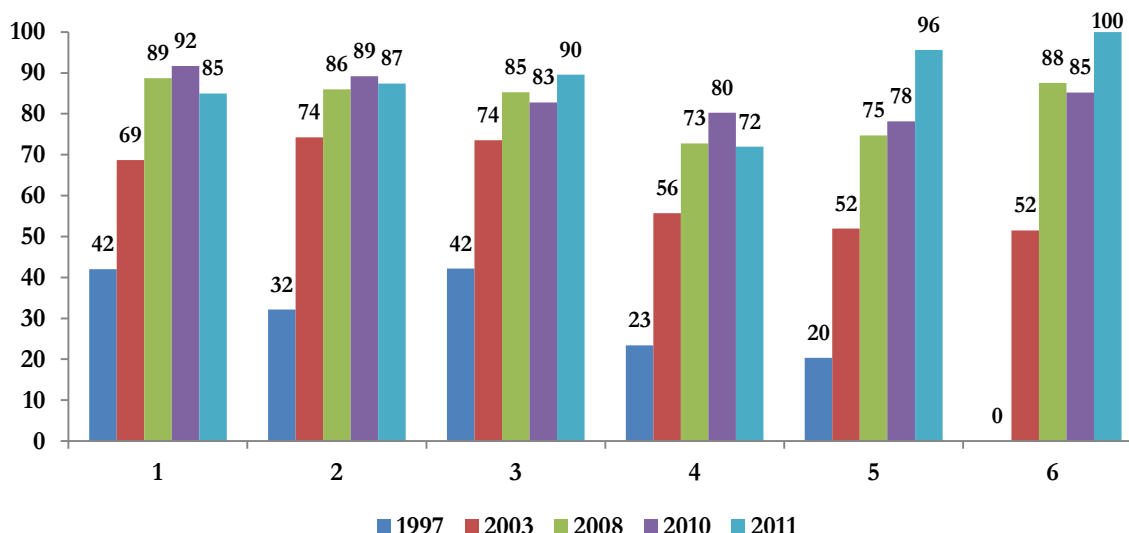
Bogotá y sus particularidades locales

Con el ánimo de hacer un acercamiento al nivel de cobertura de los hogares con mayor vulnerabilidad en la ciudad de Bogotá, se analiza la cobertura en el servicio de energía eléctrica y gas natural de acuerdo al estrato socioeconómico de los hogares. Como se mencionó en la sección precedente, la ciudad capital presenta prácticamente una cobertura universal en energía eléctrica, sin importar que el hogar sea pobre o no pobre, situación que persiste sin diferencias significativas entre los distintos estratos. Sin embargo, sí es importante examinar la evolución de la cobertura de gas natural en Bogotá teniendo en cuenta la estratificación, ya que en este caso se encuentran aspectos relevantes.

En primer lugar, salta a la vista que en 1997 los mayores niveles de cobertura se encontraban en los estratos más bajos: para ese año la cobertura en el estrato 6 era de 0%, mientras que el estrato 1 era de 42% (Gráfico 90). Esto se debe a cuando este servicio público llegó a Bogotá, el tubo principal entró por el sur de la ciudad, por lo que las primeras conexiones se realizaron a los hogares de la zona pertenecientes en su mayoría a estratos bajos. Esta tendencia se mantuvo hasta el año 2008, cuando finalmente las coberturas en el estrato 1 y en el estrato 6 se igualaron; para 2010, ya el estrato 6 presentaba mayores niveles de cobertura que los del estrato 1. Hacia el final del periodo analizado, el estrato 6 presentó una cobertura del 100%, mientras que en el estrato 1 ésta se ubicó en 85%.

Adicionalmente, en el Gráfico 90 también se observa que entre 2010 y 2011 hay caídas en la cobertura para los estratos 1, 2 y 4, que con seguridad están relacionadas con errores en la muestra de las encuestas. En cualquier caso, las tendencias parecen indicar que desde 2008 se ha dado un débil crecimiento en las coberturas de los estratos bajos (1 y 2), dado que solamente se alcanza a cerca del 90% de los mismos. En particular, es de esperarse que los hogares restantes que no tienen acceso a gas natural estén ubicados en zonas de difícil acceso, en donde la acometida de las redes es complicada para la empresa proveedora del servicio; no obstante, esta hipótesis debe ser verificada a la luz de un análisis espacial en el que se comparen las redes con la ubicación de estos hogares que no tienen conexión a gas natural.

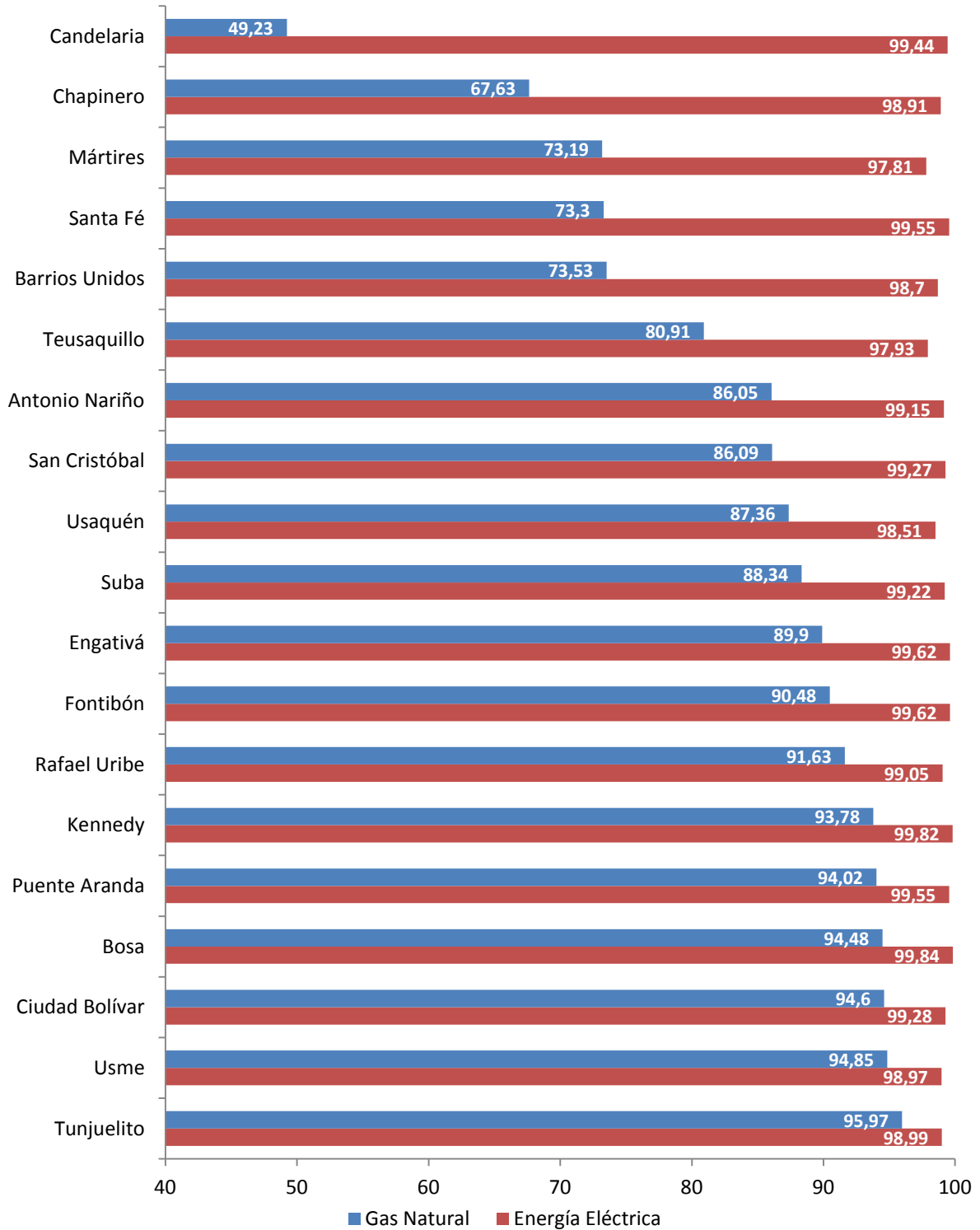
Gráfico 90. Bogotá: Cobertura en Gas Natural por Estratos



Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 1997-2011

Ahora bien, de acuerdo con el Gráfico 91, la cobertura de energía eléctrica en las distintas localidades de Bogotá está por encima del 98% en casi todos los casos, resultado que no sorprende dado que en su calidad de ciudad capital es la zona del país con mayores niveles de cobertura de este servicio, como se ha reiterado en varias ocasiones. Por su parte, la cobertura de gas natural en localidades como Barrios Unidos, Santa Fé, Mártires, Chapinero y Candelaria está por debajo del 80%, siendo este último un caso particular en la medida que tan solo el 49% de los hogares cuentan con este servicio, lo que se explica en parte a la localización del centro histórico y de algunos barrios de difícil acceso cerca a los cerros orientales. Este hallazgo resulta interesante dado que se esperaría que los hogares de Chapinero tuvieran una mayor conexión a gas natural; no obstante, una posible explicación a este hecho es que muchas viviendas están anilladas pero no tienen acceso al gas natural y que en algunas localidades es bastante difícil la extensión de las redes (*i. e.* edificios residenciales antiguos).

Gráfico 91. Bogotá: Cobertura en Gas Natural y Energía Eléctrica por localidades



En resumen

Bogotá cuenta con altos niveles de cobertura en energía eléctrica y gas natural, aunque en este último caso aún hay cierto margen de acción para profundizar el servicio entre los hogares. Ahora bien, esto indica que en términos técnicos hay conexión a energía eléctrica y gas natural en las viviendas de la ciudad capital, eso no necesariamente se traduce en acceso a dichos servicios públicos domiciliarios. Esto se debe a que el acceso no depende exclusivamente de la cobertura, sino también del ingreso percibido, razón por la cual en la siguiente sección se analizará detalladamente este tema, para identificar cuáles son las restricciones que enfrentan los hogares al respecto.

1.2 Participación de los gastos en servicios de energía eléctrica y gas natural en los gastos totales

Si bien una de las limitaciones principales para que los hogares logren acceder a los servicios es la existencia de una cobertura suficiente, éstos también pueden verse limitados simplemente por cuestiones económicas. En este sentido, vale la pena examinar cuánto pesa el gasto en servicios públicos de los hogares en el gasto total y así examinar si de algún modo dicho rubro constituye una restricción al acceso. La Tabla 39 muestra la participación de los gastos en servicios públicos domiciliarios en el total de gasto de los hogares, según regiones de la Encuesta de Calidad de Vida.

Los resultados muestran que, en promedio, la región en la cual los hogares destinan una mayor proporción del gasto total de sus hogares al gasto en servicios públicos con un 9,1% es Antioquia, mientras que en Bogotá es donde destinan una menor proporción de su gasto para atender estas necesidades (Tabla 39). Estos resultados pueden estar reflejando cuestiones idiosincráticas de las regiones, o elementos técnicos en la prestación del servicio, relacionados con dificultades topográficas o de orden público. Adicionalmente, los datos muestran que la dinámica de la participación del gasto en servicios públicos en el gasto total varía en cada región: en la ciudad capital el estrato 1 destina una menor proporción de su gasto para pagar los servicios públicos (6,2%), mientras que en Antioquia dicho gasto asciende a 11,6%. De otro lado, al analizar la situación del estrato 6 se encuentra que en la región Oriental el gasto en servicios públicos representa una menor proporción del gasto total en comparación con las demás regiones (4,6%).

Tabla 39. Participación del Gasto en Servicios Públicos¹¹² en el Gasto Total

Región/Estrato	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Promedio
Atlántico	6.3%	8.1%	9.0%	9.8%	9.2%	7.3%	8.3%
Oriental	7.6%	7.8%	8.1%	7.1%	3.7%	4.6%	6.5%
Central	7.1%	7.3%	8.6%	7.5%	11.8%	7.2%	8.2%
Pacífico	7.1%	8.8%	8.6%	9.6%	8.0%	8.6%	8.5%
Bogotá	6.2%	6.5%	7.3%	6.7%	6.7%	8.3%	7.0%
Antioquia	11.6%	10.3%	10.6%	8.0%	7.4%	6.7%	9.1%
Valle	7.1%	8.3%	8.0%	8.9%	7.4%	8.2%	8.0%
Total Nacional	7.4%	8.0%	8.4%	7.7%	7.5%	7.7%	7.8%

Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 2010

En este punto, vale la pena preguntar ¿cuál es entonces el peso que tienen los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural sobre el gasto total? De una parte, la Tabla 40 muestra que a nivel nacional el gasto que realizan los hogares en electricidad es del 2% en los estratos más altos y del 3% en los más bajos. Vale la pena llamar la atención que en el caso de Bogotá no hay diferencias significativas entre los estratos, ya que todos dedican cerca del 1,9% de sus gastos a cubrir el servicio de electricidad; por su parte, en Antioquia es más notorio el impacto desigual de este gasto, pues el estrato 1 dedica un 3% más a este rubro que el estrato 6. De otra parte, la Tabla 41 presenta los resultados para el servicio de gas natural, que en todos los casos representaba una menor proporción del total de gastos que en energía eléctrica. No obstante, vale la pena señalar que a nivel nacional el peso de este servicio público tiende a ser mayor en el estrato 1 (1,6%) que en los estratos altos (0,5%), una tendencia que se replica en menor grado en todas las regiones del país.

Tabla 40. Participación del Gasto en Energía Eléctrica en el Gasto Total

Región/Estrato	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Atlántico	3,3%	3,5%	3,9%	4,3%	6,0%	2,4%
Oriental	2,6%	2,7%	3,1%	2,4%	n.d	n.d
Central	2,8%	2,8%	3,1%	2,6%	1,3%	1,7%
Bogotá	1,9%	1,9%	2,1%	1,6%	1,8%	1,9%
Antioquia	4,2%	3,4%	3,3%	2,8%	3,0%	1,1%
Valle	3,3%	3,1%	3,0%	3,0%	1,9%	4,3%
Total Nacional	3,1%	2,8%	2,9%	2,5%	2,2%	2,1%

Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 2010

Tabla 41. Participación del Gasto en Gas Natural en el Gasto Total

Región/Estrato	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Atlántico	1,8%	1,1%	1,0%	0,6%	0,8%	0,3%
Oriental	1,7%	1,1%	0,8%	0,5%	n.d	n.d
Central	1,8%	1,1%	0,8%	0,5%	0,2%	0,3%
Bogotá	1,1%	0,8%	0,7%	0,5%	0,6%	0,6%

¹¹² Este rubro incluye los servicios públicos de energía eléctrica, gas, acueducto, alcantarillado, recolección de basuras y teléfono.

Antioquia	2,5%	1,7%	1,1%	0,7%	n.d	0,4%
Valle	0,9%	0,8%	0,7%	0,5%	0,3%	0,4%
Total Nacional	1,6%	1,0%	0,8%	0,5%	0,5%	0,5%

Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 2010

Cuando se discrimina el gasto que se realiza en energía eléctrica y en gas natural al interior de los hogares, se encuentra que el primero tiene una mayor representatividad sobre los gastos totales, por cuanto representa más del 20% del gasto total en servicios públicos, sin importar el estrato o la región (Tabla 42). Por su parte, el gasto en gas natural como porcentaje del gasto total en servicios públicos oscila entre 2% y 27%, además de tener una importancia relativa distinta según la región (Tabla 42 y Tabla 43). ¿A qué se deben dichos resultados? Estas diferencias pueden explicarse porque mientras el servicio en energía eléctrica llega a casi la totalidad de los hogares del país –incluso sin importar su situación de pobreza–, el gas natural no cubre todos los hogares. Por tal motivo, es posible que haya muchos hogares que aún no se vean en la necesidad de destinar recursos para pagar este servicio público.

Tabla 42. Participación del Gasto en Energía Eléctrica en el Gasto en Servicios Públicos

Región/Estrato	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Atlántico	47.0%	39.5%	38.5%	40.8%	45.7%	35.5%
Oriental	36.9%	34.4%	31.1%	30.5%	n.d	n.d
Central	39.8%	35.6%	33.5%	34.1%	13.8%	23.5%
Bogotá	30.8%	27.4%	27.0%	22.0%	23.4%	24.2%
Antioquia	39.2%	30.6%	29.7%	30.4%	31.0%	16.2%
Valle	38.8%	34.8%	33.5%	30.9%	26.9%	37.3%
Total Nacional	42.2%	33.1%	30.9%	29.3%	26.4%	25.7%

Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 2010

Tabla 43. Participación del Gasto en Gas Natural en el Gasto en Servicios Públicos

Región/Estrato	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Atlántico	26.9%	13.9%	10.8%	6.7%	5.7%	4.3%
Oriental	21.5%	12.7%	8.9%	6.4%	n.d	n.d
Central	20.8%	15.1%	11.9%	6.3%	2.6%	5.8%
Bogotá	17.6%	11.9%	9.0%	7.2%	10.0%	7.6%
Antioquia	18.9%	15.2%	10.3%	8.2%	8.5%	6.4%
Valle	14.5%	9.9%	8.5%	4.9%	4.2%	4.2%
Total Nacional	23.3%	12.8%	9.7%	6.8%	7.0%	6.4%

Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 2010

Del análisis anterior puede inferirse que, dado que en el servicio de energía eléctrica se ha alcanzado la universalización, no se prevén incrementos significativos en la demanda de este servicio en el corto plazo. Los aumentos que eventualmente se pueden presentar estarán dados efectos del desplazamiento o por el crecimiento poblacional, entre otras

dinámicas sociodemográficas, que no implican incrementos elevados de la demanda por este servicio. Además, los datos presentados muestran que en el servicio de gas natural aún queda margen de acción para que la demanda aumente, en especial en los estratos bajos en los cuales los niveles de cobertura se encuentran por debajo del 90%.

Estratificación e ingresos

Con la expedición de la Ley 142 de 1994¹¹³ se trazaron los lineamientos para el funcionamiento del sistema de subsidios a los servicios públicos. Entre estas disposiciones, se establece un porcentaje máximo de subsidios y contribuciones según el estrato socioeconómico, como se muestra en la Tabla 44. Este esquema de subsidios cruzados implica que la estratificación es la base sobre la cual se determina si un hogar es beneficiario o contribuyente, razón por la cual resulta indispensable analizar si en efecto este mecanismo de asignación está focalizado en la población de escasos ingresos que realmente necesita de la ayuda del Estado para garantizar su acceso a los servicios de energía eléctrica y gas natural.

Tabla 44. Porcentaje de subsidios o contribuciones por estrato

Estrato	Porcentaje de subsidios o contribuciones
1: bajo-bajo	0,50 (subsidios hasta del 50%)
2: bajo	0,60 (subsidios hasta del 40%)
3: medio-bajo	0,85 (subsidios hasta del 15%)
4: medio	1,00 (sin subsidios ni contribuciones)
5: medio-alto	1,20 (contribuciones hasta del 20%)
6: alto	1,20 (contribuciones hasta del 20%)

Fuente: Ley 142 de 1994

En primer lugar, vale la pena cruzar la estratificación socioeconómica con los deciles de ingreso a nivel nacional. Como se observa en la Tabla 45, para el año 2003 en el decil 9 cerca de 37% de los hogares estaban clasificados como estratos 1 y 2, mientras que en el decil más alto ésta cifra era de 17%. Este resultado es bastante particular si se tiene en cuenta que al ser los segmentos de la población con mayores ingresos no se esperaría un porcentaje tan alto de hogares en estratos bajos. Por tanto, podría pensarse que en la medida que la asignación de subsidios para servicios públicos, entre los que se encuentra la energía eléctrica y el gas natural, se realiza con base en el estrato, hay un porcentaje importante de hogares que pueden no necesitar esta transferencia, pero al pertenecer a estratos bajos de todos modos se ven beneficiados, lo cual implicaría que hay problemas

¹¹³ Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.

de focalización¹¹⁴. Esta hipótesis se probará más adelante con los análisis de incidencia y los ejercicios de microsimulación.

Tabla 45. Proporción de hogares por decil de ingreso (2003)

Estrato	Decil 1	Decil 2	Decil 3	Decil 4	Decil 5	Decil 6	Decil 7	Decil 8	Decil 9	Decil 10	Total
1	49.1%	45.0%	41.2%	33.5%	25.8%	20.7%	15.6%	11.0%	9.4%	4.3%	25.6%
2	39.0%	45.1%	43.9%	49.8%	46.9%	45.1%	43.1%	36.8%	27.9%	13.2%	39.1%
3	11.0%	9.4%	14.2%	16.0%	25.9%	31.0%	36.5%	44.4%	44.6%	31.5%	26.5%
4	0.7%	0.3%	0.6%	0.6%	1.1%	2.9%	3.7%	6.0%	15.4%	28.1%	6.0%
5	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.3%	0.1%	0.4%	1.2%	2.4%	12.9%	1.8%
6	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.2%	0.7%	0.5%	0.3%	10.0%	1.2%

Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 2003

Por otro lado, en la Tabla 46 se presenta la misma proporción de hogares por decil de ingreso para el año 2011. En comparación con el cuadro anterior, hay una mayor proporción de hogares clasificados en los estratos 1 y 2, por cuanto representan casi el 75% del total, lo que equivale a un incremento de 10 puntos porcentuales con respecto al 2003. Ahora bien, vale la pena anotar que en el decil 10 se presenta una reducción de 3 puntos porcentuales en comparación con el 2003 en los hogares clasificados en estratos bajos. No obstante, al examinar el porcentaje de hogares en estratos 1 y 2 de los primeros deciles de ingreso, se encuentra que ha habido un incremento en este segmento de la población entre 2003 y 2011.

Ahora bien, en este caso también se cuenta con el ingreso promedio de cada uno de los deciles de población, lo que permite hacer un análisis más integral. De acuerdo con la Tabla 46 los primeros 7 deciles recibían en promedio un ingreso inferior al salario mínimo legal vigente que era de \$535.600; de hecho, la situación de los deciles 8 y 9 no era mucho mejor, ya que sus ingresos estaban por debajo de los 2 salarios mínimos. De este modo, es importante tener en cuenta para este análisis que los ingresos medios de los deciles 8 y 9 no son tan altos como se podría pensar, razón por la cual no es del todo extraño que haya hogares clasificados en los estratos 1, 2 y 3.

Tabla 46. Proporción de hogares por decil de ingreso (2011)

Estrato	Decil 1	Decil 2	Decil 3	Decil 4	Decil 5	Decil 6	Decil 7	Decil 8	Decil 9	Decil 10	Total
1	64.89%	60.78%	49.90%	41.15%	32.92%	29.48%	22.33%	14.32%	9.21%	3.10%	33.33%
2	29.10%	33.68%	42.66%	45.12%	51.67%	51.66%	53.85%	51.27%	28.45%	11.41%	41.78%
3	4.70%	5.11%	6.71%	12.93%	14.70%	17.86%	21.50%	28.97%	40.48%	30.01%	18.89%
4	0.78%	0.32%	0.73%	0.80%	0.36%	0.72%	2.17%	4.46%	12.33%	28.08%	4.07%

¹¹⁴ Ahora bien, hay que abordar con cautela este aspecto, dado que como se evidencia en la última columna, más del 64% de los colombianos pertenecen a los estratos 1 y 2.

5	0.07%	0.08%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.15%	0.83%	5.16%	12.25%	0.85%
6	0.47%	0.03%	0.00%	0.00%	0.35%	0.28%	0.00%	0.16%	4.37%	15.14%	1.08%
Ingreso Promedio (Pesos de 2011)	43.682	113.789	166.742	225.255	295.641	383.507	507.076	697.798	1.094.504	3.310.796	

Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 2010

En la Tabla 47 se presenta el puntaje del Sisben por estrato socioeconómico para todo el país. Aunque a medida que aumenta el estrato se registra un puntaje medio mayor, esto no necesariamente implica que los hogares de cada estrato sean diferentes entre sí. Así, al analizar el puntaje mínimo y máximo de los estratos 1 y 6, se evidencia que los rangos se pueden traslapar entre sí, lo cual significa que es posible encontrar hogares en el estrato 6 con características socioeconómicas similares a los del estrato 1, o viceversa. Así, los datos apuntan a ratificar la existencia de problemas de estratificación, que al ser el punto de referencia para la focalización de los subsidios de servicios públicos, también genera inconvenientes en este aspecto.

Tabla 47. Puntaje de Sisben III por estrato

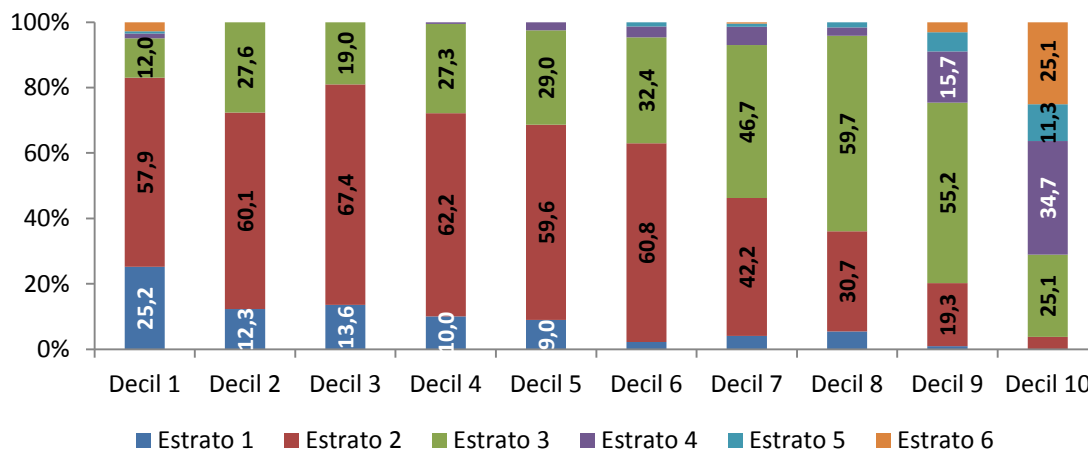
Estrato	Media	Desviación Estándar	Mínimo	Máximo
1	34,73	15,67	1,54	86,72
2	48,04	16,64	3,04	90,34
3	57,44	15,92	9,18	96,34
4	61,47	14,19	13,63	95,18
5	63,23	11,92	34,92	85,69
6	66,46	10,93	28,35	90,68

Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 2010

Además del análisis anterior, vale la pena dar una mirada a la situación particular de la ciudad de Bogotá. En el Gráfico 92 se presenta la composición por estratos de los deciles de los hogares bogotanos, así como el ingreso medio y el nivel de informalidad de cada uno de estos. En primer lugar, es necesario resaltar que en comparación con el nivel nacional, los ingresos de los bogotanos son considerablemente más altos: los 5 deciles más bajos reciben menos de un salario mínimo legal vigente en 2011, al tiempo que los percibidos por los deciles más altos (8, 9 y 10) son casi el doble de los del nivel nacional. En segundo lugar, la ciudad capital registra en todos sus deciles, excepto el 2, una proporción de hogares clasificados en estrato 3 igual o superior al 20%, por lo que junto con el estrato 2 constituyen el grueso de la población bogotana. Un tercer aspecto que se destaca del gráfico es que los hogares pertenecientes a estratos 2 y 3 representan el 74,5% del decil 9, a pesar de tener unos ingresos medios relativamente altos. Por último, vale la pena señalar que la informalidad laboral en la ciudad capital es un factor común en todos los deciles,

ya que se encuentra por encima del 30% en todos los casos. Sin embargo, al mismo tiempo su impacto es radicalmente distinto: mientras que en los deciles más altos es tan solo es del 37% en promedio, en los más bajos está cercana al 76%. Lo anterior explica que los hogares pobres perciban ingresos tan bajos, al tiempo que suma el agravante de la volatilidad de los mismos, dada la naturaleza misma del trabajo que realizan.

Gráfico 92. Composición de los deciles por estratos en Bogotá (2011)



Estrato	Decil 1	Decil 2	Decil 3	Decil 4	Decil 5	Decil 6	Decil 7	Decil 8	Decil 9	Decil 10
Ingreso Promedio (Pesos de 2011)	111.547	223.817	314.230	401.451	524.786	658.876	863.926	1.258.835	2.056.983	5.750.194
Informalidad (%)	79,04	74,22	62,12	63,68	60,50	54,50	51,51	46,75	43,53	32,03

Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida y Gran Encuesta Integrada de Hogares 2011

Con el ánimo de tener un panorama más completo de la situación de Bogotá y en perspectiva con el resto del país, resulta válido comparar los resultados anteriores con las demás regiones. Por tal razón, en el Anexo 2 se presenta la composición por estratos de los deciles de ingreso para las distintas regiones que se manejan en la Encuesta de Calidad de Vida. Así, una de las diferencias más notorias se da en las regiones Atlántico y Pacífico, por cuanto más del 50% de los hogares pertenecen al estrato 1 en los primeros 7 deciles de ingreso. De hecho, en comparación con Bogotá estas zonas también presentan una alta concentración de hogares de estratos bajos en los deciles de ingreso más alto¹¹⁵. Por su parte, la región Valle, Antioquia y Central tienen una composición similar a la de Bogotá

¹¹⁵ En específico, la ciudad capital es prácticamente la única región que tiene presencia significativa de hogares en estrato 6, sobre todo en el decil más alto de ingreso.

con relación a la importancia del estrato 3, pues agrupa más del 20% de los hogares en los deciles 2 a 10.

1.3 Relación entre el ingreso y la demanda de energía

Como se evidenció en la sección precedente, los hogares enfrentan restricciones en términos de ingreso que dificultan su acceso a los servicios de energía eléctrica y gas natural. Por tal razón, vale la pena analizar cuál es la relación que existe entre la demanda de estos servicios públicos domiciliarios y la renta que perciben los hogares para satisfacer estos gastos. En ese orden de ideas, se calcularon las elasticidades renta por regiones para energía eléctrica y gas natural, con el fin de determinar qué tan sensible es el consumo de los hogares ante un cambio en su ingreso. Como se observa en la Tabla 48, las elasticidades para ambos servicios son positivas e inferiores a 1, lo cual confirma que estos servicios son bienes necesarios para las familias. En otras palabras, el consumo de energía y gas no es muy sensible ante una variación en los ingresos de los hogares, en la medida que éstos los requieren para satisfacer muchas necesidades básicas de su vida diaria. Igualmente, también es necesario señalar que las elasticidades renta de energía eléctrica son menores que la de gas natural en todas las regiones, excepto en la de Antioquia. Una posible explicación es que los precios del último servicio tienden a ser menores que los del primero, razón por la cual los hogares pueden modificar su consumo más fácil ante cambios en su renta.

Tabla 48. Elasticidades renta de la demanda a nivel regional

Región	Energía Eléctrica	Gas Natural
Atlántico	0,0865	0,154
Oriental	0,0912	0,149
Central	0,118	0,183
Pacífico	0,164	0,238
Bogotá	0,0703	0,230
Antioquia	0,133	0,105
Valle	0,0586	0,132

Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 2011

Ahora bien, también vale la pena analizar las curvas de Engel como un ejercicio complementario que ayuda a entender la relación entre el ingreso y el consumo de energía eléctrica y gas natural. En el Anexo 3 se presentan las curvas a nivel regional para ambos servicios públicos. Por un lado, en el caso de energía eléctrica, la relación entre el ingreso de los hogares y el consumo de este servicio público tiende a ser positiva tanto a nivel nacional como en las distintas regiones, entre las cuales vale la pena destacar la Oriental, que

presenta una tendencia creciente más marcada que las demás. Por otro lado, para gas natural, en todas las regiones se evidencia una relación más marcada entre los ingresos de los hogares y el consumo de este servicio, lo cual coincide con lo que se halló a través de las elasticidades. De este modo, se corrobora que el consumo de energía eléctrica y gas natural que realizan los hogares tiene una sensibilidad baja a cambios en los ingresos que éstos reciben. Lo anterior implica que, dada la importancia de estos servicios públicos para las familias, éstas buscarán los mecanismos para seguirlos consumiendo a pesar de las restricciones de ingreso que enfrentan.

1.4 Morosidad en energía eléctrica en Bogotá

De acuerdo a lo planteado hasta este punto, los hogares de bajos ingresos en Bogotá enfrentan serias restricciones para poder acceder a la energía eléctrica y al gas natural, lo cual en muchas ocasiones se traduce en situaciones de falta de pago. Por ello, en esta sección se hace una breve descripción del alcance que tiene la morosidad en energía eléctrica¹¹⁶ en Bogotá. Como se muestra en la Tabla 49, en la ciudad capital aproximadamente el 2% de los hogares eran morosos en 2011, situación que tiene distintos matices según la localidad que se analice. De una parte, hay casos en los que el problema de falta de pago es mucho más grave al afectar a cerca del 7% de los hogares, como Antonio Nariño y Barrios Unidos; y de otra, localidades como Usaquén y Mártires casi ningún hogar tiene este tipo de inconvenientes en términos de acceso a la energía eléctrica.

Tabla 49. Morosidad en energía eléctrica por localidades en Bogotá

Localidad	Morosidad	Localidad	Morosidad
Usaquén	0,00	Suba	0,97
Chapinero	0,64	Barrios Unidos	5,42
Santafé	2,60	Teusaquillo	0,72
San Cristóbal	4,04	Mártires	0,00
Usme	3,30	Antonio Nariño	7,43
Tunjuelito	2,55	Puente Aranda	0,00
Bosa	5,14	Candelaria	6,55
Kennedy	2,58	Rafael Uribe	3,12
Fontibón	1,90	Ciudad Bolívar	3,95
Engativá	1,32	Total Bogotá	1,94

Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta Multipropósito 2011

¹¹⁶ En este caso la morosidad es entendida como el porcentaje de hogares que por falta de pago han presentado cortes en el servicio de electricidad durante los últimos 30 días. Para el servicio de gas natural no se pudo realizar el mismo ejercicio, dado que en la encuesta no había información al respecto.

Ahora bien, vale la pena abordar el problema de morosidad en Bogotá desde la perspectiva de la estratificación. Así, en la Tabla 50 se presentan por estratos los porcentajes de hogares que han tenido cortes en el servicio de energía eléctrica por falta de pago. Según los datos, los estratos 1, 2 y 3 registraban entre 2% y 3% de hogares morosos para el año 2011, mientras que los más altos no padecían de este problema. A pesar de que el diseño del sistema de subsidios cruzados se focaliza en los estratos más bajos –como se verá detalladamente más adelante-, las barreras que enfrentan estos hogares para acceder a los servicios parecen ser de tal magnitud que aun así caen en situaciones de morosidad, las cuales en el peor de los casos pueden llegar a constituirse en trampas de pobreza.

Tabla 50. Morosidad en energía eléctrica por estratos en Bogotá

Estrato	Morosidad
1	3,72
2	2,03
3	2,34
4	0,83
5	0
6	0

Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta Multipropósito 2011

1.5 Conclusiones

En resumen, tras la caracterización que se hizo en este apartado, se encontró que las coberturas en energía eléctrica y gas natural en Bogotá son las más altas a nivel nacional, en comparación con las demás regiones, aunque se presentan diferencias en el último servicio entre los hogares pobres y no pobres. No obstante, tal como se precisó entonces, dicha conexión a los servicios no necesariamente garantiza el acceso a los mismos, ya que este depende en gran medida de los ingresos percibidos por el hogar. Desafortunadamente, al analizar la renta de la población bogotana por deciles, se halla que los de ingresos más bajos enfrentan serias restricciones en este aspecto, acentuadas en gran parte por estar vinculados de manera informal al mercado laboral. En ese orden de ideas, se presenta un impedimento para el acceso de los hogares más pobres de la ciudad a la energía eléctrica y al gas natural, a pesar de que estos servicios ayudan a suplir muchas necesidades básicas de su vida diaria.

Así entonces, dadas las limitaciones de ingresos, en muchos casos las familias se ven obligadas a dejar de pagar las facturas de energía eléctrica y gas natural, lo que se traduce en

una posterior desconexión y situación de morosidad que pone en jaque su acceso a estos servicios públicos domiciliarios. Por tanto, es claro que los hogares de escasos recursos difícilmente pueden asumir el costo total de la provisión de energía y gas, lo que hace necesaria la injerencia de la política pública al respecto. En ese orden de ideas, en la siguiente sección se tratará de entender el alcance que tienen los mecanismos que se han diseñado en el marco de la política pública para facilitar el acceso de los hogares pobres a los servicios públicos.

2. Análisis de incidencia y microsimulaciones

En esta sección se hace énfasis en el papel que desempeña la política pública, en particular el esquema de subsidios cruzados en servicios públicos, para facilitar el acceso de los hogares más pobres a energía eléctrica y gas natural. Por tal razón, en primer lugar se hace un análisis de la incidencia de los subsidios que reciben los estratos bajos, sobre la pobreza y la desigualdad, de forma tal que se pueda entender su efectividad en términos redistributivos. Posteriormente, a través de un ejercicio de microsimulaciones, se examina un escenario alternativo de asignación de los subsidios, con el fin de determinar si cómo opera actualmente la política pública se logran o no los efectos deseado sobre la población de menores ingresos.

