



Política Pública Mineroenergética de Santander





POLÍTICA PÚBLICA MINEROENERGÉTICA DE SANTANDER



MAURICIO AGUILAR HURTADO
Gobernador

Bucaramanga, 2020



NERTHINK MAURICIO AGUILAR HURTADO Gobernador de Santander 2020 – 2023	
GENNY CRISTINA SARMIENTO DIAZ Gestora Social	
GABINETE DEPARTAMENTAL SECRETARIOS DE DESPACHO	
LEILYN YAZMIN GOMEZ ORDOÑEZ Secretario de Planeación	JHON JAIME RUIZ MACIAS Secretario del Interior
JAIME RENÉ RODRÍGUEZ CANCINO Secretario de Infraestructura	ELIZABETH LOBO GUALDRÓN Secretaria de Hacienda
JAVIER ALONSO VILLAMIZAR SUAREZ Secretario De Salud	MARÍA EUGENIA TRIANA VARGAS Secretaria De Educación
RICARDO FLOREZ Secretario De Las Tic	CAMILO ARENAS PRADA Secretaria General
MILTON VILLAMIZAR AFANADOR Secretario de Desarrollo	MERY LUZ HERNÁNDEZ LÓPEZ Secretaria de Cultura Y Turismo
FABIÁN ANDRÉS VARGAS PORRAS Secretario de Vivienda y Hábitat Sustentable	ROSMARY MEJÍA SERRANO Secretaria de Agricultura y Desarrollo Rural
LADY ANDREA BLANCO PIMIENTO Secretaría de Mujer y Equidad de Género	
JEFES DE OFICINAS ASESORAS DESPACHO GOBERNADOR	
AURA YOHANA SOTOMONTE DÍAZ Jefe Oficina Asesora Jurídica	BENJAMÍN GUTIÉRREZ SANABRIA Jefe de Control Interno
HENRY HERNÁNDEZ HERNÁNDEZ Director de Control Disciplinario	
ASESORES	
AIDA MARGARITA HERNÁNDEZ ANGULO Asesora Privada	CARMEN CECILIA REYES SILVA Asesora
CRISTAL ROCÍO VILLARREAL HERRERA Asesora	GUSTAVO ADOLFO ARDILA AYALA Asesor
JAIME ORLANDO VARGAS MENDOZA Asesor	JHON JAIME RUIZ MACÍAS Asesor
JOSÉ ALFREDO MARÍN LOZANO Asesor	KATHERÍN SUÁREZ RUIZ Asesora
LINO GERARDO OCHOA ARGÜELLO Asesor	LUZ NIDIA COTE VALDERRAMA Asesora
MARÍA MARGARITA GÓMEZ CUBILLOS Asesora	MARÍA PAULA OREJARENA PÉREZ Asesora
SEGUNDO EFRAÍN PARDO ARCINIEGAS Asesor	YENNY KATHERINE RUBIO ORTEGA Asesora
JUAN CARLOS TARQUINO GALLEGO Asesor	





DIRECTORES TÉCNICOS	
SERGIO ANDRÉS AGÓN MARTÍNEZ Director de Prospectiva Territorial	CRISTHIAN ORLANDO BECERRA HERNÁNDEZ Director de Sistemas Integrados de Gestión
ARGEMIRO ANGULO DIAZ Director de Proyectos y Regalías	ELGA JOHANNA CORREDOR SOLANO Director de Talento Humano
PROSPERO A. ARENAS CASTILLO Director de Asuntos Minero Energéticos	EDWIN ORLANDO CORREA RAMÍREZ Director de Sistemas de Información
REINALDO CASTILLO PARRA Director de Gestión de Infraestructura	ANDRÉS TOMÁS LEÓN MENDOZA Director de Productividad y Competitividad
MARÍA FERNANDA ARTAVIA PARDO Directora de Desarrollo Social	CARLOS MAURICIO HERRERA VARGAS Director de Aguas y Saneamiento Básico
DAVE STHEVENSON TRUJILLO AGUILAR Director Administrativo y Financiera	REYNALDO JOSE D'SILVA URIBE Director de Ingresos
FÉLIX EDUARDO RAMÍREZ Director de Presupuesto	SANDRA LUCÍA HERNÁNDEZ RODRÍGUEZ Directora Técnica de Contabilidad
MAGDA FARINA MANCILLA HERNÁNDEZ Directora de Tesorería	NANCY LILIANA NAVAS FERREIRA Director de Contratación, Bienes y Servicios
CARLOS REINALDO MILLÁN VALDERRAMA Director de Desarrollo Rural y Ambiental	ANDRES ARDILA Director Administrativo de Atención al Ciudadano
FABIANA MARCELA IRREÑO BELTRÁN Directora de Atención Integral a las Víctimas	BERNARDO PATIÑO MANSILLA Director Estratégico
CÉSAR AUGUSTO GARCÍA DURÁN Director de Gestión del Riesgo	ALEJANDRO LOZANO URIBE Director de Desarrollo de Servicios, Vigilancia y Control
GERMÁN EDUARDO MARÍN CÁRDENAS Director de Salud Integral	CÉSAR ERNESTO SÁENZ ARANDA Director de Planeación y Mejoramiento en Salud
MAIRA MAGNOLIA BELTRÁN ACOSTA Directora Administrativa y de Control Financiero en Salud	CARLOS ANDRÉS PÁEZ BAYONA Director de Proyectos de Infraestructura

INSTITUTOS DESCENTRALIZADOS	
PEDRO BELÉN CARRILLO CÁRDENAS Director INDERSANTANDER	JOHNNY WALTER PEÑALOZA NIÑO Gerente IDESAN
GONZALO MEDINA SILVA Gerente Lotería de Santander	NOHORA CRISTINA FLÓREZ BARRERA Gerente ESANT





CORPORACIONES AUTÓNOMAS REGIONALES	
HECNEY ALEXCEVITH ACOSTA SÁNCHEZ Director General Corporación Autónoma Regional de Santander - CAS	JUAN CARLOS REYES NOVA Director General Corporación Autónoma Regional para la Defensa de la Meseta de Bucaramanga – CDMB
FABIO VILLAMIZAR DURAN Director Territorial Andes Nororientales Parques Nacionales Naturales	IVÁN VARGAS Director (E) Área Metropolitana de Bucaramanga

HONORABLES DIPUTADOS ASAMBLEA DEPARTAMENTAL DE SANTANDER	
LUIS EDUARDO DIAZ MATEUS Presidente	
EMEL DARÍO HARNACHE BUSTAMANTE Primer Vicepresidente	
CAMILO ALFONSO TORRES Segundo Vicepresidente	
ALFONSO PINTO FRATTALI	ANABEL TARAZONA IGUAVITA
CLAUDIA LUCÍA RAMÍREZ CARREÑO	GIOVANNI HERALDO LEAL RUIZ
HUGO ANDRÉS CARDOZO RUEDA	JONATHAN ALEJANDRO DUARTE
LUIS FERLEY SIERRA JAIMES	MARGGY CAROLINA RANGEL BUENO
MAURICIO MEJÍA ABELLO	NAKOR FERNANDO RUEDA ORTEGA
NOE ALEXANDER MEDINA SOSA	OSCAR MAURICIO SANMIGUEL RODRÍGUEZ
PEDRO LEÓNIDAS GÓMEZ GÓMEZ	
SERGIO ANDRÉS GALÍNDEZ RIVERO Secretario General	DANIEL ORDUZ QUINTERO Secretario Comisión Segunda o del Plan

DIRECCIÓN DE ASUNTOS MINERO ENERGÉTICOS FERNANDO RODRÍGUEZ VELANDIA Director de Asuntos Minero Energéticos	
EQUIPO TÉCNICO	
ENRIQUE VARGAS LUNA Economista	HENRY VERA GONZÁLEZ Ingeniero Mecánico
IVAN RAMIREZ GALVIZ Ingeniero Electyromecanico	GUSTAVO PÁEZ FRANCO Ingeniero Eléctrico
ANGIE CATHERINE ORDUZ PINZÓN Ingeniera electricista	JUAN SEBASTIÁN REY SUAREZ Ingeniero de Petróleos





CONTENIDO

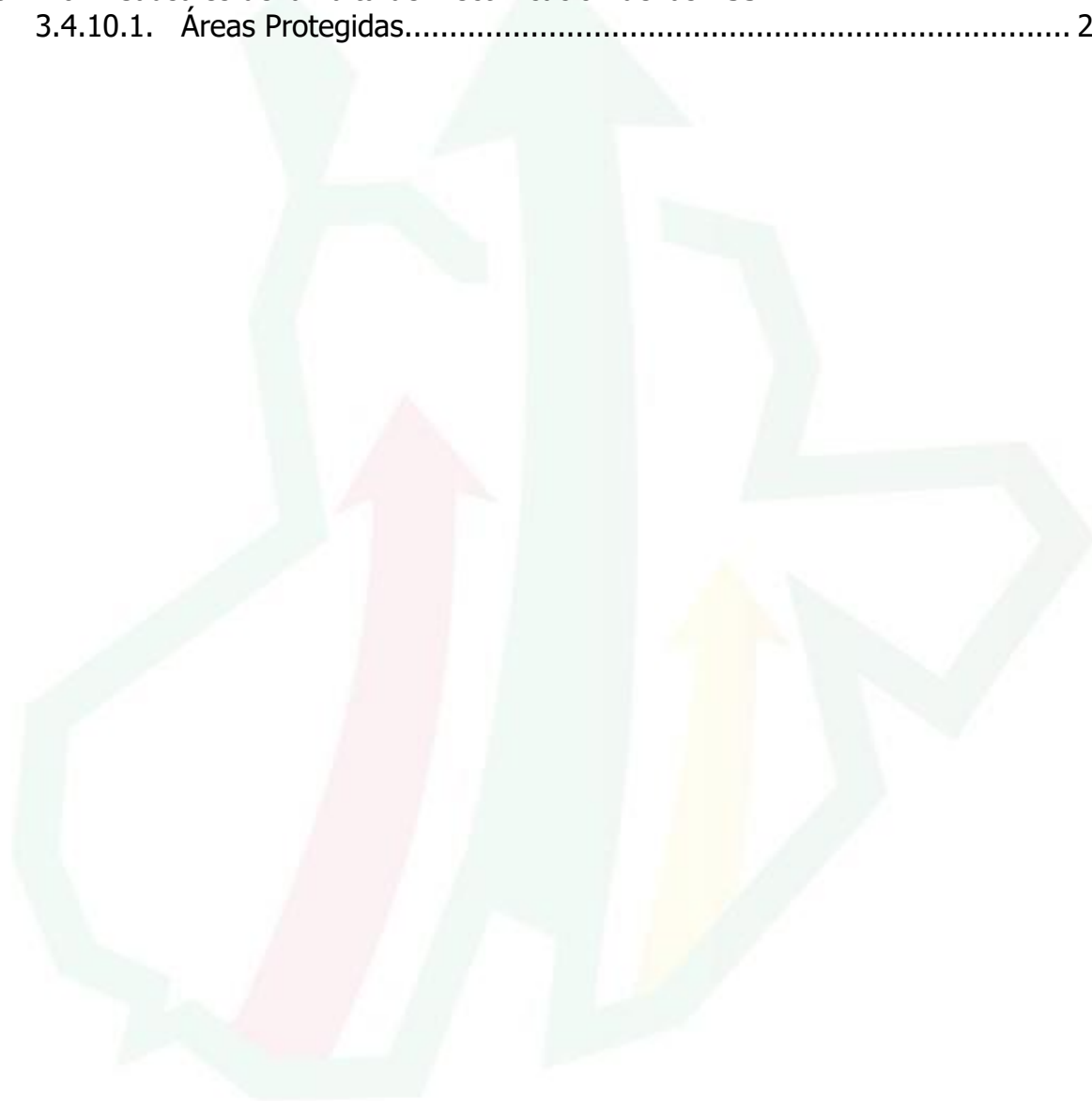
	Pág.
CAPÍTULO 1 – ETAPA DE DIAGNOSTICO	15
1. HIDROCARBUROS	15
1.1. Contexto Nacional – Colombia.....	16
1.1.1. Historia del Petróleo	16
1.1.2. Historia del Gas	18
1.1.3. Precio del Petróleo	19
1.1.4. Reservas de Petróleo y Gas	22
1.1.5. Perforación de Pozos Exploratorios y de Desarrollo.....	24
1.1.6. Producción de Hidrocarburos	26
1.2. Contexto Departamental – Santander.....	30
1.2.1. Historia de la Industria de los Hidrocarburos.....	31
1.2.2. Mapa de Tierras de Santander	32
1.2.2.1. Áreas en exploración.....	33
1.2.2.2. Áreas en evaluación técnica.....	33
1.2.2.3. Áreas en explotación.....	33
1.2.2.4. Áreas disponibles.....	34
1.2.2.5. Áreas reservadas	34
1.2.2.6. Áreas para proceso permanente competitivo de asignación, nominación directa de áreas y solicitud de incorporación de áreas	34
1.2.3. Reservas de Petróleo y Gas	34
1.2.4. Producción de Petróleo.....	36
1.2.5. Producción de Gas	41
1.2.6. Transporte de Petróleo y Gas.....	43
1.2.6.1. Oleoductos	43
1.2.6.2. Oleoductos Magdalena Medio o Zona Santander	46
1.2.6.3. Gasoductos	49
1.2.7. Refinación, Transporte, Distribución y Petroquímica	50
1.2.7.1. Refinación	50
1.2.7.2. Derivados Combustibles	51
1.2.7.3. Derivados Petroquímicos	54
1.2.7.4. Productos Industriales.....	55
1.2.7.5. Transporte de Derivados por poliductos	62
1.2.7.6. Almacenamiento, Distribución y Comercialización de Combustibles	66
1.2.7.7. Comercialización	70
1.2.7.8. Sector Petroquímico	70
1.2.8. Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales.....	72
1.2.8.1. Tipos de Yacimientos no Convencionales.....	73
1.2.8.2. Impactos Positivos de los Yacimientos no Convencionales	73
1.2.8.3. El Potencial del País y del Magdalena Medio	73
1.2.8.4. Estimulación Hidráulica o Fracking	77

1.2.8.5.	Coyuntura Actual Sobre el Fracking.....	78
1.3.	Contexto Municipal.....	79
1.3.1.	Barrancabermeja	79
1.3.2.	Cimitarra	79
1.3.3.	Puerto Wilches.....	80
1.3.4.	San Vicente de Chucuri	82
1.3.5.	Simacota	83
1.3.5.1.	Actividades Futuras.....	86
1.3.5.2.	Infraestructura de Transporte de Hidrocarburos Existente en el Área de Influencia del Municipio.....	86
2.	MINERÍA	88
2.1.	Contexto Nacional	88
2.1.1.	Historia de la minería en Colombia	88
2.1.2.	Geología de Colombia.....	89
2.1.3.	Minería en Colombia.....	89
2.1.3.1.	La figura del título minero	89
2.1.3.2.	Tipos de títulos mineros	90
2.1.3.3.	El contrato de concesión	90
2.1.4.	Potencialidades para el desarrollo minero en Colombia	91
2.1.4.1.	Potencial geológico de Colombia	91
2.1.4.2.	Minerales estratégicos y áreas con minerales estratégicos	93
2.1.4.3.	Zonas potenciales para algunos minerales.....	99
2.1.4.4.	Catastro Minero Colombiano.....	104
2.2.	Contexto Departamental.....	104
2.2.1.	La Industria Minera	105
2.2.1.1.	Minerales Preciosos.....	105
2.2.1.2.	Minerales Metálicos.....	109
2.2.1.3.	Minerales No Metálicos.....	109
2.2.2.	Títulos Mineros de Santander.....	111
2.2.3.	Mejoramiento de las Prácticas Mineras en Santander.....	116
2.3.	Contexto Municipal.....	117
2.3.1.	Municipios Mineros de Santander	121
2.3.1.1.	Municipios con Minerales Preciosos	121
2.3.1.2.	Municipios con Minerales Metálicos	128
2.3.1.3.	Municipios con Minerales No Metálicos	129
2.3.1.4.	Municipios sin mineral especificado	145
2.3.2.	Bases de Datos.....	145
2.3.2.1.	Aratoca	146
2.3.2.2.	Barichara.....	146
2.3.2.3.	Betulia	147
2.3.2.4.	California.....	148
2.3.2.5.	Capitanejo.....	149
2.3.2.6.	Chipatá	151
2.3.2.7.	Cimitarra	152

2.3.2.8.	Floridablanca	153
2.3.2.9.	Girón.....	156
2.3.2.10.	Guadalupe.....	159
2.3.2.11.	La Belleza.....	160
2.3.2.12.	Los Santos	160
2.3.2.13.	Molagavita	161
2.3.2.14.	Paramo	161
2.3.2.15.	Pinchote.....	161
2.3.2.16.	Rionegro	162
2.3.2.17.	Sabana de Torres	163
2.3.2.18.	San Miguel	168
2.3.2.19.	Surata.....	169
2.3.2.20.	Vetas	171
2.3.2.21.	Mineros del Municipio.....	172
3.	ENERGÍA	173
3.1.	Marco Normativo.....	174
3.2.	Energías Renovable.....	176
3.2.1.	Fuentes Renovables Convencionales y No Convencionales	178
3.3.	Contexto Nacional	179
3.3.1.	Estructura organizacional del sector eléctrico colombiano	180
3.3.1.1.	Sistema interconectado Nacional.....	180
3.3.1.2.	Zonas No Interconectadas de Colombia.....	184
3.3.2.	Generación de Energía Eléctrica en Colombia.....	186
3.3.2.1.	Matriz energética en Colombia	187
3.3.3.	Registro de proyectos de generación en Colombia	188
3.3.4.	Trasmisión de Energía Eléctrica en Colombia	189
3.3.5.	Distribución de la Energía Eléctrica en Colombia	191
3.3.6.	Comercialización de energía Eléctrica en Colombia	192
3.3.7.	Índice de Cobertura Eléctrica en Colombia.....	193
3.4.	Contexto Departamental.....	194
3.4.1.	Generación eléctrica en Santander	195
3.4.1.1.	Termoeléctricas	196
3.4.1.2.	Hidroeléctricas.....	197
3.4.2.	Proyectos de generación en Santander reportados por la ESSA.....	198
3.4.3.	Proyectos de generación en Santander registrados ante la UPME	201
3.4.3.1.	Proyectos de energía hidráulica en Santander.....	201
3.4.3.2.	Proyectos de energía solar.....	203
3.4.3.3.	Proyectos de energía térmica.....	204
3.4.3.4.	Proyectos de Biomasa	205
3.4.4.	Potenciales de energías renovables en el departamento de Santander....	206
3.4.4.1.	Potencial Hidráulico.....	206
3.4.4.2.	Potencial Solar	209
3.4.4.3.	Potencial Eólico.....	210
3.4.5.	Transporte de Energía en Santander	212



3.4.6.	Comercialización de Energía en Santander.....	214
3.4.7.	Distribución de Energía en Santander.....	214
3.4.8.	Índice de Cobertura Eléctrica en Santander	214
3.4.9.	Electrificación rural- 2020.....	221
3.4.10.	Causales de la Falta de Electrificación de las VSS	223
3.4.10.1.	Áreas Protegidas.....	224





LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Numero Campos Petroleros en Colombia por Departamento.....	28
Tabla 2. Reservas Probadas de Petróleo por Departamento a 31 de Diciembre de 2019	34
Tabla 3. Reservas Probadas de Gas por Departamento a 31 de Diciembre de 2019	35
Tabla 4. Crecimiento de la Producción en Santander por década 1920 - 2018	37
Tabla 5. Campos Productores de Petróleo en el Departamento de Santander 2020.....	40
Tabla 6. Campos Productores de Gas del Departamento de Santander 2020	42
Tabla 7. Volumen de Petróleo Transportado por Oleoducto 2013 - 2019.....	46
Tabla 8. Capacidades efectivas y sobrantes de los sistemas CENIT en la regional del Magdalena Medio proyectadas para el 2018 (KBD)	48
Tabla 9. Catálogo de Productos Derivados y Combustibles del Petróleo de Ecopetrol S.A.	52
Tabla 10. Producción de Combustibles 2012-2018 en Barriles por Día de Combustible (BDC)	54
Tabla 11. Carga, Factor de Utilización, Producción y Margen de Refinación - Refinería de Barrancabermeja.....	59
Tabla 12. Volúmenes Transportados por CENIT a través de poliductos (KBD).....	63
Tabla 13. Tamaño del sector petroquímico en Santander y Colombia.....	71
Tabla 14. Caracterización del Sector Petroquímico Santander	71
Tabla 15. Contratos ANH suscritos en el municipio de Simacota	84
Tabla 16. Ductos que pasan por el municipio de Simacota con licencias ambientales ...	87
Tabla 17. Fases del contrato de concesión en Colombia	91
Tabla 18. Reservas de las diferentes cuencas carboníferas del país	101
Tabla 19. Reservas de Níquel en Colombia.....	102
Tabla 20. Grandes proyectos de exploración de oro.....	103
Tabla 21. Títulos Mineros vigentes por modalidad y etapa en Santander para el año 2020	111
Tabla 22. Títulos mineros vigentes por tipo de mineral y etapa en Santander para el año 2020.....	112
Tabla 23. Solicitudes mineras por modalidad en Santander para el año 2020	114
Tabla 24. Solicitudes mineras por tipo de mineral en Santander para el año 2020	114
Tabla 25. Información Relacionada de Municipios con Minería (ANM vs Alcaldías)	118
Tabla 26. Potencial Minero Municipio de Ocamonte	140
Tabla 27. Base de Datos de Empresas o Asociaciones Mineras de Aratoca	146
Tabla 28. Base de Datos Empresas o Asociaciones Mineras.....	147
Tabla 29. Base de Datos Asociaciones o Empresas mineras del municipio de Capitanejo (Santander)	150
Tabla 30. Base de Datos Mineros Municipio de Capitanejo (Santander).....	150
Tabla 31. Base de Datos Empresas o Asociaciones Mineras de Cimitarra	152
Tabla 32. Base de Datos Mineros Municipio de Cimitarra.....	152
Tabla 33. Base de Datos Mineros Municipio de Floridablanca.....	153

Tabla 34. Base de Datos Mineros de Empresas o Asociaciones mineras de Girón	156
Tabla 35. Mineros del Municipio de Girón	158
Tabla 36. Base de Datos Mineros Municipio La Belleza	160
Tabla 37. Base de Datos de Empresas o Asociaciones Mineras de Molagavita	161
Tabla 38. Base de Datos Mineros Municipio de Rionegro	162
Tabla 39. Base de Datos Empresas o Asociaciones mineras de Sabana de Torres	163
Tabla 40. Base de Datos Mineros Municipio de Sabana de Torres	163
Tabla 41. Base de Datos Propietarios – Mineros Municipio de San Miguel.....	168
Tabla 42. Base de Datos Empresas o Asociaciones Mineras del municipio de Surata ..	169
Tabla 43. Base de Datos Mineros Municipio de Surata	170
Tabla 44. Base de Datos Empresas o Asociaciones mineras de Vetas	172
Tabla 45. Base de Datos Mineros Municipio de Vetas	172
Tabla 46. Marco legal Referente en Colombia Referente a las Energías alternativas. .	174
Tabla 47. Número de agentes por actividad de prestación de servicio de electricidad- 2020	184
Tabla 48. Proyectos registrados en la UPME desde el 2007	189
Tabla 49. Líneas de transmisión por agentes operadores reportadas ante XM-2020.....	189
Tabla 50. Longitud de la Red de Distribución y Número de Transformadores 2010 a 2018	191
Tabla 51. Plantas de generación en Santander-2020	195
Tabla 52. Generación plantas en kWh - Santander	198
Tabla 53. Proyectos de generación a gran escala en el departamento de Santander- 2020	198
Tabla 54. Proyectos de generación a pequeña escala en trámite de conexión el departamento de Santander- 2020	200
Tabla 55. Proyectos de generación a pequeña escala en operación en el departamento de Santander- 2020	200
Tabla 56. Proyectos hidráulicos registrados en la UPME	201
Tabla 57. Características De Los Proyectos Hidráulicos Registrados En La UPME.....	202
Tabla 58. Proyectos Solares en Santander - 2020. Fuente: UPME	203
Tabla 59. Proyectos solares vigentes en Santander- 2020. Fuente: UPME	204
Tabla 60. Proyectos térmicos registrados en la UPME	205
Tabla 61. Características de proyectos térmicos registrados en la UPME	205
Tabla 62. Proyectos de Biomasa registrados en la UPME.....	206
Tabla 63. Soluciones individuales en zonas no interconectadas	210
Tabla 64. Líneas de transmisión en el departamento de Santander al año 2023	212
Tabla 65. Proyección de los sistemas nacionales y regionales en el departamento de Santander al año 2023	213
Tabla 66. Empresas distribuidoras de energía en el departamento de Santander.	214
Tabla 67. Índice de Cobertura Eléctrica en Santander	215
Tabla 68. Viviendas con Electrificación en los Municipios del Departamento.	215
Tabla 69. Viviendas sin Electrificación en los Municipios del Departamento.	217
Tabla 70. Índice de cobertura eléctrica por municipio en el departamento de Santander-2020.....	218



Tabla 71. Electrificación rural- Santander 2020..... 221
Tabla 72. Viviendas Aptas para Instalación de Energía Solar – Alternativa de Electrificación..... 222
Tabla 73. Áreas protegidas en el departamento de Santander..... 225





LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Evolución del Precio Promedio del Crudo 1947 - 2020	21
Gráfica 2. Evolución del precio del crudo WTI-BRENT año 2020	22
Gráfica 3. Reservas Probadas de Petróleo en Barriles, en Colombia (31 de diciembre 2019)	23
Gráfica 4. Reservas Probadas de Gas en miles de pies cúbicos, en Colombia (31 de diciembre 2019).....	23
Gráfica 5. Histórico de Pozos Exploratorios Perforados en Colombia (2004 - 2020).....	25
Gráfica 6. Comparativo de Pozos Exploratorios Perforados 2019 vs 2020 (Enero - Mayo)	25
Gráfica 7. Comparativo de Pozos de Desarrollo Perforados 2019 vs 2020 (Enero - Mayo)	26
Gráfica 8. Producción Diaria de Petróleo en Colombia 2020	27
Gráfica 9. Producción Acumulada 2020 de los 20 principales campos de Colombia.....	29
Gráfica 10. Producción Promedio por Mes de Gas en Colombia (31 de mayo 2020)....	29
Gráfica 11. Recaudo de Regalías por la explotación de Hidrocarburos durante la vigencia fiscal con corte mayo 2020	30
Gráfica 12. Comparativo de la producción diaria promedio de Santander-Colombia.....	38
Gráfica 13. Producción Acumulada de Petróleo por Departamento 2020.....	38
Gráfica 14. Producción Acumulada de Petróleo de los 20 campos principales de Colombia 2020.....	39
Gráfica 15. Producción Acumulado Histórico de Gas Comercializado 2010 - 2020.....	42
Gráfica 16. Carga de Crudo en las refinerías (BD, 2010 -2017/Oct).....	56
Gráfica 17. Factor de Utilización de la Refinería de Barrancabermeja (%)	57
Gráfica 18. Márgenes en la Refinería de Barrancabermeja (USD/Barril)	58
Gráfica 19. Red de Poliductos de Colombia	63
Gráfica 20. Generación Promedio por tipo de recurso natural en GWh-Día	174
Gráfica 21. Estructura organizacional del sector eléctrico- Sistema interconectado nacional Adaptado: XM	181
Gráfica 22. Capacidad efectiva y participación por tecnología en la matriz eléctrica 2020.	188
Gráfica 23. Evolución del Consumo de Energía Eléctrica Total Nacional 2010-2018....	192
Gráfica 24. Índice de Cobertura Eléctrica en Colombia-2018.....	193
Gráfica 25. Viviendas sin servicio por departamento – 2018	194
Gráfica 26. Índice de cobertura de energía eléctrica-ICEE 2020.....	221



LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Mapa de Tierras del departamento de Santander a Julio 2019.....	33
Figura 2. Mapa de la Red de Gasoductos en Colombia	50
Figura 3. Cadena de Distribución de Combustibles.....	67
Figura 4. Formación la luna – Magdalena Medio, Colombia.....	75
Figura 5. Esquema de la generación de microfisuras y entrada del propante para el mantenimiento de la misma - Estimulación hidráulica en un pozo horizontal.	77
Figura 6. Hidrocarburos del municipio de Simacota.....	84
Figura 7. Mapa de Ductos de Hidrocarburos que pasan por el municipio de Simacota ..	87
Figura 8. Áreas con potencial de Oro en Colombia	95
Figura 9. Áreas con potencial de Cobre en Colombia.....	96
Figura 10. Áreas con potencial de Carbón Metalúrgico	96
Figura 11. Áreas con potencial de Hierro y Coltán en Colombia	97
Figura 12. Áreas con potencial de Fosfatos en Colombia	97
Figura 13. Áreas con Potencial de Uranio en Colombia.....	98
Figura 14. Áreas con potencial de Platino en Colombia	98
Figura 15. Cuencas Carboníferas en Colombia	100
Figura 16. Países con principales depósitos de oro.....	103
Figura 17. Mina de Oro en California, Santander.	106
Figura 18. Mapa de posibles zonas de hidroenergía en Santander.	208
Figura 19. Irradiación global horizontal del departamento de Santander- 2014.....	209
Figura 20. Velocidad Máxima del Viento en Santander 2015.....	211
Figura 21. Sistema de Trasmisión en el departamento de Santander.	212
Figura 22. Áreas protegidas en el Departamento de Santander	225



CAPÍTULO 1 – ETAPA DE DIAGNOSTICO

1. HIDROCARBUROS

El uso de los distintos tipos de energía por parte del ser humano se ha convertido en una necesidad básica para el bienestar de la sociedad, el desarrollo económico y la mitigación de la pobreza en casi todos los países del mundo. El consumo de energía en el mundo se ha cuadruplicado en los últimos 60 años y para suplirla, la humanidad ha recurrido a la explotación de recursos naturales a gran escala, mayoritariamente no renovables, por su concentración accesibilidad y eficiencia. De tal forma que energía, medio ambiente, bienestar y crecimiento económico mantienen una estrecha relación directa.

Los resultados en la última década muestran que el consumo global de energía creció un 17.4%, donde las naciones en desarrollo fueron responsables del 99% de ese aumento, por su rápido avance económico, por la necesidad de mitigar la pobreza y la conquista de progreso. Estos países representaron aproximadamente el 53% del uso de energía global en 2009 y terminaron la década contribuyendo con cerca del 60% del consumo total de energía, según las estadísticas del BP Statistical Review 2019. Esto significa que el crecimiento del consumo energético de dichos territorios ocurrió a un ritmo 5.7 veces mayor que la tasa de crecimiento plano que se dio en las naciones desarrolladas. Los recursos fósiles son la fuente de energía primaria más utilizada por las sociedades modernas y actualmente, el petróleo, carbón y el gas natural cubren el 85% de la demanda mundial de energía primaria.

En lo que concierne al departamento de Santander, este uno de los productores más antiguos de petróleo en el país. La producción de petróleo se remonta a principios del siglo XX con la concesión de mares en 1905, en el gobierno de Rafael Reyes. La influencia del petróleo en la economía santandereana se vio reforzada por la construcción y sucesivas ampliaciones de la refinería de Barrancabermeja, por el surgimiento de inversiones del sector privado a partir de las corrientes de la refinería, el desarrollo de un sector de proveedores de bienes y servicios para el complejo industrial y por la demanda de personas calificadas y de actividades de investigación e innovación. La dinámica de este sector se sumó a la de otros tales como las demás industrias, los servicios financieros, la construcción, el comercio y la agricultura, en un ambiente institucional y social facilitador de los emprendimientos.

La industria manufacturera ha sido la actividad más importante en el departamento de Santander y contribuye al PIB territorial en mayor medida que lo hace a nivel nacional. En 1980 representó el 40,3% del PIB departamental, en 1990 contribuyó el 44,9%, en el año 2000 con el 23,6%, en 2010 con el 22,7% y en el 2016 con el 17,7%. En este desempeño ha contribuido de manera central la refinación, la petroquímica y los servicios especializados que contrata esta actividad.

Finalmente, para que toda la población disponga de este recurso en mención de manera suficiente y constante, supone un reto muy importante para los gobiernos, por su doble condición de bien estratégico para apoyar el progreso económico, social y de servicio esencial para construir una mejor calidad de vida en Colombia. No siendo la excepción el Departamento de Santander, cuyo Plan de Desarrollo Departamental 2020-2023 denominado "SANTANDER CONTIGO Y PARA EL MUNDO", en la Línea Estratégica "Competitividad, Emprendimiento y Empleo", se ubica el sector "Siempre Minería y Energía", que, a su vez, contiene el programa denominado "Siempre Consolidación Productiva del Sector Minero y de Hidrocarburos", en el cual se quiere hacer énfasis para el sector energético en este caso desde la perspectiva hidrocarburífera. Por lo tanto, como etapa inicial para abordar este tema en el departamento, se plantea consolidar la información del sector Hidrocarburos en aras de crear un plan estratégico para el desarrollo de la industria y ser pioneros en este tipo de políticas a nivel nacional.

1.1. Contexto Nacional – Colombia

La industria del petróleo y gas en Colombia ha cobrado importancia paulatinamente desde sus inicios en la primera década del siglo XX y con ello la preocupación sobre su desempeño futuro, no solo por su aporte a la satisfacción de necesidades energéticas de la sociedad sino por su contribución a la economía colombiana en general.

Si bien, aún no se puede hablar de nuestro país como una economía petrolera, lo cierto es que se trata de una región con una producción importante de crudo, actividad que tiene una repercusión estratégica en la participación del producto interno bruto - PIB, en el ingreso de divisas resultado de las exportaciones, en la incorporación de recursos fiscales vía impuestos, regalías, participación en las utilidades de la estatal petrolera y en general, por la actividad económica asociada al sector, relación con otros sectores productivos de la economía local a través de la compra y venta de insumos, bienes finales y con el mercado laboral por medio de la demanda por mano de obra de distinta índole.

1.1.1. Historia del Petróleo

La historia del petróleo en Colombia se inicia con las crónicas de Fernández de Oviedo en 1541 donde se mencionan los manaderos de petróleo utilizados por los indios en la torá, cerca de la hoy Barrancabermeja. Pero solo hasta los inicios del siglo XX Bohórquez, De mares y Barco aprovechan comercialmente la presencia de estos y otros manaderos naturales, para dar inicio formalmente a la industria de los hidrocarburos en Colombia. El 28 de noviembre del año 1905 se firma la concesión de mares, concesión que a su vez fue otorgada a la Tropical Oil Company (la que sería la primer compañía petrolera en operar en Colombia) y en octubre de ese mismo año el gobierno confiere al general Barco el permiso para la exploración y explotación de fuentes de petróleo de propiedad de la nación dando inicio a una industria nueva e incipiente en Colombia, pero no sería hasta el año 1918 cuando se perforo el primero pozo petrolero productor en Colombia llamado

infantas 1 y en 1921 se estableció la producción comercial del campo, hecho que daría inicio formalmente a la producción de hidrocarburos en Colombia.

Hasta Julio 01 de 1950 se habían otorgado en el país 68 concesiones (más de Mares y de Barco), de ellas 13 estaban activas, 3 estaban en trámite de renuncia, una en trámite de caducidad y otra en juicio ante la corte suprema de justicia. Cinco concesiones comprendían un territorio de 469.113 Has y las terminadas hasta la fecha 2'685.399, se habían adjudicado en total 4'549.248 Has en concesiones. De las concesiones otorgadas tres (Yondo, Cantagallo y El Dificil) estaban en explotación. Por lo tanto, se podía evidenciar un crecimiento en una industria incipiente que daba sus primeros pasos a la autonomía y manejo propio por parte del estado colombiano.

Pero no sería hasta la mitad del siglo XX que se podría dar el siguiente paso en la consolidación de la industria petrolera colombiana con la reversión de la concesión de Mares y la posterior creación de una empresa operadora de propiedad del estado, que estuviera en la capacidad de administrar los recursos petroleros del subsuelo colombiano en todas las facetas de la cadena del petróleo. La naciente empresa ECOPETROL asumió los activos revertidos de la Tropical Oil Company que en 1921 inició la actividad petrolera en Colombia con la puesta en producción del Campo La Cira-Infantas. Ecopetrol emprendió actividades en la cadena del petróleo como una Empresa Industrial y Comercial del Estado, encargada de administrar el recurso hidrocarburífero de la nación, y creció en la medida en que otras concesiones revirtieron e incorporó su operación. En 1961 asumió el manejo directo de la refinería de Barrancabermeja. Trece años después compró la Refinería de Cartagena, construida por Intercol en 1956. En 1970 adoptó su primer estatuto orgánico que ratificó su naturaleza de empresa industrial y comercial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, cuya vigilancia fiscal es ejercida por la Contraloría General de la República.

En 2003 el gobierno colombiano reestructuró la Empresa Colombiana de Petróleos, con el objetivo de internacionalizarla y hacerla más competitiva en el marco de la industria mundial de hidrocarburos. Con la expedición del Decreto 1760 del 26 de Junio de 2003 modificó la estructura orgánica de la Empresa Colombiana de Petróleos y la convirtió en Ecopetrol S.A., una sociedad pública por acciones, ciento por ciento estatal, vinculada al Ministerio de Minas y Energía y regida por sus estatutos protocolizados en la Escritura Pública número 4832 del 31 de octubre de 2005, otorgada en la Notaría Segunda del Circuito Notarial de Bogotá D.C., y aclarada por la Escritura Pública número 5773 del 23 de diciembre de 2005. Con la transformación de la Empresa Colombiana de Petróleos en la nueva Ecopetrol S.A., la Compañía se liberó de las funciones de Estado como administrador del recurso petrolero y para realizar esta función fue creada La ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos). A partir de 2003, Ecopetrol S.A. inició una era en la que, con mayor autonomía, ha acelerado sus actividades de exploración, su capacidad de obtener resultados con visión empresarial y comercial y el interés por mejorar su competitividad en el mercado petrolero mundial. Actualmente, Ecopetrol S.A. es la empresa más grande del país con una utilidad neta de \$15,4 billones registrada en 2011

y la principal compañía petrolera en Colombia. Por su tamaño, pertenece al grupo de las 40 petroleras más grandes del mundo y es una de las cuatro principales de Latinoamérica. Por otra parte, la Agencia Nacional de Hidrocarburos adquirió de Ecopetrol su labor de administrador y regulador del recurso hidrocarburífero de la nación, y comenzó la transformación de Colombia en un país nuevamente prospectivo y atractivo para los inversionistas nacionales y extranjeros.

Otro cambio fundamental fue la adopción del nuevo contrato de regalías, impuestos y derechos, que reemplazó el contrato de asociación. Este modelo contempla tres (3) etapas diferentes y separadas: exploración, evaluación y explotación, cuya duración está alineada con los estándares internacionales y genera una participación para el Estado entre el 50 y 60%. Los términos económicos de la nueva forma de contrato convierten a Colombia en uno de los países más atractivos del mundo tanto en participación gubernamental como en utilidades de los inversionistas; y las áreas se asignan mediante procedimientos modernos, transparentes y eficientes a través de mecanismos adecuados de administración y seguimiento lo que garantiza procesos con altos estándares internacionales. Igualmente, el modelo es conveniente para proyectos y compañías grandes, así como para pequeñas y medianas empresas abriendo un gran abanico de oportunidades para todos los inversionistas.

En la actualidad Colombia presenta un régimen atractivo, estabilidad económica y política (entre las mejores de Latinoamérica), una Agencia plenamente operativa, una elevada confianza entre los inversionistas y un gran potencial geológico; considerando las reservas probadas, probables y posibles y los recursos prospectivos identificados en áreas en evaluación, exploración y producción, se alcanzarían los 10.400 MBPE (millones de barriles de petróleo equivalente). En relación con el potencial, éste se encuentra aproximadamente entre los 9.000 y 140.000 MBPE (millones de barriles de petróleo equivalente).

1.1.2. Historia del Gas

En Colombia el desarrollo de la industria del gas natural es reciente. Aunque desde la década del 50 se realizaron algunos usos esporádicos y aislados de este combustible, fue a mediados de los años 70 cuando comenzó su verdadero desarrollo gracias al gas descubierto en la Guajira y que entró en funcionamiento en 1977. Luego de un largo período de bajo crecimiento, en 1986 se inició el programa "Gas para el cambio", que permitió ampliar el consumo de gas en las ciudades, realizar la interconexión nacional y tener nuevos hallazgos.

En 1993 el Gobierno Nacional decidió que Ecopetrol liderara la interconexión nacional, para lo cual dos años después comenzaron las conexiones entre los principales yacimientos y centros de consumo, mediante la construcción de más de 2.000 km de gasoductos que pasaron por el Departamento de la Guajira, el centro y suroccidente del país y los Llanos orientales.

Con el fin de facilitar el acceso del gas natural a los estratos socioeconómicos más necesitados, en 1997 se creó el Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos. Ese mismo año se separó la actividad de transporte de gas de Ecopetrol y se conformó la Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS), que después se transformó en la Transportadora de Gas del Interior (TGI S.A. E.S.P.) cuando la Empresa de Energía de Bogotá (EEB) compró su mayoría accionaria en 2006. TGI tiene como objetivo crear y proveer soluciones integrales de “mindstream” de hidrocarburos de baja emisión (corresponden a gas natural cuya base es el gas metano, GLP o gas licuado del petróleo, Biogás y otros gases que se proyecten en el futuro cercano o lejano como el hidrogeno) a grandes usuarios, productores y desarrolladores de mercados energéticos, conectando fuentes con centros de consumos, a través de relaciones de largo plazo y negocios intensivos en capital. Entre 1997 y 1998 se otorgaron concesiones de áreas de distribución exclusiva de gas para extender la cobertura del servicio en los departamentos de Quindío, Caldas, Risaralda, Valle y Tolima. En el 2007 Ecopetrol, PDVSA (petrolera venezolana) y Chevron suscribieron un contrato mediante el cual determinaron las condiciones para compra y venta de gas natural entre Colombia y Venezuela durante los próximos 20 años.

1.1.3. Precio del Petróleo

Históricamente los precios del petróleo se han formado bajo los fundamentos de la oferta y la demanda, pero también se ven afectados por factores como la percepción del mercado, las monedas mundiales, la disponibilidad de flujo de dinero en los mercados financieros, eventos geopolíticos, cambios tecnológicos, ciclos económicos, estacionalidad, inventarios, y las fluctuaciones de sus precios son consideradas como una medida del comportamiento de la economía mundial.

Al igual que los precios de otros productos básicos, el precio del petróleo está sujeto grandes oscilaciones en tiempos de escasez o exceso de oferta, así como de conflictos que puedan poner en riesgo el suministro y de movimientos financieros, de suerte que estos pueden ser motivo de especulación por hechos inesperados o situaciones que provocan nerviosismo en los agentes que operan en los mercados bursátiles, con lo cual los actores de las industrias petroleras tienen influencia limitada respecto de la evolución de los precios. A continuación, se enuncian las variables que explican la variación del precio del petróleo.

Oferta: Es tal vez la mitad más compleja de la relación oferta-demanda y la única variable que los productores pueden controlar directamente. Desde esta perspectiva existen ciertos elementos que afectan el mercado y por supuesto el precio del crudo por la ocurrencia de i) **eventos geopolíticos** (como guerras, sanciones o conflictos que pueden afectar el suministro o la estabilidad del suministro), ii) **política de OPEP** (representa cerca del 40% de la producción mundial de crudo, principalmente de campos petroleros de propiedad estatal, lo que permite acelerar o recortar su producción), iii) **cambios tecnológicos** (tiene un gran efecto en el suministro como la producción de recursos no convencionales, pero afectan la certeza de suministro porque se hace difícil pronosticar la

producción futura de petróleo), y iv) **inversión de capital** (es una función del flujo de caja y, por lo tanto, sigue el precio del petróleo, así que la falta de esta puede tener un profundo efecto en el suministro futuro de petróleo).

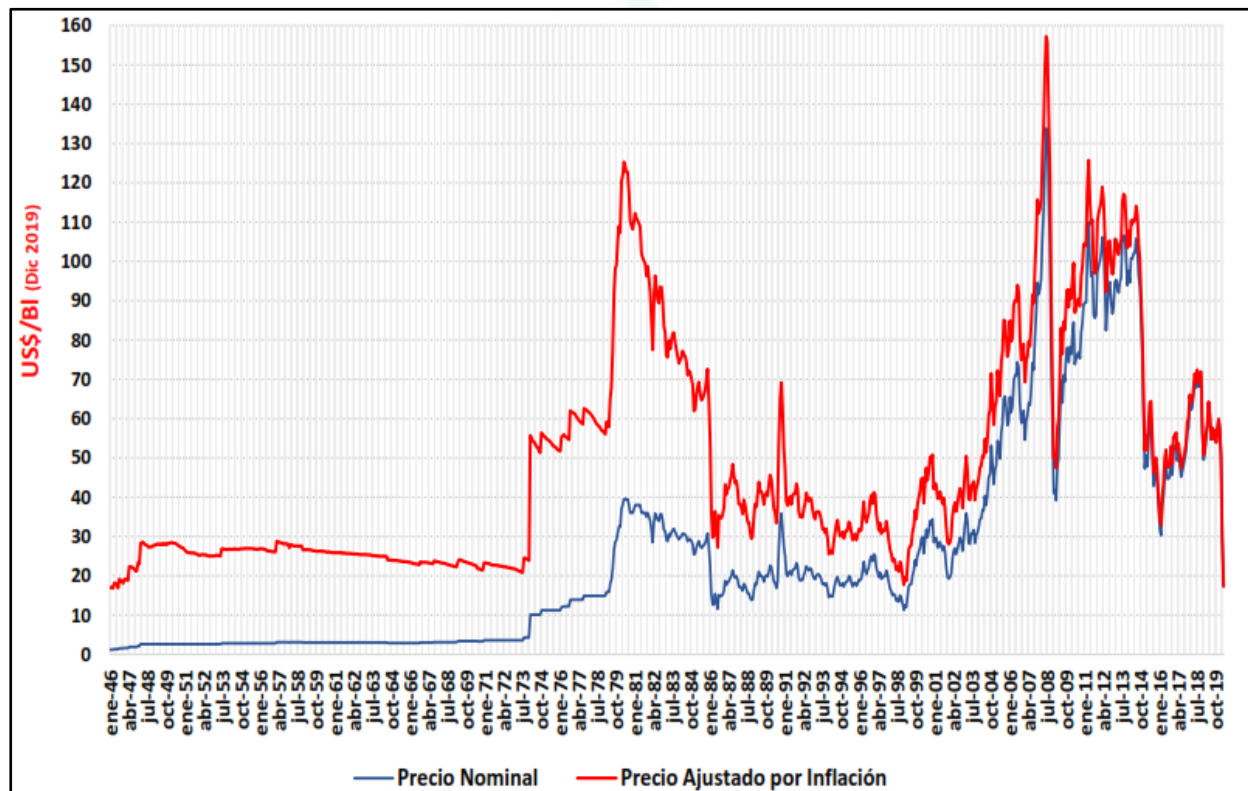
Demanda: esta variable es impredecible y mucho más difícil de ajustar que la oferta, y como representa el petróleo un tercio de la demanda mundial de energía, su precio puede verse afectada por i) **ciclos económicos** (en la medida en que la economía crece, la demanda de energía aumenta y sus precios desencadenando inflación que causa cambio en patrones gasto), ii) **crecimiento mundial del PIB** (bajo precio del crudo es bueno para la mayoría de las economías, particularmente las industrializadas porque aumenta la demanda, ejerciendo presión al alza sobre los precios del petróleo, pero si estos suben demasiado, los mercados mundiales pueden caer fácilmente en una recesión), iii) **estacionalidad** (los precios siguen un patrón de estacionalidad que viene tanto de cambios en oferta como en demanda, predominantemente de demanda por el consumo de derivados en épocas de verano y los precios se afectan), iv) **comportamiento del dólar americano** (tiene un gran efecto en el precio del crudo, pues cuando el dólar es débil hay significativos aumentos en los precios del petróleo y los precios tienden a tocar fondo cuando el dólar gana fuerza, y no responden a los cambios en la moneda), iv) **liquidez de los mercados financieros** (es un factor de influencia crítico, puesto que si no hay liquidez no hay compradores y los precios caen) y v) **mercados de futuros** (proporcionan liquidez asegurando un comprador para cada vendedor, aunque la mayoría de los contratos son comprados por comerciantes que no tienen interés en recibir la entrega del crudo, son la especuladores del mercado agregando volatilidad).

Muchos analistas consideran al petróleo como un bien económico es decir un "commodity" y para otros se trata de un bien "estratégico". Los primeros señalan que es un bien abundante con muchos oferentes en el mercado, donde se pueden obtener los volúmenes que se requieran en el momento deseado y a precios que fija ese mercado. En definitiva, el petróleo es una materia prima fundamental para mantener el sistema productivo y el desarrollo económico y probablemente deba considerarse como un "Commodity" pero con un enorme valor estratégico. Es de señalar que, como ocurre con cualquier otra mercancía, las diferencias en las propiedades de los diferentes tipos de crudos, además de sus condiciones de mercado, ocasionan variaciones en los precios, a los cuales se comercializa; esto es, cada tipo de crudo tiene un precio variable según el mercado de destino. Ello implica señalar que existen crudos de referencia, cuyos precios son representativos de unos mercados.

- **Brent** (Mar del Norte) para Rotterdam
- **Dubai** (Medio Oriente) para Singapur
- **Alaska** Nort Slope para el mercado de la Costa Oeste de Estados unido
- **West Texas Intermediate** para la Costa Este de Estados unidos



La Gráfica 1 muestra la evolución de los precios del petróleo desde 1946 hasta el primer trimestre de 2020, tanto en términos nominales como ajustados por inflación a dólares de diciembre de 2019.



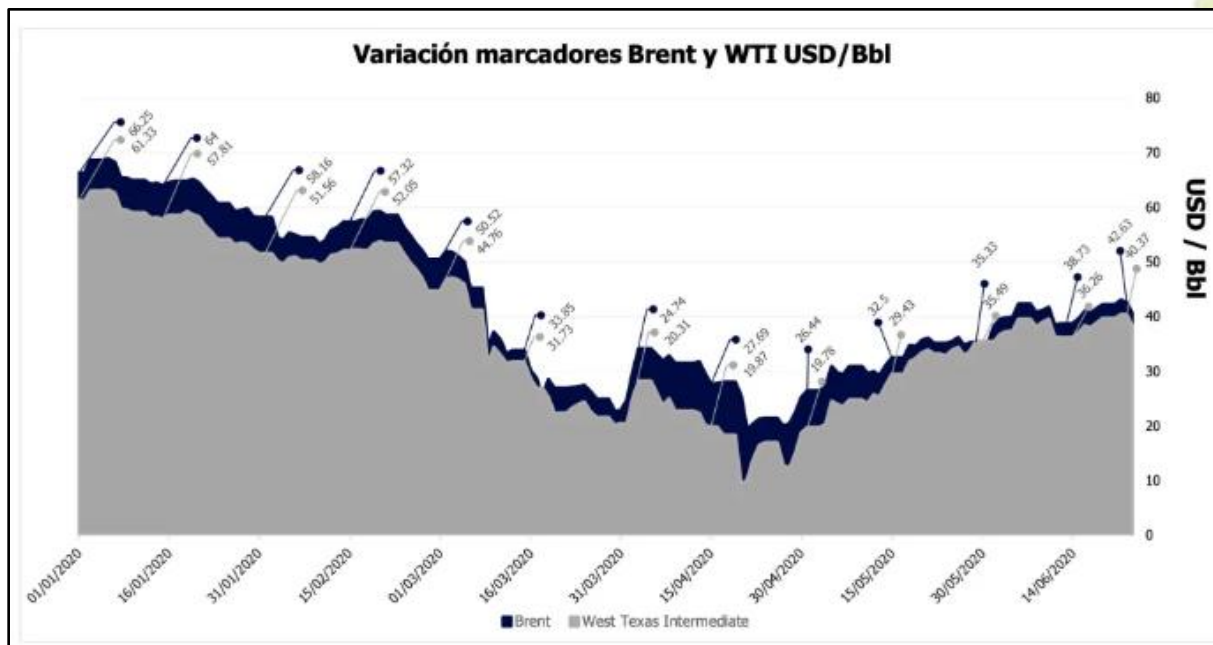
Gráfica 1. Evolución del Precio Promedio del Crudo 1947 - 2020
Fuente: S&P Global y World Bank Commodity Price Data

Cabe resaltar que Colombia hasta el 2011 se regía y tomaba como referencia el precio conocido como WTI (West Texas Intermediate), Según Ecopetrol, “en 2011 se presentó un crecimiento del precio de la canasta de exportación de crudos debido a los mejores precios internacionales y a la mejora en la cotización de los crudos pesados”. Esto ayudó a que la petrolera registrara ganancias históricas por \$ 15,4 billones en todo el año, casi duplicándose frente al resultado de 2010, de \$ 8,3 billones.

Los diferenciales en las tarifas a las que vendió Ecopetrol fueron mejores principalmente por la indexación de un porcentaje mayor de las ventas a marcadores como el Brent y el Maya, cuyos precios se incrementaron en mayor proporción que el del WTI. Adicionalmente, la menor producción de crudo pesado en la región favoreció las condiciones para la negociación de los crudos colombianos.

En la actualidad, el crudo de referencia que toma Colombia para la venta corresponde al Brent, crudo que no ha sido ajeno a la crisis ocasionada por la pandemia del coronavirus en este 2020. A continuación, se muestra la gráfica 2, que corresponde al comportamiento de los precios WTI y BRENT en lo que va del año 2020.



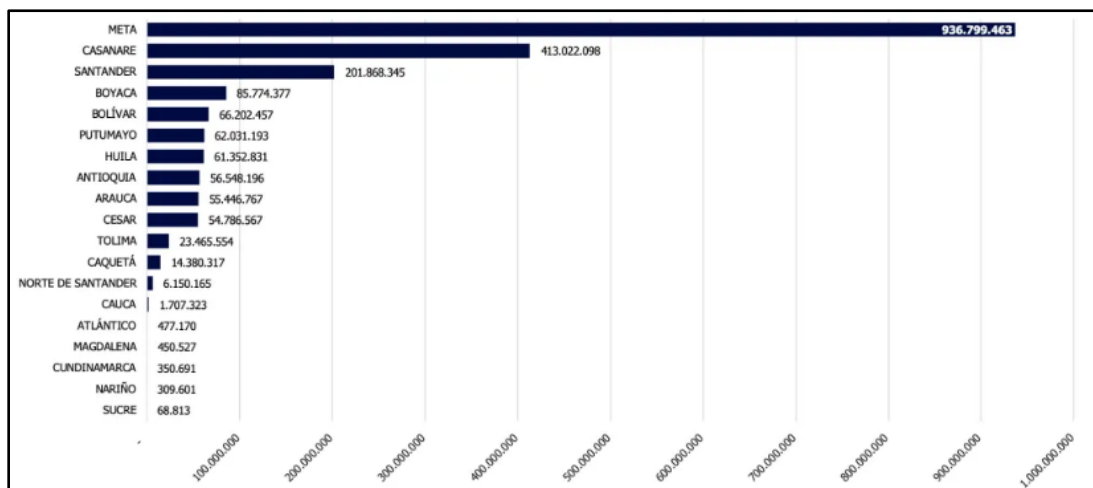


Gráfica 2. Evolución del precio del crudo WTI-BRENT año 2020
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)

1.1.4. Reservas de Petróleo y Gas

Nuestro país hacia mediados de los años 70 del pasado siglo pasó de ser autosuficiente a importador de petróleo, lo cual pudo superarse en los 80's cuando se descubrieron los yacimientos de Caño Limón y posteriormente Cusiana y Cupiagua, los cuales siguen siendo un importante soporte del abastecimiento del país, permitiendo retornar a la condición de exportador de petróleo, motivo por el cual es importante la incorporación constante de reservas a lo largo del tiempo.

Los nuevos hallazgos resultados de la exploración desarrollada, han permitido adiciones de reservas probadas, actividad en la cual ha venido creciendo la participación de pequeños inversionistas. La exploración a gran escala se considera necesaria para aumentar las probabilidades de encontrar importantes depósitos y adición de grandes volúmenes de reservas y puede enunciarse que en lo corrido del siglo ha sido parca, lo que ha implicado que una gran parte del territorio no haya sido objeto de evaluación de prospectivas de hallazgos petroleros. No obstante, con el propósito de mejorar el conocimiento geológico del país, la ANH viene realizando directamente actividades exploratorias (adquisición sísmica y estudios generales) en algunas áreas y hacerlas más atractivas al momento de ofertarlas para su respectiva evaluación y prospectividad. En la gráfica 3 se puede observar el consolidado más reciente de reservas probadas de los 19 departamentos del país que tienen campos petroleros activos y producen hidrocarburos líquidos.

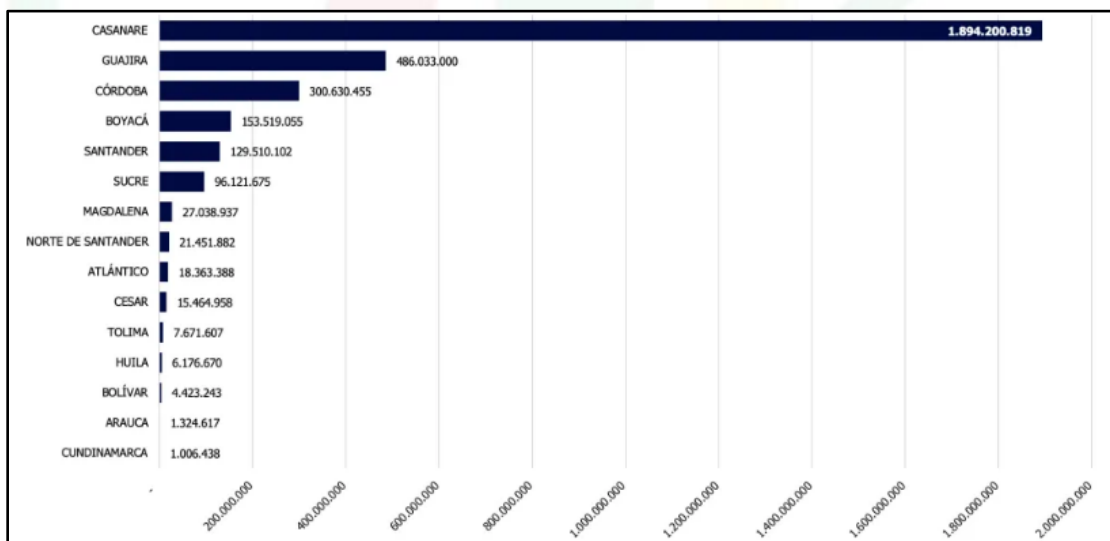


Gráfica 3. Reservas Probadas de Petróleo en Barriles, en Colombia (31 de diciembre 2019)

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)

De la anterior grafica se puede concluir que para fecha de 31 de diciembre de 2019, de acuerdo a los registros suministrados por las compañías operadoras de los 347 campos que hay en Colombia, se tiene un estimado 2'041.192.455 barriles de petróleo de reservas totales, las cuales si se comparan con el año inmediatamente anterior que fueron a fecha de corte 31 de diciembre de 2018 se estimaron en 1'958.269.052 Barriles de petróleo, es decir que se tuvo un incremento del 4,23%.

En la gráfica 4 se puede observar el consolidado más reciente de reservas probadas (en miles de pies cúbicos KPC) de los 15 departamentos del país que tienen campos petroleros activos y producían gas a fecha de corte 31 de diciembre de 2019.



Gráfica 4. Reservas Probadas de Gas en miles de pies cúbicos, en Colombia (31 de diciembre 2019)

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)

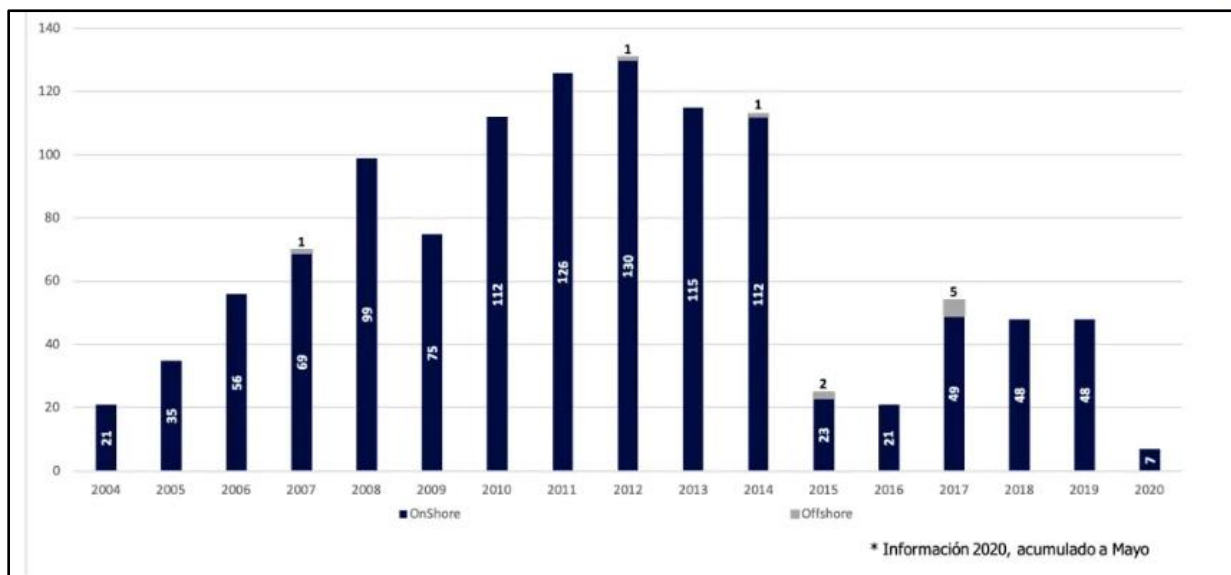
De acuerdo a la gráfica 4, se tienen a fecha 31 de diciembre de 2019 unas reservas probadas de gas de 3'162.936.846 MPC de gas, lo que da un estimado de aproximadamente 5 años de abastecimiento gasífero en Colombia, por lo que se hace necesario establecer una política pública clara en torno a la exploración de nuevos yacimientos y aumento de la producción para evitar así problemas en el autoabastecimiento energético del país en materia de gas.