2.1 Metodología

Con el fin de analizar los impactos en términos de equidad que pueden tener las políticas regulatorias de tarifas de los servicios de energía eléctrica y gas natural, se realizó una estimación siguiendo la metodología planteada por Núñez (2009) en *Incidencia del gasto público social en la distribución del ingreso, la pobreza y la indigencia*. En primer lugar, es de interés calcular el consumo que se realiza en los hogares de Bogotá y Cundinamarca por estrato, para lo cual se plantea:

$$Csm_i = \frac{Factura_i - CF_{ei}}{CV_{ei}} \quad (1)$$

Donde el consumo que realiza el hogar i (Csm) se calculó con base en el valor facturado mensualmente –reportado en la Encuesta de Calidad de Vida–, el costo fijo (que solo aplica para el caso de gas natural) y el costo variable para el estrato e , que se calculó por metro cúbico de gas natural o por kilovatio de energía eléctrica, según el caso.

En segundo lugar, una vez calculado el consumo realizado por cada hogar, se procedió a calcular el subsidio que recibían aquellos de estratos bajos -así como las contribuciones hechas por los de estratos altos¹¹⁷- con base en la información reportada en el Sistema Único de Información de Servicios Públicos (SUI). En este sentido, es importante precisar que de acuerdo con la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en el caso de la energía eléctrica el subsidio beneficia a los hogares de estratos 1, 2 y 3, mientras que en gas natural se excluye este último. Así las cosas, para los hogares con un consumo inferior al básico (CB), el subsidio sería:

$$Subsidio_i = (CF_4 + CV_4 * Csm_i) - (CF_{ei} + CV_{ei} * Csm_i) \quad (2)$$

En donde el primer término del lado derecho de la ecuación (2) corresponde a la tarifa plena que pagan los hogares pertenecientes al estrato 4, dado que no pagan contribuciones ni reciben subsidios; mientras que el segundo término corresponde al valor facturado que reporta el hogar *i* del estrato *e* en la ECV, es decir, lo que se pagó en la práctica. Por lo tanto, la diferencia corresponde al subsidio que recibe el hogar, aunque cuando es negativa significa que es una contribución.

Por otro lado, cuando el consumo energético de los hogares es superior al CB, el subsidio aplicó solo al tope máximo de consumo subsidiable, por lo que se tenía:

$$Subsidio_i = (CF_4 + CV_4 * CB) - (CF_{ei} + CV_{ei} * CB) \quad (3)$$

Para el cálculo de las ecuaciones (1) a (3) se empleó la información del gasto que realizan los hogares en energía eléctrica y gas en la ECV de 2010, así como con los costos fijos y variables registrados en el SUI. Así, tras procesar esta información, se imputó a cada hogar los costos unitarios de la provisión del servicio público, lo que equivale al monto en que aumentó el ingreso del hogar dado que no debió pagar por el servicio. Así, el objetivo de esta metodología es determinar el impacto que tienen las transferencias de subsidios a los servicios de energía eléctrica y gas natural sobre la pobreza y la distribución del ingreso.

2.2 Resultados

En la Tabla 51 se presentan los resultados del ejercicio de incidencia para el servicio de energía eléctrica. A nivel nacional, las transferencias que reciben los hogares para pagar el servicio de energía eléctrica tienen un efecto mínimo sobre la pobreza y sobre la distribución del ingreso, por cuanto reduce estos indicadores en 0,003 y 0,46 respectivamente.

¹¹⁷ Con base en el marco normativo establecido con la Ley 142 de 1994.

Específicamente, en el caso de Bogotá la incidencia sobre el índice de Gini y la pobreza es de las más bajas en comparación con las demás regiones, en especial Atlántico y Centro. Ahora bien, el bajo impacto que tienen los subsidios a energía eléctrica y gas natural sobre la situación de pobreza de los hogares se debe a la baja participación que tienen estos servicios sobre sus ingresos.

Tabla 51. Incidencia de los subsidios de energía eléctrica

Región	GINI		Pobreza	
	Antes	Después	Antes	Después
<i>Nacional</i>	0,589	0,586	34,13	33,67
Atlántico	0,599	0,596	46,481	45,921
Oriental	0,529	0,527	57,461	56,83
Central	0,570	0,564	28,355	27,762
Pacífico	0,588	0,584	44,606	44,427
Bogotá	0,566	0,564	16,233	15,857
Antioquia	0,613	0,610	34,089	33,5735
Valle	0,562	0,557	25,218	24,827

Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 2010

Por otra parte, la Tabla 52 muestra los resultados que se obtuvieron al replicar el ejercicio para el caso de gas natural. En contraste con energía eléctrica, los subsidios destinados a cubrir el consumo de este servicio tienen una incidencia menor en la reducción de la pobreza y la desigualdad del ingreso entre los hogares a nivel nacional. Ahora bien, aunque en Bogotá el gas natural tiene un impacto prácticamente similar sobre la reducción de la desigualdad a energía eléctrica, su efecto sobre la pobreza es mucho menor. De este modo, la transferencia de subsidios al servicio de energía eléctrica parece favorecer más a los hogares en condición de pobreza, que aquellos girados para gas natural.

Tabla 52. Incidencia de los subsidios de gas natural

Región	GINI		Pobreza	
	Antes	Después	Antes	Después
<i>Nacional</i>	0,589	0,587	34,13	33,98
Atlántico	0,599	0,597	46,481	46,318
Oriental	0,529	0,526	57,461	57,286
Central	0,570	0,566	28,355	28,2249
Pacífico	0,588	0,584	44,606	44,4628
Bogotá	0,566	0,563	16,233	16,0705
Antioquia	0,613	0,612	34,089	33,9667
Valle	0,562	0,561	25,218	25,075

Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 2010

Si bien las tablas anteriores permitían hacer una aproximación general a la incidencia de los subsidios sobre la pobreza y la desigualdad a nivel regional, conviene profundizar en la forma en que éstos se distribuyen entre los distintos quintiles de ingreso. Por un lado, la Tabla 53 indica que en el caso de energía eléctrica los subsidios que reciben los dos quintiles más bajos son solamente el 39% del total, mientras que el más alto capta el 10%. Por otro, para gas natural la Tabla 54 muestra que los dos primeros quintiles reciben el 31% de los subsidios y el más alto un 18% de los mismos. Ahora bien, si se tiene en cuenta el impacto que tiene el mecanismo de subsidios cruzados en cuestión sobre el ingreso los resultados son poco alentadores: en energía eléctrica se logra aumentar más el ingreso en comparación con gas natural, aunque en un porcentaje poco significativo (inferior al 1%). Así entonces, los resultados anteriores apuntan a que hay una ineficiencia en la asignación de los recursos del esquema de subsidios cruzados.

Tabla 53. Distribución de los subsidios y cambios en el ingreso generados por los subsidios a energía eléctrica

	Quintil 1	Quintil 2	Quintil 3	Quintil 4	Quintil 5
Distribución de los subsidios	18,3%	21,1%	25,5%	26,8%	8,3%
Cambio en el ingreso	0,8%	0,6%	0,4%	0,1%	0,0%

Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 2010

Tabla 54. Distribución de los subsidios y cambios en el ingreso generados por los subsidios a gas natural

	Quintil 1	Quintil 2	Quintil 3	Quintil 4	Quintil 5
Distribución de los subsidios	13,7%	17,3%	24,2%	26,9%	18,0%
Cambio en el ingreso	0,3%	0,2%	0,1%	0,1%	0,0%

Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 2010

Finalmente, los resultados anteriores también deben ser analizados a la luz de la composición por estratos de los deciles de ingreso que se expuso anteriormente. De acuerdo con dicha revisión, en algunos casos había hogares clasificados como de estratos 1 y 2 pertenecientes a los deciles más altos, de forma tal que son beneficiarios de subsidios destinados a los servicios de energía eléctrica y gas natural a pesar de contar con los recursos para poder pagarlos. De este modo, parece que el mecanismo de entregar los subsidios con base en el estrato del hogar puede no ser la forma más eficiente de asignación de este

gasto público, sobre todo si se tiene en cuenta que no solamente se busca aliviar la carga económica que representan los servicios públicos para los hogares, sino también ayudarlos a superar su situación de pobreza. Dicho de otra forma, la incidencia que tiene la política pública para mejorar el acceso de los hogares más pobres a estos servicios públicos domiciliarios es prácticamente nula, por lo que vale la pena cuestionar la forma en que opera actualmente el esquema de subsidios cruzados y considerar qué pasaría si el mecanismo de asignación fuera otro, lo cual se examinará en el siguiente apartado.

2.3 Microsimulaciones de focalización

Como se indicó en la sección anterior, el esquema de subsidios cruzados para los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural presenta ciertas deficiencias, lo cual se refleja en su baja incidencia sobre la desigualdad y la pobreza de los hogares. Por tanto, en esta sección se busca responder a la pregunta ¿qué pasaría si la transferencia de subsidios a estos servicios se hiciera de otra forma? Así, para responder a esta inquietud se simulan otros escenarios de asignación y se analiza cuál sería su incidencia. En este caso, se planteó una situación bajo la cual los recursos de los subsidios se distribuyen de forma equitativa entre toda la población, así como el impacto que tendría sobre la pobreza y la distribución del ingreso.

En la Tabla 55 y la Tabla 56 se presentan los resultados de la simulación del escenario descrito para los servicios de energía eléctrica y gas natural, respectivamente¹¹⁸. En el primer caso, los efectos sobre la pobreza de una distribución no focalizada de los subsidios de energía son más importantes, que cuando éstos se destinan a los estratos más bajos, tanto a nivel nacional (0,22) como en Bogotá (0,034). No obstante, en el segundo caso, cuando se simula la misma situación para el servicio de gas natural, los resultados son distintos, por cuanto la incidencia de los subsidios repartidos por igual entre los hogares es peor que con subsidios cruzados: en el país cae en 0,088, mientras que en Bogotá se reduce en 0,1.

Tabla 55. Microsimulación para energía eléctrica

Región	Pobreza	
	Antes	Después
<i>Nacional</i>	34,13	33,45
<i>Atlántico</i>	46,481	45,804

¹¹⁸ Vale la pena anotar que solamente se presentan el análisis de incidencia sobre la pobreza, ya que sobre la desigualdad no se encontró en ningún caso un efecto importante.

Oriental	57,461	56,785
Central	28,355	27,675
Pacífico	44,606	43,925
Bogotá	16,233	15,553
Antioquia	34,089	33,409
Valle	25,218	24,543

Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 2010

Tabla 56. Microsimulación para gas natural

Región	Pobreza	
	Antes	Después
<i>Nacional</i>	34,13	34,068
Atlántico	46,481	46,419
Oriental	57,461	57,399
Central	28,355	28,293
Pacífico	44,606	44,543
Bogotá	16,233	16,171
Antioquia	34,089	34,027
Valle	25,218	25,156

Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 2010

En resumen, el esquema actual bajo el que se distribuyen los subsidios para energía eléctrica y gas natural parece funcionar solamente en el segundo caso, ya que ante un cambio en las reglas de juego para asignar estas transferencias termina por reducir su incidencia sobre la pobreza de los hogares en Bogotá; mientras que en el primer caso, los resultados apuntan hacia una mayor reducción de la pobreza. En cualquier caso, es importante señalar que los hallazgos dependen en gran parte del contrafactual empleado en este caso (repartición equitativa de los recursos de subsidios entre toda la población), por lo que vale la pena replicar este ejercicio considerando otros escenarios alternativos.

2.4 Conclusiones

A manera de conclusión, vale la pena conectar los distintos hallazgos que se encontraron en esta sección. El punto de partida para este análisis fue entender el esquema de subsidios cruzados a la energía eléctrica y el gas natural como un instrumento de política pública, cuyo fin es ayudar a que los hogares de menores ingresos puedan acceder a estos servicios públicos. El análisis de incidencia arrojó que el impacto sobre la pobreza y la desigualdad de este esquema resultó ser prácticamente nulo, lo cual se refleja en el hecho de que los subsidios no se distribuyen adecuadamente y se filtran en buena parte a hoga-

res de estratos altos¹¹⁹. Así entonces, gracias a la microsimulación, se confirma que aplicando un mecanismo de asignación arbitrario en el que toda la población se beneficia de los subsidios se logran hasta cierto punto mejores resultados, en comparación con la forma en que opera actualmente.

De este modo, se confirma la existencia de fallas en el esquema de subsidios cruzados, lo cual repercute negativamente en el acceso de los hogares pobres de Bogotá a energía eléctrica y gas natural. Así mismo, vale la pena precisar que tales problemas de focalización, al estar asociados a las fallas en la estratificación, están fuera del alcance de la Empresa de Energía de Bogotá y dependen del nivel nacional. Por ejemplo, recientemente se ha radicado un Proyecto de Ley para garantizar un mínimo vital en energía eléctrica (100 KWH) en los hogares de estratos 1 y 2, que si bien en principio constituye una buena alternativa para que los hogares puedan acceder a este servicio público, al tener como base la estratificación seguiría presentando los problemas ya mencionados; por tanto, quizá valdría la pena tomar como referente el Sisben para la identificación de los potenciales beneficiarios de esta propuesta.

Ahora bien, hasta ahora se ha hecho un análisis netamente cuantitativo de la situación que atraviesan los hogares de escasos recursos en cuanto al acceso a los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural, en el que se han abordado desde las coberturas hasta el funcionamiento del esquema de subsidios cruzados, pasando por las restricciones de ingreso y la situación de morosidad que se enfrentan en este contexto. Esta aproximación, al estar fundamentada en encuestas estadísticamente representativas, permite identificar tendencias y hacerlas generalizables para todos los hogares. No obstante, plantear estrategias y hacer recomendaciones tan solo con esta información sería riesgoso, por cuanto se ignorarían las percepciones de las personas como usuarias de dichos servicios públicos.

Por lo tanto, es necesario también abordar el problema de acceso a energía eléctrica y gas natural desde una perspectiva cualitativa, que permita complementar los hallazgos cuantitativos con las experiencias y vivencias de los hogares frente a ese problema. Vale la pena señalar que si bien los resultados de este enfoque no tienen ninguna representatividad estadística y por tanto no pueden generalizarse, sí tienen la virtud de dar profundidad al análisis. De este modo, muchos de los temas abordados cuantitativamente relacionados con el acceso a los servicios de energía eléctrica y gas natural (como las restricciones de

¹¹⁹ La explicación de esta dinámica se puede hacer desde dos perspectivas. Por un lado, en términos de diseño de la política pública, es posible que el esquema de subsidios cruzados falle al asignar los recursos tomando como referente el estrato. Por otro, también se puede considerar que más allá de los eventuales inconvenientes que tenga la estratificación, el problema real no es de diseño sino de aplicación de la política pública.

ingreso y la falta de pago), se podrán entender a la luz de la vida diaria de las familias y las formas en que hacen frente a los mismos, tal como se presenta a continuación.

3. Análisis cualitativo

En esta sección se da cuenta de las percepciones de diferentes personas que participaron en 18 grupos focales sobre los factores que inciden en el pago oportuno de los servicios públicos de energía y gas natural en diferentes comunidades de la ciudad. En la primera parte, se da cuenta de los aspectos metodológicos que orientaron la producción y el análisis de datos. En la segunda parte, contiene una caracterización de los y las participantes en los grupos focales. En la tercera parte se presenta un análisis de las percepciones de los y las participantes sobre los servicios de energía y gas. Y en la parte final, ofrece unas conclusiones derivadas de los análisis realizados. De este modo, es posible hacer una aproximación al problema de acceso a los servicios de energía eléctrica y gas natural desde las vivencias de los hogares, que enriquece el análisis cuantitativo que se ha desarrollado hasta este punto.

3.1 Aspectos metodológicos

Como parte de la investigación se perfiló una indagación cualitativa destinada a comprender las causas involucradas en el pago oportuno de los servicios públicos de gas y energía por parte de personas pertenecientes a los estratos 1, 2 y 3 de diversas comunidades de la ciudad. Esta indagación se orientó por los siguientes objetivos específicos:

- Analizar las restricciones que enfrentan los hogares para acceder a los servicios y proponer mecanismos que lo faciliten.
- Identificar limitaciones y alternativas para el acceso, ya sea de manera formal o fraudulenta.
- Tener un entendimiento holístico sobre la situación que enfrentan los hogares para acceder a los servicios y poderse mantenerse con acceso, debido a las limitaciones económicas que puede caracterizar al hogar.
- Examinar los factores contextuales de tipo económico, social, político e institucional en las regiones urbanas y rurales de Bogotá y la región.
- Entender las decisiones de gasto en servicios públicos que enfrentan los hogares en relación a otros bienes y servicio.

- Analizar las percepciones de los hogares en cuanto al acceso, cobro y cortes de servicios públicos.

Para la producción de los datos requeridos por el ejercicio de indagación se planeó la realización de 18 grupos focales distribuidos como se presenta en la Tabla 57:

Tabla 57. Grupos focales proyectados para la producción de datos cualitativos

	Morosos	No Morosos	Servicios de créditos y seguros de Codensa y Gas Natural
Energía Eléctrica	4	4	1
Gas Natural	4	4	1

Los grupos focales fueron proyectados para la participación de 6 a 12 personas, tal y como se estipula metodológicamente para esta técnica de recolección de información. Los grupos focales se orientaron a partir de una guía de preguntas que desagregaban los objetivos del abordaje cualitativo. En la Tabla 58 se da cuenta de las categorías que orientaron las preguntas de los grupos focales:

Tabla 58. Estructura de categorías que orientó las preguntas de los grupos focales

Objetivos	Categorías	Sub-categorías
Analizar las restricciones que enfrentan los hogares para acceder a los servicios y proponer mecanismos que lo faciliten	Restricciones	Económicas
		Sociales
	Mecanismos que lo facilitarían	Económicas
		Sociales
Identificar limitaciones y alternativas para el acceso, ya sea de manera formal o fraudulenta	Limitaciones	Acceso formal
		Acceso fraudulento
	Alternativas	Acceso formal
		Acceso fraudulento
Tener un entendimiento holístico sobre la situación que enfrentan los hogares para acceder a los servicios y poderse mantenerse con acceso debido a las limitaciones económicas que puedan caracterizar al hogar	Contexto	Social
		Económico
		Psicológico
Entender las decisiones de gasto en servicios públicos que enfrentan los hogares en relación a otros bienes y servicios	Decisiones de gasto	Familia
		Servicios

Analizar las percepciones de los hogares en cuanto a acceso, cobro y cortes de servicios públicos	Percepciones	Mecanismos de cobro y cortes
		Servicios de financiación y seguros

Los grupos focales se realizaron entre el 19 de febrero y el 18 de marzo de 2013 y fueron 18 en total, según lo proyectado¹²⁰. Sin embargo, la composición de los mismos no fue la planeada inicialmente. En primer lugar, los grupos focales no pudieron ser conformados, de manera discriminada, por morosos y no morosos, sino que en todos ellos participaron personas que integran las dos categorías. Esto puede explicarse porque las personas entran y salen de la situación de morosidad, sin que ésta se configure de manera permanente, lo cual implica que las personas en algún momento han incumplido el pago de alguno de los servicios sin que la mora se haya extendido o se haya hecho recurrente.

En segundo lugar se realizaron 12 grupos focales centrados en el acceso y uso del servicio de energía eléctrica y 6 grupos focales centrados en el acceso y uso del servicio de gas natural. Finalmente no se realizaron grupos específicos para indagar los servicios de créditos y seguros sino que estos aspectos fueron abordados en medio de las otras temáticas atinentes al uso y acceso a los servicios públicos referidos.

Los grupos focales fueron transcritos y procesados a través del software para análisis de datos textuales Atlas Ti 7. El análisis se realizó desde la perspectiva de la Teoría Fundada, que plantea una agregación permanente de los datos hasta que se identifiquen, a partir de ellos, elementos de causalidad múltiple que permitan explicar el fenómeno social indagado.

Ahora bien, al tratarse de una indagación de corte cualitativo, son varios los aspectos a tener en cuenta sobre su alcance. En primer lugar, un estudio cualitativo no tiene la pretensión de establecer generalizaciones a partir de una muestra que es representativa en términos estadísticos. Por el contrario, los estudios cualitativos buscan conocer a profundidad un aspecto o una práctica social determinada, razón por la cual sus resultados no son generalizables a realidades más amplias que aquella que se estudia. En este sentido, los estudios cualitativos permiten comprender las dinámicas sociales micro, pero no pueden simplemente extrapolarse como el reflejo de dinámicas sociales macro. Por esta razón, la indagación realizada permite reconocer las causas y factores asociados a la mora

¹²⁰ Una parte del trabajo en los grupos focales consistió en caracterizar a los asistentes, para hacer una aproximación a sus características sociales, económicas y demográficas. En la medida que tal caracterización no es representativa estadísticamente, no se incorpora en el cuerpo del trabajo, pero está disponible para su consulta en el Anexo 4.

en los servicios públicos en algunas comunidades de los estratos 1, 2 y 3, pero sin que se pueda afirmar que esas causas y factores se encuentren presentes en toda situación de mora, o que constituyen indicadores de las condiciones económicas y sociales de toda la población de la ciudad ubicada en esos estratos.

En segundo lugar los estudios cualitativos se interesan en las percepciones, saberes y formas de significación que poseen las personas sobre su cotidianidad. Es decir, que constituyen una mirada de segundo orden sobre la realidad, entendiendo que la mirada de primer orden se encuentra constituida por las interpretaciones, creencias y representaciones que los agentes sociales han construido sobre sus formas de vida. Esto significa que en modo alguno un estudio cualitativo apunta a la plena objetividad de sus datos, lo que sin embargo no implica que los datos sean puramente subjetivos. Los datos cualitativos son el resultado de la interacción entre el investigador y los actores sociales y por ello son contruidos intersubjetivamente. Dan cuenta de un aspecto de la realidad social, pero requieren de su relación con otros datos para poder construir con ellos una mirada mucho más holística y compleja del fenómeno social estudiado. En este sentido, el aspecto comprensivo de los datos cualitativos debe ser leído en el contexto de la indagación realizada y no como una investigación en sí misma que pueda ser conclusiva respecto de la situación de morosidad.

En tercer lugar, los estudios cualitativos realizan muestreos teóricos, esto es, realizan un muestreo que se lleva a cabo en diferentes momentos de la investigación con el fin de profundizar mucho más en la realidad social, lo que conlleva un proceso metodológico de ida y vuelta constante entre la producción de datos y el análisis. En el caso de la indagación realizada, ésta se llevó a cabo en un solo muestreo, por lo cual sería clave en futuros estudios profundizar mucho más en la realidad abordada, para propiciar la construcción teórica sobre el fenómeno, con una mayor capacidad de comprensión y una mayor generalidad.

3.2 Resultados de los grupos focales

Con todas estas salvedades metodológicas, a continuación se refieren los resultados del análisis de los grupos focales realizados con el fin de identificar los elementos que convergen en la situación de mora de los usuarios de los servicios públicos de energía y gas natural. Los resultados se distribuyen en tres grandes apartados. El primer apartado contiene los factores que inciden en las decisiones de pago de los servicios públicos. El segundo apartado da cuenta de las alternativas construidas por los usuarios para solucionar la falta

de los servicios públicos cuando entran en mora, así como las estrategias que consideran pueden facilitar el pago de los servicios públicos. El tercer apartado, finalmente, documenta las diferentes percepciones que tienen las personas sobre la calidad de los servicios públicos de energía y gas.

Factores que inciden en las decisiones de pago de los servicios públicos de energía y gas

Los grupos focales permitieron reconocer que la mora en el pago de los servicios públicos de energía y gas obedece a la interrelación entre diferentes factores:

- La situación socioeconómica de las familias
- Las formas de representación y uso de los servicios públicos de energía y gas.
- Las situaciones específicas que configuran el no pago de los servicios públicos de energía y gas.

i) La situación socioeconómica de las familias

Puede afirmarse que existen distintos niveles de preocupaciones y necesidades de las familias que se han encontrado en situación de mora en el pago de los servicios públicos de energía y gas natural, las cuales se van estrechando, hasta definir unas prioridades en el uso de los recursos disponibles mes a mes. Las necesidades se pueden clasificar, en este sentido, en tres. En primer lugar, se encuentran aquellas necesidades que si bien son prioritarias, no se encuentran bajo el control de las familias. Entre estas necesidades se pueden enunciar aquellas atinentes a la seguridad del núcleo familiar -riesgos por infraestructura, en el caso de las personas que habitan en zonas inestables en las cuales se pueden presentar derrumbes o cuyas viviendas han sufrido graves daños en su estructura o riesgos relacionados con la delincuencia común y el tráfico de sustancias en sus comunidades-, o aquellas que se relacionan con el tratamiento de enfermedades crónicas de algún integrante de la familia:

Lo que pasa es que yo vivo en una zona donde en la parte de atrás hay una.....y se cayó la tierra, entonces, una de mis preocupaciones es que la casa.....ya también se cayó, todo el muro cayó a la siguiente casa.....y hay una humedad una cosa espantosa que uno dice, Diosito, dicen que es por los tanques, porque arriba están los tanques del agua, pero nunca han solucionado nada, ni nada, y cada vez es como peor, entonces, de pronto una de las preocupaciones que yo puedo tener así como más, es que de pronto uno se vaya a trabajar y que mis hijos se queden ahí, la parte de atrás, del barranco de la carretera principal, o sea, habían hecho una cosa como en cemento para detenerla, y al año pasado se cayó y tapó varias casas, pero yo estoy arriba, entonces, como que esas son mis preocupaciones (Grupo Focal Energía Eléctrica)

(...) creo que en todos los barrios pasa, estamos rodeados de ollas, de delincuencia, de bandas, en mi caso personal pasaba una cosa, en frente de mi casa se hacían, en frente, esta es mi casa, y ahí en el andén se hacían, era una situación muy difícil, porque yo como soy madre solte-

ra, yo me iba a trabajar y mis hijos tenían que quedar solitos, entonces, a veces había 20 ahí fumando, resulta que hace como 5 meses mataron a uno al frente de mi casa, ahí mataron, mi hija me llamó al celular, mami.....yo llamé a la policía.....ya uno los ve y todo, pero ya no están al frente de mi casa que era lo que a mí en lo personal me angustiaba, yo creo que es en todos los barrios, aunque yo considero que mi barrio es uno de los más sanos, si voy al barrio donde vive mi mamá, a plena luz del día te roban, te atracan, matan; mi mamá vive en el Lucero (Grupo Focal Energía Eléctrica).

Primero, que a veces se siente uno impotente para hacer tantas cosas, me angustia mucho eso, porque tengo mi hermana con cáncer, le quitaron un seno y le van a hacer otra operación, porque le cogió un pulmón, ahorita el 5, entonces, ella está viviendo más abajo en Santa Librada, y tiene una niña que tiene 23 años, muy especial, toca cambiarla, darle de comer, alzarla, bañarla de todo, y ya pesa mucho, y ella se va solita para las quimioterapias, se va solita, a veces voy, a veces va otra hermana, pero no tenemos como el tiempo, porque eso es un cruce más raro con ella, entonces.....trabajar para poderla ayudar en muchas cosas, para los servicios, para todo (Grupo Focal Energía Eléctrica)

En segundo lugar se encuentran aquellas necesidades que las familias perciben como prioritarias para su desarrollo y bienestar, es decir, que no son definidas por el riesgo sino por la oportunidad que representan, pero que igualmente no se encuentran dentro del ámbito de lo que las familias pueden cubrir, como por ejemplo, el acceso a la educación superior o a la recreación:

Yo tengo un hijo que tiene 23 años, me ha preocupado que no haya podido ingresar a la universidad, tiene que trabajar, esperemos que pueda conseguir un mejor trabajo para poder entrar a la universidad para que sea profesional; yo tengo otra hija pero ella ya se casó (Grupo Focal Energía Eléctrica).

En mi caso me gustaría terminar mis estudios, seguir estudiando, pero no se puede, porque los ingresos son muy bajos, estaba estudiando Licenciatura Básica, pero entonces no, si hay para una cosa no se puede la otra (Grupo Focal Gas Natural).

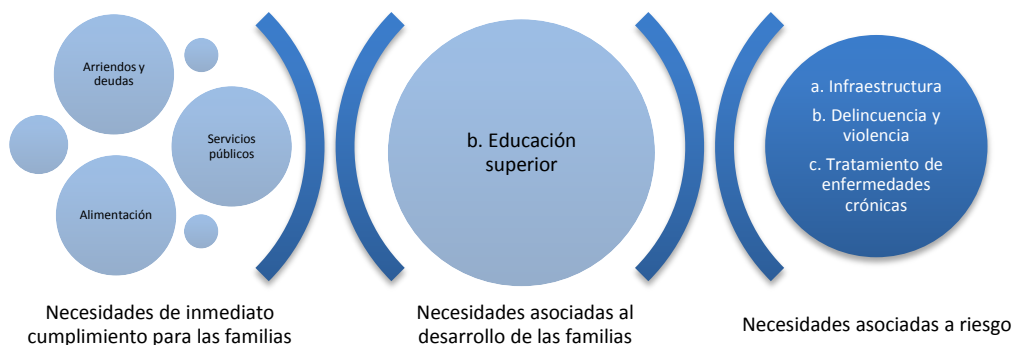
(...) por decir algo, yo hace muchísimos años no salgo a pasear, muchísimos años que a ningún lado, porque yo pienso en el colegio de los niños, no más ahorita por decir algo, me la paso pensando en la universidad, cómo pago la universidad del niño, así, eso se la pasa uno pensando, esa es la vida mía (Grupo Focal Gas Natural)

En tercer lugar se encuentran aquellas necesidades que la familia se ve obligada a resolver para garantizar su subsistencia inmediata. En este marco se encuentran, fundamentalmente, las deudas contraídas con bancos, los arriendos, la provisión de alimentos y los servicios públicos:

Primero que todo la comida, después las deudas, que la tarjeta, que los recibos, yo soy muy organizada y trato de no endeudarme más de lo que yo pueda, tengo un tope, pero yo saco para mis recibos, pero primero la comida, yo veo en la alacena qué me falta, nunca me dejo colgar

que me falten las cosas, aunque yo como por fuera, pero de vez en cuando hago, hoy por lo menos hice almuercito. Entonces, la comida y la salud, porque yo bendito sea Dios tengo buena salud, pero a uno le toca ayudarse con medicina homeopática, cosas así (Grupo Focal Energía Eléctrica)

Con el fin de ilustrar el marco de necesidades descrito, se puede recurrir al siguiente esquema:



En este contexto, las personas que participaron en los grupos focales indicaron que constituye una permanente preocupación de las familias la situación económica por la cual atraviesan, la cual no es en modo alguno coyuntural sino que se ha venido instalando como una presión constante por sobrevivir:

En los barrios cercanos se viven muchas dificultades económicas, sobre todo por el desempleo, porque hay gente que ha perdido su empleo y es cabeza de hogar, cómo sostiene ese hogar (Grupo Focal Energía Eléctrica)

En la casa me preocupa que ni mi hija tiene trabajo, ni yo tampoco, no tenemos entradas, y mi hija paga su arriendo, yo pago por separado mi arriendo, y ahorita estoy como quien dice, con las manos cruzadas, entonces, yo le quiero pedir un gran favor, que si tú sabes de algo de trabajo me puedes ayudar, te comunicas conmigo, es cosa que te agradezco, yo soy campesina y sé trabajar (Grupo Focal Energía Eléctrica)

Donde vivo yo hay 7 personas que todas son, pues yo soy desplazado, pero parece que ellos fueran los desplazados, porque no tienen para comer, y hay veces es con migajas para pagar el gas, les compro pancito para pasar, y pancito y un cafecito, entonces, a mí me da mucho pe-

sar, yo me pongo a veces a llorar con ellos, porque se enfermó la señora, y esos dolores tremendos a la una de la mañana, yo sin saber qué hacer, y llaman a la ambulancia y no vinieron por esa señora, y el señor decía, se arrodillaba a llorar, y yo, ay, Dios mío, me hicieron llorar a mí también (Grupo Focal Gas Natural)

En este sentido la cotidianidad de las familias adopta la forma de un círculo de corto plazo orientado al cumplimiento de las obligaciones y el cubrimiento de las necesidades de cada mes. Son tres los elementos que le dan consistencia a ese círculo. Por un lado, la precariedad del empleo o la falta del mismo, que se traduce en un factor constante de incertidumbre para las familias, la baja capacidad adquisitiva de las familias y las deudas:

Yo vivo con mi hermana y mi papá, mi papá es pensionado, y mi hermana y yo estamos desempleadas, ya llevamos así desde abril y mayo del año pasado, entonces, es una situación preocupante, las dos estamos estudiando en la universidad gracias a una beca, pero en realidad es preocupante, porque tenemos deudas con bancos y hay que responder por diferentes cosas, el no tener empleo nos imposibilita para muchas cosas, esa es la mayor preocupación, tener deudas en los bancos y no lograr tener un empleo (Grupo Focal Energía Eléctrica).

Porque uno tiene, con el mínimo que uno recibe no alcanza para nada, tiene que salir a buscar por otro sitios, o sea, el caso de uno, ya con un mínimo uno no vive, yo vendo catálogos de varias revistas, con eso es con lo que uno puede sobrevivir para darle la comodidad a sus hijos, para poder pagar arriendo, unos servicios (Grupo Focal Gas Natural)

En mi caso estar pidiendo prestado, porque muchas veces los ingresos, en mi caso yo soy madre soltera y mantengo a mi hijo, yo sé que mi hijo está de pronto en un colegio público, pero muchas veces lo que a uno le ingresa llega a mitad de mes y uno pida prestado por un lado, pida prestado por otro lado; y eso que un ingreso mío puede ser más alto, pienso en una persona que gane un mínimo no sé cómo hace, pero siempre es como tapar un hueco y destapar otro, siempre sacan préstamos (Grupo Focal Gas Natural)

Ahora bien, la precariedad del empleo y la baja capacidad adquisitiva de los hogares adquieren matices propios según las dinámicas particulares de las familias, que cierran cada vez más el círculo sin permitir que este pueda fracturarse y posibilitar una mayor participación de las personas en el bienestar. Una primera dinámica que se puede reconocer a partir de los grupos focales, es la de aquellas familias que no pueden tener una fuente estable de ingresos porque uno o más de los integrantes requieren del cuidado permanente de su salud; de este modo, la persona que cumple el papel de cabeza de hogar debe asumir así una doble responsabilidad: la consecución de los recursos económicos y la atención de la salud de aquellas personas que no se encuentran en capacidad de asistirse por sí mismas. La consecuencia de esto es que la persona cabeza de hogar solo puede acceder a recursos económicos a través del denominado rebusque, pues la demanda de atención permanente exige tiempo y cercanía al hogar:

Yo para el día de la amistad voy y me compro unas flores y las arreglo y voy y las vendo a los colegios, para semana santa voy y compro ramo y voy y vendo, para aportar algo también, porque si hay para la papa, no hay para el arroz, me preocupa, mi esposo está enfermo, tiene que sacar unos exámenes que le valen como 600 mil pesos, y no puede, aquí me salió esta bola y no tengo para los exámenes (Grupo Focal Energía Eléctrica).

Una segunda dinámica que afecta a los hogares y que estrecha el ámbito de necesidades sobre el cual pueden incidir las personas tiene que ver con la dificultad que tienen los jóvenes y las personas mayores para acceder a un empleo estable. En el caso de los jóvenes se refieren dos problemáticas. Por un lado, que las familias no cuentan con recursos para asegurar los estudios superiores de los jóvenes que egresan de la educación básica secundaria, lo que implica que no cuentan con la experiencia requerida para ingresar al mundo del trabajo y se ven en la obligación de enrolarse en empleos mal remunerados, o que simplemente no logran articularse al mercado laboral:

Ya llevo cinco años, y es eso, porque no nos dan la oportunidad de capacitarnos, de seguir dándonos estudio para poder nosotros desempeñar un buen empleo en una buena empresa, pero como no tenemos experiencia laboral no podemos entrar a una empresa buena (Grupo Focal Energía Eléctrica)

Hay un problema grande en la sociedad, no solo aquí en Bogotá, sino en Colombia, el problema es de la juventud, hay falta de oportunidades, no hay un apoyo para el estudio, por la situación económica precaria, y eso genera que el muchacho no pueda organizar a una universidad o a una carrera técnica para que se pueda desempeñar (Grupo Focal Gas Natural)

Por otro lado, se refiere que muchos adultos jóvenes cercanos a los 30 años que han logrado acceder a empleos formales y permanecer en ellos por un margen de tiempo relativamente amplio, finalmente, cuando pierden su trabajo, no son “atractivos” para el mercado laboral:

En este momento yo estoy aprendiendo a tejer y estoy haciendo bufandas, y sigo buscando empleo, pero miran mucho la experiencia, yo tengo más de ocho años de experiencia y es una buena experiencia porque fue una empresa reconocida, fue una empresa grande, y yo dije, eso me tiene que ayudar, pero no, no es cierto; o sea, la gente dice, qué hiciste allá, no, pero es que es del Estado, no me sirve, yo igual estuve allá mucho tiempo, yo puedo demostrar que puedo hacer las cosas, yo estuve en varias áreas, pero la gente no, es muy difícil. La semana pasada me levanté el lunes súper temprano a mirar en Computrabajo, una página de internet, y a las 9 de la mañana se acabó....las ofertas han sido terribles; lo que decía Andrés también, si uno no tiene un técnico no sirve, y le piden un técnico para pagarle un mínimo; y lo otro que le dicen es, experiencia mínima de seis meses o un año; en otro, no, usted ya tiene 30 años; mujer de 28 años, hombre de 30 años en adelante, son muy sesgadas las posibilidades, es muy complicado (Grupo Focal Energía Eléctrica)

En cuanto a las personas mayores, se señala que no logran acceder al mundo laboral a pesar de la experiencia con la cual cuentan, esto en razón de que las empresas tienen por política no vincular a las personas que han pasado de una edad determinada.