1.1.5. Perforación de Pozos Exploratorios y de Desarrollo

La única manera de saber realmente si hay hidrocarburos en el lugar donde la investigación geológica sugiere la posibilidad de encontrar un depósito, es mediante la perforación de un pozo y corresponde a la segunda etapa del proceso exploratorio, considerándose una de las más costosas y gran riesgo, pues se trata de la investigación directa del subsuelo, única forma de comprobar la existencia de hidrocarburos y de obtener información que ayude a determinar si un descubrimiento es rentable económicamente. La profundidad de un pozo puede estar normalmente entre 2.000 y 25.000 pies, dependiendo de la región y de la profundidad a la cual se encuentre la estructura geológica o formación seleccionada con posibilidades de contener petróleo. El primer pozo que se perfora en un área geológicamente inexplorada se denomina "pozo exploratorio" y en el lenguaje petrolero se clasifica "A-3" y desde el inicio de la investigación geológica hasta la conclusión del pozo exploratorio, pueden transcurrir de uno a cinco años.

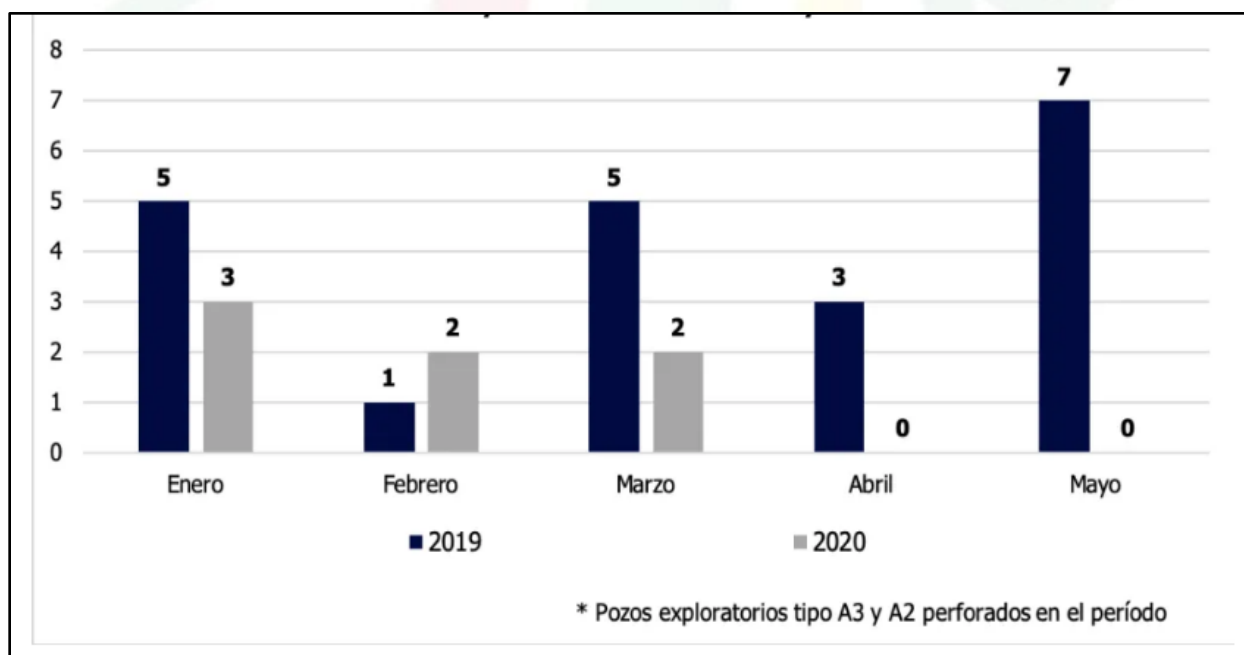
Cuando se descubren hidrocarburos, alrededor de un pozo exploratorio se perforan otros pozos, llamados de "avanzada", con el fin de delimitar la extensión del yacimiento y calcular el volumen que puede contener, así como la calidad del mismo. Pero los resultados no siempre son positivos, en muchas ocasiones los pozos resultan secos o productores de agua, por ello esta actividad se cataloga como inversión de alto riesgo.

Durante el siglo pasado se perforaron cerca de 1.800 pozos exploratorios, (los denominados A-3) de los cuales 576 presentaron resultados positivos, pues demostraron presencia de hidrocarburos. Hasta el año 2012, año en que se ha llegado al máximo en el siglo actual, la perforación exploratoria ha reportado 793 pozos, de los cuales 21 han sido exitosos, indicando que la probabilidad de hallar un pozo con hidrocarburos en el país fue en promedio de 38,5% (hasta 2012), rango alto con respecto al promedio mundial. En la actualidad se evidencia que la curva de pozos perforados anualmente viene decreciendo desde que toco su máximo en el año 2012. En la gráfica 5 se muestra el consolidado de los pozos perforados desde el año 2004 hasta la actualidad.



Gráfica 5. Histórico de Pozos Exploratorios Perforados en Colombia (2004 - 2020)
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)

Se puede evidenciar una merma en la perforación desde el año 2012 que ha disminuido gradualmente año tras año. Con respecto al 2019, en lo que va de este año 2020 debido a la crisis por la pandemia que ha afectado duramente a la industria de los hidrocarburos, el panorama no es muy alentador; en la gráfica 6 se puede observar los pozos exploratorios en lo que va corrido del año 2020 respecto al año inmediatamente anterior.



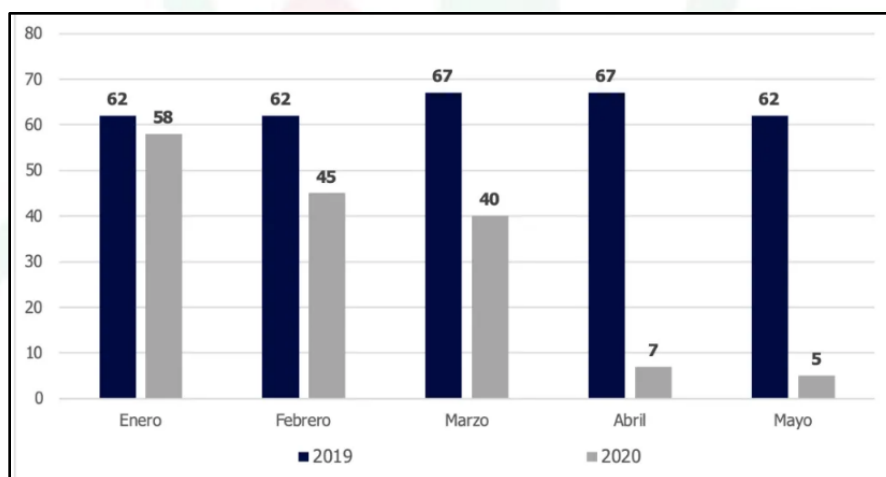
Gráfica 6. Comparativo de Pozos Exploratorios Perforados 2019 vs 2020 (Enero - Mayo)
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)



Por otra parte, en materia de pozos de desarrollo, la campaña de perforación del año 2020 ha marchado con lentitud debido en gran parte a la crisis por la pandemia que se vive actualmente. Generando retrasos en las distintas operaciones de la industria de los hidrocarburos, pero principalmente en la perforación de pozos, y en este caso pozos de desarrollo que afectan principalmente los ingresos a futuro de las compañías que operan en todo el territorio colombiano.

En la gráfica 7 se presenta un comparativo de los pozos perforados en lo que va del año respecto a los mismos meses del año anterior, mostrándose una merma importante en lo que a perforación se refiere, principalmente en los meses posteriores al decreto de emergencia sanitaria que expidió el gobierno nacional.

Lo cual permite inferir que en lo que queda del año en curso, las compañías operadoras no invertirán en la perforación de estos pozos, por lo que puede afectar significativamente la producción nacional de hidrocarburos, así como otros sectores de la economía colombiana que dependen de esta industria.



Gráfica 7. Comparativo de Pozos de Desarrollo Perforados 2019 vs 2020 (Enero - Mayo)
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)

1.1.6. Producción de Hidrocarburos

La producción petrolera en Colombia ha experimentado transformaciones con el comportamiento de nuevos descubrimientos, lo que le ha permitido al país épocas de "bonanza" en las cuales ha llegado a ser (como en el actual momento) exportador de crudos, pero igualmente épocas de estrecheces que para fortuna del país han sido prontamente superadas con nuevos descubrimientos.

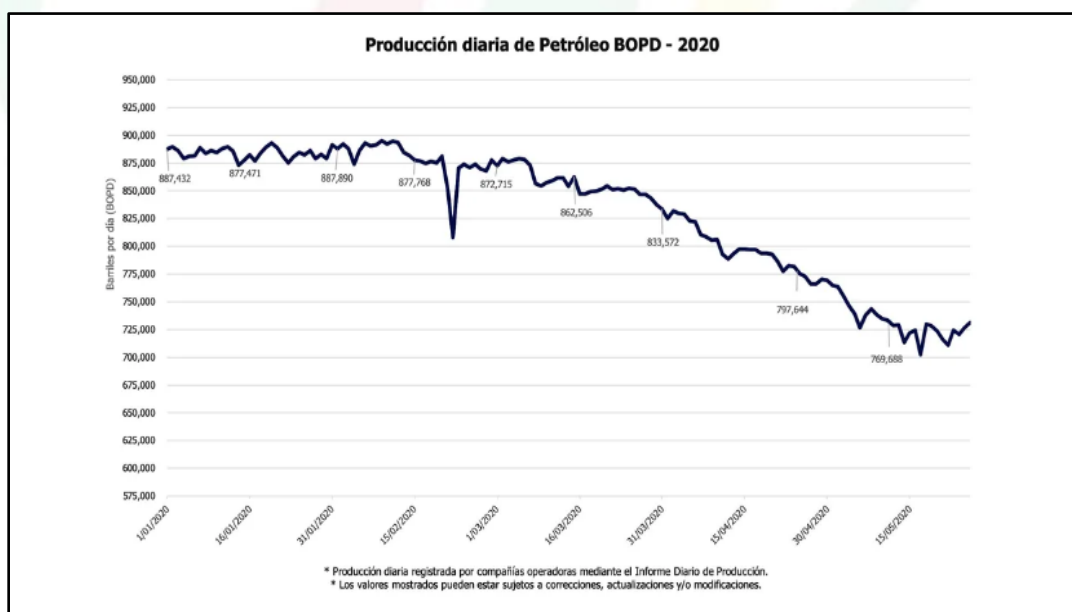
En la producción del siglo pasado son destacables los crecimientos en los años 70 con los descubrimientos en el Putumayo, en los años 80's con los de Caño Limón y posteriormente Cuasina y Cupiagua, lo que significó que al finalizar el siglo se llegara a la máxima producción (1999) cuando el campo de Cusiana alcanzó el máximo histórico de su



producción e inició su declinación. Son distintas las acciones que se han emprendido para mitigar la declinación natural de los campos en explotación y ante la dificultad de encontrar nuevos gigantes como lo ocurrido en el pasado, las cosas han cambiado y las grandes empresas del mundo están redirigiendo sus miradas y los presupuestos que antiguamente no les interesaban. La justificación surge del hecho incuestionable de la dificultad, riesgo y costo cada vez mayor para encontrar grandes y medianos yacimientos de petróleo.

Según los expertos de IHS markit, los mayores presupuestos se están invirtiendo en desarrollo y producción de hidrocarburos y aumentar la rentabilidad de los campos maduros que, a pesar de encontrarse en su etapa de declinación, tienen un importante potencial si se optimiza su operación mediante el uso de nuevas tecnologías, que hace tres o cuatro décadas no existían o que resultaban costosas. El aumento de producción de los campos viejos en todo el mundo está cobrando tanta importancia que muchas de las reservas adicionales provienen de estos campos vía incremento del factor de recobro con mecanismos de recuperación secundaria y terciaria, aumento de la perforación de pozos de desarrollo y aplicación de nuevas tecnologías en la perforación y terminación de pozos para producir en zonas de espesor reducido, entre otras. Colombia no ha sido ajena a estas prácticas y el mecanismo de recuperación mejorada en algunos de los campos en declinación ha aumentado hasta en un 500%.

En la gráfica 8 se puede observar la producción diaria de petróleo del año 2020 a fecha de corte 31 de mayo de 2020 (la cual cerro con 723.000 BPD), en la cual se puede evidenciar una caída paulatina debido a los distintos factores sociales, políticos y económicos que vive hoy el mundo y que sin duda alguna afectan el principal "commodity" de negociación como lo es el petróleo.



Gráfica 8. Producción Diaria de Petróleo en Colombia 2020
 Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)

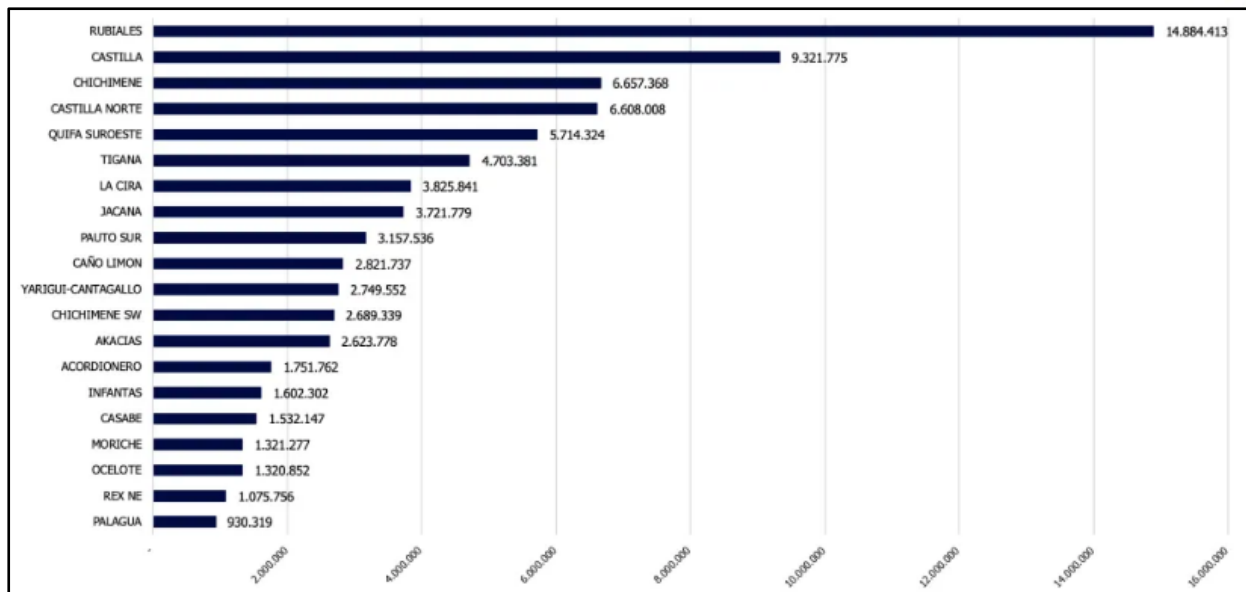
Cabe resaltar que los departamentos que más aportan a la producción del país son Meta, Casanare, Santander y Arauca, siendo la cuenca de los llanos orientales la que hoy día aporta mayor cantidad de petróleo crudo a la producción nacional y por supuesto en el departamento de Santander cuya tradición histórica como el origen de la industria petrolera en Colombia evidencia que aún tiene un potencial hidrocarburífero importante. En la tabla 1 se presenta la cantidad de campos petroleros distribuidos en los 19 departamentos de Colombia que realizan exploración y explotación de Hidrocarburos.

Tabla 1. Numero Campos Petroleros en Colombia por Departamento

No	Departamento	No de Campos Petroleros
1	Antioquia	6
2	Arauca	24
3	Atlántico	1
4	Bolívar	2
5	Boyacá	12
6	Caquetá	1
7	Casanare	131
8	Cauca	3
9	Cesar	9
10	Cundinamarca	2
11	Huila	25
12	Magdalena	1
13	Meta	53
14	Nariño	1
15	Norte de Santander	2
16	Putumayo	26
17	Santander	25
18	Sucre	3
19	Tolima	20
Total		347

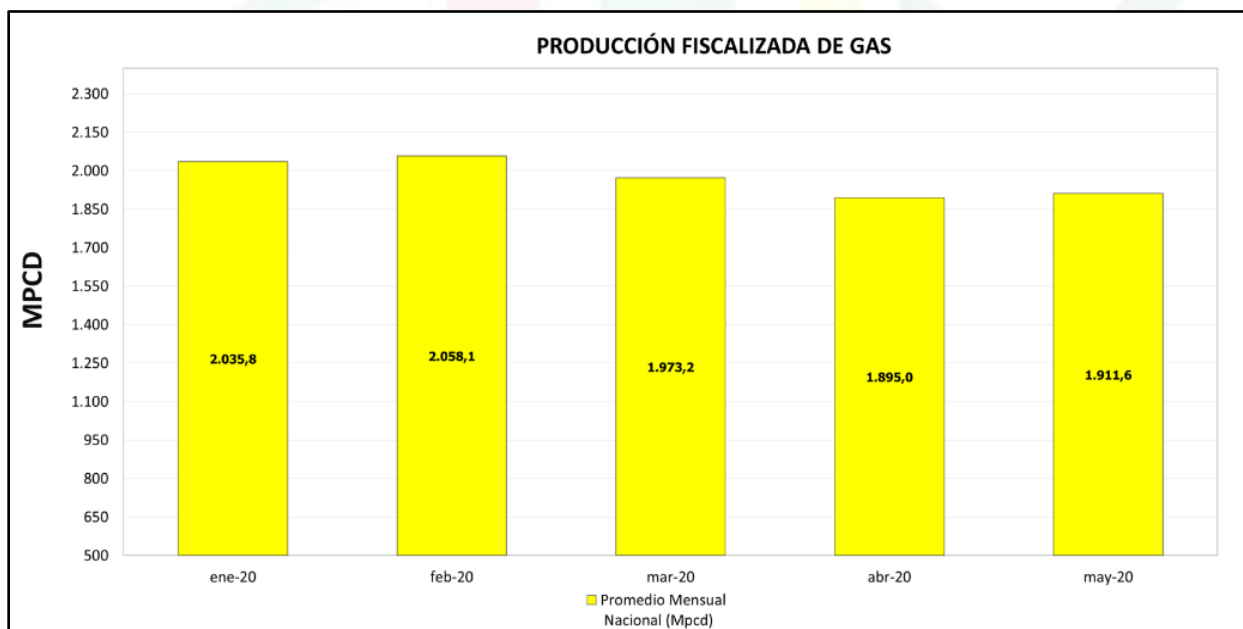
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (Diseñado por el autor)

En la gráfica 9 se muestra la producción acumulada de los 20 campos más importantes del país, resaltando nuevamente los campos de la cuenca de los llanos orientales que aporta la mayor cantidad de producción y reservas al país.



Gráfica 9. Producción Acumulada 2020 de los 20 principales campos de Colombia
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)

Por otra parte, la producción de gas 2020 correspondiente a 15 de los 19 departamentos productores del país adicionando la guajira, se puede evidenciar en la gráfica 10.



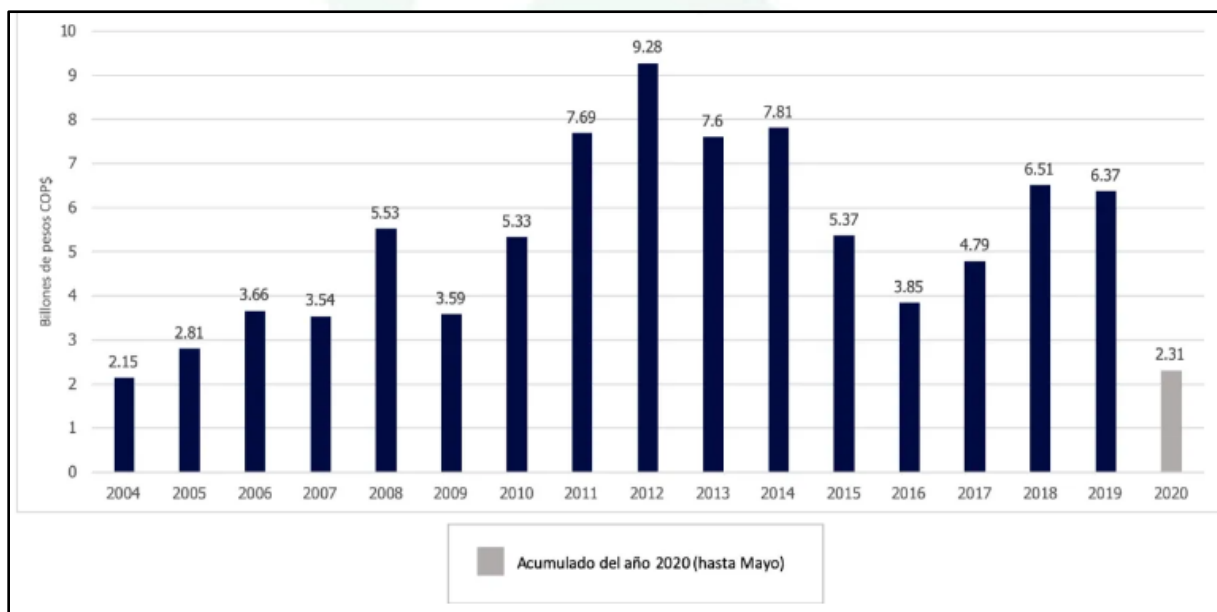
Gráfica 10. Producción Promedio por Mes de Gas en Colombia (31 de mayo 2020)
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)

La grafica 10 muestra un descenso moderado en lo que va corrido del año en la producción diaria de gas, ahora bien, si estas cifras se comparan con el histórico acumulado, se puede evidenciar un descenso con una pendiente más pronunciada, lo que permite inferir que el sector gasífero también se está viendo afectado por la crisis de la



pandemia que vive el mundo en la actualidad cuya consecuencia es el descenso de la producción que de acuerdo a los pronósticos seguirá disminuyendo gradualmente.

Estas mermas en la producción también afectan implícitamente el ingreso por regalías que recibe la nación, la cual se puede ver reflejada en la gráfica 11, donde se tiene el recaudo de regalías por la explotación de hidrocarburos durante la vigencia fiscal con corte de mayo 2020.



Gráfica 11. Recaudo de Regalías por la explotación de Hidrocarburos durante la vigencia fiscal con corte mayo 2020

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

1.2. Contexto Departamental – Santander

El departamento de Santander es considerado la cuna de la industria petrolera en Colombia, y este adjetivo se remonta a los primeros años de la industria donde las grandes compañías tomaron posición estratégica de una zona, que a día de hoy sigue generando riqueza y desarrollo para el país, para el departamento y para cada uno de los municipios que viven el día a día de una industria que mueve la energía y otros sectores de la economía mundial. Por tal motivo, es importante reconocer el trayecto que se ha tenido que recorrer para posicionar a Santander donde hoy se encuentra ubicado en este aspecto a nivel nacional.

Por eso, se hace necesario entender el contexto histórico y los distintos factores que influyen en la industria petrolera Santandereana, para analizar el estado actual de la ya mencionada industria, y establecer a través de políticas públicas una manera de generar una conexión, que permita el mejoramiento y la optimización de todos los procesos





encabezados por la gobernación de Santander y todas las compañías operadoras y de servicios que aporten el valor agregado y capital humano necesario para dicho fin.

1.2.1. Historia de la Industria de los Hidrocarburos

Hacia finales del siglo XIX y principios del siglo XX, el estado colombiano estaba en un periodo de crisis fiscal, caracterizada por un vacío en el erario y grandes deudas. Además, el país sufría las consecuencias de la guerra de los mil días. En este contexto, surgiría la actividad petrolera en Colombia. La actividad petrolera de aquel entonces tenía restricciones de tecnología y de capital. Por ello, surgieron dos modelos de negocio en el petróleo: el primero donde predominaba la refinación y el segundo donde predominaba la concesión de derechos sobre tierras baldías en donde se podría explorar y producir petróleo (Duran, 2011).

En el segundo modelo de negocio del petróleo, se constituiría la concesión de mares, en la cual se le cedía a Roberto de Mares la explotación de petróleo en Barrancabermeja. Dicha concesión tendría una vigencia de 30 años y le daba la obligación a Roberto de Mares de entregar el 15% de la producción neta por semestre vencido (Otero, 2015). En 1915 empezaban los trabajos de exploración, sin embargo, Roberto de Mares no contaba con los recursos para empezar las obras para la producción de petróleo, por lo que se retrasaron hasta el año 1916, cuando también se fundó la Tropical Oil Company (TROCO) (Ibid., 2015).

Hacia 1949, la concesión de mares era la más representativa de Colombia con 1.373 pozos perforados de los que 1.297 estaban en etapa de producción y representaban el 77% de la producción nacional. Sin embargo, solo el 50% de la demanda nacional se cubría con lo producido por el país. También había tensiones entre TROCO con los sindicatos y el estado colombiano (Caballero&Parra, 2011).

Durante todo ese periodo hasta la creación de Ecopetrol el mismo año que se dio la reversión de la concesión de mares, se puede decir con seguridad que la industria petrolera estaba enfocada en el Departamento de Santander.

Después de fundada Ecopetrol, junto a otras compañías operadoras y el estado colombiano en su condición de garante, impulsaron la industria petrolera nacional, cuyo eje primordial fue el desarrollo de los campos del valle medio del Magdalena ubicados principalmente en Santander.

De ahí que, en estos más de 100 años de la industria en Colombia, ya Santander no sea el principal productor del país, debido en gran parte a los subsecuentes descubrimientos que abrieron las puertas de la industria hidrocarburífera a nuevas cuencas y nuevos departamentos en Colombia.

Por eso es primordial que a partir de las nuevas tecnologías para aumentar el factor de recobro en campos maduros (Recobro mejorado), la exploración de nuevos bloques en formaciones distintas adjudicados por la agencia nacional de hidrocarburos y en general todas las tecnologías que puedan optimizar la producción, se ubique nuevamente a Santander en los primeros planos de la industria nacional con una sinergia del sector privado (compañías operadoras y de servicios), del sector académico (todas las universidades que quieran hacer parte del proceso) y del sector público (gobernación de Santander y Gobierno Nacional) cuyo objetivo se ve claramente visualizado en el plan de desarrollo departamental 2020-2023.

1.2.2. Mapa de Tierras de Santander

El estado de las áreas en Colombia se representa gráficamente en el mapa de tierras, el cual es actualizado periódicamente por la agencia nacional de hidrocarburos (ANH), entidad encargada de la administración de los recursos petroleros del estado colombiano.

En él se muestran las áreas asignadas con contratos de hidrocarburos, las áreas que la ANH ofrece dentro del procedimiento permanente de asignación de áreas (PPAA) al igual que las áreas reservadas y las áreas disponibles, sobre estas últimas, las compañías interesadas pueden realizar solicitudes de incorporación de áreas dentro del PPAA.

De acuerdo a la información más reciente de la ANH, se tiene el último mapa de tierras actualizado del departamento de Santander, donde se evidencian todos los bloques con su respectiva modalidad como se puede observar en la figura 1.

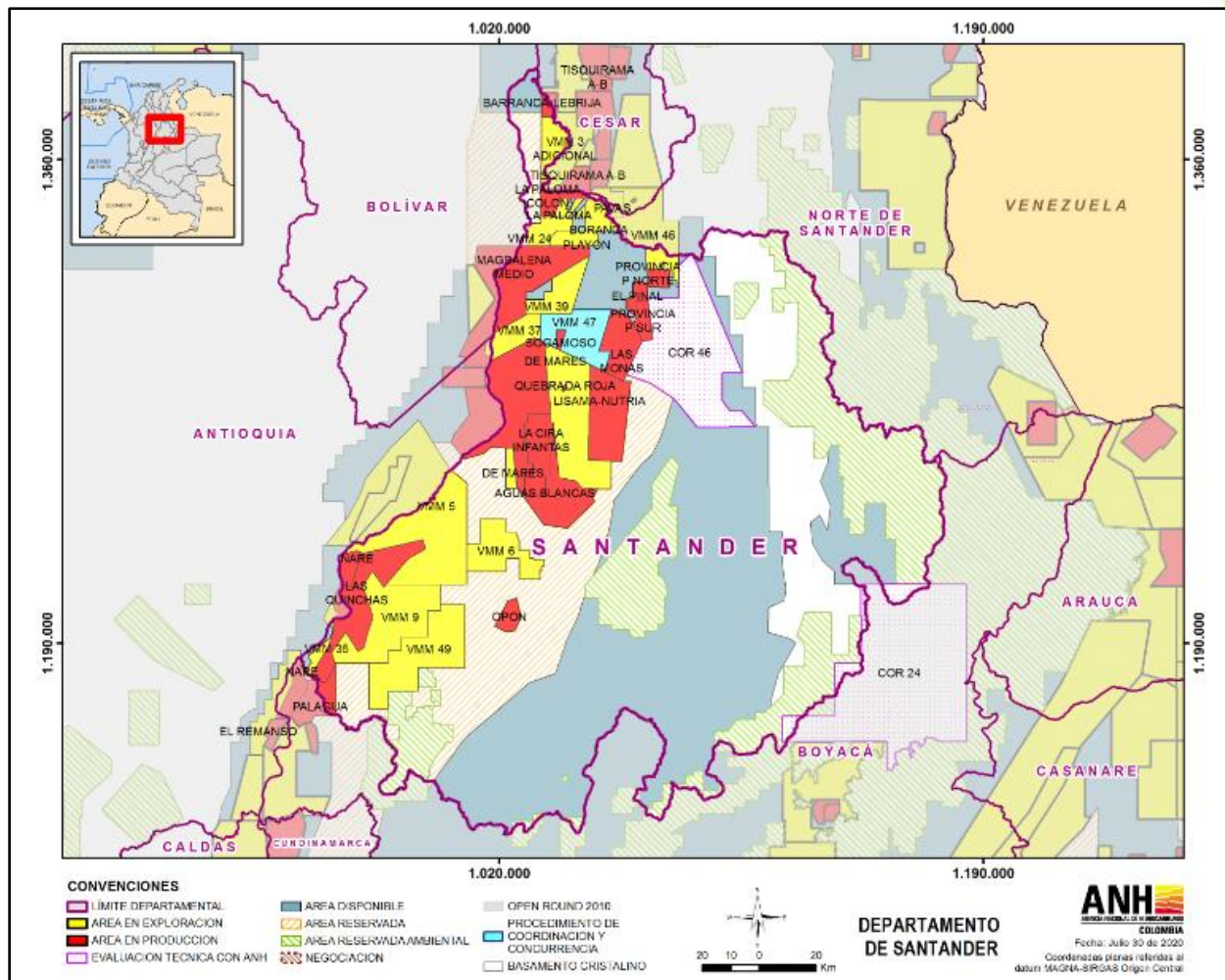


Figura 1. Mapa de Tierras del departamento de Santander a Julio 2019

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH, 2019)

1.2.2.1. Áreas en exploración

Las áreas en exploración son los bloques de color amarillo, son aquellas sobre las cuales se realizan trabajos de exploración.

1.2.2.2. Áreas en evaluación técnica

Las áreas en evaluación técnica son los bloques de contorno color fucsia y relleno en puntos, son aquellas sobre las cuales se realizan trabajos de evaluación asignados por la ANH.

1.2.2.3. Áreas en explotación

Las áreas de explotación son los bloques de color rojo, son aquellas es las cuales se adelantan labores de explotación de hidrocarburos.



1.2.2.4. *Áreas disponibles*

Las áreas disponibles son los bloques de color gris, son aquellas áreas que no han sido objeto de asignación, de manera que sobre ellas no existe contrato vigente ni se ha adjudicado propuesta; áreas devueltas parcial o totalmente que pueden ser objeto de asignación para la celebración de contratos de hidrocarburos.

1.2.2.5. *Áreas reservadas*

Las áreas reservadas son los bloques de color naranja, son aquellas sobre las cuales actualmente no se puede adelantar un contrato de hidrocarburos conforme a lo definido por la agencia nacional de hidrocarburos por razones de política energética, de seguridad nacional o de orden público; por sus características geológicas, ambientales, sociales o por haber realizado estudios en ellas y tener proyectado o disponer de información exploratoria valiosa.

1.2.2.6. *Áreas para proceso permanente competitivo de asignación, nominación directa de áreas y solicitud de incorporación de áreas*

Son aquellas áreas para oferta pública definida y publicada en la página web de la agencia nacional de hidrocarburos.

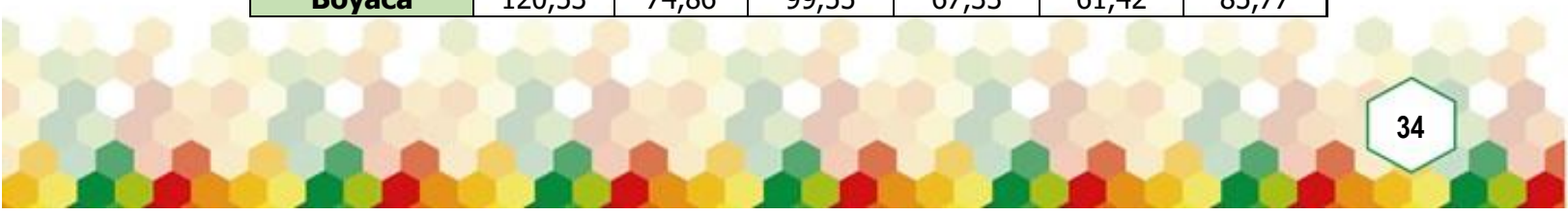
1.2.3. **Reservas de Petróleo y Gas**

El departamento de Santander ha sido un departamento que históricamente ha tenido una tradición petrolera, lo cual se puede evidenciar en los años y años de explotación de campos en su mayoría maduros que ya no pueden abastecer de manera natural y rápida la cantidad de crudo de hace unos años, debido a distintos factores técnicos y naturales. De tal modo, que este tipo de problemas normal en cualquier industria del mundo, debe ser constantemente apalancado por la incorporación constante y anual de reservas probadas, las cuales permiten prolongar el abastecimiento energético de los países.

En materia de incorporación de reservas, Santander ha vivido unas pequeñas fluctuaciones en los últimos años que de acuerdo al último reporte emitido por la agencia nacional de hidrocarburos a fecha de corte 31 de diciembre de 2019, presenta unas reservas probadas de 201'868.345 barriles las cuales disminuyeron en casi un 21% comparadas con el año inmediatamente anterior.

Tabla 2. Reservas Probadas de Petróleo por Departamento a 31 de Diciembre de 2019

Departamento	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Meta	1.039,86	910,19	756,04	799,04	888,42	936,80
Casanare	318,46	301,90	287,86	343,50	380,89	413,02
Santander	287,64	206,13	167,24	192,07	254,68	201,87
Boyacá	120,53	74,86	99,55	67,33	61,42	85,77



Departamento	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Putumayo	105,70	93,94	83,59	74,62	69,92	62,03
Huila	98,76	87,55	70,22	71,04	73,17	61,35
Bolívar	59,62	65,27	59,79	54,55	8,03	66,20
Arauca	82,78	61,70	50,76	51,93	67,85	55,45
Cesar	23,87	59,57	30,05	41,30	45,49	54,79
Tolima	37,26	34,27	28,71	27,31	24,72	23,47
Antioquia	68,16	56,35	21,32	25,52	59,61	56,55
Norte de Santander	50,22	33,01	6,87	29,99	19,16	6,15
Cauca	2,60	3,98	1,31	2,54	1,26	1,71
Magdalena	6,46	0,71	1,03	0,78	0,52	0,45
Cundinamarca	1,90	0,20	0,57	0,28	0,36	0,35
Nariño	0,19	0,23	0,36	0,41	1,97	0,31
Sucre	0,24	0,11	0,10	0,06	0,09	0,07
Caquetá	N/A	8,75	N/A	N/A	N/A	14,38
Vichada	0,39	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Atlántico	N/A	N/A	N/A	N/A	0,72	0,48
No definido	2,95	2,88	N/A	N/A	N/A	N/A
TOTAL, COLOMBIA	2.307,57	2001,61	1.665,49	1.782,17	1.958,27	2.041,19

Fuente: ANH - UPME (Diseñado por el autor)

*Nota: Unidades en Millones de Barriles (MBbls)

Se puede observar de la Tabla 2, que Santander ha sido de los departamentos que más se ha mantenido en un valor estándar de reservas a pesar de las crisis de los últimos años, pero que desde el 2014 han disminuido sus reservas gradualmente, así como en casi el 80 % de los departamentos del país.

Por otra parte, la participación del departamento respecto a las reservas nacionales ha disminuido, de un 12,44% que tenía en 2014, paso a un 9,88% que presenta en la actualidad, y si a esa situación le añadimos la crisis sanitaria que vive el mundo hoy día, el panorama de reservas no parece nada alentador. Por tal razón se hace necesario de acuerdo a estas cifras, generar el enlace que se pretende desde las instituciones del estado en cabeza de la gobernación de Santander para reforzar el sector hidrocarburífero en Santander.

Tabla 3. Reservas Probadas de Gas por Departamento a 31 de Diciembre de 2019

Departamento	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Casanare	2.604.138,4	2'475.138,8	2'347.030,7	2'271.030,7	2'216.125,2	1'894.200,8
La guajira	1.088.898,2	986.831,0	866.393,7	715.501,9	583.846,2	486.033,0
Sucre	470.005,0	229.364,7	219.267,1	196.831,2	305.715,3	96.121,6
Boyacá	4.927,6	21.489,1	159.838,8	180.818,8	176.382,6	153.419,7

Departamento	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Santander	175.398,9	129.021,0	154.084,4	152.891,6	200.646,5	129.510,1
Córdoba	72.560,8	257.745,4	150.318,8	154.041,0	157.881,0	300.630,4
Magdalena	154.818,6	34.495,5	55.198,5	51.043,9	34.090,6	27.038,9
Bolívar	3.057,0	60.957,2	20.246,6	22.411,2	N/A	4.423,2
Huila	9.002,6	6.334,0	19.091,5	21.816,2	22.137,9	6.176,6
Tolima	24.889,0	20.100,4	12.705,6	13.049,9	9.007,2	7.671,6
Meta	N/A	N/A	9.249,3	8.479,8	17.022,7	N/A
Norte de Santander	13.070,9	11.273,7	4.442,7	30.462,7	17.119,0	21.451
Cundinamarca	1.976,7	216,3	3.010,3	1.520,2	1.104,6	1.006
Cesar	404,4	N/A	1.403,7	67.300,7	17.356,4	15.465
Antioquia	N/A	N/A	1.391,8	2.710,1	1.702,9	N/A
Arauca	N/A	N/A	N/A	N/A	4.989,6	1.324
Atlántico	N/A	N/A	N/A	N/A	16.715	18.363,3
No definido	135.365,3	128.337,0	N/A	N/A	N/A	N/A
Total, Colombia	4'758.513,9	4'361.304,8	4'023.674,0	3'889.910,5	3'781.843,3	3'162.936,8

Fuente: ANH – UPME (Diseñado por el autor)

*Nota: Unidades en Millones de Pies cúbicos (MPC)

Se puede observar en la tabla 3, que Santander ha disminuido considerablemente sus reservas de gas desde el 2014 en aproximadamente un 28%, pero no solamente Santander sino aproximadamente el 78% de los departamentos productores de gas disminuyeron sus reservas. Adicionalmente de los pocos departamentos que lograron aumentar sus reservas, Boyacá es el único que pudo tener un aumento significativo. Lo que permite concluir que el sector gasífero ha sido muy golpeado por las crisis de los últimos años y faltaría ver y estimar como termina de afectar la crisis actual que vive el planeta.

Por otra parte, la participación del departamento respecto a las reservas nacionales no se vio tan afectada y aumento en casi 1%, lo que permite concluir que la disminución de las reservas a nivel nacional supero en un margen mucho más alto la disminución de las reservas del departamento.

1.2.4. Producción de Petróleo

La producción de petróleo en el departamento de Santander se remonta a principios del siglo XX. Esta producción ha registrado tres etapas:

- Crecimiento en el periodo 1920 – 1970



- Una contracción en la producción en el periodo 1970 – 2000
- Crecimiento a partir del año 2000 (cabe resaltar que este año debido a la pandemia el panorama se cierne un poco desalentador y se prevé que haya recesión económica en el mundo, en el país y por consiguiente una contracción que ya se está viendo evidenciada en la producción nacional)

La década de mayor dinamismo de la producción petrolera en el departamento de Santander son las de 1920 - 1929, 1940 - 1949, 2000 - 2009 con crecimientos promedio de 105%, 28% y 9% respectivamente. La década con mayor decrecimiento de la producción fue la de 1990 - 1999, con una caída del 6% de la producción.

En la tabla 4 se puede apreciar el crecimiento de la producción por década desde el año 1920 hasta el año 2018, donde se tienen los promedios de producción por décadas y sus respectivos porcentajes de crecimiento.

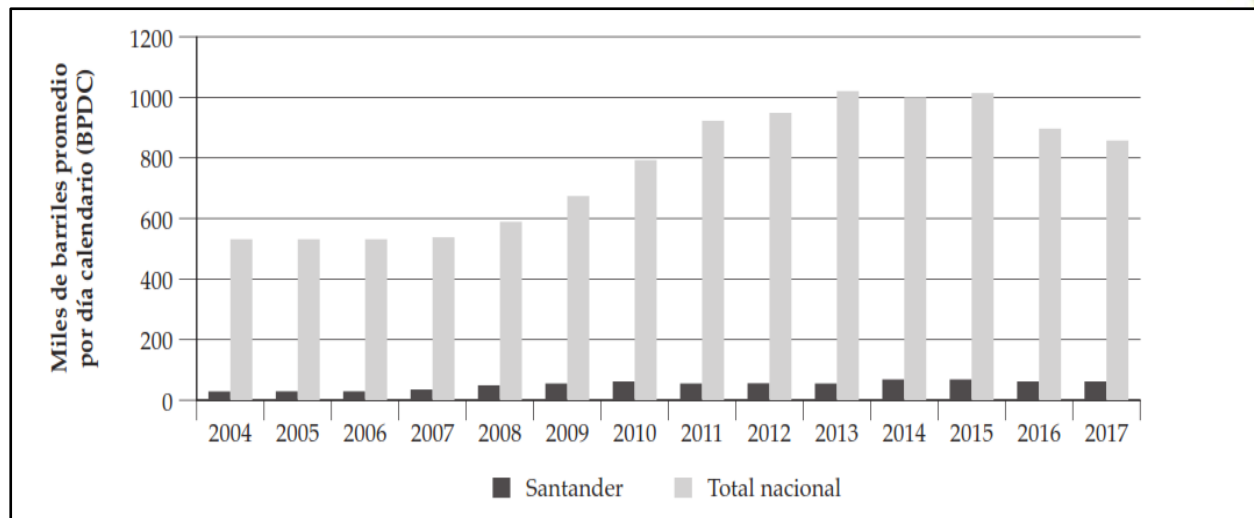
Tabla 4. Crecimiento de la Producción en Santander por década 1920 - 2018

Década	Producción (Miles de Barriles promedio por día)	Crecimiento de la Producción
1920 - 1929	18,6	105%
1930 - 1939	51,2	2%
1940 - 1949	39,4	28%
1950 - 1959	36,3	3%
1960 - 1969	71,8	7%
1970 - 1979	59,6	-3%
1980 - 1989	52,3	-1%
1990 - 1999	33	-6%
2000 - 2009	32,9	9%
2010 - 2018	67,5	3%

Fuente: Ecopetrol 2018, Cálculos Fedesarrollo

La producción en Santander ha crecido desde 2004 hasta 2017 un 137%, pasando de 24,7 mil barriles promedio por día a 58,4 mil barriles promedio por día. Esto le permitió al departamento aumentar su participación en la producción nacional del 5% al 7% en este periodo de tiempo, periodo en el cual se vivió una de las más grandes crisis en la historia en el precio del barril que toco fondo en el año 2015, pero que paulatinamente se fue recuperando y en la que, a día de hoy por cuenta de la crisis del coronavirus, se vuelve a crear esa incertidumbre respecto al tema. En la gráfica 12 se observa el comportamiento de la producción del departamento de Santander respecto a la producción nacional desde el año 2004 hasta el año 2017.

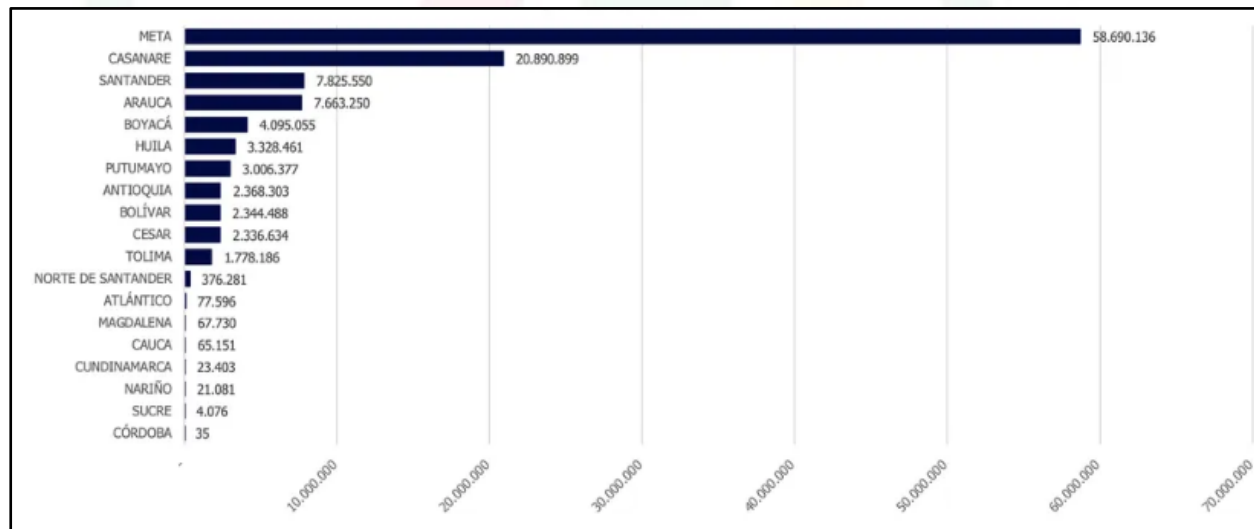




Gráfica 12. Comparativo de la producción diaria promedio de Santander-Colombia
Fuente: IEP - ACP, ANH, 2018 Cálculos Fedesarrollo

El departamento de Santander Cuenta en la actualidad con 34 Campos petroleros, siendo el más representativo el campo La Cira con una producción diaria promedio de 25506 Barriles en el primer semestre del 2020, lo que corresponde a un 3,48% de la producción nacional y cerca del 49% de la producción del departamento.

Cabe aclarar que en la actualidad de los 34 campos petroleros 24 se encuentran en operaciones, los demás pueden estar cerrados por distintas razones de tipo económico, técnico u operativo.



Gráfica 13. Producción Acumulada de Petróleo por Departamento 2020
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)

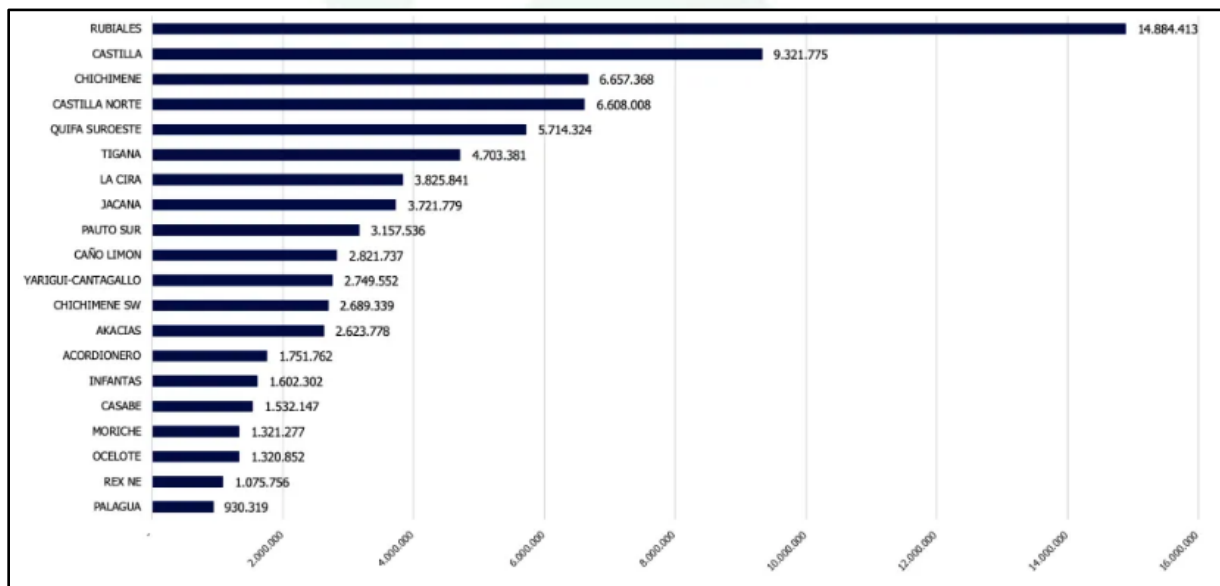
En la gráfica 13 se puede observar la producción de los 19 departamentos que producen petróleo en Colombia, dentro de la cual, destaca Santander como el tercer departamento





que más cantidad aporta a la producción nacional con un promedio en el año 2020 de 52.170 BPD lo cual corresponde a un poco más del 7% de la producción nacional.

A pesar de la longevidad de la mayoría de sus campos cuyos inicios datan de principios y mediados del siglo XX, los campos se han mantenido con el paso del tiempo, pero se hace necesario encontrar maneras y herramientas para que el sector en Santander recobre más protagonismo, aún más en estos tiempos de crisis.



Gráfica 14. Producción Acumulada de Petróleo de los 20 campos principales de Colombia 2020

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)

En la gráfica 14 se puede apreciar, que, a pesar de la tradición petrolera en Santander con años de explotación en la mayoría de los campos, se tienen 3 campos en la lista de los 20 principales campos productores de Colombia, lo que permite concluir que aun el potencial petrolero del departamento es grande y aprovechable.

Respecto a los campos productores de petróleo crudo del departamento para el año 2020, se tienen estimados 25 de los cuales a fecha de corte 31 de mayo de 2020 están produciendo 17.

En la tabla 5 se pueden observar los 17 campos que producen petróleo crudo con las respectivas compañías que operan cada campo, el municipio en el que se encuentran ubicados y principalmente la producción caracterizada de cada uno.

Cabe resaltar que la zona de influencia petrolera de Santander corresponde al Valle medio del Magdalena, donde la agencia nacional de hidrocarburos en la actualidad se encuentra en la búsqueda de más zonas productoras o bloques, para en un futuro ser adjudicados de acuerdo al modelo de contratación que se maneja en Colombia, lo cual sería de gran



utilidad para el aumento en un futuro muy cercano de las reservas probadas del departamento.

Tabla 5. Campos Productores de Petróleo en el Departamento de Santander 2020

Campo	Compañía Operadora	Municipio	Producción Fiscalizada de Petróleo A Fecha 31 de Mayo 2020 (BPD)
Acacia Este	las Quinchas Resource Corp Sucursal Colombia	Cimitarra	Sin Producción
Aguas Blancas	Parex Resources Colombia Ltd. Sucursal	Simacota	Sin Producción
Angie	Compañía Operadora Petrocolombia S.A.S - COPP	Cimitarra	76
Aullador	Ecopetrol S.A.	Sabana de Torres	253
Bonanza	Ecopetrol S.A.	Rionegro	1.599
Boranda	Parex Resources Colombia Ltd. Sucursal	Rionegro	Sin Producción
Colón	Gran Tierra Energy Colombia Ltd	Rionegro	Sin Producción
Corazón	Petrosantander (Colombia) inc.	Sabana de Torres	29
Corazón West	Petrosantander (Colombia) inc.	Sabana de Torres	173
Garzas	Ecopetrol S.A.	Puerto Wilches	186
Infantas	Ecopetrol S.A.	Barrancabermeja	10.276
Juglar	Gran Tierra Energy Colombia Ltd	Rionegro	Sin Producción
La Cira	Ecopetrol S.A.	Barrancabermeja	25.145
Lisama	Ecopetrol S.A.	San Vicente de chucuri	801
Llanito Unificado	Ecopetrol S.A.	Barrancabermeja	4.373
Nutria	Ecopetrol S.A.	San Vicente de chucuri	1.005
Colorado	Ecopetrol S.A.	San Vicente de chucuri	Sin Producción
Lilia	Compañía Operadora Petrocolombia S.A.S - COPP	Cimitarra	Sin Producción
Opón	Compañía Operadora Petrocolombia S.A.S - COPP	Cimitarra	13
Payoa	Petrosantander (Colombia) inc.	Sabana de Torres	447



Campo	Compañía Operadora	Municipio	Producción Fiscalizada de Petróleo A Fecha 31 de Mayo 2020 (BPD)
Payoa West	Petrosantander (Colombia) inc.	Sabana de Torres	Sin Producción
Provincia	Ecopetrol S.A.	Sabana de Torres	2.178
Salina	Petrosantander (Colombia) inc.	Sabana de Torres	1.020
Tesoro	Ecopetrol S.A.	San Vicente de chucuri	143
Yariguí-Cantagallo	Ecopetrol S.A.	Puerto Wilches	3.303
TOTAL DEPARTAMENTO DE SANTANDER			51020

Fuente: ANH (Diseñado por el autor)

De acuerdo a la tabla 5 la producción más reciente del departamento de Santander corresponde a 51.020 BPD de los cuales los campos La Cira - Infantas aportan casi el 70% de la producción en Santander, lo que permite concluir que el departamento no ha incorporado grandes descubrimientos desde los inicios de la industria a principios de siglo XX. También cabe mencionar que los campos que no produjeron este mes presentan problemas en la producción, por lo que fue suspendida, pero se agregan en la lista porque han estado en producción activa en meses anteriores este año.

De tal modo, que la necesidad de establecer estrategias conjuntas entre los distintos sectores tanto públicos como privados, para fortalecer la industria petrolera santandereana, es una necesidad inmediata, siendo este el interés más importante en materia minero-energética para el actual gobierno departamental.

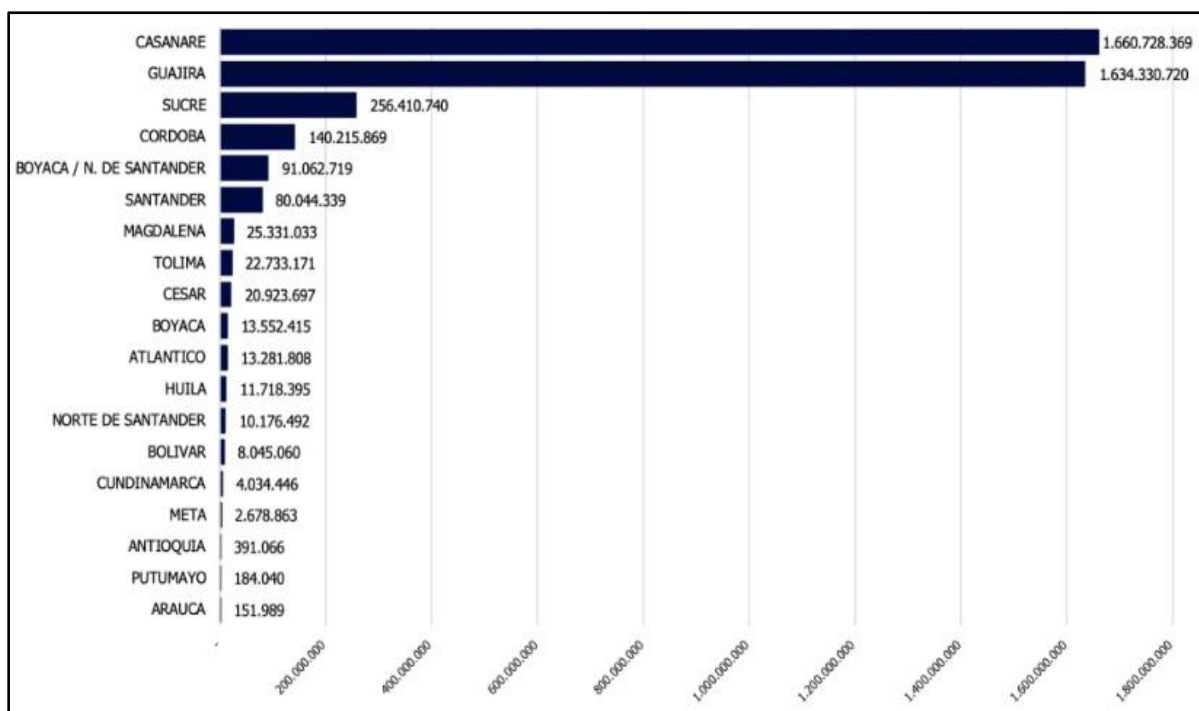
1.2.5. Producción de Gas

En lo que a gas se refiere Santander muestra unas cifras un poco más conservadoras en producción, ya que de acuerdo a la naturaleza de los yacimientos el recurso original es principalmente líquido, por lo que el gas producido proviene del mismo líquido a medida que asciende a superficie y cambian sus condiciones de presión y temperatura.

En la actualidad se tienen 16 campos productores de gas (en total hay 21 campos que han producido gas en algún momento este año) de los 25 que actualmente están operando en Santander, los cuales destacan los campos Provincia, Payoa Y La Cira, que aportan aproximadamente el 61% de la producción total del departamento, la cual es 39,883 MPCD (millones de pies cúbicos por día).

Respecto al panorama nacional, Santander aporta aproximadamente el 2,1% de la producción de gas de Colombia y en la producción acumulada desde el año 2010 hasta hoy, se ocupa el puesto 6 a nivel nacional como se puede observar en la gráfica 15.





Gráfica 15. Producción Acumulado Histórico de Gas Comercializado 2010 - 2020
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)

En la tabla 6 se pueden observar los campos productores de gas que actualmente tiene el departamento de Santander con la respectiva compañía que opera cada campo, el municipio en el cual se encuentra ubicado y la producción diaria en millones de pies cúbicos por día (MPCD).

También se evidencia que resalta el municipio de Sabana de torres como el que más cantidad de gas aporta a la producción del departamento y siempre importante la zona del valle del Magdalena medio. Cabe resaltar que los municipios de Rio negro y Simacota están teniendo problemas técnicos ya que sus operaciones son relativamente nuevas, como consecuencia generando una producción intermitente.

Tabla 6. Campos Productores de Gas del Departamento de Santander 2020

Campo	Compañía Operadora	Municipio	Producción Fiscalizada de Gas a Fecha 31 de Mayo 2020 (MPCD)
Aguas Blancas	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD. SUCURSAL	Simacota	Sin producción
Aullador	ECOPETROL S.A.	Sabana De Torres	0,068
Bonanza	ECOPETROL S.A.	Rionegro	2,677
Boranda	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD. SUCURSAL	Rionegro	Sin producción
Colón	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD	Rionegro	Sin producción

Campo	Compañía Operadora	Municipio	Producción Fiscalizada de Gas a Fecha 31 de Mayo 2020 (MPCD)
Corazón	PETROSANTANDER (COLOMBIA) INC.	Sabana De Torres	0,049
Corazón West	PETROSANTANDER (COLOMBIA) INC.	Sabana De Torres	0,616
Garzas	ECOPETROL S.A.	Puerto Wilches	0,173
Infantas	ECOPETROL S.A.	Barrancabermeja	1,589
Juglar	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD	Rionegro	Sin producción
La Cira	ECOPETROL S.A.	Barrancabermeja	5,387
Lisama	ECOPETROL S.A.	San Vicente De Chucuri	1,808
Llanito Unificado	ECOPETROL S.A.	Barrancabermeja	1,491
Nutria	ECOPETROL S.A.	San Vicente De Chucuri	3,026
Opón	COMPAÑÍA OPERADORA PETROCOLOMBIA S.A.S – COPP	Cimitarra	0,563
Payoa	PETROSANTANDER (COLOMBIA) INC.	Sabana De Torres	8,08
Payoa West	PETROSANTANDER (COLOMBIA) INC.	Sabana De Torres	Sin producción
Provincia	ECOPETROL S.A.	Sabana De Torres	10,992
Salina	PETROSANTANDER (COLOMBIA) INC.	Sabana De Torres	1,705
Tesoro	ECOPETROL S.A.	San Vicente De Chucuri	0,88
Yarigüí-Cantagallo	ECOPETROL S.A.	Puerto Wilches	0,78
TOTAL DEPARTAMENTO DE SANTANDER			39,883

Fuente: ANH (Diseñado por el autor)

1.2.6. Transporte de Petróleo y Gas

1.2.6.1. Oleoductos

El crudo extraído se transporta hacia los centros de refinación para su transformación, o hacia los puertos de embarque para su exportación. Los oleoductos son el medio de transporte más eficiente para el petróleo, especialmente para grandes volúmenes de producción. El transporte por carretera o por vía fluvial juega un papel complementario en la mayoría de los casos y consiste en transportar el crudo desde el yacimiento hasta las estaciones de bombeo de la red de oleoductos.