(...) el adulto no tiene trabajo, ese no es explotado, porque no se le da la posibilidad ni siquiera de ser explotado, en términos generales (Grupo Focal Energía Eléctrica)

A mí me preocupa es que, porque hoy en día, por decir algo ya a mi edad, yo tengo ya 48 años, y a mí a veces se me dificulta para conseguir trabajo, porque prefieren a los jóvenes, y a los 48 años ya lo dejan a uno sin trabajo, viendo que uno de viejito es más necesitado, es cuando uno más necesita de verdad, porque ya tiene obligaciones de hijos, de trabajo, de pagar los servicios, todo lo que gasta la casa, e incluso para uno mismo, para su vestido, para todo, y que le digan a uno, no por la edad, eso me preocupa a mí (Grupo Focal Energía Eléctrica)

Y si pasamos de 28 años ya ninguna hoja de vida la miran, y uno ya con 60, imagínese usted, le toca a uno olvidarse de la palabra alquilarse, como se dice vulgarmente, alquilarse es trabajarle a otro (Grupo Focal Gas Natural)

Así mismo, muchos participantes indicaron que en el caso de las personas mayores que han accedido a una pensión, esta es a todas luces insuficiente cuando la persona debe atender no solo sus necesidades, sino la de su núcleo familiar, que puede extenderse a hijos y a nietos:

Por ejemplo, en el caso mío también, las pensiones, las pensiones acá en Colombia son, o por lo menos yo me gano menos del mínimo, menos del mínimo, imagínese, y fueron 42 años que yo coticé, para que le salgan a uno con una pendejada de esas, realmente cuando me llamaron me puse feliz, cuando me llamaron que ya estaba lista la pensión, cuando me dieron el sueldo me puse fue a llorar, imagínese fueron 42 años que yo coticé, y yo esperaba que me saliera, igual a uno le dicen, si cotiza más le sale más, y más, y a la final nada, entonces, menos del mínimo, porque del mínimo le quitan a uno lo de salud, entonces, eso es terrible, la verdad a mí me dio dolor y me dio mucha tristeza, toda mi vida, fueron 42 años que coticé, y me salen con menos del mínimo (Grupo Focal Gas Natural)

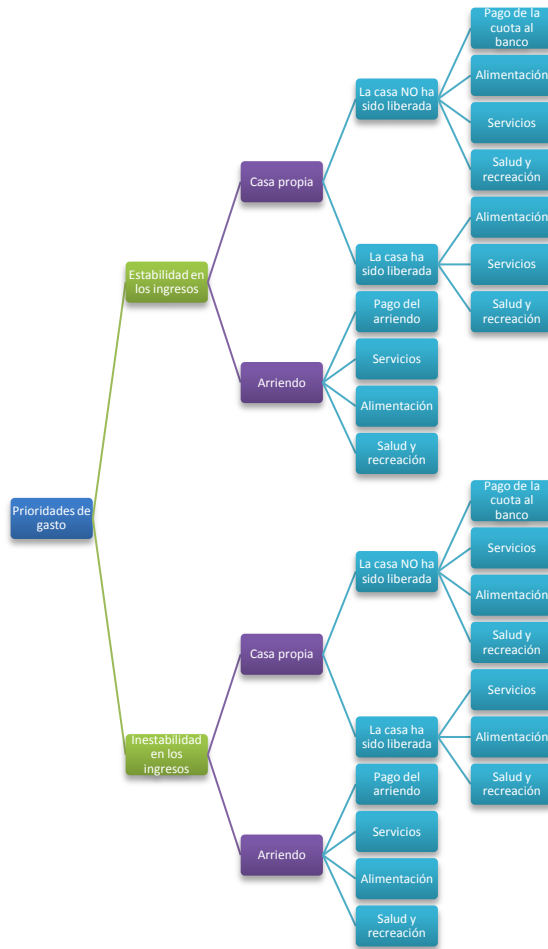
Una tercera dinámica familiar toma forma allí en donde las personas no cuentan con ingresos regulares pues dependen de actividades informales, en el caso de las personas de estratos 1 y 2, o trabajan como independientes, en el caso de las personas de estrato 3. En los dos casos, se trata de personas que al no hacer parte del mercado laboral, se ven en la necesidad de ofertar su fuerza de trabajo por días y en empleos mal remunerados, o de derivar su subsistencia de las ventas ambulantes o de actividades que realizan de forma autónoma, como asesorías contables:

Los negocios informales, esa es una parte del rebusque, pero muchas veces uno recurre a eso, pero no puede tampoco, porque si no tiene uno permiso judicial por parte de la alcaldía para poder ejercer el trabajo informal (...) (Grupo Focal Energía Eléctrica).

Como se puede apreciar, son diversas las dinámicas familiares que toman forma en el contexto de una situación económica que es percibida como precaria o incluso como crítica. Sin embargo, el rasgo común a estas dinámicas es la referencia a un círculo de pobreza que se refuerza en la medida en que los recursos se destinan a necesidades inmediatas, sin que estos recursos se puedan traducir en una ampliación de las posibilidades de elección de las personas.

ii) Las formas de representación y uso de los servicios de energía y gas natural

Las necesidades a las cuales pueden dar respuesta las familias mes a mes y las condiciones objetivas de acceso a recursos económicos y sociales definen las prioridades de gasto de los hogares y las prioridades de pago de los servicios. El siguiente diagrama de flujo da cuenta de las prioridades de gasto que pueden establecer las familias según la particularidad de su situación económica.



Como se puede apreciar en el diagrama, cuando las familias cuentan con estabilidad en los ingresos, los servicios públicos ocupan el tercer nivel de prioridad, mientras que cuando los ingresos son inestables constituyen la segunda prioridad del gasto, por encima de la alimentación:

Yo primero pagaría los servicios, porque es que los servicios llegan el doble si los deja uno cortar, por ejemplo ya hoy este mes de gas me llega el doble. Después de los servicios yo busco la comida por otro lado (Grupo Focal Energía Eléctrica).

Yo digo que en realidad sí la vida está muy pesada para todos, y en realidad así sea uno con el mínimo sabe lo que uno tiene gastar, que tiene que comprar, que tiene que vestirse y eso, pero en realidad lo que dice la señora, hay mucha gente en realidad que no tiene ni siquiera para poder comprar una carne, una leche si tienen hijos, o qué se yo, de todas maneras le toca a uno reducirse, y si uno compraba, por ejemplo, para con los que vive una presa de pierna pernil, ahora ya toca, que las alas, colombinas, el cuadrito, disminuirle a todo, que si se compraba libra y media de carne, ahora le toca media libra de carne, y así sucesivamente lo tienen a uno así, el pescado por ahí en semana santa, de pronto. (Grupo Focal Gas Natural)

Yo creo que el pescado pasa, yo en mi casa me pasan años de semana santa que no puedo comer pescado (Grupo Focal Gas Natural)

Porque al principio de mes uno ya tiene su platica, porque si no le pagan el 30, le pagan el 1 o el 2 o el 3, entonces ahí ya tiene uno, y si voy a comprar mañana cinco huevos, pues compro menos para poder completar; uno generalmente le resta es a la comida (Grupo Focal Gas Natural)

En los dos casos, el pago de los servicios públicos tiene prioridad sobre la salud y sobre la recreación. Ahora bien, cuando se atiende a las prioridades que se establecen en el pago de los servicios públicos se pueden reconocer cuatro formas de priorizarlos. En primer lugar, los servicios se jerarquizan por las necesidades que permiten solventar. Desde esta perspectiva, prima el servicio de agua, que es vital para la preparación de los alimentos y para la higiene diaria, sobre los servicios de gas natural –que es vital para la preparación de alimentos- y de energía eléctrica – que no se considera como un servicio vital:

E: Eso, y tienes todos los recibos ahí, cuál pagas, solo puedes pagar uno.

1. Yo cuál pagaría, el agua.

E: ¿Por qué el agua?

2. Porque acuérdesse que no podemos hacer nada sin el agua, la luz se prende una vela, pero el agua, allá no regalan una gota de agua, el agua es lo más principal (Grupo Focal Energía Eléctrica)

El servicio de energía eléctrica prima, en este contexto, cuando las familias cocinan con estufa eléctrica, o cuando los niños, niñas y estudiantes universitarios dependen del uso del computador y del internet para realizar sus labores diarias:

A mí sí me tocaría, como cocino con eléctrica, primero la luz, luego el agua (Grupo Focal Energía Eléctrica).

Porque la energía también se necesita, es necesaria para todo, para los niños que hagan las tareas por internet, como ahora todo es por internet que tienen que hacer tareas, si no hay internet, entonces, “no, no pudimos hacer las tareas”, y quedan mal en el colegio (Grupo Focal Energía Eléctrica).

En segundo lugar, los servicios son jerarquizados desde el punto de vista de las necesidades que se pueden suplir en la comunidad en contraste con aquellas que no pueden serlo. Así, para comunidades de estrato 1 que cuentan con acueductos comunitarios, el agua no es un servicio indispensable, ni tampoco el gas -que puede ser reemplazado por el gas en pipeta, la gasolina o el alcohol para la preparación de alimentos- sino que prima el servicio de energía eléctrica:

E: Si tienes todo los servicios y solo puedes pagar uno, cuál pagas.

- La luz.

E: Y por qué la luz y no otro.

- Porque para mí la luz es más indispensable.

- Para mí también, porque el agua (hace el gesto de señalar) allá del río, y teléfono el celular (Grupo Focal Energía Eléctrica)

La luz, porque el agua hace poco colocaron el acueducto, pero allá llega por la toma (Grupo Focal Energía Eléctrica).

Es que el gas tiene remplazo, la gasolina, el alcohol, la electricidad, entonces, tiene remplazo, no es tan importante (Grupo Focal Gas Natural)

En tercer lugar, los servicios son priorizados por la carga extra que puede significar para la familia el incumplimiento en el pago. Así, para muchas familias es una prioridad el pago del gas natural por el alto costo de la reconexión:

Por decir algo llegan y le cortan a uno la luz, y en la próxima reconexión le toca pagar a uno 50 mil pesos de reconexión, entonces, si mi energía era de 80 en este mes y no la pagué y me la cortaron, entonces, en el otro mes me va a llegar por 130 mil pesos (Grupo Focal Energía Eléctrica)

(...) por otro lado el gas, porque ese bendito la reconexión es un montón (Grupo Focal Energía Eléctrica)

En cuarto lugar, los servicios se priorizan de acuerdo a su costo. Así se reconoce que los servicios más caros son los de agua y energía, lo cual requiere contar en el presupuesto familiar con su cancelación oportuna, por encima de otros servicios como el gas natural, cuyo monto puede ser cubierto más fácilmente recurriendo a préstamos:

Muy cara, demasiado, no cumple ni un mes, toman el consumo ahorita y a los tres días llega el recibo, eso es una falta de respeto (Grupo Focal Energía Eléctrica).

Como se puede apreciar, los criterios para determinar la prioridad en el pago de los servicios públicos varían según la disponibilidad de recursos económicos, de recursos físicos locales que permiten reemplazar los servicios, de las necesidades asociadas a los diferentes servicios y de las penalidades que trae el incumplimiento en su pago. Sin embargo, esto no significa necesariamente que las familias definan el pago de los servicios públicos en una especie de racionalización de la vida cotidiana del hogar. Por el contrario, el incumplimiento en el pago de los servicios públicos parece ser el resultado de situaciones fortuitas o contingentes que, en primer lugar, parecen no ser previsibles y, en segundo

lugar, no pueden ser asumidas por no contar con un margen de recursos económicos que permitan hacerles frente.

iii) Las dificultades para el pago de los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural

Las dificultades para el pago de los servicios públicos pueden obedecer a tres causas. Por un lado, a la particularidad e inestabilidad de las situaciones familiares respecto de la periodicidad de los pagos y su necesaria estandarización. Por otro lado, a errores que se cometen en las empresas de servicios públicos de energía eléctrica y gas natural. Y en tercer lugar, las dificultades también se pueden deber por situaciones fortuitas que afectan la vida familiar.

La particularidad e inestabilidad de las situaciones familiares respecto de la periodicidad de los pagos se hace manifiesta en las fechas de pago, en la inclusión de deudas por créditos, por servicios técnicos o por infraestructura en el pago de los servicios de energía eléctrica y gas natural, así como en los plazos para la cancelación de los recibos.

Las y los participantes enunciaron que las fechas en las cuales llegan los servicios de gas y de energía eléctrica no son las más adecuadas para los usuarios. El alto costo del servicio de energía lo hace dependiente de los ingresos regulares de las familias, por lo que las fechas de pago que no coinciden con las fechas en las cuales las personas reciben su salario, lo cual dificulta el pago del servicio. Así, mientras que los integrantes de la familia que devengan un salario lo reciben al final del mes o en la quincena, las fechas de pago del servicio de energía están especificadas para días como el 13 o el 27, en los cuales necesariamente ya se ha agotado el dinero:

A mí me parece injusto, que si saben que a nosotros nos pagan, por lo general a la mayoría de personas nos pagan el 30 o 31, nos llegue el recibo el 28 o el 24 para pagar, cuando uno no tiene ni un peso, mire, yo tengo que decir que soy una de las personas que he tenido que ir, y muchas veces uno no tiene tiempo de ir a pedir un plazo extemporáneo para poderlo pagar, que a uno le den tres días más (Grupo Focal Energía Eléctrica)

En esta misma línea los y las participantes plantearon que las fechas de pago cambian frecuentemente, por lo cual: a) perciben que no se cumple un mes exacto entre un pago y el siguiente, y b) no logran construir un marco de referencia que permita anticipar el pago puntual de los servicios:

Aunque uno a veces dice acabo de pagar un recibo y llega el otro, se me hacen como muy cortos los tiempos de pago de los servicios, porque es que uno en un momento paga uno, y ya cuando, qué hace que acabó de pagar el recibo cuando ya llegó (Grupo Focal Gas Natural)

Por otro lado, algunas familias refirieron como causa de la mora en el pago de los servicios públicos de energía y gas natural el cobro de rubros relacionados con los créditos de Codensa o con servicios técnicos o de infraestructura, especialmente en relación con el servicio de gas natural. Estos rubros incrementan el costo de las facturas y dada la inestabilidad económica que afecta de manera permanente a la vida de las familias no siempre se encuentran en capacidad de realizar los pagos respectivos:

Sí el gas es económico, pero hay que ver que para la parte de revisión ellos pasan, no sé cuántas veces es que van al año, y miran, que las rejillas, que el tubo no está bien situado, a mí personalmente me pasó eso, yo tenía la mariposa amarilla, digamos, esta es la estufa de la parte de arriba, y me tocó mandar adecuar un ducto adicional para mover la llavecita de gas, y ya en el momento, que no, que Gas Natural era el único que me podía hacer eso, y me tocó pagarles a ellos, muy costoso, demasiado costoso, y eso no me parece (Grupo Focal Gas Natural)

A mí me cortaron Codensa, porque tenía un crédito que estaba demasiado alto, me pasó lo que decía la señora, que me lo cortaron y tuvimos que ir a ver qué podíamos hacer para que me lo reconectaran, entonces, ellos sí reconectan el servicio pero solo cuando a uno se lo cortan, o sea, si yo voy antes de pagarlo porque está demasiado alto, ellos no me aceptan solo el servicio, sino tiene que ser todo; entonces, me tocó esperar a que me lo cortaran, porque definitivamente no podía pagarlo, para que me lo reconectaran (Grupo Focal Energía Eléctrica)

Sí, eso de los seguros y el gas, entonces, ya le queda a uno muy pesado que se le unan los recibos, para mí es muy pesado (Grupo Focal Gas Natural)

Otra dificultad percibida por algunos de los participantes tiene que ver con la extensión del plazo entre la fecha oportuna de pago y el corte de los servicios, pues no es lo suficientemente amplia para garantizar un tiempo prudente de consecución de recursos adicionales para la cancelación de la factura antes del corte:

(...) De energía, entonces, llega para pagar el 28, y por lo general a uno le pagan el 30 o el 31, y uno no tiene plata; es la verdad, entonces, uno tiene que ir y le dicen a uno, le doy tres días, y a veces no alcanzan los tres días para que le paguen a uno (Grupo Focal Energía Eléctrica)

Yo me ha dado cuenta que el gas, el que me llega a mí, por ejemplo, pago oportuno el 14 de marzo, le suspenden a partir del 15, no hay como un plazo (Grupo Focal Gas Natural)

Por último los y las participantes mencionaron que las diferentes fechas en que llegan los servicios públicos definen cuáles se pagan y cuáles no, pues simplemente las facturas se cancelan en el orden en el que van llegando y en la medida en que se cuenta con recursos para ello:

Es que el problema es este, los servicios no llegan todos los recibos al tiempo, una semana llega uno, por ejemplo, el teléfono hay que pagarlo tal día, y la plata, consigue uno la plata y lo paga, porque si no lo cortan, cualquier servicio hace mucha falta, bueno, luego de pagar ese re-

cibo, por la tarde llega el del gas o la luz, o al otro día, y llega para pagar de un día para otro (Grupo Focal Energía Eléctrica)

En lo que tiene que ver con los errores que se cometen por parte de las empresas de energía y gas, las personas mencionaron que los recibos no llegan, y dados los múltiples pagos que se deben hacer en los hogares, simplemente olvidan cancelar el recibo:

A mí también me tocó ir a la décima donde hay una oficina nueva de Codensa, no me llegó el recibo, entonces, vine a hacer el reclamo, no he pagado porque el recibo no llegó, todos los recibos llegaron, pero el mío no, cuando me llegó el recibo me llegó por tres meses más, o sea, el mes que debía, el siguiente y el otro, le dije, pero por qué esa vaina, me dijo, tiene que pagar, en el próximo recibo le llegará descuento, entonces, tuve que pagar, y no me llegó descuento, me llegó normal, y no me dieron una razón, la señorita me dijo, lo único es pagar, y yo le dije, pero con quién puedo hablar, con nadie, lo único es pagar (Grupo Focal Energía Eléctrica)

Que llegue el recibo a tiempo, porque muchas veces meten el recibo por la otra casa, entonces, sería bueno que el recibo lo dieran personalmente, así como están dando el recibo de Telmex (Grupo Focal Gas Natural)

Adicionalmente, algunos usuarios refirieron que el incumplimiento del pago de los servicios públicos de energía o gas puede ser causado por cobros que varían respecto del consumo histórico de la familia:

Lo más que le duele a uno de pagar los servicios es que muchas veces llega un histórico de la lectura, y va y la lleva allá, cuando se da uno cuenta porque uno vive pendiente de eso, la lectura está mal, va uno a hacer el reclamo, lo primero que le digan es pague y luego sí viene y hace el reclamo; y que muchas veces uno trabajando, que eso nos pasa a los que no tenemos un trabajo fijo, ya uno con 63 años no lo reciben en todo lado a trabajar, va a pagar un recibo, por ejemplo nosotros somos conductores de taxi, hay veces que trabaja uno y saca lo poco del día a día y lo del carro, y hay veces que le toca a uno rebuscarse para pagar el producido; se cumplió el recibo, no lo pudo pagar uno, a saltar matones, y si no pudo, al otro día le cortan (Grupo Focal Gas Natural)

También se encontró que las situaciones fortuitas que afectan a la vida familiar inciden en el pago de los servicios públicos, en la medida en que cambian la rutina cotidiana y ponen en suspenso los requerimientos más inmediatos. Esto, combinado con la poca flexibilidad en las fechas de pago, hace que eventos como la muerte de un familiar, un cambio súbito en los ingresos o un gasto de mayor prioridad se traduzcan en el incumplimiento del pago de un servicio público:

A mí el gas, se murió un familiar, nosotros estábamos en el velorio, nunca nos dejaron una noticia que ya habían venido a revisar, nunca; cuando llegamos del velorio todos con frío y con hambre, y no había gas; y en ese tiempo, eso ya hace como cuatro años, duraban para colocar el gas como 8 días, eso fue para mí un infierno (Grupo Focal Gas Natural)

Bueno, a nosotros también una vez nos lo cortaron por qué, porque mi esposo vende en la calle de ambulante, y hubo una semana que no hubo venta, entonces, cuando nos dimos cuenta llegó el señor a cortarnos el gas, Dios mío, yo fui y le rogué que por favor, el gas había llegado por 45, y entonces, yo le dije, mire, sabe qué, le doy 20 mil pesos y no me corte el gas, por favor, y él le echó mano a los 20 mil pesos, y dijo, bueno, listo no le corto el gas, cuando nos vinimos a dar cuenta, el tipo se fue, y cuando me di cuenta ya no había gas, él cortó el gas, y nos tocó ahí mismo a ponernos a buscar a plata por un lado y por otro a ver cómo íbamos a pagar el gas, y fuimos a pagarlo a los 3 días, y duró 8 días para llegar otra vez a la casa, 8 días después de que lo pagamos (Grupo Focal Gas Natural)

Porque eso me pasó como en noviembre, entonces, estaba debiendo una plata y me tocaba lo del colegio del niño como fuera, entonces, por eso fue también, yo la consigo, pero ya en un momentico, pero nunca pensé que me fuera a llegar tan caro (Grupo Focal Gas Natural)

En el contexto de los anteriores enunciados es importante señalar que el incumplimiento en el pago del servicio del gas natural es, comúnmente, el resultado de olvidos, de cobros por servicios técnicos o de situaciones fortuitas, esto en razón de que su costo no es alto. En contraste, el servicio de energía eléctrica tiene un mayor riesgo de entrar en mora en razón de que su alto costo hace que sea afectado por muchos más factores, como por ejemplo las fechas de pago, el uso de los créditos o el corto tiempo en los plazos para cancelar la factura.

Tanto la Ilustración 10 como la Ilustración 11 dan cuenta de los diversos aspectos que han sido considerados hasta el momento para comprender los factores que se encuentran involucrados en el pago de los servicios públicos de gas natural y energía eléctrica.

Ilustración 10. Prioridades de gasto de las familias

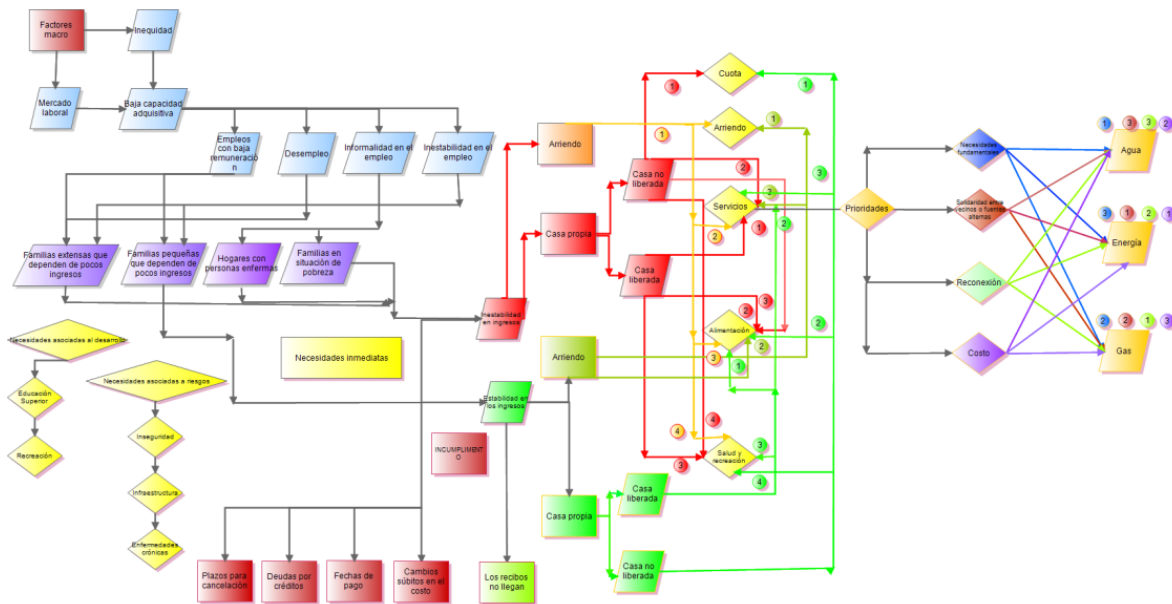
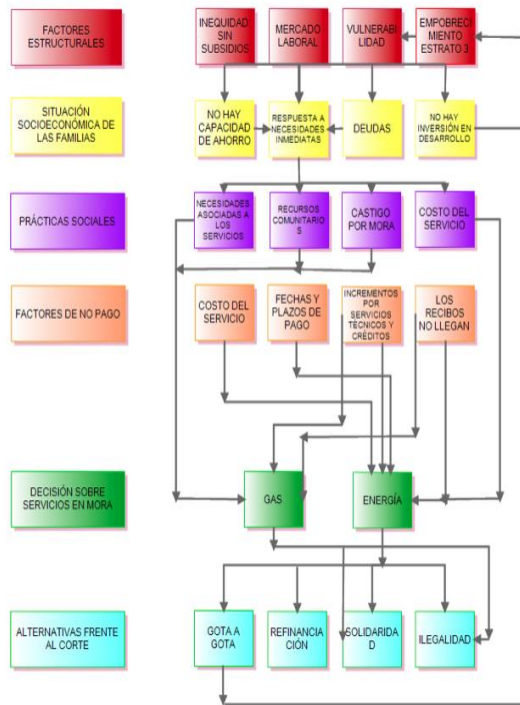


Ilustración 11. Factores que inciden en el pago de los servicios públicos de gas natural y energía eléctrica



Alternativas de los usuarios para suplir los servicios de energía y gas natural cuando han sido cortados

A partir de las referencias de los y las participantes se pueden identificar tres formas en las que las familias se proveen de los servicios públicos de gas y energía eléctrica cuando éstos han sido suspendidos: a través de acciones ilegales, de la solidaridad de otras personas y de préstamos formales o informales que permiten cancelar la deuda con prontitud.

Las acciones ilegales incluyen, en primer lugar, el soborno a los empleados de Codensa o de Gas Natural para que no realicen el corte del servicio en la fecha estipulada:

Fuera de eso también, bueno, cuando no tiene la plata llegan y empiezan, bueno, le voy a quitar la luz, muchas veces nosotros hemos dado plata para que no nos quiten la luz ese día, y esa es otra cosa que no debería ser así (Grupo Focal Energía Eléctrica)

(...) yo fui y le rogué que por favor, el gas había llegado por 45, y entonces, yo le dije, mire, sabe qué, le doy 20 mil pesos y no me corte el gas, por favor, y él le echó mano a los 20 mil pesos, y dijo, bueno, listo no le corto el gas (Grupo Focal Gas Natural)

En segundo lugar, el levantamiento de los sellos del contador una vez que el funcionario de Codensa ha realizado el corte del servicio:

En mí caso a mí me ponen en el contador sellos. Yo los he roto (Grupo Focal Energía Eléctrica)

Y en tercer lugar, las conexiones ilegales directas al poste de energía o el uso de extensiones entre vecinos. Esta última práctica no es considerada sin embargo como ilegal, pues el costo del servicio de energía es asumido por la persona que facilita la extensión:

(...) la Energía no viene a reconectarles, porque eso es ilegal, lo conectan es ellos, se suben al poste y conectan (Grupo Focal Energía Eléctrica)

(...) y yo le decía, cuánto le debo de la luz, “no, cómo se le ocurre vecino que yo le cobre algo”, pero sí fueron 2, 3 días, prendíamos el televisor tal y nos reuníamos en esa pieza, prendíamos la licuadora, desconecte el televisor para prender la licuadora y hágale, y así hacíamos, o para dejar listo algo, más que todo los juguitos (Grupo Focal Energía Eléctrica).

Yo le paso por dentro de las tejas la luz, oiga, vecina véndame la luz, me cortaron la luz, o si no pásemela por el tejado, pase por allá (Grupo Focal Energía Eléctrica).

Por otro lado, para suplir el servicio una vez éste ha sido cortado, las personas recurren a la solidaridad de los vecinos más próximos, quienes facilitan el uso de los electrodomésticos o gasodomésticos relacionados con la preparación de alimentos, facilitan sus hogares

en las noches para que los niños y niñas puedan ver televisión o realizar sus tareas, o realizan el préstamo del dinero necesario para cubrir la deuda por el servicio:

Mi familia tuvo un problema económico muy grande, no tuvo luz, no tuvo tampoco agua, o sea, a nosotros nos tocaba requerir a optar a medios por decirlo así de otras gentes que nos colaboraron con el agua y la luz (Grupo Focal Gas Natural)

Así mismo, las familias recurren a préstamos formales e informales para poder pagar el servicio una vez éste ha sido cortado. En este sentido las familias realizan préstamos gota a gota o solicitan la refinanciación del crédito a Codensa, aunque esta es una opción que no es muy conocida por las personas:

(...) hay veces que toca sacar gota a gota para no quedar mal, y eso es peor porque tengo que pagar más intereses, eso a mí me preocupa, y cuando llegan los recibos caros, pero, porque uno es pague recibos y pague todo, eso es tenaz allá (Grupo Focal Energía Eléctrica).

(...) abrir otro hueco, porque ah, como no tengo, tengo que ir donde el vecino a ver si me presta, y muchas veces sabe a qué recurre uno, a gota, gota, es gota a gota, entonces, usted qué hace desesperado, gota a gota, yo saco gota a gota, porque a mí me toca por decir algo pagar la pensión de mis niños, porque tengo mis niños en colegio privado, qué hago yo, gota a gota, no es mucho lo que yo saco, yo saco siempre 100 mil pesos, es a 40 días, tengo que pagar cada 8 días, 20 mil pesos (Grupo Focal Gas Natural)

Elementos que pueden facilitar el pago del servicio a los usuarios

Las y los participantes de los grupos focales sugirieron diversas alternativas orientadas a facilitar el pago del servicio de energía eléctrica a los usuarios. Estas alternativas se pueden agrupar en torno a los siguientes grupos de recomendaciones:

- Recomendaciones que apuntan a que el pago de los servicios de energía y gas se flexibilice para admitir un mayor número de particularidades y situaciones específicas de las familias.
- Incentivos para el pago oportuno del servicio
- Ajustes estructurales al costo y uso del servicio
- Cambios en cobros, en cortes y en reconexión del servicio
- Financiación externa
- Educación a los usuarios

Las sugerencias orientadas a flexibilizar el pago de los servicios de energía y gas natural tienen que ver con el reconocimiento de que si bien son necesarias las sanciones frente al incumplimiento en los pagos, también las empresas deben estar en capacidad de reconocer situaciones transitorias de los usuarios que les impiden pagar el servicio y que no ame-

ritan un corte, por ejemplo, cuando las familias atraviesan una situación económica que es crítica o cuando la salud de las personas depende del servicio de energía, por ejemplo cuando los ancianos requieren de una máquina auxiliar para garantizar la provisión de oxígeno:

Como levantar encuestas de familias, por ejemplo, el caso de los desempleados, ellos los llaman y les dan un subsidio, es un bono como de 120, pero son cosas, nunca les dan plata para que pague la luz o que pague el agua, entonces, es hacer esas encuestas en esos barrios que marginalmente están en zonas marginadas, y que hay pequeños, sobre todo la protección al pequeño, pues bajar los servicios, en dado caso que ni pague, porque si no alcanza (Grupo Focal Energía Eléctrica)

Otra cosa también, yo pienso que esa gente que le toca con eso de oxígeno también debería ser subsidiado de no cobrarle tan caro, porque tras de que está enferma esa persona, no puede trabajar, y fuera de eso le llega ese consumo del oxígeno, a mí me parece tenaz, deberían tener algo para esa gente, no cobrarle, eso viene más o menos kilometreado lo que consume, y cuando ya sube eso, yo pienso que no deberían cobrarle tanto (Grupo Focal Energía Eléctrica)

En este contexto las y los participantes sugirieron también que las empresas lleven un record de pago de las personas y que en caso de que ese record se vea alterado de manera súbita realice un estudio de las circunstancias que rodean el incumplimiento:

Que le regalen un recibo, que la empresa apoye con un subsidio por ser buen cliente, si esta vez no pagué es porque no pude, pero una sola vez (Grupo Focal Energía Eléctrica)

Los incentivos para el pago oportuno del servicio tienen que ver con recibir compensaciones o descuentos como efecto de un buen record de pago del servicio:

Sería bueno que premian el cumplimiento, que nos regalen una estufa (Grupo Focal Gas Natural)

Hay muchos morosos, que les hicieran un descuento, que si pagan cumplido les hacen un descuento del 10%, porque de pronto eso motiva a la gente, en el caso de uno el 10% serían 1.700 (Grupo Focal Gas Natural)

Los ajustes estructurales al costo, uso y cobro del servicio hacen referencia a aspectos que, en consideración de los usuarios, deben ser revisados por las empresas de energía y gas natural. En el caso de la empresa de energía, el primero de estos aspectos es el costo del servicio. Esto es, que los usuarios plantean que no solo se trata de incentivar a las personas a pagar a tiempo la obligación, sino que además la empresa debería revisar sus tarifas; en este sentido, muchos usuarios coinciden en afirmar que el servicio de energía eléctrica es el más costoso, que la empresa gana réditos que debería devolver a los usuarios y

que debería ser más equilibrada la ganancia de la empresa respecto de la situación económica de las familias:

(...) deberían de bajarle referente al estrato; sí nos deben de cobrar la luz, porque igual la estamos usando, y de igual manera como los estratos altos la usan y pagan, nosotros también tenemos que darle buen uso, y de igual manera sí debemos cancelar, pero una cuota moderada, porque es que se pasan.

El segundo aspecto que toca con cambios estructurales es la posibilidad de que se acceda al servicio de energía eléctrica a través de cargos en la modalidad de prepago, de modo que las familias puedan regular el consumo de energía y ajustarlo a su presupuesto:

Una inquietud que me dijeron muy buena, allá en Medellín llegan los servicios en un solo recibo, y tiene otra cosa, que uno va y paga, por decir algo, a una parte de la luz, como un Codensa, van y pagan mil pesos de luz, dos mil pesos de luz, eso están haciendo en Medellín, deberían coger esa estrategia que tienen allá.

El tercer aspecto atinente a cambios estructurales tiene que ver con que las empresas asuman el costo de los servicios técnicos y de equipos –medidores-:

No cobrar cuando hacen las revisiones, a mí me parece que eso no debería cobrarse.

E: Por qué no debería cobrarse.

Es que a mí me parece que ellos van ahí, pues revisan, a mí me parece que no deberían cobrarla (Grupo Focal Gas Natural)

Las empresas de servicios públicos nos cobran por la revisión, por la instalación, por la revisión, y yo digo, suena hasta estúpido, pero mínimo, como estímulo para el usuario, deberían entregarle a usted el medidor del Gas Natural gratis, porque a veces las tarifas, de verdad me parece como bobo eso, pero sí es costoso y pagarlo a largo a plazo en 2 años, 3 años, es como absurdo, pero por qué, vuelvo y le digo, es como absurdo, pero si tiene subsidio para otras cosas, por qué no hace eso (Grupo Focal Gas Natural)

Y un cuarto aspecto que se relaciona con cambios estructurales al cobro de los servicios es la aplicación de subsidios que impliquen una disminución importante en las facturas:

Yo creo que si el gobierno puede, deberían subsidiarlo cada 3 mesecitos, para que vayan con tiempo a recolectar sus moneditas, o lo que sea.

Subsidiar todos los tres servicios.

Haciendo una encuesta a las personas que realmente no pueden pagar este servicio de gas, no lo pueden pagar, y mediante los estratos más altos se puede subsidiarle a las personas que no... (Grupo Focal Gas Natural)

Por otro lado, los cambios sugeridos sobre el cobro, corte y reconexión del servicio son fundamentalmente siete. En primer lugar, los usuarios manifiestan la posibilidad de que las empresas realicen un monitoreo a los pagos, de manera que le informen a las personas el vencimiento próximo de la obligación:

Que le informen a la persona con anticipación que por pago o por revisión o por la anomalía que sea, que le van a cortar; porque es que llegan sin previo aviso al corte (Grupo Focal Gas Natural)

Que lo llamen y le digan, señora Luz Marina pague el gas que lo vamos a cortar mañana, entonces, uno mira cómo (Grupo Focal Gas Natural)

En segundo lugar, los usuarios recomiendan que las familias puedan realizar pagos escalonados del servicio, es decir, que la factura de energía eléctrica tenga varias opciones de pago:

Lo que dice el señor es cierto, que le den una financiación por cuotas si la persona no pudo pagar, en dos o tres cuotas, depende, y no se corta, y se sigue pagando (Grupo Focal Gas Natural)

En tercer lugar, los usuarios sugieren que los servicios públicos se unifiquen, lo que implica un cobro que englobe la totalidad de los servicios y una misma fecha de pago para todos:

Una inquietud que me dijeron muy buena, allá en Medellín llegan los servicios en un solo recibo (...) (Grupo Focal Energía Eléctrica).