En los primeros años de la operación petrolera del país, el crudo se extraía de los campos de producción en barriles que eran transportados en pequeños camiones hasta los centros de acopio en Barrancabermeja, desde donde era distribuido via rio magdalena hasta los puertos marítimos en el norte del país. El transporte de petróleo por oleoductos en Colombia nace en 1926, cuando la standard & oil inauguro la primera línea desde el campo infantas hasta Barrancabermeja, y un año más tarde comienza la construcción de la segunda línea.

Desde 1985, la construcción y refuerzo de los oleoductos existentes gano impulso en Colombia, en vista de las necesidades de infraestructura derivadas del descubrimiento de importantes nuevos yacimientos. Los mayores desarrollos se concentraron en proyectos como Caño Limón-Coveñas, Dina-Vasconia-Coveñas, Araguaney-El porvenir-Vasconina-Coveñas y Cusiana-Vasconia-Coveñas. Estos permitieron la movilización de mayores volúmenes de producción de la cuenca del alto magdalena (Huila) y de los llanos orientales (Arauca y Casanare). En la década de los noventa se realizó la construcción de 481 km del oleoducto Colombia, que permitió incrementar en un poco más de 200 mil barriles por día la capacidad de bombeo de crudo desde la estación de Vasconia hasta el puerto de exportación de Coveñas. Ecopetrol ha tenido un papel fundamental en la construcción de la infraestructura de transporte de petróleo en el país, como propietario o como socio en el marco de los antiguos contratos de asociación. En los últimos 15 años, en el marco de las reformas institucionales de 2003 que dieron lugar a la creación de la agencia nacional de hidrocarburos (ANH) y a la conversión de Ecopetrol en una sociedad por acciones, y con la capitalización de Ecopetrol en 2007, la empresa dejo de ser un gestor del recurso de los hidrocarburos para convertirse en una empresa petrolera, y la regulación comenzó a dar la señales apropiadas para incentivar la construcción y operación de ductos por parte de empresas privadas especializadas (UPME, 2013).

En 2012 fue creada CENIT TRANSPORTE Y LOGISTICA DE HIDROCARBUROS S.A.S. a partir de una escisión de los activos de Ecopetrol en oleoductos, gasoductos, poliductos, descargaderos y otras facilidades de transporte. La red actual de CENIT y sus filiales tiene 4.786 kilómetros de oleoductos y 3.739 kilómetros de poliductos que transportan productos de la refinación, con una capacidad de 1.497 Kbd (mil barriles por dia) y 510 Kbd respectivamente (CENIT, 2021). Para 2020 de los volúmenes evacuados, el 82,3% de los crudos y el 35,7% de los productos refinados son propiedad de Ecopetrol (CENIT, 2021).

Para atender la operación de la red, CENIT organiza la operación a través de dos unidades de negocio (Oleoductos/Poliductos) con sus respectivas troncales (CENIT, 2021):



Troncales de Poliductos:

- Andina
- Pozos Colorados
- Central
- Magdalena Medio
- Occidente

Troncales de Oleoductos:

- Caño Limón
- Coveñas
- Llanos
- Sur
- Vasconia

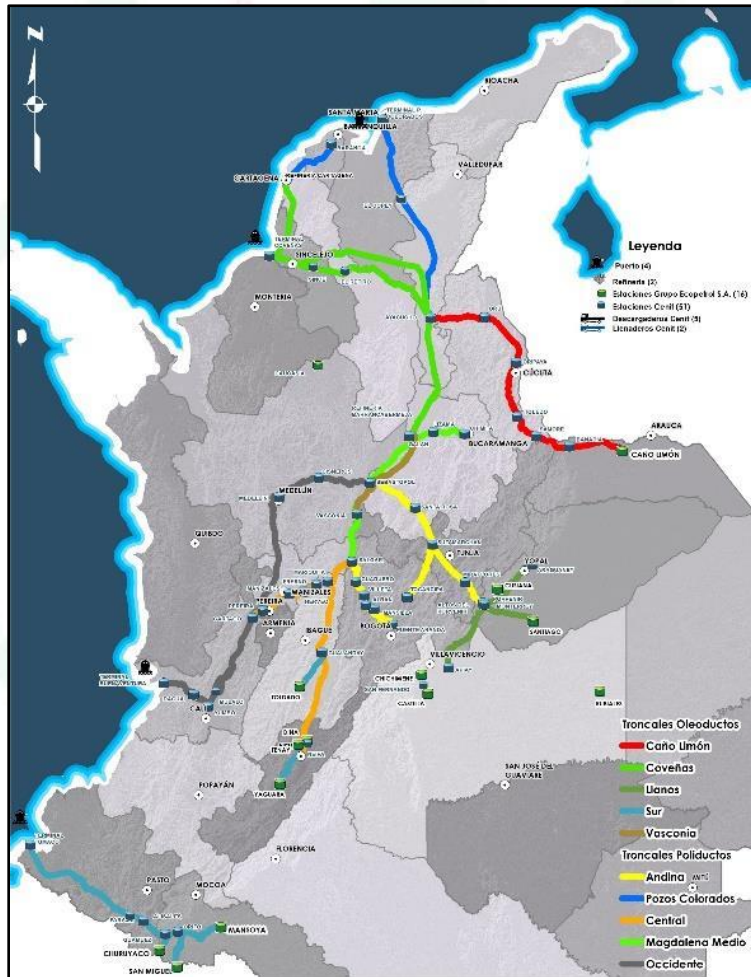


Figura 2. Red de Oleoductos de Colombia (CENIT, 2021)



La red nacional de oleoductos tiene como punto de convergencia la estación de Vasconia en el centro del país, desde la cual existe la posibilidad de desviar el crudo hacia la refinería de Barrancabermeja o hacia Coveñas. La mayor actividad se concentra en las líneas Caño Limón - Coveñas, Vasconia - Coveñas, Arguaney - El Porvenir Vasconia - Coveñas y Cusiana - Vasconia - Coveñas, que permitieron movilizar los crecientes volúmenes de producción en las cuencas del alto Magdalena (Huila) y la de los llanos orientales (Arauca y Casanare). Los volúmenes transportados por CENIT y sus Filiales han venido descendiendo desde 2015 en la media en que lo ha hecho la producción nacional. En 2020 se transportaron en promedio 786 kbd por oleoductos y 231 kbd por poliductos, registrando un total de 1.017 kbd como se puede observar en la tabla 7. El año 2020 se evidenció una disminución del -11,8% con respecto a 2019, principalmente por la pandemia generada por el Covid- 19 y el desplome de los precios del crudo, lo que generó una caída significativa en la demanda de los combustibles en el país, el cierre de campos de producción de crudos, y como consecuencia, la necesidad de disminuir la carga de las refinerías.

Tabla 7. Volumen de Petróleo Transportado por Oleoducto 2013 - 2019

Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Volumen en miles de barriles por día (KBD)	950	954	978	867	823	836	878

Fuente: CENIT 2020 (Diseñado por el autor)

En el transporte de crudos se presentó un incremento del 5% debido al ingreso de los crudos acordeonero y el aumento de entregas en San Fernando de los campos Castilla, Acacias, Chichimene y CPO9. También se presentó un incremento de la producción del campo Caño Limón, que se evacuó en la mayor parte vía reversiones del oleoducto bicentenario y se aumentó el volumen transportado por Ocesa segmento 3 y Vasconia-Galan L20". Adicionalmente, en el corredor Ayacucho-Coveñas se lograron transportar mayores volúmenes de Castilla Norte provenientes de la refinería de Barrancabermeja. En el transporte de productos refinados se presentó un incremento del 0,7% debido al aumento de la demanda local de combustibles. De igual manera se puede observar en la tabla 7 que el transporte de petróleo crudo en Colombia venía a la baja con un pequeño repunte en los últimos dos años, pero que teniendo en cuenta la situación actual de coyuntura mundial, difícilmente se puedan mantener las cifras al alza.

1.2.6.2. Oleoductos Magdalena Medio o Zona Santander

La Troncal Coveñas y la Troncal Vasconia gerencian los activos de transporte (estaciones y ductos) que están ubicados en el departamento de Santander, y recogen las áreas y estaciones de Galán y Vasconia, de las cuales salen los siguientes oleoductos:



Troncal Coveñas, base Coveñas:

- Galán-Ayacucho 18"
- Ayacucho-Galán 14"
- Ayacucho-Galán 8"

Troncal Vasconia, base Vasconia:

- Vasconia-GRB 20"

Filiales:

- Porvenir-Vasconia (OCENSA)
- Tenay-Vasconia (HOCOL)
- Vasconia-Coveñas (OCENSA)
- Vasconia-Coveñas (ODC)

1.2.6.2.1. Oleoducto Vasconia-GRB

- Longitud: 171,6 Km
- Diámetro: 20"
- Capacidad de Diseño: 175 KBDC

Este oleoducto de 172 Km, de los cuales 147 Km están dentro del departamento, es el más importante proveedor de crudo para la carga de la refinería de Barrancabermeja, llevando a está crudos provenientes de los Llanos Orientales. Cuenta con una capacidad efectiva de 186 KBD. En lo corrido del año, la línea ha transportado aproximadamente 119 KBD. Este oleoducto inicia en la estación Vasconia ubicada a 11 Km al norte del municipio de Puerto Boyacá (Boyacá) y termina en la estación Galán dentro de las instalaciones del complejo industrial de Barrancabermeja, GRB. El sistema está en capacidad de realizar entregas a los tanques de casa de bombas VIII de la refinería de Barrancabermeja y a un tanque de almacenamiento ubicado en la estación Galán. Comparte el derecho de vía con el poliducto Galán-Salgar y el oleoducto Velásquez 26-El Sauce. Este sistema maneja los crudos mezcla intermedia, mezcla liviana y Castilla requeridos para la dieta de la refinería de Barrancabermeja.

1.2.6.2.2. Oleoducto Galán-Ayacucho 18"

- Longitud: 186,4 Km
- Diámetro: 18"
- Capacidad: 70KBDC

Este oleoducto de 186 KM, de los cuales 78 Km están dentro del departamento, conecta la zona de Barrancabermeja con dos de los oleoductos que desde Ayacucho llegan al Puerto de Coveñas. Cuenta con una capacidad efectiva de 91KBD. A través de este sistema se transportan el crudo Magdalena Blend, que se lleva hasta Reficar, y Castilla

Norte, que tiene fines de exportación. En lo corrido del año, el sistema ha transportado aproximadamente 61 KBD. En el kilómetro 32 existe la interconexión con Isla VI la cual se encarga de sacar los crudos producidos por el campo Cantagallo. Cuenta con trampas de despacho y recibo de raspadores en las estaciones Galán y Ayacucho respectivamente.

1.2.6.2.3. Oleoducto Galán-Ayacucho 14"

- Longitud: 188,69 Km
- Diámetro: 14"
- Capacidad de diseño: 45 KBDC

Es una línea de relevante importancia, ya que es uno de los sistemas que suministra crudo a la refinería de Barrancabermeja. A través de este oleoducto se transportan los crudos Caño Limón, Isla VI, Mezcla Norte y Tibú Río Zulia, que hacen parte de la dieta de la refinería. Este sistema tiene un diámetro de 14", una capacidad efectiva de 43 KBD y una extensión aproximada de 189 KM, de los cuales 79 Km están dentro del departamento. En lo corrido de 2021, el sistema ha transportado 30 KBD aproximadamente, lo anterior debido a Eventos Eximentes en el Oleoducto Caño Limón – Coveñas. Este oleoducto transporta crudo proveniente del oleoducto Caño Limón-Coveñas hasta su destino en la refinería de Barrancabermeja y también recibe inyección de crudo en Isla VI en el kilómetro 32. Su capacidad de diseño es de 45 KBDC y para la inyección 100% desde la interconexión con isla VI es de 20 KBDC.

1.2.6.2.4. Oleoducto Ayacucho-Galán 8"

- Longitud: 190,54 Km
- Diámetro: 8"
- Capacidad de diseño: 18 KBDC

Construido en 1974, es otro de los oleoductos que suministra crudo a la refinería de Barrancabermeja. Actualmente, este sistema transporta los crudos Caño Limón, Tibú Río Zulia y Mezcla Norte. El sistema cuenta con una capacidad efectiva de 18 KBD, con una tubería de 8" y 191 KM de longitud, de los cuales 80 Km están dentro del departamento. En lo corrido del año, la línea ha transportado 11 KBD aproximadamente, lo anterior debido a Eventos Eximentes en el Oleoducto Caño Limón – Coveñas.



Tabla 8. Capacidades efectivas y sobrantes de los sistemas CENIT en la regional del Magdalena Medio proyectadas para el 2018 (KBD)

Variable	Magdalena Medio	Otras
Capacidad del Sistema	304	1.951,3
	13%	87%
Capacidad Contratada	228	1.332,70
	15%	85%
Capacidad Sobrante	76	618,7
% Contratada/Sistema	75%	68%

Fuente: CENIT

En términos de distribución geográfica, del kilometraje de la infraestructura de oleoductos por departamento, se obtienen resultados similares: Santander representa el 13% del kilometraje total de oleoductos.

En cuanto al empleo en el departamento de Santander, en 2020, en promedio el 71% de la contratación de mano de obra de CENIT fue local. El 15% fue contratación femenina y el 85% masculina. La distribución de contratación por procedencia (local, foránea) y género (Masculina, Femenina) en Santander es similar a la Nacional.

1.2.6.3. Gasoductos

En 2016, la red nacional de gasoductos alcanzo 7.456 Km, dividida en dos sistemas, el del caribe y el que conecta los principales campos de la guajira y Casanare con los centros de consumo del interior del país y el valle del cauca. La mayor representatividad la tuvo TGI con 53,7% de la red, seguida por Promigas con el 34,28%. En el año 2017 hubo un incremento del 3% del total de la red de gasoductos en el nivel Nacional (Promigas, 2017). El abastecimiento del país proviene de la producción nacional y de la importación a través del gasoducto Antonio Nariño, construido en 2007 que conecta el campo Ballena de la Guajita con el lago de Maracaibo, en Venezuela. Tienes 224,4 Km totales de los cuales 88,5 Km pertenecen al territorio Colombiano. Tiene una capacidad de 50 MPCD. Adicionalmente el país cuenta con activo de regasificación para procesar gas natural importado GNL, en Cartagena, operado por la sociedad portuaria del Cayao, con capacidad de regasificar 400 MPCD.

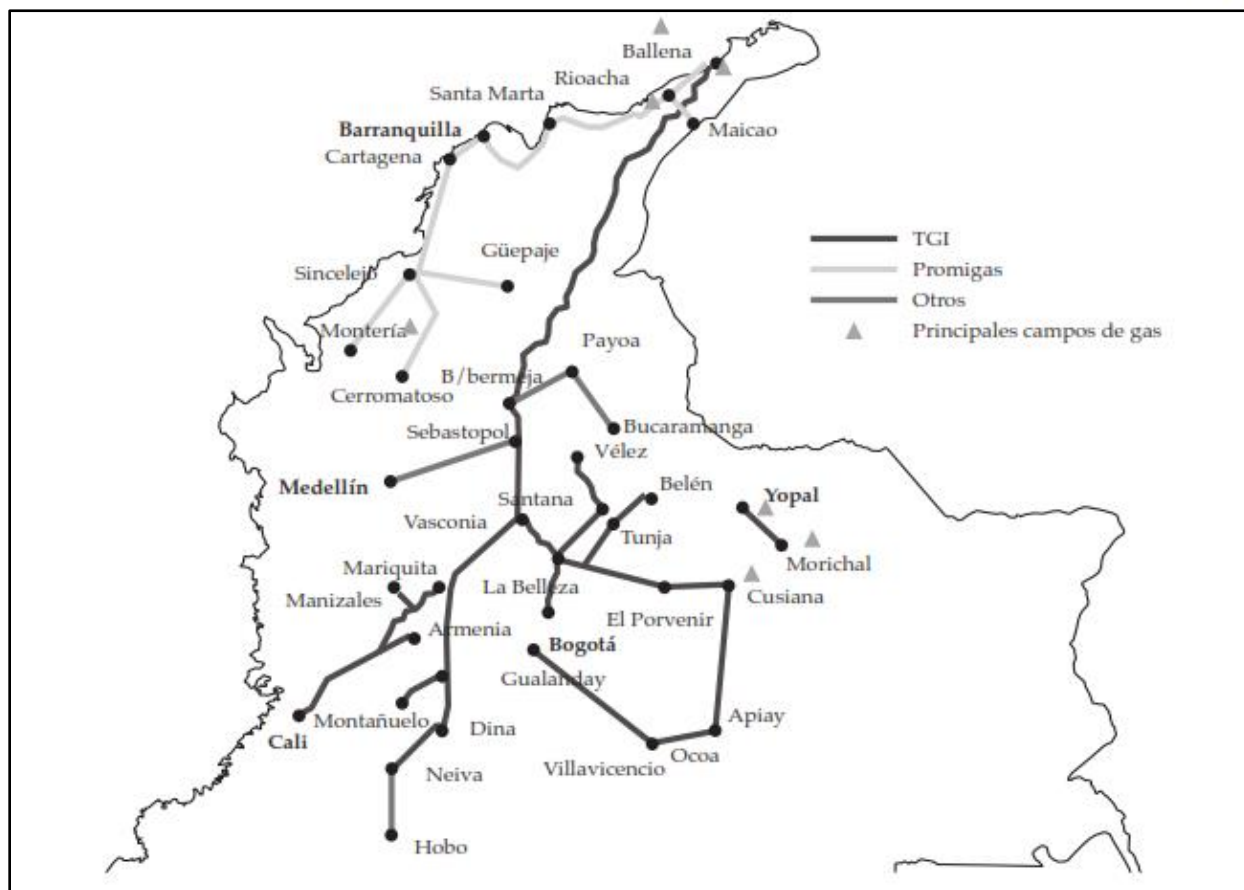


Figura 2. Mapa de la Red de Gasoductos en Colombia
Fuente: CREG

De acuerdo a la figura 2 se puede observar que en Santander la red de gasoductos no abarca una zona muy grande. Pero se establece como base el puerto de Barrancabermeja que conecta la zona sur de Colombia con la zona gasífera del norte. Adicionalmente se cuentan con líneas que conectan a Barrancabermeja con Bucaramanga a través de la estación Payoa, y el tramo Vélez-La Belleza que a su vez se comunica con la línea principal que de Cusiana llega al norte del país pasando por el centro neurálgico que es Barrancabermeja.

1.2.7. Refinación, Transporte, Distribución y Petroquímica

1.2.7.1. Refinación

La refinación es el conjunto de procesos de transformación química y física que se aplica al petróleo crudo para obtener combustibles derivados y productos petroquímicos de mayor utilización y valor, como gasolina, diésel, queroseno, gas licuado, parafinas, asfaltos, disolventes, entre otros. La refinación del petróleo se lleva a cabo en grandes

complejos industriales llamados refinerías que involucran diversas unidades de procesamiento y almacenamiento. En Colombia el grupo Ecopetrol es el único refinador. Aunque el país cuenta con todas las condiciones para establecer un mercado competitivo y permitir la libre entrada de agentes, en la práctica se ha mantenido un monopolio de facto como consecuencia de barreras a la entrada relacionadas con el monto de las inversiones de instalar una nueva refinería presencia misma de las refinerías de Ecopetrol.

Luego de la creación de Ecopetrol con los activos que revertían a la nación de los activos de la concesión de mares en 1951, en el marco de un contrato de operación con la tropical, que estuvo vigente hasta 1961 cuando finalmente también revirtieron esos activos a Ecopetrol, se expandió la carga a Barrancabermeja hasta 38 mil barriles por día, carga muy por encima de la inicial desde su construcción en 1922. Con el fin de atender el mercado de combustibles de la costa atlántica, se inauguró en 1957, la refinería de Cartagena en el área de Mamonal, con una capacidad inicial de carga de 28 mil y luego de 42 mil barriles por día. En junio de 1974, esta refinería fue adquirida por Ecopetrol. Para dicho año el país ya contaba con siete refinerías: Barrancabermeja, Cartagena, Tibu, La Dorada, El guamo, El Plato y Orito. (UPME, 2013), con una capacidad de 175 mil barriles por día y una carga del 80% de la capacidad. Debido a que algunas de esas refinerías presentaban una baja eficiencia operacional, se tomó la decisión de cerrarlas. En la actualidad, el país cuenta con dos refinerías, la de Barrancabermeja y la de Cartagena (Reficar S.A. filial de Ecopetrol), y también hay unas pequeñas capacidades en Apiay y Orito propiedad de Ecopetrol.

El portafolio de productos derivados de Ecopetrol y que también en su mayoría se manejan en Santander procesados y generados por la refinería de Barrancabermeja consiste en tres grupos, según su propia clasificación:

- Combustibles (Gasolinas, Condensados, Medianos, Propano, GLP y combustóleo)
- Petroquímicos (Disolventes, aromáticos y resinas)
- Industriales (disolventes, alifáticos, Bases Lubricantes, aceites, parafinas, azufre, ácido sulfúrico y asfaltos.

1.2.7.2. Derivados Combustibles

La oferta de combustibles en el país ha tenido variaciones debido a factores tales como el precio, sustitución por otros combustibles, eficiencia de los motores, mayores relaciones de compresión en los motores, ligereza de los vehículos, el desarrollo de mezclas de Biocombustibles (etanol y biodiesel). La oferta de Gasolinas fue decreciente durante el periodo 2000-2012, en tanto que los condensados medios como el ACPM han contado con un suministro creciente. Esto se debe dos causas: (i) la caída de la demanda de gasolina debido a la introducción de los sistemas de transporte masivo en Bucaramanga y otras ciudades, que utilizan biocombustibles y por ende perjudican la demanda, (ii) La eficiencia de nuevos vehículos particulares con mayores eficiencias y rendimientos que



hace menor el consumo de combustible, (iii) el contrabando de gasolina por Venezuela y (iv) sustitución por diésel, debido a la regulación que favoreció un menor crecimiento del precio del precio del ACPM con relación a la gasolina desde 1999 (Martínez et al, 2015)

Tabla 9. Catálogo de Productos Derivados y Combustibles del Petróleo de Ecopetrol S.A.

Grupo	Producto	Descripción	Uso	Lugar de Producción
GLP	Propano GLP	Mezcla de hidrocarburos livianos constituida por propano y butanos	Como combustible domestico para la cocción de alimentos y el calentamiento de agua	Plantas de Cusiana, Apiay y Dina
Gasolinas	Gasolina Corriente	Mezcla compleja de más de 200 hidrocarburos	Suministro a los distribuidores mayoristas de combustibles	Barrancabermeja y Cartagena
Gasolinas	Gasolina Extra			
Gasolinas	Gasolina de Aviación	Combustible de Alto índice antodetonante (Alto Octanaje) producido a partir de gases de refinería (Butilenos e isobutanos)	Se emplea en aviones con motor de pistón	Barrancabermeja
Medianos	Diesel (ACPM)	Mezcla de Hidrocarburos de entre 10 y 28 átomos de Carbono	Suministro a los distribuidores mayoristas	Barrancabermeja, Cartagena e importado
Medianos	Quereseno	Mezcla homogénea de hidrocarburos esencialmente libres de agua y de compuestos ácidos o básicos		Barrancabermeja y Cartagena
Medianos	Jet A1	Combustible tratado químicamente para tratar compuestos sulfurados, mercaptanos y con ácidos naftenicos		





Grupo	Producto	Descripción	Uso	Lugar de Producción
Medianos	Diesel Marino	Diesel con pequeñas cantidades de aditivos que mejoran su desempeño	Se emplea como combustible en motores tipo Diesel de embarcaciones marinas o fluviales	
Fuel Oil	Combustoleo	Combustible elaborado a partir de productos residuales que se obtienen a partir de los procesos de refinación del petróleo	Se emplea como materia prima para la fabricación de Bunkers	Barrancabermeja
Fuel Oil	Base pesada para Ifos	Fracción más pesada obtenida de la destilación al vacío del crudo reducido	Se emplea como materia prima para la producción de combustible de embarcaciones marinas o fluviales	

Fuente: Ecopetrol

De acuerdo a la Tabla 9 se puede observar que el 90% de los derivados producidos en Colombia, tienen como fuente de generación Santander, puntualmente la refinería de Barrancabermeja, la cual en su mayoría hace aportes de gasolinas, derivados medianos o de cadenas intermedias y los tipo fuel oil (que son derivados de cadenas más largas con densidades y pesos moleculares mayores, los cuales los ubican dentro de los derivados pesados), de ahí la importancia de la industria petroquímica Santandereana para Colombia.

De acuerdo a la Tabla 10, se puede observar el último boletín estadístico emitido por la unidad de planeación minero-energética, donde se tiene la producción de combustibles por día desde los años 2012 hasta el 2018.

En esta se puede evidenciar un crecimiento en la producción de los combustibles más livianos y medianos como los son las gasolinas y los destilados medios, para las gasolinas en total se tuvo un aumento de 13,83% y para los destilados medios se tuvo un aumento de 25,81% aproximadamente, lo cual permite evidenciar el esfuerzo por incentivar la producción de los principales derivados que a la larga generan grandes dividendos para la nación y cuyo gran aporte fundamental proviene de la refinería de Barrancabermeja.





Por otra parte, en la producción de combustibles más pesados se evidencio una disminución de un poco más del 5% y en los combustibles negros o fuel oíl una baja significativa de un poco más del 40%, lo que permite concluir que se deben aunar esfuerzos en la refinación de crudos pesados y residuos fraccionados más pesados que son la base de estos combustibles.

Tabla 10. Producción de Combustibles 2012-2018 en Barriles por Día de Combustible (BDC)

AÑO		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018*	
BLANCOS	GASOLINAS	MOTOR REGULAR	69.504	70.093	74.855	71.520	67.464	73.209	80.973
		GASOLINA EXTRA	3.345	3.433	3.356	3.107	3.340	3.468	3.574
		TOTAL	72.849	73.526	78.211	74.627	70.805	76.677	84.547
	DESTILADOS MEDIOS	DIESEL ACPM	95.152	93.567	101.045	77.624	93.105	116.571	132.531
		QUEROSENO	1.041	1.296	1.179	1.237	1.377	1.451	1.597
		JP-A	25.857	25.651	24.238	20.569	22.961	27.093	30.396
		TOTAL	122.050	120.515	126.462	99.430	117.443	145.115	164.525
	AVIGAS	243	278	289	253	265	299	210	
	PROPANO	18.750	17.538	17.022	17.939	14.671	19.447	17.865	
	TOTAL	18.993	17.816	17.311	18.192	14.936	19.746	18.075	
	NEGROS	FUEL-OIL	70.356	101.124	64.915	63.113	60.221	45.133	41.901

Fuente: Unidad de Planeación Minero-energética (UPME) Boletín Estadístico 2018

1.2.7.3. Derivados Petroquímicos

Los aromáticos como el benceno, cumeno, xileno, Orthoxileno y Tolueno se utilizan para el consumo de los mercados nacionales e internacionales en la fabricación de diluyentes y disolventes, fibras, detergentes, pinturas, tinturas, plaguicidas, abonos, aislantes y medicamentos, entre otros usos. La producción de estos aromáticos se ha mantenido creciente. Por otro lado, la producción de ciclohexano ha disminuido como consecuencia de la declinación natural de la producción del crudo liviano, materia prima para este producto, en los yacimientos petroleros del piedemonte llanero. En 2017, la refinería de Barrancabermeja produjo 53.400 toneladas por año de polietileno y 872.000 barriles de disolventes aromáticos. Otros productos como el polietileno han mantenido ventas crecientes, gracias a la puesta en operación de la turboexpander en la refinería de Barrancabermeja y a una gestión comercial dirigida a los grandes transformadores de resina del país y a los nuevos clientes en mercados desatendidos de la región. También vale la pena mencionar que gracias a la mayor confiabilidad operativa registrada en 2016 en la producción de Propileno Grado Refinería (PGR), en la Refinería de Barrancabermeja, y a las optimizaciones logísticas diseñadas e implementadas, se logró incrementar en 24% el suministro de PROPILCO (Hoy ESSENTIA) (ECOPETROL, 2017).





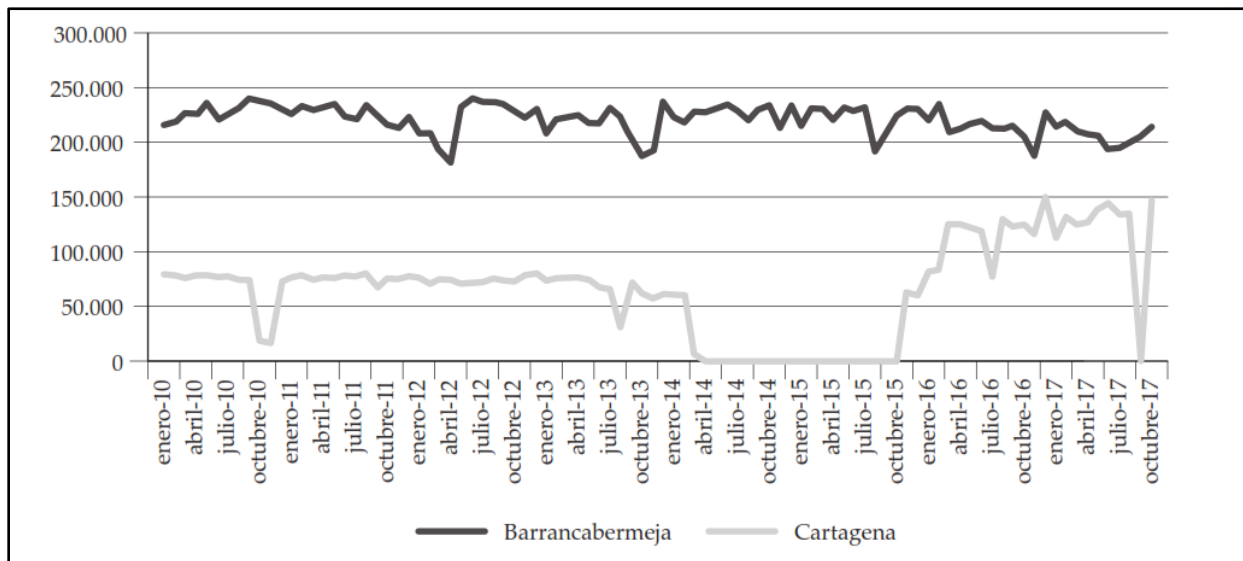
1.2.7.4. Productos Industriales

En 2006 y 2012 la demanda de asfalto en el país aumento sensiblemente debido a una aceleración de la ejecución de obras de infraestructura en Colombia, lo que llevo a dificultades en el suministro. No obstante, más recientemente, la desaceleración de dicha ejecución produjo una disminución en la demanda cerca de 160 Kilotoneladas. Sin embargo, la refinería atendió en 2016 una demanda de asfalto de 34 mil toneladas mensuales, y está en capacidad de aumentar su producción a 60 mil toneladas mensuales (Dinero, 2016). A partir del 2017 la demanda de asfalto ha venido cayendo, lo que hace pertinente analizar este tema desde el punto de vista público para implementar políticas que incentivan su producción directamente desde la refinería de Barrancabermeja.

1.2.7.4.1. El Complejo de la Refinería de Barrancabermeja

Se extiende sobre un área de 254 hectáreas, y tiene más de cincuenta modernas plantas y unidades de proceso, tratamiento, servicios y control ambiental. Es la más grande del país y cuenta con una capacidad de carga de más de 238 mil barriles por día (el 75% del total nacional). Está conformada básicamente por unidades de destilación primaria, de ruptura catalítica, polietileno, alquilación, ácidos sulfúricos, parafinas, aromáticos y plantas para el procesamiento de residuos, además de otras unidades entre las que se cuentan los sistemas de enfriamiento, los sistemas de recuperación de azufre y de hidrogeno entre otras. El complejo industrial abastece los siguientes productos: gasolina (extra y corriente), jet-A1, diésel, avigas, gas propano, azufre, ceras, bases lubricantes, polietileno de baja intensidad, aromáticos, asfaltos, disolventes alifáticos, y otros.

Desde el inicio de la industria de la refinación en Colombia, la refinería de Barrancabermeja ha recibido el 73% de la carga de petróleo crudo. En periodos más recientes esta participación ha sido de más del 75%, debido a las actividades de mantenimiento y modernización de la refinería de Cartagena (Reficar). La finalización e inauguración de las obras de ampliación de Reficar a finales de 2015 aumento sensiblemente la carga de petróleo que se refino el año siguiente. En consecuencia, la participación relativa de la refinería de Barrancabermeja cayó de 76% a 63%.

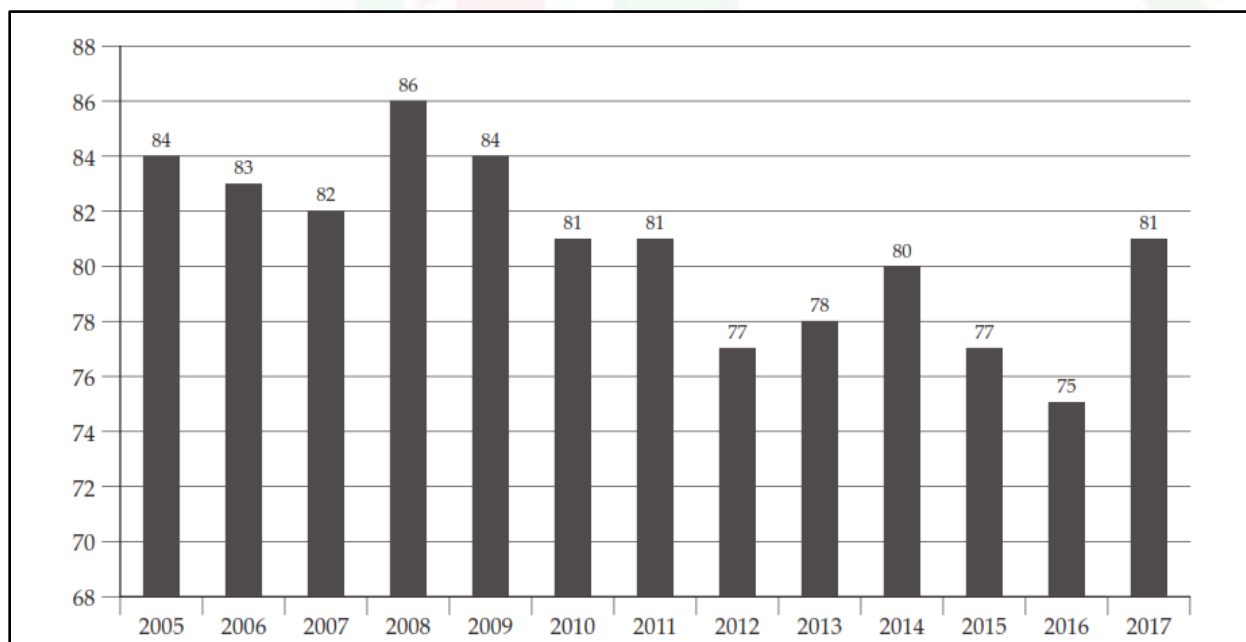


Gráfica 16. Carga de Crudo en las refinerías (BD, 2010 -2017/Oct)
Fuente: Sistema de información de Petróleo y Gas Colombiano - SIPG

Como se puede observar en la Gráfica 16, la carga de crudo a finales de 2017 en la refinería de Barrancabermeja venía a la alza, pero debido a la terminación en las labores de remodelación de la refinería de Cartagena, la carga en los últimos años ha venido balanceándose y la refinería de Barrancabermeja ha perdido protagonismo. Por otra parte, en 2019 se logró la carga promedio anual más alta en la historia de la refinación de Colombia: 373,7 miles de barriles día calendario (kdbc), apalancado por el incremento en carga de la refinería de Cartagena. En el mes de agosto la carga promedio mensual alcanzó 391,5 kdbc, siendo la más alta del año y un récord histórico. La carga de crudo de la refinería de Barrancabermeja disminuyó 3 kbpd en 2019 respecto al 2018 con una carga promedio anual de 218,6 kdbc. La afectación es el resultado de un menor recibo de crudo Caño Limón y mezcla liviana por restricciones en el sistema de transporte, situación mitigada parcialmente por el éxito de la estrategia de incorporación de crudos de terceros, y la ejecución de paradas programadas para mantenimientos. En la refinería de Cartagena se tuvo una carga promedio anual de 155,0 kbpd, presentando un incremento de 2% respecto a la carga de 2018, consecuencia de la mayor disponibilidad operacional de la unidad de crudo, la cual en 2018 estuvo afectada por restricciones operacionales. Se destaca en Cartagena el incremento en la proporción de la dieta de crudos nacionales, pasando de 77% en 2018 al 87% en 2019, resultado del éxito de la estrategia de compra de crudos a terceros y regalías (Ecopetrol, 2019).

La refinería de Barrancabermeja abastece el 55% de los productos que requiere el país. Entre ellos, combustibles líquidos como la gasolina corriente y extra, el diésel corriente, queroseno, bencina, combustóleo y gasolina de aviación. Además, la refinería produce derivados petroquímicos e industriales como disolventes, benceno, tolueno, xileno, ceras parafínicas, asfaltos, azufre petroquímico polietileno de baja densidad.

La oferta de combustibles en la refinería, así como en el país, ha tenido variaciones debido a factores tales como el precio, sustitución por otros combustibles, eficiencia de los motores, mayores relaciones de compresión en los mismos, menor peso de vehículos, desarrollo de mezclas biocombustibles (etanol y biodiesel) y los proyectos de transporte masivo. Se ha implementado la estrategia de disminución de la producción de combustóleo, con el objetivo de incrementar el rendimiento de los destilados medios (Ecopetrol, 2017). En términos generales, se puede mencionar que la oferta de gasolinas ha sido decreciente en tanto que los destilados medios como el ACPM han contado con un suministro creciente igual que el fuel oil y los combustibles de aviación mantienen una producción más o menos estable. En el corto plazo, el comportamiento fluctuante en los valores correspondientes a cargas volumétricas de la refinería se debe a distintas causas, tales como mantenimientos programados, condiciones de volatilidad en el mercado o poca disponibilidad de crudos de la calidad que requiere la capacidad de conversión del complejo y que permita los rendimientos esperados en términos del vector de productos derivados. Por tanto, el factor de utilización se ha visto a la baja. En particular, en 2016 fue menor que en años anteriores, principalmente debido al fenómeno del niño, que limitó la evacuación de combustóleo y la aceptación de cargas. En la gráfica 17 se puede evidenciar como ha venido cayendo el factor de utilización en los últimos años.



Gráfica 17. Factor de Utilización de la Refinería de Barrancabermeja (%)

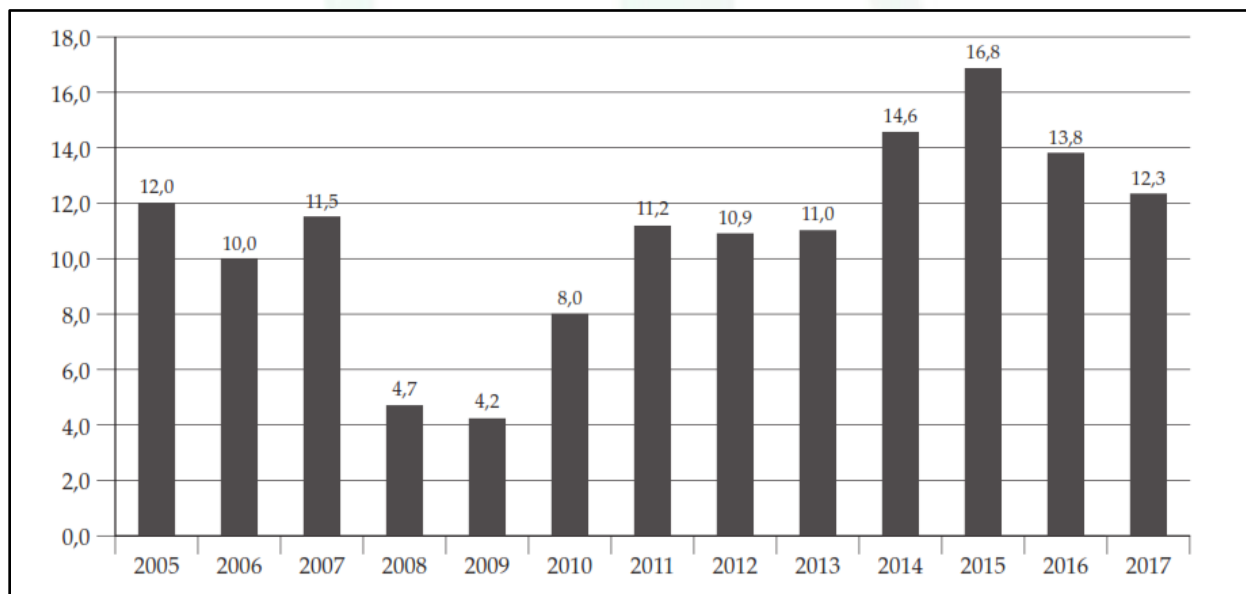
Fuente: UPME - ECOPETROL

El margen bruto unitario de refinación, indicador que se calcula como el ingreso por ventas totales menos los costos de suministro y otros costos por barril, es uno de los indicadores que permite medir la competitividad de las refinerías. Los cambios en los precios internacionales del petróleo y en la canasta de productos afectan de manera sensible el margen. Entre 2008 y 2009 se registró una fuerte caída del margen, seguido por un crecimiento hasta 2015 (Ecopetrol, 2016).



Durante el primero trimestre del 2020, las refinerías alcanzaron una carga consolidada de 345,4 KBD y un margen bruto integrado de 9,5 USD/BBL, frente a 349,9 KBD y 10,7 USD/BBL del primer trimestre del año 2019; Además, la carga consolidada de las refinerías en el mes de marzo estuvo impactada por la coyuntura descrita, presentando una caída cercana al 17% frente al resultado acumulado de los meses de febrero y marzo (Ecopetrol, 2020).

En 2017, la refinería de Barrancabermeja fue calificada como una de las más eficientes de Latinoamérica, según los estudios comparativos (benchmarking) de la firma Salomon Associates. En el primer cuartil de desempeño de la Refinería de Barrancabermeja se ubicaron los indicadores de eficiencia energética, costos y factor de utilización. En el segundo, los de disponibilidad operacional, margen neto, índice de mantenimiento, tasa de retorno de inversión e índice de personal (El espectador, 2017).



Gráfica 18. Márgenes en la Refinería de Barrancabermeja (USD/Barril)

Fuente: UPME - ECOPETROL

Como se puede observar en la figura 18, el margen bruto de la refinería de Barrancabermeja tocó un pico en 2017, el cual ha venido decreciendo en los últimos años hasta llegar a valores cercanos a los del año 2010, en la actualidad debido a la pandemia que afronta el planeta, se prevé una crisis en el sector petroquímico que debe ser manejada y atendida directamente con lupa, donde se establezca una política pública clara en pro del sostenimiento progresivo y reactivación de la economía para este año 2020.



Tabla 11. Carga, Factor de Utilización, Producción y Margen de Refinación - Refinería de Barrancabermeja

Refinería de Barrancabermeja	1er Trimestre 2020	1er Trimestre 2019	Δ %
Carga* (KBPD)	199	195,5	1,8%
Factor de Utilización (%)	74,50%	75,30%	1,0%
Producción de Refinados (KBPD)	202,9	198,3	2,3%
Margen Bruto (USD/BBL)	9,9	10,5	5,7%

Fuente: Ecopetrol

Durante el primer trimestre del año 2020 se llevaron a cabo exitosamente mantenimientos programados en una unidad de crudo, al igual que en otras unidades buscando el cumplimiento de las exigencias en términos de calidad de combustibles. La mejora en la carga de la refinería se favoreció principalmente por el ciclo de mantenimientos del primer trimestre de 2020, donde se intervino una unidad de crudo con menor capacidad y con una duración inferior frente a las intervenciones realizadas en el primer trimestre de 2019. La disminución en el margen bruto de refinación se debió principalmente al menor rendimiento de destilados y medios como respuesta al comportamiento de la demanda, intervenciones programadas en algunas unidades y un fuerte debilitamiento en los precios de los combustibles (Ecopetrol, 2020).

Finalmente se puede evidenciar que la crisis en este año 2020 ha tocado el sector petroquímico de Santander, por lo que se hace necesario establecer alianzas entre las compañías (operadoras y de servicios, principalmente Ecopetrol) y las instituciones públicas en pro del mejoramiento y el continuo avance de la industria de los hidrocarburos, más específicamente el sector petroquímico de Santander.

El departamento de Santander, a diferencia de otros departamentos petroleros del país cuenta con la refinería de Barrancabermeja, la cual provee una buena parte de los derivados de petróleo del país. Por esta razón, el impacto de la producción del petróleo en el departamento tiene un componente de encadenamientos hacia adelante y, en términos de la actividad económica, dinamiza también los sectores de industria y servicios en el departamento, destacando el paso tanto de oleoductos que traen el crudo desde el centro y zona sur del país, así como el paso de poliductos que llevan los refinados al centro, occidente y sur del país. Como política pública es indispensable el apoyo de la fuerza pública para preservar la integridad física de los sistemas de transporte por ductos minimizando los ataques a la infraestructura por hurtos y robos, y por terrorismo.

Para concluir, El departamento de Santander es uno de los productores más antiguos de petróleo en el país. La influencia del petróleo en la economía santandereana se vio reforzada por la construcción y sucesivas ampliaciones de la refinería de Barrancabermeja, por el surgimiento de inversiones del sector privado a partir de las corrientes de la refinería, el desarrollo de un sector de proveedores de bienes y servicios para el Complejo industrial y por la demanda de personal calificado y de actividades de investigación e innovación. Es importante que se mantenga el apoyo de la Cámara y Comercio de

Bucaramanga y de Barrancabermeja, el fortalecimiento de los encadenamientos productivos regionales en materia petrolera y energética, destacando que el departamento es uno de los núcleos de crecimiento y sostenimiento energético de Colombia.

1.2.7.4.2. Modernización del Complejo Refinería de Barrancabermeja

Con el proyecto de modernización de la Refinería de Barrancabermeja, iniciado en 2008, se buscó mejorar la eficiencia en el procesamiento de crudos pesados, mediante un incremento de la conversión de nivel medio (76%) a alta conversión (95%) y a cumplir los estándares nacionales de calidad de los combustibles (Diesel<50 ppm S, Gasolina<300 ppm S). El proyecto se concibió en las siguientes fases:

- Fase 1: Estudio de factibilidad y selección de procesos para la refinación de crudos pesados (aprobado en 2008).
- Fase 2: Estudio de integración entre Reficar y la refinería de Barrancabermeja, estimación de costos y cronograma de ejecución (aprobado en 2009).
- Fase 3: Ingeniería básica y estructuración del proyecto (finalizado en 2011)
- Fase 4: Ejecución del proyecto

Esta última fase se condiciona a pactos y acuerdos regionales para asegurar las condiciones regionales del entorno; en particular, el acuerdo denominado Gran acuerdo social Barrancabermeja ciudad-región 100 años, enfocado en el desarrollo de talento humano, fortalecimiento económico e institucional, infraestructura y cultura ciudadana. El alcance general del proyecto incluye:

- Cuatro unidades de procesos principales (coquización retardada, hidrocrackeo de conversión parcial, hidrosulfuración de nafta de coker y generación de hidrógeno).
- Cuatro unidades de tratamiento y procesos auxiliares.
- Seis unidades de servicios industriales.
- Integración y adaptación del esquema de destilación existente.
- Tanques de almacenamiento, sistemas de Tea y manejo de coque.

Las inversiones acumulan 4 mil millones desde 2007, y se han concentrado en adaptar la infraestructura de la refinería, para procesar crudos pesados en volúmenes del orden de los 175 KBPD y actualizar su configuración para llevarla de media a alta conversión, a través de:

- Revamp de la unidad U250.
- Actualización tecnológica y metalúrgica de la unidad de destilación de crudo.
- La conversión tecnológica de la unidad Unibon de la refinería, que paso de ser una tratadora de corrientes intermedias a una unidad de hidrocrackeo de mediana

conversión. Esto permitió incrementar la producción de diésel en aproximadamente 8 mil barriles día.

- Estrategias de disminución de producción de combustóleo, lo que ha incrementado el rendimiento de diésel y de destilados medios.
- El Plan Maestro de Servicios Ambientales y el Plan Maestro Ambiental
- La compra y reposición de equipos de laboratorio (reposición cabezal gas ácido lado sur, recuperación del reactor R-2652, reposición sistemas de control turbomaquinaria GRB Trisen).

No obstante, en 2015, ante el cambio drástico de las condiciones del entorno de la industria, se presentó a la junta directiva de Ecopetrol un análisis en relación con los escenarios de cancelar o suspender el proyecto, teniendo en cuenta la afectación del flujo de caja de Ecopetrol. La junta directiva aprobó por unanimidad la suspensión de los gastos corrientes del proyecto y solicitó el inicio de un estudio para buscar alternativas de modernización de la refinería.

Aun así, la refinería estableció un plan de acción que permitiera cumplir los objetivos propuestos en el proyecto de modernización, con lo cual, se realizaron inversiones que acumulan 4 mil millones desde 2007 representadas en:

- Actualización tecnológica y metalúrgica de la unidad de destilación de crudo U250.
- La conversión tecnológica de la unidad Unibon de la refinería, que pasó de ser una tratadora de corrientes Intermedias a una unidad de hidrocraqueo de mediana conversión. Esto permitió incrementar la producción de diésel en aproximadamente 8 mil barriles día.
- Estrategias de disminución de producción de combustóleo, lo que ha incrementado el rendimiento de diésel y de destilados medios.
- El Plan Maestro de Servicios Ambientales y el Plan Maestro Ambiental
- La compra y reposición de equipos de laboratorio (reposición cabezal gas ácido lado sur, recuperación del reactor R-2652, reposición sistemas de control turbomaquinaria GRB Trisen).
- Intervenciones en las unidades de hidrotreamiento de gasolina y de diesel para reducir el contenido de azufre en el producto final.

Con estas inversiones se logró:

- Incrementar su capacidad de conversión a productos valiosos, pasando de 76% a 87,6% en el año 2020.



- Cumplir los estándares nacionales de calidad de los combustibles (Diesel<15 ppm S, Gasolina<50 ppm S)

Aunque el escenario de precios estaba cambiando hasta el 2019 y las perspectivas de la industria petrolera en el país habían mejorado por esta razón, además de la consolidación de la paz, la prospectividad del valle Medio del Magdalena atrae inversiones, pero en este 2020 se presentó una nueva caída de los precios y del consumo de combustibles a nivel país, debido a la crisis mundial que se vive por la pandemia del Covid-19.

Por tal razón se deben generar los entornos atractivos en infraestructura, talento humano competente, bienes y servicios eficientes, institucionalidad articulada y proponer las ideas de reactivación económica en el sector petrolero del país desde la política pública en congruencia con la empresa privada.

Por ello, en años recientes, las inversiones han venido cayendo. En particular, se redujeron del 26%, en promedio durante los últimos 4 años, al 14% de la inversión total del 2017.

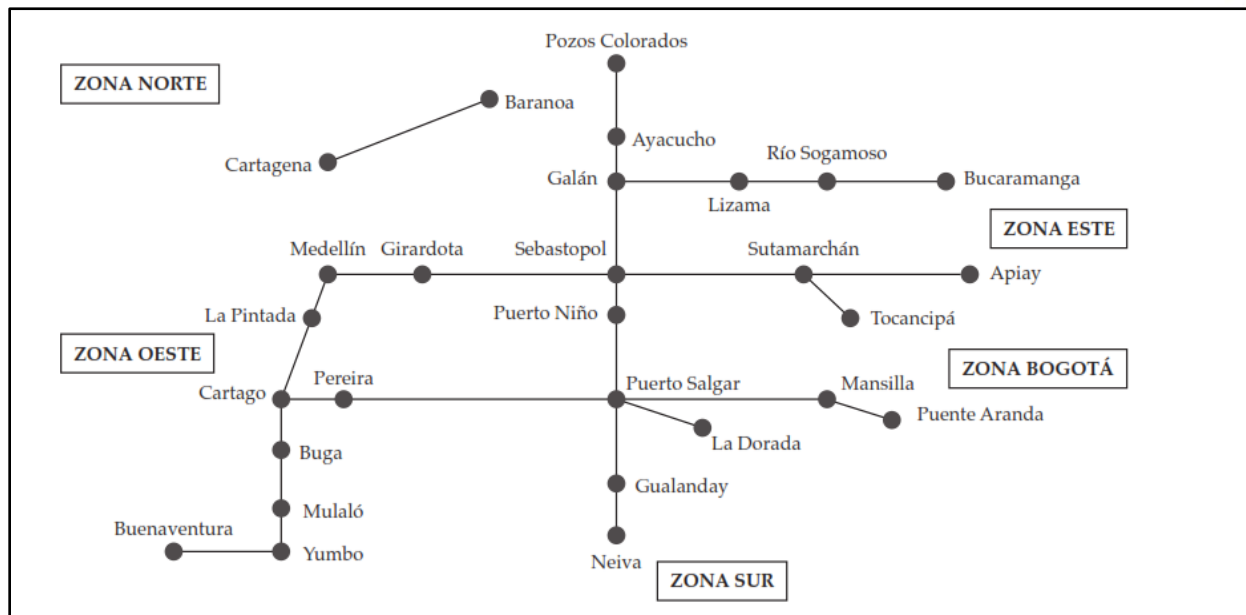
Para el 2018, el escenario de precios estaba cambiando, las perspectivas de la industria petrolera en el país habían mejorado por esta razón y por la consolidación de la paz, la prospectividad del valle Medio del Magdalena atrae inversiones, pero en este 2020 se prevé que pueda caer nuevamente debido a la crisis mundial que se vive por la pandemia del Covid-19. Por tal razón es ahí donde se deben generar las ideas de reactivación económica en el sector petrolero del país desde la política pública en congruencia con la empresa privada.

1.2.7.5. Transporte de Derivados por poliductos

1.2.7.5.1. Red de Poliductos CENIT

Los derivados del petróleo se transportan hacia los distribuidores mayoristas, clientes, o hacia puertos de embarque para su exportación. Los derivados se pueden transportar vía terrestre, poliducto, fluvial, marítima, aérea o férrea. En el caso de los poliductos, al igual que con los oleoductos, se trata de un medio de transporte de naturaleza monopólica. Actualmente la infraestructura de poliductos es propiedad de Cenit transporte y logística de hidrocarburos S.A.S. (filial de Ecopetrol).

La red de poliductos de Colombia consiste en un sistema radial con centro en la estación de Sebastopol en el umbral entre Puerto Triunfo (Antioquia) y Puerto Boyacá (Boyacá), a cuatro horas de la refinería de Barrancabermeja. Esta red tiene varias estaciones finales, como buenaventura, Neiva y Puente Aranda. Hay además un poliducto independiente que comunica a Baranoa con Cartagena. En total se cuenta con una infraestructura total de 3.739 Km de redes para transporte de combustibles líquidos y GLP.



Gráfica 19. Red de Poliductos de Colombia
Fuente: CREG

A diferencia de lo que ocurre con la evolución del volumen de crudo transportado por oleoductos, el volumen de derivados transportado por poliductos presenta un crecimiento sostenido. En particular, el mayor crecimiento se dio entre enero de 2009 y abril de 2015, cuando el sistema pasó de transportar 196 KBD a 328 KBD, para una variación porcentual del 67%. El sistema Galán-Sebastopol de 16 pulgadas ha sido el que más producto ha transportado para todo el periodo, con una cantidad transportada promedio de 126 KBD (CREG, 2015).

Tabla 12. Volúmenes Transportados por CENIT a través de poliductos (KBD)

Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Volumen en miles de barriles por día (KBD)	237	251	267	263	268	273	275

Fuente: CENIT

De acuerdo a la tabla 12, en el año 2019 en el transporte de productos refinados se presentó un incremento del 0,7% aproximadamente debido al aumento de la demanda local de combustibles. Para 2019 de los volúmenes evacuados, el 78,1% de los crudos y el 32,9% de los productos refinados son propiedad de Ecopetrol.

En el año 2020 se transportaron 231 KBD por poliductos, presentando una disminución del -16% con respecto al 2019, debido principalmente al impacto que tuvieron las medidas implementadas para afrontar la pandemia generada por el Covid-19 sobre la demanda de los productos refinados. Para 2020, de los volúmenes evacuados, el 82,3% de los crudos y el 35,7% de los productos refinados son propiedad de Ecopetrol.

Los rubros con menor variación son los correspondientes a gasolina, motor regular y nafta. La nafta importada se empezó a trabajar a través del sistema de poliductos desde marzo de 2011. Inicialmente el volumen transportado fue de 9,7 KBD equivalentes al 3,7% del total transportado y para abril de 2015 se transportaban 46,6 KBD, equivalentes al 14,3%. El ACPM sin aditivos de biocombustibles se dejó de transportar desde septiembre de 2010, siendo reemplazado por todas las clases de Biodiesel (B2, B2 Extra, B3 y B4). Desde octubre de 2014 se transporta únicamente B2 Extra con un porcentaje de participación sobre el volumen total transportado de 24%, para el periodo entre octubre de 2014 y abril de 2015. El ACEM (Aceite Ecológico Combustible para Motores) representa un promedio del 12,6% del total del volumen transportado. El Jet fuel producido a nivel nacional representa el 7,4% y el Jet fuel importado representa el 0,1%. Los demás productos transportados presentan las siguientes contribuciones promedio durante el periodo previamente mostrado y analizado: B3 (0,4%), B4(1,5%), Gasolina Premium (1,1%), Kerosene (0,5%) y Virgin Oil (0,5%) (CREG, 2015).

1.2.7.5.2. La Red de poliductos en la subregión el Magdalena Medio

Los poliductos de la subregión del Magdalena Medio, que comprende principalmente el departamento de Santander son:

- **Poliductos Galán-Pozos Colorados**

El 23% de la demanda nacional de diésel, el 38% de la demanda nacional de gasolina y el 83% de la demanda nacional de diluyente para la dilución de crudos pesados es importada a través de Terminal Pozos Colorados, y transportada por el poliducto Pozos Colorados - Galán. Pozos Colorados es el inicio de este sistema de transporte y es el único puerto conectado al sistema nacional de poliductos con capacidad de abastecer las necesidades de la Refinería de Barrancabermeja.

El recorrido del tubo presenta cambios de altura a nivel topográficos que oscilan entre los 40 y 160 metros. La longitud total de Pozos Colorados es de 511 Kilómetros, de los cuales 79 Km están dentro del departamento, y una capacidad operacional de 128,2 KBD. Este sistema comunica el puerto de importación de Pozos Colorados con la refinería de Barrancabermeja. Los productos que se transportan por este sistema son: ACEM (20%), Nafta Importada (45%) y Gasolina Motor (35%).

- **Poliducto Galán-Bucaramanga**

Poliducto dedicado al abastecimiento de parte del Magdalena Medio y el oriente del país. Este poliducto, presenta tres diámetros asociados: del kilómetro 0 al 40 presenta diámetro de 12 pulgadas, del kilómetro 40 al 98 presenta un diámetro de 6 pulgadas y finaliza el recorrido con 5 kilómetros con un diámetro de 4 pulgadas. El poliducto Galán - Bucaramanga tiene una longitud de 96.2 km, todos en el departamento, y una capacidad operacional de 26.5 KBD. El porcentaje de utilización promedio ha sido del 100%. Los

productos que se transportan en este tramo son: B2E (52%), Gasolina Motor Regular (43%), GLP (4%) y Gasolina Extra (1%).

- **Sistema Galán-Salgar**

Este sistema constituye la troncal de transporte de combustibles hacia el interior y suroccidente del país. Se cuenta con 3 líneas: una de 8" exclusiva para GLP, una de 12" y otra de 16". La línea de 16 pulgadas tiene una longitud de 249,3 Km, de los cuales 150,4 Km dentro del departamento, y una capacidad operacional de 180.0 kbd. Los productos que se transportan por este tramo son: Gasolina Motor Regular (50%), B2E (15%), y Nafta (33%), Gasolina Extra (2%). El porcentaje de utilización promedio de este ducto oscila alrededor del 89%. La línea de 12 pulgadas mide 252,5 Km, de los cuales 152 Km dentro del departamento, y cuenta con una capacidad operacional de 66.6 kbd, el porcentaje de utilización de este ducto es de 100%. Los productos que se transportan por este tramo son: JET A1 (29%) y B2E (71%). La línea de 8 pulgadas se usa para gas licuado de petróleo y tiene una longitud de 256,9 Km, de los cuales 151,7 Km dentro del departamento, y una capacidad operacional de 13.7 KBD. En promedio se han transportado 2.5 KBD con respecto a una capacidad nominal de 13.7 KBD, lo que indica que el porcentaje de utilización promedio de este ducto ha sido del 18%.

- **Sebastopol-Sutamarchan**

Esta tubería es usada principalmente para el transporte de Nafta necesaria para la dilución de los crudos pesados en el nodo Apiay y el abastecimiento de Diésel y Gasolina al Terminal de Tocancipá. La línea tiene un diámetro de 20" y 16", una longitud de 174KM, de los cuales 156,2 Km están dentro del departamento y una capacidad de 95 KBD.

Es importante resaltar que las operaciones desarrolladas por CENIT se realizan bajo la normativa ambiental vigente, la red de oleoducto o poliducto del Magdalena Medio cuenta con autorizaciones ambientales para operar, emitidas por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. Adicionalmente cada una de las intervenciones que se realizan al sistema se desarrollan previniendo la ocurrencia de impactos en el medio ambiente, esto se logra a través de la implementación de las medidas de manejo ambiental antes, durante y después de las intervenciones, estas medidas de manejo se encuentran establecidas en los Planes de Manejo Ambiental y autorizaciones ambientales, que la Autoridad Ambiental componente ha otorgado.

CENIT encamina sus acciones en lograr la eficiencia operativa, comprometida con el equilibrio entre el crecimiento económico, el cuidado del medio ambiente y el bienestar social, por lo que ha asumido retos importantes desde el punto de vista ambiental, como son los temas de Cambio Climático, Economía Circular y Biodiversidad. En el área del Magdalena Medio CENIT se encuentra adelantando acciones operativas en pro de reducir las emisiones GEI a través de proyectos de eficiencia energética, del manejo integral del agua mediante el reúso y reutilización de aguas residuales y la gestión integral de los residuos sólidos.



Senda de Calidad de Aire

El departamento de Santander se abastece de diésel y gasolina desde la refinería de Barrancabermeja, los cuales llegan a la estación Chimitá. Mediante sinergias entre las refinерías de Cartagena, Barrancabermeja y CENIT, se ha logrado la entrega de combustibles más limpios por debajo de los límites de azufre definidos por la regulación a través de una logística establecida por la cadena de suministro, cumpliendo la meta de la senda de calidad de aire.

	Diésel		Gasolina	
	Promedio contenido de azufre (ppm) corte 31 de enero de 2021	Límite de control contenido de azufre por senda de calidad Grupo empresarial Ecopetrol (ppm)	Promedio contenido de azufre (ppm) corte 31 de enero de 2021	Límite de control contenido de azufre por senda de calidad Grupo empresarial Ecopetrol (ppm)
Chimitá /GRB	9,5	20	39,2	50

Figura 3. Contenido de azufre combustibles Diesel y Gasolina en Santander (CENIT,2020)

1.2.7.6. Almacenamiento, Distribución y Comercialización de Combustibles

Las plantas de almacenamiento o abastecimiento son instalaciones físicas necesarias para almacenar, manejar y despachar los combustibles líquidos derivados del petróleo a los distribuidores mayoristas, a los minoristas y a los grandes consumidores. En Colombia, el 95% de los distribuidores mayoristas tienen plantas de almacenamiento propias, conectadas a la red de poliductos, y están autorizados para distribuir. Los almacenadores no interconectados no están autorizados para distribuir, y prestan el servicio a los mayoristas o importadores que no tienen plantas propias.



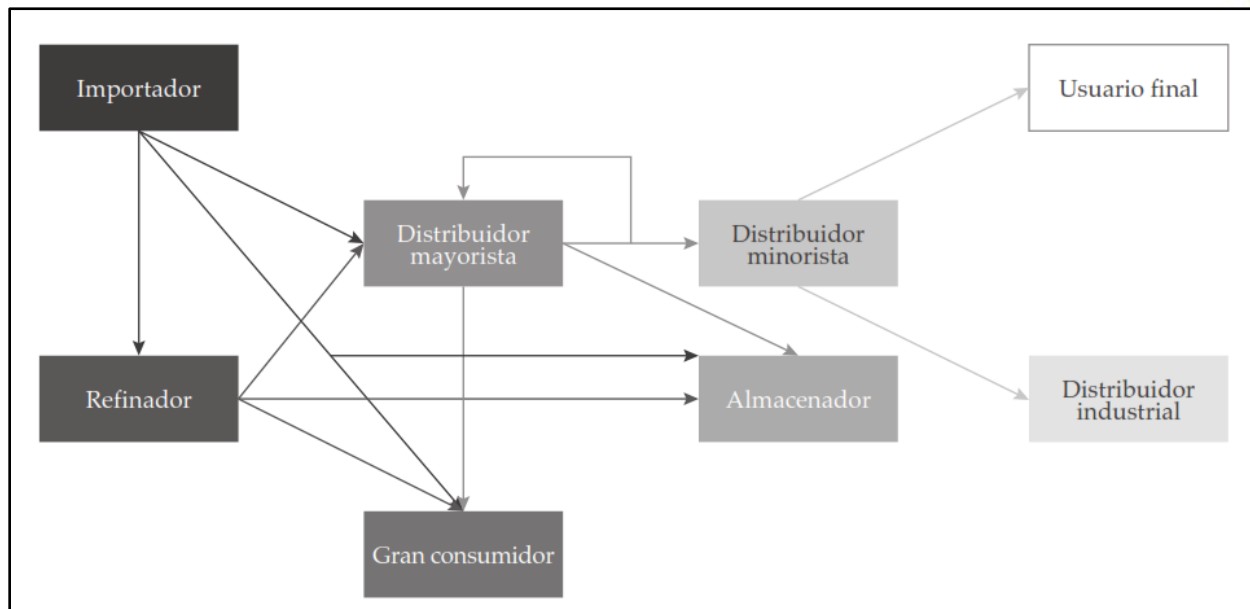


Figura 3. Cadena de Distribución de Combustibles
Fuente: UPME

Para lograr el abastecimiento del país, actualmente se cuenta con una red de 54 plantas de abasto, sin incluir los terminales correspondientes a combustibles de aviación, de las cuales 34 se encuentran interconectadas a los poliductos y 20 plantas cuyo abastecimiento se efectúa mediante carrotanque (UPME, 2013).

Los distribuidores mayoristas reciben el combustible líquido en sus plantas de abasto, y los distribuyen hacia las plantas y hacia los distribuidores minoristas a través de poliductos o por carretera en carro tanques. En las plantas de abasto se genera un valor agregado con la incorporación de aditivos y mezcla de diferentes combustibles. La mayoría de las plantas de abasto se ubican en el interior del país: Antioquia, Cundinamarca y Valle del Cauca, que corresponde a las áreas de mayor consumo.

La distribución mayorista es una actividad libre; sin embargo, cuatro empresas controlan el mayor porcentaje del mercado nacional: Terpel (37,1%), Primax (25,8%), Chevron Texaco (15%) y Biomax (10%) (UPME, 2013). Los márgenes y precios de venta de la distribución están regulados.

Los distribuidores minoristas hacen la venta de combustibles líquidos derivados del petróleo al consumidor final, a través de una estación de servicio, o como comercializador industrial. Los distribuidores minoristas reciben el combustible de los distribuidores mayoristas y lo venden a los grandes consumidores (Cerrejón, Drumond, Prodeco, etc) o al detal a través de la cadena de estaciones de servicio. En el país hay algo más de 5.000 estaciones de servicio. Este mercado es libre y competitivo y maneja un precio de venta con dos posibles regímenes: de libertad vigilada y de libertad regulada (Res 181254/2012).

La libertad vigilada es un régimen que le permite al distribuidor minorista establecer libremente el precio de venta al público a través de su estación de servicio. Esto permitirá un escenario de competencia sin ir en detrimento de los consumidores finales. Con este régimen se libera el margen minorista (el que remunera la actividad de las estaciones de servicio), y se aplica en las siguientes ciudades y municipios: Bogotá, Santiago de Cali, Barranquilla, Medellín, Montería, Cartagena, Pereira, Ibaque, **Bucaramanga**, Sincelejo, Manizales, Villavicencio, Popayán, Tunja, **Barrancabermeja**, Chía, Palmira, Soacha, Tuluá, Cartago, Armenia, Rio Negro, Neiva, Santa Marta, Sogamoso.

En el resto del país se aplica la libertad Regulada, la cual es un régimen donde se fija un precio máximo de venta al consumidor final de los combustibles (Gasolina motor corriente oxigenada, gasolina corriente y ACPM, y mezclas de este último con el biocombustible para uso de motores diésel).

Conflictividad socioambiental en el transporte de hidrocarburos CENIT

Durante los últimos 5 años (2016- 2020), dos desafíos del entorno han impactado la continuidad operativa de CENIT en Santander:

- El fenómeno ilegal de apoderamiento de hidrocarburos, que genera afectaciones a las comunidades y el medio ambiente. En el departamento, entre 2016 y 2020, se identificaron 139 válvulas ilícitas, el 47,5% de estas en Cimitarra y el 30,2% en Barrancabermeja.
- La conflictividad social, relacionada principalmente con contratación de mano de obra local, a pesar de que, en promedio durante 2020 el 71% de vinculaciones en Santander fueron de personal local. A esto se suma la coyuntura de la pandemia, que en sus inicios generó afectaciones a la normal operación, debido al temor por contagios por COVID, desafío que se afrontó con las medidas de bioseguridad apropiadas.

En materia general de lo todo lo anteriormente expuesto, la infraestructura de CENIT en el departamento de Santander se ve representada en la figura 5.

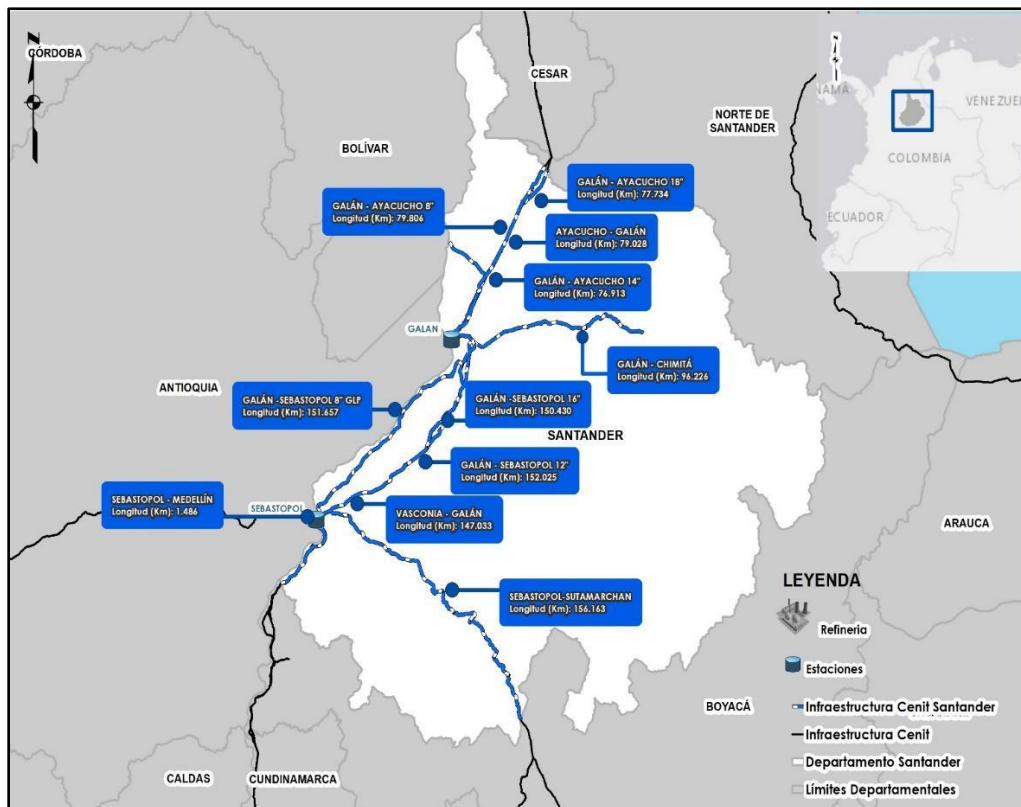


Figura 5. Mapa de la Infraestructura de CENIT en Santander (CENIT,2020)

Por otra parte, en la tabla 13 se puede observar la extensión total de oleoductos y poliductos que actualmente operan en el departamento de Santander, junto con sus extensiones caracterizadas por cada tramo de las líneas.

Tabla 13. Extensión del sistema de Oleoductos y Poliductos que se encuentran en la jurisdicción del departamento de Santander

Sistema	Longitud (Km)
Combustoleoducto Galan-Ayacucho	77,73
Oleoducto Ayacucho-Galan 14"	76,91
Oleoducto Ayacucho-Galan 8"	79,8
Oleoducto Vasconia CIB	147,03
Total Longitud Oleoductos (Km)	381,488
Poliducto del Oriente	156,16
Poliducto Galan-Chimita	96,22
Poliducto Galan-Salgar 12"	152,025
Poliducto Galan-Salgar de 16"	150,43
Poliducto Pozos Colorados-ayacucho-Galan	79,02
Poliducto Sebastopol-Medellin	1,48
Propanoducto Galan-Salgar de 8"	151,65



Total Longitud Poliductos (Km)	787,01
---------------------------------------	---------------

Fuente: CENIT

1.2.7.7. Comercialización

De los 84.000 KBD de gasolina-motor entregada en promedio cada año a las estaciones de servicio, el 5,2% se ubican en Santander. En lo relativo al ACPM, este valor es del 4,7% (de los 90.000 KBD del total nacional). Santander cuenta con 209 estaciones de servicio para la venta de combustibles, y ocupa el sexto puesto a nivel nacional después de Antioquia (490), Bogotá (392), Valle del Cauca (392), Cundinamarca (321) y Nariño (310). Las estaciones de servicio se agrupan así:

- 113 con ventas inferiores a 40.000 galones mensuales
- 21 con ventas entre 40.000 y 60.000 galones mensuales
- 22 con ventas entre 60.000 y 80.000 galones mensuales
- 18 con ventas entre 80.000 y 100.000 galones mensuales
- 35 con ventas superiores a 100.000 galones mensuales

En Santander, las estaciones de servicio con ventas superiores (mayores a 80.000 galones mensuales) presentan mayor participación (26%) que en el caso nacional (19%). Lo contrario ocurre con las estaciones de servicio con ventas menores (inferiores a 60.000 galones) que representan el 64%, en comparación con el 71% de participación del total nacional.

1.2.7.8. Sector Petroquímico

De los procesos de refinación y separación se obtienen las materias primas para la petroquímica: las oleofinas y los aromáticos. De las refinerías salen 15 subproductos con los cuales se elaboran más de cien mil productos elaborados por la industria petroquímica para un sinnúmero de usos. El poliéster con el que se producen prendas de vestir, los disolventes para las pinturas, los químicos para abonos y herbicidas utilizados en la agricultura forman parte de los subproductos generados a partir de los derivados del petróleo (Gutiérrez, 2011).

El sector petroquímico comprende las siguientes actividades:

- Fabricación de productos de refinación del petróleo, dentro de los cuales se destaca la nafta como principal insumo petroquímico.
- Fabricación de sustancias químicas básicas, abonos y compuestos inorgánicos nitrogenados, plásticos y caucho sintético en formas primarias.
- Fabricación de otros productos químicos.
- Fabricación de productos de plástico

En Santander la Encuesta Anual Manufacturera (EAM) reporta 40 establecimientos, con 2.736 empleados. En Colombia son 1.282 establecimientos con 71.603 empleados. Es

decir, Santander tiene el 4% del número de empresas y empleados del sector, que está más concentrado en Bogotá. No obstante, Santander genera el 22% de las ventas y el 24% del consumo intermedio, lo que representa un importante impacto económico. De las 40 compañías, el 94% son pequeñas y medianas empresas y solo el 5,6% restante es de grandes empresas.

Tabla 13. Tamaño del sector petroquímico en Santander y Colombia

Variable	Santander	Colombia	Relación
Número de Establecimientos	40	1.282	3%
Personal Permanente	2.376	71.603	4%
Ventas (Miles de Millones)	18.960	84.739	22%
Consumo Intermedio (Miles de Millones)	13.380	56.343	24%

Fuente: Encuesta Anual Manufacturera 2016 - DANE

El subsector de productos de refinación de petróleo representa el 97% de la producción y el consumo intermedio, y el 98% del valor agregado del sector. Si no se cuenta este, el subsector de otros productos químicos es el más grande, con el 66% de la producción y el 77% del consumo intermedio. No obstante, el mayor valor agregado lo da el subsector del plástico. Con excepción de los productos de refinación del petróleo, los demás subsectores presentaron crecimiento en 2015 y 2016.

Tabla 14. Caracterización del Sector Petroquímico Santander

Valores Absolutos 2016			
Subsectores	Producción Bruta	Consumo Intermedio	Valor Agregado
Productos de la refinación de Petróleo	18'157.970.254	11'277.539.055	6'880.431.199
Otros Productos químicos	367'589.085	329'091.866	38'497.219
Plástico	127'342.507	81'343.729	45'998.778
Sustancias químicas básicas	59'965.286	18'857.778	41'107.508
Participación en el sector petroquímico			
Subsectores	Producción Bruta	Consumo Intermedio	Valor Agregado
Productos de la refinación de Petróleo	97%	96%	98%
Otros Productos químicos	2%	3%	1%
Plástico	1%	1%	1%
Sustancias químicas básicas	0%	0%	1%
Participación en el sector petroquímico (sin refinación)			
Subsectores	Producción Bruta	Consumo Intermedio	Valor Agregado
Otros Productos químicos	66%	77%	31%
Plástico	23%	19%	37%
Sustancias químicas básicas	11%	4%	33%
Crecimiento 2015-2016			

Subsectores	Producción Bruta	Consumo Intermedio	Valor Agregado
Productos de la refinación de Petróleo	-2,10%	-2,30%	-2,00%
Otros Productos químicos	0,40%	1,30%	-4,60%
Plástico	1,60%	1,80%	1,20%
Sustancias químicas básicas	1,30%	2,00%	1,00%
Participación en Total Santander			
Subsectores	Producción Bruta	Consumo Intermedio	Valor Agregado
Productos de la refinación de Petróleo	88%	87%	90%
Otros Productos químicos	2%	3%	1%
Plástico	1%	1%	1%
Sustancias químicas básicas	0%	0%	1%

Fuente: Encuesta Anual Manufacturera 2016 - DANE

1.2.8. Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales

Los hidrocarburos en yacimientos convencionales, los cuales han sido parte, de una industria de más de 150 años en el mundo, hacen parte de nuestro diario vivir, gran parte de las industrias a nivel mundial tienen algún tipo de relación con los hidrocarburos convencionales como ya se ha planteado anteriormente en este documento. Contrario a lo que las personas piensan, los hidrocarburos que se encuentran en yacimientos convencionales y no convencionales son iguales, se trata del mismo gas y del mismo petróleo que anteriormente se ha descrito. Lo que los hace distintos es el tipo de yacimiento en que se encuentran, por lo que sus condiciones operacionales también tienden a cambiar.

En los yacimientos convencionales, las rocas donde se encuentra el hidrocarburo tienen características de alta porosidad y permeabilidad. El hidrocarburo migra desde la roca generadora hacia reservorios atrapados o trampas donde se acumuló sin migrar hacia la superficie. Debido a los sellos naturales, en general este tipo de yacimientos (por lo general arenas o areniscas) pueden desarrollarse mediante pozos verticales con técnicas tradicionales de extracción.

Por su parte, los yacimientos no convencionales contienen hidrocarburos que todavía se encuentran en la roca generadora (la roca generadora es la roca donde se originaron, conocidas como shale oil y shale gas) o han migrado a rocas generadoras muy compactas (denomina tight oil o tight gas), estas condiciones geológicas hacen que el movimiento del fluido sea muy lento debido a las rocas poco permeables. Estos factores generan un problema en ingeniería para su extracción, por lo tanto, las técnicas tradicionales no son suficientes y se hace necesario que se desarrollen con la técnica de estimulación hidráulica, cuyo objetivo es incrementar el flujo del hidrocarburo a través de la creación de microfracturas que permitan el paso hacia la boca del pozo para su posterior ascenso.



Esta técnica fue desarrollada en los años 40 y es comúnmente utilizada en los yacimientos convencionales del país.

1.2.8.1. Tipos de Yacimientos no Convencionales

- **Crudo o Gas asociado a Lutitas (Shale Oil o Shale Gas):** Petróleo o gas que se encuentra atrapado en un tipo de roca arcillosa con muy baja permeabilidad denominado Shale o Lutita.
- **Yacimientos de crudo o gas apretado:** Crudo o gas proveniente de cualquier yacimiento o rocas de baja permeabilidad y porosidad.
- **Curdo Pesado:** Petróleo en estado líquido de alta viscosidad que no fluye fácilmente.
- **Arenas Bituminosas:** Arenas impregnadas en Bitumen, que es un hidrocarburo de muy alta densidad y viscosidad.
- **Gas metano asociado a mantos de Carbón (CBM).** Gas natural extraído de capas de carbón. Debido a su alto contenido en materia orgánica el carbón retiene gran cantidad de gas absorbido.

1.2.8.2. Impactos Positivos de los Yacimientos no Convencionales

Los yacimientos no convencionales generarían significativos aportes a la economía del país y en este caso de Santander, ya que se prevé que el Magdalena Medio sea el primer paso a estas nuevas tecnologías en la industria, entre los impactos más positivos se destacan:

- Con la exploración de yacimientos no convencionales el país se beneficiará con mayores recursos provenientes de regalías para apoyar el desarrollo económico y social de las regiones.
- Generación de empleo para mano de obra no calificada y calificada en las áreas de influencia de los proyectos (como es el caso del Magdalena Medio).
- Estimulación de la actividad comercial local en las regiones del Magdalena Medio y de la cordillera oriental.
- Incremento de la inversión extranjera directa
- Desarrollo de nuevos proyectos de infraestructura
- Incremento de las reservas y aumento de la producción de barriles por día, para la consolidación de una autosuficiencia energética.
- Mayor inversión social e inclusión de comunidades.

1.2.8.3. El Potencial del País y del Magdalena Medio

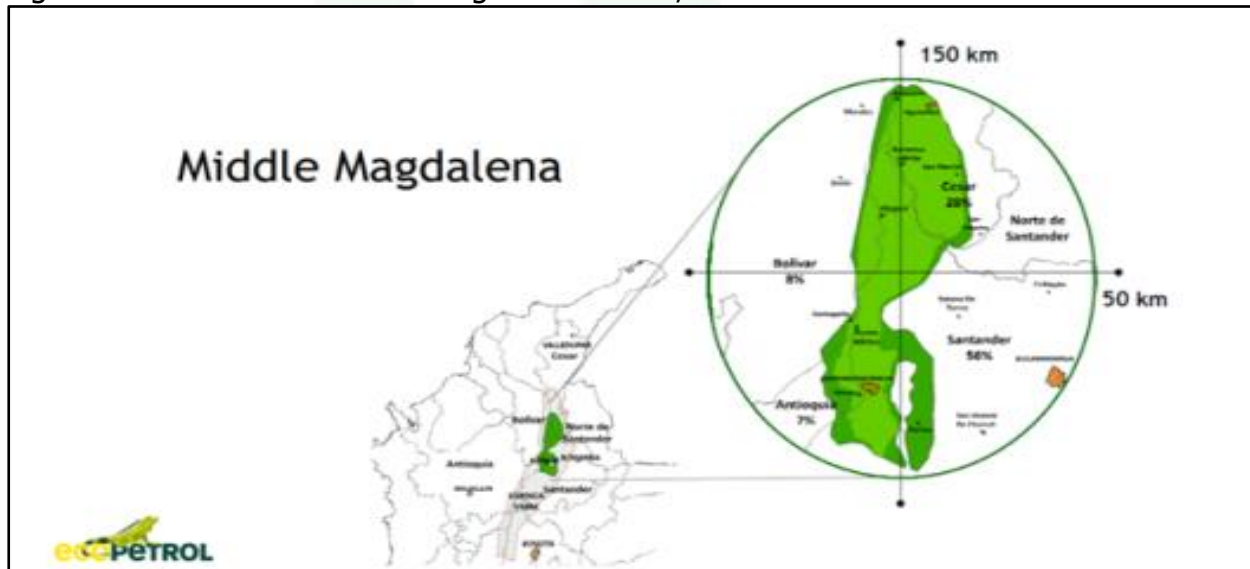
Durante los últimos años las reservas de petróleo y gas han venido decreciendo. Hoy en día en Colombia cuenta con 2.041 millones de barriles de crudo y 3,1 terapiques cúbicos de gas, lo que representa una autosuficiencia garantizada de apenas 7,8 años y 4,5 años respectivamente. No obstante, de acuerdo a lo que ha manifestado la agencia nacional de hidrocarburos, en el valle medio del Magdalena y la cuenca cesar-Ranchería se tendría un importante potencial para la exploración y producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales para triplicar las reservas actuales.

Según Francisco José Lloreda, Presidente de la asociación Colombiana de Petróleo (ACP), “las estadísticas muestran que los países que han desarrollado sus yacimientos no convencionales mejoran sus índices económicos y de calidad de vida y de las comunidades donde se adelantan estos proyectos, por eso consideramos que Colombia se merece la oportunidad de desarrollar estos recursos”. Entre otros, dicha exploración le permitiría al país garantizar su seguridad energética, es decir producir acorde con la demanda energética interna, ya que de lo contrario Colombia se vería obligada a importar gas y crudo. “Así mismo, generaría recursos fiscales al país que servirían para apalancar programas de inversión del gobierno nacional, además de un impulso a la generación de empleo, los encadenamientos productivos y crecimiento económico regional”, indicó Lloreda. El panorama de unas reservas insuficientes traerá como posibles consecuencias no poder garantizar en el futuro los hidrocarburos necesarios para generar energía, mejorar la calidad de vida de los hogares y las personas a través de industrias como el sector petroquímico, darles competitividad a las industrias e implementar programas de movilidad sostenible en las ciudades (ANDI, 2019).

Por otra parte, en lo que al departamento de Santander se refiere, según Arthur Little (2017), en Colombia la formación geológica la Luna puede tener un potencial de reservas de más de 5.000 millones de barriles equivalentes (BOE por sus siglas en inglés), correspondiente a más de tres veces las reservas del país estimadas en 2017 de 1.665 millones de barriles. Solo el desarrollo de la formación la Luna puede representar entre 100.000 y 350.000 barriles de petróleo por día (BPD), casi la mitad de la producción actual de Ecopetrol. En los últimos 10 años Ecopetrol ha transferido \$195 Billones a la nación en regalías, impuestos y dividendos, pero sus reservas actuales de hidrocarburos no alcanzan para más de entre 6 a 10 años como máximo. A pesar de que la respuesta más fácil y menos arriesgada es decir no al fracking en Colombia, se deben contemplar los beneficios que puede traer el fracking en términos de empleo, desarrollo de nuestras regiones, aumento de la competitividad de nuestro país, planes de salud y planes sociales, sumado a la seguridad energética, autosostenibilidad, aumento de la inversión nacional y doméstica, entre otros beneficios generales que se darían a las poblaciones directa e indirectamente ubicadas en zonas de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales. Por citar un ejemplo, Ecopetrol ha estimado que los aportes en impuestos, regalías y dividendos de estos desarrollos podrían ser entre 500 y 3.000 millones de dólares al año para los próximos 25 años.

Por tal razón, es necesario crear una conciencia educativa en materia técnica y ambiental para realmente conocer los riesgos y las implicaciones que tiene iniciar esta nueva etapa de hidrocarburos no convencionales en Colombia, primando siempre la estabilidad nacional, el medio ambiente y la población civil que pueden ser los más beneficiados.

Figura 4. Formación la luna – Magdalena Medio, Colombia



Fuente: ECOPETROL (2017)

La producción petrolera en Santander es muy inferior a la carga de la refinería; bajo este escenario, dependiendo de la calidad del crudo descubierto y la capacidad de conversión de las plantas del complejo de Barrancabermeja, los impactos que tendría el aumento de la producción podrían no limitarse a los efectos multiplicadores de la extracción del crudo sino que también podrían extenderse a la actividad industrial que consiste en transformarlo en productos derivados y materias primas para la petroquímica, así como las múltiples demandas al sector de proveedores de servicios y mano de obra. Es indispensable que se de todo el apoyo posible a los pilotos de desarrollo de YNC en el Magdalena Medio, y que se aseguren los medios de transporte y distribución de los productos que se lleguen a producir en los pilotos, sea como carga a las refinерías (en especial Barrancabermeja), o para exportación.

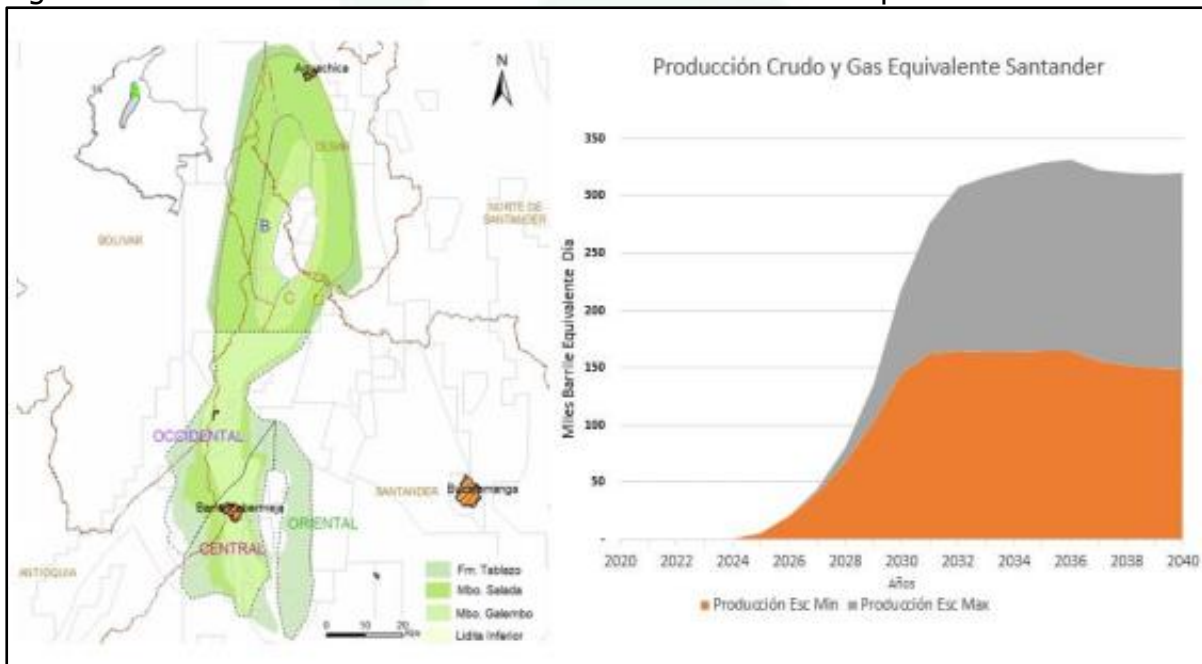
En el sector de minas y petróleo, la exploración y explotación de los hidrocarburos ha perdido importancia en la estructura productiva del país, debido al peso de otros sectores que resultan de una mayor diversificación de la economía, pero también a la pérdida de dinamismo de la producción petrolera en el departamento de Santander. Después de cien años de actividad petrolera en el departamento, surge un potencial en los yacimientos no convencionales en el valle medio del Magdalena. Este potencial está entre 2.400 y 7.000 millones de barriles, 56% de los cuales se encontraría en el departamento de Santander; es importante generar desde la política pública, la armonización regulatoria para el desarrollo de los pilotos de YNC, y de darse el visto bueno al desarrollo de los proyectos, todo el consenso institucional para que estos puedan desplegarse de manera



positiva, generando sinergias positivas en el Departamento y el país, a través de regalías, generación de empleo y autosuficiencia en hidrocarburos.

De acuerdo a este potencial anteriormente mencionado, Ecopetrol presenta los siguientes pronósticos en caso de que se dé la viabilidad del desarrollo de los yacimientos no convencionales en Colombia, cuyo foco principal sería el departamento de Santander.

Figura 6. Potencial de Yacimientos no convencionales en el departamento de Santander



Fuente: Ecopetrol (2020)

De acuerdo a la figura 6, se puede observar la gráfica de la producción estimada de petróleo equivalente para el año 2040 en la cuenca del valle medio del magdalena, la cual se vería considerablemente incrementada por la explotación de los YNC.

El desarrollo de una política pública efectiva para la exploración y explotación de recursos de hidrocarburos en la región vía YNC, pueden permitir contrarrestar la caída de la producción de petróleo y gas natural en Colombia contemplada en los análisis de la Agencia Nacional de Hidrocarburos y del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, y evitar la reducción de su contribución al balance externo y los ingresos fiscales del gobierno nacional, así como a los ingresos por regalías de las entidades territoriales. Les corresponde a las autoridades y a las comunidades facilitar su explotación en condiciones de sostenibilidad ambiental y buen uso de los recursos públicos, potenciado esto por una política pública clara y transparente.



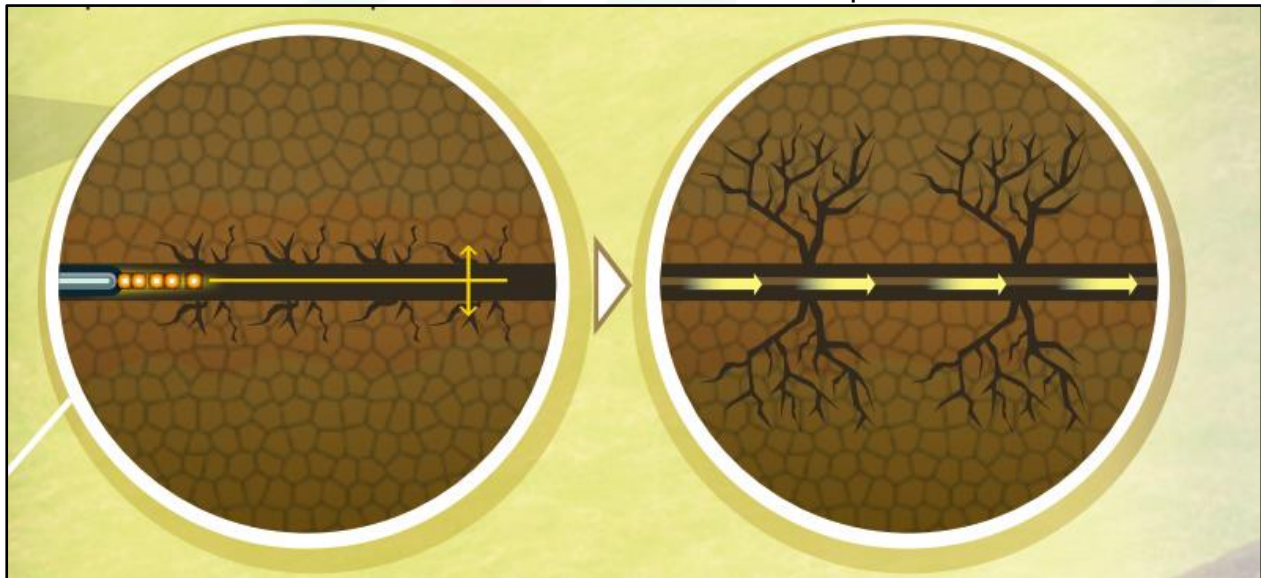


1.2.8.4. Estimulación Hidráulica o Fracking

La estimulación hidráulica o fracking es un proceso que se lleva a cabo al finalizar la perforación de un pozo petrolero. El propósito es crear microfisuras en el yacimiento de interés para liberar el hidrocarburo. Consiste en inyectar un fluido a la capa objetivo que contiene el hidrocarburo, que debido a la alta presión con la que es inyectado, crea microfisuras (de un grosor menor a la hebra de un cabello) en las formaciones rocosas que permiten la liberación del crudo o gas a través del pozo. Este proceso se repite en intervalos regulares a lo largo del pozo horizontal lo que se denomina estimulación multietapa. Las microfisuras creadas se extienden en un radio de 100 a 200 metros del centro del pozo perforado. Este proceso dura aproximadamente dos semanas.

El fluido de perforación contiene propante (arena o cerámica granulada) que penetra en las microfisuras, manteniéndolas abiertas para facilitar la producción del hidrocarburo. En la figura 4 se puede observar el proceso de creación y mantenimiento de la microfisura en un pozo horizontal que teóricamente debe empezar producción de hidrocarburos después de la estimulación.

Figura 5. Esquema de la generación de microfisuras y entrada del propante para el mantenimiento de la misma - Estimulación hidráulica en un pozo horizontal.



Fuente: Asociación Colombiana de Petróleo (ACP) - Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)

El fluido inyectado a alta presión empleado para generar las microfisuras, tiene una composición de agua, propante (arena o cerámica granulada) y aditivos, muchos de los cuales se encuentran en productos de uso doméstico como el maquillaje, los detergentes y los desodorantes. Para realizar el proceso de estimulación hidráulica el uso de agua es significativamente menor respecto a las cantidades requeridas para la generación de energía a partir de otras fuentes o de las utilizadas por otras industrias productivas.

Una vez la estimulación hidráulica es completada, parte del fluido inyectado retorna hacia la superficie, lo que se denomina flujo de retorno (flowback), seguido del hidrocarburo a extraerse. Luego el fluido de retorno es separado en superficie y el agua podría ser reutilizada en nuevos procesos de estimulación hidráulica o tratada hasta cumplir el estándar de calidad establecido en la normatividad ambiental.

Completado el proceso, todo el equipo implementado se retira. Luego, con una pequeña válvula, el pozo comienza su producción hasta por treinta años dependiendo de sus reservas, sin necesidad de realizar una nueva estimulación hidráulica.

1.2.8.5. Coyuntura Actual Sobre el Fracking

Si bien la estimulación o fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales en Colombia es un experimento incipiente, esta técnica se ha venido usando durante décadas atrás para yacimientos convencionales con bastante logro y éxito por parte de compañías como Ecopetrol. Lo que abre la posibilidad de establecer parámetros operacionales amigables con el medio ambiente para dar inicio a una nueva era de yacimientos no convencionales en Colombia.

Los hidrocarburos que están ubicados en los yacimientos no convencionales están atrapados en rocas de baja permeabilidad, por lo que es necesario usar el fracking, para liberarlos y así facilitar su extracción. Si bien son muchos los argumentos en contra, ya que son innegables sus efectos sobre el medio ambiente, Colombia ha analizado los posibles riesgos sobre el agua, el aire, y los efectos relacionados con la sismicidad, gracias a esto se expidió un marco regulatorio en el manejo y mitigación de dichos riesgos, por lo que se hace necesario seguir avanzando en el fortalecimiento institucional para asegurar una adecuada supervisión de la actividad.

De igual manera, hoy día ya se están implementando acciones para lograr un mayor aprovechamiento de los yacimientos convencionales, tal como es el caso de las técnicas de recobro mejorado; pero también se están explorando nuevas áreas y para desarrollarlas es necesario implementar la técnica del fracking, la cual ha sido durante años ampliamente utilizada en la industria en distintos países del mundo. Por lo tanto, el país y el departamento de Santander puede beneficiarse del desarrollo de los yacimientos no convencionales a través del avance de la fase exploratoria y los pilotos de investigación recomendados por la comisión de expertos para confirmar el potencial del recurso, recopilar mayor información que sirva para mejorar la normatividad y avanzar en el aprovechamiento de estos.

Finalmente, todo lo mostrado hoy día significa un reto a corto plazo para la industria de los hidrocarburos, que deberá demostrar que es posible hacer fracking de manera responsable. Cabe añadir, que es de interés, por parte del gobierno departamental crear

esa sinergia entre las compañías petroleras y las instituciones públicas departamentales, con el fin de comprometerse para llevar a cabo proyectos de exploración y explotación siguiendo la normatividad y estándares técnicos y ambientales que garanticen a los Santandereanos y Colombianos continuar beneficiándose del petróleo y el gas, sin arriesgar la sostenibilidad y el medio ambiente del país.

1.3. Contexto Municipal

1.3.1. Barrancabermeja

Es posible afirmar que Barrancabermeja ocupa el primer lugar en la producción de crudo en el departamento de Santander, y este a su vez contribuye con el 6,7% de la producción nacional, con cerca de 60.223 barriles de petróleo producidos por día. Hay una variación negativa de 5,4% con respecto a lo reportado en el 2018. En promedio la Refinería de Barrancabermeja procesó 228.000 mil barriles de crudo por día en el tercer trimestre del 2019, con los cuales produce, Diesel, fuel oil, coque, combustible de jet, nafta, entre otros. Ecopetrol reporta utilidades por 9.24 billones de pesos durante el 2019, además, según el último informe de resultados las reservas de petróleo aumentaron a 1.893 mmbpe (millones de barriles de petróleo equivalente) lo que garantizaría una producción continua hasta el 2027.

Vale la pena destacar que la producción de crudo en Barrancabermeja se distribuye de la siguiente manera, 65% el campo Cira infantas, 27% infantas y 8% el llanito. Por otro lado, Según la Cámara de Comercio de Barrancabermeja, basándose en cifras de la ANH, encontró que los montos de las contrataciones han sido principalmente adjudicados a empresas de otras ciudades, el caso donde empresas barranqueñas lograron el principal porcentaje de participación fue en el 2015 con 32%. No obstante, las empresas barranqueñas han logrado ganar participación de forma significativa fuera del territorio en \$145.942 millones de pesos corrientes, logrando un incremento de cerca de 14 veces lo contratado en el 2015 (Ecopetrol, 2019).

Es importante mencionar que el precio de referencia para el petróleo en Colombia es principalmente la referencia Brent, la cual ha tenido dos momentos importantes en los últimos años, y empieza un tercero por motivos de la pandemia causada por el SARS-Cov-2 o Covid-19. El primer gran momento de los últimos diez años es el periodo de superávit comprendido entre el 2011 y el 2014, periodo en el cual el precio alcanza 124.93 dólares por barril; el segundo fue el periodo de recuperación después del desplome del 2015, momento en el cual durante el 2018 alcanza su máximo en \$80.47 y el precio promedio es de \$58 dólares el barril. Finalmente, se concluye afirmando que el tercer gran periodo del precio del crudo Brent inicio precios bajos no vistos en los últimos 20 años (World Bank , 2020).

1.3.2. Cimitarra

En cimitarra de acuerdo a la información que le suministro la ANH a la administración municipal, existen 4 campos de producción: Opón, Acacia Este, Lilia y Angie. Respecto a la producción de petróleo, en 2019 el campo Opón produjo un promedio de 856,40 BPD, la producción más alta fue en septiembre con 2316,79 BPD y la más baja en diciembre con 453,51 BPD. Campo Lilia produjo un promedio de 203,55 BPD, la producción más alta fue en marzo con 347,56 BPD, presentó un decrecimiento abrupto en mayo bajando la producción a 30,74 BPD, de junio a agosto volvió a aumentar la producción, pero a partir de septiembre volvió a caer, el último reporte de octubre presenta una producción de 26,98 BPD. Campo Angie solo reporto producción de octubre a noviembre, produjo en promedio 3608,7 BPD, la producción más alta fue en octubre con 4008,12 BPD. Campo Acacia Este produjo en promedio 134,84 BPD, la producción más alta se dio en agosto con 199,51 BPD y la más baja en junio con 81,98 BPD.

Respecto a la generación de regalías por producción de petróleo, para el año 2019 el campo Opón genero un ingreso promedio de \$ 31'793.743,39, Campo Lilia \$ 3'041.468,40, Campo Angie de \$ 50'273.493,47 y campo Acacia de \$ 1'360.202,74. Con relación a la generación de regalías por producción de Gas, para el año 2019 campo Opón genero un ingreso promedio de \$ 54'390.960,37.

Considerando que la organización mundial de la salud – OMS declara el brote de COVID-19 como una pandemia el 11 de marzo de 2020, a nivel nacional el decreto 417 de 2020 declaro la emergencia económica, social y ecológica en todo el territorio nacional, a nivel internacional, se presentó una ruptura no prevista del acuerdo de recorte de la producción de crudo de la OPEP, lo que a su vez ha generado menor demanda mundial de crudo, cuyas implicaciones abarcan el desplome abrupto, sorpresivo y no previsto del precio del petróleo.

Esta situación puede extenderse a lo largo del año 2020 por lo cual a nivel nacional las empresas de hidrocarburos se ven en la necesidad de incrementar las reservas para preservar la autosuficiencia de hidrocarburos del país a mediano y largo plazo. De modo que, los recursos que llegan a los municipios por concepto de regalías se verán notablemente afectados.

1.3.3. Puerto Wilches

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal del municipio de Puerto Wilches, la actividad hidrocarburifera es tradicional en la zona, presentando una alta actividad, por lo que dentro del plan de desarrollo municipal se encuentra priorizado el tema de los hidrocarburos.

En el apartado del tipo de Sector, se encuentra “Minero-energetico Grande Siempre” cuyo objetivo general del sector es: “Desarrollar estrategias de gestión pública, para hacer presencia institucional en el desarrollo sustentable de las explotaciones minero



energéticas en todo el Municipio, gestionando paralelamente el desarrollo de proyectos de formalización minera”.

Estrategias:

- Apoyar en la formalización de minería artesanal
- Implementar energías alternativas
- Reducir brechas en gasificación rural

Por otra parte la secretaria de desarrollo económico y social municipal, regulará sus acciones en lo dispuesto jurídicamente en el Decreto 1666 del año 2014 y Plan Nacional de Desarrollo “Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad 2018-2022”, implementando políticas de aprovechamiento de otros recursos minerales, estrategias de aseguramiento de energéticos necesarios para el desarrollo de otras actividades, mecanismos de consolidación del sector minero energético del municipio, como aliados para el desarrollo sostenible, políticas de desarrollo y la competitividad de la industria minero energética, acciones de fortalecimiento de control de las licencias ambientales e implementación de una política minero energética distrital.

Este sector tiene como propósito el aprovechamiento sostenible de los recursos mineros y energéticos para contribuir al desarrollo económico y social en el municipio de Puerto Wilches; por lo tanto y en concordancia con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) el sector Minas y energía contribuye al logro de los objetivos 7. Energía asequible y no contaminante, 6. Agua limpia y saneamiento básico, 9. Industria, innovación e Infraestructura. 11. Ciudades y comunidades sostenibles 13. Acción por el clima y 15. Vida de ecosistema terrestre.

El gobierno nacional a través del Ministerio de Minas y Energía establece su compromiso con el aprovechamiento sostenible de los recursos mineros y energéticos en el territorio nacional mediante la formulación y adopción de políticas, regulaciones y reglamentaciones que satisfagan las necesidades de los ciudadanos, partes interesadas y el cumplimiento de los requerimientos constitucionales, legales y normativos (Ecopetrol, 2019).

Es así como el plan de desarrollo nacional, pacto por Colombia, Pacto por la equidad (2018-2022) en los pactos transversales, específicamente en sostenibilidad y recursos mineros-energéticos, tiene como objetivos: aprovechar otros recursos de nuestro país para generar energía, disminuyendo el impacto del calentamiento global, asegurar que el país cuente con los energéticos necesarios para el desarrollo de sus actividades, mejorar la calidad del aire disminuyendo el contenido de azufre de los combustibles, aprovechar los recursos en articulación con los territorios. Y es desde esos componentes de los pactos transversales, en donde se integran las acciones territoriales.



Finalmente, de acuerdo al plan de desarrollo municipal, existen dos programas estratégicos para el sector minero energético en el municipio que son prioridad municipal, los cuales son:

- **Programa: Grande por Siempre en la sostenibilidad de nuestros recursos minero-energéticos.**
Objetivo Estratégico: Mejorar las condiciones de competitividad de la cadena de producción del sector, ofreciendo nuevas técnicas y tecnologías que beneficien a los actores dentro del proceso productivo, especialmente a quienes extraen y transforman materia prima, impactando así la productividad en todo el sector.
- **Programa: Grande por Siempre en la Implementación y Masificación de gas natural**
Objetivo Estratégico: Incrementar el servicio de gas en los hogares del municipio de Puerto Wilches.

1.3.4. San Vicente de Chucuri

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal del municipio de San Vicente de Chucuri, el servicio de gas natural domiciliario es prestado por la empresa promotora de servicios públicos S.A. (Proviservicios) y según reportes de información de coberturas en el sistema único de información, dicha empresa tiene a fecha 31 de diciembre de 2019, 5879 usuarios conectados, de los cuales 3728 usuarios corresponden al sector urbano y los restantes 2144 corresponden a los usuarios que se encuentran ubicados en las zonas rurales.

El servicio de gas natural domiciliario ha sido históricamente el servicio público más solicitado por las comunidades, especialmente las comunidades rurales, debido a que tiene dos efectos positivos en el bienestar humano. Por un lado, mejora las condiciones económicas de los usuarios con relación a que, al ser distribuido a través de redes, el costo es muy bajo con respecto al pago de cilindros de diferentes volúmenes, que tiene un valor muy alto en el mercado por metro cubico de gas; y, por otra parte, genera impactos en la salud y en el medio ambiente.

Al ser una fuente amigable con el medio ambiente por emitir menor cantidad de CO₂ equivalente, comparado respecto a los fogones de leña (debido a su tala y combustión) y por consiguiente es mucho menos nocivo para la salud, por lo que el gran impacto que genera el poder acceder a esta fuente de energía es la reducción sustancial de los registros de ingreso a los centros de salud relacionados con afecciones respiratorias crónicas, producto de la preparación de alimentos con leña como combustible.

Por otra parte, acuerdo con las cifras presentadas por la agencia nacional de hidrocarburos (ANH), San Vicente de Chucuri cuenta con 4 campos actualmente de explotación de petróleo.



- Campo Colorado
- Campo Lisama
- Campo Nutria
- Campo Tesoro

Con un total de producción de 26601 barriles de petróleo para el año 2019.

En cuanto a la producción de gas el municipio también cuenta con la explotación de gas en los 4 campos previamente mencionados, de los cuales para el periodo 2019 se extrajeron un total de 64,25 millones de pies cúbicos.

El municipio recibió un total de regalías entre 2004 y 2019 por valor de \$ 98'670.359.285, sin embargo, a partir de los cambios realizados al sistema general de regalías, los giros de regalías que son liquidados por la explotación de petróleo y gas en el municipio ahora hacen parte de la bolsa nacional para la ejecución de proyectos estratégicos de acuerdo con la metodología establecida por el DNP.

A pesar de esto, y de acuerdo con la información de la ANH para el periodo 2019 las regalías liquidadas a favor del municipio ascienden a un total de \$30'616.858.014. De la extracción de gas las regalías para el año 2019 se estiman en \$5'125.557.933, y se evidencia que los campos de la nutria y Lizama tienen la mayor participación en la extracción de gas, aportando el campo nutria un 48% y el campo Lizama un 35% respectivamente.

1.3.5. Simacota

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal de Simacota, la zona de explotación petrolera del municipio comprende las áreas donde se extraen hidrocarburos (petróleo y gas) desde la capa de roca hasta la superficie. Es preciso aclarar, que este recurso potencial se resalta por su importancia y aporte al desarrollo económico de la región y del país.

Es importante resaltar que para el aprovechamiento de este recurso se cuenta con las licencias de explotación y exploración otorgadas por la autoridad ambiental gracias a estudios detallados que sustentan el desarrollo de esta actividad, todos estos elementos sustentan la infraestructura para la exploración, extracción, almacenamiento u otras actividades relacionadas con los hidrocarburos, y que estén amparados bajo el cumplimiento de los permisos exigidos por la ley.

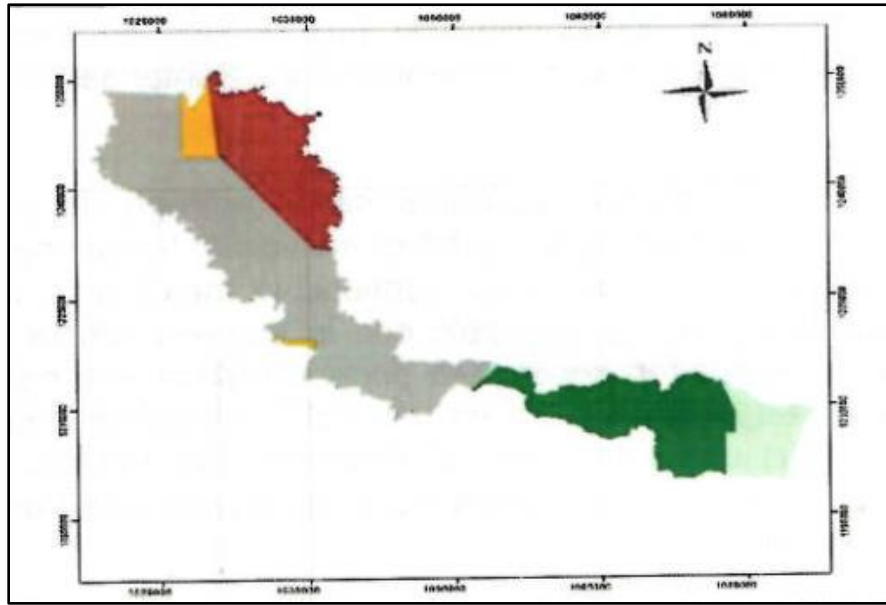


Figura 6. Hidrocarburos del municipio de Simacota

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) – Base de datos y Geoportal - Polígonos verificados con información suministrada por Ecopetrol S.A. - Compilado por CORDEAM

La agencia nacional de hidrocarburos en su base de datos indica que en el municipio de Simacota se encuentran 3 polígonos con estado actual de explotación de hidrocarburos de los operadores: ECOPETROL S.A. y Parex Resources Colombia LTDA Sucursal. También cuenta con 2 polígonos en estado actual de exploración de los operadores: ECOPETROL S.A. y Parex Resources Colombia LTDA Sucursal. Igualmente, en la base de datos de la agencia nacional de hidrocarburos se registra un área de reserva ambiental de 18.861,58 hectáreas correspondientes al Parque Nacional Natural de la Serranía de los Yariguies.

Según lo descrito anteriormente, el municipio cuenta con un área territorial igual a 90.471,66 hectáreas, de las cuales 19.581,95 hectáreas, es decir el 21,57% del territorio este licenciado para la producción o exploración de hidrocarburos, según fuente Ecopetrol S.A. y la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH. En la siguiente tabla se muestra la información de cada zona presente en el municipio según la ANH.

Tabla 15. Contratos ANH suscritos en el municipio de Simacota

Estado del Área	Operador	Contrato	Área (Has)	Área (%)
Producción	ECOPETROL S.A.	La Cira Infantas	880,24	0,97
Producción	ECOPETROL S.A.	Magdalena Medio	10.620,11	11,74
Producción	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTDA SUCURSAL	Aguas Blancas	4.900,19	5,42
Exploración	ECOPETROL S.A.	VMM	322,8	0,36



Exploración	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTDA SUCURSAL	De Mares	2.795,62	3,09
Reservada	AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS	Reservada On	44.754,85	49,47
Sin Asignar	AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS	Disponible On	7.336,28	8,11
Ambiental	AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS	Ambiental On	18.861,58	20,85
Área Total			90.471,66	100

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH - Base de Datos Geoportal - Polígonos verificados con información suministrada por ECOPETROL S.A. - Compilado por CORDEAM

En la historia de intervención reciente del campo aguas blancas se remonta a los meses de junio - julio de 2016 cuando Ecopetrol presenta a Parex como socio y en septiembre 29 de 2016 se suscribe el contrato con la ANH: Parex 50% (Operador) Ecopetrol 50%, Parex se comprometió con la perforación de 6 pozos exploratorios y un piloto de inyección, pero a la fecha se han perforado 21 pozos en el campo aguas blancas, la producción diaria del campo hoy es menor a 150 barriles de petróleo al día.

Para el desarrollo del campo se adelanta una acción conjunta, 50% Parex como operador y 50% Ecopetrol como aliado en la ejecución de actividades en el campo de las cuales queremos resaltar las siguientes. En el 2016 se adelantó la adecuación de plataformas de AB-5 y AB-3 y se perforaron 4 pozos, en el 2017 se adecuó la plataforma AB-2 y se perforaron 11 pozos, en el 2018 se perforaron 7 pozos, en el 2019 se construyó la planta de gas en AB-5 y se construyeron las plataformas AB-A y AB-I. Finalmente en el 2020 se perforan dos pozos los cuales están pendiente de su terminación y se dio una suspensión de la operación desde el 01 de mayo hasta el 15 de julio de 2020, por causas como el precio del crudo.

En conclusión, las actividades operativas ejecutadas:

- Se perforaron 21 pozos (8 productores, 3 inyectoros, 8 no comerciales, 2 exploratorios esperando ser completados)
- Se construyeron varias áreas de facilidad de producción, mejoramiento y adecuación de vías de acceso.
- La inversión a la fecha es de 60 MMUSD/Producción actual menor a 200 Barriles de petróleo por día.
- Actualmente el campo es no económico por debajo de los 60 dólares el barril, según Parex.
- En 2020 se construyó la plataforma AB-I en el diviso la colorada, plataforma que puede alojar hasta 14 pozos, minimizando la huella en superficie y los impactos. Se esperaba perforar 12 pozos, sin embargo, la situación actual (Precio

crudo/Viabilidad social) llevó a suspender el proyecto, para lo cual se aspira a ejecutar en el año 2021.

1.3.5.1. Actividades Futuras

Si se perforan los 12 pozos con éxito en la zona de Diviso la colorada en los primeros meses de 2021, se espera con esta acción lograr la viabilidad económica del campo, lo cual serviría como base fundamental para poder reactivar el módulo 2 que incluye la construcción de otra plataforma y 12 pozos adicionales; además de la construcción de líneas de flujo entre la plataforma I y la facilidad de producción y las adecuaciones de las facilidades de producción.

Para lograr todas estas actividades de operatividad técnica se han desarrollado una serie de actividades en factores de incidencia social, empleo, fortalecimiento a empresas de la zona y trabajos de beneficio ambientales que han tenido incidencia en sectores de bienestar como el agua, mejoramiento vial, construcción de infraestructura comunal y educativa, entre otras. En reuniones adelantadas por parte de la administración municipal con Parex y las comunidades, se está definiendo una estrategia para la construcción de insumos estratégicos para la definición de la política pública de empresa y derechos humanos, en el cual se articularán todas estas acciones y acuerdos para el fortalecimiento y consolidación de la paz territorial, la protección y consolidación del desarrollo humano sostenible, al cual aspira la comunidad de la región.

1.3.5.2. Infraestructura de Transporte de Hidrocarburos Existente en el Área de Influencia del Municipio

Los trazados y localización de la infraestructura del transporte de hidrocarburos en el municipio de Simacota están compuesta por los siguientes elementos:

- Propanoducto Galan-Salgar de 12"
- Poliducto Galan-Salgar de 16"
- Oleoducto Vasconia-CIB

El sistema cruza al municipio desde el nororiente al noroccidente, ingresando por el municipio de Barrancabermeja y saliendo hacia puerto Parra, en un recorrido que pasa por la zona rural del municipio. La mayor parte del recorrido de los sistemas, que cruzan por el municipio, transcurre por zonas no pobladas, sin actividades económicas importantes, sin embargo, los sistemas Galán-Salgar de 12" y 16" cruzan cerca de una zona poblada al suroccidente del municipio a la altura de la Vereda Pulpapel.