En cuarto lugar, los y las participantes manifestaron que se deberían ampliar los plazos entre el pago oportuno del servicio y la fecha de corte:

- Codensa lo que debe de hacer es dar, el primer plazo y el segundo plazo, por mínimo, mínimo 10 días, con diez días imposible que...

E: Con dos plazos tú crees que la gente...

- Sí, deben de ser dos plazos, porque hay gente que es responsable, pero hay gente que no tiene.

- Hay gente que es conchuda.

- Sí, hay gente que es conchuda, pero hay gente que no tiene, dos fechas, pero no así de un día para otro, porque imagínese el 28, el día del corte, un día para poder conseguir (Grupo Focal Energía Eléctrica)

En quinto lugar, los participantes sugirieron que no se realice el cobro de la reconexión del servicio, pues la cancelación del servicio en sí misma constituye una sanción para el cliente:

- Que no nos cobren reconexión

(...) que cuando vengan a hacer el corte el recibo ya esté pago, que hicieron el corte y al día siguiente esa factura no la han cancelado, pues de pronto ahí se justifica que vengan y le corten el servicio, pero de igual manera que no les cobren reconexión ni nada.

En sexto lugar, los usuarios plantearon que el corte del servicio no se realice en la primera mora, sino solo en moras avanzadas que impliquen la acumulación de los pagos, tal y como se hace con el servicio de teléfono:

- Yo no le cortarían la luz, si él ha venido pagando....ni a la primera, ni a la segunda vez, hasta la tercera vez le corto, y no le cobraría reconexión, solamente pague su servicio atrasadito, pero normal (Grupo Focal Energía Eléctrica)

Y por último, los usuarios manifestaron que era necesario separar la deuda relacionada con el uso de energía eléctrica o gas, de la deuda generada por el uso de la tarjeta de crédito Codensa o por los seguros de gas natural:

Lo otro que sería bueno, lo que yo le comentaba, que el crédito venía separado del consumo de luz, claramente se dice que en las facturas no debe venir registrado nada de crédito, deben venir por separado, pero no acepta eso, ella sigue ahí que los créditos estén con el consumo de luz, porque eso lo perjudica a uno, al no tener para pagar el crédito, tener solo el consumo, no aceptan que uno lo pague, es obligado que tiene que pagar todo, y si no tiene, pues vienen y le quitan el servicio (Grupo Focal Energía Eléctrica)

La financiación de los servicios fue propuesta como una iniciativa que permita a los usuarios contar con un crédito específicamente destinado al pago de los servicios públicos, o que estos puedan ser cubiertos a través de las tarjetas de crédito:

Se puede crear el banco de los servicios, hay personas que, en una familia ha acontecido que 2 o 3 se quedan sin empleo, entonces, hay una restricción, y los recibos qué vamos a hacer, muy doloroso que haya que empeñar, lo que sea de empeñar que se venda, porque ya se va a perder, o salir de las cosas que se han comprado con mucho sacrificio, uno va coge un recibo y se llama a banco de servicios, tengo un problema, muestre el recibo, y nosotros se lo pagamos, siga allá a esa oficina y diga, cómo es que nos va a reponer la plata, denme un mes, denme 30 días, se lo pago en 2 cuotas, entonces, le vamos a pagar este, y al próximo mes si no ha conseguido empleo nos tiene que haber cancelado este y le cancelamos el próximo, se vuelve como rotativo (Grupo Focal Gas Natural)

E: Qué otras alternativas se les ocurre.

A mí se me ocurre una como "estrato 3, 4, 5" con tarjeta de crédito.

E: Cómo sería eso.

O sea, pagar los servicios con tarjeta de crédito, 2, 3 cuotas, y la otra 2, 3 cuotas, siempre estar, no falta que llegue ya la prima, entonces, se pone uno al día, hay formas uno de "hacer cambalaches económicos" en ese sentido, a mí me parece que la tarjeta de crédito sería una buena opción también (Grupo Focal Gas Natural)

Finalmente, la educación a los usuarios debería hacer parte de un conjunto de medidas destinadas a propiciar el pago oportuno de los servicios. Se trata de capacitar a las personas para la interpretación de la factura, para realizar un consumo racionado del servicio que se refleje de manera efectiva en el monto facturado y para acceder a las diferentes opciones que maneja la empresa para facilitar los pagos, como la refinanciación de la deuda:

Que les enseñen a controlar el consumo, ahí mismo sale en el recibo, dice, la nevera consume tantos bombillos, pero eso se ve, cuánto toca pagar, uno ni cuidado le pone a eso, o sea, falta más cultura en ese sentido, que le enseñen a uno (Grupo Focal Energía Eléctrica).

Cabe señalar que las anteriores recomendaciones no deben interpretarse como si fueran solidarias entre sí, es decir, como si formaran entre ellas un conjunto consistente. Esto en razón de que son recomendaciones que se formulan desde el punto de vista de lo que puede facilitar el pago de los servicios de energía y gas natural, sin que necesariamente se evalúen globalmente dichos servicios. Así, por ejemplo, cuando se sugiere que los servicios se unifiquen de modo que lleguen de una sola vez a las familias, esto debe verse como algo funcional para aquellas que han dejado de pagar los servicios por olvidos, pero que no tiene mayor incidencia en las personas más pobres, para quienes el monto global de todas las facturas sería igualmente difícil de cubrir en un solo momento.

Las percepciones de las personas sobre la calidad de los servicios de energía eléctrica y gas

En general las personas que participaron en los grupos focales perciben que los servicios de energía y gas natural se prestan de manera eficiente y con calidad:

E: Qué otras historias han conocido alrededor del gas, quejas, reclamos, qué dice la gente sobre el servicio del gas.

Generalmente son los cortes, porque el servicio es bueno

Claro, el servicio es bueno

Contamina menos

Es barato, porque la pipeta vale como 80 mil pesos y no dura casi nada

Para mí es más barato el gas natural

Y es más práctico (Grupo Focal Gas Natural)

Así mismo, perciben que son aciertos de las empresas el crédito Codensa, en la medida que posibilita el acceso a bienes para las familias con menor capacidad de adquisitiva y tiene un carácter rotativo. La misma percepción existe con respecto a los seguros ofrecidos por Gas Natural:

Sí, es muy bueno, lo importante es uno cumplir, el servicio que le prestan es muy bueno, lo importante es uno cumplir con sus cuotas, es un crédito rotativo, usted lo puede seguir utilizando a medida que lo va pagando (Grupo Focal Energía Eléctrica).

Quién usa seguros, los seguros del gas.

La verdad nosotros estamos utilizando el servicio de funerarios con Gas Natural, mi abuelita falleció lamentablemente hace 2 años, con ese servicio no hubo ningún inconveniente, simplemente llevar los datos de la persona, el servicio, todo fue pago, nosotros no corrimos con ningún gasto, solo de la clínica, pero eso ya no era de eso, pero no he tenido ningún problema.

E: Es un buen servicio.

Personalmente, pasó en mi familia, no hubo ningún problema, todo salió, los papeles no más, entregarlos, el pago se hizo normal, no hubo ningún inconveniente con el servicio (Grupo Focal Gas Natural)

Sin embargo, las personas se refirieron a diversas situaciones que, a su juicio, constituyen fallos por parte de las empresas de energía y gas natural. Un primer conjunto de situaciones tienen que ver con aspectos relativos a la infraestructura y servicios técnicos. Entre ellas se pueden mencionar:

- La interrupción de los servicios por fallas en el suministro o por condiciones de seguridad:

En mi caso tanto como la energía no, porque para mí no es tan vital como el agua y el gas, eso sí, he pedido auxilio, sino que en el apartamento tenemos un inconveniente que creo que es en la mayoría del centro, que llega la luz muy fuerte, entonces, por ejemplo, yo prendía la lavadora, pero no podía prender el horno, si yo prendía las 2 o 3 cosas al tiempo, se salta, ahorita tenemos medio apartamento sin corriente, Codensa dice que desde donde está el contador hacia adentro ellos no tienen nada que ver, ellos es hacia afuera, entonces, me parece algo injusto, y es un peligro, porque los tacos, bueno, ahí se hizo un arreglo, pero no es lo correcto, se hizo un arreglo, pero igual hay medio apartamento sin luz, sigue habiendo el mismo problema que se prende la luz, se prende lo otro, y se baja luz (Grupo Focal Energía Eléctrica)

Es que cuando llegan a hacer la revisión del gas, si no están se lo cortan, pero si entran a la casa, así haya una fuga por pequeña que sea, se lo quitan, no le dicen, cocine mientras llamamos al técnico, o le cierran mientras arreglan, no, aquí hay un escape y de una vez lo quitan (Grupo Focal Gas Natural)

-
- Los elevados costos de los insumos y la prohibición de conseguirlos a precios más bajos en el mercado:

(...) y ya en el momento, que no, que Gas Natural era el único que me podía hacer eso, y me tocó pagarles a ellos, muy costoso, demasiado costoso, y eso no me parece, nosotros tenemos la posibilidad de poderlo hacer, un familiar, una persona, pero no, que tenía que ser de gas, y eso sí me pareció terrible, porque fue bastante costoso, por una llavecita, digamos que estaba arriba y era en la parte de abajo, también son como ganancias de ellos, en una cosa economizan, pero en otras quieren ganar (Grupo Focal Gas Natural).

El contador cuánto está valiendo ahorita, creo que está valiendo de 600 a 700 mil pesos, y depende lo que ellos pongan el sitio donde uno vive, uno qué hace, no tiene para pagar un servicio mensual, y sí tiene que pagar un millón o dos millones de pesos por un contador, eso es un abuso (Grupo Focal Energía Eléctrica).

Un segundo conjunto de situaciones se relaciona con la atención de los funcionarios de Codensa a las inquietudes y reclamaciones de los usuarios. En este contexto, los usuarios refirieron que los funcionarios no proveen al usuario de la información adecuada para resolver sus dudas y reclamaciones:

Me gustaría que a las personas que trabajan con Codensa, que les enseñen muy bien cómo es el movimiento de todo, porque hay unas señoritas que no saben ni en dónde están paradas, y mandan a la gente para un lado, para otro, todo el día se pierde, por qué, porque ellas no saben ubicar a la gente, no saben darle la información correcta, eso sería muy bueno (Grupo Focal Energía Eléctrica)

Las personas consideran, así mismo, que pierden mucho tiempo en la atención al usuario y que no son claros los criterios por los cuales la empresa de energía decide a su favor la queja expuesta por un usuario:

Yo con lo que te decía con la pérdida de contador de esa época, pero eso se fue a no sé cuánto tiempo, el transformador, supuestamente, eso tocó allá en la INCA con abogado y eso, supuestamente eso iba para tutela y todo eso, ellos siempre salen ganando y uno es el que sale perdiendo, y el transformador nunca apareció, y me tocó comprar otro, ellos siempre salen ganando (Grupo Focal Energía Eléctrica).

Por otro lado, no son claras las responsabilidades de Codensa y Colpatria respecto a los seguros y créditos; muchos usuarios que quieren terminar el uso del crédito son remitidos de una empresa a otra sin que finalmente se haya resuelto su situación:

No, yo no lo pedí, porque mi hija me tiene un seguro y viene a nombre de ella, mi hermano paga un seguro y viene a nombre de él, y a mí, ya llevo desde diciembre llegándome ese recibo con un seguro de Colpatria que yo no lo he pedido, y vengo al Súpercade, por favor que me saquen, llame al Colpatria, que en Colpatria le borran el seguro, llamo a Colpatria, timbra y colocan música, y no me han querido solucionar (Grupo Focal Energía Eléctrica)

Un tercer conjunto de situaciones que indica una baja calidad en el servicio de energía se refiere a lo que se consideran arbitrariedades de las empresas frente a los usuarios. En este sentido, muchos usuarios manifestaron que al buscar refinanciar la deuda asociada al servicio, para evitar su suspensión, se encontraron con que sólo podían hacerlo si contaban con la tarjeta de crédito Codensa:

Codensa tiene una falla, por ejemplo, llega la segunda fecha de vencimiento para pagar, de pronto ese día no tiene la plata para pagar, va uno a pedir plazo, que le den otros días más, y lo primero que le contestan es, si su factura no tiene crédito de Codensa no se le puede dar plazo. Yo he ido, mi factura no tiene crédito, y yo un día fui, porque dije, de pronto no me sale la plata mañana y van y me la suspendían, me dijeron que si no tenía crédito no me daban plazo, yo les dije, pero cómo así, debería ser al contrario, darle el plazo a uno más bien si no tiene el crédito.

Algunos usuarios perciben que al interior de un mismo barrio se presentan cobros del servicio de energía que varían radicalmente entre sí, mientras que algunos usuarios pagan lo que se puede considerar un costo justificado, otros usuarios, en condiciones similares, pagan cifras que consideran desmedidas. Así mismo, los usuarios al comparar el pago que se realiza entre estratos encuentran que personas que viven en estrato 3 pagan un rubro similar o inferior a personas que viven en estrato 2:

(...) uno piensa, a ver, mi mamá de a dónde va a sacar para pagar, y tan costosos, y nosotros afortunadamente yo tengo solo dos niñas, y mi mamá paga 150, y yo pago en luz 20, 22, 12, 15, mire la diferencia, y es en el siguiente barrio, y mi casa es de 2 pisos, la de mi mami también es de 2 pisos, pero hay una diferencia muy grande (Grupo Focal Energía Eléctrica)

Otros usuarios perciben incrementos súbitos del costo del servicio de energía que a su juicio no se encuentran justificados pues el consumo de la familia permanece constante. En esta misma línea, muchos participantes afirmaron que a pesar de controlar el uso de energía con el fin de ahorrarla y reducir la tarifa, se encuentran con que ésta permanece constante sin que exista justificación para ello:

Pienso que una de las formas no sería darle más plazo, pero sí me parece que es muy alto el servicio, de un momento a otro se disparó, en mi casa yo pagaba mínimo 15 mil pesos, y cuando de un momento a otro, 40 mil (Grupo Focal Energía Eléctrica).

A mí desde el año me empezaron a subir y yo no me daba cuenta, eso de que uno tiene esta cuota de Hogar Codensa, entonces, como que todo va ahí revuelto y no me daba cuenta, cuando me dice mi esposo, cuánto estamos pagando, 80, y eso a qué horas pasó (Grupo Focal Energía Eléctrica).

Lo que yo decía hace un rato del ahorro, a veces no sirve de a mucho, porque por ejemplo, gastando normal luz, que la ducha, el televisor, gastos normal, pero resulta que me llegó muy costosa este mes, entonces, voy a, que sé yo, no voy a planchar este mes, llega más cara, entonces, no se puede prender tres bombillos a la vez, sino solo uno, los niños se la pasan todo el día

por fuera, ellos son lo que más gastan y sigue llegando más costosa la luz, que no es que uno consuma más de lo que debe, anteriormente en el sector donde yo estaba estaban dando algo así como un subsidio, pero cada vez llega más costoso, y ya no hay ni subsidio, ni nada, lo mismo en el servicio de acueducto, si uno tenía consumo de menos de una tarifa que ellos colocaban, daban un subsidio, eso como que ya no existe tampoco, ya no hay nada (Grupo Focal Energía Eléctrica).

La arbitrariedad de las empresas o de sus funcionarios, según los participantes, se manifiesta también en los cortes del servicio realizados por sus funcionarios, cuando exigen dinero a cambio de no realizar la suspensión, cuando la realizan de manera arbitraria, sin considerar la presencia de niños y niñas o personas ancianas, cuando realizan de manera ilegal la suscripción de los usuarios a otros servicios o cuando llevan a cabo diagnósticos sin fundamento:

(...) y le dije, pero cómo me lo vas a cortar, y él me dijo que si le daba algo de plata él no me lo cortaba, no, yo lo que hice fue llamar a la empresa, y dije, mira, yo acabé de efectuar el pago, este es mi número de confirmación, lo acabé de hacer, pero igual el muchacho me lo cortó, al otro día me mandaron al mismo para que me lo colocara, porque él no podía hacer eso, supuestamente son 2 días después de haber pasado la fecha que pasan a cortar (Grupo Focal Gas Natural)

El corte del servicio del gas es de lo más absurdo, y allá llega un tipo en una moto, lo cortan y se fueron, y uno puede estar adentro y no le avisan a uno, debieran llegar a la puerta y poner en conocimiento, pagó o no pagó, sino que llegan los samurái y cortan los servicios y se van (Grupo Focal Gas Natural)

Sí. Otro problema, mi papá estando enfermo nos cortaron el gas, y duraron mes y medio, y ellos no se dieron cuenta que mi papá estaba enfermo, tenía una trombosis, y todo lo más porque cada cinco años hacen un mantenimiento por la misma empresa de ellos, y solamente cuando instalaron desde un principio una llave, y esa llave durante los siete u ocho años nunca molestó, pero un nuevo invento que hicieron ellos y es que quieren tener cada cinco años, tuvo que cambiar esa llave de sitio, y ahí fue cuando duró un mes y medio sin gas (Grupo Focal Gas Natural)

Me parece injusto también de parte de los de Codensa que vayan y corten a la luz por lo menos a una casa donde hay niños bebés o una persona enferma que necesitan la luz, deberían de tener un decreto o alguna ley para estudiar esos casos (Grupo Focal Energía Eléctrica)

Lo que está diciendo la señora tiene toda la razón, por ejemplo, una persona que tiene oxígeno y llegan y le quitan la luz, en ese caso qué hace esa persona, me parece tenaz que hagan eso, porque si la persona no tuvo para pagar, y es una persona que está con su oxígeno, qué pasa con esa persona, se muere porque no tiene su oxígeno, entonces, qué deben hacer, primero consultar, pero a ellos no les importa, primero la cortan y hasta luego, nos fuimos. Hasta en el momento mi mamita que estuvo con oxígeno, gracias a Dios nunca le faltó la luz, pero que he visto casos, sí (Grupo Focal Energía Eléctrica)

Sí, un contrato, que cada mes nos iban a cobrar 6 mil pesos, y todos no, cómo así, nos dio risa, porque la ignorancia de uno que no leyó todo el papel y nos pusieron una tablita con ganchitos que uno solo veía y firmaba, yo Cristina que no sé qué, fue un error allá, y llamamos y nos hicimos quitar eso, eso fue engañar a la gente, era un engaño para nosotras, porque donde nos hubieran dicho, venga, les vamos a cobrar 6 mil pesos por esto y por esto, ustedes verán si aceptan o no, pero nos hicieron firmar, y cuando sorpresa al otro día (Grupo Focal Gas Natural)

Lo otro es en el sistema de la revisión, tiene que ser de la empresa de ellos, y ellos vienen con el sistema de un aparatito que dispara cuando hay fuga de gas, pero a veces no se dispara y para ellos dicen que sí hay fuga, teniendo en cuenta que ellos manipulan todo el sistema de la maquinaria del gas, el contador, son los únicos que manipulan eso, y cuando hay una fuga, esa fuga se la hacen pagar es a uno, porque dicen que uno lo manipuló (Grupo Focal Gas Natural)

Finalmente, un cuarto conjunto de situaciones problemáticas en el servicio de energía se relacionan con el crédito de Codensa. Aquí, según los grupos focales, las debilidades son dos. En primer lugar, los créditos se entregan con mucha facilidad, lo cual se ha traducido en fraudes. La persona que utiliza el crédito no siempre asume su pago, por lo cual el dueño efectivo de la casa debe asumir la deuda como parte de su consumo de energía:

A mí lo de la luz lo que sí me molesta es una cosa, eso de Codensa, que van y le quitan a uno el recibo de la luz, y se van allá, y allá les dan un poconón de crédito, no sé cuántos millones y millones, y después a nosotros nos llegan a cobrar eso, y si usted viera el lío tan terrible, ahorita yo tengo una hermana que tienen un problema terrible, la hija fue y se sacó un poconón de cosas, porque vivía ahí en la casa de la mamá, ahorita se quedó ella, porque la hija se fue enojada, y a ella le toca pagar, yo sí en la casa el recibo no se lo suelto a nadie, vecinos que han tenido que pagar cantidades, y por qué si uno no ha ido a firmar, Codensa debería hacer una cosa, que si una persona va a sacar algo en Codensa, que vaya el dueño de la casa y le firme que sí autoriza hacer eso (Grupo Focal Energía Eléctrica).

En segundo lugar, algunos usuarios señalan que los intereses del crédito de Codensa son muy altos y en caso de refinanciación, las personas terminan pagando un costo muy elevado por el bien adquirido:

Otra cosa referente a lo que ella estaba hablando, la energía tiene el costo que están cobrando; ahora, ellos qué hacen el dinero de los intereses que le cobran a uno sobre cada crédito que le hacen a uno, es que le cobran a uno como tres veces. A mí me pasó, yo tengo un crédito que nosotros hicimos por 1.300.000, y entonces, llamaba un funcionario de la Energía, mira, es que no se ha podido pagar la cuota, quiero refinanciar, sabe cómo le hacen la refinanciación a uno, eso sí es tenebroso, imagínese que cogen la factura de Codensa, le empiezan a cobrar a uno intereses, o sea, usted empieza es a pagar intereses a capital, usted no paga ni una cuota de capital, a los seis meses de ya haber pagado el costo, usted dice, refináncienme, usted no ha empezado a pagar la deuda, solamente ha pagado intereses, entonces, cuando usted solo ha pagado intereses y usted refinancia, otra vez empieza a pagar total la deuda, a mí me pasó eso y pagué como tres veces dos electrodomésticos; un día uno de esos que me llamó y me dijo que si me refinanciaban, yo le dije, dejen de robarnos así tan de frente, ustedes nos están robando, porque es que nos cobraron tres veces, nos refinanciamos porque no me había dado cuenta,

pero ya cuando me di cuenta, usted tiene un interés de no sé cuánto, pero es alto el interés que le cobran, usted mira la factura y dice, abono a capital, intereses de no sé qué, por ejemplo, si usted paga 9 mil pesos, usted mira y paga como 230 pesos a capital y el resto son puros intereses, intereses de mora, es una mano de intereses, entonces, a dónde va esa plata de todos esos intereses que cobran (Grupo Focal Energía Eléctrica)

3.3 Conclusiones

La indagación de orden cualitativo en torno a los diferentes elementos que convergen en la situación de mora en los servicios públicos de gas natural y energía eléctrica permite reconocer que:

- a. El pago de los servicios públicos constituyen una preocupación permanente de las familias, especialmente de aquellas que presentan mayores restricciones económicas.
- b. La situación de morosidad no es permanente, sino que es fluctuante entre diferentes servicios, o en periodos largos de tiempo en relación con un mismo servicio. Esto señala que una vez las personas han sido sancionadas con la suspensión del servicio, en general buscan restaurar el servicio a través de un pago inmediato.
- c. Se presentan situaciones aisladas de corte del servicio durante un periodo de tiempo más o menos largo, fundamentalmente por dos razones: por un lado, problemas técnicos, especialmente en el caso del gas natural, que exigen la adecuación de las instalaciones para garantizar la seguridad, lo cual puede implicar márgenes de tiempo de un mes al menos sin el servicio; y por otro lado, crisis económicas de las familias que no permiten restaurar de manera rápida el servicio.
- d. Para muchas personas que viven en la informalidad, que han sido desplazadas o que se encuentran en una situación económica crítica la mora en los servicios públicos no es apreciable en la medida en que en muchos casos no poseen vivienda propia. En este sentido se puede plantear la hipótesis de que la mora no es recurrente porque los arrendatarios ejercen un control social que obliga el pago oportuno de las facturas o porque en caso de que no se dé el pago simplemente se lleva a cabo el desalojo, siendo asumida la mora por el arrendatario.
- e. Es posible afirmar que los cortes en los servicios públicos se deben a cuatro grandes causas. La primera de ellas es la restricción de los ingresos de las familias que puede implicar una situación de no pago a la que simplemente se llega en la medida en que los recursos económicos disponibles se agotan. Una segunda causa obedece a olvidos en el pago que se dan cuando los recibos no llegan a los usuarios. Una tercera, se relaciona con situaciones fortuitas o contingentes de las familias, que exigen el uso de los rubros destinados a los servicios a cubrir necesidades mu-

cho más urgentes. Y la última está relacionada con el incremento de las facturas debido al uso de créditos o al cobro de servicios técnicos.

- f. El incumplimiento en el pago de los servicios públicos tiene sentido en el marco de una dinámica económica que se caracteriza por dar respuesta a necesidades inmediatas de las familias, sin posibilidad de ahorro o de invertir los recursos en educación. En esta dinámica las deudas, la falta de regularidad en el ingreso y la inestabilidad del empleo cierran un círculo de respuesta a necesidades que se resuelven en el corto plazo, sin mayor proyección de desarrollo.
- g. El pago de los servicios públicos involucra también las representaciones y usos sociales de los mismos, los cuales varían entre estratos y comunidades. El servicio de energía aparece como prioritario para familias cuyas actividades principales dependen del uso del internet. Es significativo, aunque no prioritario para aquellas familias con niños y niñas que se distraen a través de la televisión. El servicio de gas es considerado como prioritario por la preparación de alimentos.
- h. Sin embargo, también tiene un peso importante en la priorización de los servicios a pagar el costo de la reconexión, que puede significar para las familias, dadas sus dificultades económicas, una pérdida y una restricción aún mayor en sus opciones del mes.
- i. Las estrategias propuestas por las personas para facilitar el pago oportuno de los servicios públicos de gas y energía apuntan a coordinar la disponibilidad de recursos con los momentos de pago, a facilitar a las personas medios, plazos y formas de pago que permitan solventar una mora latente y a generar incentivos por el cumplimiento.
- j. Los servicios de gas natural y de energía eléctrica son reconocidos por su calidad. El servicio de gas contrasta por su precio y por su facilidad de acceso con el gas propano; entre tanto el servicio de energía es asociado a la vida familiar y a las interacciones cotidianas. Sin embargo, las familias perciben diferentes fallos en la calidad del servicio, entre los cuales aparecen como puntos críticos los servicios técnicos y de infraestructura en el caso del gas, los fallos y cortes injustificados en el servicio y el cobro de cuotas del crédito de consumo de Codensa que no ha sido autorizado por el cliente.

Finalmente, todos los hallazgos y resultados de esta aproximación cualitativa deben contrastarse con los del enfoque cuantitativo, de forma tal que las conclusiones generales de este análisis y las recomendaciones derivadas del mismo tengan un carácter integral. De este modo, se busca que las alternativas propuestas en este capítulo para mejorar el acceso de los hogares pobres a energía eléctrica y gas natural, se fundamenten en la interacción entre los métodos cualitativos y cuantitativos. Ahora bien, como se había señalado

previamente, antes de avanzar en la formulación de las recomendaciones, es necesario abordar las experiencias de prestación de los servicios públicos domiciliarios objeto de estudio, como se verá en la siguiente sección. El objetivo de esta revisión es considerar si las alternativas aplicadas en otros casos son viables en el contexto bogotano y cómo ayudarían a facilitar el fin último de facilitar el acceso de los hogares con menos recursos a la energía eléctrica y gas natural.

4. Experiencias de prestación de servicios de energía eléctrica y gas

Hasta este punto, se ha abordado el problema de acceso de los hogares pobres a energía eléctrica y gas natural en Bogotá, tanto cuantitativa como cualitativamente, lo que ha permitido identificar algunos de los frentes sobre los que se debe trabajar con miras a solucionar este problema. No obstante, antes de empezar a formular estrategias y/o recomendaciones, vale la pena analizar brevemente algunas de las experiencias de prestación de estos servicios, a nivel nacional e internacional, con un énfasis especial en las alternativas para promover el acceso a los servicios de energía y gas que éstas han incorporado. Así, también se logra tener un referente de qué tipo de estrategia puede ser más adecuada para el caso bogotano, que responda a las particularidades de sus hogares al tiempo que brinde una solución en cuanto al acceso a los servicios públicos objeto de estudio.

4.1 A nivel nacional

En primer lugar, es necesario revisar cuáles son las medidas que se han implementado a nivel local en Colombia para facilitar el acceso de los hogares con bajos ingresos a los servicios públicos domiciliarios, dado que su diseño e implementación se ajustan al contexto local. Ahora bien, vale la pena señalar que estas estrategias de acceso se plantean no solo en términos de conexión sino de capacidad de pago, pues muchas de éstas buscan atender un problema de falta de pago y morosidad que afectan gravemente la disponibilidad de energía eléctrica y gas natural en los hogares más pobres.

Energía Eléctrica

Con respecto a la energía eléctrica, muchas de las alternativas que han aplicado las empresas prestadoras de este servicio público se han centrado en buscar una solución a la falta de pago que afrontan muchos hogares de escasos recursos. En este sentido, compa-

ñas como Codensa S.A., Centrales Eléctricas del Cauca S.A. (Cedelca), Empresas Públicas de Medellín (EPM) y la Compañía Energética del Tolima (Enertolima) se han encargado de adelantar actividades como la ampliación de la red de recaudo, la generación de acuerdos de pago con los clientes para financiar –y refinanciar en ciertos casos- la deuda y la consolidación de mecanismos para facilitar las labores de cobranza, entre otros ejemplos. Si bien estas alternativas no van dirigidas exclusivamente a los usuarios de menores ingresos, hacen parte de las opciones con las que cuentan para poder financiar los pagos de energía eléctrica y así garantizar su acceso a este servicio.

Adicionalmente, es muy común que las empresas recurran a alternativas que generen incentivos en los clientes para pagar cumplidamente su factura, como la entrega de premios a los usuarios cumplidos o la oferta de productos adicionales. Entre estos últimos se halla la adquisición de créditos para financiar electrodomésticos o remodelaciones de vivienda¹²¹ (*i. e. Crédito fácil Codensa y Tarjeta EPM*), seguros y publicaciones, entre otros. No obstante, dadas las características socioeconómicas de los hogares pobres, las empresas también han diseñado mecanismos que les permita acceder bajo condiciones favorables a la energía eléctrica, como es el caso de la modificación de los periodos de lectura del contador que ha realizado Cedelca o el cambio en las fechas de pago (*i. e. anticipado*) empleado por Enertolima.

En particular, vale la pena destacar dos estrategias que ha aplicado EPM entre sus usuarios para facilitar el acceso de los hogares más pobres. La primera se denomina *Programa de Habilitación de Vivienda*, que se ha venido desarrollando desde 1958 y busca dotar de energía eléctrica -así como de otros servicios públicos domiciliarios- las viviendas pertenecientes a estratos 1, 2 y 3 con el apoyo de las Juntas de Acción Comunal de los barrios. La segunda estrategia es la provisión del servicio de energía eléctrica en modalidad prepago, que se dirige a la misma población que la anterior y tiene como objetivo aumentar las posibilidades de pago del servicio de energía eléctrica. Desde la perspectiva del hogar, esta alternativa cuenta con la ventaja de ser flexible y ajustarse a la volatilidad de los ingresos que recibe la familia, por lo que evitan caer en situación de morosidad y a su vez, en trampas de pobreza en el corto o mediano plazo. Ahora bien, EPM ha incorporado de forma paralela un componente de acompañamiento social con las comunidades que hacen uso de la modalidad prepago, con el ánimo de educar a las familias para promover el ahorro en el consumo de los servicios públicos.

¹²¹ En el caso de Codensa el portafolio de productos se ajusta al usuario al que va dirigido el crédito. Por ejemplo, para los pequeños establecimientos comerciales y los estratos 3 y 4 desde hace dos años se financian alarmas de seguridad.

La opción de ofrecer el servicio de energía eléctrica prepagada no ha sido solamente una iniciativa de EPM, sino que también se ha implementado por parte de Enertolima, Cedelca y Codensa. En este último caso, se realizó una prueba piloto entre 2006 y 2007 en hogares de Bogotá y Madrid (Cundinamarca) que empleaba distintas tecnologías para ofrecer el servicio de energía en modalidad prepago. De acuerdo con los resultados de este ejercicio se encontró que los costos variables de este esquema se incrementaban notoriamente con respecto al postpago, especialmente en el rubro de recaudo¹²², pues cada transacción de recarga generaba un gasto para la empresa. Por estas razones se descartó ampliar la modalidad prepago a todos los usuarios de Codensa; no obstante, se dejó abierta la posibilidad de recurrir a esta estrategia como una solución focalizada para ciertos nichos, como viviendas nuevas en estratos medios o bajos, clientes morosos o localizados en zonas dispersas, entre otros. Así, resulta crucial sopesar tanto los beneficios como las desventajas de todas las alternativas, pues los resultados pueden variar de acuerdo al contexto en el que éstas son aplicadas.

Un último aspecto que vale la pena tener en cuenta dentro de las experiencias a nivel nacional es la creación a partir de 2003 del *Fondo de Energía Social (FOES)* a cargo del Ministerio de Minas y Energía, cuyo objetivo actual es cubrir hasta \$46 por kilovatio hora del valor de la energía eléctrica del consumo de subsistencia de los usuarios regulados en zonas residenciales de estratos 1 y 2 de las Áreas Rurales de Menor Desarrollo, de Zonas de Difícil Gestión y de Barrios Subnormales¹²³. En este marco se han puesto en marcha iniciativas que buscan atender las necesidades de energía eléctrica de la población más pobre, como es el caso de Energía Social en la Costa Caribe del país, que desde 2003 ha trabajado para mejorar el acceso de las familias que viven en barrios pobres de esta región del país. Entre las estrategias que han aplicado está la instalación de medidores satelitales y el diseño de estrategias de recaudo especiales que se ajusten a las condiciones de vida del segmento de población a la que atienden.

Gas Natural

En el caso de las estrategias que se emplean para facilitar el acceso de la población pobre al servicio de gas natural, la revisión de las experiencias nacionales permitió identificar muchas similitudes con respecto a energía eléctrica. En general, casi todas las empresas prestadoras de este servicio han implementado medidas tendientes a mejorar el recaudo y reducir la falta de pago de los hogares más pobres. Tal es el caso de Gas Natural Fenosa y de Gases del Caribe, que han puesto a disposición de los usuarios alternativas como pa-

¹²² Esto en términos operativos, sin tener en cuenta que la transición al prepago implicaba también un cambio en el contador para poder manejar las recargas en cada cuenta.

¹²³ La definición detallada de estas zonas se encuentra en el Decreto 0111 de Enero de 2012.

go anticipado de la factura, refinanciación de la deuda y la ampliación de las redes de recaudo, entre otras. Así mismo, algunas compañías como EPM, Gases de Occidente y Gas Natural Fenosa cuentan con programas de financiación de gasodomésticos a través de la factura¹²⁴; si bien este mecanismo no garantiza el acceso de los hogares pobres a este servicio, sí puede tener efectos sobre su calidad de vida.

No obstante, es necesario señalar que no todas las alternativas que se han aplicado en gas natural se han generado en torno a la cultura de pago de los hogares. Por un lado, EPM ha replicado para este servicio el *Programa de Habilitación de Vivienda* que se explicó anteriormente en energía eléctrica, al tiempo que hace acompañamiento a las familias con estrategias de comunicación y educación para el uso eficiente del gas natural. Por otro lado, en Valle del Cauca y Cauca la empresa Gases de Occidente tiene un programa de becas denominado *Conexión U*, dirigido a estudiantes de estratos 1 y 2 con alto desempeño académico para que cursen una carrera en la Universidad Icesi. Con este tipo de estrategias se busca brindar oportunidades a los hogares de ingresos bajos y que así puedan mejorar su calidad de vida.

Por último, desde el Ministerio de Minas y Energía (MME) se gestionan recursos a través del *Fondo Especial Cuota de Fomento* para promover y cofinanciar proyectos de desarrollo de infraestructura para el uso de gas natural en los municipios y zonas rurales que presenten el mayor índice de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI), según se estableció en la Ley 401 de 1997 (modificada posteriormente con la Ley 887 de 2004 y la Ley 1151 de 2007). Entre los proyectos que se financian a través de este Fondo se encuentran aquellos dirigidos a conectar usuarios de menores ingresos al servicio de gas natural. De hecho, según la información disponible en el MME¹²⁵, entre 2010 y 2014 se encuentran en ejecución dos proyectos de conexión para clientes de bajos recursos de la ciudad y la región: el primero, en Bogotá, Soacha y Sibaté que busca beneficiar a 17.394 usuarios; y el segundo, en algunos municipios de Cundinamarca (junto con otros de Boyacá y Santander) para alcanzar a 11.735 usuarios.

¹²⁴ En el caso de Gases de Occidente, también se compensa a aquellos usuarios que paguen cumplidamente su factura con premios como mercados, gasodomésticos o bonos de construcción.

¹²⁵ Recuperado de http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/PROYECTOS_EN_EJECUCION_FECF_2010_2014_WEB.pdf.

4.2 A nivel internacional

En esta segunda parte se analizan brevemente algunos casos internacionales de prestación de servicios públicos domiciliarios que han desarrollado estrategias para facilitar el acceso de las personas de escasos recursos. La revisión de las experiencias internacionales permite tener un panorama más amplio con respecto a las alternativas que se pueden implementar, en términos de acceso a energía eléctrica y gas natural, para ayudar a la población más pobre de Bogotá y la región. Es importante destacar que las iniciativas recogidas en esta sección corresponden a países latinoamericanos, con algunas excepciones, por cuanto su nivel de ingresos permite hacer más comparables las experiencias con respecto al caso colombiano.

Argentina

A partir del año 2003 el gobierno argentino puso en marcha una política de subsidios para facilitar el acceso de toda la población a servicios públicos domiciliarios. No obstante, hacia finales de 2011 se les propuso a los clientes una renuncia voluntaria a esta ayuda con el ánimo de redirigir dichos recursos hacia la universalización de los servicios públicos. Así mismo, en este país suramericano se ha desarrollado el *Programa de Tarifa Social*, aplicado por algunas empresas proveedoras de energía eléctrica¹²⁶, cuyo objetivo es la provisión del servicio a los hogares pobres a través de tarifas diferenciadas. Es importante recalcar que las condiciones de dichos hogares que se benefician de este programa varían en cada provincia, de acuerdo al análisis que realice el Ente Regulador de Servicios Públicos correspondiente¹²⁷.

Otra alternativa para promover el acceso de la población pobre a energía eléctrica estuvo a cargo de la Empresa Comercializadora y Distribuidora del Norte S.A. - Edenor, que puso en marcha durante 2003 un piloto prepago para atender hogares que han presentado dificultades de pago (cortados, suspendidos, etc.), que coincidían con aquellos que enfrentaban dificultades económicas serias¹²⁸. De este modo, se buscaba generar un sistema de autoadministración del servicio de energía, que como se mencionó en el caso de EPM (Sección 0), respondía a la fluctuación y variabilidad de ingresos de los hogares. Los resultados favorables de esta prueba piloto plantearon la posibilidad de ampliar el alcance de la energía prepago a un mayor número de clientes residenciales.

¹²⁶ Entre las que se encuentran la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC) y la Energía de Entre Ríos S.A. (Enersa).

¹²⁷ Este programa también se aplica para el servicio de acueducto y alcantarillado, para el que se ha incorporado el "Caso social" consistente en brindar descuentos especiales si en las familias hay menores de edad, adultos mayores, personas en situación de discapacidad o con enfermedades crónicas.

¹²⁸ Recuperado de

<http://www.ceads.org.ar/casos/2003/Edenor%20-%20Electricidad%20Prepaga%20EDF.pdf>.

En cuanto a gas natural, en la localidad de Moreno (Provincia de Buenos Aires), se adelantó un *Programa de Gasificación de barrios carenciados*¹²⁹, que consiste en la instalación de redes de gas natural domiciliario en barrios de ingresos bajos que no tienen acceso a este servicio. La financiación de estas actividades corre por cuenta de los mismos hogares a través de créditos –adaptados a sus necesidades y características socioeconómicas–, mientras que la empresa se encarga de construir las troncales de distribución y el apoyo técnico necesario para ello. Particularmente, esta alternativa ha promovido procesos de fortalecimiento comunitario y de asociatividad, por cuanto en los barrios intervenidos se han generado organizaciones que gestionan los recursos recibidos, hasta el punto de consolidarse como una cooperativa de servicios públicos local.

Brasil

Una de las experiencias internacionales más interesantes tuvo lugar en São Paulo, donde se adelantó el *Proyecto Piloto en la favela de Paraisópolis*¹³⁰ que buscaba la regularización de los clientes de escasos recursos desconectados (o conectados ilegalmente) del servicio de energía eléctrica, al tiempo que se atendían sus necesidades. Esta iniciativa fue dirigida por AES Electropaulo¹³¹, la empresa prestadora de este servicio público en la ciudad y la más grande de América Latina en términos de facturación y consumo. La estrategia estaba compuesta básicamente de cuatro componentes: i) estructura de evaluación; ii) acciones educativas, de comunicación y concientización; iii) desarrollo tecnológico; y iv) medidas de eficiencia energética (International Copper Association Ltd. - AES Electropaulo, 2007).

Dentro de la agenda del proyecto piloto para mejorar el acceso de los hogares pobres, para los usuarios conectados se optó por condonar las deudas pendientes y mejorar las redes de distribución sin cobro alguno; mientras que para los usuarios desconectados o conectados ilegalmente la estrategia consistió en donar el contador de entrada y hacer la conexión a energía eléctrica totalmente gratis. Así, todas estas actividades iban dirigidas a aliviar la carga económica que representaba este servicio sobre los hogares. Ahora bien, con miras a mejorar la calidad de vida de las comunidades en general, también se instalaron 505 puntos de iluminación pública (472 en callejuelas y 33 en calles principales) lo cual mejoró la sensación de seguridad. De este modo, el proyecto piloto apuntaba no solamen-

¹²⁹ Recuperado de http://www.lbg.es/imagenes_casos/12.pdf.

¹³⁰ En el marco del Proyecto Piloto de Electrificación y Reducción de Pérdidas (SLER, por sus siglas en inglés) bajo el cual se realizaron las actividades de Paraisópolis, también se hizo una prueba similar en Mumbai (India).

¹³¹ La compañía contó con la colaboración de otras entidades como International Copper Association (ICA), la Agencia de Estados Unidos para el Desarrollo (USAID), Nexans de Brasil e Itaipu Transformadores.

te a beneficiar a los usuarios por separado, sino que también a la comunidad en su conjunto.

De hecho, el papel desempeñado por la comunidad en este proyecto piloto fue crucial, dado que se contactó a los líderes locales en la primera fase del proyecto, con el ánimo de conocer las dinámicas sociales e identificar los agentes más importantes que podrían contribuir al desarrollo de esta estrategia (International Copper Association Ltd. - AES Electropaulo, 2007). Igualmente, también se buscaba promover buenas prácticas en el consumo de energía y realizar actividades educativas sobre este servicio (*i. e.* entendimiento de la factura) entre los hogares de la favela. De este modo, el carácter integral de la propuesta que se llevó a cabo en Paraisópolis facilitó el acceso al servicio de energía eléctrica en los hogares pobres.

Chile

Quizá la medida más importante que se ha aplicado en el país austral para facilitar el acceso al servicio de energía eléctrica de la población con menores ingresos ha sido el *subsidio eléctrico*, reglamentado en el Decreto 379 de 2009. Este beneficio aplica para usuarios de escasos recursos a nivel residencial –tanto a nivel urbano como rural– del servicio de energía eléctrica, que son seleccionados de acuerdo al puntaje registrado en la Ficha de Protección Social¹³². El subsidio lo reciben los hogares de forma directa en la factura emitida por las empresas proveedoras del servicio; no obstante, para poder acceder a esta ayuda es necesario que los usuarios estén al día con los pagos.

A diferencia de la estrategia anterior, que estaba focalizada y era organizada por el Estado, desde el sector privado también se han creado algunas alternativas que a pesar de estar dirigidas hacia todos los usuarios, se constituyen como opciones para facilitar el acceso de los hogares pobres al servicio de energía eléctrica. Así, la empresa Chilectra S.A. cuenta con un servicio de *Tarifa Horaria Residencial Flex*, el cual consiste en diferenciar el precio de la energía de acuerdo a la hora del día (Ilustración 12), al cual se acogen voluntariamente los clientes. De esta forma, aunque se busca generar un cambio en los hábitos de consumo de los hogares, depende de su iniciativa e interés que esta iniciativa logre su objetivo. Otro de los productos que ofrece Chilectra S.A. para sus clientes es el *Seguro Cuenta Protegida*, cuyo objetivo es asegurar a los titulares de las cuentas de energía eléctrica para cubrir las deudas con la empresa, en caso de fallecimiento¹³³.

¹³² Esta ficha es el instrumento que emplea Chile para priorizar la población beneficiaria de distintas políticas públicas sociales. Para mayor información se puede consultar <http://www.fichaproteccionsocial.gob.cl/>.

¹³³ Recuperado de: <http://www.chilectra.cl/wps/wcm/connect/ngchl/ChilectraCl/Hogar/Seguros/Seguro+Cuenta+Protegida>

Ilustración 12. Esquema de Tarifa Horaria Residencial en Chile



Fuente: Tomado de Chilectra S.A.

Uruguay

En el caso uruguayo¹³⁴, la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) encargada de generar, transmitir y distribuir y comercializar energía eléctrica ha diseñado un conjunto diverso de modalidades de pago, que ofrece distintas alternativas a los usuarios para poder pagar por este servicio público. En primer lugar, la modalidad de *vencimiento elegido* permite a los clientes elegir la fecha de vencimiento de la factura, hasta máximo 15 días después de su fecha de vencimiento regular. Aunque en un principio este servicio tenía costo para el usuario, desde 2010 pasó a ser gratuito, lo que permite a todos los hogares emplearlo. Una de las ventajas que tiene esta alternativa es que evita a los usuarios caer en situación de morosidad o de corte del servicio.

La segunda modalidad que maneja la UTE en Uruguay es la *cobranza anticipada*, mecanismo que con base en el promedio de la facturación de los dos últimos meses calcula un consumo mensual de energía, a partir del cual se determina un valor mínimo para depositar a manera de abono a futuras cuentas de energía eléctrica. Por último, la tercera moda-

¹³⁴ La información para esta sección fue recuperada de: www.ute.com.uy.

lidad de pago con la que se cuenta se denomina *Tarifas Inteligentes* y es un esquema similar al de diferenciación de tarifas de Chilectra, aunque en el caso uruguayo se tiene en cuenta la estación del año (Ilustración 13). De esta manera, se busca hacer un mejor uso de la red eléctrica nacional mediante un cambio en los hábitos de consumo de los hogares.

Ilustración 13. Esquema de Tarifas Inteligentes en Uruguay



Fuente: Elaboración propia a partir de información de la UTE.

España

De acuerdo con el Ministerio de Industria, Energía y Turismo del país ibérico, desde 2009 se implementó una medida conocida como el *Bono Social*, para facilitar el acceso de los hogares pobres y vulnerables al servicio de energía eléctrica, consistente en un descuento sobre las tarifas que éstos pagan durante un periodo de dos años¹³⁵. Particularmente, esta ayuda va dirigida a cuatro grupos: i) usuarios residenciales con potencia contratada inferior a 3 KW; ii) pensionados mayores de 60 años que reciben prestaciones mínimas; iii) familias numerosas; y iv) hogares con la totalidad de los miembros desempleados. Así, esta estrategia está centrada en aquellos segmentos de la población más vulnerables que por su situación socioeconómica requieren del apoyo gubernamental para poder seguir conectados al servicio de energía eléctrica.

Adicionalmente, la compañía líder del sector eléctrico en España, Endesa¹³⁶, cuenta con distintas modalidades tarifarias que buscan responder a las particularidades de cada hogar. Por un lado, la *Tarifa Elección* está abierta a todos sus usuarios y busca que los hoga-

¹³⁵ Recuperado de <http://www.minetur.gob.es>.

¹³⁶ Recuperado de <http://www.endesaonline.com/ES/Hogares/>.

res identifiquen el momento del día en el que más consumen energía eléctrica y seleccionen un plan de descuento apropiado: 20% de descuento en el día o 50% de descuento en la noche, según la estación. Por otro, la *Tarifa Ahorro Creciente* se enmarca en un esquema de largo plazo, dado que se otorga al usuario de energía eléctrica un 10% de descuento hasta el 31 de mayo de 2014, que se incrementa a 20% durante el año siguiente. De este modo, se evidencia que para este servicio público hay cierta flexibilidad en las tarifas a las que se pueden acoger los usuarios para garantizar su acceso al mismo.

Italia

La empresa líder del sector energético en Italia, ENEL (abreviatura del nombre en italiano *Ente Nazionale per l'Energia Elettrica*) en 2001 innovó en el tema de facturación del servicio de energía eléctrica al cambiar los contadores convencionales por *contadores electrónicos*, lo cual llevó a la consolidación de redes inteligentes en este país. El paso hacia esta nueva tecnología no solamente representó mayor facilidad para las operaciones de ENEL, como la lectura del consumo en tiempo real o la posibilidad de hacer reconexiones rápidas, sino que también le permitió ampliar el portafolio de servicios que ofrecía a sus usuarios. De hecho, hoy en día la empresa ofrece a los hogares la posibilidad de elegir entre cuatro tipos de planes de acuerdo a su consumo: pequeño (hasta 150 kWh al mes), mediano (hasta 225 kWh al mes), grande (hasta 300 kWh al mes) y extra-grande (hasta 375 kWh al mes)¹³⁷.

A 2011 en Italia se habían instalado más de 33.000 millones de contadores electrónicos, lo cual evidencia de la acogida y éxito que ha tenido esta iniciativa en el país. De hecho, ha sido tanto el interés que ha generado esta nueva tecnología que se ha llevado a otros países. Por una parte, en España la empresa Endesa ha implementado esta nueva tecnología entre sus usuarios como respuesta a normativas de la Unión Europea tendientes a mejorar la eficiencia energética y los hábitos de consumo de energía eléctrica. Por otra, en Rio de Janeiro (Brasil) la compañía Ampla (filial de Endesa) también ha puesto en marcha proyectos de medición inteligente con los nuevos contadores, hasta el punto que el regulador de este servicio ha considerado la opción de cambiar todo el sistema de medición para 2023¹³⁸.

Reino Unido

¹³⁷ Recuperado de http://www.enelenergia.it/mercato/libero/it-IT/casa/offerte/tutto_compreso_luce.

¹³⁸ Recuperado de <http://www.actualidadendesa.com/journal-article/contadores-electronicos-futuro-cumple-diez-anos>.

En el Reino Unido el acceso a los servicios de energía se analiza con base en el concepto de *Fuel Poverty*¹³⁹, según el cual un hogar está en dicha condición si necesita gastar más del 10% de sus ingresos para pagar las fuentes de energía que les permita mantener un nivel de calor satisfactorio. Dicho de otro modo, la situación de *fuel poverty* se da si el cociente que aparece a continuación es mayor a 0,1 (National Statistics Publication - Department of Energy and Climate Change, 2012):

$$\text{Fuel poverty} = \frac{\text{Costos modelados de energía (i. e. consumo modelado x precio)}}{\text{Ingreso del hogar}}$$

Así entonces, se analiza la interacción de tres factores en particular: consumo de energía, el costo de la misma y el ingreso percibido.

Una vez identificados los hogares bajo condición de *fuel poverty*, éstos pueden ser beneficiarios de una serie de programas para facilitar su acceso a los servicios energéticos. En primer lugar, los hogares pobres que enfrenten dificultades para pagar las facturas de sus servicios de energía, especialmente en invierno, pueden llamar gratuitamente a una línea telefónica de ayuda denominada *Home Heat Helpline*, en la que reciben asesoría sobre los esquemas de pago (en especial para aquellos usuarios morosos), subvenciones y beneficios a los que tienen derecho, así como sobre consejos para reducir el consumo y mejorar la eficiencia energética¹⁴⁰. En segundo lugar, el Reino Unido ha puesto a disposición de los hogares distintos esquemas para ayudarles a superar situaciones de difícil acceso a energía, sobre todo en invierno¹⁴¹. Uno de los programas más importantes es el esquema *Warm Front*, que ofrece un paquete de calefacción y aislamiento térmico de hasta 3.500 libras esterlinas a sus beneficiarios.

4.3 Conclusiones

En general, se encontró que las alternativas diseñadas desde el sector público y privado ayudan a mejorar el acceso de los hogares pobres a los servicios de energía eléctrica y gas natural. Aunque en su mayoría, tanto a nivel nacional como internacional, están dirigidas a solucionar el problema de falta de pago en el que caen estos hogares, al ser éste uno de los principales limitantes que se enfrentan para poder consumir estos servicios. Sin em-

¹³⁹ Recuperado de <https://www.gov.uk/government/organisations/department-of-energy-climate-change/series/fuel-poverty-statistics>.

¹⁴⁰ Recuperado de <http://www.homeheathelpline.org.uk/about/>.

¹⁴¹ Recuperado de <https://www.gov.uk/browse/benefits/heating>.

bargo, esta revisión de experiencias también permitió identificar otros casos en los que los incentivos estaban dados para que las personas hicieran un mejor uso de la energía, legalizaran sus conexiones o fortalecieran su capital humano, lo cual supone entender que el tema de acceso a la energía eléctrica y el gas natural va más allá de un problema de ingresos.

Con base en las experiencias recopiladas en esta sección, vale la pena señalar cuáles de estas pueden llegar a aplicarse en el contexto bogotano. De una parte, a nivel nacional, además de las estrategias para mejorar el recaudo y solucionar el problema de falta de pago que se han implementado recientemente, también se podría aplicar la modalidad prepago (tal como lo ha hecho EPM en Medellín) para el servicio de energía eléctrica. Si bien el programa piloto adelantado por Codensa señalaba que la recepción del cliente era neutral (solo un 4% de percepción favorable), es recomendable estudiar la opción de ofrecer esta alternativa para los hogares pobres, dado que como se encontró en el estudio realizado para EPM por Fedesarrollo en 2007, los costos en los que incurre la empresa se compensan con el bienestar social que se alcanza entre los más necesitados. De este modo, se lograría mejorar el acceso al servicio y reducir la morosidad al mismo tiempo.

En cuanto a gas natural, los altos costos de conexión suelen ser un limitante importante para el acceso de los hogares a este servicio. No obstante, se podrían adelantar alternativas similares al *Programa de Habilitación de Vivienda* que lleva a cabo EPM, con el que se busca dotar de este servicio a las viviendas de estratos bajos a través de un crédito. Así mismo, otra opción que podría ser viable es crear un programa de becas o ayudas para educación dirigido a los usuarios de escasos recursos que paguen cumplidamente su factura. Mediante esta última estrategia se podría formar capital humano en los hogares pobres¹⁴², lo cual en el mediano plazo se traduciría en mejores oportunidades laborales que redundarían en una mejor capacidad de pago, que garantizarían el acceso a los servicios públicos domiciliarios.

De otra parte, entre las experiencias internacionales, hay consenso en la importancia de otorgar subsidios o transferencias a los hogares pobres para acceder a energía eléctrica y gas natural. En este sentido, Bogotá no es ajena a esta tendencia, dado que cuenta con la política pública de subsidios cruzados, que padece las deficiencias mencionadas en la sección anterior; no obstante, es válido reiterar que la posibilidad de establecer un mínimo vital en energía eléctrica y otras iniciativas similares, deberían basarse en el Sisben y no en la estratificación, dadas sus debilidades como mecanismo de focalización. Adicionalmente, es importante que se diseñen estrategias previas a la suspensión de los servicios de ener-

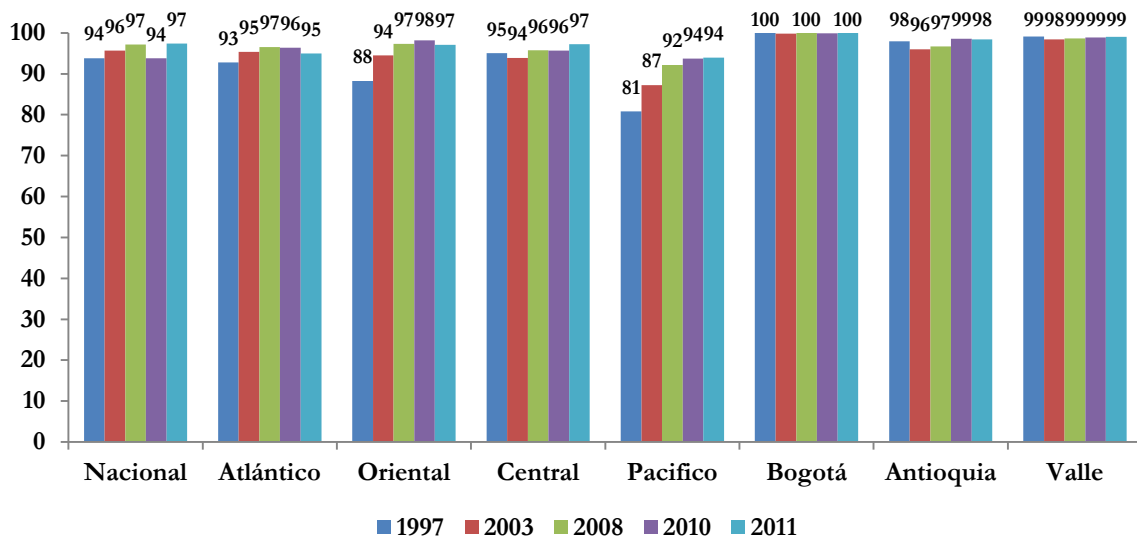
¹⁴² Este es un aspecto clave a nivel socioeconómico que debería fortalecerse según los resultados del trabajo cualitativo.

gía eléctrica y gas natural, tales como la revisión del historial de pagos del suscriptor o la identificación de los hogares que pertenecen a grupos vulnerables de la población (*i. e.* ancianos, niños o población con necesidades especiales) al igual que se hace en España.

Anexos

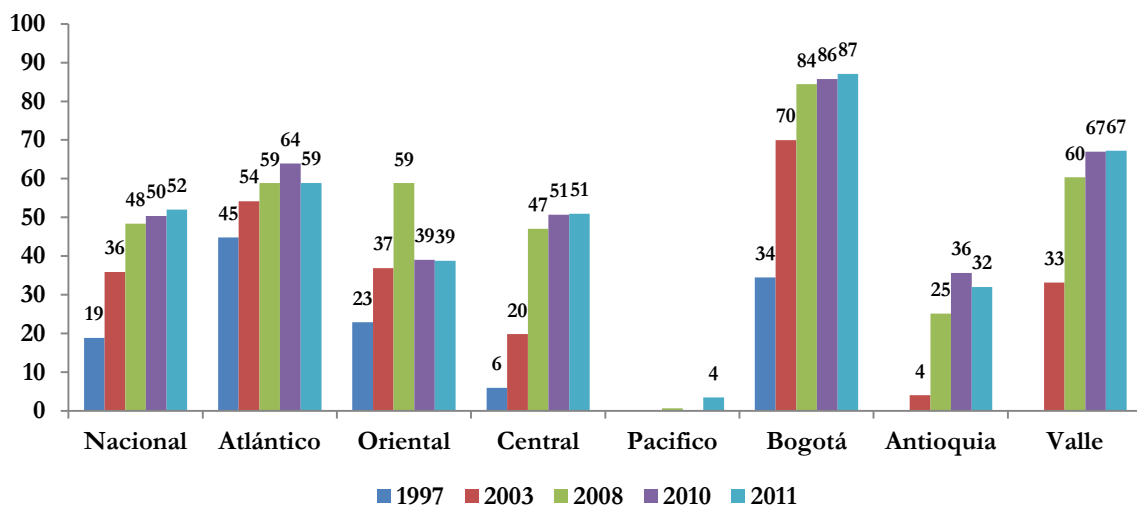
Anexo 1. Coberturas a nivel regional

Gráfico 1. Cobertura en Energía Eléctrica por Regiones

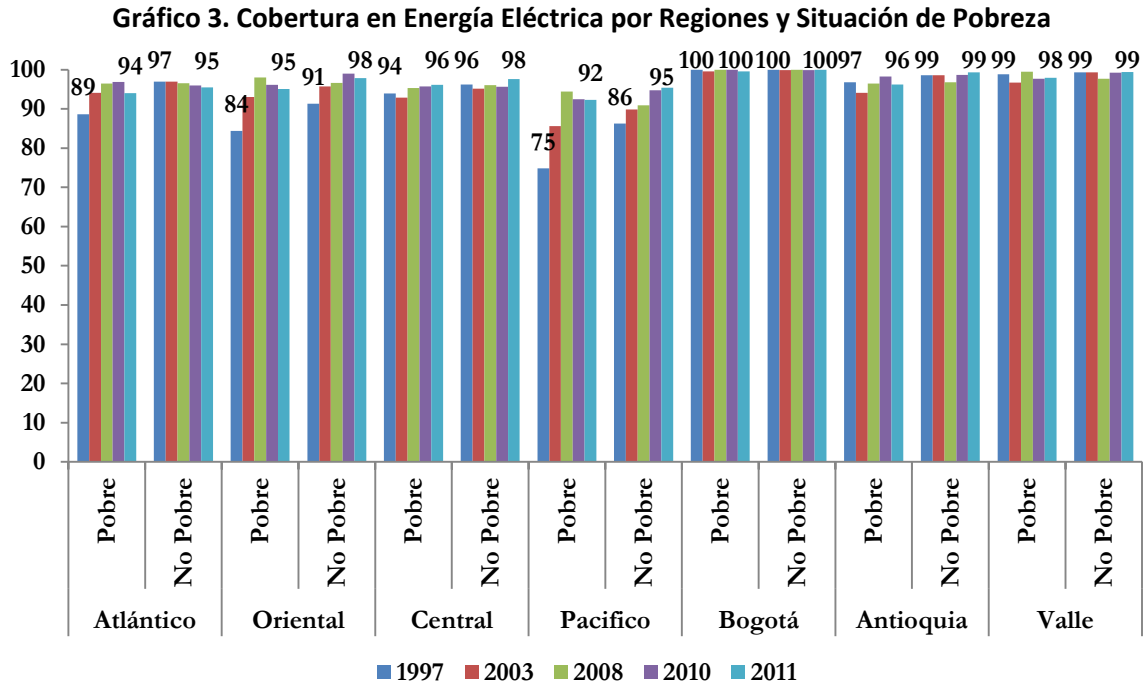


Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 1997-2011

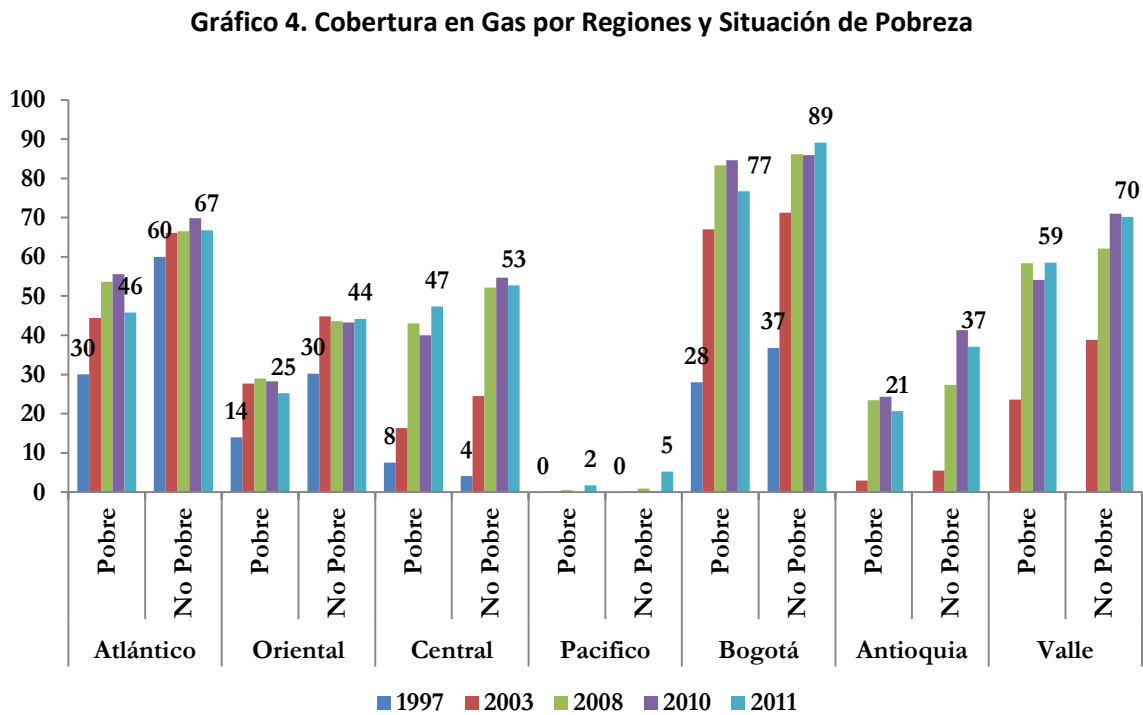
Gráfico 2. Cobertura en Gas Natural por Regiones



Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 1997-2011



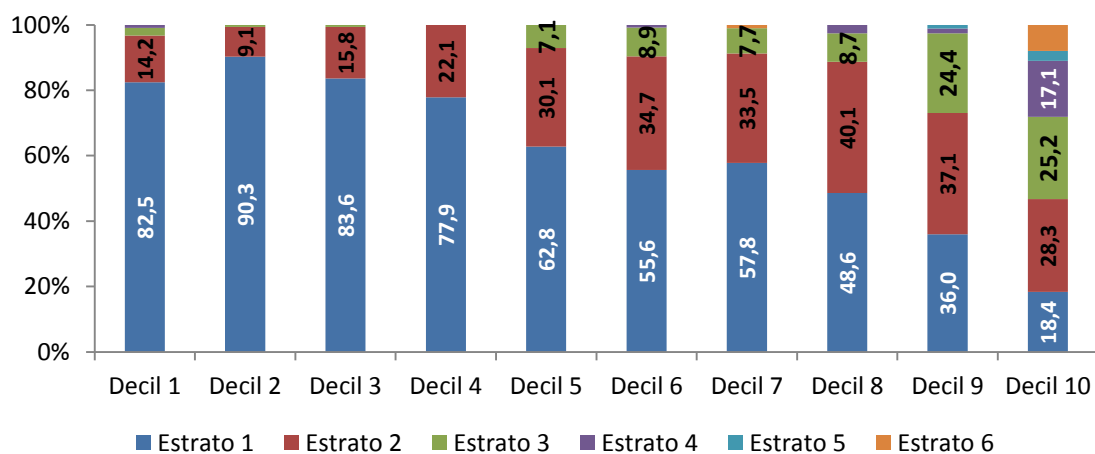
Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 1997-2011



Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 1997-2011

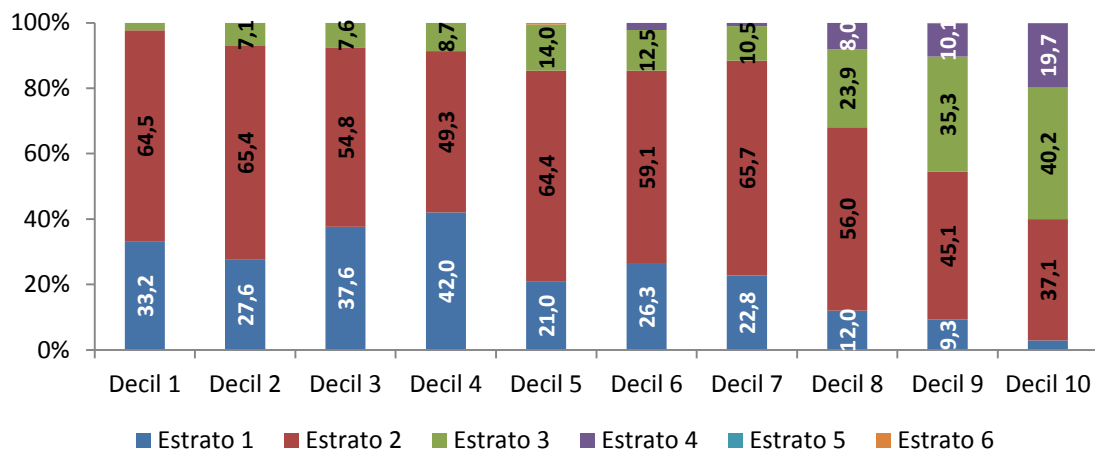
Anexo 2. Composición de deciles de ingreso por estratos

Gráfico 1. Región Atlántico



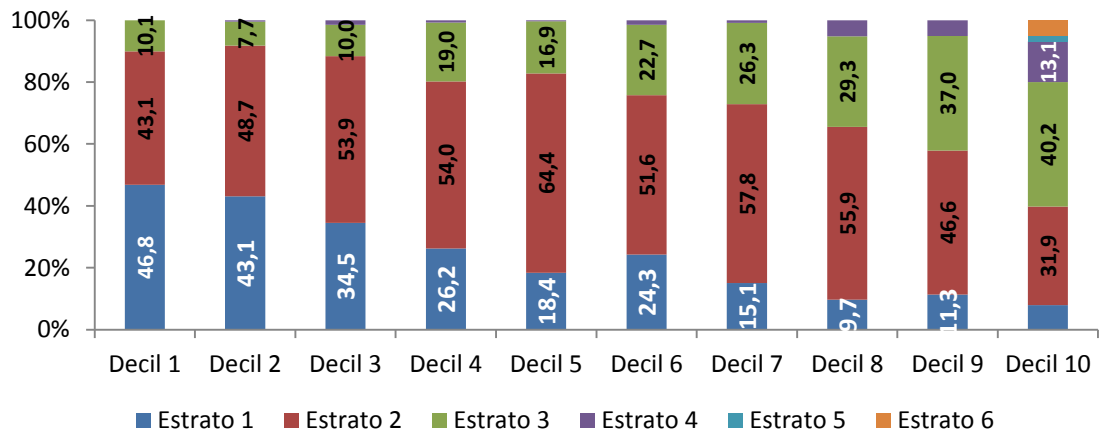
Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 2011

Gráfico 2. Región Oriental



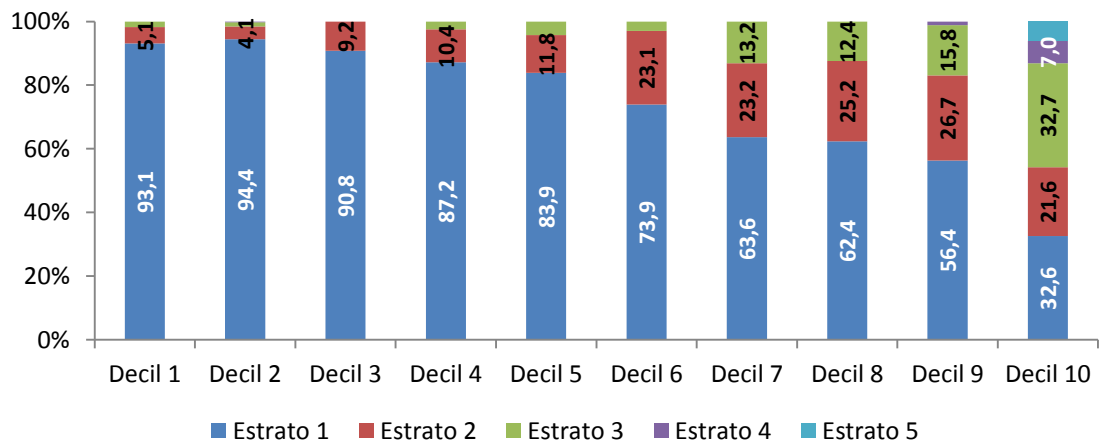
Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 2011

Gráfico 3. Región Central



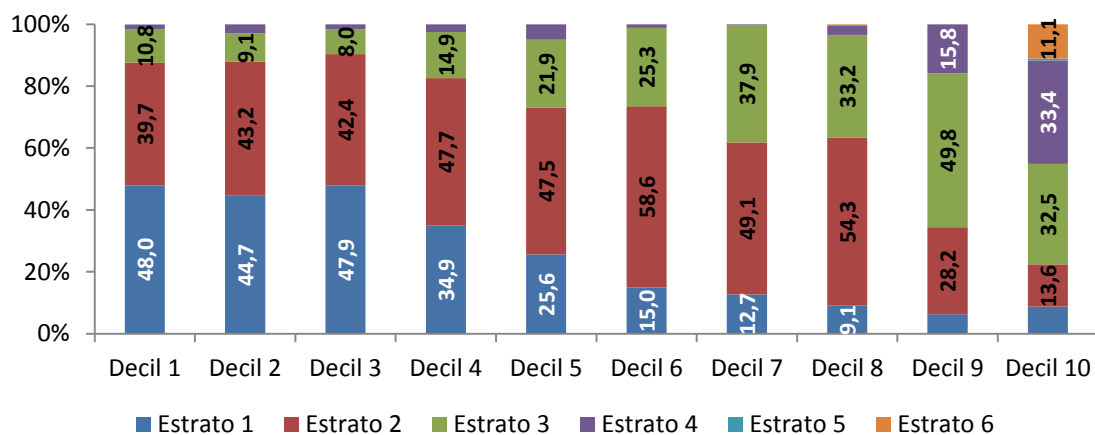
Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 2011