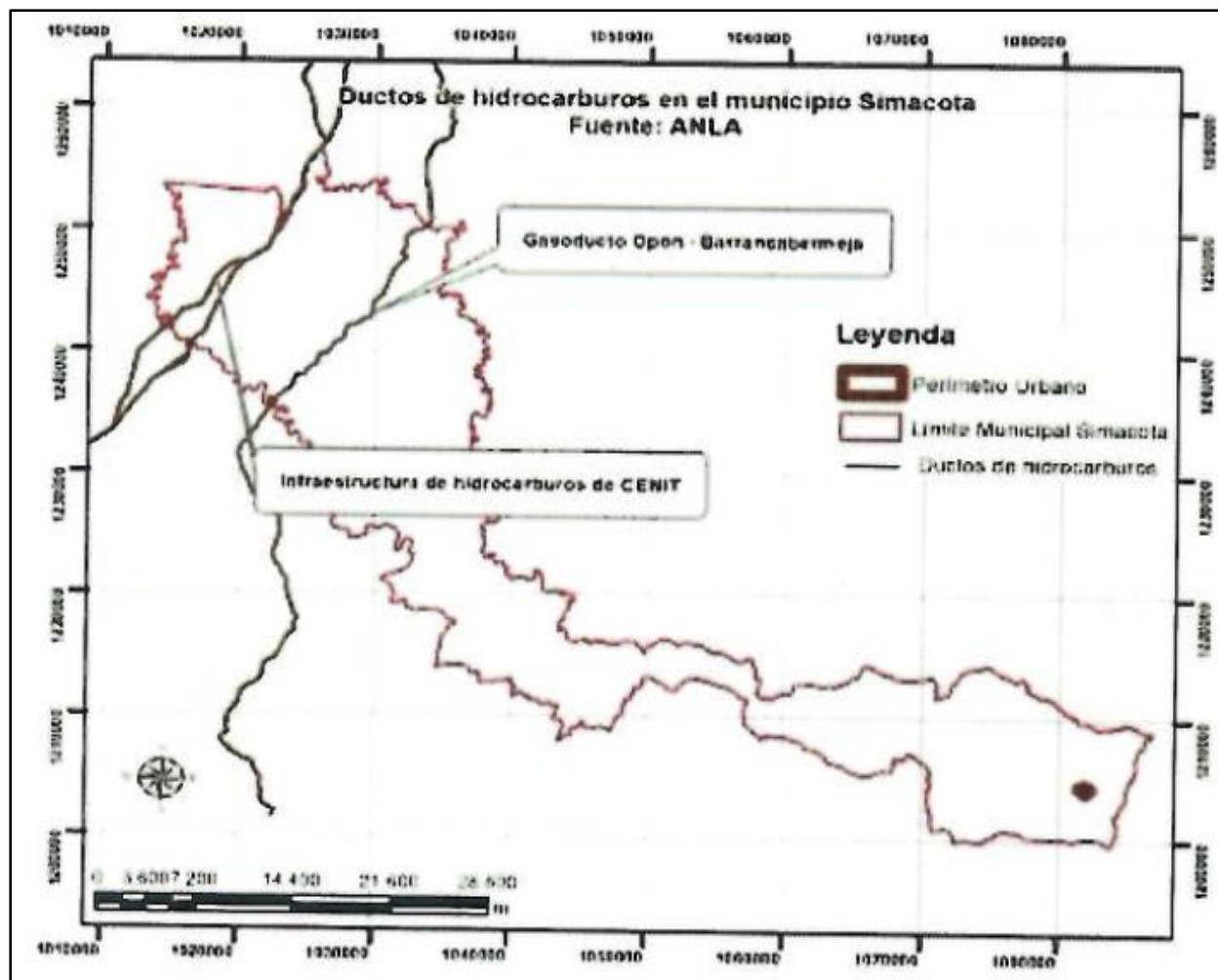


Figura 7. Mapa de Ductos de Hidrocarburos que pasan por el municipio de Simacota

Fuente: ANLA – Descargado de Plataforma SIAC

Según la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), el municipio de Simacota posee infraestructura de transporte de hidrocarburos con licencias ambientales siendo los siguientes:

Tabla 16. Ductos que pasan por el municipio de Simacota con licencias ambientales

Operador	Proyecto	Longitud (m)	No Acto Administrativo	Fecha Acto Administrativo
CENIT transporte y logística de Hidrocarburos S.A.S.	Adecuación estación vascona	13.673,85	Sin Fecha	Sin Fecha
CENIT transporte y logística de Hidrocarburos S.A.S.	PE OC ST PRO 8 POL 12-16 GAL-SAL	16.075,97	284	22/03/2013

Operador	Proyecto	Longitud (m)	No Acto Administrativo	Fecha Acto Administrativo
CENIT transporte y logística de Hidrocarburos S.A.S.	PE OC ST PRO 8 POL 12-16 GAL-SAL	14.037,33	284	22/03/2013
ECOPETROL S.A.	Gasoducto Opón-B/meja	20.747,33	21	09/01/1996

Fuente: ANLA

2. MINERÍA

2.1. Contexto Nacional

2.1.1. Historia de la minería en Colombia

En la época de la Colonia, en la antigua Nueva Granada, los primeros colonos observaron como las tribus indígenas trabajaban diferentes minerales como el oro, esmeraldas, cuarzos, entre otros. Desde 1500 los conquistadores empezaron un proceso de colonización de la población indígena. La reducción de la población aborígen originó la importación de esclavos de África como nueva fuerza de trabajo para la minería.

Por otra parte, en el ejercicio de la soberanía sobre los suelos del territorio colonial, la Corona Española utilizó el modelo romano postclásico del sistema de regalías, el cual consistía en el pago de una contraprestación a cambio de una concesión en la explotación de un yacimiento minero. Así, hacia finales de 1850 con la implementación del registro minero hay un control más directo de la actividad minera del país. Para esta época habían registradas 106 minas que en su mayoría se ubicaban en Antioquia y el sur de Bolívar. Luego, la Constitución de Rionegro de 1863 le otorga la facultad a los estados federados del recién constituido Estados Unidos de Colombia para que legislen sobre la propiedad minera, donde se dispone que ciertos minerales son propiedad del dueño del terreno. La Constitución de 1886 retorna a la nación (llamada por esta constituyente la República de Colombia, como se le conoce a la nación hasta el día de hoy) todas las minas que se encontraban bajo dominio de los Estados Federados.

En el siglo XIX y comienzos del siglo XX empiezan a ingresar a Colombia grandes compañías mineras por las facilidades que daba el gobierno de la época para instalarse en el país, los ineficientes mecanismos de control y la falta de regulación de la actividad minera hicieron que esta industria se desarrollara, de forma desorganizada, hasta los años 80's. En 1988 se expide el Código Minero Colombiano, mediante el Decreto Ley 2655, el cual define los conceptos de exploración y explotación lícita e ilícita de minerales. En la actualidad se encuentran regida por la Política minera en 2016 y el Plan Nacional de Desarrollo Minero 2018-2025.



Se presenta el uso de nuevas tecnologías como la geometalurgia, recuperación de cianuro, iones metálicos móviles, manejo de aguas residuales, cierre sostenible de minas. Para 2023 será prohibido el uso de mercurio en la minería.

2.1.2. Geología de Colombia

Colombia es privilegiada desde el punto de vista metalogénico, por su marco geológico, ya que cuenta con dos grandes provincias geotectónicas: el cinturón andino y el escudo amazónico, propicias para la aparición de criaderos o yacimientos minerales, con potencial económico desarrollable con técnicas modernas de exploración sistemática. En estas provincias geotectónicas se presenta una gran variedad de ambientes geológicos propicios para descubrir yacimientos de minerales y piedras preciosas, metales básicos, productos mineros industriales, rocas ornamentales, uranio y carbón.

2.1.3. Minería en Colombia

En Colombia, la minería es la actividad productiva mediante la cual, a través de procesos exploratorios, se identifican y explotan depósitos económicos de minerales, que abastecen la demanda ejercida por nuestra actividad diaria (materiales de construcción, arcillas, carbón, oro, cobre, plata, entre otros). Se entenderá por mineral a la sustancia cristalina, por lo general inorgánica, con características físicas y químicas propias, debido a un agrupamiento atómico específico.

Por otra parte, podemos definir lo que no es minería de acuerdo al código de minas - ley 685 de 2001, en el artículo 159 de exploración y explotación ilícita. La exploración y explotación ilícita de yacimientos mineros, constitutivo del delito contemplado en el artículo 338 del código penal, se configura cuando se realicen trabajos de exploración, de extracción o de captación de minerales de propiedad nacional o privada, sin el correspondiente título minero vigente o sin la autorización del titular de dicha propiedad. (Código de minas, Colombia). De esta forma aparece la figura de título minero la cual es muy importante dentro del marco normativo técnico de la minería en Colombia.

2.1.3.1. La figura del título minero

Un título minero es el instrumento a través del cual el Estado colombiano otorga a una persona, jurídica o natural, el derecho a realizar exploración y explotación de minerales de propiedad del Estado en un área determinada, de forma exclusiva, y por cuenta y riesgo del titular, para que este último aproveche económicamente los minerales que extraiga. En otras palabras, otorga la posibilidad de explorar, el derecho a explotar y aprovechar económicamente minerales de propiedad del Estado colombiano.

A partir de la vigencia del código de minas, únicamente se podrá construir, declarar y probar el derecho a explorar y explotar minas de propiedad estatal, mediante el tipo de contrato que tenga dispuesto a través de la solicitud minera, debidamente otorgado e inscrito en el registro minero nacional.



2.1.3.2. Tipos de títulos mineros

De acuerdo a la normatividad, actualmente tenemos las siguientes modalidades cuando de títulos mineros en Colombia se habla, y son los siguientes: (i) Licencias de Exploración; (ii) Licencias de Explotación; (iii) Contratos de Concesión del Decreto 2655 de 1988; (iv) Contratos en Virtud de Aporte; y (v) Contratos de Concesión de Ley 685 de 2001, (vi) Licencias especiales de materiales de construcción, (vii) Autorizaciones temporales. La Ley del Plan Nacional de Desarrollo (Ley 1753 de 2015) introdujo los contratos de Exploración y Producción. Esta diversidad de títulos es consecuencia cambios legislativos.

Dentro de las principales diferencias de uno u otro es que, en los contratos de aporte hay una gran libertad para negociar entre las partes y pactar cláusulas como contraprestaciones adicionales. En sentido contrario, en los demás no existe libertad para negociar.

Así mismo, existen diferencias entre los contratos de concesión de la Ley 685 de 2001 y los de concesión del Decreto 2655 de 1988. El primero es un contrato integral, que incluye las etapas de exploración, construcción y montaje, y explotación; distinto al segundo, que se derivaba normalmente del resultado obtenido durante la actividad de exploración que se adelantaba con las licencias de exploración. En este sentido, si al finalizar la licencia de exploración el resultado era un proyecto de mediana o gran minería, se otorgaba un contrato de concesión del Decreto 2655 de 1988. Si era de pequeña minería, se otorgaba una licencia de explotación.

2.1.3.3. El contrato de concesión

Es el contrato que celebran el estado y un particular para efectuar, por cuenta y riesgo de este último, los estudios, trabajos y obras de exploración de minerales de propiedad estatal que puedan encontrarse dentro de una zona determinada. Dichos minerales se explotan en los términos y condiciones establecidos por la ley (código de minas).

El contrato de concesión otorga la facultad de efectuar, dentro de la zona concedida, los estudios, trabajos y obras para establecer la existencia de minerales objeto del contrato y para explotarlos de acuerdo con los principios, reglas y criterios propios de las técnicas de geología e ingeniería de minas. También concede la facultad de instalar y construir, dentro de la zona y fuera de ella, equipos, servicios y obras.

El otorgamiento de derechos de explotación minera se realiza a través del principio de "primero en tiempo, primero en derecho", con la excepción de las zonas declaradas como estratégicas por la agencia nacional minera (ANM). Las áreas estratégicas mineras se adjudican mediante procesos de selección objetiva liderados por la ANM. Del mismo modo, los derechos mineros son negociables entre partes privadas, y los derechos de concesión podrán transferirse parcial o totalmente.



Como se puede observar en la tabla 17 el contrato de concesión comprende dentro de su objeto las fases de explotación, construcción y montaje y explotación.

Tabla 17. Fases del contrato de concesión en Colombia

Etapas	Periodo (Años)	Prorroga (Años)	Disminución del periodo	
			Situación	Condición
Exploración	3	8	Podrá ser menor a tres años por solicitud del proponente	Cumplimiento de las obligaciones mínimas exigidas para esta etapa del contrato.
Construcción y montaje	3	1	Podrá ser menor cuando la explotación se realice de forma anticipada y lo permitan la infraestructura y montajes adicionales	Aviso previo por escrito a la autoridad minera y presentación del programa de obras y trabajos de la explotación anticipada
Explotación	24	30	Sera menor cuando el concesionario use la prorrogas en los periodos de explotación, construcción y montaje	

Fuente: Agencia Nacional Minera (ANM)

2.1.4. Potencialidades para el desarrollo minero en Colombia

El término potencial mineral se refiere a las características geológicas, inherentes a ciertas rocas, cuyos minerales formadores son de interés económico. El conocimiento del potencial mineral de Colombia es el primer elemento a considerar para proyectar un desarrollo ordenado de la actividad en el país; es por ello que durante los últimos años se han realizado ingentes esfuerzos para mejorar el nivel de dicho conocimiento de manera gradual, lo que ha permitido un progreso importante en la generación de información básica a escala nacional.

No obstante lo anterior, en las escalas regional y local aún se carece de información suficiente para determinar con precisión las zonas para albergar yacimientos de uno u otro mineral. Lo anterior constituye uno de los principales argumentos del por qué el plan nacional de ordenamiento minero debe ubicarse en el terreno de lo indicativo pues con el nivel de información y a las escalas disponibles resultaría impropio señalar o descartar, a priori, zonas para el desarrollo de la actividad minera.

2.1.4.1. Potencial geológico de Colombia

Las características geológicas naturales de Colombia indican que el país cuenta con ventajas comparativas, tales como su ubicación, relieve y características geológicas que demuestran que este territorio sufrió varios eventos geotectónicos (eventos geológicos tectónicos y magmáticos), procesos formadores de rocas, que según los indicios metalogénicos de la región, corresponden a zonas propicias para la exploración de recursos minerales con probabilidad de generar proyectos de gran importancia





económica, mediante la aplicación de técnicas modernas de exploración sistemática en áreas potenciales.

Ambientes geotectónicos similares a los de Colombia han sido identificados en otros países con yacimientos de minerales y piedras preciosas, metales básicos, minerales industriales, rocas ornamentales, uranio y carbón, entre otros.

Adicionalmente, llama la atención que en Colombia, a lo largo y ancho del país, haya una gran cantidad de explotaciones de pequeña y mediana escala que aprovechan diversos minerales como metales, piedras preciosas y semipreciosas (oro, platino, plata y esmeraldas), metales básicos (cobre) metales de la industria del acero, metales especiales (coltán, manganeso), minerales industriales (roca fosfórica, magnesio, azufre, yeso, talco, mármol, caliza, diferentes tipos de arcilla), minerales energéticos (carbón térmico y metalúrgico y uranio) y materiales de construcción, que hace pensar a nivel nacional e internacional que este territorio tiene un mayor potencial del que actualmente se conoce.

Desde el año 1916, Colombia viene realizando esfuerzos para evaluar el potencial mineral a través de un trabajo continuo liderado por instituciones que han evolucionado hasta lo que hoy es el Servicio Geológico Colombiano (SGC), en el cual el Ministerio de Minas y Energía delegó la tarea de generar el conocimiento geológico del territorio nacional, con el objetivo de desarrollar modelos de la corteza terrestre, de la evolución geológica y del manto del territorio colombiano, utilizando tecnología de vanguardia en la investigación.

El SGC conservó funciones que realizaba su antecesor INGEOMINAS, como las de encontrar y evaluar los recursos minerales de la Nación para apoyar el desarrollo minero, realizar los estudios aplicados que permitan la adecuada planificación del uso del suelo y la construcción eficiente de la infraestructura que el país requiere, proporcionar el conocimiento imprescindible para garantizar el equilibrio medio ambiental y evaluar las amenazas producidas por fenómenos de origen geológico.

El estado actual del avance en el conocimiento del territorio nacional muestra que se cuenta con un mapa geológico de Colombia a escala 1:500.000 y 1:2´000.000 del cual se han hecho varias publicaciones y que ubican la distribución de las rocas y materiales superficiales no consolidados y las estructuras que los afectan.

Realizando un balance de la información que sirve de insumo para elaborar el MGC, que en definitiva es el que muestra el estado del conocimiento geológico que se tiene del país, se encuentra que al año 2014 se ha cartografiado, a escala 1:100.000 de forma oficial por el SGC, 257 planchas; para complementar la información se tienen 4 planchas realizadas por la ANH; 31 planchas realizadas a través de fotogeología y se tienen 2 planchas en proceso de revisión; sin cartografía geológica existen 259 planchas; de acuerdo con esta información, está cubierto el 52,9% de la cartografía geológica básica del territorio nacional, que corresponde a 60.398.469 hectáreas.



En años recientes, el SGC ha avanzado en cartografía geológica escala 1:100.000 y al finalizar el año 2014 se obtuvo un cubrimiento total de aproximadamente 72.58% del territorio nacional.

Con referencia al conocimiento geofísico de Colombia, otra herramienta básica para conocer el potencial de recursos minerales del país, el SGC adelanto un programa de magnetometría y gamaespectrometría aérea que finalizó en el 2014 y que cubre 438.000 km, de la zona Andina y del Oriente de Colombia, lo que representa aproximadamente el 38,36% del territorio nacional.

Con referencia a la otra herramienta básica para conocer el potencial mineral del país, el SGC avanzó en programas de exploración geoquímica: se han cubierto zonas ubicadas en el departamento de Antioquia y en 2015 se cubrieron la mayoría de áreas que fueron declaradas como áreas estratégicas mineras en la zona Andina (primera declaratoria).

Se requiere que la información regional sea revisada y complementada para contar con el mapa geológico de Colombia escala 1:100.000, llenando de esta forma los vacíos en la información actual. En el documento "Plan Estratégico del Conocimiento Geológico del Territorio Colombiano 2013 – 2023" del SGC, se plasma, de forma clara, las dificultades para avanzar en la cartografía geológica básica del país y los planes y acciones que se deben realizar para tener un cubrimiento total del territorio colombiano.

2.1.4.2. Minerales estratégicos y áreas con minerales estratégicos

Hay ciertas zonas de las cuales se tiene mejor información geológica, debido a que el Estado colombiano identificó que era importante para el país determinar minerales estratégicos, y zonas potenciales por albergar dichos minerales para que sean aprovechados de manera sostenible por inversionistas privados. Es así como en cumplimiento de lo establecido en el artículo 108 de la Ley 1450 de 2011, Plan Nacional de Desarrollo 2010 – 2014, que le ordena a la autoridad minera determinar los minerales de interés estratégico para el país, el Gobierno Nacional expidió la Resolución 180102 del 30 de enero de 2012, "Por la cual se determinan unos minerales estratégicos para el país"; en dicha resolución se establece que los minerales estratégicos de Colombia son:

- Oro y sus minerales asociados, derivados o concentrados.
- Platino y sus minerales asociados, derivados o concentrados.
- Cobre y sus minerales asociados, derivados o concentrados.
- Minerales de fosfato y sus minerales asociados, derivados o concentrados.
- Minerales de potasio y sus minerales asociados, derivados o concentrados.
- Minerales de magnesio y sus minerales asociados, derivados o concentrados.
- Carbón metalúrgico y térmico.
- Uranio y sus minerales asociados, derivados o concentrados.
- Hierro y sus minerales asociados, derivados o concentrados.



- Minerales de niobio y tantalio (conocidos como coltán) y/o arenas negras o industriales y sus minerales asociados, derivados o concentrados.

Una vez identificados los minerales estratégicos para el país, fue necesario establecer áreas con presencia de los mismos, con el objeto de promover proyectos mineros bajo el concepto de responsabilidad técnica, ambiental y social.

Sobre el particular, el artículo 108 de la Ley 1450 de 2011 le ordena a la autoridad minera delimitar áreas especiales con presencia de minerales estratégicos que se encuentren libres de títulos mineros, para darles un tratamiento especial, para las que no se recibirán nuevas propuestas ni se suscribirán contratos de concesión minera bajo la modalidad primero en el tiempo primero en el derecho.

Para cumplir con este mandato, el SGC elaboró en el año 2012 el estudio denominado "Áreas con potencial mineral para definir Áreas de Reserva Estratégica del Estado" el cual se apoyó en información geológica, geoquímica y geofísica del territorio nacional y en datos del inventario minero, el cual generó información sobre ocurrencias, prospectos, mineralizaciones y minas existentes.

A partir de esta información, se determinaron áreas potenciales para albergar mineralizaciones de oro, platino, cobre, coltán, sales de potasio, uranio, carbón metalúrgico, roca fosfórica y magnesio.

En dicho estudio se establecen tres tipos de áreas, de acuerdo al conocimiento geológico, geoquímico y geofísico de cada una de ellas. Las clasificaciones señaladas corresponden al nivel de conocimiento geológico disponible, sin que ello implique que tengan mayor o menor potencial minero. Áreas tipo I son aquellas de las cuales se tiene un conocimiento aceptable de los factores considerados; áreas tipo II, aquellas donde el conocimiento geológico, geoquímico y geofísico es inferior y por ende es prioritario realizar trabajos para aumentar su conocimiento; y áreas tipo III, corresponden a aquellas con bajo conocimiento geológico, geoquímico y geofísico pero que por sus características se presume que tienen potencial en minerales estratégicos.

Tomando como base las áreas tipo I y luego de un proceso de depuración que se explica en el estudio antes mencionado, resultaron 313 bloques con un área final de 2'900.947,78 hectáreas, lo que equivale aproximadamente al 2,54% del territorio nacional. Los bloques se encuentran localizados en los departamentos de Antioquia, Bolívar, Caldas, Cauca, Cesar, Chocó, Huila, La Guajira, Nariño, Norte de Santander, Putumayo, Quindío, Risaralda, Tolima y Valle del Cauca, los cuales se propone sean considerados como zonas de reserva minera estratégica. En la Resolución 180241 de 2012, expedida por el Ministerio de Minas y Energía se presenta una tabla con información básica de estas áreas.



Figura 8. Áreas con potencial de Oro en Colombia
Fuente: Servicio Geológico Colombiano

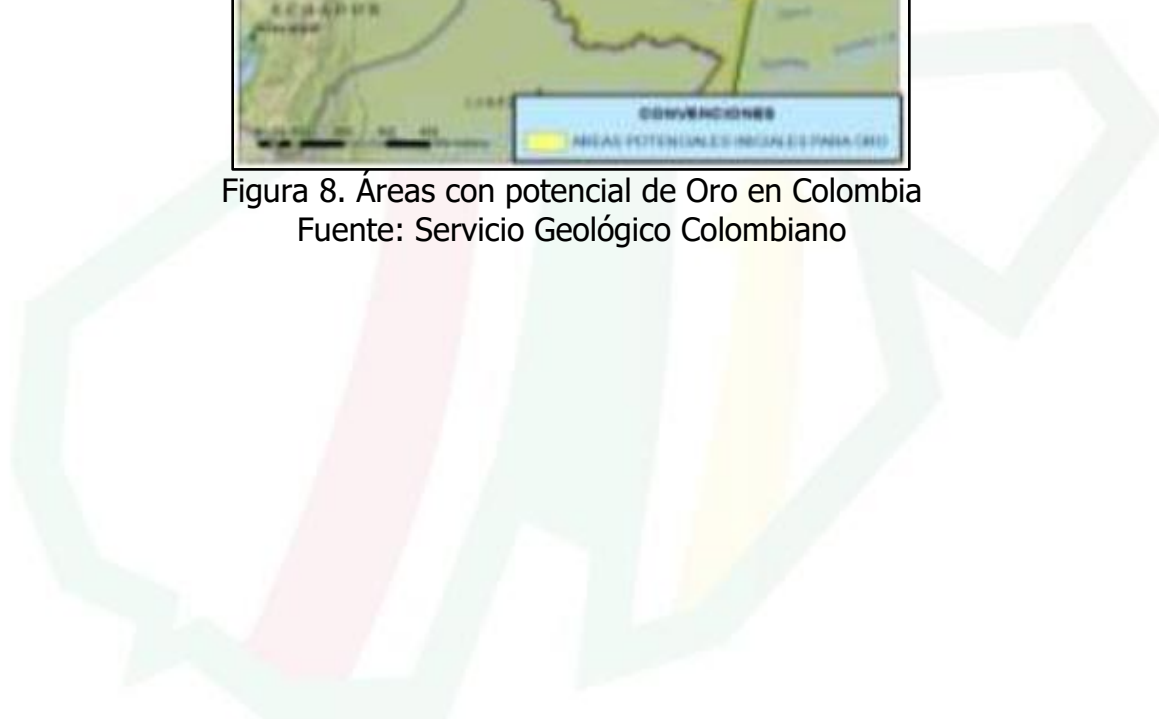




Figura 9. Áreas con potencial de Cobre en Colombia
Fuente: Servicio Geológico Colombiano



Figura 10. Áreas con potencial de Carbón Metalúrgico
Fuente: Servicio Geológico Colombiano



Figura 11. Áreas con potencial de Hierro y Coltán en Colombia
Fuente: Servicio Geológico Colombiano



Figura 12. Áreas con potencial de Fosfatos en Colombia
Fuente: Servicio Geológico Colombiano

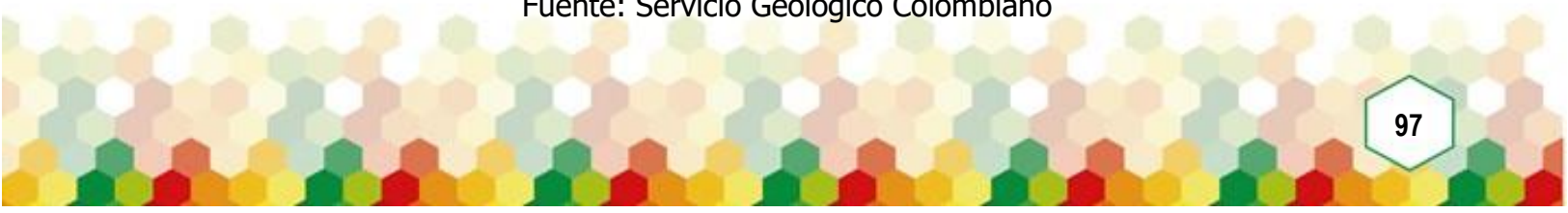




Figura 13. Áreas con Potencial de Uranio en Colombia
Fuente: Servicio Geológico Colombiano



Figura 14. Áreas con potencial de Platino en Colombia
Fuente: Servicio Geológico Colombiano

Adicionalmente a las áreas antes referidas, la Agencia Nacional de Minería (ANM) mediante resolución 0045 de junio 20 de 2012 declaró y delimitó unas áreas estratégicas mineras para los denominados minerales estratégicos, sobre una superficie de 17.570.198,9288 hectáreas, que corresponden aproximadamente al 15,39% del territorio nacional, en las cuales se configuraron 202 polígonos ubicados en los departamentos de Amazonas, Guainía, Vaupés, Vichada y Chocó. En la mencionada resolución se puede apreciar los detalles más importantes de dichos polígonos, como son superficie, departamento y municipio.

Teniendo en cuenta las áreas estratégicas determinadas por el SGC y la ANM, en Colombia se tienen identificados 515 polígonos, en 20'471.143,7088 hectáreas, que corresponden Aproximadamente al 17,93% del territorio nacional, con potencial de albergar minerales estratégicos, sobre los cuales le corresponde al SGC obtener la información geocientífica necesaria para realizar la oferta pública.

Otro insumo a considerar dentro del proceso de otorgamiento de las Áreas Estratégicas Mineras es el "Estudio para caracterizar el mercado nacional e internacional de los minerales estratégicos", realizado por la UPME en 2013. Este estudio tuvo como objetivo "tener información actualizada, que sea relevante para la toma de decisiones del sector y promover el aprovechamiento racional, técnico y responsable de los recursos minerales de propiedad estatal, atraer inversión nacional y extranjera e incentivar la economía nacional y el desarrollo regional".

Adicionalmente, el Banco Mundial viene apoyando, técnica y legalmente, al Gobierno Nacional en la construcción de la metodología y del reglamento para el otorgamiento de las Áreas Estratégicas Mineras mediante procesos de selección objetiva; una vez se cuente con todos los insumos necesarios, se definirá el cronograma para el proceso de selección objetiva (PNOM 2014).

2.1.4.3. Zonas potenciales para algunos minerales

2.1.4.3.1. Carbón

En Colombia se han identificado doce (12) cuencas carboníferas, en las que se encuentran carbones térmicos o metalúrgicos. Algunas se encuentran ubicadas en el interior del país, donde la minería es realizada por pequeñas y medianas unidades mineras subterráneas, cuya producción representa aproximadamente el 10% de lo que se produce en el país y se destina básicamente al consumo nacional; estas cuencas carboníferas son: Córdoba - Norte de Antioquia, Santander, Antioquia – Antigua Caldas, Norte de Santander, Valle del Cauca – Cauca, Borde Llanero, Huila – Tolima, Cundinamarca y Boyacá.

- Existen otras cuencas de carbón térmico ubicadas en la Costa Atlántica, cuyo aprovechamiento se caracteriza por ser realizado mediante minería a gran escala y a cielo



abierto; el carbón de uso térmico representa aproximadamente el 90% del que se produce en el país y se destina a la exportación, proveniente de las cuencas de La Guajira y Cesar.



Figura 15. Cuencas Carboníferas en Colombia
Fuente: Servicio Geológico Colombiano

En la tabla 18 se puede observar las reservas calculadas para las diferentes cuencas carboníferas del país, de acuerdo a un estudio efectuado por el Servicio Geológico Colombiano en el año 2012, donde destacan bastantes departamentos por encima de Santander.

Se puede evidenciar que Santander presenta un potencial de aproximadamente 491 toneladas de carbón (incluyendo el térmico y el metalúrgico), lo que permite inferir que este mineral debe ser una prioridad dentro de la política pública mineroenergética del departamento en los próximos años, debido a su gran aporte a la economía local y al PIB departamental.





Tabla 18. Reservas de las diferentes cuencas carboníferas del país

ZONA CARBONIFERA	RESERVAS - RECURSOS			POTENCIAL	USO
	(MILLONES DE Tn)				
	Medidas	Indicadas	Inferidas		
1. LA GUAJIRA	1.541,32	073,52	520,57	2.735,41	TERMICO
2. CESAR	2.282,74	2.751,81	136,43	5.170,99	TERMICO
3. CORDOBA NORTE DE ANTIOQUIA	381,00	341,00	0,00	722,00	TERMICO
4. ANTIOQUIA ANTIGUO CALDAS	90,09	225,80	132,43	448,37	TERMICO
5. VALLE DEL CAUCA	41,52	92,15	97,91	231,58	TERMICO
6. HUILA TOLIMA	NE	NE	NE	NE	D
7. CUNDINAMARCA	101,91	489,21	001,09	1.312,20	Termico
	97,48	207,00	190,83	555,91	Metalurgico
	259,39	750,81	851,91	1.868,11	Termico+ Metalurgico
8. BOYACA	153,23	090,2	1.387,37	2.230,80	Termico
	93,57	379,38	383,20	850,22	Metalurgico
	240,8	1.009,58	1.770,03	3.087,01	Termico+ Metalurgico
9. SANTANDER	40,7	231,97	124,78	402,45	Termico
	11,59	25,19	51,75	88,53	Metalurgico
	58,29	257,10	170,53	490,98	Termico+ Metalurgico
10. NORTE DE SANTANDER	48,7	123,01	184,52	350,83	Termico
	71,02	193,74	182,29	447,00	Metalurgico
	119,72	317,35	300,81	803,88	Termico+ Metalurgico
11. BORDE LLANERO	0,70	0,00	4,53	5,29	Termico
12. LLANURA AMAZONICA	NE	NE	NE	NE	D
TOTAL POTENCIAL COSTA ATLANTICA	7.906,39				Termico
TOTAL POTENCIAL EN EL INTERIOR	7.057,22				Termico+ Metalurgico
POTENCIAL EN EL INTERIOR POR USO	5.709,52				Termico
	1.947,72				Metalurgico
TOTAL POTENCIAL EN EL PAIS	15.503,01				Termico+ Metalurgico
NE (NO EVALUADO) D (DESCONOCIDO)					

Fuente: Servicio Geológico Colombiano, 2012

El potencial que tiene Colombia en carbón térmico y metalúrgico está ampliamente confirmado; debido a su magnitud, coloca al país como el principal productor de carbón de Sur América, el cuarto país exportador global de este mineral y el noveno productor en el mundo.

El potencial carbonífero de Colombia (recursos y reservas) se estima del orden de 15.500 millones de toneladas, de las cuales el 14% corresponde a carbón metalúrgico y el 86% a carbón térmico (SGC, 2012).

Esta cifra muestra a Colombia como el país latinoamericano con mayores reservas y recursos de carbón, que por su poder calorífico, contenido de cenizas, azufre y humedad

califica como un producto de alta calidad, con muy buena aceptación en los mercados internacionales.

2.1.4.3.2. *Níquel*

En Colombia existen seis yacimientos de níquel, tres (3) de ellos localizados en la región Caribe, en el departamento de Córdoba - Cerro Matoso, Planeta Rica y Uré; los tres restantes se ubican en el departamento de Antioquia, en Ituango, Morro Pelón y Medellín.

En la tabla 19 se presentan las reservas establecidas por el Ingeominas (hoy Servicio Geológico Colombiano) en estos depósitos, en las categorías de medidas, indicadas e inferidas, en un estudio realizado en el año 1987.

Tabla 19. Reservas de Níquel en Colombia

Yacimiento	Reservas Medidas		Reservas Indicadas	Reservas Inferidas
Cerro Matoso	21		41	-
Uré	0,62		1,35	0,2
Morro Pelon	1,94		1,73	0,49
Ituango	-		-	-
Medellin	Laterita	Saprolita	2,24	3,36
	1,23	3,36		
Planeta Rica	Capa Ferruginosa	Laterita	-	-
	0,25	3,8		
Reservas en millones de toneladas				

Fuente: Ingeominas, 1987, Tomado de Balance Minero Nacional Parcial 2007 para tres minerales, UPME 2007.

De los yacimientos de níquel, el único que se encuentra en explotación es Cerromatoso, el cual inició el aprovechamiento en el año 1982; es un proyecto a cielo abierto y se cataloga como un proyecto de gran escala, que le permite a Colombia figurar como el primer productor de níquel de Sur América, aportando aproximadamente el 10% del ferroníquel y el 4,5% del níquel que se produce a nivel mundial, lo cual ubica al país como el séptimo productor de este mineral a nivel mundial.

2.1.4.3.3. *Oro*

A pesar de que no se tiene información oficial consolidada sobre el potencial minero de este metal, es indiscutible que el país tiene un gran potencial mineral en oro, lo cual se refleja en el estudio para establecer las áreas estratégicas mineras, en el que se identificaron 93 sub-áreas con mayor potencial, que cubren una superficie de 10.522.866 hectáreas, que corresponden aproximadamente al 9,22% del territorio nacional, y de las cuales, según la clasificación definida en el referido estudio, 3.632.600 hectáreas son de



tipo I y 6.890.257 hectáreas son de tipo II (Ver gráfico áreas potenciales iniciales para oro).

Este potencial mineral también se refleja en la distribución de unidades de explotación minera de Minas y Energía, de los 23 departamentos censados, en 16 se reportaron minas dedicadas al aprovechamiento del oro.

En los últimos años se han adelantado proyectos de exploración que han permitido identificar en Colombia áreas con un potencial minero importante para el oro (ver Tabla 20).

Tabla 20. Grandes proyectos de exploración de oro

Proyecto	Potencial	Departamento
La Colosa	> 10 millones de onzas	Tolima
Gramalote	2,5 millones de onzas	Antioquia
Marmato	10 millones de onzas	Caldas
La Ye	300.000 onzas de reservas probadas	Antioquia
Titiribi	3,7 millones de onzas	Antioquia
Miraflores	0,8 millones de onzas	Risaralda
Angostura	13 millones de onzas	Santander

Fuente: UPME (2013) "Demanda Interna del Oro en Colombia"

Estos hallazgos le permitieron a Colombia aparecer en publicaciones especializadas entre los 12 países con descubrimientos de oro más importantes del mundo, lo que da una pauta para empezar a apostarle en serio desde una política pública establecida a la extracción sustentable y eficiente de oro en el país, y principalmente en Santander, ya que de acuerdo a la tabla XX, Santander cuenta con el mayor descubrimiento de oro de los últimos años.

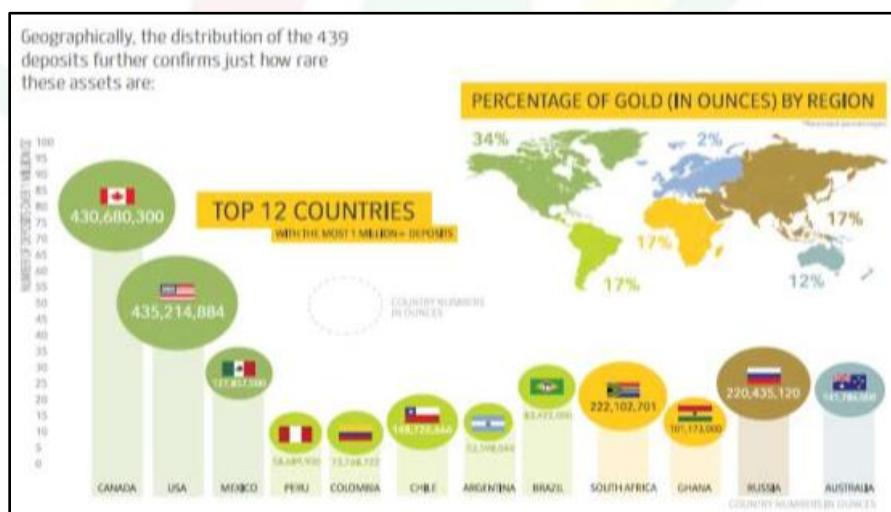


Figura 16. Países con principales depósitos de oro

Fuente: <http://www.visualcapitalist.com/global-gold-mines-deposits-ranking-2012/>



2.1.4.3.4. Materiales de Construcción

El Ingeominas (hoy Servicio Geológico Colombiano - SGC), elaboró el "Mapa de Minerales Industriales: Zonas Potenciales para Materiales de Construcción" en el año 2002, en el cual, con base en los diferentes sitios de explotación de calizas, arcillas, arenas, gravas y rocas ornamentales, más un análisis de la posible continuidad de las formaciones geológicas portadoras, se logró establecer zonas potenciales para materiales de construcción en el país. Estas zonas fueron ubicadas en 11 planchas a escala 1:500.000, las cuales se encuentran para consulta del público en general en la página del SGC.

2.1.4.4. Catastro Minero Colombiano

Otro elemento a considerar y que da una idea del potencial mineral colombiano es el catastro minero, en el cual se registran las áreas de las solicitudes mineras en trámite y de los títulos mineros otorgados.

Aunque en las áreas solicitadas se presume la existencia del mineral, es el titular del contrato a quien le corresponde realizar los estudios técnicos de exploración que permitan establecer si en realidad existen reservas suficientes (etapa de exploración) para adelantar el proyecto minero, en cuyo caso se procederá con las etapas de construcción y montaje y de explotación.

2.2. Contexto Departamental

La explotación minera en Santander tuvo sus inicios en los primeros años del periodo colonial, cuando en 1551 el minero Álvaro Villanueva descubrió las vetas del Páramo y los aluviones en el río del Oro y los afluentes del Suratá, que fueron explotados intensivamente durante algunas décadas, de modo que hacia 1640 los filones se habían agotado. Desde entonces pequeños grupos de campesinos siguen extrayendo unos cuantos granos de oro artesanalmente, para su sobrevivencia. Sólo recientemente, con los avances en los conocimientos geológicos y el desarrollo de nuevas técnicas, se plantea la explotación a gran escala, en el sistema conocido como "minería a cielo abierto".

La configuración geológica dotó el territorio santandereano de otros recursos mineros, como los hidrocarburos, cuya explotación comenzó con la concesión de Mares en el actual municipio de Barrancabermeja; también hay pequeños yacimientos de minerales metálicos como plomo y cobre, los cuales no son explotables económicamente, así como de minerales no metálicos, cuyo beneficio ha tenido un buen desarrollo en el departamento; tal es el caso de la explotación de yeso, caliza y caolín entre otros minerales.

En los últimos años y después de muchos estudios se inició la explotación carbonífera en sectores como el valle medio del Magdalena, y existen grandes reservas en el sector del Almorzadero. Dado el potencial minero, Santander es considerado como uno de los

departamentos con mayor proyección en la explotación de este sector, por lo que algunas multinacionales están realizando procesos de exploración y proyectan la realización de grandes inversiones para la explotación de este recurso.

2.2.1. La Industria Minera

Para la industria minera existe una clasificación general que divide a los minerales en preciosos; metálicos; no metálicos y energéticos. Exceptuando la producción de minerales metálicos, Santander cuenta con industria minera de todos los tipos según esta clasificación, aunque la importancia de su explotación es desigual en términos de su riqueza en la región y su valor económico en el mercado; tal es el caso de la producción petrolera y la explotación de oro, que se constituyen en los renglones de explotación minera más relevantes para el departamento.

Además del petróleo y el oro, Santander cuenta con recursos mineros como plata y zinc en los municipios de Vetas y California, carbón en Carmen de Chucurí, Betulia, San Vicente, Vélez, Landázuri y Cerrito, donde nuevas empresas se encuentran en procesos de socialización de los proyectos; caolín en el municipio de Oiba (proyecto promovido por Ingeominas y la gobernación de Santander); yeso en Zapatoca, Villanueva y Los Santos - mineral que representa el 80% de la producción en el país, y que actualmente es utilizado por las cementeras-; calizas en Curití, Pinchote, Matanza, Bucaramanga y Lebrija; uranio en Hato, Zapatoca, Jordán y Galán; fluorita en Piedecuesta, Los Santos, Aratoca y Cepitá; feldespato en Charta y Tona. También existen materiales para la industria de la construcción como gravas y arenas en todo el departamento; arenas silíceas con un 99% de pureza en el municipio de Sabana de Torres; prospectos de cobre en el sur del Santander, en los municipios de La Belleza y Florián; arcillas en los municipios de Barrancabermeja, Barichara, Girón y Curití y afloramientos de mármol en Charalá y Guaca.

2.2.1.1. Minerales Preciosos

Se denominan minerales preciosos a aquellos que generalmente se encuentran en estado libre en la naturaleza, es decir que no se encuentran combinados por otros elementos formando compuestos. En el departamento de Santander existen yacimientos de minerales preciosos como oro y plata.

2.2.1.1.1. Oro

En el departamento existen varios yacimientos que cuentan con recursos auríferos, cuya Extracción y explotación está mediada por la intervención de empresas extranjeras. Tradicionalmente la producción de este mineral ha estado concentrada en el sector del distrito minero de Vetas- California, (ver Figura 7) una de las zonas más importantes del país, y representa la única mineralización de filón conocida en la cordillera Oriental. El mineral está asociado a filones de cuarzo y conjuntamente con el oro aparecen minerales como piritita, calcopiritita, arsenopiritita, galena, esfalerita, tetraedrita y plata.



Figura 17. Mina de Oro en California, Santander.

Fuente: www.california-santander.gov

Las reservas de oro en el sector de Vetas-California no se conocen, aunque las empresas extranjeras han hecho un cálculo aproximado en algunas minas con el fin de propiciar nuevos proyectos de extracción minera.

Tal es el caso de la empresa canadiense Grey Star Resources, que después de hacer varios estudios sobre la zona minera conocida como Angostura, concluyó que ésta podría producir unas 500.000 onzas por año, durante quince años, para lo cual sería necesario realizar una inversión de \$640 millones de dólares en un tiempo de dos años, estudio estimado para la época. En la actualidad la Empresa Minera de Santander también adelanta estudios para la cuantificación de las reservas de oro en los yacimientos de la zona, cuyos valores estimados parecen ser similares a los estudios de años anteriores.

Algunas de las minas de las cuales actualmente se extrae oro en Santander son San Celestino, El Cuatro, La Macota, Angosturas, Asturias, La Tosca, Santa Isabel, Trompeteros, Reina de Oro, Tajo Abierto, Potosí, Real Minera, La Elsy, Providencia, San Bartolo, Delirios, La Peter, El Dorado, Mármol de Santurbán y El Guane, todas ubicadas en los municipios de Vetas y California.

- **Evolución del Precio del Oro**

A pesar de la gran riqueza de los suelos y el conocimiento sobre la existencia de yacimientos ricos en oro, su explotación no ha sido óptima debido a la falta de tecnificación de este proceso de extracción.

La producción de oro en Colombia y Santander ha tenido un comportamiento cíclico: en los años 2004 y 2005 se elevó, pero en el 2006 disminuyó debido a la caída de los precios internacionales. En el 2009 se produjo un incremento debido a la mejora de la producción de la zona minera por parte de las multinacionales. Si se compara la tendencia nacional con la departamental se observan los mismos altibajos en la producción del mineral.

En el año 2009, Santander en comparación con los demás departamentos de Colombia, ocupaba el octavo puesto entre 16 regiones productoras de oro y el décimo entre 21 regiones productoras de plata, con un leve crecimiento en la participación de la producción del oro de un 0.3% en el total nacional, pero con una tasa de crecimiento negativa, en el 2009 con respecto al 2008, del 126% en el caso de la extracción del oro y del 34.7% en el caso de la plata.

El departamento de Santander se ha abierto a la posibilidad de implementación de nuevos proyectos para el fomento de la producción. El proyecto más importante propuesto fue el de la compañía Grey Star Resources. En sus proyecciones iniciales, con un proyecto de minería a cielo abierto en California, abría la posibilidad de extracción de 7.7 millones de onzas de oro y 34.5 millones de onzas de plata, sin embargo, la licencia ambiental para este tipo de explotación fue negada por el Ministerio De Medio Ambiente, Desarrollo Territorial y Vivienda, por lo que vendió sus activos y hoy día se encuentra la Empresa Minera de Santander MINESA en la búsqueda de una licencia ambiental para la explotación a gran escala de oro en la provincia de soto norte.

- **Exportación**

La actividad económica de este mineral se concentra más que todo en la ciudad de Bucaramanga, en donde se ubica el 87% de las microempresas fabricantes de joyas, las cuales son aproximadamente 95. Según datos de Proexport, en el departamento de Santander los principales productos exportados son desperdicios de oro, oro en bruto y pigmentos dispersos no acuosos, que representan el 93.4% de las exportaciones del departamento en este sector. En el 2009 se exportaron U\$17.5 millones en desperdicios de oro y en el 2008 U\$31.8 millones, lo que representa una disminución del 41% de la exportación. Los pigmentos acuosos reportaron una exportación de U\$16.7 millones en el 2009, y las exportaciones de oro bruto desde el 2007 han representado un aumento del 189%, pasando de U\$5.3 millones en el 2007 a U\$15.3 millones entre el 2008 y 2009. Suiza concentra el 94.4% de las importaciones de este mineral, siendo el mayor comprador de oro santandereano, aunque también se exporta a otros países. A continuación, se observa cuál ha sido la tendencia a nivel de exportaciones por parte de Santander.

2.2.1.1.2. Plata

En Santander, la plata se encuentra asociada con el oro de filón que se halla en los municipios de Vetás y California y es extraída como un subproducto de éste; sin embargo, con este método no se pueden establecer datos de estimación de su extracción. Por ser

un mineral precioso y por su valor. En la mayoría de las minas donde existe oro en filones, se encuentran plata asociada, cuya explotación muchas veces puede resultar más rentable que la del oro, debido que el porcentaje de plata puede ser superior al del oro mismo; los yacimientos con más asociación de plata registrada son las minas de Santa Isabel en Vetas y todas las minas de la zona de Angosturas, en donde se proyectaba hasta hace unos años extraer plata de las siguientes minas: Campamento, La Perezosa, La Alta, Heliport, El Diamante, El Silencio, Los Laches, Cristo Rey y Veta de Barro.

- **Evolución del precio de la plata**

En el año 2004, la producción de plata fue elevada, pero dada la relación directa con la extracción del oro, la caída en los precios internacionales de éste producto y la disminución de su producción, afectó directamente su producción, por la sencilla razón, en el caso de Santander, de que si no se produce oro no se produce plata. El peor año de producción fue en el 2007, cuando se registró una disminución de más del doble de la producción de años anteriores.

Si se compara la tendencia nacional con la departamental se observa cómo la tendencia nacional se ha mantenido relativamente estable, con una leve propensión hacia el crecimiento; por su parte, en Santander, desde el 2004 y hasta el 2007, la tendencia es a disminuir, con una leve recuperación del 2007 al 2008, para luego volver a disminuir al año siguiente.

La plata no es un mineral de exportación. Todo el mineral producido es trabajado en la Industria colombiana, y este no alcanza para abastecer este mercado lo que obliga a su importación de países como Italia. En cuanto al departamento, la producción de plata es muy pequeña, pues apenas representa el 0.2% de la producción nacional.

2.2.1.1.3. Regalías por Metales Preciosos

Desde finales de la década del 90 hasta el 2011, el país ha generado aproximadamente 42 billones de pesos en regalías, de los cuales el 78% se han destinado a los departamentos y municipios en los que se explotan yacimientos petroleros, carboníferos y de otros minerales.

Las regalías por la producción de minerales preciosos están repartidas entre el departamento y los municipios productores, correspondiéndole a los municipios de California y Vetas las mayores cantidades. A partir del 2006 Bucaramanga comienza a recibir regalías por producción de minerales preciosos, teniendo un muy buen aumento por año; por su parte, San Gil percibe regalía desde el año 2008, gracias al inicio de la producción de oro. Los ingresos por este concepto disminuyeron durante el periodo 2004-2007, cuando cayeron en un 89%, pero en 2009 y 2010 tuvieron una leve recuperación, sobre todo en el 2009, año en el que dicho valor alcanzó a ser el 71% del monto del 2004.

No deja de llamar la atención la incorporación de nuevos municipios en la distribución de regalías, como es el caso de Sabana de Torres, Suratá, Barrancabermeja, Piedecuesta, Barbosa y Floridablanca, aunque en forma esporádica, pues ello está indicando que la explotación de metales preciosos se está expandiendo a nuevas áreas.

2.2.1.2. *Minerales Metálicos*

En el departamento de Santander la explotación de estos minerales es muy rudimentaria y no tiene una tradición de largo plazo, de manera que hasta el momento no se conocen minas de importancia en el departamento, sino más bien manifestaciones muy dispersas. El cobre tiene grandes manifestaciones en el país y se han estudiado algunos yacimientos.

2.2.1.3. *Minerales No Metálicos*

Entre los minerales no metálicos más explotados en el país se encuentran el cuarzo cristalino, la barita, el caolín, los feldespatos, el silicio, la mica, la sal, la arcilla, la diatomita y, el más importante, el carbón, cuyas reservas están estimadas en 415 millones de toneladas. El carbón es considerado como un mineral productor de energía, por lo que luego se analizará. Los depósitos de yeso y calizas constituyen las principales fuentes de explotación de estos minerales y su actividad genera empleo directo e indirecto considerable y permanente. Otros minerales como la sílice y la fluorita entre otros, han tenido épocas de explotación de alguna importancia, pero luego ha decaído hasta casi desaparecer.

Es de anotar que en muchos casos no se registra a Ingeominas la producción ni las regalías de este tipo de minerales, pues el decreto 145 de 1995 y 600 de 1996, reglamentarios de la Ley 141 de 1994, estipula que las regalías derivadas de explotación de materiales para construcción, arcillas, calizas, feldespato, asbesto, barita, talco, asfaltitas, fluoritas, micas calcitas, dolomita, mármol, rocas ornamentales y minerales de aluminio, magnesio y manganeso, sean recaudadas y giradas por las alcaldías municipales en cuya jurisdicción se adelanta la explotación. El Ministerio de Minas y Energía ni ninguno de sus entes disponen de información estadística sobre producción y regalías para el departamento de Santander.

Las arcillas se usan fundamentalmente en la fabricación de ladrillo, tejas de barro y tubería; algunas arcillas especiales se usaron en cerámica y orfebrería. La fuente principal de este mineral la constituyen las formaciones arcillosas del Terciario. Algunas capas de las formaciones jurásicas se dan en los municipios de Jordán y Girón y desde luego los innumerables depósitos de terrazas y conos que son quizás los más explotados. Las principales zonas productoras se encuentran en Bucaramanga, Piedecuesta, Girón, Lebrija, Málaga, Rio Negro, Socorro, San Gil, Barrancabermeja, Jordán y Oiba (caolinita), municipio que promueve la zona productora más grande, con más de seis centros de fabricación de cerámicas.

Las calizas se utilizan para la obtención de cemento, cal agrícola e industrial y carbonatos para concentrados de aves. En Santander hay amplias extensiones de estas rocas de edad cretácica, principalmente en Rosa Blanca y Tablazo y en el norte de Bucaramanga hay algunas manifestaciones que actualmente se están explotando. Hoy en día existe una empresa cementera importante en la región: Cemento Diamante-Cemex, Planta de cementos Andinos S.A. – Cementos Argos S.A, que fueron empresas nacionales que con el tiempo fueron fusionadas con multinacionales como son Cemex y Argos S.A. Además, existen muchas pequeñas empresas productoras de cal agrícola en Santander, las cuales han aprovechado este mineral dándole una gran utilidad, aparte de la principal que es la producción de cemento.

Las principales zonas de producción de calizas están en Bucaramanga, Curití, Matanza, San Gil y Guaca. Es de anotar que, en el año 2006, según Ingeominas, el departamento recibió \$42.730.469 por la explotación de este mineral. En cuanto al material de construcción (arcillas y calizas principalmente), existen dos explotaciones ubicadas en los municipios de Palmar – Socorro y Guadalupe, con una extensión de 197 hectáreas, según fuentes de la CAS y que poseen licencia ambiental.

El yeso es un mineral de gran importancia en Santander, en donde los yacimientos estratiformes de la Mesa de Los Santos, Villanueva y Zapatoca constituyen unos de los mayores del país. Este mineral se presenta en capas lenticulares estratificadas dentro de las calizas y se explota actualmente en el cañón del río Chicamocha y en su confluencia con el río Suarez. La mina La Nacuma, ubicada en el cañón del Chicamocha en jurisdicción del municipio Los Santos (ver ilustración 1.2), es la principal mina productora de yeso Colombia, y además posee el yeso con mayor porcentaje de SO_3 , el más puro del país y el de mayor valor económico. La mina se encuentra en la base de la formación Rosa Blanca con unas reservas aproximadas de 650.000 toneladas para una producción de 21 años.

La explotación de yeso en el departamento produce el 80% del utilizado por las cementeras en el país, convirtiendo a Santander en el mayor productor de yeso. En cuanto hace referencia a las regalías, sólo a partir del año 2007 la explotación de este mineral representa algunos ingresos para el departamento y sus municipios. Los municipios de Los Santos y Villanueva son los mayores productores de yeso, hecho que su vez les genera la mayor cantidad de regalías.

La barita suele ocurrir como depósitos de fisura, estratificados y residuales. El primer tipo es el más común en Santander. Este mineral es utilizado en el país como componente pesado en la perforación de pozos petroleros, aunque tiene otros usos en la industria química, en la fabricación de papel y pinturas. En Santander se encuentra en algunas zonas de La Paz y Bolívar, Barichara, Los Santos, Guaca y Zapatoca.

Los feldespatos se utilizan en la fabricación de vidrio, en cerámica, abrasivos, pinturas y jabones. Este mineral ha sido extraído muy rudimentariamente en la zona del Páramo de Santurban, pero en realidad su explotación no es productiva en el departamento.

La fluorita, más allá de su utilización ornamental, se utiliza en las acerías como elemento que ayuda a la fusión del hierro, también en la fabricación de fibras de vidrio y de vidrio ópalo, pero sobre todo para la producción de ácido fluorhídrico. Al parecer, las mineralizaciones de fluorita en Santander están ligadas a microfallas que son rellenadas por fluidos hidrotermales que se depositan en la fluorita. Las mineralizaciones más conocidas están en el caño del Río Manco, en el Río Chicamocha y en el sector de Pescadero. Los yacimientos más importantes están en Lomas Ventorrillo (cerca de la inspección de policía de Pescadero), El Mirto (cañón del río Manco), carretera a Cepitá y Tembladal (municipio de Tona). Hace varios años se explotó la mina localizada en el cañón del río Manco, pero en el presente no se está explotando este mineral.

2.2.2. Títulos Mineros de Santander

De acuerdo a la información suministrada por la agencia nacional minera, se presenta la caracterización detallada de los títulos mineros del departamento de Santander, los cuales son 407 títulos mineros vigentes a fecha de 28 de mayo del año 2020, que representan un área de 112.952,7481 hectáreas, correspondiente al 3,696% de superposición en el departamento (ANM, 2020).

En la tabla 21 se pueden observar los títulos mineros vigentes con su respectiva modalidad y área correspondiente a cada modalidad, de un total de 3'056.225,30753 hectáreas que tiene el departamento de Santander.

Tabla 21. Títulos Mineros vigentes por modalidad y etapa en Santander para el año 2020

Modalidad	No Títulos	% Respecto al total de títulos del d/pto	Área de Superposición (Ha)	Etapa contractual		
				Exploración	Construcción y Montaje	Explotación
Contrato de Concesión (L-685)	266	65,36%	78.435,97	19	13	234
Contrato de Concesión (D-2655)	36	8,85%	21.899,87	0	1	35
Contrato en virtud de aporte	7	1,72%	5.427,59	0	1	6
Licencia de Explotación	56	13,76%	2.128,81	0	0	56
Licencia de Exploración	4	0,98%	1.292,10	4	0	0
Licencia especial de	11	2,70%	50,93	0	0	11

Modalidad	No Títulos	% Respecto al total de títulos del d/pto	Área de Superposición (Ha)	Etapa contractual		
				Exploración	Construcción y Montaje	Explotación
materiales de construcción						
Autorización Temporal	27	6,63%	3.717,47	4	0	23
TOTAL	407	100,00%	112.952,75	27	15	365

Fuente: Agencia Nacional Minera (ANM)

Como se puede evidenciar, en el departamento de Santander más del 70% de los títulos mineros vigentes corresponden a contratos de concesión (en sus dos modalidades), el 30% restante corresponde a una distribución de las otras modalidades, donde el casi 14% son títulos mineros con licencia de explotación.

En la tabla 22 se puede observar cómo se encuentran distribuidos los 407 títulos mineros vigentes del departamento, de acuerdo al tipo de mineral o agrupaciones de minerales, debido a las condiciones geológicas del terreno (suelo) y del subsuelo del departamento de Santander.

Tabla 22. Títulos mineros vigentes por tipo de mineral y etapa en Santander para el año 2020

Mineral	No de Títulos	% Respecto al total de títulos del departamento	Área (Ha) Superposición	Etapa contractual		
				Exploración	Construcción y Montaje	Explotación
Carbón	30	7,37%	29.423,75	1	4	25
Carbón - Cobre - Materiales de construcción - Otros minerales	1	0,25%	57,83	0	0	1
Carbón - Materiales de construcción - Otros minerales	33	8,11%	35.108,18	0	2	31
Carbón - Otros minerales	1	0,25%	111,26	0	0	1
Cobre - materiales de construcción - Otros minerales	2	0,49%	1.245,65	0	0	2
Esmeraldas	2	0,49%	104,46	0	0	2
Materiales de construcción	161	39,56%	14.469,94	17	1	143

Mineral	No de Títulos	% Respecto al total de títulos del departamento	Área (Ha) Superposición	Etapa contractual		
				Exploración	Construcción y Montaje	Explotación
Materiales de Construcción - Otros minerales	66	16,22%	11.615,43	4	2	60
Oro y metales preciosos	54	13,27%	6.395,18	3	2	49
Oro y metales preciosos - Carbón	1	0,25%	613,55	0	0	1
Oro y metales preciosos - Cobre - Materiales de construcción - Otros minerales	1	0,25%	4.815,93	0	1	0
Oro y metales preciosos - Materiales de construcción	1	0,25%	10,09	0	0	1
Oro y metales preciosos - Materiales de construcción - Otros minerales	9	2,21%	3.529,29	0	0	9
Otros minerales	45	11,06%	5.452,21	2	3	40
TOTAL	407	100%	112.952,75	27	15	365

Fuente: Agencia Nacional Minera (ANM)

Como se puede observar, los minerales más comunes en el departamento de Santander son los materiales de construcción, los metales preciosos como el oro y la plata, el cobre y el carbón, y en menor magnitud se encuentra la otra variedad de minerales. Más del 60% de la minería en Santander tiene relación con los materiales de construcción, y aproximadamente el 15% con Carbón, aportando un valor importante para la industria energética del departamento. Finalmente, el sector auroargentífero y de los metales preciosos compone casi el 16%, aportando un valor importante en el PIB del departamento.

Así mismo, en el departamento de Santander existen 413 solicitudes mineras o solicitudes para titulación minera, que se encuentran en trámite de evaluación y verificación del cumplimiento de los requisitos establecidos en la ley 685 de 2001. En la tabla 18 se pueden observar las solicitudes mineras por modalidad que se tienen registradas por la agencia nacional minera a 28 de mayo del año 2020.



Tabla 23. Solicitudes mineras por modalidad en Santander para el año 2020

Modalidad	No de Solicitud	Área (Ha) de las solicitudes superpuestas en el departamento	% del departamento superpuesto por las solicitudes
Contrato de concesión (L-685)	341	305.445,31	9,99%
Autorización Temporal	1	11,01	0,000003%
Solicitud de Legalización	71	19.659,18	0,64%
TOTAL	413	325.115,50	10,64%

Fuente: Agencia Nacional Minera (ANM)

Las 413 solicitudes mineras pendientes por resolver, corresponden a 325.115,50 hectáreas del departamento de Santander, lo cual corresponde al 10,64% del territorio, que excede en aproximadamente 4% al porcentaje del territorio del departamento que actualmente está titulado. Por tal razón la apuesta debe ser, lograr aprovechar toda esa riqueza que tiene Santander y proyectar más territorio para titular, todo siempre dentro de las prácticas y normativa ambientalmente correctas y amigables, promoviendo el desarrollo sostenible siempre en beneficio de las comunidades y de la población. En la tabla 24 se pueden observar las solicitudes mineras vigentes en Santander por tipo de mineral actualizado a finales de mayo del año 2020.