Gráfico 4. Región Pacífico



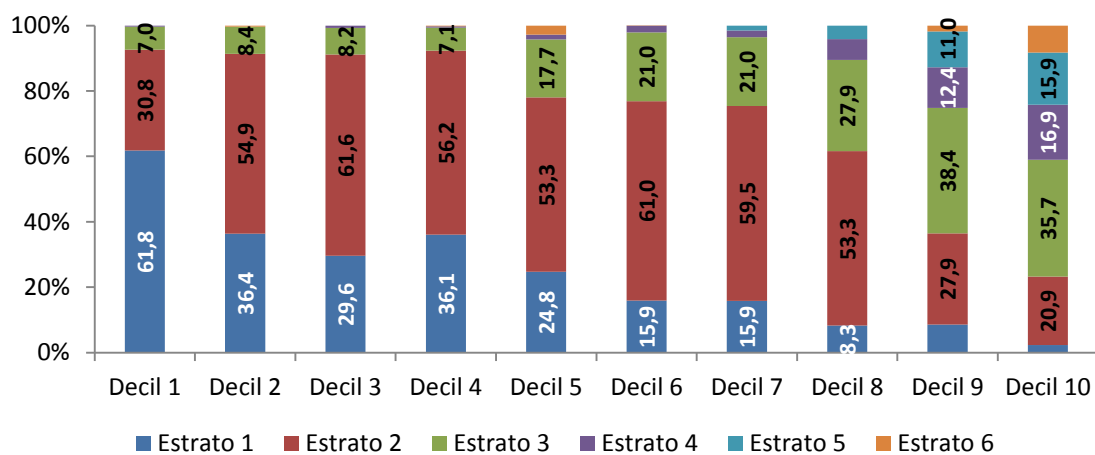
Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 2011

Gráfico 5. Región Antioquia



Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 2011

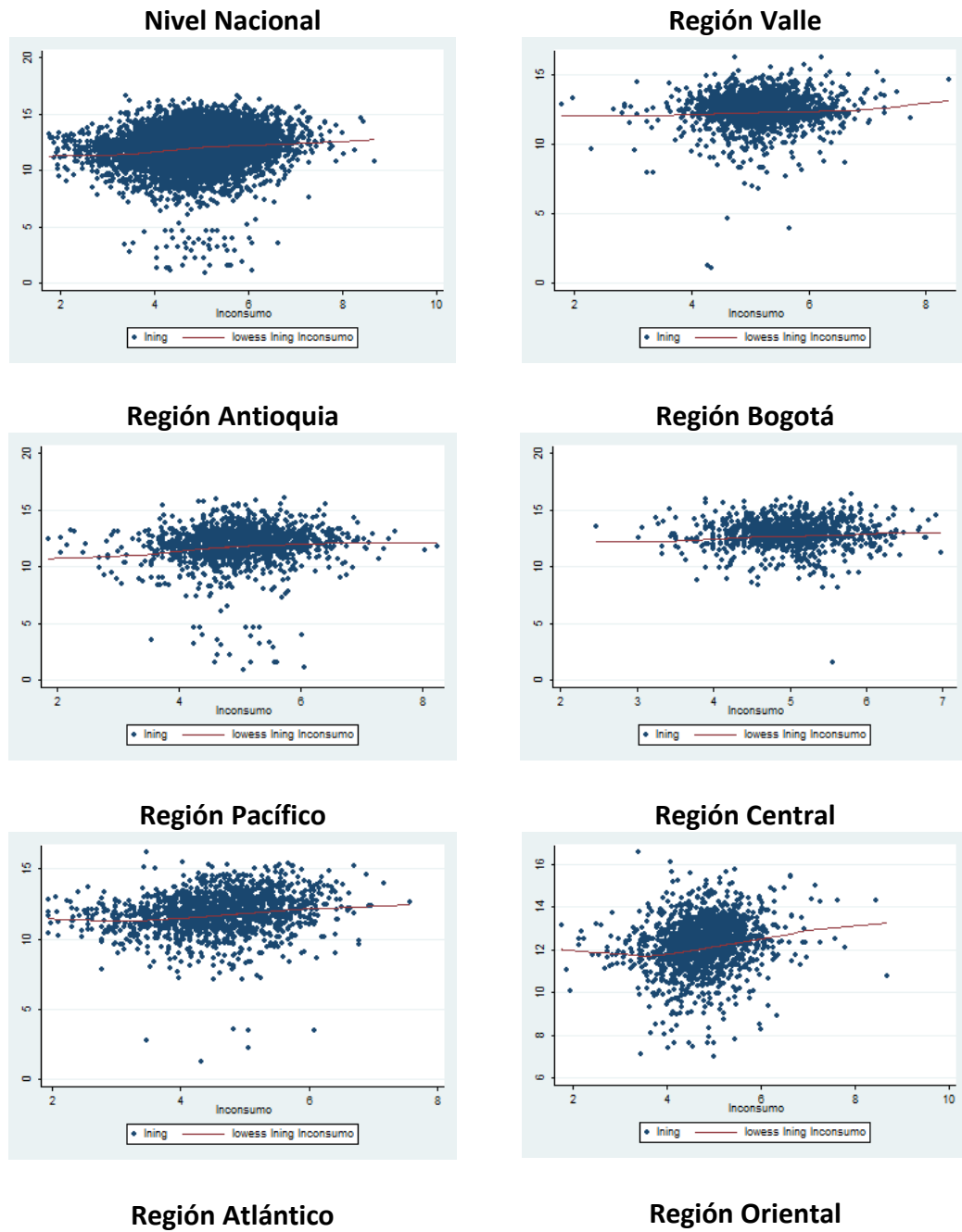
Gráfico 5. Región Valle

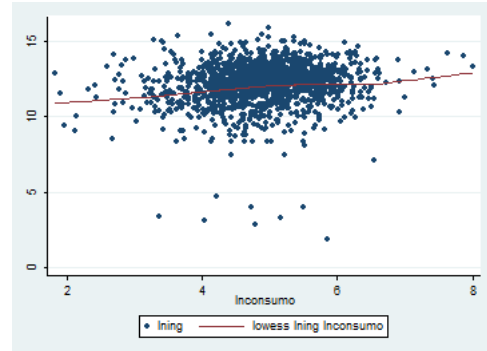
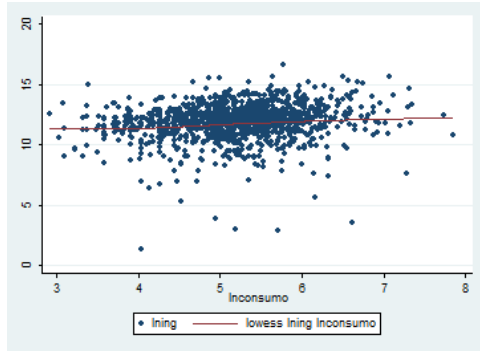


Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 2011

Anexo 3. Curvas de Engel a nivel regional

Gráfico 1. Curvas de Engel de energía eléctrica

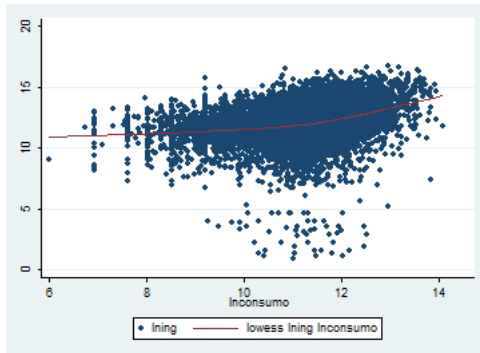




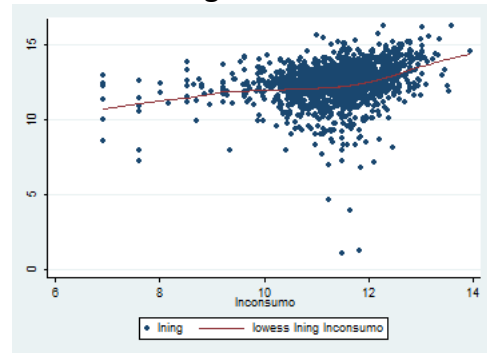
Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 2010

Gráfico 2. Curvas de Engel de gas natural

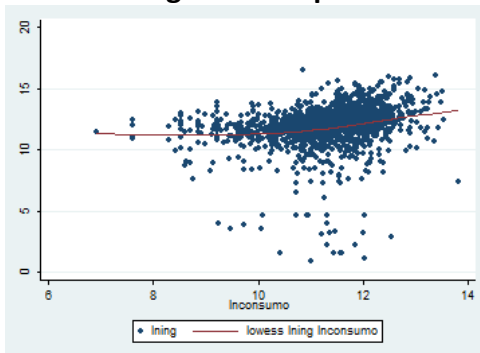
Nivel Nacional



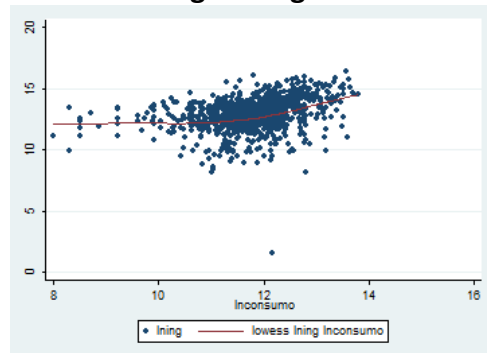
Región Valle



Región Antioquia

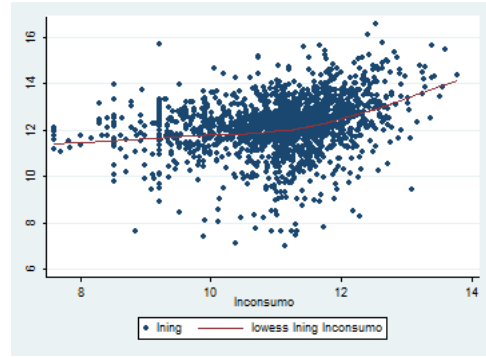
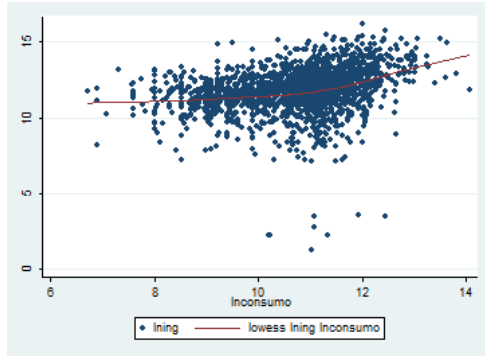


Región Bogotá

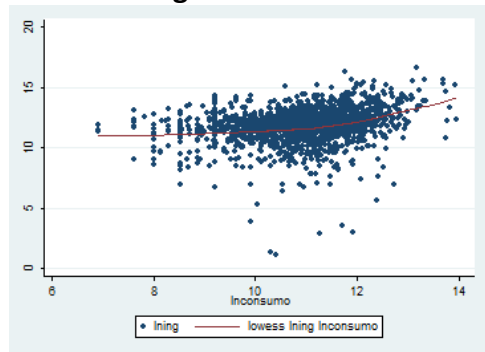


Región Pacífico

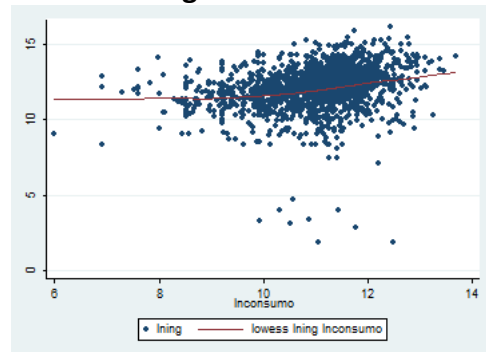
Región Central



Región Atlántico



Región Oriental

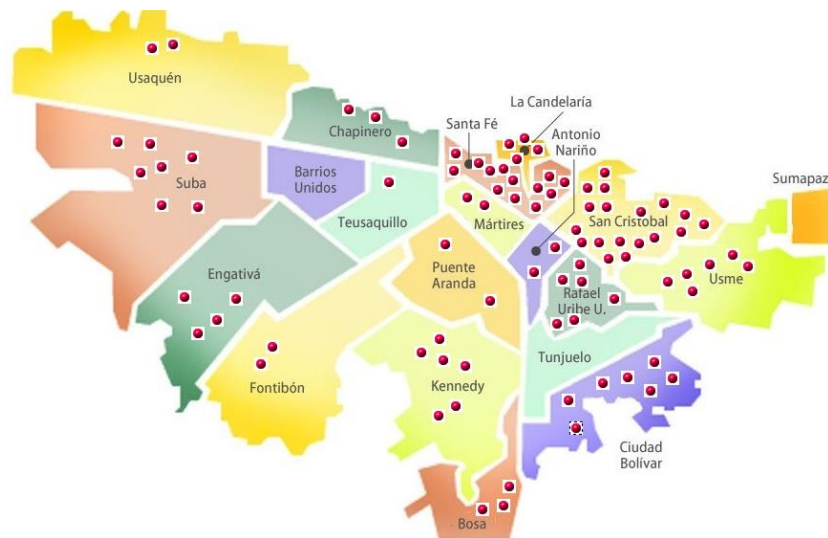


Fuente: Cálculos Propios con base en Encuesta de Calidad de Vida 2010

Anexo 4. Caracterización de las y los participantes de los grupos focales

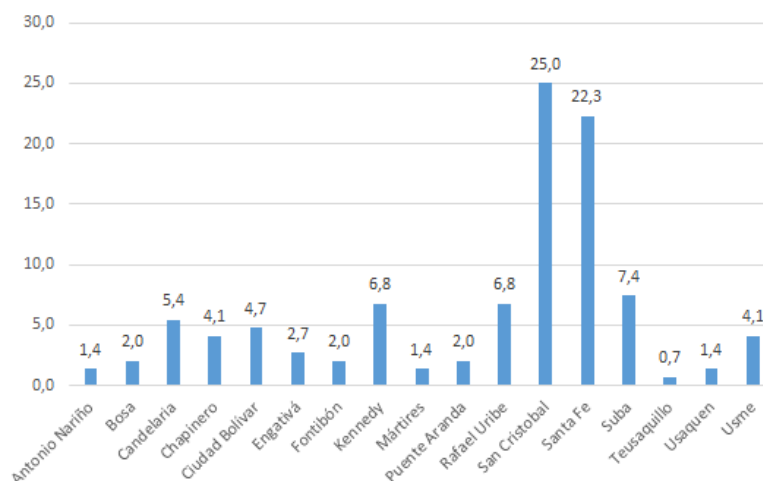
En los 18 grupos focales realizados participaron un total de 150 personas, de las cuales el 68% fueron mujeres y el 32% hombres. A través de los y las participantes en los grupos focales se realizó una cobertura total de 79 barrios de la ciudad. El Mapa 1 evidencia la distribución de los barrios por localidad cubiertos a través de los grupos focales.

Mapa 1. Barrios de las y los participantes por localidad



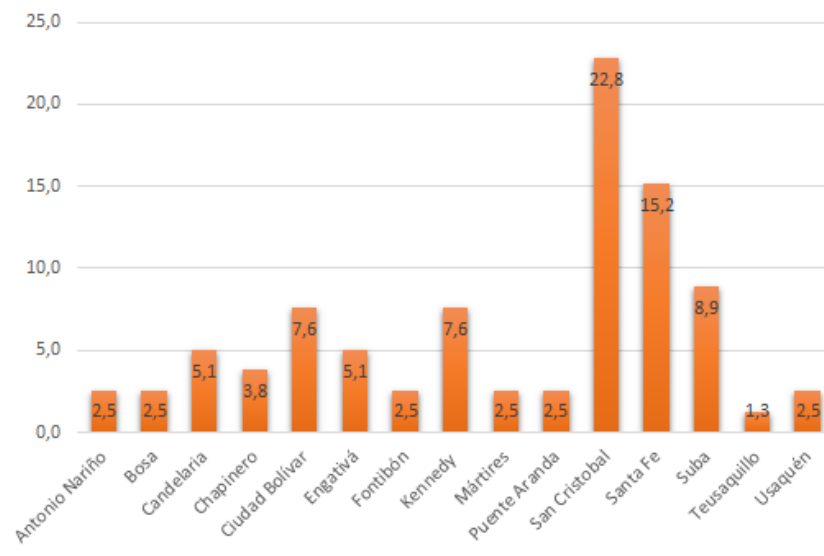
El Gráfico 1 indica la distribución por localidad de las y los participantes en los grupos focales. De acuerdo con el mismo, la mayor proporción de participantes vive en las localidades de San Cristóbal y Santa Fe. En menor medida se aprecia la proporción de participantes que viven en las localidades de Suba, Rafael Uribe, Kennedy, Candelaria, Ciudad Bolívar, Chapinero y Usme. Las localidades con menor proporción de participantes fueron Engativá, Bosa, Fontibón, Puente Aranda, Usaquén, Antonio Nariño y Teusaquillo.

Gráfico 1. Distribución de participantes por localidades de la ciudad



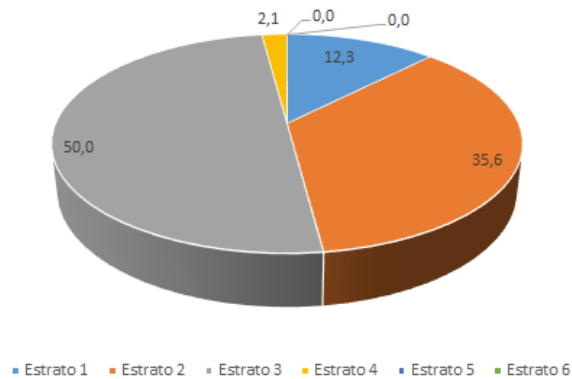
Por otro lado, el Gráfico 2 da cuenta del porcentaje de barrios representados por localidad.

Gráfica 2. Distribución de barrios de las y los participantes por localidad



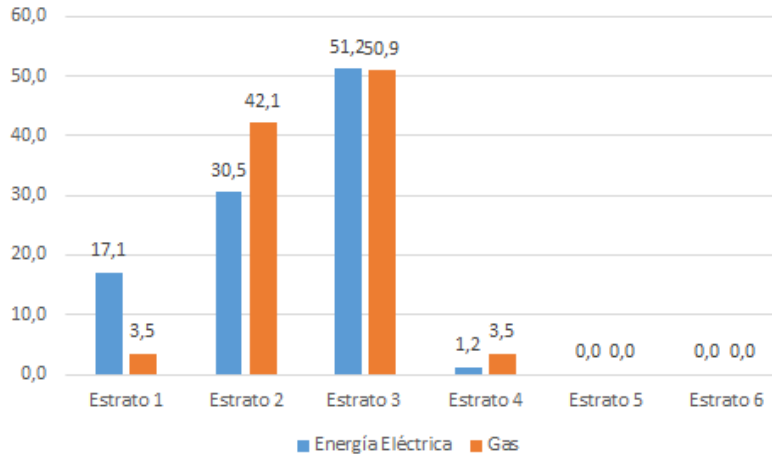
La mitad de los y las participantes vive en estrato 3, mientras que el 35,6% de ellas y ellos viven en estrato 2, un 12,3 % en estrato 1 y un 2,1% en estrato 4, tal como se muestra en el Gráfico 3. No participaron en los grupos focales personas que habitan en estratos 5 y 6.

Gráfico 3. Distribución de participantes por estrato



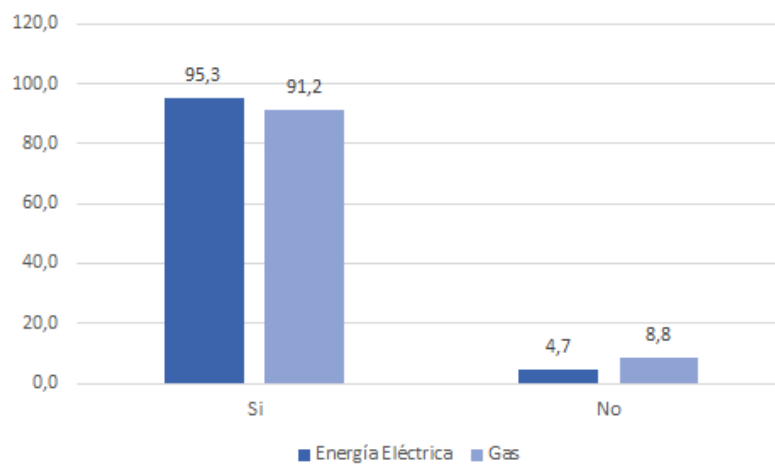
Ahora bien, si se considera que los grupos focales estuvieron distribuidos por los temas de energía eléctrica (12) y de gas natural (6), se encuentra que en los primeros participaron 89 personas (59,3%), mientras que en los segundos participaron 61 personas (40,6%). En los grupos de energía eléctrica y de gas primaron los participantes de estrato 3 y 2. Entre tanto, en los grupos de gas natural fue igual la proporción de participantes de los estratos 1 y 4 (Gráfico 4).

Gráfico 4 Distribución de participantes por estratos desagregados por grupos focales de energía y gas



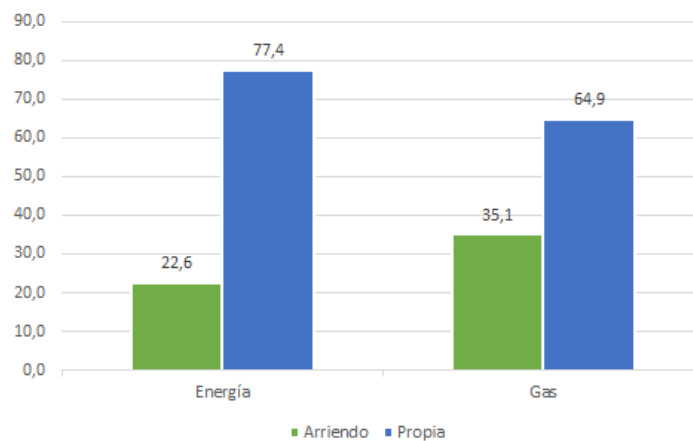
Por otro lado, el 94% de las y los participantes afirmaron contar con los servicios, mientras que un 6% afirmó no contar con alguno de ellos. El Gráfico 5 muestra el porcentaje de participantes que cuentan con acceso a los servicios de energía eléctrica y gas natural.

Gráfico 5. Porcentaje de participantes con acceso a los servicios de energía eléctrica y de gas natural



En lo que tiene que ver con el tipo de vivienda de las y los participantes, se encuentra que el 26,5 % de ellas y ellos viven en arriendo, mientras que el 73,5% tiene vivienda propia. El Gráfico 6 muestra la proporción de personas que viven en arriendo y en casa propia de acuerdo al grupo focal en el cual participaron. Según se aprecia, en ambos casos la mayor proporción de las personas habita en casa propia.

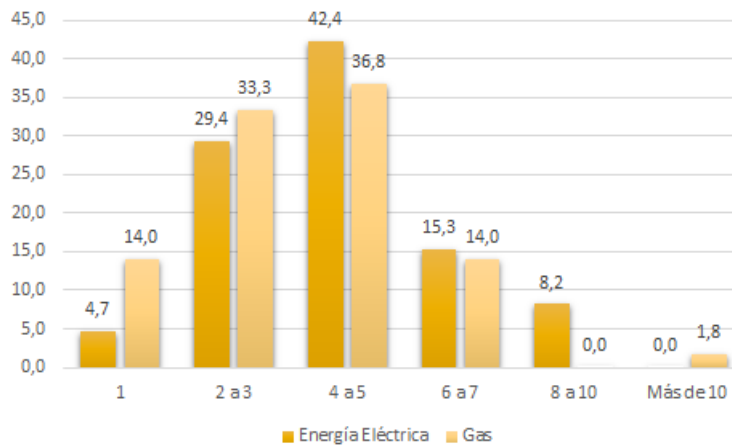
Gráfico 6. Proporción de personas que viven en arriendo y en casa propia



La información proporcionada por los y las participantes sobre el número de personas que conforman el núcleo familiar permite establecer que el 40,1% de las personas vive en una familia integrada por entre 4 y 5 personas, mientras que el 31% vive en una familia integrada por entre 2 y 3 personas y el 14,8% vive en una familia compuesta por entre 6 y 7 personas. En menor medida las y los participantes viven solos (8,5%), en un hogar compuesto por entre 8 y 10 personas (4,9%) y en hogares con más de 10 personas (0,4%). El

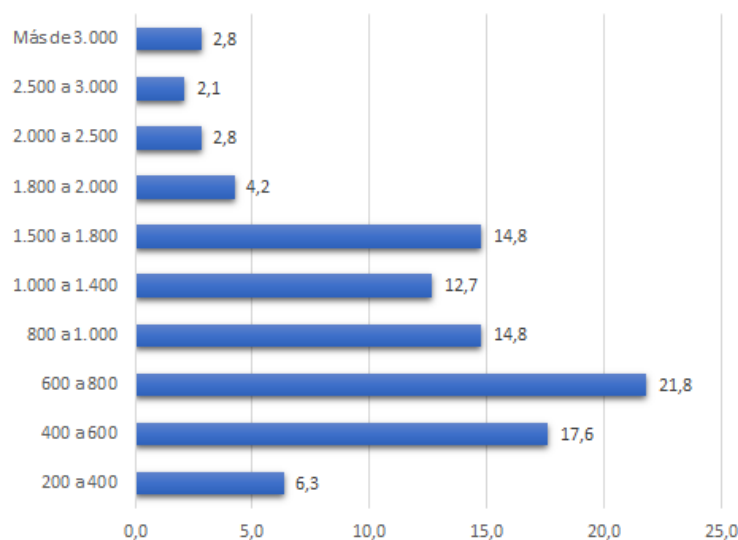
Gráfico 7 indica la proporción de participantes según el número de personas que conforman sus hogares, desagregados por grupos focales de energía eléctrica y gas natural.

Gráfico 7. Número de personas que conforman el núcleo familiar de los y las participantes



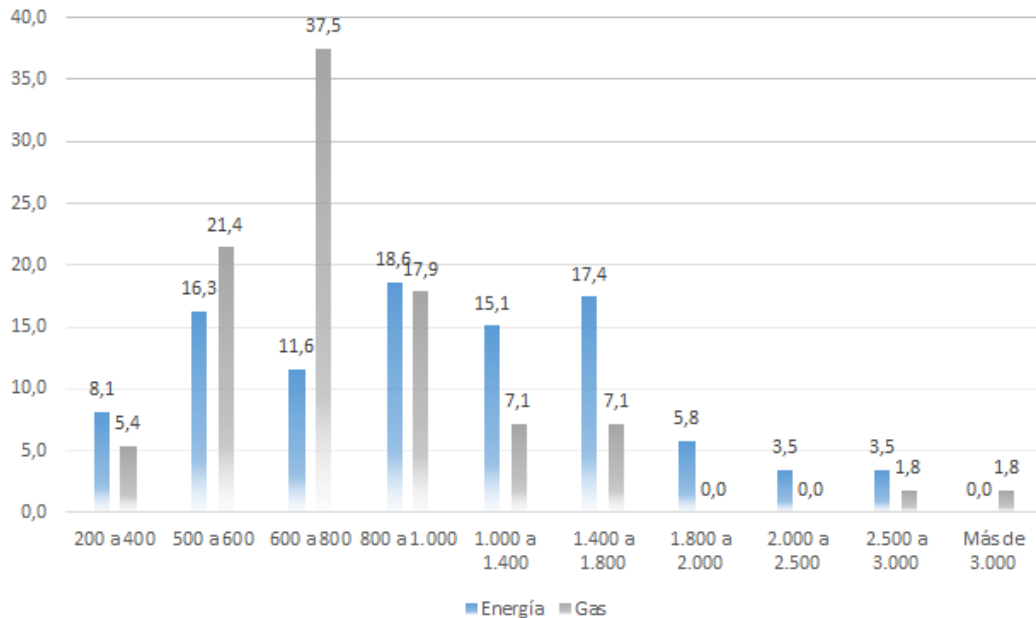
En los grupos focales se indagó con las personas el estimado de los gastos del hogar y el de las ganancias mensuales del mismo. En este contexto, la información aportada por las y los participantes (Gráfico 8) indica que el núcleo familiar de la mayor proporción de personas gasta entre \$600.000 y \$800.000 (21,8%) seguida por el grupo que gasta entre \$500.000 y \$600.000 (17,6%) y por los grupos que gastan entre \$800.000 y \$1'000.000 (14,8%), entre \$1'500.000 y \$1'800.000 (14,8%) y entre \$1'000.000 y \$1'400.000.

Gráfico 8. Gastos promedio de los hogares de los y las participantes



El Gráfico 9 muestra el gasto promedio de los hogares según la participación de las personas en los grupos de energía y gas.

Gráfico 9. Gastos promedio de los hogares de los y las participantes desagregados por energía y gas natural



Sobre el estimado de las ganancias mensuales de los hogares la información aportada por las y los participantes indica que en su mayoría ganan entre \$1'000.000 y \$1'400.000 (19,6%), y entre \$800.000 y \$1'000.000 (18,1%). El Gráfico 10 da cuenta de los rangos en los cuales se ubican las ganancias de los grupos familiares de las y los participantes, mientras que el Gráfico 11 desagrega estos datos en función de la participación de las personas en los grupos focales de energía y gas.

Gráfico 10. Rangos de ingresos de los grupos familiares de los y las participantes

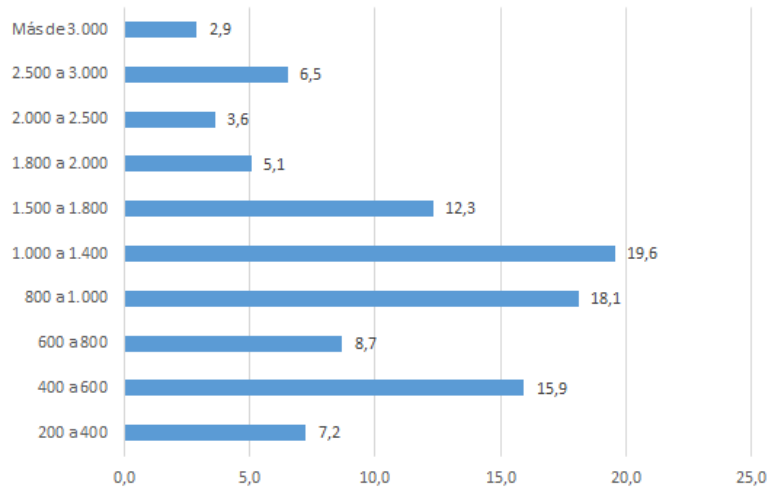
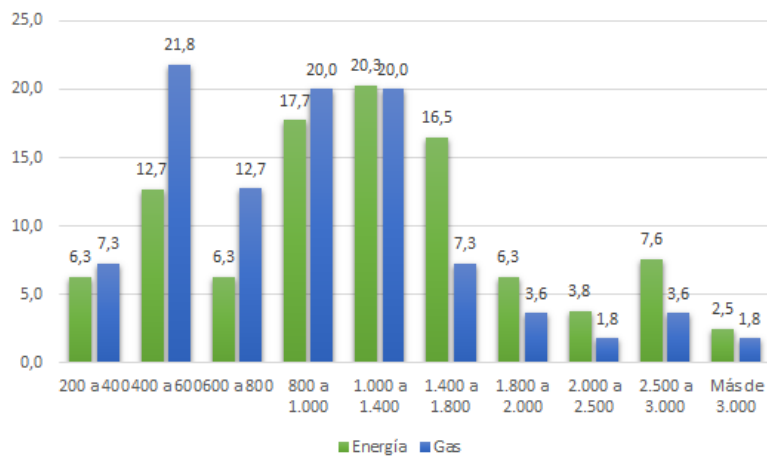


Gráfico 11. Rangos de ingresos de los grupos familiares de los y las participantes desagregados por energía y gas natural



Ahora bien, teniendo en cuenta los dos datos referidos anteriormente, es decir, el promedio de gastos y de ganancias del núcleo familiar, se encuentra que el 28% de las familias ganan menos de lo que gastan, mientras que otro 28% de las familias logra ahorrar entre \$100.000 y \$500.000, y que un 26,6 % de las familias solo logra ahorrar menos de \$100.000, tal como se presenta en el Gráfico 12. Por su parte, el Gráfico 13 desagrega estos datos por grupos focales.

Gráfico 12. Balance de las ganancias y los gastos de las familias participantes en los grupos focales

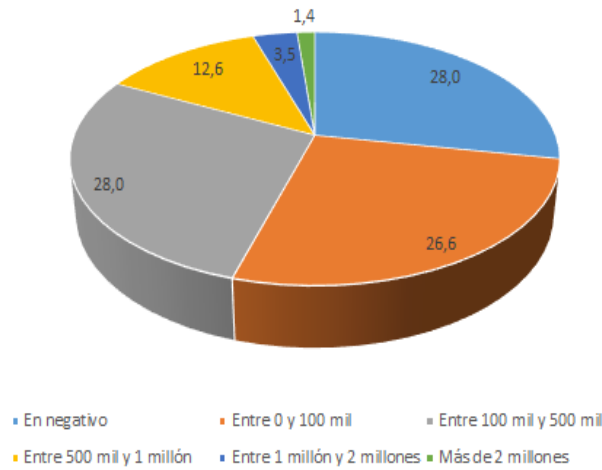
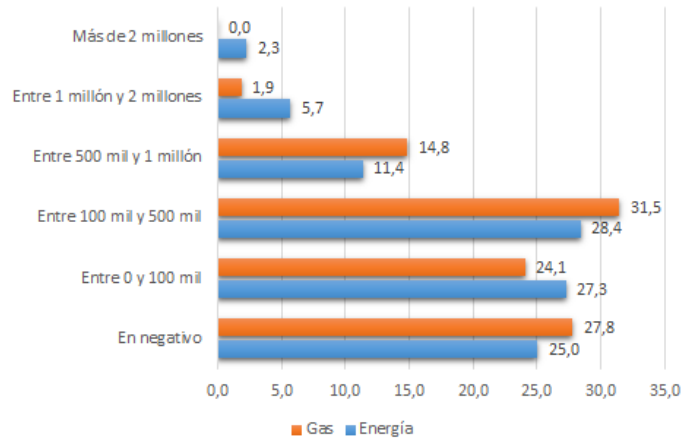


Gráfico 13. Balance de las ganancias y los gastos de las familias participantes desagregado por grupos focales de energía y gas



El Gráfico 14 da cuenta del número de personas que aportan en los hogares, indicando que un 45,5% de las familias se sostiene con el trabajo de una persona y un 33,8% se sostiene con el trabajo de dos personas. En cuanto al Gráfico 15, éste presenta los datos desagregados para energía y gas.

Gráfico 14. Número de personas que aportan a los hogares

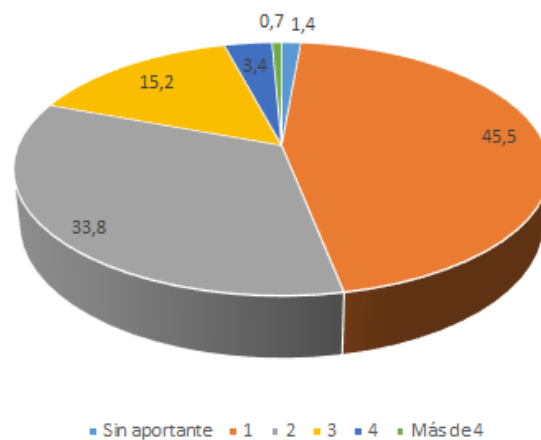
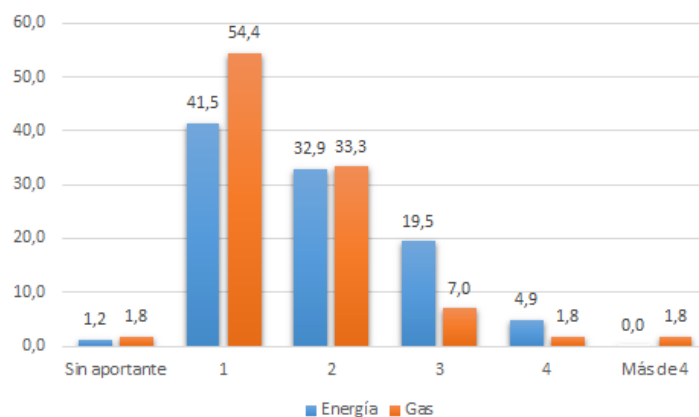


Gráfico 15. Número de personas que aportan a los hogares desagregado por energía y gas



El Gráfico 16 indica las labores que realizan las personas para sostener los hogares, según lo refirieron los participantes en los grupos focales. Resaltan aquí los empleados de entidades públicas y privadas (24,3%), las personas que trabajan como independientes (15,4%), las personas que se dedican a oficios (14,2%) y los pensionados (12,4%). Por su parte, el Gráfico 17 desagrega los datos por energía y gas natural.