Tabla 24. Solicitudes mineras por tipo de mineral en Santander para el año 2020

Mineral	No de Solicitud	Área (Ha) de las solicitudes superpuestas en el departamento	% del departamento superpuesto por las solicitudes
Carbón	53	88.275,5544	2,89%
Carbón - Cobre	1	1.719,9721	0,06%
Carbón - Cobre - Otros minerales	1	544,80	0,02%
Carbón - Materiales de construcción	6	16.457,09	0,54%
Carbón - materiales de construcción - Otros minerales	1	122,44	0,0040%
Carbón - Otros minerales	6	5.828,42	0,19%
Cobre	3	2.264,95	0,07%
Cobre - Materiales de construcción	1	2,87	0,0001%
Cobre - Otros minerales	2	10.738,81	0,35%
Esmeraldas	12	7.598,55	0,25%
Esmeraldas - Carbón	2	839,76	0,03%
Esmeraldas - Carbón - Materiales de construcción - Otros minerales	1	177,59	0,0058%

Mineral	No de Solicitud	Área (Ha) de las solicitudes superpuestas en el departamento	% del departamento superpuesto por las solicitudes
Esmeraldas - Carbón - Otros Minerales	1	802,25	0,03%
Materiales de construcción	167	55.475,46	1,82%
Materiales de construcción - Coltan - Otros minerales	1	4.031,13	0,13%
Materiales de construcción - Otros minerales	52	24.855,41	0,81%
Oro y metales preciosos	46	49.575,43	1,62%
Oro y metales preciosos - Carbón - Otros minerales	2	2.561,63	0,08%
Oro y metales preciosos - cobre	4	2.319,44	0,08%
Oro y metales preciosos - Cobre - Materiales de construcción	1	3.821,91	0,13%
Oro y metales preciosos - Cobre - Otros minerales	2	7.727,57	0,25%
Oro y metales preciosos - Esmeraldas - Carbón - Otros minerales	1	972,90	0,03%
Oro y metales preciosos - Esmeraldas - Cobre	1	1.696,61	0,06%
Oro y metales preciosos - Materiales de construcción	10	12.914,64	0,42%
Oro y metales preciosos - Materiales de construcción - Otros minerales	1	7.711,91	0,25%
Oro y metales preciosos - Otros minerales	1	203,98	0,0067%
Otros minerales	34	15.874,74	0,52%
TOTAL	413	325.115,5041	10,64%

Fuente: Agencia Nacional Minera (ANM)

Como se puede observar en la tabla 24, el mineral con mayor demanda para solicitudes mineras son los materiales de construcción y el carbón, con el 58% y el 16% aproximadamente de las solicitudes, ya sea como único mineral o como un conglomerado de minerales. Lo que sigue evidenciando esa tendencia como los minerales más explotados del departamento, representando a su vez un 7,08% del territorio solicitado para titulación minera. El restante 3,56% del territorio solicitado corresponde a los metales preciosos y otros minerales.



2.2.3. Mejoramiento de las Prácticas Mineras en Santander

Respecto a fomentar un mejoramiento en las prácticas mineras como política gubernamental, el grupo de fomento de la vicepresidencia de promoción y fomento de la Agencia Nacional Minera, encargado de fomentar el desarrollo de una pequeña y mediana minería tecnificada, productiva, competitiva y con altos estándares de seguridad, ha desarrollado VETA, una marca dirigida para el empresario pequeño y mediano minero (títulos mineros - Prerrogativas de explotación) que identifique los proyectos mineros de calidad, con una visión para impulsar a estos empresarios de manera innovadora, sostenible, sustentable, y cercana al cliente minero.

Esta iniciativa, se desarrolla en 3 ejes, que son asistencia técnica, formación académica y coordinación con el territorio, por lo cual se constituye en una contribución a la solución de los inconvenientes, que impiden la aplicación de esquemas de fortalecimiento técnico, productivo y empresarial, a partir del apoyo de profesionales idóneos encargados de asistir técnicamente y de manera permanente a nuestros empresarios mineros (ANM, 2020)

La priorización de los proyectos mineros a intervenir parte de una serie de criterios de focalización que fueron construidos conjuntamente entre la AMN y el ministerio de minas y energía, integrando para las vigencias 2020 y 2021 los alcances, prioridades y mecanismos para el desarrollo de la asistencia técnica como medio de transición hacia el nuevo modelo de fomento de la actividad minera, contemplado en las bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022.

Teniendo en cuenta que el programa a desarrollar tiene un horizonte de dos años y recursos limitados, se estableció la necesidad de focalizar la temática de la intervención, de acuerdo con las necesidades puntuales de los proyectos mineros en los componentes geológico-minero, mejoramiento de las condiciones de seguridad minera y planeación empresarial, particularmente, en la gestión financiera. Los aspectos sociales y ambientales, son abordados de la mano del grupo socio-ambiental, con el apoyo en asistencia para la elaboración de planes de gestión social y apropiación de los instrumentos ambientales.

En consideración con lo anterior, reconociendo el liderazgo ejercido por la Gobernación de Santander, más específicamente por la Dirección de Asuntos Minero Energéticos, tendiente a la construcción de una minería competitiva y dinamizadora del desarrollo de territorios sostenibles, es de interés de la Agencia Nacional Minera fortalecer las alianzas y coordinar acciones con la gobernación para efectos de garantizar la efectividad en las iniciativas proyectadas y lograr mayor impacto en los proyectos mineros objeto de su intervención.



2.3. Contexto Municipal

En esta sección del presente documento se presenta una reseña breve y concisa con respecto a la información minera suministrada por los 87 municipios del departamento de Santander, en aras de agilizar y continuar con el proceso de diagnóstico del sector minero-energético del departamento, de acuerdo a las políticas públicas establecidas por el plan de desarrollo departamental 2020-2023 denominado **"SANTANDER SIEMPRE CONTIGO Y PARA EL MUNDO"**, correspondiente a la Línea Estratégica "Competitividad, Emprendimiento y Empleo", donde se ubica el sector "Siempre Minería y Energía", que, a su vez, contiene el programa denominado "Siempre Consolidación Productiva del Sector Minero y de Hidrocarburos".

Cabe resaltar que desde la dirección minero-energética de la gobernación de Santander se ha procurado recopilar la mayor cantidad de información en pro de generar el diagnóstico más acertado, completo y veraz respecto a la situación que tiene a la fecha el departamento de Santander. Dentro de la recopilación de la información se enviaron los oficios de solicitud de la información minera a las alcaldías municipales, donde se manejaron 4 ítems fundamentales para establecer y caracterizar de manera preliminar la situación actual. Los ítems son los siguientes:

- a. Conocer si en el municipio o en la jurisdicción del municipio adelantan actividades relacionadas con exploración y explotación minera y de hidrocarburos.
- b. Dado el caso se desarrollen una o las actividades mencionadas en el ítem 1, hacer llegar el diagnóstico del sector que se construyó en la formulación del plan de desarrollo municipal (PDM).
- c. Hacer llegar las bases de datos (si existen) de las empresas, asociaciones o cooperativas mineras establecidas en el municipio. (Este ítem solo aplica para el sector minero).
- d. Hacer llegar las bases de datos (si existen) de los mineros identificados por la administración municipal. (Este ítem solo aplica para el sector minero).

Estos ítems fueron respondidos de acuerdo a la información que cada municipio tenía disponible, y de acuerdo a la información recopilada se puede dar un punto de partida para comenzar con una siguiente fase de búsqueda de información más específica en cada municipio que haga minería.

Por otra parte, los municipios que no respondieron la solicitud o que en su defecto argumentaron no presentar actividades mineras en el municipio son 50 de los 87 municipios del departamento, los cuales son: Albania, Barbosa, Bolívar, Bucaramanga, Cabrera, Carcasí, Cepita, Cerrito, Charalá, Chima, Concepción, Confines, Contratación, El Guacamayo, El Peñón, El Playón, Encino, Galán, Gambita, Guaca, Guapota, Guavatá,

Güepsa, Hato, Jesús María, Jordán, La Paz, Macaravita, Málaga, Matanza, Oiba, Onzaga, Palma, Palmas del Socorro, Puente Nacional, Puerto Parra, Puerto Wilches, San Andrés, San Benito, San Gil, San Joaquín, San José de Miranda, Santa Bárbara, Santa Helena del Opón, Simacota, Suaita, Sucre, Valle de San José, Vélez, Zapatoca.

Finalmente los municipios que atendieron la solicitud hecha de parte de la Dirección Minero Energética, argumentando y mostrando la información minera del municipio son 37 de los 87 municipios del departamento, los cuales son: Aguada, Aratoca, Barichara, Barrancabermeja, Betulia, California, Capitanejo, Charta, Chipatá, Cimitarra, Coromoro, Curití, El Carmen de Chucuri, Enciso, Floridablanca, Florian, Giron, Guadalupe, La Belleza, Landázuri, Lebrija, Los Santos, Mogotes, Molagavita, Ocamonte, Paramo, Piedecuesta, Pinchote, Rionegro, Sabana de Torres, San Miguel, San Vicente de Chucuri, Socorro, Surata, Tona, Vetas, Villanueva.

Cabe resaltar que de acuerdo a las consultas e información suministrada por la Agencia Nacional Minera, se analizó la información y se relacionó con la información suministrada anteriormente mencionada por los municipios, permitiendo concluir que existen algunas administraciones municipales que desconocen que en la jurisdicción del territorio del municipio que presiden, se realizan actividades de explotación y/o exploración minera.

En la tabla 25 se muestra la relación de la información previamente suministrada por la agencia nacional minera, con la información suministrada por los municipios.

Tabla 25. Información Relacionada de Municipios con Minería (ANM vs Alcaldías)

No	Municipio	Actividad Minera de Acuerdo a la ANM	Actividad Minera de Acuerdo a la Alcaldía del Municipio
1	Aguada	Si	Si
2	Albania	Si	No Respondieron
3	Aratoca	Si	Si
4	Barbosa	Si	No
5	Barichara	Si	Si
6	Barrancabermeja	Si	Si
7	Betulia	No	Si
8	Bolívar	Si	No
9	Bucaramanga	Si	No Respondieron
10	Cabrera	No	No
11	California	Si	Si
12	Capitanejo	Si	Si
13	Carcasí	No	No Respondieron
14	Cepita	Si	No Respondieron
15	Cerrito	Si	No
16	Charalá	Si	No Respondieron
17	Charta	Si	Si
18	Chima	No	No Respondieron

No	Municipio	Actividad Minera de Acuerdo a la ANM	Actividad Minera de Acuerdo a la Alcaldía del Municipio
19	Chipatá	Si	Si
20	Cimitarra	Si	Si
21	Concepción	Si	No Respondieron
22	Confines	No	No
23	Contratación	Si	No Respondieron
24	Coromoro	Si	Si
25	Curití	Si	Si
26	El Carmen de Chucuri	Si	Si
27	El Guacamayo	Si	No
28	El Peñón	Si	No Respondieron
29	El Playón	Si	No Respondieron
30	Encino	Si	No Respondieron
31	Enciso	Si	Si
32	Florián	Si	Si
33	Floridablanca	Si	SI
34	Galán	No	No
35	Gambita	Si	No
36	Girón	Si	Si
37	Guaca	Si	No Respondieron
38	Guadalupe	No	Si
39	Guapota	No	No
40	Guavatá	Si	No
41	Guepsa	No	No Respondieron
42	Hato	No	No Respondieron
43	Jesús María	No	No Respondieron
44	Jordán	Si	No Respondieron
45	La belleza	Si	Si
46	La Paz	Si	No Respondieron
47	Landázuri	Si	Si
48	Lebrija	Si	Si
49	Los Santos	Si	Si
50	Macaravita	No	No Respondieron
51	Málaga	No	No Respondieron
52	Matanza	Si	No Respondieron
53	Mogotes	Si	Si
54	Molagavita	Si	Si
55	Ocamonte	Si	Si
56	Oiba	Si	No Respondieron
57	Onzaga	No	No
58	Palma	No	No Respondieron
59	Palmas del Socorro	No	No
60	Paramo	Si	Si
61	Piedecuesta	Si	Si
62	Pinchote	No	Si

No	Municipio	Actividad Minera de Acuerdo a la ANM	Actividad Minera de Acuerdo a la Alcaldía del Municipio
63	Puente Nacional	No	No
64	Puerto Parra	Si	No
65	Puerto Wilches	No	No
66	Rionegro	Si	Si
67	Sabana de Torres	Si	Si
68	San Andrés	Si	No Respondieron
69	San Benito	No	No
70	San Gil	Si	No Respondieron
71	San Joaquín	No	No
72	San José de Miranda	Si	No Respondieron
73	San Miguel	No	Si
74	San Vicente de Chucuri	Si	Si
75	Santa Bárbara	Si	No
76	Santa Helena del Opon	Si	No
77	Simacota	Si	No
78	Socorro	Si	Si
79	Suaita	Si	No Respondieron
80	Sucre	Si	No Respondieron
81	Surata	Si	Si
82	Tona	Si	Si
83	Valle de San José	Si	No
84	Vélez	Si	No Respondieron
85	Vetas	Si	Si
86	Villanueva	Si	Si
87	Zapatoca	Si	No Respondieron

Fuente: Diseñado por el Autor (Información ANM y Alcaldías)

De acuerdo a la tabla 25 se puede evidenciar que son 40 municipios cuya información suministrada por la Agencia Nacional Minera concuerda con la suministrada por las alcaldías, y que se puede tener la seguridad de que si presentan o no actividad minera. Los 40 municipios son los siguientes: Aguada, Barichara, Barrancabermeja, California, Capitanejo, Cabrera, Charta, Chipatá, Cimitarra, Confines, Coromoro, Curití, El Carmen de Chucuri, Enciso, Florián, Floridablanca, Galán, Girón, Guapota, La Belleza, Landázuri, Lebrija, Los Santos, Mogotes, Molagavita, Ocamonte, Paramo, Piedecuesta, Puente Nacional, Puerto Wilches, Rionegro, Sabana de Torres, San Benito, San Joaquín, San Vicente de Chucuri, Socorro, Surata, Tona, Vetas y Villanueva.

Por otra parte, posterior al diagnóstico se hace necesario corroborar la información del resto de los municipios (si es posible con trabajo de campo), principalmente aquellos municipios cuya información discrepa entre la Agencia Nacional Minera y las alcaldías municipales, donde se presenta un cruce de información con respecto a los que si presentan y no presentan minería actualmente. Los 15 municipios que se refieren anteriormente son los siguientes: Barbosa, Bolívar, Cerrito, El Guacamayo, Gambita,

Guavata, Puerto Parra, Santa Bárbara, Santa Helena del Opon, Simacota, Valle de San José, Betulia, Guadalupe, Pinchote y San Miguel. De igual manera se debe tener en cuenta el resto de municipios, que de una u otra manera no se obtuvo la información pertinente por parte de las alcaldías municipales y que se hace necesaria una futura recolección de datos en campo.

2.3.1. Municipios Mineros de Santander

De acuerdo a la información suministrada, se relacionó y analizó dicha información con el fin de organizar y agrupar los municipios mineros de Santander, de acuerdo a los minerales o grupos de minerales más importantes que en el departamento se producen como consecuencia de la minería.

2.3.1.1. Municipios con Minerales Preciosos

2.3.1.1.1. California

De acuerdo a la respuesta de la alcaldía de California, el municipio presenta gran presencia, ancestralidad y tradición en lo que a minería refiere, siendo la principal actividad la minería de tipo auroargentífera (plata y oro) y que es una de las prioridades para la visión de presente y futuro que contempla el plan de desarrollo municipal "TODO POR CALIFORNIA 2020-2023".

De acuerdo a un informe de la corporación para la defensa de la meseta de Bucaramanga (CDMB), se realiza minería de oro, tanto a cielo abierto como mediante la construcción de una red de galerías o túneles subterráneos cuyo trazado depende de la dirección de las vetas. La importancia del oro en la región es ampliamente conocida como el yacimiento más grande de la cordillera oriental, estimándose que comprende un área aproximada de 5000 hectáreas.

Los tipos de explotación minera en la zona son básicamente:

- **Pequeña Minería:** Corresponde a la realizada con un número inferior a 10 trabajadores de manera rudimentaria y con baja capacidad económica, generando un alto impacto ambiental.
- **Mediana Minería:** Estimada entre 10 a 50 trabajadores, donde los propietarios de las concesiones cuentan con maquinaria tecnificada aumentando la efectividad en la extracción de metales y con personal mejor calificado, generando así un menor impacto ambiental que la pequeña minería.
- **Gran Minería:** Hasta la fecha de este documento, la empresa MINESA S.A.S es la única que ha efectuado este tipo de minería en fase de exploración desde hace 5 años aproximadamente. Actualmente se encuentra a espera de inicio de explotación tras surtir su licenciamiento ambiental que está en revisión por parte



de la Autoridad nacional de licencias ambientales (ANLA) y que ha generado muchas polémicas a nivel nacional.

Por otra parte, para avanzar en el cumplimiento de las metas propuestas se están gestionando acciones en la actualidad a través de un canal oficial con el ministerio de minas y energía (MME) y la agencia nacional de minería (ANM), donde se están trabajando en 3 temas estratégicos:

- a.** La pequeña minería
- b.** Instrumentos de planificación Territorial (POMCA Alto Lebrija, EOT, Delimitación del Páramo de Santurbán)
- c.** Visión del desarrollo Territorial.

El municipio de California presenta un contexto histórico bastante amplio en lo que a minería se refiere, por lo que su diagnóstico está sujeto a los siguientes problemas que actualmente se presentan en la comunidad, y que de alguna manera requieren análisis prioritario para el mejoramiento sistemático y gradual del sector minero en la zona:

- Venta de títulos mineros y predios
- Presión Migratoria
- Estigmatización y judicialización de la minería tradicional
- Debilidad de los procesos organizativos de la actividad minera
- La reglamentación de la política minera existente no se ajusta a la realidad del territorio (Este problema requiere de un análisis profundo para llegar a un consenso y posteriormente a la optimización de los procesos ya existentes)
- E desarrollo de la gran minería por empresas multinacionales
- Desarrollo de una política minero-energética nacional que privilegia la gran minería
- La información y consulta de comunidades
- Pérdida de la autonomía territorial, la soberanía y la suplantación del estado por las empresas multinacionales.
- Modelo único para el desarrollo de la pequeña minería ancestral y tradicional, excluyente con la realidad del territorio.
- Los escenarios de dialogo y participación social de los californianos (En este problema es importante que la gobernación de Santander establezca como política pública la creación de estos espacios).

Cabe resaltar que, a principios del mes de septiembre de 2019, la CDMB rindió concepto técnico sobre el uso y aprovechamiento de los recursos naturales del proyecto de soto norte de exploración subterránea de minerales, en el marco de estudio de impacto ambiental presentado por minesa, y determino que no es viable el aprovechamiento y uso de los mismos por dos razones:

- Inconsistencias en la información presentada

- No hay forma de compensar los impactos generados como consecuencia de la extracción de los recursos naturales.

El concepto fue radicado ante la ANLA que es la principal autoridad ambiental a nivel nacional y que el mismo debe ser objeto de estudio para que dentro del proceso de evaluación se determine la viabilidad del proyecto.

2.3.1.1.2. Charta

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal de Charta, en el municipio se realizan actividades relacionadas con explotación minera, sector que efectivamente se vio incluido en el plan de desarrollo municipal 2020-2023. El municipio a pesar de encontrarse cerca de uno de los distritos auríferos más importantes del país en el sector de Vetas-California y poseer eventos geológicos similares, al parecer no cuenta con depósitos auríferos de interés, como muestra un estudio encaminado a la búsqueda de elementos metálicos realizado por ingeominas en el paramos de Santurban, analizando concentrados de batea, muestras de roca y sedimentos finos, estos materiales no mostraron zonas anómalas y no se consideraron como áreas de interés, no obstante según algunos pobladores de la Vereda la Rinconada, se hallan algunas vetas con pequeños contenidos de oro; las posibles mineralizaciones se presentan en rocas granodioríticas de pluton de Paramo Rico.

2.3.1.1.3. Coromoro

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal de Coromoro, en el municipio si se realiza actividad minera de explotación. De acuerdo a la información que consultaron en la plataforma ANNA MINERÍA, de la agencia nacional minera, se tienen en la jurisdicción del municipio 3 títulos mineros vigentes sin relación alguna con minerales preciosos, pero actualmente existen solicitudes de títulos mineros para minerales preciosos. El municipio presenta dos solicitudes de título minero cuyos minerales a extraer son Arenas (de rio), Gravas (de rio), minerales de cobre y sus concentrados, minerales de oro y sus concentrados, minerales de plata y sus concentrados, minerales de platino (incluye platino, paladio, rutenio, rodio, osmio) y sus concentrados, hechas por la asociación de mineros EXPOGOLD COLOMBIA S.A, dando como prioridad a estas solicitudes a los minerales preciosos.

2.3.1.1.4. Florián

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal, en la jurisdicción del municipio de Florián se realizan actividades de explotación y/o exploración minera, se pudo verificar que existen registradas 54 solicitudes mineras para explotación de materiales de construcción, carbón y esmeraldas; de igual manera aparecen 12 títulos mineros vigentes los cuales presentan modalidad de concesión y solo dos de ellos se encuentran en título vigente de ejecución, en este caso el codigo FCC 831 para explotación

de esmeraldas, los demás están caducados. Cabe resaltar que de acuerdo a la información suministrada por la Agencia Nacional Minera, Florian representa el mayor potencial esmeraldero del departamento con una vasta área en solicitudes vigentes y títulos mineros para la explotación de este mineral precioso.

2.3.1.1.5. Lebrija

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal de Lebrija, en el municipio se realizan actividades mineras relacionadas con explotación de oro de hecho y a mediana escala, en las inmediaciones del río Lebrija, siendo el oro y los minerales preciosos un bastión importante en la economía de la zona. Respecto al diagnóstico del Plan de Desarrollo Municipal, únicamente nombran que se establece la meta número 185 del Plan de desarrollo y además plantean realizar programas de inspección, vigilancia y control de la actividad minera. Finalmente, respecto a las bases de datos, en la secretaría de gobierno municipal existen archivos no digitalizados de personas que se dedican a la minería en las veredas el Conchal y Chuspas, datadas del año 2015, razón por la cual es necesario recabar la información para consolidar una base de datos actualizada y fidedigna.

2.3.1.1.6. Surata

En la actualidad si existen actividades mineras en el municipio de Surata las cuales están representadas en su gran mayoría por minería tradicional y minería de subsistencia. Es importante resaltar que la mayoría de actividades mineras se encuentra en la informalidad y/o procesos de formalización ante la agencia nacional de minería, por eso la importancia para la administración municipal en buscar fortalecer y apoyar estos procesos de formalización de la minería tradicional y de subsistencia en el municipio, contando también con la mejor actitud y disposición para recibir distintos actores en el procesos como entes del gobierno nacional y departamental y la gobernación de Santander.

En el municipio de Surata en los últimos años se ha generado un "Boom" que ha puesto la mirada en la provincia de Soto Norte por muchos inversionistas para adelantar proyectos mineros importantes aplicando minería responsable a gran escala, los cuales son generados de ingresos, no solo por regalías e impuestos de industria, comercio de construcción, sino por la mano de obra vinculada a estos proyectos que de alguna u otra manera genera cambios en la calidad de vida de los habitantes y genera empleo. Sin embargo, una de las preocupaciones de la administración municipal, la ciudadanía y algunas organizaciones no gubernamentales, es el Impacto Ambiental generado, su mitigación, intervención de fuentes hidrográficas, población migratoria con sus impactos sociales asociados, instauración de actividades ilícitas generadas por los megaproyectos, etc.

Esta actividad se ha desarrollado se ha desarrollado en el municipio en las veredas de: Monsalve, Marcela, Aguablanca, Tablanca, Palchal y Cartagua, conformados por

minifundios, donde la labor minera representa el renglón más importante de los habitantes, los cuales no han sido visibilizados a pesar de estar cerca de los grandes proyectos mineros que se desarrollan en los municipios aledaños, ocasionado por la falta de vías y la violencia que se presentó en la región; otro factor importante es el hecho que los escasos títulos mineros que se presentan en el área no cuentan con todos los permisos para desarrollar la explotación.

La labor se ha desarrollado de forma interrumpida en sus inicios por problemas de violencia y en la actualidad debido a dificultades para conseguir los insumos para el normal desarrollo de sus actividades, esto es lo que ha hecho que los mineros vean la necesidad de legalizar sus labores, las cuales se encuentran dentro de sus predios.

Es muy importante recalcar que el municipio tiene un área de paramo de Santurbán – Berlín y de parque regional Santurbán, dichas áreas están excluidas de la minería, pero actualmente se viven problemáticas y coyunturas respecto a este tema por la búsqueda de la explotación de los mismos.

Debido a las distintas problemáticas presentadas a lo largo de la historia, el municipio en la actualidad presenta solicitudes vigentes ante la agencia nacional de minería para los otorgamientos de los títulos mineros con el fin de promover la minería legal en la región. En lo que a oro y metales preciosos se refiere, presenta dos solicitudes de legalización, una regida bajo la ley 1382 de 2010 y la otra bajo la ley 685 de 2001. Por otra parte, las propuestas de concesión están caracterizadas por tipo de mineral con un total de 20 solicitudes de las cuales el sector auroargentífero y de metales preciosos destaca con 16, por lo que este tipo de minería se muestra como el bastión fundamental de la minería en la jurisdicción del municipio. A día de hoy el municipio cuenta con un área solicitada ante la agencia nacional de minería de 13251,89 Has y un área titulada de apenas 9260,68 Has de un total de 36300,90 Has que posee todo el municipio, lo cual deja en evidencia que el municipio necesita mucha ayuda gubernamental para generar el desarrollo deseado en el municipio y principalmente en la región de soto norte.

Dentro del Programa “Consolidación productiva del sector minero” correspondiente al plan de desarrollo municipal, que tiene como objetivo orientado el mejorar las condiciones de competitividad de la cadena de producción del sector minero, se presentan las distintas metas que se deben cumplir como resultado del diagnóstico generado a partir de los distintos problemas ya mencionados.

- Apoyar los procesos de formulación minera en el municipio
- Programas de formalización minera para pequeños mineros, mineros artesanales, minería de hecho, minería de subsistencia, barequeros y áreas de reserva especial.
- Censo y registro de las diferentes unidades mineras del municipio a todo nivel (subsistencia, tradicional, pequeña, mediana y gran minería)
- Capacitaciones y/o fortalecimiento enfocados en una minería legal y sostenible aplicando parámetros de seguridad y salud en el trabajo.

- Formular e implementar un programa de cambio de tecnologías que reduzcan y optimicen el uso del agua en la actividad minera.
- Estrategia para sectores mineros en la eliminación del uso de mercurio y buenas prácticas minero ambientales, como proceso de apoyo a los procesos de formalización minera.
- Caracterizar las actividades de responsabilidad social empresarial de titulares mineros.
- Programa de asistencia técnica integral a la comunidad minera incluyendo mineros de subsistencia.
- Realizar actividades de promoción y fortalecimiento a los diferentes grupos de mineros: titulares y solicitantes de pequeños títulos de concesión minera, áreas de reserva especial, mineros tradicionales, minería de hecho y minería de subsistencia.
- Procesos de seguimiento, verificación y control, dentro de nuestras competencias para los procesos de minería de mediana y gran escala.

2.3.1.1.7. *Vetas*

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal de Vetas, en el municipio se desarrollan actividades relacionadas con exploración y explotación minera (específicamente y mayoritariamente oro) desde hace 400 años, siendo esta actividad el principal renglón de desarrollo de la economía del municipio. Por otra parte, de acuerdo a la información registrada por la Agencia Nacional Minera, en la jurisdicción del municipio de Vetas, se extrae todo tipo de minerales preciosos, siendo eje fundamental en la economía de la zona y en todos los alrededores del Rio Surata.

- **Diagnostico**

De acuerdo al plan de desarrollo municipal en su línea estratégica “Desarrollos económico productividad e innovación”, se encuentra el sector “Turismo promoción al desarrollo y empleo”, donde se encuentra la minería, la cual constituye la principal actividad a la que se dedica la población en Vetas. En Vetas se desarrolla la minería a pequeña escala; sin existir conflicto en su explotación y comercialización, cumpliendo con cada uno de los términos de referencia que establece la autoridad ambiental, que para el caso del municipio es la CDMB, lo cual significa que cuentan con los instrumentos ambientales para su explotación (planes de manejo ambiental); así mismo, se presentan algunos casos de minería ilegal.

Según la información compilada por la administración municipal, de un total de 1.132 personas en Vetas, 578 personas (51%) se dedican a la minería, 359 a actividades del hogar (32%), 112 a la actividad agropecuaria (10%), 47 al comercio (4%) y 38 son empleos públicos (3%). En el mismo grupo de personas encuestadas, 44 se dedican al comercio como actividad complementaria.

Respecto a los procesos de beneficio, mediante el convenio de cooperación técnica BGR de Alemania, que se denominó proyecto Rio Surata, se implementó el cambio de tecnología en los procesos mineros y de beneficio del mineral, cuyo objetivo principal era obtener mayor recuperación de oro y plata, mediante metodologías y tecnologías limpias que disminuyeron el uso de elementos químicos que impactaban negativamente al ambiente, principalmente el recurso hídrico. El proyecto Rio Surata logro, la eliminación del uso del mercurio en los procesos de beneficio del oro y disminuyo significativamente el uso del cianuro de sodio, mediante la implementación del proceso de concentración gravimétrica.

Los mineros del municipio, solicitan incluir la adquisición de equipos que contribuyan a implementar los procesos limpios, en los procesos mineros como por ejemplo adquirir Concentradores Nelson, para recuperación de oro fino y aumentar ingresos en las empresas y disminuir aún más el uso de elementos químicos como el cianuro. Así mismo, se gestionan nuevamente convenios de cooperación técnica, para el mejoramiento de las actividades de beneficio del oro, para lograr una minería viable y sostenible económica y ambientalmente.

Como se mencionó anteriormente, de la población del municipio de Vetas el 51% se dedica a la actividad minera, un 32% a actividades del hogar y el 17% restante a otras actividades; este hecho cultural hace que la minería se constituya en un espacio central donde se lleva a cabo el desarrollo de una red de apoyo y solidaridad que facilita la entremezcla de relaciones de parentesco, compadrazgo y amistad entre estas comunidades, que a su vez han venido influyendo significativamente en la organización y recomposición de las diferentes relaciones sociales, familiares, económicas y políticas que se han venido consolidando durante generaciones.

El municipio de Vetas actualmente afronta el desafío más grande del sector en la historia, ya que las restricciones de orden ambiental emanadas por el gobierno nacional pueden restringir esta actividad en su totalidad, atentando directamente con el derecho al trabajo, y la generación de ingresos y por ende no cubrir las necesidades básicas de los hogares, destruyendo la tradición minera del municipio. Con un impacto socioeconómico y cultural sin precedentes.

La población ventana ávida de soluciones para seguir ejecutando las actividades mineras que por más de 4 siglos ha realizado, requiere de un acompañamiento permanente mediante la generación de una política pública minera, generada desde el territorio en pro de la protección de la pequeña y mediana explotación minera involucrando y beneficiando a sus comunidades.



2.3.1.2. *Municipios con Minerales Metálicos*

En Santander se localizan algunas ocurrencias sin ninguna importancia económica pero que están distribuidas en algunos municipios que presentan otro tipo de minerales, como son:

- Área de San Antonio, en el distrito de Vetas-California, se encontró una roca con indicios de alteración hidrotermal y presencia de cobre diseminado, en las cuales se calcularon unas 40.400 toneladas del mineral con tenor de 1.24%, pero estas reservas son insuficientes para considerar el área como un depósito. El yacimiento es de tipo hidrotermal por reemplazamiento diseminado (pórfido cuprífero).
- En Vetas-California y especialmente en las minas de oro de California, el cobre aparece asociado en pequeños filones y muchas veces su asociación toma importancia, aunque no se ha explotado.
- En la región de Vélez (Bolívar), se presentan numerosos sitios con hilos y filonatos de calcopirita que fueron explotados muy rudimentariamente por los campesinos, siguiendo las diaclasas en las rocas calzas, pero no hay un yacimiento formado de importancia. Este mineral puede venir muy asociado con el plomo y el zinc.

También existen pequeños depósitos de manganeso en la Mesa de los Santos, asociados a depósitos lagunares con pirolusita. En el distrito de Vetas-California, se ha explotado la pirolusita en alguna proporción, pero se desconoce el tipo de mineralización y su cantidad. Su explotación es esporádica. Del molibdeno, existen manifestaciones en el pórfido cuprífero de California el cual fue parcialmente evaluado por una firma japonesa. Este mineral no está cuantificado y no se está produciendo en el departamento. En cuanto se refiere al plomo, en Santander existen numerosas mineralizaciones de este metal, el cual en general está asociado a rocas sedimentarias y no a rocas igno-metamórficas; generalmente se encuentra asociado con cobre y zinc, sin embargo, no hay ningún prospecto de encontrar ningún yacimiento importante. Las principales mineralizaciones en formas de calizas cretácicas son: Montenegro en Concepción; quebrada de Cedrillal en Coromoro; vereda San Juan en Guacamayo; San Martín en Aguada; mina Los Locos en Sucre; mina Peñas Blancas en Sabana; La Rata en Sucre; minas El Pulpito, Monte Oscuro y Motua en el municipio de Bolívar. Mineralización en forma de filones dentro de areniscas hay en Las Juntas en los Santos; manifestaciones en arcillositas en Gámbita, Centro y Tres Esquinas en Guavatá; mineralizaciones en rocas metamórficas e intrusivas en Tona, corregimiento de Berlín; río Manco en Umpalá; en California asociado con cobre en las minas de Ánimas y San Antonio, entre otras.

Este mineral, al igual que el zinc, que se presenta asociado con el cobre y con el plomo y por ende en las mismas mineralizaciones, no existen registros de explotaciones ni de estudios de este mineral en el departamento de Santander y su explotación se hace muy esporádicamente



2.3.1.3. Municipios con Minerales No Metálicos

2.3.1.3.1. Aguada

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal de Aguada, en el municipio actualmente se desarrollan actividades de explotación y/o exploración minera de material pétreo, donde tienen vigente en el municipio la solicitud de explotación radicada a la Agencia Nacional de Minería, que abarca casi la totalidad del mismo, incluyendo gran parte del municipio de San Benito a favor de Rubén Darío Ortiz cuyos minerales reportados en el RUCOM son caliza triturada o molida, materiales de construcción y demás concebibles.

2.3.1.3.2. Aratoca

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal de Aratoca, en el municipio actualmente se desarrollan actividades de explotación y/o exploración minera de materiales pétreos.

- **Diagnostico**

En el plan de desarrollo municipal se establece una línea estratégica denominada de corazón por un ambiente sostenible. Esta línea estratégica hace referencia a un ambiente sostenible que tiene relación directa con el aprovechamiento del espacio físico en el cual estamos viviendo y compartiendo; la protección y el aprovechamiento de los recursos naturales, el recurso hídrico, los ecosistemas y la biodiversidad. Por lo tanto se convierte en la principal estrategia para la conservación de la vida, el crecimiento verde, la educación y la atención de cambio climático, generación de nuevas fuentes de energía, el aprovechamiento de los residuos sólidos, así como la atención y la prevención de la gestión de riesgos.

Si bien la minería no es representativa en el municipio de Aratoca, esta se ha desarrollado específicamente mediante la extracción de material de arrastre (piedra y arena), extraído del sector de pescadero sobre el río Chicamocha, actividad que requiere de coordinación y vigilancia por parte de la corporación CAS, en armonía con el municipio para un desarrollo ambiental duradero.

Dentro de esta línea estratégica se encuentra el programa denominado biodiversidad y energía para todos, este programa hace referencia a las acciones que como entidad territorial podemos trabajar con las empresas que realizan explotación minera producto de la explotación del río para extracción del material de arrastre; así mismo compromete lo que hace referencia al desarrollo por energía, como es el alumbrado público.



2.3.1.3.3. Barichara

De acuerdo a información suministrada por la administración municipal de Barichara, en el municipio actualmente si se desarrollan actividades relacionadas con explotación minera, más específicamente con explotación de arcilla, que básicamente se efectúa a cielo abierto utilizando métodos convencionales de los cuales salen productos como el ladrillo la teja, entre otros.

Con respecto al diagnóstico del plan de desarrollo municipal de Barichara, la información suministrada no hace referencia a dicho diagnóstico por lo que no se puede entrar en detalles de cómo el municipio está manejando el tema minero en la actualidad.

2.3.1.3.4. Barrancabermeja

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal de Barrancabermeja, en el municipio se presentan actividades de exploración y explotación minera y de hidrocarburos, siendo estas últimas un referente muy importante en la economía nacional con un aporte significativo en la producción de petróleo y gas del país. Adicionalmente también cuenta con un sector minero productivo que aporta un renglón importante en la economía local pero que no sobresale tanto como el tema de los hidrocarburos, principalmente en la zona del Magdalena Medio.

En el sector minero, según el Plan de Ordenamiento Territorial de Barrancabermeja, 10.076 Ha es el total del área en títulos mineros activos a 2018, es decir el 7.44% del territorio. Es posible afirmar que 74.3% son de materiales de construcción, el 17.17% son concesiones/materiales de construcción, el 5.71% son demás concesiones/arcilla y el 2.85% materiales de construcción/asociados. Vale la pena destacar que el 82.5% se encuentran en concesión, el 14.28% se encuentra en modalidad de autorización temporal y el 2.87 restante posee licencia para explotación.

Sólo el 65% de los títulos mineros de pequeña y mediana minería poseen instrumentos de control ambiental, a esta conclusión llego la Secretaría de Medio Ambiente en el convenio 1290-2015. Respecto a la minería de subsistencia, la cual comprende actividades como extracción y recolección de material de río; barequeo, arcillas, metales y piedras preciosas, y carbón en lugares donde no implica actividad subterránea. Se puede afirmar que hay 249.5 Ha destinadas a la extracción de materiales como gravas, arenas y materiales destinados a la construcción; y 26.17 Ha destinadas a la extracción de arcillas.

- **Diagnostico**

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal del municipio de Barrancabermeja, se puede evidenciar que su diagnóstico base para la formulación del plan de desarrollo municipal, se enfoca y tiene una base muy importante en torno al tema ambiental y de desarrollo sostenible, siendo esta una política pública que busca ser





impartida a gran escala en el municipio debido en gran parte a su denominación como distrito especial, portuario, industrial, turístico y biodiverso.

El Gobierno local es uno de los articuladores y ente transversal en la dinámica del territorio; visto desde un contexto integral donde cada uno de sus actores es fundamental en la transformación y desarrollo del mismo. Comienza a través de los trabajos integrados de las comunidades, la consolidación de los valores que en armonía con la generación del conocimiento, espacios apropiados y estrategias que surjan desde el sentir de las comunidades, se logra reconstruir las bases de la sociedad, apuntando hacia estrategias que la consoliden en el territorio en dinámicas consecuentes con las realidades de la comunidad.

El aprovechamiento y uso sostenible de los recursos naturales del Distrito es el pilar fundamental en la conservación de nuestro entorno; partiendo de que el territorio es visto como un sistema complejo en el cual responde a problemáticas complejas donde están involucrados el medio físico-biológico, la producción, la tecnología, la organización social, y la economía, factores que se caracterizan por la confluencia de múltiples procesos, cuyas interrelaciones constituyen la estructura de un sistema que funciona como un total organizado (García, 2016).

El sector de medio ambiente se constituye en uno de los articuladores principales en el desarrollo de las ciudadanías, fundamentándose en la importancia que tiene para el bienestar de la sociedad, que transversa en la consecución de los objetivos de desarrollo sostenible. Visto desde el contexto fundamental donde lo público une esfuerzos por garantizar un ambiente sano para el pleno goce de sus ciudadanos y donde es de vital importancia el enfoque del reconocimiento de nuestro territorio natural, como parte del ejercicio como seres humanos.

Los elementos constitutivos del sector del medio ambiente están orientados a la búsqueda de alternativas energéticas, limpias y renovables en concordancia con los procesos antrópicos y la relación de la industria con la naturaleza de una manera armónica respetando los recursos naturales y aprovechando eficientemente los servicios eco sistémicos, alineándose así con los ODS, en especial con Agua limpia y saneamiento, Energía, asequible y no contaminante, Industria, innovación e infraestructura, Ciudades y comunidades sostenibles, Acción por el clima y, Vida de ecosistemas terrestres.

De igual forma, las políticas nacionales propenden por proteger y conservar el medio ambiente (Ley 99 de 1993, ley 388 de 1997, entre otras) y el Plan de Desarrollo Nacional, Pacto por Colombia, Pacto por la equidad (2018-2022), pactos transversales, sostenibilidad, tiene como objetivo implementar estrategias e instrumentos económicos para que los sectores productivos sean más sostenibles, innovadores y que reduzcan los impactos ambientales, con un enfoque de economía circular.

A nivel departamental se evidencia una fuerte correlación entre las apuestas de gobierno; destacando los programas y alcances concernientes a la conservación de la biodiversidad y sus servicios ecosistémicos, la gestión del cambio climático, manejo adecuado de residuos sólidos, educación ambiental, mitigación del riesgo de desastres, fortalecimiento del desempeño ambiental de los sectores productivos y fortalecimiento de la gestión y dirección del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible.

La administración municipal se enmarcará en un territorio sostenible que se preocupa por la conservación de los recursos naturales y la adecuada gestión ambiental, que articula al Distrito de cara a los cuerpos de agua, a nuevas alternativas de protección del medio ambiente en el área urbana y rural, la creación del grupo de educación ambiental Municipal GEAM donde se involucre a los actores del territorio, donde se prueba la educación ambiental integral, comunitaria y participativa, monitoreo de la calidad del aire, recuperación y conservación de los ecosistemas de humedales urbanos y rurales y a los retos para la transformación del territorio hacia ciudad sostenible.

2.3.1.3.5. Betulia

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal de Betulia, en el municipio se desarrollan actividades relacionadas con la explotación minera, especialmente lo relacionado a materiales de construcción sobre el Río Sogamoso. El plan de desarrollo municipal "Unidad y Compromiso por Betulia 2020-2023" en su componente programático incluye el programa relacionado con actividades de orientación, control y vigilancia para la minería formalizada.

2.3.1.3.6. Capitanejo

En el municipio de Capitanejo la explotación minera la ejecutan de manera artesanal donde la mayoría de las ocasiones es realizada por campesinos de la región, las zonas donde se realiza la explotación minera especialmente son:

- Vereda de Platanal
- Vereda de Sabavita
- Vereda Sebaruta
- Vereda la playa
- Vereda quebrada de vera

Por otra parte, la administración municipal no hace mención alguna respecto a exploración y explotación de hidrocarburos, por lo que se concluye que no existe esta actividad en esta zona del departamento.

El municipio de capitanejo, tiene un área de reserva especial según el informe de la agencia nacional de minería de 299,79 Has mediante resolución No. 228 de 2017. El municipio tiene 2 títulos mineros vigentes a la fecha del presente documento. En cuanto

a las solicitudes de legalización de minería tradicional dados por la ley 382 de 2010, se tienen 3 solicitudes. En cuanto a los contratos de concesión se encuentran en solicitud 4 vigentes.

En el esquema de ordenamiento territorial la explotación minera está prohibida en las áreas culturales, históricas y de protección del paisaje, áreas de uso forestal, nacimientos y cauces de ríos y quebradas y de uso condicionado en áreas agropecuarias tradicionales, semi-intensiva o semi-mecanizada, zonas de uso agro-forestal y agropecuario. La mayoría de la explotación minera es ilícita, sin cumplir los requerimientos de la CAS.

Para finalizar la administración municipal hace énfasis en realizar controles periódicos a las áreas vulnerables por la minería ilegal, promover propaganda en todos los medios de comunicación locales para dar a conocer a la comunidad esta problemática y así generar denuncias ciudadanas que mejoren la actividad minera del municipio, aliviando desde cierto punto de vista el medio ambiente y el riesgo de las personas que ejercen estas actividades sin los debidos conocimientos técnicos y de seguridad.

Cabe resaltar que la información no es específica a la hora de relacionarla con un diagnóstico hecho por la administración en su plan de desarrollo, pero de igual forma se adjuntó para su conocimiento.

2.3.1.3.7. Charta

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal de Charta, en el municipio se realizan actividades relacionadas con explotación minera, sector que efectivamente se vio incluido en el plan de desarrollo municipal 2020-2023.

El municipio de Charta, cuenta con pocos recursos minerales de interés económico, los materiales potencialmente explotables son de tipo no metálico y dentro de estos, se encuentran calizas, feldespatos, material ornamental, agregados pétreos y en menor proporción barita y fosfatos. Antiguamente el municipio contaba con explotación en un nivel calcáreo de la formación rosa blanca en el sitio denominado la Reforma, el material era utilizado en la producción de cal para uso agrícola.

Actualmente se extrae de manera intermitente y como un recurso local, material para recebo explotado principalmente de los niveles de liditas de la formación la luna en diferentes puntos donde aflora esta unidad (cerca al casco urbano por la vía que conduce a Bucaramanga) y el material de arrastre más fino de los Ríos Charta y Surata que es utilizado en construcción. Así mismo funciona INGESAN, empresa que posee título minero para material de arrastre.

Se tiene conocimiento de la presencia de barita, rellenando fracturas y brechas en una roca cuarzo monzonítica en la Vereda la Ovejera, que fue explotada hace varios años a cielo abierto y de forma rudimentaria. Al parecer fue abandonada por falta de recursos y

vías. Las arcillas fueron empleadas años atrás para la elaboración de ladrillos, baldosas y tejas, utilizadas por los propios habitantes de la región, extrayéndolas principalmente de los niveles arcillosos de las formaciones cretáceas; igualmente los pobladores aprovecharon algunos niveles fosfóricos de la formación la luna extrayendo el material para abandono de sus tierras.

Otero y Angarita, 1975; reportan una mineralización de manganeso de color pardo rojizo en lentes o capas de poca continuidad con espesores de 50 centímetros, dentro de rocas muy alteradas del neis de Bucaramanga, en el sector noreste por la vía a Vetas, actualmente no se explota.

La mina de caliza del municipio de Charta, inicio trabajos en 1985, actualmente está legalizada y cumple con su licenciamiento ambiental. Tiene una producción de cal viva de 10 Ton/semana, la cual es vendida en Bucaramanga para abonos, donde el precio por tonelada alcanza un valor de \$45.000. Hoy día brinda trabajo a entre 6-7 obreros, que realizan una explotación rudimentaria a pico y pala, y una transformación del material por incineración en un horno al carbón.

La mina de feldespatos perteneciente a las familias rojas, está localizada al noreste del municipio en la parte alta de la vereda El Centro, en límites con el municipio de Silos, inicio labores de explotación aproximadamente hace 10 años y se encuentra legalmente registrada. Actualmente tiene una producción de 50 Ton/mes, a un precio en boca de mina de \$30.000 por tonelada, la cual es llevada a la ciudad de Cúcuta, para proveer en parte la industria de Cerámica Italiana. El método de explotación es rudimentario, emplean explosivos para el arranque y extraen el material a pica y pala, cinco personas se ocupan de la explotación. Se puede decir que esta mina es de subsistencia, ya que la dificultad para la extracción y poca continuidad de los depósitos no permite un producción mayor ni tecnificada.

La mina de Barita actualmente abandonada, podría ser eventualmente reactivada según interés del propietario de los terrenos, sin embargo, la carencia de vías de acceso, la falta de mercado y el poco conocimiento que se tiene del depósito, resultan ser inconvenientes que pueden retrasar el desarrollo de este proyecto minero de pequeña escala.

El material de arrastre del río, puede ser eventualmente explotado para la industria de la construcción y como agregados pétreos, se recomienda hacer un estudio de mercadeo regional para verificar la potencialidad económica del depósito. Actualmente el municipio tiene ocho títulos mineros vigentes y en ejecución, donde predominan como se señaló anteriormente los materiales de construcción.



2.3.1.3.8. Chipatá

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal, el municipio desarrolla únicamente actividades mineras de explotación de carbón Térmico sin ninguna información de relevancia adicional.

2.3.1.3.9. Cimitarra

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal de Cimitarra que a su vez cita una información previa suministrada en el año 2017 por la agencia nacional minera, donde hace alusión a que en el municipio tiene solicitudes mineras, pero no hacen referencia a títulos mineros vigentes, se puede concluir que en el municipio si se realizan actividades mineras, pero sin especificaciones de la existencia actual de títulos mineros. Dentro de las actividades mineras se infiere que manejan los minerales como carbón, minerales no metálicos y materiales de construcción.

De acuerdo a información reportada por la agencia nacional minera, el 100% del municipio presenta área susceptible para el desarrollo de proyectos mineros. Razón por la cual se le sugirió a la administración municipal hacer énfasis en esta área en la actualización que se hiciese del esquema de ordenamiento territorial. Considerando que la minería es una posibilidad importante para el desarrollo del municipio.

2.3.1.3.10. Coromoro

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal de Coromoro, en el municipio si se realiza actividad minera de explotación. De acuerdo a la información que consultaron en la plataforma ANNA MINERÍA, de la agencia nacional minera, se tienen en la jurisdicción del municipio 3 títulos mineros vigentes donde se explotan, arenas arcillosas, arenas feldespáticas, arenas industriales, arenas y gravas silíceas, gravas y recebo. Únicamente se nombran tres mineros sin dato alguno adicional, los mineros son: Ardila Valderrama Rafael Antonio, Rodríguez Albino Arnulfo y Sarmiento Monsalve Carlos.

Por otra parte, el municipio presenta dos solicitudes de título minero cuyos minerales a extraer son Arenas (de río), Gravas (de río), minerales de cobre y sus concentrados, minerales de oro y sus concentrados, minerales de plata y sus concentrados, minerales de platino (incluye platino, paladio, rutenio, rodio, osmio) y sus concentrados, hechas por la asociación de mineros EXPOGOLD COLOMBIA S.A.

2.3.1.3.11. Curití

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal, se puede apreciar que efectivamente a partir de un mapa (Noviembre 2006) que existe minería en el municipio pero sin especificación alguna, únicamente se puede apreciar que para la época existían 23 títulos mineros en la jurisdicción del municipio. Por otra parte de acuerdo

a la información suministrada por la Agencia Nacional Minera, los títulos mineros que se presentan en el municipio corresponden a Caliza, Marmol, Materiales Calcareos y Arcilla.

2.3.1.3.12. El Carmen de Chucuri

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal del municipio de El Carmen de Chucuri, en el municipio se realizan actividades mineras relacionadas con el Carbón.

El municipio de el Carmen de Chucuri cuenta con una gran extensión de su territorio destinado a la minería, según el documento “Programa de aprovechamiento Sostenible de Minerales (PASM), a marzo de 2009” se tenían adjudicados 27 títulos mineros para carbón; además se puede mostrar un área importante destinada a este tipo de actividad económica, teniendo en cuenta la significancia ambiental de este tipo de explotación, donde los impactos negativos al medio ambiente son generalizados en todo el ecosistema (suelo, agua, aire, fauna y flora). De igual manera, se requiere por parte de las autoridades ambientales competentes la exigencia del cumplimiento a cabalidad de todas las determinantes ambientales para su operación, donde se realice una explotación armónica con el medio ambiente y se compense el daño ambiental y social por parte de las compañías con las licencias de explotación.

2.3.1.3.13. Enciso

En el municipio de enciso se desarrolla actividades mineras de explotación y exploración, las cuales están autorizadas por la agencia nacional de minería, por medio de la resolución No. 205 del 22 de marzo de 2013, resolución No. 136 del 16 de junio de 2017, resolución No. 229 del 19 de octubre de 2019.

En el plan de desarrollo municipal “Enciso vive un camino mejor, productivo y sostenible” en el sector de servicios públicos diferentes a acueducto, alcantarillado y aseo, dentro de la meta MP-211 establecen brindar apoyo 100% al sector minero legal del municipio, pero no dan más especificaciones. Por otra parte, de acuerdo a la información suministrada por la agencia nacional minera, los títulos vigentes que actualmente se encuentran en la jurisdicción del municipio, corresponden a materiales de construcción.

2.3.1.3.14. Florián

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal, en la jurisdicción del municipio de Florián se realizan actividades de explotación y/o exploración minera, se pudo verificar que existen registradas 54 solicitudes mineras para explotación de materiales de construcción, carbón y esmeraldas; de igual manera aparecen 12 títulos mineros vigentes los cuales presentan modalidad de concesión y solo dos de ellos se encuentran en título vigente de ejecución en este caso principalmente con el código de expediente CFG 101 para explotación de carbón, los demás están caducados.



2.3.1.3.15. Guadalupe

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal, en la jurisdicción del municipio de Guadalupe en las orillas del río Suárez, se desarrollan actividades relacionadas con explotación minera donde no especifican que clase de materiales son extraídos y que cuentan con los respectivos permisos de ley para ejecutar dichas actividades.

La administración realizó la consulta oficial de los títulos mineros y de todo lo relacionado con minería para el municipio con la agencia nacional de minería a través de radicado No 20181000281852 solicitando los títulos mineros vigentes correspondientes al límite territorial del municipio. En respuesta la agencia nacional de minería a través del radicado No. 20182200284111 en el cual se da respuesta que en el municipio a fecha 01 de marzo de 2018 se encontraban 4 títulos mineros y 8 solicitudes mineras vigentes, sin embargo al consultar información en el catastro minero colombiano (CMC) a fecha de 13 de agosto de 2018 se encuentra que se tienen 2 títulos mineros y 9 solicitudes vigentes, pero no se especifica el tipo de minería de dichos títulos, ni qué clase de asociaciones las trabaja y bajo qué modalidad. Se puede inferir que el mineral que se trabaja en la jurisdicción del municipio son los materiales de construcción, ya que la única empresa registrada por la administración corresponde a una constructora.

2.3.1.3.16. Girón

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal, en la jurisdicción del municipio de Girón se desarrollan actividades relacionadas con explotación y exploración minera, donde no se especifica qué clase de materiales son extraídos actualmente. Por otra parte la administración municipal alude que solicitaron información a la agencia nacional minera respecto a los títulos mineros que se encuentran en el municipio, tipo de mineral, coordenadas y todo lo relacionado a la actividad minera, sin recibir respuesta alguna. Por otra parte, de acuerdo a la información registrada y suministrada por la Agencia Nacional Minera, los títulos mineros que se tienen en la jurisdicción del municipio corresponden a materiales de construcción, arcillas, feldespatos y algo de carbón (en pequeña cantidad y aun en exploración).

2.3.1.3.17. La Belleza

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal de la Belleza, en la jurisdicción del municipio se presentan actividades relacionadas a la exploración y explotación minera, más específicamente materiales de construcción, piedra caliza y sus derivados, con un título minero otorgado en el año 2012 a la asociación Tecno-Constructores LTDA por la agencia nacional de minería ANM, donde esta entidad hizo entrega de los estudios geológicos mineros a dicha asociación el único título minero que tiene el municipio corresponde a una autorización temporal con código de expediente NFC-10421 cuyo estado se encuentra vigente y en ejecución.

Dentro de la formulación del plan de Desarrollo La Belleza, incluyente y productiva, dentro del eje estratégico, superación de la pobreza con compromiso con el medio ambiente, se encuentra ubicada la actividad minera que se desarrolla dentro de la jurisdicción del municipio con el fin de enfocarla como una de las actividades primordiales para generar ingresos económicos en sus habitantes y activar la economía del municipio, haciendo al municipio más incluyente y productivo.

2.3.1.3.18. Landázuri

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal de Landázuri, en el municipio se realizan actividades de exploración y explotación minera, más específicamente relacionadas con el Carbón. La administración municipal planea iniciar con el proceso de construcción de un diagnóstico del sector minero que contenga una relación de los títulos mineros que se encuentran en la jurisdicción, el tipo de minería que se desarrolla, estudio de las posibles afectaciones hídricas, ambientales, económicas y sociales que se puedan causar por la explotación minera, entre otros ítems, que los lleven a generar una política pública. Por otra parte, de acuerdo a la información que han venido recopilando en el municipio en el transcurso del año y teniendo en cuenta el proceso de empalme donde no se reportó información, únicamente se encontraron dos empresas que actualmente se encuentran ubicadas en el municipio, Empresa Minera Los Toños identificada con NIT. 900.085.723-6 y C.I Inversiones Martínez Leroy LTDA con NIT. 860.079.270-0.

2.3.1.3.19. Lebrija

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal de Lebrija, en el municipio se realizan actividades mineras relacionadas con explotación de roca fosfórica, piedra caliza y materiales de construcción, en mayor proporción comparada por ejemplo con los minerales preciosos que también están presentes en la jurisdicción del municipio.

Respecto al diagnóstico del Plan de Desarrollo Municipal, únicamente nombran que se establece la meta número 185 del Plan de desarrollo y además plantean realizar programas de inspección, vigilancia y control de la actividad minera. Finalmente, respecto a las bases de datos, en la secretaria de gobierno municipal existen archivos no digitalizados de personas que se dedican a la minería en las veredas el Conchal y Chuspas, datadas del año 2015, razón por la cual es necesario recabar la información para consolidar una base de datos actualizada y fidedigna.

2.3.1.3.20. Los Santos

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal de los santos, en el municipio se presentan actividades relacionadas a explotación o exploración minera y de hidrocarburos, la zona minera del municipio de los santos, se encuentra ubicada al

norte de la vereda la loma, en donde se extraen minerales de los yacimientos de yeso, poliolita y cal. Las áreas susceptibles de actividades mineras son de 8842,61 Has, y hace referencia a las actividades mineras de materiales de construcción, agregados, la explotación de hidrocarburos, carbón y otros minerales; al igual que actividades conexas tales como centros de coquización.

Respecto al diagnóstico necesario para el plan de desarrollo municipal, para el municipio de los santos se encuentran áreas potenciales para la explotación de diferentes minerales principalmente yeso, calizas, barita y caolinita, ubicados en los alrededores del sitio llamado las juntas al occidente de municipio donde se localizan la mayoría de las minas de yeso reportadas en Santander. Las calizas ocupan importantes sectores, se presenta principalmente en las formaciones basales del cretáceo en las zonas de Rosablanca y Tablazo; y cerca de la confluencia de los ríos Suarez y Chicamocha se localizan manifestaciones de barita. Este uso ocupa un área de 8560,07 Has.

La explotación en las diferentes áreas está condicionada y está sujeta a las exigencias de la autoridad ambiental en lo de su competencia y demás entidades pertinentes. Las explotaciones mineras deben conservar un área mínima de aislamiento de 200 m de las vías, las escuelas, casas, rondas de los ríos, cascos urbanos, nacimientos de fuentes hídricas, humedales y fuentes de agua, áreas de valor arqueológico y paleontológico.

La minería sobresale como actividad de gran importancia económica, generadoras de riqueza y empleo, respecto a la explotación minera el esquema de ordenamiento territorial reporta que de las 8842 Has de suelo minero, 4720,5 Has se encuentran en áreas ambientalmente sensibles. Actualmente para su aprovechamiento y explotación no se tienen implementados sistemas técnicos sostenibles de extracción minera que minimicen los impactos ambientales generados, ni regulaciones y restricciones que impidan la degradación de estas áreas, tampoco el municipio ha implementado planes para la recuperación ambiental de las áreas degradadas. No obstante, todas las explotaciones mineras cuentan con vías que llevan hasta la boca de la mina, pero también una de las limitaciones para la explotación minera es el mantenimiento permanente que deben tener estas vías para conservarlas en buen estado.

2.3.1.3.21. Mogotes

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal de Mogotes, en el municipio se realizan actividades de exploración y/o explotación minera, a través del acuerdo No 012 del 18 de mayo de 2020 por medio del cual se adopta el plan de desarrollo, "MOGOTANOS DE LA MANO POR EL CAMBIO 2020-2023", se contempló la referencia diagnóstica de la existencia de minería y minería de subsistencia especialmente en la explotación de material de río. En el municipio de Mogotes existen cuatro concesiones mineras, una a nombre de AREMOS y tres a nombre de Edison Carreño Fernández. Por otra parte, en Mogotes existen aproximadamente 100 mineros de subsistencia, de los cuales 46 está formalizados. Consecuente a esta información, la



Agencia Nacional Minera registra la presencia de explotación de materiales de construcción en las inmediaciones de la jurisdicción del municipio.

2.3.1.3.22. Molagavita

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal de Molagavita, en el municipio si se realizan actividades mineras, pero no se especificaron puntualmente, la minería que se realiza en la zona es minería artesanal y de pequeña escala. Por otra parte de acuerdo a la información registrada en la Agencia Nacional Minera, en la jurisdicción del municipio se registra presencia de actividad minera de tipo carbonífera con un título minero vigente.

2.3.1.3.23. Ocamonte

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal de Ocamonte, en el municipio de acuerdo a la información consultada y que se encuentra en la plataforma ANNA MINERÍA si se desarrollan actividades de explotación y/o exploración minera.