Gráfico 16. Labores que realizan las personas para sostener al núcleo familiar

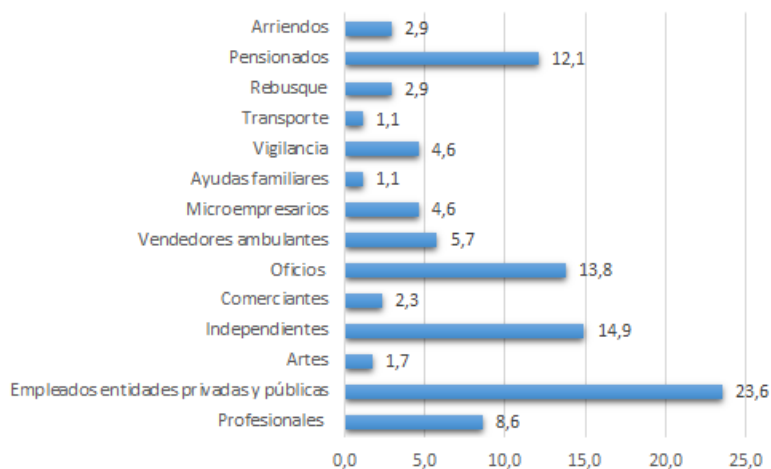
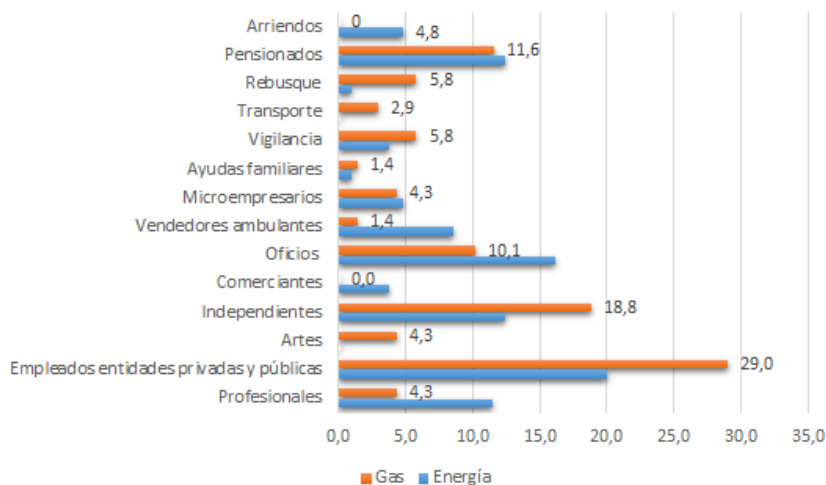


Gráfico 17. Labores que realizan las personas para sostener al núcleo familiar desagregadas por energía y gas natural



Del total de personas que participaron en los grupos focales el 22,6% manifestó que su núcleo familiar recibía ingresos adicionales por otras actividades. El Gráfico 18 da cuenta de las actividades adicionales que generan ingresos en las familias de los y las participantes; mientras que el Gráfico 19 muestra esta misma información desagregada en función de los grupos focales de energía y gas.

Gráfico 18. Actividades adicionales que generan ingresos en las familias

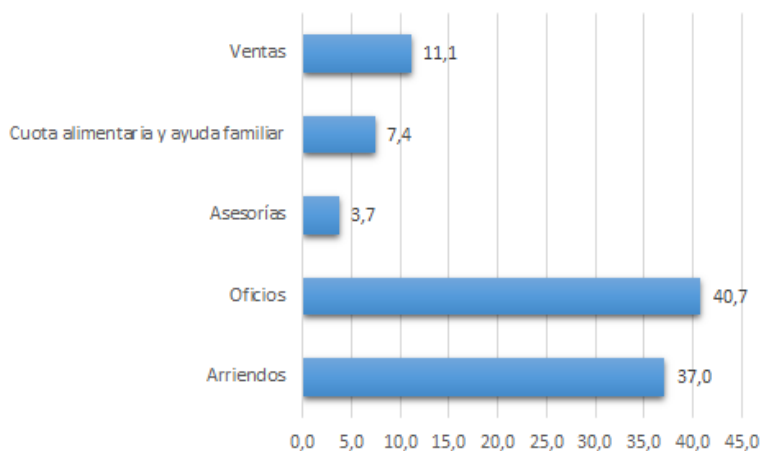
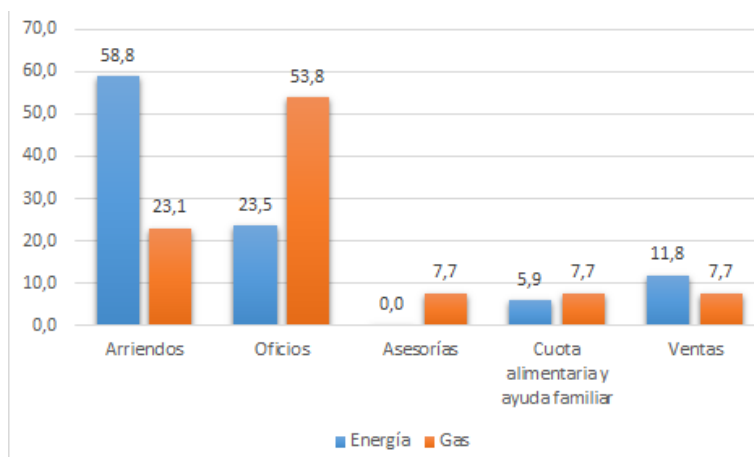
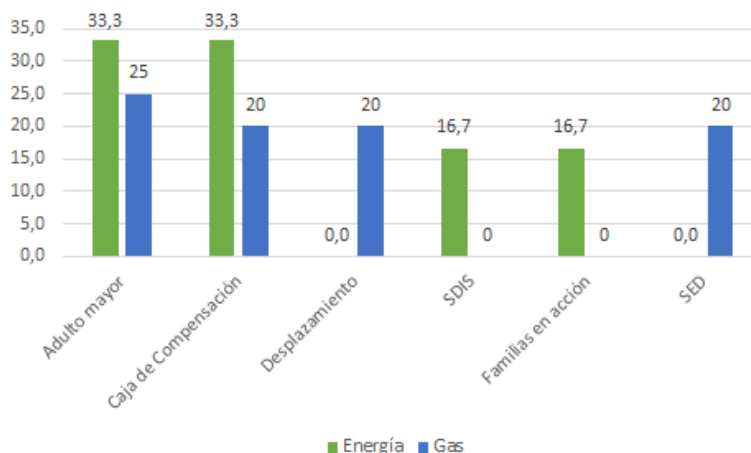


Gráfico 19. Actividades adicionales que generan ingresos en las familias desagregadas por energía y gas



De acuerdo con el Gráfico 20, que da cuenta de los subsidios a los cuales tienen acceso los hogares, solo un 7,3% de las familias de las y los participantes reciben subsidios por algún concepto.

Gráfico 20. Subsidios a los cuales tienen acceso las familias

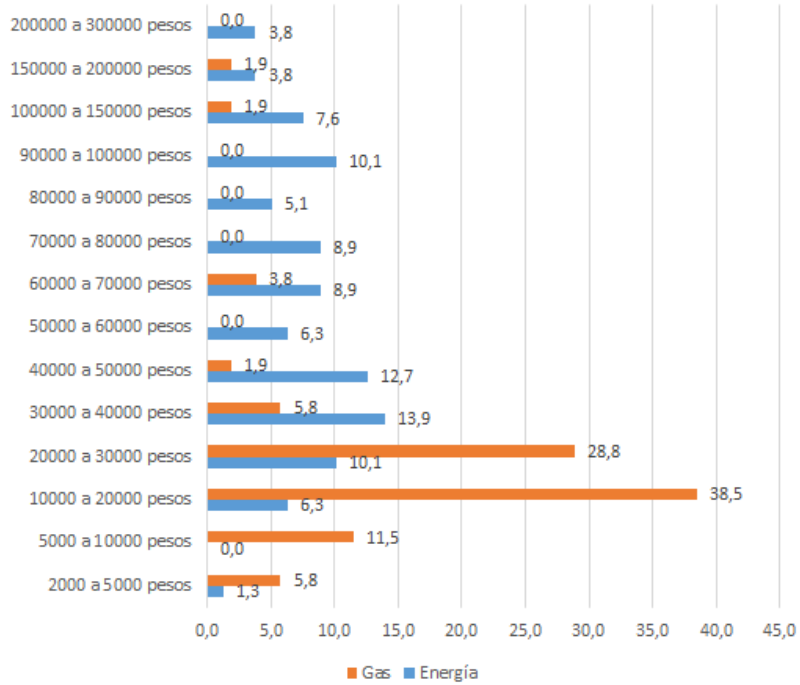


Finalmente, se indagó con las personas el costo de los servicios de energía eléctrica y de gas natural. La Tabla 1 evidencia el costo de los dos servicios desagregados por estratos, al tiempo que el Gráfico 21 agrega esta información por cada uno de los servicios tematizados en los grupos focales.

Tabla 1. Costo de los servicios de energía eléctrica y gas natural desagregados por estratos

	Energía				Gas Natural			
	1	2	3	4	1	2	3	4
\$2.000 a \$5.000	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	3,8	1,9	0,0
\$5.000 a \$10.000	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	5,8	3,8	0,0
\$10.000 a \$20.000	2,5	1,3	2,5	0,0	1,9	17,3	19,2	0,0
\$20.000 a \$30.000	2,5	6,3	1,3	0,0	0,0	11,5	17,3	0,0
\$30.000 a \$40.000	1,3	3,8	8,9	0,0	0,0	0,0	5,8	0,0
\$40.000 a \$50.000	3,8	3,8	5,1	0,0	0,0	0,0	1,9	0,0
\$50.000 a \$60.000	0,0	2,5	3,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
\$60.000 a \$70.000	0,0	3,8	5,1	0,0	0,0	1,9	0,0	1,9
\$70.000 a \$80.000	1,3	1,3	6,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
\$80.000 a \$90.000	1,3	0,0	3,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
\$90.000 a \$100.000	0,0	3,8	6,3	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0
\$100.000 a \$150.000	2,5	0,0	5,1	0,0	0,0	0,0	1,9	0,0
\$150.000 a \$200.000	2,5	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	1,9	0,0
\$200.000 a \$300.000	0,0	2,5	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Gráfico 21. Costo de los servicios de gas y energía



CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Es este capítulo se presentan las principales conclusiones de las etapas previas del estudio, relacionadas con los módulos del mismo y los objetivos definidos en el alcance de los Términos de Referencia. Con base en éstas, se elaboraron las recomendaciones.

La presentación de las conclusiones y de las recomendaciones que a partir de las primeras se han elaborado, se realiza en el mismo orden de los capítulos que forman parte de los Informes 2 y 3, tomando en cuenta el diagnóstico presentado en el Informe 1. Se incluye, dados los objetivos del estudio, una sección inicial relacionada con el alcance de la intervención de las autoridades locales en la gestión de los servicios públicos de electricidad y de gas, especialmente en lo que se refiere a la regulación tarifaria y el acceso.

Con el fin de enmarcar estas secciones, se transcribe el objetivo general del estudio:

“Análisis de la situación energética de Bogotá y la región (Cundinamarca) para conocer su potencial de crecimiento, así como los impactos que puede originar sobre la demanda energética la aplicación de medidas de orden territorial, la definición de esquemas de movilidad, entre otros. Esto permitiría a EEB promover acciones con diferentes actores, tanto locales como nacionales, que lleven a una asignación más eficiente de recursos y a implementar acciones con impactos positivos en el territorio y en el bienestar social.”

1 Conclusiones

1.1 Aspectos relevantes para el estudio con relación a la regulación del orden nacional y la competencia de los municipios y departamentos en la prestación de los servicios de energía eléctrica y de gas natural

El Estado interviene en los servicios públicos por mandato constitucional conforme a las reglas de competencia, con los fines de:

- i) garantizar la calidad del servicio,
- ii) la ampliación permanente de la cobertura mediante sistemas que compensen la insuficiencia de la capacidad de pago de los usuarios,
- iii) la atención prioritaria de las necesidades básicas insatisfechas en materia de agua potable y saneamiento básico;

-
- iv) la prestación continua e ininterrumpida (salvo en casos de fuerza mayor o de orden técnico o económico que así lo exijan),
 - v) la prestación eficiente, la libertad de competencia y no utilización abusiva de la posición dominante,
 - vi) la obtención de economías de escala comprobables,
 - vii) los mecanismos que garanticen a los usuarios el acceso a los servicios y su participación en la gestión y fiscalización de su prestación; y,
 - viii) el establecimiento de un régimen tarifario proporcional para los sectores de bajos ingresos de acuerdo con los preceptos de equidad y solidaridad.

Los principios que orientan el accionar de los **municipios**, en cuanto a la prestación del servicio, al financiamiento y al apoyo a los usuarios se refiere, son

- **Prestación directa del servicio.**- pueden prestar directamente los servicios públicos de su competencia, cuando las características técnicas y económicas del servicio, y las conveniencias generales lo permitan y aconsejen. Esto es, si no existen empresas que se ofrezcan a prestar el servicio o si previo estudio, aprobado por la SSPD, se demuestra que el municipio puede prestar el servicio a igual o menor costo.
- **Otorgamiento de subsidios.**- El municipio puede otorgar subsidios a los usuarios de menores ingresos, con cargo al presupuesto del municipio, (Ley 60/93 y Ley 142/94).
- las empresas pueden otorgar plazos para amortizar los cargos de la conexión domiciliaria, incluyendo la acometida y el medidor, los cuales serán obligatorios para los estratos 1, 2 y 3 y los costos de la conexión, acometida y medidor podrán ser cubiertos por el municipio.
- **Permisos municipales.**- las empresas deben cumplir normas sobre planeación urbana la circulación y el tránsito, el uso del espacio público, y la seguridad y tranquilidad ciudadanas;
- Al respecto es importante señalar, que si dichas normas impactan los costos de prestación del servicio, ello se reflejará en las tarifas a los usuarios, pues se trata de costos en los cuales el prestador del servicio debe incurrir y por lo tanto se le deben reconocer.

-
- Los **departamentos** deben asegurar que se presten en su territorio las actividades de transmisión de energía eléctrica.

Libertad de construcción redes y áreas de servicio exclusivo

- A diferencia de otros países, en Colombia no se requieren contratos de concesión para la prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y de gas natural. Todas las empresas son libres de construir sus propias redes.
- Sin embargo, la Ley 142 prevé la creación de Áreas de Servicio Exclusivo por motivos de interés social: la entidad o entidades territoriales competentes, pueden establecer mediante invitación pública dichas áreas, en las cuales podrá acordarse que ninguna otra empresa pueda ofrecer los mismos servicios durante un tiempo determinado. En el caso del gas natural, la facultad para establecer las áreas de servicio exclusivo está en cabeza del MME.
- Las comisiones de regulación verificarán los motivos; definirán los lineamientos generales y las condiciones a las cuales deben someterse ellos; y asegurará la viabilidad financiera de la extensión de la cobertura a las personas de menores ingresos.

Estructura institucional del sector de servicios públicos

- Las funciones de las entidades del sector están definidas así:
- i) la fijación de políticas (en el marco de la ley) a cargo del Gobierno (en cabeza de los Ministerios respectivos; en particular, del Ministerio de Minas y Energía),
- ii) la regulación a cargo de las Comisiones creadas para cada sector en particular,
- iii) el control y la supervisión a cargo de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
- iv) La función de planeación queda en cabeza de la UPME con alcance particular establecido en la Ley 143 de 1994 para energía eléctrica.

Régimen y principios tarifarios

La Ley 142 define el régimen tarifario como las reglas relativas a:

- i) el grado de libertad (libertad regulada o vigilada);

-
- ii) el sistema de subsidios;
 - iii) las reglas relativas a las prácticas tarifarias restrictivas de la libre competencia, y que implican abuso de posición dominante; y
 - iv) las reglas relativas a los procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, estratos, facturación, opciones, valores y, en general, todos los aspectos que determinan el cobro de las tarifas.

Principio régimen tarifario de los servicios públicos domiciliarios

- El régimen tarifario estará orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia, criterios que se encuentran definidos en la Ley.
- La Ley permite que las tarifas incluyan cargos fijos y por consumo (y en general diferentes opciones tarifarias), lo cual es consistente con dar las señales a los usuarios sobre los costos que estos imponen a la prestación del servicio (por ejemplo por demandas en punta u horas pico)
- Es muy importante tener en cuenta que los objetivos de eficiencia económica (en este caso el uso eficiente del servicio por parte de los usuarios) pueden entrar en conflicto con el principio de equidad, que es enfrentado en la Ley a través del esquema de subsidios y contribuciones.

1.2 Conclusiones sobre las dinámicas poblacionales y económicas y el consumo de energía eléctrica en Bogotá y la Subsabana

- La prestación del servicio de energía eléctrica se realiza a una escala regional, esto es, Codensa presta sus servicios de distribuidor en Bogotá y 80 de los 116 municipios de Cundinamarca. La EEC presta el servicio como distribuidor único en 24 municipios y, en concurrencia con Codensa en otros 45. Este hecho se toma en cuenta en los análisis realizados.
- El Plan Distrital de Desarrollo, si bien presenta una ambiciosa propuesta de política urbana como lo es la densificación del centro ampliado, el objetivo central es organizar espacialmente la ciudad a partir de una densidad más homogénea, mas no para atraer nuevos flujos importantes de población desde fuera. Además, el lento desarrollo de proyectos de este tipo, que demandan plazos de al menos quince años para empezar a observar cambios significativos en los usos del suelo y el paisaje urbano, hace prever un aumento marginal de la demanda de energía atribuible a estos proyectos.

-
- Aunque el mercado de Bogotá presenta el consumo más importante de energía en la región, el crecimiento de la actividad industrial que se ha registrado en los municipios de la Subsabana explica, en gran medida, el crecimiento de la demanda de energía en la Región Capital en el corto y mediano plazo. La condición de Bogotá de ser una metrópoli relativamente madura, permite que la atención se desvíe hacia el dinamismo que exhiben los municipios aledaños a la ciudad. De mantenerse la tendencia observada durante los últimos años, el consumo industrial de energía eléctrica de los municipios de la Subsabana sobrepasará al de Bogotá.
 - El dinamismo que las actividades industriales experimentan en la Subsabana está explicado por el desarrollo de zonas francas, incentivos tributarios y parques industriales durante los últimos años que ha convertido a varios municipios en centros industriales por excelencia. Mientras que en la capital el desarrollo industrial no es precisamente una prioridad, varios de los municipios de la Subsabana tienen un claro objetivo de consolidar el desarrollo de su vocación industrial, o agroindustrial dejando en un lugar subsidiario las actividades agropecuarias primarias. Esta es una tendencia que, *cæteris paribus*, seguirá su curso en el corto y mediano plazo.
 - La dinámica de consumo residencial de energía eléctrica está fuertemente condicionada por la concentración en Bogotá, que explica alrededor del 85% de todo el consumo residencial de la región. Si bien las mayores tasas de crecimiento están en la Subsabana, el nivel del consumo es aún bajo en términos relativos frente a la capital.
 - A pesar del crecimiento del consumo total en la región, se destaca una tendencia de menor consumo por cliente facturado, que parece estar explicada por la racionalización del consumo por parte de los usuarios por desmonte de subsidios, incremento de tarifas y la penetración del gas natural. Los cambios tecnológicos pueden haber influido, pero no se cuenta con un estudio que compruebe esta hipótesis.
 - En los municipios de la Subsabana donde hay altas tasas de crecimiento del consumo residencial, la participación del consumo de población de estratos 5 y 6 será cada vez mayor, dinámica única en el departamento.
 - Finalmente, al relacionar estadísticamente las tendencias demográficas con el consumo residencial de energía eléctrica, se identificó la baja incidencia que tiene el crecimiento de la población en el aumento del consumo residencial. Mientras que la población crece a un ritmo lento y cada vez menor, el consumo de electricidad crece de forma importante. En cambio, mayores ingresos de los habitantes parecen explicar de manera más satisfactoria parte de ese crecimiento del consumo. En el nivel económico, la relación entre el crecimiento del consumo industrial y comercial de energía y el

PIB es bastante fuerte, especialmente en la Subsabana. Lo que se explica en parte por el empuje de las zonas francas en estos municipios.

1.3 Conclusiones sobre la expansión de redes de electricidad y la planeación territorial

- Es determinante para el logro de los objetivos que se proponga el POT, independientemente de la visión con la cual se busque promover la ocupación del territorio, que éste pueda de hecho alterar o dirigir con efectividad la expansión urbana. Por ejemplo, que pueda privilegiar la concentración de viviendas o de actividades económicas en ciertas localizaciones si así se lo ha propuesto bajo cualquier orientación de política pública.
- En este campo, la gestión de una red eléctrica que ha sido diseñada para albergar un conjunto de empresas o de viviendas, no es igual cuando no se tiene un diseño sino una respuesta al crecimiento desordenado y unos patrones de localización impredecibles en el nivel que necesita el planeamiento de red. La inversión necesaria en la red y la gestión de la misma puede ser más eficiente, si la dinámica esperada del crecimiento urbano es más predecible en su localización.
- En el nivel nacional, el proceso de planificación y de expansión de redes del Sistema de Transmisión Nacional está regulado por la CREG y es ejecutado por la UPME. También se incorpora la evaluación de las redes de Sistema de Transmisión Regional.
- Para la inversión en redes de distribución, Codensa cuenta con un banco de Proyectos donde se registran las necesidades que se han identificado en el sistema basados en los datos de gestión de la distribución. Básicamente es un mecanismo que responde a las realidades de la demanda en áreas ya construidas de la ciudad, aunque se realizan análisis de proyecciones de la demanda. Con el fin de aprobar estos proyectos por el área de inversiones, se debe realizar una evaluación económica de cada uno de ellos.
- Hasta aquí no entra aun el planeamiento territorial pues ni la UPME ni Codensa tienen responsabilidades sobre las regulaciones del uso del suelo que serían las que determinarían la localización de las actividades económicas. Sin embargo, es de notar que los POT son vinculantes y de obligatorio cumplimiento desde el punto de vista legal. Los proyectos deben realizarse.
- En general, Codensa se adapta al crecimiento urbano mediante inversiones, repotenciando la red ya existente y con la implementación de nuevas tecnologías, para poder suplir la demanda creciente. La mayor parte de la respuesta de inversión en la red viene determinada por la repotenciación de circuitos específicos. En el caso de las opera-

ciones especiales como la Operación Estratégica del Aeropuerto El Dorado, el diálogo permanente entre las entidades permite coordinar un mejor resultado no exento de dificultades.

- Hay otros instrumentos de planeación territorial como los Planes Parciales de Renovación Urbana los cuales definen una re-densificación del uso de una pieza relativamente pequeña de la ciudad. Estos proyectos deben contar con la viabilidad de la empresa de distribución, pero en general, se pueden solucionar con inversiones relativamente menores si se comparan con una subestación.
- En la fase de diseño de los instrumentos macro de planeación territorial, esto es, el POT, los Planes Zonales y los Macroproyectos, hay espacios de trabajo e interacción entre las empresas de servicios y la entidad de planeación que ayudan a hacer más eficiente la inversión en redes y más efectivo el planeamiento territorial.
- Aun cuando la planeación territorial puede influir en la localización y densificación de actividades económicas y residenciales, el mercado tiene dinámicas propias que alteran los ritmos de inversión. Si la inversión en redes de distribución siguiese al pie de la letra el mandato de la planeación territorial, en el caso de Ciudad Salitre, se podría haber invertido con una década de anticipación para las demandas que se materializaron a finales de los años noventa. Por supuesto, la red no se debe instalar en su totalidad y un nivel de previsión para el trazado de las redes de media tensión es determinante y seguramente influyó en ese caso. La coordinación de la planeación territorial a mediano plazo y el plan de inversión en redes facilitarían la construcción de infraestructura de servicios públicos acorde con la localización de determinadas actividades económicas con perfiles de demanda específicos.
- La planeación en redes debería responder de manera óptima a la demanda de energía que hacen los proyectos de gran escala en la ciudad. Es de esperar entonces, que las intervenciones de este tipo cuenten con un esquema institucional que garantice las relaciones entre las distintas entidades que intervienen en las etapas de los proyectos. A pesar de lo anterior, no siempre se responde de manera óptima a la demanda de energía eléctrica. Esto porque en varias ocasiones los proyectos con mayores requerimientos eléctricos se presentan en distintas áreas de la ciudad y en distintos momentos del tiempo, lo que dificulta hacer grandes inversiones que garanticen la potencia requerida para asentamientos industriales. La existencia de un Plan Maestro de Energía en Bogotá, no garantiza por sí sola, la coordinación con la planeación territorial.
- La repotenciación de la red en la misma área, luego del surgimiento de demandas sucesivas puede ser una opción inferior frente a la posibilidad de la construcción de una

sub-estación que desde el primer momento garantice la confiabilidad del servicio de energía y que pueda resultar en una disminución de costos a futuro y en el aumento de la competitividad de la industria. El mismo argumento aplica para los casos en que la localización de las empresas se da de forma dispersa a lo largo de la ciudad.

- Como caso exitoso de los grandes proyectos que ameritan la construcción de una sub-estación, se puede mencionar el Parque Industrial Gran Sabana, en donde distintas industrias se localizarán en el municipio de Tocancipá, Cundinamarca. El proceso de planeación de este proyecto permitió que la localización organizada de las industrias facilitara una concertación ordenada con Codensa.
- Este logro en las relaciones con los entes que realizan los distintos proyectos de planeación es un ejemplo positivo de lo que debe suceder con proyectos de gran tamaño. Pero, como sucede regularmente y como se mencionó, cada empresa por separado debe buscar a la empresa de energía para lograr abastecer sus necesidades. Cuando esto sucede, normalmente la capacidad de planeamiento de Codensa se ve truncada y ésta puede responder sólo mediante repotencializaciones de la red u otras medidas que garanticen la oferta puntual para esa demanda específica.
- La oferta puntual de energía para grandes proyectos es por lo tanto una respuesta sub-óptima del planeamiento de energía frente a lo que sucede en los casos en que es posible introducir con anticipación el proyecto de vivienda o de industria en los planes de expansión de Codensa.
- La planeación de largo plazo como la expedición o revisión del POT puede no tener mayor impacto operativo sobre las decisiones de inversión en la red. Esencialmente el ciclo del POT es más largo que el de las inversiones, entonces la empresa distribuidora alcanza a dar viabilidad a los proyectos y tiene los incentivos para hacerlo.
- A pesar de que exista un esquema institucional y una relación concreta entre las entidades encargadas de los distintos procesos, la coordinación y los acuerdos entre éstas no siempre se cristaliza. Lo anterior lleva a que se cree una separación de facto entre la planeación territorial y la expansión de las redes de energía.
- Sin embargo, la planeación territorial parece perder oportunidades importantes de optimizar la inversión en redes de servicios, puntualmente redes de distribución eléctrica, por no promover una mayor especialización de los espacios. Por ejemplo, mediante la exigencia del cumplimiento de las regulaciones sobre localización de industrias y de otras actividades que implican crecimientos importantes de la carga.

1.4 Conclusiones sobre los patrones de comportamiento de la demanda y la consistencia entre la oferta y la demanda de energía eléctrica

- El servicio se presta a nivel de áreas eléctricas y operativas, siendo la principal la de Codensa que cubre Bogotá y alrededor de 80 municipios de Cundinamarca. El área oriental incluye también el departamento del Meta que no es objeto de este estudio.
- La participación de Codensa y la EEC en el consumo nacional es estable desde 2010.
- Entre 1996 y 2002 se produjo una fuerte reducción en el consumo promedio de los hogares como consecuencia del desmonte de subsidios y la penetración masiva del gas natural.
- Se observa estabilización de los consumos promedios por estratos en los últimos años, a pesar de los incrementos tarifarios y reducción de subsidios al consumo de subsistencia.
- Se observa la pérdida de participación del sector residencial en la demanda de energía eléctrica: pasa de 49.8% en 1990 al 36.3% en 2012 mientras que crece la del sector comercial que pasa de 10% a 26%. La demanda industrial crece un poco al pasar de 30.2% en 1990 a 32.2% en 2012. El sector oficial pasa del 3.9% al 2.1%.
- Se observa una fuerte desaceleración del consumo industrial en 2012 en la región centro cuyas causas están por ser investigadas.

Sobre las proyecciones de demanda

- El análisis de la dinámica de la demanda residencial, industrial y comercial no arroja elementos especiales que alteren los patrones de crecimiento observados en el período de proyección hasta 2020.
- Con base en las limitaciones de la información disponible, se construyeron modelos de proyecciones de corto plazo, CP, y largo plazo, LP, que consideran elementos similares a los modelos descritos en forma general por la UPME y Codensa.
- El modelo agregado proyecta un crecimiento promedio anual de energía eléctrica entre 3.7% y 4.1% y el modelo sectorial de entre 3.6 y 3.8% anual hasta 2020. Las proyecciones obtenidas están dentro del rango de los resultados de la UPME a nivel de UPC Centro (3.1% a 6.7%) y son superiores a las de CODENSA (2.28% a 3.5%).

Sobre los riesgos de desabastecimiento

-
- El diseño del Mercado Eléctrico Mayorista por parte de la CREG busca asegurar el abastecimiento de energía eléctrica en el SIN a largo plazo, con un alto nivel de confiabilidad. Lo anterior incluye tanto los elementos de generación como los de transmisión.
 - En el nivel de la infraestructura regional, se observa que los planes de refuerzos de conexión al STN buscan asegurar el suministro de la potencia máxima.
 - En el nivel espacial, se observa que los planes de Codensa toman en cuenta las tendencias de crecimiento de las diferentes zonas de su área de influencia.
 - La construcción de la subestación de Nueva Esperanza la cual permitirá incrementar la capacidad de importación de energía del STN ha sufrido un atraso: estaba prevista inicialmente para entrar en operación en 2012, luego se reprogramó para 2014, pero parece que esta fecha tampoco será viable¹⁴³. Por ello, se originan riesgos en la confiabilidad del suministro en el Área Oriental (la cual incluye a Bogotá) para los años 2013 y 2014, de acuerdo con los análisis realizados por XM en marzo de 2013. Como resultado de dicho análisis se recomendó la instalación por parte de Codensa de dos bancos de compensación capacitiva de 25 Mvar en Ubaté, para respaldo de la demanda en el norte del área servida, lo cual permitirá atender las exigencias de la demanda pico que se puedan presentar.
 - Si la construcción de la subestación Nueva Esperanza presentara un atraso aún mayor ya está en estudio una solución complementaria por parte de la UPME, XM, EEB, Codensa y otros agentes, la cual consistiría en la instalación de capacidad de transformación adicional en la subestación de Bacatá en 2014.
 - Para 2014 se prevén adicionalmente tres proyectos que se deben desarrollar en forma integral con el fin de manejar niveles de tensión: en cabeza de Codensa, la instalación de tres bancos de compensación capacitiva de 30 Mvar cada uno; ii) bajo responsabilidad de la EMSA, dos bancos de 50 Mvar; e iii) un banco de compensación dinámica BCD en las subestaciones de Tunal o Bacatá a nivel de STN. Esta última inversión se encuentra en proceso de viabilidad a través de la Resolución CREG 056 de 2013 en consulta, para que sea ejecutada por la empresa transmisora con mayor cantidad de activos en la subestación, en este caso, sería la EEB. Todas estas inversiones deben ser ejecutadas integralmente para obtener la confiabilidad esperada.

¹⁴³ La construcción de la subestación de Nueva Esperanza ha tenido diferentes tipos de tropiezos que van desde la localización del lote adecuado a condiciones de seguridad, obtención de la licencia ambiental, hasta las relacionadas con hallazgo de restos arqueológicos. Este último factor parece dilatar mucho más de lo esperado la entrada en operación de la subestación

-
- De acuerdo con lo anterior, el riesgo principal para un normal abastecimiento de la región, se origina en los atrasos de la subestación Nueva Esperanza, en la implementación oportuna de la alternativa al atraso para el año 2014 y en que la ejecución integral de los tres proyectos de compensación previstos para ese año efectivamente se materialice.
 - Finalmente, existen varias inquietudes: 1) sobre la excesiva dependencia del abastecimiento de fuentes externas de generación no ubicadas en el área de Codensa, a través de mayores refuerzos del STN, 2) posibles senderos de crecimiento del PIB regional y sectorial muy diferentes de los observados históricamente, relacionados con cambios drásticos en la estructura productiva ocasionados por la entrada en vigencia del Tratado de Libre Comercio con Estados Unidos y de otros tratados. Para ello se requiere un estudio de prospectiva de Bogotá con horizontes de 10 y 20 años que permitan un análisis más fino de megatendencias de la producción, la población y el consumo.

1.5 Conclusiones sobre sobre los patrones de comportamiento de la demanda la consistencia entre la oferta y la demanda de gas natural

Elementos relevantes de la evolución de la demanda de gas natural en Bogotá y la Sabana de Bogotá.

- El principal uso del gas natural en el sector residencial es la cocción de alimentos. Cerca del 90% de los hogares utilizan gas natural o GLP para cocción.
- A pesar del menor costo del gas natural respecto de la energía eléctrica, el gas natural es poco utilizado para calentamiento de agua en los estratos bajos. Esto puede deberse al costo de los aparatos y a la menor facilidad y mayores requisitos de instalación de los calentadores a gas.
- No obstante el importante crecimiento de la cobertura del gas natural en la región (Bogotá más Cundinamarca), cerca de 148.000 hogares del departamento aún cocinan con biomasa (leña) y el servicio de gas natural por redes aún no se ha extendido a cerca de 65 municipios del departamento. Esto se debe en parte a los obstáculos regulatorios en el transporte (Resolución CREG 126 de 2009) y en parte al tamaño del mercado.
- El análisis de la competitividad del gas natural frente a otros energéticos como el GLP indica que existe un margen que hace factible extender el servicio incluso con la modalidad del Gas Natural Comprimido GNC por redes en cascos urbanos.

-
- El crecimiento de la demanda en la ciudad de Bogotá está muy relacionado con el crecimiento de la demanda residencial, y el crecimiento de la demanda en los municipios de la Sabana depende en gran medida de la competitividad del gas natural para usos industriales y comerciales.
 - A pesar de los niveles de cobertura alcanzados en la ciudad de Bogotá, existen algunas zonas de la ciudad que aún no cuentan con el servicio. La dificultad para aumentar la cobertura reside en la ilegalidad de los barrios y la ubicación en zonas con riesgo geológico y no tanto en los costos de la conexión y la instalación interna que son financiadas por la empresa distribuidora.

Elementos relevantes de la evolución de la demanda industrial:

- La demanda industrial de gas natural de Bogotá y la Sabana representa cerca de un 40% de la demanda de la región y presenta patrones de consumo bien diferenciados en las dos subregiones
- Se observa un mayor dinamismo en el crecimiento de la demanda industrial en los municipios de la Sabana de Bogotá en comparación con el de Bogotá
- La demanda industrial de Bogotá está diversificada en actividades industriales de manufactura como textil, papel y cartón, alimentos, bebidas, vidrio y cerámica; la demanda industrial en la Sabana de Bogotá se da vidrio papel, cerámica, alimentos y bebidas, textil y siderúrgico.
- El crecimiento de la demanda industrial depende en gran medida de la competitividad del precio del gas natural frente a energéticos sustitutos y a la definición de disposiciones regulatorias que despejen incertidumbres sobre los costos y disponibilidad de este energético. La Resolución CREG 171 de 2011 ya regula el bypass de las redes de distribución a las redes de transporte para los grandes consumidores no regulados.

Elementos relevantes del uso del gas natural en el sector transporte:

- El consumo de gas natural vehicular, que representa aproximadamente un 16% del consumo de gas en la región, permite atender cerca de 110.000 automóviles de servicio particular y vehículos livianos de servicio público.
- A pesar de sus bondades ambientales y económicas, la utilización del gas natural en sistemas de transporte público se limita al taxi; en el servicio de buses, es inexistente.

-
- No obstante el desarrollo de programas de promoción de conversiones emprendidos por los diferentes agentes de la cadena, la evolución histórica del número de vehículos que utiliza gas natural indica que el ritmo de conversiones se aproxima al ritmo de retiro del servicio de los vehículos convertidos, con lo cual el crecimiento de este sector de consumo es marginal. Las dudas sobre la confiabilidad del suministro de gas natural en el mediano plazo afecta el crecimiento del GNV.

Expectativas de crecimiento de demanda

- Para el período en análisis (2013 -2025) se encontró que en el escenario base el crecimiento promedio anual de la demanda de los diferentes sectores de consumo se aproxima a un 1,6%, proyección afectada por la lenta dinámica del sector de los últimos años, resultado de las señales de falta de fortaleza en el suministro, y las dificultades del transporte por ductos en la región.
- Esta cifra consolidada resulta de expectativas de crecimiento anual de la demanda residencial de un 2.1%, de crecimiento de la demanda industrial de un 1.2% y de un crecimiento anual de 0.8% de la demanda de GNCV, que resultan del comportamiento reciente de la demanda sectorial. Si se despeja el horizonte de abastecimiento y se resuelven problemas regulatorios y de subsidios, la demanda industrial y de GNV podría ser mayor.
- No se tienen expectativas de crecimiento de la demanda de gas natural para generación de energía eléctrica ni para la industria petroquímica en la región. Si la demanda de la refinería de Barrancabermeja a partir de 2019 no está acompañada de nuevos descubrimientos y producción o importación, surgen problemas de suministro en el interior del país.
- No se proyecta una contribución de la demanda del sistema masivo de Transporte Público en el corto plazo. No está contemplado en los proyectos de movilidad urbana del actual gobierno de Bogotá.