El municipio de Ocamonte posee un área de 7.520,95 hectáreas, de las cuales se encuentran tituladas solamente 55,32 y solicitadas 60,64, de acuerdo al reporte más reciente de la agencia nacional minera. El potencial minero se puede observar en la siguiente tabla:

Tabla 26. Potencial Minero Municipio de Ocamonte

Elementos Generales	Elementos Principales	Área (Ha) Superposición en el municipio	% de superposición en el municipio
Materiales de Construcción	Gravas, Calizas, Arenas, Arcillas, Industriales, Triturados	5.390,79	71,68
Materiales de la industria del Acero	Fe - Hierro	2.957,30	39,32
Metales Especiales	Bi - Bismuto	791,46	10,523

Fuente: Alcaldía Municipal de Ocamonte

De las 55,32 hectáreas tituladas que posee el municipio, 32,12 corresponden a 6 títulos mineros de concesión L-685 y las restantes 23,20 hectáreas corresponden a 1 título minero de licencia de explotación. Toda la minería que se realiza en la actualidad, corresponde a materiales de construcción, donde los 7 títulos mineros están vigentes para explotación.



2.3.1.3.24. Paramo

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal, en el municipio del Páramo si existe actividad minera de explotación de arena, conglomerado y materiales de construcción conforme al reporte del catastro minero colombiano (CMC). Por otra parte, no se especifica un diagnóstico previo a la formulación del plan de desarrollo municipal, únicamente hace referencia que en el municipio del páramo existen un total de 4 títulos mineros que están manejados por la misma empresa, las actividades primarias como agrícolas, pecuarias, forestales, conservación y/o protección y minería, representan un 62,7%, las secundarias como industria y agroindustria, representan un 12,7%; y las terciarias en las que se encuentra el comercio y servicios, representan un 24,6%.

2.3.1.3.25. Piedecuesta

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal, en la jurisdicción del municipio de Piedecuesta se realizan actividades de exploración y explotación minera distribuida de acuerdo al último informe del catastro minero en 24 títulos mineros vigentes, correspondiente a materiales de construcción, arenas y gravas silíceas, depósitos de fluorita y granito.

Por otra parte, en la página 155 del plan de desarrollo municipal, en el sector "Firme por la minería y la energía", en el municipio de Piedecuesta la principal producción de minerales se basa materiales de construcción (gravas y arenas) y se encuentran depósitos de fluorita, en la cual se tienen 24 títulos mineros vigentes de los cuales la gran mayoría pertenecen este tipo de mineral.

Dentro de los 24 títulos vigentes se tiene 1 licencia para exploración, 1 autorización temporal, 4 para explotación y 18 concesiones, así mismo estos títulos se presentan los títulos mineros vigentes a la fecha con la relación del programa de trabajo y obras - PTO, según el catastro minero de Colombia. En minería tradicional solo se registra la inscripción de 1 minero de subsistencia en el SI minero para Piedecuesta. Se desconoce la existencia de un censo de personas naturales o asociaciones sin título minero inscrito en el registro minero nacional, en yacimientos minerales de propiedad del municipio (Estado) y que, por las características socioeconómicas de estas y de la ubicación del yacimiento, constituyen para dichas comunidades la principal fuente de manutención y generación de ingresos, además de considerarse una fuente de abastecimiento regional de los minerales extraídos. En lo que compete a la oficina de medio ambiente y gestión del riesgo, adelantara un proceso de identificación, verificación, seguimiento y control de la minería de subsistencia, acompañado de acciones de sensibilización, promoción, interacción y participación ciudadana articulado con las demás instituciones que correspondan, y así tomar las medidas y acciones necesarias, para la conservación y protección del ambiente, el conocimiento y la reducción del riesgo, con el propósito explícito de contribuir a la seguridad, el bienestar y la calidad de vida de las personas.

Así mismo en el plan de desarrollo municipal, adoptado por el acuerdo municipal No. 002 de 2020, se establece el programa Desarrollo ambiental sostenible del sector minero energético, con metas para el seguimiento, control y desarrollo en las áreas de explotación minera, el cual se puede consultar en la página Web de la alcaldía de Piedecuesta.

2.3.1.3.26. Rionegro

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal de Rionegro, se puede inferir que, si hay minería debido a la base de datos de mineros facilitada, pero sin más detalles específicos. Por otra parte, de acuerdo a la información registrada en la Agencia Nacional Minera, en la jurisdicción del municipio se presenta la explotación de los siguientes minerales: Materiales pétreos, Materiales de construcción, Asfalto y Asfaltitas, carbón y carbón coquizable.

2.3.1.3.27. Sabana de Torres

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal de Sabana de torres, se puede inferir por las bases de datos suministradas de empresas mineras y mineros, que en el municipio se realizan actividades de explotación y/o exploración minera, pero sin especificar puntualmente que tipo de minería y que minerales se extraen. Por otra parte, de acuerdo a la información registrada en la Agencia Nacional Minera, en el municipio se presenta extracción de materiales de construcción y arenas silíceas.

2.3.1.3.28. San Miguel

En el municipio de San Miguel y en la jurisdicción de este si se presenta actividades de tipo minero, específicamente todo lo relacionado explotación y/o exploración de Carbón, aunque no especifican puntualmente que tipo de minería se hace respecto al carbón.

En el plan de desarrollo municipal se estableció el sector "minas y energía", bajo la línea estrategia emprendimiento y empleo digno para todos del sector de minas y energía, en el cual figura el "Programa 19" que hace referencia al desarrollo ambiental sostenible del sector minero-energético, cuyo objetivo radica en disminuir los impactos ambientales como consecuencia de las actividades minero-energéticas y el uso de combustibles fósiles como en este caso sería el carbón. Cabe resaltar que ninguna de las bocaminas que se encuentran en el municipio cuenta con título minero o resolución minera expedida por la agencia nacional de minería, por tal motivo se puede concluir que las actividades en este municipio se hacen de manera ilegal pero que ya tienen solicitudes mineras vigentes y están en proceso de legalización.

2.3.1.3.29. San Vicente de Chucuri

En el municipio de San Vicente de Chucuri se presentan actividades de exploración y explotación minera y de hidrocarburos, siendo estas de vital importancia para el sector



minero-energético del departamento de Santander, generando empleo y ayudando al sustento de las economías familiares del municipio, por lo que es indispensable prestar atención a esta zona del departamento rica en combustibles fósiles y minerales útiles para el fortalecimiento de la economía y la consolidación del departamento como fuerza económica nacional. De acuerdo a la información registrada en la Agencia Nacional Minera, en San Vicente de Chucuri se presenta explotación de materiales de construcción, arcillas, carbón y carbón coquizable.

La explotación de minerales en el municipio de San Vicente de Chucuri principalmente proviene de la explotación de minas y canteras lo que representa un 19,93% de las actividades económicas del municipio, convirtiéndose en un renglón importante de la economía local y regional. De acuerdo a la información recopilada para el plan de desarrollo municipal, en el municipio existen 38 títulos mineros, de los cuales están distribuidos así:

- Contrato de Concesión (D 2655): 2 títulos mineros
- Contrato de Concesión (I 685): 21 títulos mineros
- Contrato de explotación (Autorizaciones temporales): 15 títulos mineros

Durante el periodo 2010-2015 la dinámica de las solicitudes de explotación minera evidencio un crecimiento significativo, esto debido en gran medida a los pocos requisitos para solicitud de las licencias ambientales y el cumplimiento de requisitos para adelantar este tipo de actividades.

Con un total de 163 solicitudes durante el periodo 2015-2019 la actividad minera reconocida por las autoridades viene disminuyendo, esto puede deberse al endurecimiento de los requisitos fundados en la normatividad ambiental o que los interesados en esta actividad productiva se cambien a la informalidad para evadir seguimientos, impuestos y regulaciones entre otras.

En el municipio se lleva a cabo procesos de control y vigilancia de minería extractiva en los ríos en lo concerniente al material de arrastre como arena y grava, por lo cual, desde la administración municipal y la secretaria de agricultura y medio ambiente, se prestó asistencia técnica y capacitación a las personas sobre los requisitos legales de la regulación minera con el apoyo del ministerio de minas y energía y la corporación autónoma regional de Santander, siguiendo el procedimiento para el registro e inscripción de mineros de subsistencia para los municipios de los cuales se le asigna funciones en la gestión minera a través del RUCOM en la plataforma sistema de gestión integral minero (SIMinero), además de lo dispuesto en el plan nacional de desarrollo 2018-2022 pacto por Colombia, en su artículo 327 de la ley 1599 de 2019.

La explotación de minerales representa grandes conflictos por la minería no formalizada en el rio chucuri, por lo cual la administración municipal hace constantes acciones de



vigilancia y control en conjunto con la policía nacional para controlar el transporte y el volumen de extracción del material de arrastre.

2.3.1.3.30. Socorro

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal de Socorro, en la jurisdicción del municipio si se realizan actividades de exploración y/o explotación minera. De acuerdo a lo informado, en el municipio se encuentra la empresa AGRESAN S.A.S. en funcionamiento para la extracción de material de construcción de un yacimiento localizado en la vereda Caraota Puente Baraya, esta empresa suministro la documentación del sitio y se evidencio que se encuentra debidamente legalizada en su actividad, mediante resolución No 0003631 a nombre de la señora Griselda Hernández Rozo la cual solicito licencia para la explotación de material de construcción del yacimiento localizado en el confluente Rio Fonce con el Rio Suarez, en jurisdicción municipal del Palmar, Cabrera y Socorro del departamento de Santander. De igual forma la empresa Nacional Minera LTDA, tiene un contrato de concesión para la explotación de materiales de construcción celebrado entre la empresa Nacional Minera LTDA – Minercol LTDA y Griselda Esther Hernández Rozo.

2.3.1.3.31. Tona

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal de Tona, el municipio si presenta actividades de explotación minera, donde solo se realiza la explotación de material de arrastre, especialmente arenas y rocas adyacentes al cauce y a orillas de la corriente del rio, que es utilizado en la misma zona en las tareas de construcción. No se evidencio información más puntual y concreta respecto a la minería en el municipio.

2.3.1.3.32. Valle del San José

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal, en el municipio del valle del San José, no se desarrollan actividades relacionadas con la explotación o exploración minera o de hidrocarburos, aluden que solamente existe una concepción minera con CORVIAS y EMCOVIAS S.A.S, donde no dan más especificaciones al respecto. Por otra parte según la información suministrada por la Agencia Nacional Minera, en el municipio se presenta extracción de arena y materiales de construcción.

2.3.1.3.33. Villanueva

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal de Villanueva, actualmente en el municipio se desarrollan actividades relacionadas con explotación minera de Yeso, arcilla y materiales de construcción, con respecto al tema de minería de oro, metales preciosos e hidrocarburos, no se presenta en la jurisdicción del municipio.

El proyecto de minería se encuentra dentro del diagnóstico de la línea Estratégica No. 2 “UNA VILLANUEVA EQUITATIVA Y CON DESARROLLO ECONÓMICO NOS UNE”, pero no se encontró especificación de esta línea estratégica. En el numeral del Sector de minería, se encuentran todos los títulos vigentes que hay en la jurisdicción del municipio, títulos que especifican cada actividad minera cuya explotación representa un renglón muy importante en la economía del municipio, pero no se especifica cada actividad dentro de un diagnóstico más específico.

Cabe Resaltar que en el municipio existe la extracción de minerales “piedra para la talla”, la cual no se encuentra reglamentada por la corporación autónoma regional de Santander (CAS), ni se ha realizado la solicitud de explotación ante el ministerio de minas y energía (MME).

2.3.1.4. Municipios sin mineral especificado

2.3.1.4.1. Pinchote

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal de Pinchote, el municipio no presenta vocación minera histórica, adicionalmente mencionan dos empresas que actualmente se encuentran en la jurisdicción, pero no se especifica si existen títulos mineros vigentes o solicitudes ante la agencia nacional de minería, por lo que se puede concluir que la información es insuficiente y se queda a espera de actualización o recopilación futura de información.

Por otra parte, no se especifica concretamente en tema de minería un diagnóstico previo concerniente al plan de desarrollo municipal, por lo que la información es insuficiente y se queda a la espera de una recopilación con una nueva recepción de información.

2.3.2. Bases de Datos

Dentro de la recopilación de la información, para dar un diagnóstico acertivo y veraz en aras del mejoramiento de la industria minera santandereana, se hace necesario la recolección de los datos de los actores principales de la actividad minera del departamento. Por tal razón a continuación, se presentan los municipios que suministraron, recopilaron o registraron información previa, y que fue suministrada al gobierno departamental, con respecto a las empresas y/o asociaciones mineras, y los mineros que trabajan y ejercen funciones en las jurisdicciones de cada municipio de Santander.



2.3.2.1. Aratoca

2.3.2.1.1. Empresas o Asociaciones Mineras

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal se presentan asociaciones o empresas que cuentan actualmente con títulos mineros en la jurisdicción del municipio de Aratoca, las cuales son las siguientes:

Tabla 27. Base de Datos de Empresas o Asociaciones Mineras de Aratoca

No	Nombre	Representante Legal	dirección	Ciudad	Teléfono de contacto
1	Sánchez Construcciones LTDA	Héctor Sánchez Rueda	Km 49 San gil-Bucaramanga	Aratoca	6551087
2	Transvesa S.A.S.	Gerardo Alberto Ortiz Ariza	Km 5 anillo vial Floridablanca	Aratoca	6917128
3	BSV Beton S.A.S.	Camilo Andrés Mantilla Dueñez	Km 5 anillo vial Floridablanca	Aratoca	6917123
4	OLH S.A.S.	Gerardo Alberto Ortiz Ariza	Cll 45 No 29-07 piso 2	Bogotá	3187172609
5	Prevesa S.A.S.	Luis Alejandro Dulcey Villamizar	Km 5 anillo vial Floridablanca	Bucaramanga	6383824
6	Areneros Los Pinos LTDA	Ángel Miguel Niño Prieto	Km 51 San gil-Bucaramanga	Aratoca	6526525

Fuente: Alcaldía Municipal de Aratoca

2.3.2.2. Barichara

2.3.2.2.1. Empresas o Asociaciones Mineras

De acuerdo a información suministrada por la administración, en el municipio de Barichara existen dos asociaciones mineras establecidas:

- Asociación de Artesanos y Alfareros de la vereda el guayabal ASOGUAYABAL, empresa que informalmente trabajaban el barro en Barichara, elaborando tejas y ladrillos.
- Arcillas de Santander ARCISAN, empresa que se dedica principalmente al comercio al por mayor de materiales de construcción, artículos de ferretería, pinturas, productos de vidrio, equipo y materiales de fontanería y calefacción.

2.3.2.2.2. Mineros del Municipio

La alcaldía de Barichara especifica que base de datos como tal de mineros no existe, la única información que tienen actualmente hace referencia al número de personas que trabajan en cada empresa minera del municipio:

- ASOQUAYABAL: Cuenta con 50 socios y 250 personas que dependen de este trabajo.
- ARCISAN: Cuenta con dos socios y aproximadamente 300 personas que dependen de este trabajo.

2.3.2.3. Betulia

2.3.2.3.1. Empresas o Asociaciones Mineras

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal se presentan asociaciones o empresas que cuentan actualmente con títulos mineros en la jurisdicción del municipio de Betulia, las cuales son las siguientes:

Tabla 28. Base de Datos Empresas o Asociaciones Mineras

No	Nombre	Cedula o Nit	Teléfono	Dirección	Tipo de Mineral
1	ESGAMO INGENIEROS CONSTRUCTORES S.A.S.	8000196542	(7)6375707	CENTRO EMPRESARIAL EL BUENO KM 4 VIA GIRON	DEMÁS_CONCESIBLES\MATERIALES DE CONSTRUCCION
2	SOCIEDAD AGRECONSA LTDA	9001172567	(7)6430828	carrera 35a # 52-25 Bucaramanga	MATERIALES DE CONSTRUCCION
3	HEBER BORIS CORDOVEZ VARGAS	19259923	No Especifica	No Especifica	CARBON\ DEMÁS_CONCESIBLES
4	ASFALTAMOS & CIA S.A.S.	9000113917	3185481088-5329682	calle 72 N° 24-80, Barranca Bermeja, Santander.	MATERIALES DE CONSTRUCCION
5	ARCENIO GELVEZ GARCIA	91234329	(1)6115448-3163749219	AV 89 N° 19-20 Torre 3 apto 502 Diamante II Bucaramanga	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN\ DEMÁS_CONCESIBLES\ CARBÓN COQUIZABLE O METALURGICO
6	WORLD OF THE THINGS S.A.	8300675247			
7	DANNY ALIRIO VILLAMIZAR MENESES	91527895			
8	PIEDRA NORTE S.A.S.	9003367076			
9	LUIS ALFREDO MUÑOZ	9650608	6474731	carrera 33 # 51-37 oficina 203	DEMÁS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
10	MANUEL FERNANDO CARRASCAL SOLANO	91476430			
11	LIGIA CONSUELO SAENZ ARDILA	37557097			
12	WILSON SAENZ VALENCIA	3352073			
13	GRUPO ICT II SAS	9003298899	(1)6202626	CARRERA 15 110 45 PI 5, BOGOTA	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN

No	Nombre	Cedula o Nit	Teléfono	Dirección	Tipo de Mineral
14	GERMAN SERRANO GÓMEZ	5670560	No Especifica	No Especifica	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN

Fuente: Alcaldía Municipal de Betulia

2.3.2.4. California

2.3.2.4.1. Empresas o Asociaciones Mineras

En California existen organizaciones de mineros que requieren apoyo en sus procesos de legalización fortalecimiento social y empresarial, asistencia técnica y financiera, y acompañamiento al cumplimiento de las buenas prácticas ecológicas y técnicas. Dichas organizaciones son las siguientes:

- **Cooperativa de Mineros de California (COOMINCA)**

Se conformó el 04 de diciembre del año 2019 inicialmente con 80 miembros, número que ha crecido con el tiempo y que para la fecha del presente documento cuenta con 160 asociados. La cooperativa tiene como objeto fundamental la extracción de oro, plata y polimetálicos, donde actualmente cuentan con una estructura organizativa con sus órganos de dirección y control, pero sin títulos mineros en la zona y sin formalización legal como tal. De igual forma están avanzando en la consolidación de su plan estratégico y en su proceso de capacitación asociativa que les permita fortalecer su modelo socio-empresarial y de formalización bajo los parámetros de la ley minera.

- **Asociación de Mineros de California (ASOMICAL)**

Se conformó en el año 1997 e inscrita a cámara de comercio en el año 1998, cuenta con 12 títulos mineros con aproximadamente unos 40 propietarios. La asociación inicialmente tenía como objeto la compra de explosivos ante el departamento de control y comercio de armas y explosivos (DCCA), pero actualmente tiene problemas de organización y esta inactiva donde únicamente funciona cuando se tramitaban los explosivos. Actualmente buscan el apoyo de la administración municipal y departamental para sobrellevar las problemáticas y fortalecer la propuesta que permita mantener la tradición minera favoreciendo los procesos de exploración, explotación y aprovechamiento adecuado de los yacimientos que subyacen en sus predios.

- **Asociación de Mineros Artesanales de Angostura (ARTEMINEROS CALIFORNIA)**

Se conformó en el año 2016 jurídica y legalmente, posee un título minero de área de reserva especial bajo la resolución No. 146/2018, cuenta con un número aproximado de entre 30 y 40 personas y 7 personas figuran en la resolución del otorgamiento del ARES No. 146/2018, figuran con un objeto de explotación minera en pequeña y mediana escala. En la actualidad poseen problemas como la falta de personal calificado y apto para las



labores mineras, falta de licencia para el tema de explosivos y la legalización formal como tal.

- **ASOPROMISOTO**

Son mineros que han realizado su actividad en tierra propia durante casi dos décadas, sin embargo, no cuentan con licencia minera; agrupa a un conjunto aproximado de 63 familias. Han tramitado procesos de formalización, pero aún no ha sido resuelto.

- **CALIMINEROS**

Agrupa aproximadamente a 160 mineros tradicionales reportados por el representante legal; en los últimos años se han venido organizando, con el apoyo de la empresa Minesa, quien pretende aportarles un terreno o ceder un área para la explotación independiente, bajo su Título, y para ello vienen acogidos a un proyecto de "Coexistencia minera" que ha propuesto esta empresa industrial.

- **Sociedad Minera de Santander S.A.S. (MINESA)**

Quien se encuentra agenciando el proyecto minero Auroargentífero Soto Norte, que viene adelantando un proceso de exploración desde el año 2015, y actualmente, está en proceso de solicitud de licencia ambiental ante la ANLA, con un diseño técnico de minería subterránea.

2.3.2.4.2. Mineros del Municipio

En torno a las bases de datos de los trabajadores, la alcaldía se encuentra haciendo la gestión en compañía del ministerio de minas y energía y la asociación nacional de minería, para la capacitación de las plataformas ANNAMINERIA y GENESIS, que permita actualizar y registrar las bases de datos de los mineros de califonia.

2.3.2.5. Capitanejo

2.3.2.5.1. Empresas o Asociaciones Mineras

En el municipio de Capitanejo existen únicamente dos asociaciones las cuales respectivamente tienen divididos los dos únicos títulos mineros existentes en el municipio, las cuales son las siguientes:

- **Asociación Comunitaria de Mineros del Carbón de Capitanejo (ASOCAPI)**

No se recibió información puntual con respecto a esta asociación de trabajadores, únicamente la base de datos de la asociación que será presentada en el siguiente ítem.

- **José del Carmen Suarez Silva**



No se recibió más información por parte de la administración municipal de capitanejo por lo que se puede concluir que es un único dueño el del título minero restante.

Tabla 29. Base de Datos Asociaciones o Empresas mineras del municipio de Capitanejo (Santander)

No.	Nombre	Cedula o Nit	Teléfono	Actividad Minera
1	Asociación de mineros tradicionales de capitanejo (Asocapi)	9005099241	Sin información	Carbón Térmico
	Chaparro Cely Edgar	7.223.769	3124438242	N/A
	Coronado Toscano Eliecer	79.747.270	3112667294	N/A
	Garza Carreño Gonzalo	13.829.184	3102276306	N/A
	Garza Carreño Milton	5.626.744	313250033	N/A
	Mendivelso Isodoro	79.105.514	3103054575	N/A
	Triana Suarez Ramiro	560688	3133714029	N/A
2	GR Goal Resources S.A.S.	9004574672	Sin información	Antracitas / Carbón Coquizable o Metalúrgico / Carbón Térmico
3	Operadora Minera el Diamante S.A.S.	9009445268	Sin información	Carbón Coquizable o Metalúrgico
4	Pavimentar S.A.	8000400146	Sin información	Arenas, Gravas Naturales y silíceas

Fuente: Alcaldía Municipal de Capitanejo

2.3.2.5.2. *Mineros del Municipio*

La administración municipal de Capitanejo presenta un registro de mineros con sus respectivos datos y de otras empresas y algunas asociaciones ya mencionadas anteriormente, pero no sustenta si la base de datos corresponde a la totalidad de los mineros que trabajan en el municipio. De igual modo esta base de datos queda sujeta a modificaciones con el tiempo debido a distintos factores que pudieran alterarla. A continuación, se presentan los datos suministrados:

Tabla 30. Base de Datos Mineros Municipio de Capitanejo (Santander)

Numero	Nombre	Cedula	Actividad Minera
1	Castañeda Manrique Luis Javier	13.520.416	Carbón coquizable o metalúrgico
2	Castro Gómez Daniel Arlett	4.246.015	Carbón Térmico
3	Castro Gómez Luis Eduardo	80.900.817	Carbón Térmico
4	Chaparro Cely Edgar	7.223.769	Arenas, Gravas Naturales y silíceas / Materiales de Construcción

Numero	Nombre	Cedula	Actividad Minera
5	Correa Araque Alcibiades	7.223.064	Antracitas / Carbón Coquizable / Carbón Térmico
6	Espitia lozano María Inés	51.645.042	Carbón Térmico
7	Gutiérrez García Alma Rosa	60.327.954	Carbón coquizable o metalúrgico
8	Lizarazo Medina Luis Alfonso	4.061.161	Materiales de Construcción
9	Manrique López Álvaro	5.607.290	Antracitas / Carbón Coquizable / Carbón Térmico
10	Moreno Salinas Rosa Inés	41.624.645	Carbón Térmico
11	Nieto Sanabria Cesar	1.096.946.213	Arenas, Gravas Naturales y silíceas / Materiales de Construcción
12	Niño Ricaurte Wilson Henry	9.528.051	Antracitas / Carbón Coquizable o metalúrgico / Carbón Térmico / Carbón mineral triturado o molido
13	Ortegón Ruiz Inocencio	5.816.014	Arenas, gravas naturales y silíceas / Recebo (MIG) / Yeso
14	Porras Pescador Mónica Yasmin	46.380.051	Antracitas / Carbón Coquizable o metalúrgico / Carbón Térmico / Carbón mineral triturado o molido
15	Ramírez Angarita Uriel	6.612.282	Materiales de Construcción / Yeso (MIG)
16	Ruiz Guerrero Saul	13.173.162	Carbón coquizable o metalúrgico
17	Saboya De Castiblanco Elsa	21.056.020	Carbón coquizable o metalúrgico
18	Sandoval Aya Luis Arturo	79.262.596	Yeso (MIG)
19	Suarez Silva José del Carmen	17.306.346	Carbón / Yeso
20	Toncon Mendivelso Jairo Ernesto	19.478.484	Carbón coquizable o / Carbón Térmico
21	Vargas Rojas Hernán	4.250.904	Carbón Mineral Triturado o Molido

Fuente: Alcaldía Municipal de Capitanejo

2.3.2.6. Chipatá

2.3.2.6.1. Empresas o Asociaciones Mineras

En el municipio de Chipatá de acuerdo a la información suministrada por la administración municipal trabaja una sola empresa con un título minero vigente la cual está representada por Javier Enrique Ortega Eljach y Carmen Alicia Eljach de Arcila, pero no especifica el



nombre de la empresa. Cabe resaltar que de acuerdo a la información tampoco resaltan asociaciones de mineros formales e informales.

2.3.2.7. Cimitarra

2.3.2.7.1. Empresas o Asociaciones Mineras

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal, en el municipio de cimitarra se tiene el registro de 3 empresas que actualmente operan en la jurisdicción del municipio, las cuales son:

Tabla 31. Base de Datos Empresas o Asociaciones Mineras de Cimitarra

No	Nombre	Cedula o Nit	Dirección	Celular	Correo Electrónico
1	EMT DRILLING AND EXPLORATION S.A.S.	No Especifica	Calle 12A No 3D-18 UBATE	No Especifica	ineraeldiamante@hotmail.com
2	DARIO QUIROGA TRASLAVIÑA	No Especifica	Km 17 via Cimitarra-Puerto Araujo	3153665780	No Especifica
3	MICHEL DE VASTO	11'324.341	No Especifica	3213338512	micheldelvasto@yahoo.es

Fuente: Alcaldía Municipal de Cimitarra

2.3.2.7.2. Mineros del Municipio

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal, en el municipio existe una base de datos pequeña donde únicamente se tienen los nombres y los números de identificación de los mineros, pero no se tienen otros datos más relevantes e importantes para efectos de este documento. De igual modo a continuación se refiere la base de datos que facilitó la alcaldía:

Tabla 32. Base de Datos Mineros Municipio de Cimitarra

No	Nombre	Cedula
1	Ariza Rodríguez Jefferson	1005362306
2	Avila Gamboa Omar	91494729
3	Barrera Elkin Darío	91136280
4	Caro Ruiz José Ángel	91135861
5	Díaz Molina Rufino	8188594
6	Duarte Ruiz Jhon Humberto	91136525
7	Escalante Huber de Jesús	91135484
8	Galeano Vargas Freddy	1031121709



No	Nombre	Cedula
9	Hernández Jiménez Jhon Fernando	91131246
10	Londoño Barrera Diego Mauricio	1099546693
11	López Peñalosa Fabio Nelson	91135870
12	Lorenzana Ruiz Luis Carlos	91132585
13	Miranda Flórez Elkin	91136314
14	Mogollon Murcia Víctor Rider	71194132
15	Navarro Coronado Jorge Eliecer	1099262842
16	Pardo Nelson	91131381
17	Pedraza Ovalle Jesús Antonio	1099550292
18	Pérez Jacinto Miguel Ángel	1099550234
19	Pineda Páez Arlon Smith	1099549817
20	Rugeles Norberto	91135618
21	Santafé López Jesús Danilo	91130339
22	Santamaria Galeano Efraín	91130322
23	Sierra Quintero Constain	71194132
24	Torres Martínez Omar	91136903

Fuente: Alcaldía Municipal de Cimitarra

2.3.2.8. Floridablanca

2.3.2.8.1. Mineros del Municipio

A continuación, se presenta la base de datos actual de los mineros del municipio Floridablanca suministrada por la administración municipal:

Tabla 33. Base de Datos Mineros Municipio de Floridablanca

Numero	Nombre	Cedula	Teléfono	Actividad Minera	Mineral
1	Acuña Silva Kelly Johana	1'095.820.047	3124931477	Arrastre y Extracción	Arenas y Gravas
2	Álvarez Barrera Javier	1'095.803.996	6373996	Arrastre y Extracción	Arenas y Gravas
3	Álvarez Carlos Saul	5'638.147	3105857442	Arrastre y Extracción	Arenas y Gravas
4	Amaya Cardoso Omar	91'243.529	3165821019	Arrastre	Arenas y Gravas
5	Amaya Edgar	91'041.900	3108122952	Arrastre	Arenas y Gravas
6	Ardila Flominio	2'155.296	3223429690	Arrastre	Arenas y Gravas
7	Ayala Arenas Carlos	5'704.414	3156841512	Arrastre y Extracción	Arenas y Gravas

Numero	Nombre	Cedula	Teléfono	Actividad Minera	Mineral
8	Calderón Cordero Alcira	28'335.584	3158331159	Arrastre y Extracción	Arenas y Gravas
9	Calderón José de Jesús	13'844.062	3005574472	Arrastre	Arenas y Gravas
10	Castellanos Oscar Jesús	13'923.570	3125963907	Extracción	Arenas y Gravas
11	Cepeda Mateus Abelardo	17'529.092	3178204419	Arrastre y Extracción	Arenas y Gravas
12	Chanaga Luis Alfredo	91'152.585	3204471479	Arrastre	Arenas y Gravas
13	Correa Badillo Richard Jesús	13'277.154	3138630031	Arrastre y Extracción	Arenas y Gravas
14	Correa López Alexander	13'199.072	3165873078	Arrastre y Extracción	Arenas
15	Duarte Robinson	91'161.788	3154345824	Arrastre y Extracción	Arenas y Gravas
16	Dueñez Jesús María	13'924.366	3005994302	Arrastre y Extracción	Arenas y Gravas
17	Fontecha Álvaro	91'360.663	3125741494	Arrastre y Extracción	Arenas y Gravas
18	Gil Flórez Gonzalo	13'895.191	3214162894	Arrastre	Arenas y Gravas
19	Gutiérrez Isidro	91'152.843	3136012725	Arrastre y Extracción	Arenas y Gravas
20	Hernández Flórez Rogelio	91'479.049	3185754156	Arrastre	Arenas y Gravas
21	Hurtado Hugo	5'677.147	3154661073	Arrastre y Extracción	Arenas y Gravas
22	Joyas Lorenzo	12'455.784	3107683497	Arrastre y Extracción	Arenas y Gravas
23	León Andelfo	91'295.441	3158442273	Arrastre y Extracción	Arenas y Gravas
24	Londoño Martha Janeth	37'713.060	3154456446	No especifica	Arenas y Gravas
25	López Arguello Cesar	5'724.508	3144038522	Arrastre	Arenas y Gravas
26	Mantilla Pinto Álvaro	91'288.028	3158426273	Arrastre y Extracción	Arenas y Gravas
27	Medina José Antonio	18'917.287	313247194	Arrastre	Arenas y Gravas
28	Mercado Cote Bladimir	1'095.810.643	3008477197	Arrastre y Extracción	Arenas y Gravas
29	Ortiz Jairo	91'220.174	3135676216	Arrastre y Extracción	Arenas y Gravas
30	Ortiz Palomino Luis Alberto	91'150.626	314612301	Arrastre y Extracción	Arenas y Gravas

Numero	Nombre	Cedula	Teléfono	Actividad Minera	Mineral
31	Palomino Palomino Henry	91'153.277	6395596	Arrastre y Extracción	Arenas y Gravas
32	Pardo Casilda	28'477.117	3132474194	Arrastre	Arenas y Gravas
33	Pardo Efraín	12'458.220	3177349273	Arrastre	Arenas y Gravas
34	Quintero Beltrán Josías	8'829.529	3123316027	Arrastre	Arenas y Gravas
35	Rondón Uribe Arnulfo	13'536.048	3188439477	Arrastre y Extracción	Arenas y Gravas
36	Rueda Elías	13'849.894	3203618389	Arrastre y Extracción	Arenas
37	Rueda Tarazona Víctor Manuel	91'519.400	3045372670	Arrastre y Extracción	Arenas
38	Ruiz Rodríguez Avelino	No especifica	3154345824	Arrastre y Extracción	Arenas y Gravas
39	Salazar Correa Luis José	91'150.564	3154456446	Arrastre	Arenas y Gravas
40	Salazar Gerson David	1'095.825.819	3229515291	Arrastre y Extracción	Arenas y Gravas
41	Salazar Londoño Brayan Stiven	1'095.830.596	3154456446	Arrastre	Arenas y Gravas
42	Salazar Londoño Piterzon José	1'234.338.473	3157667221	Arrastre y Extracción	Arenas y Gravas
43	Sánchez Rojas Alberto	5'637.938	3219568890	Arrastre	Arenas y Gravas
44	Sánchez Rojas Raúl	5'637.940	No especifica	Arrastre y Extracción	Arenas y Gravas
45	Silva María Denis	63'479.824	3143247434	Arrastre y Extracción	Arenas y Gravas
46	Suarez William Alonso	13'761.256	No especifica	Arrastre y Extracción	Arenas y Gravas
47	Suescun Salgar Humberto	13'835.889	No especifica	Arrastre	Arenas y Gravas
48	Trigos Quintero Wilson	1'005.064.004	3188207201	Arrastre y Extracción	Arenas y Gravas
49	Vaquero Vargas John Jaime	1'274.010	3204930498	Arrastre y Extracción	Arenas y Gravas

Fuente: Alcaldía Municipal de Floridablanca



2.3.2.9. Girón

2.3.2.9.1. Empresas o asociaciones mineras

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal de Girón, se tiene registro de las empresas o asociaciones mineras que actualmente están desempeñando labores en la jurisdicción del municipio y son las siguientes:

Tabla 34. Base de Datos Mineros de Empresas o Asociaciones mineras de Girón

No	Nombre	Dirección	Teléfono	Correo Electrónico
1	Asociación Campesina de Areneros Palogordo	Portal de Santillana Manzana 7 casa 8, Piedecuesta	3158661286	asociacionarenerosdepalogordo@hotmail.com
2	Asociación campesina de Areneros Mina la Esperanza	Cra 13 No 8-23 Barrio Hacienda la Meseta, Girón	3228358520	minerosacme@yahoo.com
3	Castellanos Rodríguez Freddy Alfonso	Carrera 34 No 37-07 barrio el prado Bucaramanga	3166266753	freddy7421@gmail.com emeldariogo@hotmail.com
4	Cemex Colombia S.A.	Cll 95 No 11-51 Oficina 404, Bogotá DC	6160890	carolinaperez@martinezcordoba.com
5	Cesar Augusto Duarte Garzón	Km 4 Via Piedecuesta- Floridablanca Vereda Mensuli Oficina de Ingeniería S.A.S.	6914077	cesar.duarte@cesarduarte.com.co
6	Duran y García LTDA	Cra 16 No 22-44	6338892	ladrilleraergo@hotmail.com
7	Fonseca Peñaloza Jorge	Cra 12 no 200-105 Anillo Vial Vía a Girón, Conjunto Mediterrane	3176367979	tejas.ladrillos@gmail.com
8	García Isabel	Cll 38 No 28-02 Casa 35 Castilla la nueva, Girón	3108068948	cristinagarpi@hotmail.com
9	Grupo Industrial Minero S.A.S. (GRIM S.A.S.)	Cra 25 No 88-53 Local M3 Bloque Minerva 15 Conjunto residencial Neptuno	3044095233	linocoronel@hotmail.com
10	Hernández Rey Gustavo	Cll 50 No 26-85 Apto 1001 Edificio portal del parque, Bucaramanga	3202367874	luzmarinadulcey@hotmail.com
11	I.T.C. Ingeniería,	Caso 8 Mirador Oriente Ruitoque	6783109	jorgeluis.leon70@gmail.com

No	Nombre	Dirección	Teléfono	Correo Electrónico
	Transporte y Construcción LTDA	Condominio, Floridablanca		
12	Infercal S.A.	Cra 13 No 97-76 Oficina 202, Bogotá DC	3153229354 - 3162335988	infercalbucaramanga@gmail.com
13	Ingobar S.A.	Balcones de Ruitoque Torre 3 Apto 504, Floridablanca	3214522187	caqr2008@hotmail.com
14	Inversiones Rugo LTDA	Cll 51 No 31-19	6574551	inversionesrugo@gmail.com
15	Jurado Rosalba, Carreño José, Aceros Luis, Gallo José, Díaz Marcos, Gómez Edilson, Barbosa María	Cll 10 no 5 occ 22 etapa 6 manzana F, Barrio Villas de San Ignacio, Bucaramanga	3153602181	barbosavillamizar@hotmail.com
16	Ladrillera Bautista Cáceres LTDA	Cll 105 No 5-06 Malpaso 1 Km 6 vía al porvenir	6372813 - 6378865	ladrillerabautistacaceres@gmail.com
17	Ladrillos y Tubos LTDA	Cll 51 No 31-19	6340705	ladritubos@hotmail.com
18	Mejía Abello Mauricio	Circunvalar 35 No 72-98 Urbanización Serrezuela 1, Bucaramanga		ingenieriaminerasostenible@gmail.com
19	Olarte Rodolfo	cra 21 No A Bis No 112 - 08 Viveros de Provenza	3154111764	dicarola08@hotmail.com
20	Pinto Flórez Luz Mary	Cll 25 No 12-89 Ciudad Valencia, Floridablanca	3222179113	
21	Sáenz Bueno Claudia Patricia	Cra 34 No No 29a-18 casa 43, conjunto residencial el refugio, Barrancabermeja	3132107790	cpsb@hotmail.es
22	Sáenz Wilson, Sáenz José, Ardila Alirio, Muñoz Luis, Sáenz Ligia, Carrascal Manuel	Cra 33 No 51-38 Cabecera del Llano	6474713	agregados_lapayoa@hotmail.com

No	Nombre	Dirección	Teléfono	Correo Electrónico
23	Sociedad Agreconsa LTDA	Cra 35 No 52-25	6437200	contabilidad2@agreconsa.com
24	Sociedad HV para el desarrollo minero civil y ambiental de Colombia S.A.S.	Cra 4 No 3-34 El Carmen de Chucuri	3208992981	dario20047@hotmail.com
25	Vesga Solano Luis Álvaro	Cra 25 No 32-38 Barrio Antonia Santos, Bucaramanga	3175517663	ing.oscarduran@gmail.com

Fuente: Alcaldía Municipal de Girón

2.3.2.9.2. *Mineros del municipio*

De acuerdo a la información suministrada por la administración municipal de Girón, se tiene un registro de los mineros que actualmente desempeñan labores en el municipio, pero no se especifica si los datos corresponden a la totalidad de los trabajadores, el registro actualizado es el siguiente:

Tabla 35. Mineros del Municipio de Girón

No.	Nombre	Cedula de Ciudadanía
1	Aguilar Suarez Andelfo	91179584
2	Álvarez Morantes Daniel Ferney	1095936564
3	Arturo Gómez Carlos	91461458
4	Buenahora Silva Rafael	5666537
5	Cadena Ramírez Faustino	13831197
6	Cárdenas Lizarazo José Darío	91468776
7	Cardozo Contreras Saúl	5726536
8	Castellanos Valbuena Otoniel	91474848
9	Cataño Acevedo Liliana Patricia	63507467
10	Díaz Sepúlveda José de Jesús	91176575
11	Esteban González Luis Alberto	91542514
12	Estévez Acevedo Dumar	91347347
13	Estévez Acevedo Giovanni	91344227
14	Estévez Acevedo Marlene	63440733
15	Flórez Cruz Jaime	1095907747
16	Flórez Cruz Jhon Alexander	91183100
17	Flórez Pérez Alirio	91464125
18	García Sandoval Gilberto	91183340
19	García Sandoval Samuel	91178214
20	García Vargas José Luis	91046556
21	Gómez Javier	5727391
22	Gómez Pinzón Hermes	91179510



No.	Nombre	Cedula de Ciudadanía
23	Hernández Zambrano Tobías	91463408
24	León Aníbal	5722958
25	Lizarazo Onofre	1098719950
26	Mantilla Albarracín Olito	91461381
27	Martínez Cárdenas Oscar Oswaldo	1100892079
28	Martínez Juan Francisco	5706615
29	Monsalve Torres Gabriel	5725239
30	Morantes Daniel	2112498
31	Orellan Núñez Carlos Sedulfo	91117147
32	Ortiz Grimaldos Jesús María	91180154
33	Pedraza Martínez Javier	91462275
34	Pinto Hernández Gabriel de Jesús	91461431
35	Pinto Hernández Henry Manuel	91465670
36	Quintero Eduardo	13820241
37	Ramírez Cabello Gloria	63324897
38	Río Mendoza Ciro Alberto	1098625390
39	Ríos León José Francisco	91461261
40	Rivero Mantilla Carlos Humberto	91462254
41	Roa Duarte Ramón	13802755
42	Rodríguez Villegas Edison	91468780
43	Romero Rojas Eliecer	91463129
44	Rueda Correa Rafael	1100588139
45	Rueda Duarte Pablo Antonio	91464140
46	Ruiz García Juan Carlos	91180749
47	Ruiz García Rodrigo	91176394
48	Ruiz Solano Edwin Alejandro	1095947932
49	Samaca Noel	5619643
50	Sánchez Mantilla Daniel	91468551
51	Sánchez Mantilla Wilson	91465848
52	Sánchez Pinilla Aurelio	5721385
53	Solano Jiménez David	91180062
54	Torres Rueda Rubiel Antonio	91180602
55	Uribe Martínez Jorge	91180440
56	Valencia Fernández Gustavo	5721759

Fuente: Alcaldía de Girón

2.3.2.10. Guadalupe

2.3.2.10.1. Empresas y Asociaciones Mineras

La administración manifiesta que únicamente hay una empresa llamada Compañía Minera y Constructora de Colombia ROCO S.A.S establecida en el municipio de Guadalupe y que en teoría debería ser la que trabaja los títulos mineros previamente mencionados pero que en la información suministrada no se especifica.



2.3.2.11. La Belleza

2.3.2.11.1. Empresas o Asociaciones Mineras

De acuerdo a la información suministrada por el municipio, se tiene únicamente la asociación dueña del título minero mencionado anteriormente, la cual recibe por nombre ASOCIACIÓN TECNO-CONSTRUCTORES LTDA, que opera en el municipio La Belleza en la extracción de materiales de construcción, piedra caliza y sus derivados.

2.3.2.11.2. Mineros del Municipio

La administración municipal de la belleza presenta la siguiente base de datos de los mineros que se encuentran actualmente en la jurisdicción del municipio, donde únicamente referencian el nombre completo y la cedula o identificación correspondiente.

Tabla 36. Base de Datos Mineros Municipio La Belleza

No.	Nombre	Cedula
1	Marín Rodríguez Carlos Arturo	91'300.561
2	Marín Rodríguez Gerardo	456.554
3	Marín Santamaria Luz Maritza	63'370.292
4	Mateus Peña Albeiro José	5'665.382
5	Mateus Téllez Marco tulio	5'771.199
6	Medina Franco Albeiro	91'300.676
7	Moreno Quitian Héctor Alfonso	91'450.047
8	Quiroga Vargas Jhon Jairo	5'772.288
9	Suaterna Peña Belisario	91'300.651
10	Tellez Burgos Miltonn Antonio	91'300.126

Fuente: Alcaldía Municipal de La Belleza

2.3.2.12. Los Santos

2.3.2.12.1. Empresas o Asociaciones Mineras

Respecto a la información suministrada por la administración del municipio de los santos, existen asociaciones de mineros de la cuales no especifican muchas características, dentro de las cuales tenemos:

- Serrano Hermanos LTDA, nit 890209152, teléfono 6479556, correo electrónico pserrano@yesoscalizas.com
- Yesos Prada, nit 890200251-1, teléfono 6471598, correo electrónico hervin.prada@yesosprada.com
- Consorcio Rey Miranda Henry Blanco Perez, nit 900954890-7, teléfono 3165357612, correo electrónico reymirandaycia@hotmail.com



2.3.2.13. Molagavita

2.3.2.13.1. Empresas o Asociaciones Mineras

De acuerdo a los datos suministrados por la administración municipal, Molagavita cuenta actualmente con solicitudes de formalización minera en trámite ante la agencia nacional de minería. De igual manera presenta dos asociaciones conformadas por gente oriunda del municipio que durante mucho tiempo han ejecutado labores de minería para su sustento, siendo este trabajo la única fuente de ingreso para este sector del municipio. Las asociaciones son las siguientes:

Tabla 37. Base de Datos de Empresas o Asociaciones Mineras de Molagavita

Nombre	Celular	Correo electrónico	Contacto en la Asociación
Asociación de carboneros de Molagavita	3235763929 3112583753	jpadillanio840@hotmail.com	Luis Alberto Barrera
Asociación Comunitaria de Mineros del Carbón de Molagavita	3144449815 3102571656 3133458352	pedro.nino8310@gmail.com	Federico Niño Arguello

Fuente: Alcaldía Municipal de Molagavita

Cabe resaltar que estas dos asociaciones se encuentran interesadas en poder formalizar sus labores para trabajar de mejor manera en pro del municipio y ayudar a la gestión del gobierno departamental.

2.3.2.14. Paramo

2.3.2.14.1. Empresas o Asociaciones Mineras

En el municipio actualmente se encuentra ejecutando sus operaciones la empresa que figura como entidad comercial CORVIAS Y EMCOVIAS S.A.S con nit 804003247-2 la cual es la única empresa que posee los títulos mineros de la jurisdicción del municipio.

2.3.2.15. Pinchote

2.3.2.15.1. Empresas o Asociaciones Mineras

En el municipio de Pinchote se encuentran dos empresas relacionadas en actividades mineras las siguientes empresas:

- Emprecal S.A.S, NIT 804002739-1, cuyo representante legal es el señor Andrés Rivero García identificado con cedula de ciudadanía No. 37.889.641, el teléfono de contacto de la empresa 7245459 y el correo electrónico minapedregal@emprecal.com
- Inversiones piedra del Sol S.A, NIT 900225722-0, cuyo representante legal es la señora Gilma Lucia Parra Barajas identificada con cedula de ciudadanía 37'889.641, el teléfono de contacto de la empresa 3208541687 y el correo electrónico es minapinchote@hotmail.com

Cabe resaltar que no se especifica si las empresas actualmente están operando algún tipo de mina en la jurisdicción del municipio de Pinchote.

2.3.2.16. Rionegro

2.3.2.16.1. Mineros del Municipio

De acuerdo a la base de datos suministrada por la administración municipal, estos son los mineros que se encuentran ejecutando labores de minería en la jurisdicción del municipio de Rionegro:

Tabla 38. Base de Datos Mineros Municipio de Rionegro

No	Nombre	Cedula	Tipo de Actividad
1	Adonis Sotelo José	13828632	Minería de subsistencia
2	Alfonso Mayorga Alfredo	91464531	Minería de subsistencia
3	Arenas Pava Juan Carlos	1100894335	Minería de subsistencia
4	Arenas Pava Luis Ernesto	1100888607	Minería de subsistencia
5	Avendaño Mantilla Pedro	91461016	Minería de subsistencia
6	Avendaño Orduz Guillermo	91206635	Minería de subsistencia
7	Cárdenas Maldonado Anibal	13563535	Minería de subsistencia
8	Cárdenas Solon Jharbin Duban	1100891613	Minería de subsistencia
9	Carrascal Jaimés Jairo	1100892044	Minería de subsistencia
10	Carrascal Velásquez Pedro Elias	88175336	Minería de subsistencia
11	Castellanos López Orlando	5671657	Minería de subsistencia
12	Castro Pedro	5726554	Minería de subsistencia
13	Correa Burgos Inocencio	5720654	Minería de subsistencia
14	Espinosa Plata Luis	13352976	Minería de subsistencia
15	Flórez Orduz Hernando	91461260	Minería de subsistencia
16	Flórez Pérez José Salomon	91465581	Minería de subsistencia
17	Gómez Gelves Luis Alberto	91266240	Minería de subsistencia
18	Manrique Hernández Miguel	91465343	Minería de subsistencia
19	Mantilla Rincón Juan Carlos	1100888774	Minería de subsistencia
20	Martínez Acuña Norberto	91218687	Minería de subsistencia
21	Martínez Cárdenas Norberto	1095911595	Minería de subsistencia
22	Martínez Nova Gilberto	13643160	Minería de subsistencia
23	Murcia Villalba Anselmo	91463673	Minería de subsistencia



No	Nombre	Cedula	Tipo de Actividad
24	Olarte Álvarez José del Carmen	13643860	Minería de subsistencia
25	Pava Castro Yolanda	28335343	Minería de subsistencia
26	Pérez Guarín Carlos Andrés	91468533	Minería de subsistencia
27	Pérez Guarín Geovany	1095797242	Minería de subsistencia
28	Pinzón José del Carmen	5723121	Minería de subsistencia
29	Rincón Oscar Mauricio	91465258	Minería de subsistencia
30	Rueda Calderón Guillermo	5722933	Minería de subsistencia
31	Salón Mantilla Nelson	91463945	Minería de subsistencia
32	Sanabria Solano Rubén Mauricio	91467305	Minería de subsistencia
33	Vargas Gualdron Gladys	28352614	Minería de subsistencia
34	Vera Ramos Juan de Dios	5726333	Minería de subsistencia

Fuente: Alcaldía Municipal de Rionegro

2.3.2.17. Sabana de Torres

2.3.2.17.1. Empresas o Asociaciones Mineras

En el municipio de Sabana de Torres se cuenta actualmente con las siguientes empresas o asociaciones mineras, que trabajan en la jurisdicción del territorio que comprende al municipio:

Tabla 39. Base de Datos Empresas o Asociaciones mineras de Sabana de Torres

No	Nombre	Contacto	Teléfono de contacto
1	ASOPRIL	Raquel	3188170972
2	AMINARPAL	Juan	3156444784
3	ASOPESCANUEVA	Eugenio Jurado	3173794156 3104777267
4	ASOCIACION DE PESCADORES Y MINEROS DEL RIO LEBRIJA	Luis Alberto Porras	3177481372-3185689539
5	ASOCIACION DE GRAVILLEROS	Chucho Motta	3157695372
6	AGREGADOS LEON	Robinson Leon	3103009186
7	ARGOS - TITULO MINERO VEREDA AGUA BONITA	Argos	

Fuente:

2.3.2.17.2. Mineros del Municipio

En el municipio de Sabana de Torres se cuenta actualmente con los siguientes mineros que trabajan en la jurisdicción del territorio que comprende al municipio:

Tabla 40. Base de Datos Mineros Municipio de Sabana de Torres

No	Nombre	Cedula
1	Gustavo Moreno	2,148,321



No	Nombre	Cedula
2	Wilson Murillo Quiroga	2,148,365
3	Gabriel Sepulveda	2,158,724
4	Felix Ardila	2,164,098
5	Andelfo Contreras Gelves	4,399,042
6	Jose Pascual Becerra Gelvez	5,430,488
7	Nolberto Acevedo	5,563,889
8	Rosaura Montañez Pimiento	5,564,631
9	Humberto Estupiñan	5,567,281
10	Saturnino Villar Reyes	5,718,335
11	Luis Hernando Jimenez Adarme	5,724,046
12	Jose Humberto Perez Rada	8,829,004
13	Miguel Blanco Hernandez	91,000,571
14	Rafael Antonio Romero Ramirez	12,402,256
15	Manuel Buitrago Herrera	12,458,669
16	Nelson Enrique Fandiño Cortes	13,761,587
17	Gabriel Gomez Guerrero	13,810,155
18	Alfonso Galvan Arenilla	19,767,904
19	Marlene Nuñez Sanchez	28,336,485
20	Mariela Castellanos Arias	28,357,637
21	Luz Stella Pabon Jaimes	37,667,753
22	Sandra Milena Carvajal Iguavita	37,722,623
23	Maria Eugenia Marin Baron	37,749,620
24	Elvira Raquel Barragan Barrera	37,875,888
25	Rosalbina Velasquez Rios	37,876,826
26	Maria Estrella Velandia	37,877,314
27	Rubiela Florez Valencia	37,878,162
28	Ludy Mejia Caballero	37,878,732
29	Raquel Pimiento Duarte	63,321,339
30	Clara Ines Roman Miranda	63,500,165
31	Cesar Augusto Serrano Garcia	77,130,736
32	Arturo Zuluaga Rio	77,131,114
33	Juan De Dios Navarro Martinez	84,457,926
34	Manuel De Jesus Torres Villalobos	85,163,071
35	Jorge Porras Torres	91,000,491
36	Francisco Peña Pinilla	91,000,715
37	Pedro Jose Motta Ramirez	91,001,062
38	Horacio Muñoz Corzo	91,001,209
39	Norberto Contreras Gonzalez	91,001,255
40	Misael Monsalve Gutierrez	91,001,264
41	Miguel Antonio Botias Soto	91,001,268
42	Enrique Benavidez Ortiz	91,001,359
43	Manuel Francisco Galvis	91,001,397
44	Angelmiro Ortega Contreras	91,001,598
45	Cesar Antonio Barragan Villamizar	91,001,678
46	Antonio Vanegas Vargas	91,001,742
47	Ramon Leal Ramirez	91,001,823

No	Nombre	Cedula
48	Carmen Heli Agudelo	91,002,150
49	Fernando Leon Marin	91,002,365
50	Edubin Cala Diaz	91,002,434
51	Jose Luis Montañez Florez	91,002,487
52	Ernesto Contreras Gonzalez	91,002,848
53	Pedro Motta Marin	91,002,869
54	Rogelio Ortega Contreras	91,002,941
55	Mauricio Galvis Gomez	91,003,064
56	Robinson Murillo Jimenez	91,003,088
57	Adolio Morales Becerra	91,003,151
58	Eduardo Amaya Moreno	91,003,259
59	Miguel Angel Cruz Espinosa	91,003,329
60	Juan Jose Motta Ramirez	91,003,340
61	Domingo Paez Becerra	91,003,390
62	Alejandro Mendoza Perez	91,003,488
63	Libardo Castillo Corzo	91,003,489
64	Gilberto Osorio Gonzalez	91,003,531
65	Federico Perez Gomez	91,003,536
66	Felisario Ortega Contreras	91,003,582
67	Efrain Mendoza Parra	91,003,593
68	Javier Dusan	91,003,641
69	Ruben Velasquez Rios	91,003,772
70	Jaime Ballesteros Pico	91,003,799
71	Pedro Felix Ayala Moreno	91,003,804
72	Israel Sanchez Rueda	91,003,812
73	Delio Gamba Delgado	91,003,862
74	Juan Carlos Dusan	91,003,920
75	Carlos Miranda Vega	91,004,076
76	Cesar Dominguez Rueda	91,004,102
77	Ferney Roman Cardenas	91,004,159
78	Jose Alfredo Jimenez Leal	91,004,348
79	Adrian Bautista Ramirez	91,004,371
80	Antonio Morales Becerra	91,004,397
81	Luis Jose Cala Reyes	91,004,445
82	Juan Esteban Murillo Quiroga	91,004,485
83	Reinel Dominguez Ruda	91,004,492
84	Arley Cruz Espinosa	91,004,597
85	Nelson Arciniegas Blanco	91,004,657
86	William Andres Florez Blanco	91,004,804
87	Balbino Jimenez Leal	91,004,806
88	Sergio Jimenez Leal	91,004,810
89	Daniel Villamizar	91,004,825
90	Elmer Benitez Duran	91,004,955
91	William Agudelo Velandia	91,004,969
92	German Jaimes Rojas	91,002,229
93	Hector Castellanos Galvis	91,102,291

No	Nombre	Cedula
94	Luis Erasmo Pimiento Duarte	91,236,892
95	Ariel Ardila Sanchez	91,270,482
96	Luis Alberto Bermudez	91,320,856
97	Jose Socorro Fuentes Galvis	91,321,070
98	Adanies Oviedo Garces	91,324,694
99	Leonardo Jimenez Alvarino	91,326,879
100	Eduardo Bueno Alvarez	91,340,529
101	Avelino Gomez	91,461,112
102	Humberto Quintanilla Muñoz	91,461,558
103	Henry Gomez	91,462,152
104	Campo Elias Rojas Herrera	91,462,292
105	Porfirio Perez Niño	91,462,919
106	Nestor Castro	91,463,130
107	Julio Saul Carcamo Sanchez	91,464,198
108	Luis Alfonso Buitrago Herrera	91,465,426
109	Fernando Prada Delgado	91,466,315
110	Linarco Prada Delgado	91,466,357
111	Orlando Sarmiento Muñoz	91,466,762
112	Luis Fernando Correa Granados	91,471,331
113	Gabriel Suarez Becerra	91,477,454
114	Wilfredi Serrano Garcia	91,525,683
115	David Benitez Gonzalez	91,527,010
116	Eladio Quintero Quintero	96,166,532
117	Reynaldo Bermudez Blanco	1,101,202,273
118	Obedis Yepes Barrios	1,002,299,160
119	Mauricio Murillo Quiroga	1,005,461,638
120	Junior Andres Cagua Hernandez	1,005,461,754
121	Oveimar Mantilla Urieles	1,005,462,263
122	Steven Beltran Vargas	1,005,462,417
123	Jeferson Sarmiento Villamizar	1,006,461,725
124	Victor Pico Mogollon	1,007,193,156
125	Yorguin Garcia Rodriguez	1,007,773,986
126	Gustavo Nieto Oviedo	1,010,144,425
127	Elkin Torres Ortega	1,047,419,839
128	Anderson Estupiñan Nuñez	1,070,947,377
129	Carlos Eduardo Alvarado Benavides	1,090,397,945
130	Anibal Celis Rodriguez	1,090,465,436
131	Jhon Eddinson Benitez Jaimes	1,095,788,934
132	Jhon Alexis Gonzalez Escobar	1,095,921,319
133	Ilba Roba Jaraba Jimenez	1,096,661,537
134	Nilson Amaya Ballesteros	1,098,602,573
135	Yudeleida Villar Perez	1,098,603,029
136	Ferley Villar Paez	1,098,652,124
137	Maria Johana Silva Bautista	1,098,668,920
138	Haibert Andres Martinez Guerrero	1,098,672,888
139	Sergio Andres Montañez Pimiento	1,098,686,570



No	Nombre	Cedula
140	Jessica Stefania Gomez Caceres	1,098,723,844
141	Johana Juliet Barbosa Castellanos	1,098,729,128
142	Miguel Angel Vanegas Romero	1,098,733,104
143	Sergio Ricardo Barrera Manrique	1,100,890,631
144	Doismel Antonio Morales Jimenez	1,101,200,255
145	Nelson Rodriguez Martinez	1,101,200,299
146	Cesar Moreno Gutierrez	1,101,200,379
147	Gelver Dublans Patiño Perez	1,101,200,398
148	Juan Bautista Muñoz Silva	1,101,200,681
149	Fredy Ferney Florez Dusan	1,101,201,057
150	Edwin Santos Calderon	1,101,201,080
151	Armando Torres Ortega	1,101,201,197
152	John Fredy Moreno Roman	1,101,201,237
153	Reinel Alberto Rincon Amaya	1,101,201,308
154	Berseli Gomez Garcia	1,101,201,482
155	Edwin Guevara Martinez	1,101,201,567
156	Dora Rocio Gomez Alfonso	1,101,201,665
157	Luis Ernesto Contreras Suarez	1,101,202,098
158	Jose Antonio Florez Blanco	1,101,202,573
159	Jose Del Carmen Manrique Garcia	1,101,202,787
160	Oscar Giovanni Blanco Silva	1,101,202,914
161	Jeisson Rincon Jimenez	1,101,203,027
162	Juan Camilo Florez Blanco	1,101,204,069
163	Aurelio Ardila Sanchez	1,101,204,317
164	Saul Contreras Suarez	1,101,204,739
165	Ramon Leal Garcia	1,101,204,774
166	Armando Gonzalez Escobar	1,101,205,925
167	Juan Garcia Velasquez	1,101,206,020
168	Patricia Rodriguez Carreño	1,101,206,397
169	Jesus Alberto Villar Paez	1,101,207,480
170	Brando Arley Sanchez Mendoza	1,101,207,532
171	Fredy Alexander Mogollon Pabon	1,101,207,801
172	Ismael Silva Rodriguez	1,101,207,823
173	Jose Alberto Quintero Vargas	1,101,207,887
174	Dylan Fabian Leon Guerrero	1,101,208,210
175	Maria Luceli Agudelo Velandia	1,101,208,315
176	Stephanee Jaimes Uribe	1,101,208,613
177	Cristian Eduardo Florez Blanco	1,101,208,668
178	Juan Diego Mejia Roperro	1,101,210,317
179	Erik Fernando Leon Vargas	1,101,210,321
180	Julian Andres Sanchez Mendoza	1,101,210,583
181	Natalia Blanco Silva	1,101,210,832
182	Edwin Ortega Uribe	1,101,211,475
183	Luis Fernando Ballesteros Patiño	1,101,211,517
184	Jhoan Yesid Suarez Barrera	1,101,211,669
185	Ruben Dario Arias Torres	1,102,353,961

No	Nombre	Cedula
186	Alexander Garcia Rodriguez	1,193,097,219
187	Alba Lucia Silva Patiño	63,559,550
188	Diana Paola Gomez Ortega	1,101,207,337
189	Yoan Esmir Jarava Jimenez	13,568,098
190	Reynaldo Bermudez Blanco	101,202,273
191	German Jaimes Rojas	91,022,229

Fuente: Alcaldía Municipal de Sabana de Torres

2.3.2.18. San Miguel

2.3.2.18.1. Empresas o Asociaciones Mineras

De acuerdo a la información que presenta el municipio de San Miguel, actualmente el registro con el que se cuenta respecto a empresas mineras en la jurisdicción del municipio corresponde al nombre de Asociación de mineros de tradicionales de San Miguel identificada con NIT 900379387-7 con estado de matrícula activo, expedida por la cámara de comercio de Bucaramanga.