Consistencia de la oferta y la Demanda de gas natural

- Las proyecciones de crecimiento de la demanda de gas natural en el escenario medio, elaborado por Fedesarrollo y por la UPME para toda la región del Centro del país, indican que la capacidad total de transporte que atiende la región (gasoductos La Belleza-Cogua y Apiay Bogotá) es superior a la demanda en los próximos diez años. No obstante lo anterior, la contratación de la capacidad de transporte por encima de las necesidades físicas en algunos años del horizonte de proyección puede crear restricciones comerciales a la entrada de nuevos agentes al mercado.

-
- De conformidad con los balances de oferta y demanda disponibles para el interior del país y de no incrementarse la capacidad de producción en el país o de intercambio con otras áreas del sistema, con las proyecciones del escenario medio elaboradas por la UPME, existe capacidad de producción y reservas de gas suficientes para atender la demanda de gas natural apenas hasta el año 2018.
 - No obstante, hay problemas puntuales, que pueden llegar a ser importantes, cuando hay interrupción del servicio, debido a problemas en la infraestructura de transporte, que podrían ser resueltos con proyectos complementarios que le den redundancia a la red troncal de gasoductos. También se presentan dificultades para atender la demanda cuando el gas está “atrapado” en contratos de los distribuidores. La oferta requiere flexibilidad para atender los requerimientos de la demanda, en particular, la térmica. Aunque en la región no existe este tipo de demanda, la oferta para el interior del país requiere flexibilidad. Para ello la solución propuesta incluye la inversión en plantas de regasificación (que liberarían gas para el interior del país) y proyectos de almacenamiento, actualmente en discusión con el regulador.
 - Al respecto, es necesario que la regulación defina los mecanismos e incentivos para el desarrollo de la infraestructura requerida para permitir niveles de confiabilidad adecuados en la atención de la demanda.
 - Frente a este escenario, es conveniente señalar que con el régimen fiscal para la exploración y explotación de nuevas reservas de hidrocarburos en el año anterior se viabilizó la perforación de 130 pozos exploratorios y que están pendientes de registrarse las reservas encontradas en el Departamento de Sucre por Pacific Rubiales, Ariana y Hocol, que podrían aumentar el volumen de las mismas y permitirán al país contar con nuevas fuentes de suministro.

Elementos que pueden afectar el costo del servicio, la extensión de la cobertura del servicio o la continuidad del suministro.

- Las restricciones regulatorias al agrupamiento de tramos de gasoducto con la consecuente unificación de cargos dificulta la extensión de la cobertura del servicio a nuevos municipios. En este sentido es deseable una revisión a los criterios de comparación de costos del gas natural con el GLP para viabilizar una mayor cobertura (Resolución CREG-141 de 2011), así como la reducción de riesgos de demanda para lograr una mayor concurrencia en la competencia por la expansión de Sistemas de Transporte (Resolución CREG-126 de 2010).

-
- La incertidumbre respecto al esquema de contratación del suministro de gas natural a partir del año 2014 puede comprometer el uso del gas natural en la industria y el GNCV.
 - Existen iniciativas de TGI tendientes a viabilizar la extensión de la cobertura a diez municipios de la Sabana que dependen de decisiones regulatorias que aseguren el reconocimiento pleno de la inversión.
 - La incertidumbre sobre la disponibilidad del energético generada tanto por mensajes imprecisos del Gobierno Nacional en el pasado, como por la percepción de algunos agentes de baja confiabilidad en el suministro, han afectado el crecimiento de la demanda industrial y del GNCV.

Elementos del entorno internacional que pueden ser de interés para la evolución de la oferta y la demanda de gas natural en Bogotá y la región.

De los resultados de los estudios analizados pueden derivarse algunas tendencias que pueden incidir en el futuro de la oferta o la demanda de gas natural en la región:

- Presumiblemente las restricciones ambientales al uso de hidrocarburos no afectarán al gas natural.
- De requerirse importar gas natural para asegurar el abastecimiento futuro de gas natural el país se dispondrá de un mercado global más robusto.
- Las tendencias de crecimiento de la demanda de gas natural en Bogotá (1,6%) y la región son similares a las proyectadas por el IEA para Latinoamérica (2.1%).
- En vista de las características de la demanda industrial en la región, es posible que existan oportunidades para el reemplazo de calderas industriales a modelos de alta eficiencia así como para la elevación de la eficiencia de otros equipos como hornos.
- Dados los márgenes de precios entre la gasolina y el diesel frente al gas natural, es posible que en Bogotá y Cundinamarca también existan oportunidades para el uso de gas natural como combustible en el transporte público, si se despejan las dudas sobre la confiabilidad del abastecimiento.
- Las políticas de certificación de conversiones continúan siendo un instrumento interesante para la seguridad en el uso del GNCV y para la financiación de conversiones de vehículos.

1.6 Conclusiones sobre el acceso a los servicios

Aspectos generales sobre el acceso a los servicios de electricidad y de gas

- La cobertura del servicio de energía eléctrica en Bogotá y la Sabana es prácticamente del 100% y los niveles promedios de consumo por suscriptor son superiores a los del país y al consumo de subsistencia estimado por la UPME. En este sentido no se evidencia la existencia de un problema de acceso a las redes ni al servicio mismo, aparte de los indicados por condiciones especiales y particulares que se señalan adelante.
- En algunos municipios de Cundinamarca aún existe población dispersa y distante de las redes sin el servicio de electricidad. Aunque existen fondos de financiación como el FAER, que facilitan la conexión de este tipo de usuarios, el alto costo de una solución interconectada conduce a que se exploren otro tipo de soluciones individuales como la energía fotovoltaica. Una acción en esta dirección podría ser liderada por el Departamento de Cundinamarca y el Ministerio de Minas y Energía, con la participación de Codensa.
- En gas natural, también existe una alta cobertura del 87% en el caso de Bogotá. En Cundinamarca 65 municipios aún no cuentan con este servicio. Una de las principales barreras para la expansión a estos municipios es la baja densidad de la población, lo cual hace menos competitivo el gas natural frente al gas propano.
- Las coberturas en energía eléctrica y gas natural en Bogotá son las más altas en el nivel nacional, en comparación con las demás regiones, aunque se presentan diferencias en el último servicio entre los hogares pobres y no pobres. No obstante, la conexión a los servicios no necesariamente garantiza el acceso continuo a los mismos, ya que este depende en gran medida de los ingresos percibidos por el hogar.

Al analizar la renta de la población bogotana por deciles, se halla que los de ingresos más bajos enfrentan serias restricciones en este aspecto, acentuadas en gran parte por el hecho de estar vinculados de manera informal al mercado laboral.

- En ese orden de ideas, se presentan impedimentos técnicos y económicos para el acceso de algunos de los hogares más pobres de la ciudad a la energía eléctrica y al gas natural, a pesar de que estos servicios ayudan a suplir muchas necesidades básicas de su vida diaria. En términos de promedios, el consumo de los hogares se encuentra por encima del consumo de subsistencia.
- Así entonces, dadas las limitaciones de ingresos, en algunos casos las familias se ven obligadas a dejar de pagar las facturas de energía eléctrica y gas natural, lo que se tra-

duce en una posterior desconexión y situación de morosidad que dificulta su acceso continuo a estos servicios públicos domiciliarios. Por tanto, es claro que los hogares de escasos recursos difícilmente pueden asumir el costo total de la provisión de energía y gas, lo que hace necesaria la injerencia de la política pública al respecto.

- **Sobre la incidencia y microsimulaciones**

- El impacto sobre la pobreza y la desigualdad del esquema de subsidios prácticamente nulo, lo cual se refleja en el hecho de que los subsidios no se distribuyen adecuadamente y se filtran en buena parte a hogares de estratos altos.
- Lo anterior repercute negativamente en el acceso de los hogares pobres de Bogotá a energía eléctrica y gas natural. Así mismo, vale la pena precisar que tales problemas de focalización, al estar asociados a las fallas en la estratificación, están fuera del alcance de los prestadores de los servicios públicos y dependen del nivel nacional. Por ejemplo, recientemente se ha radicado un Proyecto de Ley para garantizar un mínimo vital en energía eléctrica (100 KWH) en los hogares de estratos 1 y 2, que si bien en principio constituye una buena alternativa para que los hogares puedan acceder a este servicio público, al tener como base la estratificación seguiría presentando los problemas ya mencionados; por tanto, quizá valdría la pena tomar como referente el Sisben para la identificación de los potenciales beneficiarios de esta propuesta. Esta alternativa debe estar acompañada del análisis de la fuente fiscal que financiaría el programa.
- Ahora bien, hasta ahora se ha hecho un análisis netamente cuantitativo de la situación que atraviesan los hogares de escasos recursos en cuanto al acceso a los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural, en el que se han abordado desde las coberturas hasta el funcionamiento del esquema de subsidios cruzados, pasando por las restricciones de ingreso y la situación de morosidad que se enfrentan en este contexto. Esta aproximación, al estar fundamentada en encuestas estadísticamente representativas, permite identificar tendencias y hacerlas generalizables para todos los hogares.

Sobre el análisis cualitativo

- Los servicios públicos constituyen una preocupación permanente de las familias, especialmente de aquellas que presentan mayores restricciones económicas.
- La situación de morosidad no es permanente, sino que es fluctuante entre diferentes servicios, o en periodos largos de tiempo en relación con un mismo servicio. Esto señala que una vez las personas han sido sancionadas con la suspensión del servicio, en general buscan restaurar el servicio a través de un pago inmediato.

-
- Se presentan situaciones aisladas de corte del servicio durante un periodo de tiempo más o menos largo, fundamentalmente por dos razones: por un lado, problemas técnicos, especialmente en el caso del gas natural, que exigen la adecuación de las instalaciones para garantizar la seguridad, lo cual puede implicar márgenes de tiempo de hasta un mes sin el servicio; y por otro lado, dificultades económicas súbitas de las familias que no les permiten pagar y restaurar de manera rápida el servicio.
 - Es posible afirmar que los cortes en los servicios públicos se deben a cuatro grandes causas. La primera de ellas es la restricción de los ingresos de las familias que puede implicar una situación de no pago a la que simplemente se llega en la medida en que los recursos económicos disponibles se agotan. Una segunda causa obedece a olvidos en el pago que se dan cuando los recibos no llegan a los usuarios. Una tercera, se relaciona con situaciones fortuitas o contingentes de las familias, que exigen el uso de los rubros destinados a los servicios a cubrir necesidades mucho más urgentes. Y la última está relacionada con el incremento de las facturas debido al uso de créditos o al cobro de servicios técnicos.
 - El incumplimiento en el pago de los servicios públicos tiene sentido en el marco de una dinámica económica que se caracteriza por dar respuesta a necesidades inmediatas de las familias, sin posibilidad de ahorro o de invertir los recursos en educación. En esta dinámica, las deudas, la falta de regularidad en el ingreso y la inestabilidad del empleo cierran un círculo de respuesta a necesidades que se resuelven en el corto plazo, sin mayor proyección de desarrollo.
 - El pago de los servicios públicos involucra también las representaciones y usos sociales de los mismos, los cuales varían entre estratos y comunidades. El servicio de energía aparece como prioritario para familias cuyas actividades principales dependen del uso del internet. Es significativo, aunque no prioritario para aquellas familias con niños y niñas que se distraen a través de la televisión. El servicio de gas es considerado como prioritario para la preparación de alimentos.
 - Sin embargo, también tiene un peso importante en la priorización de los servicios a pagar el costo de la reconexión, que puede significar para las familias, dadas sus dificultades económicas, una pérdida y una restricción aún mayor en sus opciones del mes.
 - Las estrategias propuestas por las personas para facilitar el pago oportuno de los servicios públicos de gas y energía eléctrica apuntan a coordinar la disponibilidad de recursos con los momentos de pago, a facilitar a las personas medios, plazos y formas de pago que permitan solventar una mora latente y a generar incentivos por el cumpli-

miento. Sin embargo, el análisis de las soluciones por parte de las empresas debe incorporar el hecho de que la refinanciación de los pagos puede conducir a una trampa de pobreza, en la medida en que los hogares tendrán que pagar el costo de la refinanciación. Las políticas públicas, en estos casos, deben centrarse en el origen de la limitación en la capacidad de pago que está en la fuente de los ingresos de los usuarios.

- Los servicios de gas natural y de energía eléctrica son reconocidos por su calidad. El servicio de gas contrasta por su precio y por su facilidad de acceso con el gas propano; entre tanto el servicio de energía eléctrica es asociado a la vida familiar y a las interacciones cotidianas. Sin embargo, algunas familias perciben diferentes fallos en la calidad del servicio, entre los cuales aparecen como puntos críticos los servicios técnicos y de infraestructura en el caso del gas, los fallos y cortes injustificados en el servicio y el cobro de cuotas del crédito de consumo de Codensa que no han sido autorizado por el cliente.
- Finalmente, todos los hallazgos y resultados de esta aproximación cualitativa deben contrastarse con los del enfoque cuantitativo, de forma tal que las conclusiones generales de este análisis y las recomendaciones derivadas del mismo tengan un carácter integral. De este modo, se busca que las alternativas propuestas para mejorar el acceso de los hogares pobres a la energía eléctrica y el gas natural, se fundamenten en la interacción entre los métodos cualitativos y cuantitativos.

Sobre las experiencias en la prestación

- En general, se encontró que las alternativas diseñadas desde el sector público y privado ayudan a mejorar el acceso de los hogares pobres a los servicios de energía eléctrica y gas natural. En su mayoría, tanto en el país como en América Latina, estas acciones están dirigidas a solucionar el problema de falta de pago en el que caen estos hogares, al ser éste uno de los principales limitantes que se enfrentan para poder consumir estos servicios. Sin embargo, esta revisión de experiencias también permitió identificar otros casos en los que los incentivos estaban dados para que las personas hicieran un mejor uso de la energía, legalizaran sus conexiones o fortalecieran su capital humano, lo cual supone entender que el tema de acceso a la energía eléctrica y el gas natural va más allá de un problema de ingresos.
- Con base en las experiencias recopiladas en esta sección, vale la pena señalar cuáles de estas pueden llegar a aplicarse en el contexto bogotano. De una parte, a nivel nacional, además de las estrategias para mejorar el recaudo y solucionar el problema de falta de pago que se han implementado recientemente en Codensa, también se podría retomar el análisis de la aplicación de la modalidad prepago (tal como lo ha hecho

EPM en Medellín) para el servicio de energía eléctrica. Si bien el programa piloto adelantado por Codensa señalaba que la recepción del cliente era neutral (solo un 4% de percepción favorable), es recomendable estudiar la opción de ofrecer esta alternativa para los hogares pobres, dado que como se encontró en el estudio realizado para EPM por Fedesarrollo en 2007, los costos en los que incurre la empresa se compensan con el bienestar social que se alcanza entre los más necesitados. De este modo, se lograría mejorar el acceso al servicio y reducir la morosidad al mismo tiempo.

- En cuanto al gas natural, los altos costos de conexión e instalación interna suelen ser un limitante importante para el acceso de los hogares a este servicio. No obstante, se podrían adelantar alternativas similares al Programa de Habilitación de Vivienda que lleva a cabo EPM, con el que se busca dotar de este servicio a las viviendas de estratos bajos a través de un crédito.
- De otra parte, entre las experiencias internacionales, hay consenso en la importancia de otorgar subsidios o transferencias a los hogares pobres para acceder a energía eléctrica y gas natural. En este sentido, Colombia no ha sido ajena a este principio, dado que consagró una política pública de subsidios cruzados, según la cual los sectores industrial y comercial y los estratos 5 y 6 contribuían a la financiación parcial del consumo de los estratos de bajos ingresos. Los estratos bajos cuentan con subsidio aún después de la eliminación de la contribución de la industria y el comercio que se ordenó recientemente y son financiados con las contribuciones de los estratos altos y los recursos del presupuesto público. El esquema actual de subsidios padece las deficiencias mencionadas en la sección anterior; no obstante, es válido reiterar que la posibilidad de establecer un mínimo vital en energía eléctrica y otras iniciativas similares en Bogotá, deberían basarse en el Sisben y no en la estratificación, dadas sus debilidades como mecanismo de focalización. No sobra recordar que estas medidas deben estar acompañadas del correspondiente análisis financiero del impacto sobre el presupuesto público.

2 Recomendaciones

Las recomendaciones que se han elaborado se encuentran agrupadas de acuerdo con campos de acción definidos en el objetivo general del estudio para: i) incrementar el bienestar de la población mediante un mejor acceso a los servicios de energía; ii) apoyar la sostenibilidad de la suficiencia energética de la región; y iii) mejorar el planeamiento y utilización eficiente de la infraestructura para incrementar la competitividad de la región y el bienestar social en general.

2.1 Recomendaciones para incrementar el bienestar de la población mediante un mejor acceso a los servicios de energía

i- En el sector de energía eléctrica

- Para mejorar las condiciones de pago del servicio por parte de grupos de la población con problemas particulares para acoplarse a los plazos de pago de los ciclos de facturación, y con el fin de encontrar soluciones adicionales a las ya implementadas por Codensa, se propone la revisión del estudio sobre medidores prepago realizado por esta empresa hace algunos años, tomando en cuenta la evolución tecnológica, los costos de las mismas y el conocimiento que Codensa ha ganado sobre las condiciones de la población de menores recursos.
- Para mejorar el nivel de acceso a los energéticos en general y aliviar el valor de la factura de estos servicios, se propone que EEB lidere, con la participación de Codensa y Gas Natural, una investigación sobre las barreras que impiden la utilización más eficiente de electrodomésticos y gasodomésticos en los estratos 1, 2 y 3 de Bogotá, y las alternativas para el levantamiento de las mismas, delineando posibles proyectos que puedan ser impulsados por estas empresas.

ii- En el sector de gas natural

Sector residencial:

- Profundizar el conocimiento sobre las barreras y motivos que conducen a hogares a no conectarse aún a la red domiciliaria, con el fin de enfatizar campañas orientadas a este propósito. Se trata de una actividad en cabeza de Gas Natural de Bogotá que puede ser coadyuvada por la EEB y puede hacer parte del mismo estudio propuesto anteriormente. Esta actividad permitirá diseñar estrategias para promover el uso del calentador a gas en lugar de la ducha eléctrica.

-
- Viabilizar la construcción de los gasoductos previstos por TGI para los diez municipios del Suroccidente de Cundinamarca.
 - A nivel de Cundinamarca, y dado que pueden existir conflictos entre la empresa transportadora y distribuidoras para acordar los proyectos de expansión de cobertura, la EEB puede intentar de nuevo fungir como facilitador para la viabilización de los mismos.
 - Analizar las estrategias para sustituir el consumo de leña en los municipios de Cundinamarca.

Sector industrial:

- Con el liderazgo de la Alcaldía de Bogotá, la Gobernación de Cundinamarca y EEB, insistir ante la CREG para que reconozca los costos y las inversiones que hagan viable la continuación de la construcción de la infraestructura de transporte en el corredor de la Calle 80.
- Apoyar ante la CREG la alternativa de la contratación a largo plazo y esquemas que permitan flexibilidad en la negociación bilateral de los contratos de suministro. Se trata de una acción por parte de Naturgas.
- En forma similar a la anterior, se propone la realización de estudios sobre la utilización de calderas de alta eficiencia en el sector industrial. Se podría revivir y fortalecer el comité Universidad – empresa para la integración de recursos y de generación de nuevas actividades económicas en la medida que de los resultados de los estudios se desprendan proyectos de inversión.

Sector GNV:

- Es conveniente realizar un estudio integral que permita analizar y evaluar los incentivos normativos que impulsen la competitividad del gas natural en el transporte público.
- Al igual que se da para el sector industrial, apoyar ante la CREG la alternativa de la contratación a largo plazo y esquemas que permitan flexibilidad en la negociación bilateral de los contratos de suministro. Se trata de una acción que podría impulsar el gremio sectorial Naturgas.
- Asegurar que se mantengan los incentivos regulatorios para la determinación de cargos de distribución para el transporte de pasajeros.
- Asegurar la certificación de las conversiones de vehículos a GNCV por parte de talleres acreditados.
- Asegurar los descuentos y la financiación de las conversiones en GNCV.

2.2 Recomendaciones para apoyar la sostenibilidad de la suficiencia energética de la región

i- En el sector de energía eléctrica

- Promover, a través del planeamiento del STN, que los análisis de confiabilidad profundicen sobre los riesgos de incrementar la dependencia de un área de gran carga como la de Codensa, para la expansión del STN.
- Promover ante la CREG el inicio de estudios regulatorios sobre mecanismos que permitan incentivar y reconocer inversiones para la localización de nueva generación, bajo el concepto de generación distribuida. De igual manera, ante la UPME se debe promover el análisis de tales alternativas, en razón a sus beneficios de confiabilidad, reducción de costos de STN, y otros que se identifiquen en el planeamiento de la expansión de la generación – transmisión encargada a la UPME.
- Con el propósito de facilitar la ejecución de los proyectos de redes en la región, mediante el liderazgo de la EEB, y con el apoyo del Distrito, independientemente de quién lo ejecute, promover mecanismos de interacción con los municipios involucrados en la utilización del espacio para el desarrollo de infraestructura de transmisión y subtransmisión.
- Para reducir y controlar el riesgo de confiabilidad por suficiencia en las redes: i) para el año 2014, a través del liderazgo de EEB, propiciar la ejecución oportuna de los proyectos de compensación y la solución transitoria de mayor transformación en el STR de Codensa; ii) a futuro, proponer ante la UPME y la CREG que la aprobación de los proyectos de expansión se realice con una holgura suficiente, tomando en cuenta la experiencia reciente sobre la problemática de la infraestructura eléctrica.

ii- En el sector de gas natural

- De otra parte, es importante considerar iniciativas regulatorias como las de la Resolución CREG- 023 de 2013, mediante las cuales la Comisión de Regulación de Energía y Gas impulsa la construcción de infraestructura para importación de gas licuado y viabiliza la posibilidad de contar con una fuente de respaldo para asegurar el abastecimiento de la demanda nacional.
- No obstante lo anterior y a pesar de que también existen iniciativas regulatorias para la construcción de activos de confiabilidad, hasta la fecha no se han desarrollado las metodologías particulares para el reconocimiento y remuneración de inversiones de confiabilidad al Distribuidor y al Transportador.

-
- Por lo anterior, las iniciativas de desarrollo de infraestructura por parte de TGI y Gas Natural S.A. para mejorar la confiabilidad de la región con gasoductos alternos de abastecimiento y con proyectos de almacenamiento, aún no han sido debidamente valoradas.

2.3 Recomendaciones para mejorar el planeamiento y utilización eficiente de la infraestructura para incrementar la competitividad de la región y el bienestar social en general

- Dado que la relocalización de varias industrias grandes hacia municipios de la Sabana puede dejar espacios y capacidad de transformación de energía eléctrica disponible, se propone la implantación, por parte de Codensa, de un mecanismo de información sobre zonas de localización industrial en Bogotá de industrias permitidas según el POT, con el tipo de tarifas de distribución que pueden aplicarse, dadas las facilidades de conexión a los diferentes niveles de tensión instalados. Lo anterior, con el fin de incentivar la localización de nuevas industrias, de PYMES y la competitividad de la ciudad.
- Introducir, en los procesos de planeamiento de largo plazo, la investigación y desarrollo de estudios orientados a discutir la visión de ciudad en aspectos relacionados con la introducción de nuevos elementos integrantes de los recursos urbanos como los vehículos eléctricos y las redes inteligentes, a la manera como lo están haciendo otros países y se ilustró en el Informe 2. La EEB podría liderar, con la participación de Codensa, del comité Universidad Empresa y de la Secretaría de Planeación, el desarrollo de investigaciones y proyectos relacionados, con la participación de grupos de investigación de universidades. Se trata de un proceso dinámico de largo plazo, que permitiría a su vez, el enriquecimiento de los procesos de planeación y la vinculación de diferentes estamentos a la misma.
- Como resultado de lo anterior, se delinearían políticas de ordenamiento y localización de infraestructura y espacios de servicio, a la vez que permitiría identificar acciones a promover ante las autoridades. Por ejemplo, en materia de estructura tarifaria favorable a la penetración de vehículos eléctricos.
- Los principios e ideas anteriores son igualmente válidas para el caso del gas natural.

BIBLIOGRAFÍA

- Bogotá, una apuesta por Colombia: IDH Bogotá 2008. (2008). Bogotá D.C.: PNUD.
- Alfonso, O. (2009). Bases para el análisis prospectivo de la región metropolitana de Bogotá: Usos del territorio y localización de actividades y población. Bogotá D.C.: Secretaría Distrital de Planeación.
- Ardila, G. (2009). Bogotá-Sabana: ¿gobernabilidad posible? Bogotá D.C.: Foro Nacional Ambiental.
- Barrios, R., & Lazarevsky, S. (2009). Bogotá: social housing versus actors. *Gestión y Ambiente*, XII(1), 91-106.
- Brueckner, J. (2003). Strategic interaction among governments: an overview of empirical studies. Urbana: Department of Economics and Institute of Government and Public Affairs - University of Illinois.
- Cámara de Comercio de Bogotá. (2011). Observatorio de la región Bogotá-Cundinamarca: comportamiento de la economía de la región en el primer semestre de 2011. Bogotá D.C.
- Concentra (2012), *"Índice Concentra, Agosto de 2012"*
- Concentra (2012B), *"Ahorro por uso del gas natural"*, Septiembre de 2012
- Dueñas, M. A., Morales, M. E., & Olmos, L. E. (2009). Aglomeración industrial en el área metropolitana de Bogotá D.C. *Revista Facultad de Ciencias Económicas: Investigación y Reflexión*, XVIII(2), 99-118.
- Energy Information Administration (2010), *"Trends in US Residential Natural Gas Consumption"*
- Enders, W. (2002). *Applied Econometric Time Series*. Second Edition. Wiley.
- Gracia, O., & Zapata, J. G. (2010). Modelo económico y social para Cundinamarca en el marco de la Región Capital: reformas y políticas de cara al futuro. Bogotá D.C.: Fedesarrollo-Mimeo.
- Henriquez, H., & Sagayo, J. T. (2011). Testing for spatial location patterns of Bogotá's small and medium size manufacturing firms (2006-2008). Obtenido de SSRN: <http://ssrn.com/abstract=2009680> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2009680>

International Energy Agency (2010), *“World Energy Outlook 2010”*.

Lütkepohl, H. (2005). *New Introduction to Multiple Time Series Analysis*. Springer.

Massachusetts Institute of Technology (2011), *“The Future of Natural Gas”*. MIT Energy Initiative.

Molina, H., Rueda, J., Sarmiento, A., & Pardo, M. (2003). Dinámica demográfica y estructura funcional de la región Bogotá-Cundinamarca 1973-2020. En UNCRD, UNDESA, & MPR, *De la ciudad a las regiones: desarrollo regional integrado en Bogotá-Cundinamarca*. Bogotá D.C.

Naturgas (2011), *“Del gas natural en Colombia: Caso de estudio para el sector de transporte público”*.

Pineda, S., Zapata, J. G., & Pinilla, C. (2010). Propuesta para el desarrollo de lineamientos para una política de adaptación a la evolución de los asentamientos productivos en la estructura metropolitana y regional. Bogotá D.C.: Mimeo.

Promigas (2012). *“Informe del Sector Gas Natural 2011. Lustrro 2007-2011: Datos y Cifras del Sector”*. Versión no. 13.

Reflexiones de la mesa de expertos. (2009). Bogotá-Sabana: ¿governabilidad posible? Bogotá D.C.: Foro Nacional Ambiental.

Rincón, M. P. (2009). Bogotá: ¿es posible un modelo regional desconcentrado? Bogotá D.C.: Universidad Nacional de Colombia-Secretaría Distrital de Planeación.

Rueda, N. (2003). *Urban Slums Report: the case of Bogotá, Colombia*. Recuperado el 26 de Noviembre de 2012, de http://www.ucl.ac.uk/dpuprojects/Global_Report/pdfs/Bogota.pdf

Salazar, J. (2001). ¿Expansión o densificación?: Reflexiones en torno al caso de Bogotá. *Bitácora Urbano Territorial*, 21-35.

Secretaría Distrital de Planeación. (2010). *Diagnóstico de la Región Capital: Bogotá-Cundinamarca*. Bogotá D.C.: Alcaldía Mayor de Bogotá D.C.

Secretaría Distrital de Planeación. (2011). *Actualización del diagnóstico de la Región Capital: Bogotá-Cundinamarca*. Bogotá D.C.: Alcaldía Mayor de Bogotá D.C.

UNCRD – Mesa de Planificación Regional Bogotá Cundinamarca. (2003). *De la ciudad a las regiones: desarrollo regional integrado en Bogotá–Cundinamarca*. Bogotá.

Unidad de Planeación Minero Energética (2011), *“Proyección de demanda de gas natural en Colombia, Revisión diciembre 2011”*.

Unidad de Planeación Minero Energética (2013), *“Plan de Abastecimiento de Gas natural 2013-2022”*. Presentado en el XVI Congreso de Naturgas, Cartagena, marzo de 2013.

Universidad de los Andes – Gas Natural S.A. (2012), *“Pruebas de consumo y emisiones en buses alimentados por gas natural”*, Septiembre de 2012

Universidad Nacional de Colombia (2006), *“Determinación del consumo final de energía en los sectores residencial, urbano y comercial y determinación de consumos para equipos domésticos de energía eléctrica y gas”*, Presentado a la UPME por Corpoema, Junio de 2006.

Zapata, J. G., & Durán, I. (2011). Evolución del recaudo de ICA y predial en la región capital. Bogotá D.C.: Consultoría para la INCRD.

Planes de Desarrollo de municipios de Cundinamarca y de Bogotá.

http://www.planeacion.cundinamarca.gov.co/BancoConocimiento/D/dc-planes_de_desarrollo_municipales_2004_2015a-c/dc-planes_de_desarrollo_municipales_2004_2015a-c.asp

Planes de Ordenamiento Territorial de municipios de Cundinamarca y de Bogotá.

http://www.planeacion.cundinamarca.gov.co/BancoConocimiento/D/dc-sig_pota-c/dc-sig_pota-c.asp

<http://www.sdp.gov.co/portal/page/portal/PortalSDP/POT2012/lonuevopot>

Bases estadísticas de la Gobernación de Cundinamarca:

Cuentas Económicas Departamentales

http://www.planeacion.cundinamarca.gov.co/BancoConocimiento/O/osiae-cuentas_economicas/osiae-cuentas_economicas.asp

Indicadores básicos provinciales

http://www.planeacion.cundinamarca.gov.co/BancoConocimiento/I/indicadores_basicas_provinciales/indicadores_basicas_provinciales.asp

Estadísticas Sociodemográficas

<http://www.planeacion.cundinamarca.gov.co/BancoConocimiento/O/osiae-estadisticas/osiae-estadisticas.asp>

Sobre la confiabilidad en la región

Presentación de Gas Natural en el Congreso Naturgas. Confiabilidad en la prestación del servicio, Visión del Distribuidor.

http://www.naturgas.com.co/files_fck/files/congreso/maria%20eugenia%20coronado.pdf

Presentación de TGI en el Congreso de Naturgas. Visión de la Industria Confiabilidad en la prestación del servicio.

http://www.naturgas.com.co/files_fck/files/congreso/Ricardo%20Roa.pdf

Presentaciones de Gas Natural, TGI y EEB en el Foro sobre abastecimiento energético en el Centro del país organizado por la Superservicios en junio de 2012 (Pendientes)

Solicitud tarifaria presentada por TGI a la CREG - Pendiente

Estudio de confiabilidad y profundización en el análisis de los riesgos de continuidad del servicios asociado a la infraestructura de suministro en los campos de producción Freyre Itansuca

<http://cnogas.org.co/documentos/CIRCULAR011-2012%20ANEXO01.pdf>

Mapa interactivo de la red de gasoductos. <http://www.tgi.com.co/index.php/es/>

Sobre políticas públicas

Plan de Desarrollo Bogotá Humana

<http://www.bogotahumana.gov.co/index.php/component/content/article/11-plan-de-desarrollo/410-lan-de-desarrollo-bogota-humana-2012-2016>

Plan de Movilidad

http://www.movilidadbogota.gov.co/hiwebx_archivos/ideofolio/presentacin-plan-de-desarrollo-sector-de-movilidad_4193.pdf

Modelo económico y social para Cundinamarca en el marco de la Región Capital: reformas y políticas de cara al futuro. Septiembre 2010.

<http://www.fedesarrollo.org.co/investigacion/investigaciones/desarrollo-regional/>

Decreto 3531 de 2004 Fondo Especial Cuota de Fomento

http://www.minminas.gov.co/minminas/kernel/usuario_externo_normatividad/form_consultar_normas.jsp?parametro=238&site=18

Decreto 1718 de 2008 Fondo Especial Cuota de Fomento

http://www.minminas.gov.co/minminas/kernel/usuario_externo_normatividad/form_consultar_normas.jsp?parametro=1652&site=18

Resolución Minminas 182032 de 2010, Fondo Especial Cuota de Fomento

http://www.minminas.gov.co/minminas/kernel/usuario_externo_normatividad/form_consultar_normas.jsp?parametro=302&site=18

Guía para la presentación de proyectos FAER, FAZNI, SGR, FECF

[http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/AMBIENTAL/NoticiasAmbiental/CARTILLA%20ENERGETICA\(1\).pdf](http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/AMBIENTAL/NoticiasAmbiental/CARTILLA%20ENERGETICA(1).pdf)

Comisión de Regulación de Energía y Gas:

- Resolución CREG.126 de 2010, Metodología general de cargos de transporte
- Resolución CREG 121 de 2011, Cargos de transporte para TGI
- Resolución 054 de 2012, Propuesta de confiabilidad en gas natural.
- Resolución CREG-90 de 2012, Propuesta de cargos de Distribución de gas natural.
- Resolución CREG-113 de 2012, Propuesta de mercado mayorista de gas natural.
- Resolución CREG-141 de 2012, STR, Cundi Suroccidental.
- Resolución CREG-142 de 2012, STR Cundi Noroccidental.
- Resolución CREG-154 de 2012.

Información estadística de interés

Proyecciones de demanda de gas natural nacional, regional y por sectores (varias revisiones).

<http://www.sipg.gov.co/LinkClick.aspx?fileticket=g%2fS1Rkma9do%3d&tabid=125&language=es-ES>

Precios de gas natural en boca de pozo.

<http://www.sipg.gov.co/Inicio/GasNatural/Proyeccionespreciosydemandat/tabid/84/language/es-CO/Default.aspx>

Oferta y consumo de gas natural: nacional y por regiones.

<http://www.sipg.gov.co/Inicio/GasNatural/Proyeccionespreciosydemanda/tabid/84/language/es-CO/Default.aspx>

<http://www.sipg.gov.co/sipg/Home/SectorHidrocarburos/PrincipalesCifras/tabid/65/language/es-ES/Default.aspx>

Demanda de gas natural por regiones y sectores

<http://www.sipg.gov.co/Inicio/GasNatural/Estadisticas/Demanda/tabid/122/language/es-CO/Default.aspx>

La Cadena del Gas Natural en Colombia.

<http://www.sipg.gov.co/Inicio/GasNatural/Estadisticas/Demanda/tabid/122/language/es-CO/Default.aspx>

Cobertura.

<http://www.sipg.gov.co/sipg/Home/GasNatural/Estadisticas/Transporte/tabid/82/language/es-CO/Default.aspx>

Usuarios residenciales conectados por estrato y empresa.

http://www.upme.gov.co/generadorconsultas/Consulta_Series.aspx?idModulo=3&tipoSerie=102&FechaInicial=01%2f01%2f2009&FechaFinal=31%2f12%2f2010

Reservas de gas natural.

<http://www.sipg.gov.co/Inicio/GasNatural/Estadisticas/Reservasgasnatural/tabid/146/language/es-ES/Default.aspx>

Suministro de gas natural.

<http://www.sipg.gov.co/Inicio/GasNatural/Estadisticas/Suministrogasnatural/tabid/147/language/es-ES/Default.aspx>

Gas natural vehicular.

<http://www.sipg.gov.co/Inicio/GasNatural/Estadisticas/Gasnaturalvehicular/tabid/148/language/es-ES/Default.aspx>

Cobertura nacional del servicio de gas natural.

http://www.minminas.gov.co/minminas/gas.jsp?cargaHome=3&id_categoria=152&id_sub_categoria=459

Gas natural en áreas de servicio exclusivo.

<http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/GAS/Gas%20Natural/Expansion%20Geografica.pdf>

Estaciones de servicio de gas natural vehicular.

http://www.minminas.gov.co/minminas/gas.jsp?cargaHome=3&id_categoria=127&id_sub_categoria=710

Estadísticas de conversiones de vehículos de gas natural.

http://www.minminas.gov.co/minminas/gas.jsp?cargaHome=3&id_categoria=127&id_sub_categoria=452

Cantidad de empresas según localidad y letra del código CIU

<http://camara.ccb.org.co/contenido/categoria.aspx?catID=94>

PROMIGAS informe del sector gas natural 2011

http://cnogas.org.co/documentos/Informe_del_Sector_Gas_Natural_2011-1.pdf

Gobernación de Cundinamarca (2010), *“Estadísticas de Cundinamarca 2010”*.