2.3.2.18.2. Mineros del Municipio

Los mineros que se tienen identificados en el municipio de San Miguel corresponden a los dueños o propietarios de las bocaminas, sin tener un registro final de la totalidad de mineros que están en la jurisdicción del municipio, por lo que el registro con el que se cuenta actualmente es el siguiente.

Tabla 41. Base de Datos Proprietarios – Mineros Municipio de San Miguel

Numero	Nombre o Propietario	Nombre de la Mina	Estado de la Mina	Teléfono
1	Arevalo Luis Gabriel	Paipa	Abierta	3112570713
2	Barrera Didimo	El Mango	Abierta	3114417733
3	Buitrago Juan	San Miguel	Abierta	3114920910
4	Gómez Franklin	El Manantial El Progreso	abierta	3214697373
5	Gómez Hernández Alexis	La Loma	Cerrada (Presuntamente sin funcionamiento)	3144912390
6	Gómez Hernández Gerardo	El Uvo	Cerrada (Presuntamente sin funcionamiento)	3108143987
7	Gómez Hernández William	Rosa Negra	Cerrada (Presuntamente sin funcionamiento)	3202739162
8	Ibáñez Alberto	El Salado O HR	Abierta	3226805154
9	Ibáñez Eugenio	El Cañabravo	Abierta	3214453225

Numero	Nombre o Propietario	Nombre de la Mina	Estado de la Mina	Teléfono
10	Puentes Luis Antonio	La Esperanza	Abierta	3112310044
11	Rincón Freddy Emiro	El Guacimo	Abierta	3155164038
12	Rincón Jiménez Eliverto	El Girasol	Abierta	3155499924
13	Ruiz Hernández Wilmer	El Naranjo	Abierta	3144912390
14	Sánchez Evelio	La Maga	Abierta	3164668827
15	Silva de Corzo Cleofe	El Guayacanal	abierta	3167954123
		El Porvenir		
		Bocaviento O Los Cajones		

Fuente: Alcaldía Municipal de San Miguel

2.3.2.19. Surata

2.3.2.19.1. Empresas o Asociaciones Mineras

Para el tema de las asociaciones y empresas en el municipio de Surata producto del diagnóstico previo que fue insumo para la elaboración del plan de desarrollo municipal, se recopiló una información parcial que hace parte del total de entidades que se encuentran estimadas en el municipio, este listado corresponde a las asociaciones y empresas más representativas en el momento que se realizó la investigación:

Tabla 42. Base de Datos Empresas o Asociaciones Mineras del municipio de Surata

No.	Nombre	Cedula o NIT	Teléfono o Celular	Actividad Minera
1	ASOCIACIÓN DE ARENEROS INDEPENDIENTES DE LA VEREDA PANAGA - ASOPARIN	900.982.841-5	31189887563	ARENERO
2	ASOCIACIÓN DE MINEROS ARTESANALES DE MONSALVE - ASOMAR	900876769-9	3112211554	MINERÍA TRADICIONAL
3	ASOCIACIÓN DE MINEROS DE SURATA - ASOMISUR	901070988-9	3164505333	MINERÍA TRADICIONAL
4	SOCIEDAD MINERA DE SANTANDER	900063262 - 8	No info	PROYECTO MINERO

Fuente: Alcaldía Municipal de Surata

2.3.2.19.2. Mineros del Municipio

Los mineros que se tienen identificados en el municipio de Surata corresponden un análisis previo y recopilación que se realizó como producto para el plan de desarrollo municipal, dentro de los cuales se tienen los titulares mineros, solicitantes de título, mineros tradicionales, mineros de subsistencia, pero se especifica que no es el total de mineros

que están establecidos en el municipio. A continuación, se muestra la base de datos recopilada:

Tabla 43. Base de Datos Mineros Municipio de Surata

No.	Nombre	Cedula	Teléfono	Actividad Minera
1	Jesús María Pérez García	2.195.652	3112211554	Minero Tradicional
2	Pedro Jesús Arias	5.534.567	3204130107	Barequeo
3	Héctor Lizcano Pulido	5.604.040	3205473733	Minero Tradicional
4	Samuel Cagua	5.684.640	3112211554	Minero Tradicional
5	Enrique Rojas	5.684.987	3144008736	Barequeo
6	Saul Capacho Garcia	5.685.070	321 9803794	Barequeo
7	Hernan Nicanor Toloza Arias	5.734.242	3118871190	Barequeo
8	Elijio Maldonado V	5.773.513	3112211554	Minero Tradicional
9	Jose Holmes Maldonado	5.773.585	3112211554	Minero Tradicional
10	Alvaro Pulido Diaz	5.773.687	3123644181	Barequeo
11	Luis Alejandro Lizcano Gonzales	5.773.801	3164505333	Minero Tradicional
12	Luis Humberto Pulido Diaz	5.773.839	3178561599	Barequeo
13	Luis Alejandro Leon Garces	5.774.028	3213729138	Minero Tradicional
14	Ivan Garcia Rozo	5.774.116	3112211554	Minero Tradicional
15	Eliseo Capacho Garcia	5.774.159	3108876615	Barequeo
16	Diomedes Caceres Torres	5.774.188	3164505333	Minero Tradicional
17	Julio Cesar Arias Arias	5.774.239	3204130107	Barequeo
18	Gonzalo Garcia R.	5.774.244	3112211554	Minero Tradicional
19	Abelardo Garcia Rozo	5.774.310	3112211554	Minero Tradicional
20	Ariel Vera Gonzalez	5.774.320	3164505333	Minero Tradicional
21	Raumir Ramirez Lizcano	13.716.224	3219464550	Barequeo
22	Guillermo Leal Ramirez	13.717.757	3134391496	Barequeo
23	Javier Maldonado L.	13.722.647	3112211554	Minero Tradicional
24	Danilo Maldonado Villamizar	13.825.398	3112211554	Minero Tradicional
25	Jose Faber Maldonado	13.834.963	3112211554	Minero Tradicional
26	Ronal Garcia Duque	13.861.993	3164505333	Minero Tradicional
27	Edilia Arias De Hernandez	27.954.294	3112211554	Minero Tradicional
28	Esther Peñaloza	28.241.557	3134391496	Barequeo
29	Gloria Portilla Maldonado	28.443.332	3112211554	Minero Tradicional
30	Eveli Maldonado Villamizar	28.443.472	3112211554	Minero Tradicional
31	Cruz Delina Landazabal Garcia	28.443.551	3112211554	Minero Tradicional
32	Aura Milena Bayona Portilla	28.443.842	3112211554	Minero Tradicional
33	Emilce Maldonado Garcia	28.443.861	3112211554	Minero Tradicional
34	Ofelia Roman Arias	36.458.866	3112211554	Minero Tradicional
35	Maria Ramos Arias Oterga	37.710.942	3204130107	Barequeo
36	Maria Alicia Duque	37.822.124	3164505333	Minero Tradicional
37	Rodolfo Jaimes Suarez	57.773.824	3134874511	Arenero
38	Omaria Maldonado Villamizar	63.280.658	3112211554	Minero Tradicional
39	Nancy Garcia Duque	63.359.068	3164505333	Minero Tradicional
40	Martha Lucia Lozano Arias	63.444.899	3112211554	Minero Tradicional
41	Liliana Ester Arias Arias	63.480.354	3204130107	Barequeo

No.	Nombre	Cedula	Teléfono	Actividad Minera
42	Jose Antonio Rodriguez	79.169.002	3112211554	Minero Tradicional
43	Adrian Maldonado L.	79.910.959	3112211554	Minero Tradicional
44	Argemiro Suarez Portilla	91.115.196	3112211554	Minero Tradicional
45	Orlando Maldonado	91.127.404	3112211554	Minero Tradicional
46	Mauricio Blanco Estebn	91.156.573	3204889891	Minero Tradicional
47	Javier Surarez P.	91.254.674	3112211554	Minero Tradicional
48	Leonardo Castellanos M	91.262.003	3112211554	Minero Tradicional
49	William Bayona Mendez	91.270.594	3164505333	Minero Tradicional
50	Vicente Ramirez Hernandez	91.272.514	3123119214	Barequeo
51	Jaime Castellanos M	91.279.910	3112211554	Minero Tradicional
52	Reinaldo Garcia Rozo	91.286.210	3112211554	Minero Tradicional
53	Julio Navas Hernandez	91.290.493	3127188090	Barequeo
54	William Castellanos M.	91.292.685	3112211554	Minero Tradicional
55	Oscar Alfredo Arias Arias	91.465.111	3204130107	Barequeo
56	Joanni Garcia Duque	91.491.572	3118796363	Minero Tradicional
57	Diego Fernando Ramirez Rodriguez	91.491.912	3164505333	Minero Tradicional
58	Alex Giovanni Lizcano Ramirez	91.492.399	3118987563	Arenero
59	Gilberto Cagua	91.509.619	3112211554	Minero Tradicional
60	Gonzalo Motta	91.511.919	3112211554	Minero Tradicional
61	Hector Alexander Maldonado B	91.515.658	3112211554	Minero Tradicional
62	Andres Maldonado Lizcano	91.520.394	3112211554	Minero Tradicional
63	Ferney Duran Pulido	91.525.934	3125384235	Barequeo
64	Pedro Dionisio Arias Arias	91.527.419	3204130107	Barequeo
65	Luis Abidio Garsia Ortega	1.005.307.801	3208015624	Barequeo
66	Carlos Leonel Ariar Arias	1.005.565.460	3204684293	Barequeo
67	Edilson Pabon Esteban	1.014.246.779	3175001723	Barequeo
68	Faber Sebastian Maldonado B	1.095.798.078	3112211554	Minero Tradicional
69	Jhon Maldonado L.	1.095.912.772	3112211554	Minero Tradicional
70	Julian Arciniegas Rangel	1.098.286.141	3155606606	Barequeo
71	Victor Garcia Ortega	1.098.286.399	3228214846	Barequeo
72	Luis Alberto Guerrero R	1.098.606.299	3112211554	Minero Tradicional
73	Armando Maldonado B.	1.098.612.531	3112211554	Minero Tradicional
74	Jose Luis Duran Pulido	1.102.774.276	3122559535	Barequeo
75	Luis Alberto Arias Arias	1.102.774.605	3123002190	Barequeo
76	Carolina Carvajal Grajales	1.102.774.697	3122559535	Barequeo
77	Fabio Agustin Arias Arias	1.102.774.845	3204130107	Barequeo

Fuente: Alcaldía Municipal de Suratá

2.3.2.20. Vetas

2.3.2.20.1. Empresas o Asociaciones de Mineros

De acuerdo a las Bases de datos existentes en la administración municipal de Vetas, actualmente se tiene registro de las siguientes empresas o asociaciones que trabajan en la jurisdicción del municipio, y son las siguientes:



Tabla 44. Base de Datos Empresas o Asociaciones mineras de Vetas

No	Nombre o Empresa	Representante Legal	Teléfono o Celular	Correo Electrónico
1	Empresa Minera Reina de Oro S.A.S.	Rodolfo Contreras Moreni	3134421468	reinadeoro86@yahoo.es
2	Sociedad Minera Trompetero LTDA	Orlando Gamboa Garcia	3134231557	trompeteroltda@yahoo.com
3	Sociedad Minera de Providencia LTDA	Ronal Cecilio Gonzalez Rojas	3138158649	smprovidencia@hotmail.com
4	Empresa Minera de Elsy LTDA	Israel Arias Gamboa	3223067656	minlaelsy@hotmail.com
5	Minera Vetas	Juan Arturo Franco	(1) 9370536	comunicaciones@mineravetas.com
6	Asomineros	Ivonne Consuelo Gonzalez	3223067657	asomvetas@hotmail.com
7	Sociedad Minera Potosi LTDA	Edilberto Rangel	3003085936	

Fuente: Alcaldía Municipal de Vetas

2.3.2.21. Mineros del Municipio

De acuerdo a la Base de datos suministrada por la administración municipal, se tiene el registro de los siguientes mineros que actualmente ejercen sus labores en la jurisdicción del municipio de Vetas y que aparecen registrados en la plataforma de la Agencia Nacional de Minería:

Tabla 45. Base de Datos Mineros Municipio de Vetas

No	Nombre	Tipo de Actividad	Tipo de Mineral
1	Arias Bautista Luz Aleyda	Minería de subsistencia	Oro
2	Arias Diaz Jose Israel	Minería de subsistencia	Oro
3	Arias Diaz Pedro Julio	Minería de subsistencia	Oro
4	Barrera Contreras Fernando	Minería de subsistencia	Oro
5	Bautista Vda de Rojas Rosa Haidde	Minería de subsistencia	Oro
6	Camacho Pinilla Raquel	Minería de subsistencia	Oro
7	Chavez Tolosa Hernando	Minería de subsistencia	Oro
8	Contreras Contreras Miguel	Minería de subsistencia	Oro
9	Contreras Guerrero Orlando	Minería de subsistencia	Oro
10	Contreras Laguado Alfredo	Minería de subsistencia	Oro
11	Delgado Gamboa Humberto	Minería de subsistencia	Oro

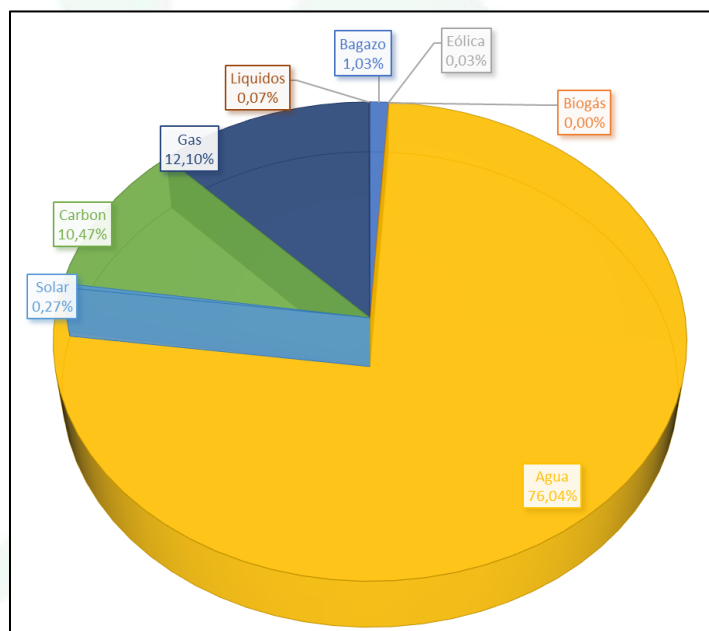
No	Nombre	Tipo de Actividad	Tipo de Mineral
12	Delgado Gomez Jorge Armando	Minería de subsistencia	Oro
13	Delgado Villamizar Carmen Cecilia	Minería de subsistencia	Oro
14	Estupiñan Arias Leidy Carolina	Minería de subsistencia	Oro
15	Florez Moreno Maria Deisy	Minería de subsistencia	Oro
16	Gamboa Lizcano Arcecio	Minería de subsistencia	Oro
17	Garcia Fermin	Minería de subsistencia	Oro
18	Garcia Gonzalez Ramiro	Minería de subsistencia	Oro
19	Gonzalez Contreras Metodio	Minería de subsistencia	Oro
20	Guerrero Rojas Antonio	Minería de subsistencia	Oro
21	Guerrero Rojas Rito	Minería de subsistencia	Oro
22	Lizcano Rozo Jenny Marcela	Minería de subsistencia	Oro
23	Llasmina Arias Myriam	Minería de subsistencia	Oro
24	Perez Marcelino	Minería de subsistencia	Oro
25	Ramos Contreras Teodoro	Minería de subsistencia	Oro
26	Rodriguez Gamboa Juana	Minería de subsistencia	Oro
27	Rodriguez Garcia Jose Angel	Minería de subsistencia	Oro
28	Rodriguez Jaimes Alba	Minería de subsistencia	Oro
29	Rodriguez Ramirez Israel	Minería de subsistencia	Oro
30	Rodriguez Rodriguez Juan Carlos	Minería de subsistencia	Oro
31	Rodriguez Rodriguez Juliana	Minería de subsistencia	Oro
32	Rojas Acevedo Jose Luis	Minería de subsistencia	Oro
33	Rojas Cabeza william Duvan	Minería de subsistencia	Oro
34	Rojas Gamboa Magda	Minería de subsistencia	Oro
35	Rojas Gamboa Marcela	Minería de subsistencia	Oro
36	Rojas Garcia Eriberto	Minería de subsistencia	Oro
37	Rojas Garcia Hency	Minería de subsistencia	Oro
38	Rojas Garcia Lucas	Minería de subsistencia	Oro
39	Rojas Garcia Pedro	Minería de subsistencia	Oro
40	Rojas Jose Manuel	Minería de subsistencia	Oro
41	Rojas Ochoa Blanca Edilia	Minería de subsistencia	Oro
42	Rojas Rojas Alexander	Minería de subsistencia	Oro
43	Suarez Gamboa Ofelia	Minería de subsistencia	Oro

Fuente: Alcaldía Municipal de Vetas

3. ENERGÍA

La energía se puede encontrar en diferentes fuentes, las cuales se pueden clasificar en primarias o secundarias, dependiendo de si se obtienen directamente o por medio de otra fuente. En el caso de la energía eléctrica, ésta es una fuente secundaria, ya que se necesita recurrir a otra fuente de energía para acceder a ella. Otra forma de clasificar las fuentes de energía es por su capacidad de obtención, siendo éstas las renovables y las no renovables, la primera comprende; los combustibles fósiles como el petróleo, gas y carbón; la segunda comprende la energía solar, eólica, la geotermia, la biomasa, el bioetanol, el biodiesel y la energía hidráulica.

La representación del consumo de distintas fuentes de energías primarias renovables y no renovables en un tiempo determinado, se representan en una matriz energética, la cual no solo incluye las fuentes empleadas, sino también el porcentaje de cada fuente, cómo se indica en la figura 1, para el año 2020 el consumo de energía primaria está constituida por un aporte del 22,63 % de los combustibles fósiles, y un 77,36 % lo aportan, la hidroelectricidad y las fuentes no convencionales de energía renovable.



Gráfica 20. Generación Promedio por tipo de recurso natural en GWh-Día
Fuente:

Cuando hablamos de energías convencionales o alternativas, el termino convencional hace referencia a las más implementadas. La ley 1715 señala que se consideran fuentes no convencionales de energía renovable: la solar, la eólica, la geotérmica, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y la energía de los mares, mientras que la fuente convencional las centrales hidroeléctricas.

3.1. Marco Normativo

A continuación, se hace mención y una breve descripción de las diferentes leyes, decretos, resoluciones y normas que forman parte del marco legal en Colombia con respecto a las energías alternativas.

Tabla 46. Marco legal Referente en Colombia Referente a las Energías alternativas.

Legislación	Fecha	Objetivo
Decreto 2811	18 de Diciembre de 1974	Se dicta el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente.
Ley 697(LEY URE)	03 de Octubre de 2001	Mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización

Legislación	Fecha	Objetivo
		de energías alternativas y se dictan otras disposiciones.
Decreto 3683	19 de Diciembre de 2003	Reglamentó la ley y creó la comisión intersectorial de URE (CIURE). Asesora y apoya al ministerio de minas y energías en la coordinación de actividades sobre el URE.
Ley 1715	13 de Mayo de 2014	Regular la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.
Decreto 298	24 de Febrero de 2016	Establecer la organización y funcionamiento del Sistema Nacional de Cambio Climático y se dictan otras disposiciones.
PAI-PROURE 2017-2022	Diciembre de 2016	Definir las acciones estratégicas y sectoriales que permitan alcanzar las metas en materia de eficiencia energética; de manera que se contribuya a la seguridad energética y al cumplimiento de compromisos internacionales en temas ambientales; generando impactos positivos en la competitividad del país y en el incremento de la calidad de vida de los colombianos
Ley 1931	27 de Julio de 2018	Por la cual se establecen las directrices para la gestión del cambio climático.
Decreto 1623 de 2015	11 de Agosto de 2015	Establece una expansión de cobertura del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y en las ZNI
Res. CREG 024-2016	25 de febrero de 2016	Metodología para la remuneración
Res. CREG 004-2014	23 de Enero de 2014	Formula tarifaria ZNI
Ley 1665 de 2013	16 de julio de 2013	"Por medio de la cual se aprueba el "Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA)", hecho en Bonn, Alemania, el 26 de enero de 2009".
Resolución Upme 143 de 2016	10 de marzo de 2016	Registro de proyectos FNCER en la Upme
Resolución Upme 045 de 2016	3 de febrero de 2016	Procedimiento para certificación a proyectos FNCER para acceder a incentivos tributarios Ley 1715
Ley de servicios públicos	11 de Julio de 1994	"Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones"

Legislación	Fecha	Objetivo
domiciliarios: 142 de 1994		
Decreto 2143 de 2015	4 de Noviembre de 2015	Reglamentación de los incentivos tributarios de Ley 1715
Resolución MinAmbiente 1283	8 de Agosto de 2016	"Por la cual se establece el procedimiento y requisitos para la expedición de la certificación de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables - FNCER y gestión eficiente de la energía, para obtener los beneficios tributarios de que tratan los artículos 11, 12, 13 y 14 de la Ley 1715 de 2014 y se adoptan otras determinaciones".
Resolución Minambiente 1303	13 de julio de 2018	"Por la cual se modifica la Resolución 1283 de 2016 y se dictan otras disposiciones".
Resolución UPME 703	14 de diciembre de 2018	"Por la cual se establecen el procedimiento y los requisitos para obtener la certificación que avala los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), con miras a obtener el beneficio de la exclusión del IVA y la exención de gravamen arancelario de que tratan los artículos 12 y 13 de la Ley 1715 de 2014, y se adoptan otras disposiciones".
Ley 633 de 2000, artículo 83	29 de Diciembre del 2000	Todos los recursos del fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas se utilizarán para financiar planes, programas y proyectos de inversión destinados a la construcción e instalación de la infraestructura eléctrica que permitan la ampliación de la cobertura y satisfacción de la demanda de energía en las zonas no interconectadas

Fuente:

3.2. Energías Renovable

Las energías renovables generan un gran aporte a la reducción de emisión de gases invernadero, diversifican la matriz energética del país, brindándole una mejor confiabilidad al sistema, y por último le permite al país potencializar la gran cantidad de recursos naturales colocándolo en una posición de liderazgo.

El exceso de emisiones de CO₂ acentúa el efecto invernadero, lo cual se debe mitigar según el compromiso adquirido en el evento **“Colombia enfrenta el cambio climático: bosques, agricultura y usos de la tierra en su visión de crecimiento sostenible”** en donde se expusieron los compromisos que llevarán al país a alcanzar la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% proyectadas a 2030. Hay diversas opciones para disminuir las emisiones de CO₂ del sistema energético, sin dejar de cubrir la demanda mundial de servicios energéticos, unas de estas es la implementación de energías no convencionales renovables en las zonas rurales donde es imposible la llegada de la red eléctrica.

La política pública mineroenergética de Santander promueve el uso de energía renovable en instalaciones públicas y zonas donde no hay conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN), por ser zonas aisladas; además aplica la Ley de 1715 de 2014 por medio de la cual se fomenta el ingreso de fuentes renovables de energía que podrían considerarse sostenibles, en el Sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, las cuales presentan beneficios como la disminución del impacto al medio ambiente debido al menor grado de afectación, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético.

En la gran mayoría de los casos, para lo cual Colombia no es la excepción, las áreas con mayores potenciales para el aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía renovable se encuentran localizadas en sitios alejados de obras de infraestructura como las redes eléctricas para la transmisión de la energía y otros servicios básicos, por lo cual se dificulta la construcción de estos proyectos y, ante todo, su integración al Sistema energético nacional. En la mayoría de las situaciones será necesario adoptar políticas orientadas a fomentar modificaciones al sistema energético que incrementen la proporción de la energía renovable en el conjunto de energías. La adopción de tecnologías de la energía renovable ha aumentado rápidamente en los últimos años, y las proyecciones indican que su porcentaje de utilización aumentará sustancialmente, para conseguir los aumentos de inversión necesarios en materia de tecnología e infraestructura será necesario adoptar políticas adicionales.

Colombia debe explotar estos recursos para diversificar e incrementar su canasta energética aprovechando también que no todas las regiones de Colombia tienen el mismo acceso de la red de energía eléctrica lo que permite explorar las nuevas tecnologías de generación de energía eléctrica con recursos renovables. Las energías renovables ofrecen la oportunidad de contribuir al desarrollo social y económico, a un mayor acceso a las fuentes de energía, a un suministro de energía seguro, a la mitigación del cambio climático y a la reducción de los impactos medioambientales y sanitarios negativos. En condiciones favorables, es posible economizar costos en comparación con el uso de las energías no renovables, particularmente en zonas apartadas y en medios rurales pobres que carecen de acceso centralizado a la energía.



3.2.1. Fuentes Renovables Convencionales y No Convencionales

Se considera que es energía renovable, convencional o no convencional, toda aquella proveniente de una fuente renovable (fuente inagotable) y que sea sostenible. Las fuentes alternativas o no convencionales de energía renovable (FNCER) son aquellas que permiten generar energía de manera diferente a la convencional (Centrales hidroeléctricas).

- **Biomasa**

Energía generada por el aprovechamiento de la materia orgánica (plantas, animales, etc.) que mediante un proceso termoquímico y termoeléctrico es convertida en energía eléctrica. Existen diferentes tipos de biomasa como el bagazo, biogás, biodiesel, etc.

- **Solar**

Es obtenida a partir del aprovechamiento de la radiación electromagnética procedente del Sol. Es un tipo de energía renovable que genera energía eléctrica por medio de un proceso fotovoltaico o termoeléctrico. Existen diferentes tipos de energía solar como la fotovoltaica o la termosolar (también llamada solar térmico).

- **Eólica**

Es obtenida a partir del aprovechamiento de las corrientes de aire (viento) que permiten el movimiento de las palas de un aerogenerador para la generación de energía eléctrica. Es un tipo de energía renovable.

- **Energía Geotérmica**

Es una fuente No convencional de energía renovable que consiste en el calor que yace del subsuelo terrestre y se traslada o bien a casas para uso residencial, o a una central geotérmica donde, mediante el empleo de una bomba de agua, genera energía eléctrica

- **Energía de los mares**

Aprovecha las mareas, el oleaje, las corrientes marinas, los gradientes térmicos oceánicos y los gradientes de salinidad, entre otros posibles, para transformar energía mecánica en energía eléctrica.

- **Hidráulica**

Energía producida gracias al aprovechamiento de la energía cinética del agua acumulada en un embalse, para mover unas turbinas y generar energía eléctrica.



- **Energía de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos**

La energía renovable que se basa en los cuerpos de agua, solo que a pequeña escala. Tal como cualquier central hidroeléctrica, utilizan la energía hidráulica para generar energía eléctrica.

3.3. Contexto Nacional

En Colombia la prestación del servicio de energía eléctrica se inició a finales del siglo XIX por cuenta de inversionistas privados, quienes formaron las primeras empresas con la finalidad de generar, distribuir y comercializar electricidad. En el año 1946 con el fin de impulsar la electrificación en el país se creó el Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (Electraguas) que en 1968 se convirtió en el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL). En la década del 50 se empezó a hablar de la interconexión de los sistemas regionales, idea que solo se materializó con la creación de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) en 1967, asumiendo la coordinación del suministro de electricidad, adoptando procesos de optimización tendientes a minimizar los costos del sistema, planeando la expansión del sistema de generación y, si fuere necesario, de la construcción y operación de las nuevas centrales de generación. Durante las décadas de los 70 y 80 se produjeron varios hechos internacionales que afectaron la situación financiera del sector: recesión mundial de la economía, aumento en el precio del petróleo y la crisis de la deuda internacional. (CREG)

- No era financieramente sostenible.
- Contribuyó a un aumento en el endeudamiento del gobierno central, ya que introdujo severas presiones de gasto a medida que la demanda de energía crecía y se requerían ampliaciones de capacidad, financiadas, solamente, con inversión pública.
- Estableció un esquema de prestación del servicio en el que la cobertura y calidad eran reducidas y, usualmente, a precios altos para algunos segmentos de la población. Esto reflejaba el hecho que la calidad del servicio y su confiabilidad no eran los principales objetivos de los prestadores.

El deterioro en el desempeño del sector lleva a que finalmente éste se convierta en una gran carga para el Estado, ocasionando la quiebra del sector y, como consecuencia, el gran racionamiento a nivel nacional en el periodo comprendido entre 1991 y 1992. No pudo asegurar el abastecimiento cuando llegó el fenómeno de El Niño de 1991- 1992, lo que produjo la necesidad de racionar el consumo de energía en el país de manera sustancial (25% del día y en horas pico) por cerca de un año. Con este panorama, a partir de la Constitución de 1991 se admitió, como principio clave para el logro de la eficiencia en los servicios públicos, la competencia para hacer posible la libre entrada de cualquier agente interesado en prestar los servicios. En diciembre de 1992 el Gobierno Nacional reestructuró el Ministerio de Minas y Energía, disolvió la Comisión Nacional de Energía y creó tres unidades administrativas especiales: la Comisión de Regulación de Energía (CRE) convertida en 1994 en la actual Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la



Unidad de Información Minero Energética (UIME) y la Comisión de Planeación Minero-Energética (UPME).

El sector eléctrico colombiano cambió radicalmente desde 1994 (Leyes 142 y 143 de 1994). Se abrieron las puertas a la participación privada en toda la cadena de valor, se estableció la regulación independiente y se introdujo competencia en generación y principios de operación comercial en transmisión y distribución, entre los aspectos más importantes de la reforma. Partiendo del supuesto de que la competencia en el segmento de generación iba a producir un servicio de buena calidad y de manera eficiente, se creó un mercado mayorista que busca la formación de precios a mínimo costo, mediante declaraciones de cantidades y costos de cada generador (una subasta). Adicionalmente, las redes se comenzaron a regular como monopolios naturales que enfrentan incentivos para reducir sus costos y preservar niveles aceptables de calidad. Así mismo, con la reforma, se mantuvo el esquema de subsidios cruzados para los hogares más pobres, que complementan aportes directos del Estado, para asegurar que la población de menores ingresos reciba el servicio pagando muy poco, pero manteniendo unos precios que reflejan los costos. Es decir, asegurando la viabilidad financiera de las firmas de distribución. Dicho de otra manera, el nuevo modelo está basado en el principio de que la inversión y la gestión de todos los negocios asociados a la prestación del servicio de energía eléctrica deben responder a criterios empresariales de eficiencia y remuneración que surgen de la competencia, con restricciones de solidaridad (FEDESARROLLO).

3.3.1. Estructura organizacional del sector eléctrico colombiano

La extensión del territorio colombiano, su división política y geográfica, ha generado zonas que no se han podido anexar al sistema interconectado nacional ya sea por razones técnicas o económicas. Por lo anterior el sector eléctrico queda distribuido en el sistema interconectado y las Zonas No Interconectadas, estas últimas corresponden a tierras que cuentan con importantes recursos hídricos y una gran riqueza natural representada en fauna, flora diversa y abundante y donde habitan comunidades indígenas, raizales y afroamericanas.

3.3.1.1. Sistema interconectado Nacional

El Sistema Interconectado Nacional (SIN), empezó en 1967 con la creación de la empresa Interconexión Eléctrica S.A, por la necesidad que surgió de interconectar el país con las centrales de generación, el Gobierno Nacional decidió conectar e integrar todos los sistemas eléctricos regionales del país y se creó lo que hoy conocemos como Sistema Interconectado Nacional, SIN. El SIN está conformado por todas las líneas de transmisión de energía y subestaciones que hay en el país, medios a través de los cuales se transporta la energía desde las centrales de generación hasta los usuarios finales. Este sistema se divide en dos el Sistema de Transmisión Nacional (STN) y el Sistema de Transmisión Regional (STR) y con él es posible integrar todos los recursos energéticos y así lograr que una región le suministre a otra.



El SIN lo componen más de 30 compañías de energía entre empresas de generación, transmisión y distribución de energía en Colombia junto con 209 plantas de generación (hidráulicas, térmicas, solares, eólicas, cogeneradores y autogeneradores) y 26.978 kilómetros aproximadamente de redes de energía (CELSIA).

- **Organización del SIN**

El sistema interconectado de Colombia está conformado por distintas entidades y empresas que cumplen diversas funciones tanto de planeación, regulación, vigilancia y control, operación del sistema, operación del mercado y comités de operación como en los mercados de generación, transmisión, comercialización, y distribución de energía. En el nivel nacional está compuesto por entidades con funciones de dirección y política sectorial como lo son el Ministerio Minas y Energía (MME) y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME); con funciones de regulación como la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG); de vigilancia y control como es el caso de la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD); por operadores y administradores del sistema como lo son el Centro Nacional de Despacho (CND) y el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC); por órganos asesores como el Consejo Nacional de Operación (CNO), el Consejo Asesor de Planeación y Transmisión y el Comité Asesor de Comercialización (CAC).



Gráfica 21. Estructura organizacional del sector eléctrico- Sistema interconectado nacional
Adaptado: XM





- **Dirección**

La presidencia quien encabeza las políticas energéticas públicas designa la función de definición política, básicamente al Ministerio de Minas y Energía, quien es el definidor de la política energética en Colombia, y que se soporta adicionalmente del departamento nacional de planeación (DNP) y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Por otro lado, el Ministerio de Minas y Energía es la responsable de administrar los recursos naturales no renovables del país (energéticos y mineros) asegurando su mejor y mayor utilización, y debe expedir los reglamentos técnicos como lo es el RETIE o el RETILAP.

- **Regulación**

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es el organismo encargado de regular aquello que le sea definido por la política energética pública, a través de normas jurídicas, por medio de resoluciones. Regula el comportamiento de los usuarios y las empresas, con el objetivo de asegurar la prestación de estos servicios públicos en condiciones de eficiencia económica con una adecuada cobertura y calidad del servicio. El pleno de la regulación de energía y gas esta conformado por el ministro de minas y energías, el director del departamento nacional de planeación, el ministro de hacienda y crédito público y 8 expertos comisionados que son elegidos para periodos de 4 años.

- **Planeación**

La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), es considerada una entidad rectora del sector, pues tiene como objetivo planificar el desarrollo y aprovechamiento de los recursos minero-energéticos en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del subsector minero energético. En el sector eléctrico esta es la encargada de definir los planes de expansión en las actividades de generación, transmisión y distribución, en base a las políticas definidas en la dirección. Esta entidad se encuentra soportada y asesorada por el Comité Asesor de Planeación de la Trasmisión (CAPT) que está constituido por representantes de empresas de generación y distribución, y tiene como objetivo asesorar a la UPME en los planes de expansión. Cabe resaltar que cada plan de expansión tiene que ser respaldado por la dirección a través de una resolución.

- **Vigilancia y control**

Superintendencia de Servicios Públicos, es un organismo de carácter técnico que, por delegación del presidente de la República de Colombia, ejerce inspección, vigilancia y control a las entidades y empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios. Su misión es adicionalmente la protección de los derechos y la promoción de los deberes de los usuarios y prestadores.

- **Operación del Sistema**

El Centro Nacional de Despacho (CND) está encargado de la planeación, coordinación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación,



interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, con sujeción a la regulación vigente y a los Acuerdos del Consejo Nacional de Operación (CNO).

- **Operación del mercado**

El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) se encarga del registro de fronteras comerciales y de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos y transacciones de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), de acuerdo con la Regulación vigente.

- **Consejos y comités**

- El Consejo Nacional de Operación – CNO, tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica y ser el ejecutor del Reglamento de Operación.
- Comité Asesor de Planeación Transmisión CAPT, Tiene la función la de compatibilizar criterios, estrategias, metodologías e información para la expansión del Sistema de Transmisión Nacional.
- Comité Asesor de Comercialización– CAC, tiene como función principal asistir a la Comisión de Regulación de energía y Gas en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del Mercado de Energía Mayorista.
<http://www.cac.org.co/quienes.htm>

- **Mercado (Agentes del mercado y usuarios)**

Por un lado, se tiene la oferta del recurso (Generación), las actividades de extensión de las redes (Trasmisión), las actividades de distribución (Distribución), Comercialización y la demanda en Colombia (usuarios regulados y no regulados). La actividad de distribución y comercialización en competencia.

- **Usuarios No regulados**

Grandes consumidores de energía, que se consideran agentes libres del mercado, en esencia es que el consumo son de tal magnitud que la regulación los considera usuarios sofisticados, es decir, dado su entendimiento del sector pueden negociar libremente los costos de las actividades relacionadas con la generación y comercialización de energía.



- **Usuarios Regulados**

Básicamente los usuarios residenciales y comerciales de bajos consumos, persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Este usuario realmente no tiene un conocimiento profundo del mercado, en esa medida él debe ser representado por otro agente del mercado que actúe a su nombre ante el sistema.

- **Agentes**

El marco regulatorio del sector eléctrico clasifica las actividades que desarrollan los agentes para la prestación del servicio de electricidad, en cuatro: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de energía eléctrica. Las actividades de generación, transmisión, Comercialización de energía eléctrica con diferentes características de competencia. Las cuales desde que se expidieron las leyes 142 y 143 de 1994, son actividades abiertas a la inversión privada.

Las actividades generación y comercialización son competencias abiertas en la que cualquier privada puede participar y la actividad de transmisión que es una competencia un poco diferente, esta se da a nivel de convocatorias públicas, a través de las cuales se asignan los responsables por la construcción y el mantenimiento de las redes de transmisión. La actividad de distribución es una actividad de monopolio local regulado, estas tienen unas zonas de incumbencia definidas desde la misma ley y en el marco regulatorio, es decir, ellos son los únicos dueños de las redes en su zona de incumbencia, son los encargados de gestionar, expandir y hacer inversiones necesarias para garantizar la calidad, continuidad y la expansión del servicio.

La cantidad de agentes registrados como generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores hasta el 2020 se muestra a continuación:

Tabla 47. Número de agentes por actividad de prestación de servicio de electricidad- 2020

Actividad	Registrados
Comercialización	120.00
Distribución	40.00
Generación	86.00
Transporte	15.00

Fuente: XM, 2020

3.3.1.2. Zonas No Interconectadas de Colombia

En el mundo, existe una cantidad considerable de personas que aún carecen de electricidad y la mayoría habita en áreas rurales. A estas áreas en Colombia se les conoce como zonas no interconectadas o ZNI, estas se caracterizan por ser zonas dispersas, es decir, con una baja densidad poblacional, con bajos niveles de consumo promedio, baja capacidad de pago, bajo nivel de recaudo y por lo tanto altos costos de prestación de



energía eléctrica y dificultades socioeconómicas que no permiten una buena calidad de vida (IPSE, 2017). Estas condiciones hacen que sigan estando como prioridad dentro de la política pública del país mediante propuestas, mecanismos y proyectos que buscan promover su desarrollo y mejorar la calidad de vida de sus habitantes. En este sentido, la preocupación del Gobierno ha sido cómo generar soluciones energéticas para estas zonas, que permitan la mejor provisión posible del servicio en términos de insumos, duración y tarifas, pero que además sean viables financieramente y sostenibles en el largo plazo.

Actualmente según la IPSE, las ZNI están en zona rural de 17 departamentos y equivalen al 52% del territorio nacional e incluyen: 112 municipios, 1.441 localidades, 39 cabeceras municipales y 5 capitales departamentales, más de 176.000 usuarios atendidos y 94 entes prestadores organizados en 14 grupos territoriales (PAGINA IPSE).

En comparación con el SIN, para el cual existe un mercado mayorista con actividades de generación, distribución, comercialización y transmisión, donde se fija el precio marginal mediante una bolsa de energía, para las ZNI no existe un mecanismo de mercado para determinar el precio de la electricidad, ni está definida con claridad la separación entre la generación, la distribución y la comercialización, debido precisamente a que primero se debe enfrentar el problema de cómo proveer el servicio en estas zonas. En cuanto a costos y tarifas, existen reglamentaciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que fijan la fórmula tarifaria y la estructura general de costos.

La IPSE (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas) la cual se encarga de mejorar las condiciones de vida de las comunidades, a través de la identificación, elaboración, promoción y viabilización de proyectos para llevar energía a las localidades que no la poseen o donde la prestación del servicio es deficiente. El origen de este instituto data de 1946, cuando se creó el Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (Electroaguas), con la misión de promover el desarrollo eléctrico en el país, mediante la creación de instituciones departamentales de energía y empresas electrificadoras. En 1968, Electroaguas se convirtió en el ICEL, como un establecimiento público con objetivos similares a su antecesor, hasta que en 1992 se transformó en una empresa industrial y comercial del Estado con el objeto de buscar la satisfacción de las necesidades de energía eléctrica en las ZNI, "ubicadas fuera del área de cubrimiento real de las empresas electrificadoras", y se eliminó su papel como intermediario comercial (decretos 700 y 1516 de 1992). Este instituto gestionó proyectos de creación de pequeñas centrales hidroeléctricas, líneas de transmisión, planes de electrificación, etc., hasta 1999, cuando se dio paso al Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE), el cual se convirtió en 2004 en el organismo enfocado en generar soluciones energéticas, específicamente en las ZNI.

En 1999 se creó el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas, a partir de una reestructuración que hizo el Gobierno al Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), con el objeto de identificar, planificar y promover "soluciones energéticas



integrales, viables financieramente y sostenibles en el largo plazo, para las zonas no interconectadas del país" (artículo 2, Decreto 1140 de 1999).

A partir de la Ley 633 de 2000, el IPSE quedó encargado de viabilizar los proyectos de energización de las ZNI que las entidades territoriales presentaran al Fondo Nacional de Regalías y de inscribirlos en el banco de proyectos del DNP.

En 2004 se hizo una nueva reestructuración de este instituto mediante el Decreto 257, en el que se agregaron nuevos detalles a su razón social, objeto y funciones. En primer lugar, cambió el nombre, pues pasó a llamarse Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (IPSE); en segundo lugar, se le asignó:

Identificar, promover, fomentar, desarrollar e implementar soluciones energéticas mediante esquemas empresariales eficientes, viables financieramente y sostenibles en el largo plazo, procurando la satisfacción de las necesidades energéticas de las Zonas no Interconectadas, ZNI, apoyando técnicamente a las entidades definidas por el Ministerio de Minas y Energía. (Artículo 4, Decreto 257 de 2004)

3.3.2. Generación de Energía Eléctrica en Colombia

La generación consiste en la producción inicial de la energía eléctrica que básicamente se puede desarrollar a partir de otros tipos de energía (energía primaria), a través de 3 grandes sistemas, sistema hidráulico, sistema termoeléctrico y sistemas no convencionales.

- **Sistema hidráulico**

Los sistemas hidráulicos básicamente utilizan el agua como medio impulsor de las turbinas que producen el movimiento para que las máquinas eléctricas (generadores) aprovechando principios físicos puedan generar electricidad. Dependiendo de la potencia que se pueda llegar a generar (que en principio está relacionado con la cantidad de agua disponible) las plantas pueden considerarse centrales o microcentrales o pequeñas centrales de generación.

- **Sistema termoeléctrico**

La generación termoeléctrica utiliza el principio del movimiento del vapor de agua a alta presión para que impacte las turbinas de la central y estas a su vez produzcan el movimiento en las máquinas eléctricas (generadores) que producen la electricidad. Luego de realizar su trabajo el vapor de agua a alta presión se enfría y vuelve a iniciar su ciclo de calentamiento para realizar el proceso nuevamente. Para realizar la conversión del agua en vapor de alta presión, esta se calienta ya sea utilizando gas, carbón, combustibles líquidos o materiales radioactivos.



- **Sistemas no convencionales**

La generación con fuentes no convencionales tiene que ver con aquella que se realiza utilizando la energía solar, el viento (eólica), las mareas (mareomotriz) y la biomasa. La energía eólica, producida a partir del viento, es considerada como una energía renovable de producción energética, esta está relacionada con el movimiento de las masas de aire que se desplazan desde áreas de alta presión atmosférica hacia áreas adyacentes de baja presión, con velocidades proporcionales al gradiente de presión. La energía del viento es utilizada mediante el uso de máquinas eólicas (o aeromotores) capaces de transformar la energía eólica en energía mecánica de rotación utilizable, ya sea para accionar directamente las máquinas operatrices, como para la producción de energía eléctrica.

Obtener el recurso energético a partir de una fuente gratuita y aprovechable como lo es la energía solar, además de garantizar la confiabilidad en el suministro, significa establecer mayor seguridad en las actividades productivas que se realizan a diario. La Agencia Internacional de Energía (IEA), estima que para el año 2050 la participación de la energía solar fotovoltaica como fuente será del 11% a nivel mundial y que tendrá costos y competitividad comparable con los precios de la electricidad en red hacia el año 2020. “Los asuntos a considerar van desde aspectos técnicos y de mercado para integrar la solar [sic] a las redes de distribución, hasta 23 el desarrollo de capacidad técnica humana que permita la penetración de estas tecnologías en todos los países, no sólo en los desarrollados.” (UPME, 2015). La generación también se puede clasificar según su principal actividad productiva como:

- **Cogeneración**

Proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte del proceso productivo cuya actividad principal no es la producción de energía eléctrica, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y cuya utilización se efectúa en procesos industriales o comerciales.

- **Autogeneración**

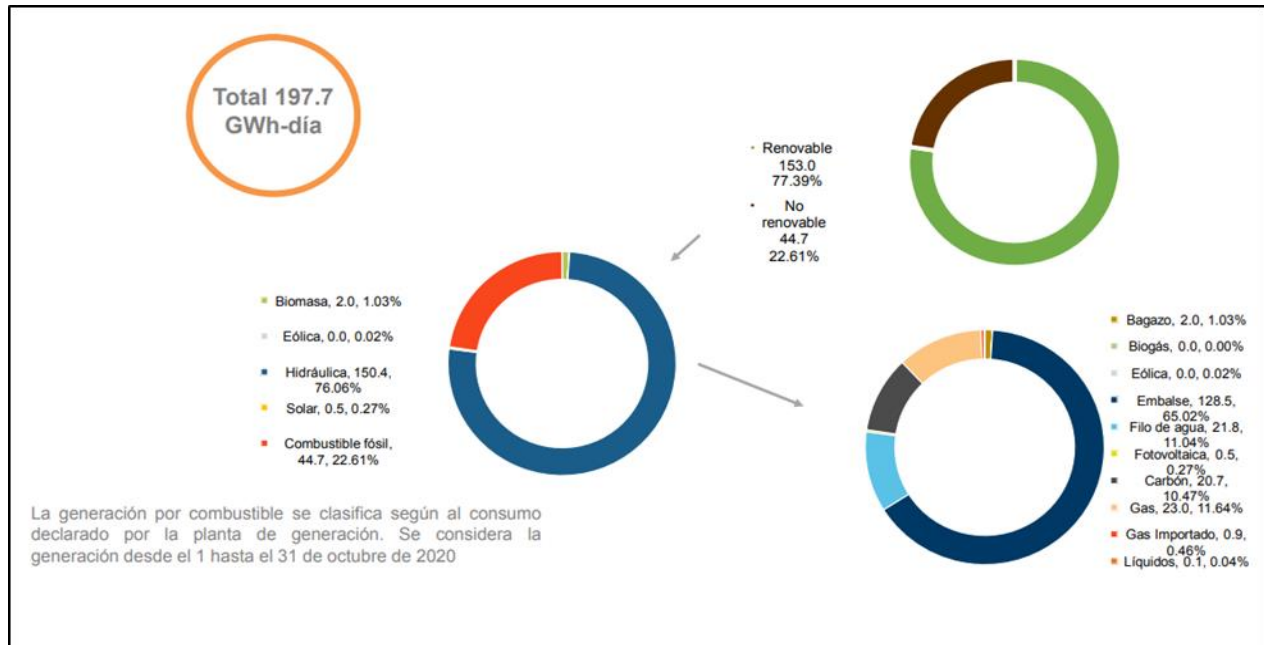
Proceso de producción de energía eléctrica cuya actividad principal es atender el consumo propio y que puede entregar sus excedentes de energía al Sistema Interconectado Nacional.

3.3.2.1. Matriz energética en Colombia

En Colombia la electricidad se genera a partir de diferentes fuentes de energía, principalmente en centrales hidroeléctricas, donde se usa la fuerza mecánica del agua o en centrales termoeléctricas donde se produce electricidad a partir del carbón, petróleo y otros combustibles. También se puede generar a través de energía solar, eólica y biomásica entre otras, las cuales se espera implementar a futuro ya que son fuentes inagotables, estas últimas se encuentran asociadas principalmente con el uso tradicional



de la biomasa en aplicaciones como la leña para cocción de alimentos y calentamiento de espacios, y la hidroenergía para generación eléctrica. (UPME,2015).



Gráfica 22. Capacidad efectiva y participación por tecnología en la matriz eléctrica 2020. Fuente: Sistema de información de XM – UPME.

Las centrales hidroeléctricas tienen la mayor participación en la matriz eléctrica, lo cual garantiza generación de energía en condiciones normales, mientras no presentemos sequías. Frente a situaciones de sequía, el país se ve obligado a la utilización del diésel y gas como sustituto a las fuentes hídricas, las cuales han sido construidas gracias al cargo por confiabilidad. A la fecha la energía hidráulica cuenta con 76.06% de la capacidad instalada total. El 22,61% es generación térmica, la mayor parte de esta es respaldada con gas combustible, el cual representa el 12%, 10,47% en carbón y 0,04% con combustibles líquidos.

Actualmente Colombia cuenta con una potencia instalada de 17, 7 GW para atender una demanda pico 11 GW, lo cual puede sonar a que Colombia se encuentra sobre instalados o con sobrecapacidad, pero esto obedece a que el sistema debe tener suficiente generación aun cuando se presentan temporadas de sequías que hacen que las plantas térmicas reemplacen la generación hidráulica. Si bien la generación de energía a través de este medio genera que los precios se eleven, de modo que quienes más sufren por esta configuración de la matriz energética son los hogares de menores ingresos.

3.3.3. Registro de proyectos de generación en Colombia

La unidad de planeación UPME, del Ministerio de Minas y Energía registro 1648 proyectos de generación de electricidad a nivel nacional desde el año 2017 hasta el 2020, de los





cuales 883 son plantas solares, 563 hidráulicos, 44 eólicas, 123 térmicas y 33 biomasa como se observa en la Tabla X. De los proyectos registrados se encuentran 337 en vigencia; de los cuales el 72% serían de energías renovables no convencionales (226 solares, 86 hidráulicos, 15 eólicos, 4 biomasa).

Tabla 48. Proyectos registrados en la UPME desde el 2007

Año	Biomasa	Eólico	Geotérmico	Hidráulico	Otros	Solar	Térmico	Total
2007				4			2	6
2008				9			21	30
2009	1			14				15
2010				20			1	21
2011	1			33			18	52
2012		1		76				77
2013	1			27			3	31
2014	2			73		1	2	78
2015		4	1	46			8	59
2016	8	1		48		110	5	172
2017	6	3		48	1	222	2	282
2018	9	8		74		240	30	361
2019	4	20		66		236	28	354
2020	1	7		25		74	3	110
Total	33	44	1	563	1	883	123	

Fuente: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojODRjNWM2NmEtZDI5MC00OGJhLWVmMTItYmU3NTNiMDE4MTM2IiwidCI6IjUxYzFhOGQwLTMyYmQtNDZlYi05YmRILTkxZTZINGU3MDRmZCJ9>

3.3.4. Trasmisión de Energía Eléctrica en Colombia

La generación de energía eléctrica, y en especial la hidráulica, tiene unas condiciones que hacen que la ubicación geográfica de estos proyectos sea alejada de los centros de consumo y por tal razón la energía que se produce allí debe ser acercada a las ciudades. Es aquí donde los sistemas de transmisión entrar a operar y a cumplir su función, transportar la energía. la actividad es realizada a través de redes de alta tensión, con el fin de eliminar el efecto joule entre otras.

Las líneas de trasmisión conforman el Sistema de Trasmisión Nacional (STN), que son sistemas de redes que operan a tensiones superiores a 220 kilovatios, y el Sistema de Trasmisión Regional, (STR), que son los que operan a tensiones entre 110 kilovatios y 220 kilovatios. (celsia) La participación de las diferentes empresas de trasmisión en el Sistema de Trasmisión Nacional (STN) es la siguiente:

Tabla 49. Líneas de trasmisión por agentes operadores reportadas ante XM-2020

TRANSMISIÓN 110 kV	Longitud (%)
AIR- E S.A.S. E.S.P.	10.73
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	30.04



CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	0.55
ELECNORTE SAS ESP	3.80
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	2.69
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	43.42
INTERNATIONAL COLOMBIA RESOURCES CORPORATION	8.34
PRIME TERMOFLORES S.A.S. E.S.P.	0.09
TRANSELCA S.A. E.S.P.	0.35
TRANSMISIÓN 115 Kv	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	12.60
CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.	7.00
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	6.50
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	9.13
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	4.99
CODENSA S.A. E.S.P.	14.85
COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	4.46
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	7.55
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	1.47
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	4.37
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	4.95
EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA E.S.P.	0.79
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	8.95
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	5.60
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	0.10
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	1.21
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	0.22
EMPRESA DE ENERGIA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.	2.46
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	2.72
INGENIO MAYAGUEZ S.A.	0.04
ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.	0.04
TRANSMISIÓN 138 kv	
ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.	100.00
TRANSMISIÓN 220 kv	
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	30.77
GRUPO ENERGIA BOGOTA SA ESP	0.76
ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.	6.71
TRANSELCA S.A. E.S.P.	61.76
TRANSMISIÓN 230 kv	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	2.58
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	0.09
DISTASA S.A. E.S.P.	0.18
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	1.14
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	1.72

GRUPO ENERGIA BOGOTA SA ESP	15.35
ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.	78.93
TRANSMISIÓN 500 kV	
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	1.81
ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.	98.19

Fuente: XM (2020)

La transmisión debe regirse por un adecuado sistema de regulación que controle precios y permita la adopción de correctas decisiones de explotación, mantenimiento y planificación. Por ello, las empresas de trasmisión eléctrica son vigiladas, inspeccionadas y controladas por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, se rige bajo las leyes proferidas por el Ministerios de Minas y Energía y regulada por la Comisión Reguladora de Energía y Gas que reglamenta las actividades de los servicios públicos. Actualmente Colombia cuenta con 26.978 km aproximadamente de red de transporte.

3.3.5. Distribución de la Energía Eléctrica en Colombia

Una vez la energía eléctrica se ha llevado de los centros de generación a las ciudades, se inicia el proceso de poder llevarla a los consumidores finales. Este proceso se conoce como distribución y se realiza en porciones de energía de menor magnitud que las que utiliza el sistema de transmisión permitiendo así el poder construir su infraestructura al interior de las ciudades o poblaciones y sus zonas rurales.

La distribución la realiza el Operador de red quien es el agente encargado de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR (Sistema de Transmisión Regional) o de un SDL (Sistema de Distribución Local), incluidas sus conexiones al STN (Sistema de Transmisión Nacional). Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o los SDL aprobados por la CREG. A continuación, se presenta el inventario de los kilómetros de red y el número total de transformadores con corte a diciembre para cada uno de los años del período 2010 a 2018

Tabla 50. Longitud de la Red de Distribución y Número de Transformadores 2010 a 2018

Año	Longitud	Numero de transformadores
2010	390.514	444.498
2011	424.766	467.376
2012	445.598	483.338
2013	465.283	504.233
2014	486.639	521.684
2015	500.431	540.274
2016	495.065	553.901
2017	508.122	555.210
2018	526.882	581.592

Fuente: ASOCODIS

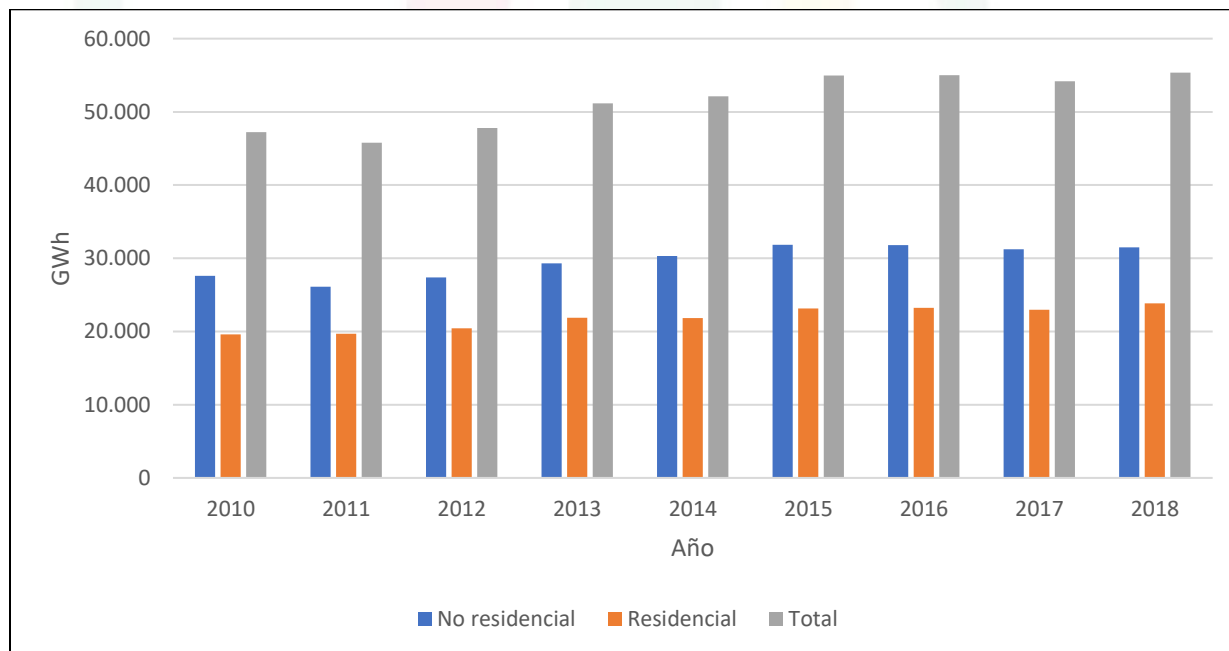


3.3.6. Comercialización de energía Eléctrica en Colombia

La comercialización se encarga de la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista, con el objetivo de llevarla al usuario final regulado o no regulado. Con respecto a la comercialización de la energía eléctrica, la Ley 143/1994 definió la existencia de usuarios regulados y no regulados, dependiendo del nivel de consumo. Los comercializadores eligen si servir a solo un tipo de usuario o a ambos. Los costos cargados a cualquiera de los dos usuarios son los relacionados con generación, transmisión, distribución, comercialización y otros, entre los que se incluyen los subsidios. Los comercializadores que atiendan usuarios del SIN deben registrar sus transacciones en el mercado energético mayorista (UPME, 2004).

La actividad de comercialización de energía eléctrica consiste en la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados. Los clientes no regulados, que son los de alto consumo y corresponden principalmente a la industria, están en libertad de comprar la energía al comercializador de su preferencia o directamente a los Generadores. Los otros usuarios, denominados "regulados", deben comprar la energía a la empresa comercializadora del municipio o sector en que se encuentren ubicados. Las empresas comercializadoras pueden desarrollar esta actividad en forma exclusiva o combinada con otras actividades del sector eléctrico. La comercialización está caracterizada por ser una actividad con competencia. El margen de comercialización para el mercado regulado es fijado por la CREG.

El consumo total, definido como la energía facturada por las empresas comercializadoras, para el periodo 2010 a 2018 se presenta a continuación:



Gráfica 23. Evolución del Consumo de Energía Eléctrica Total Nacional 2010-2018

Fuente: ASOCODIS

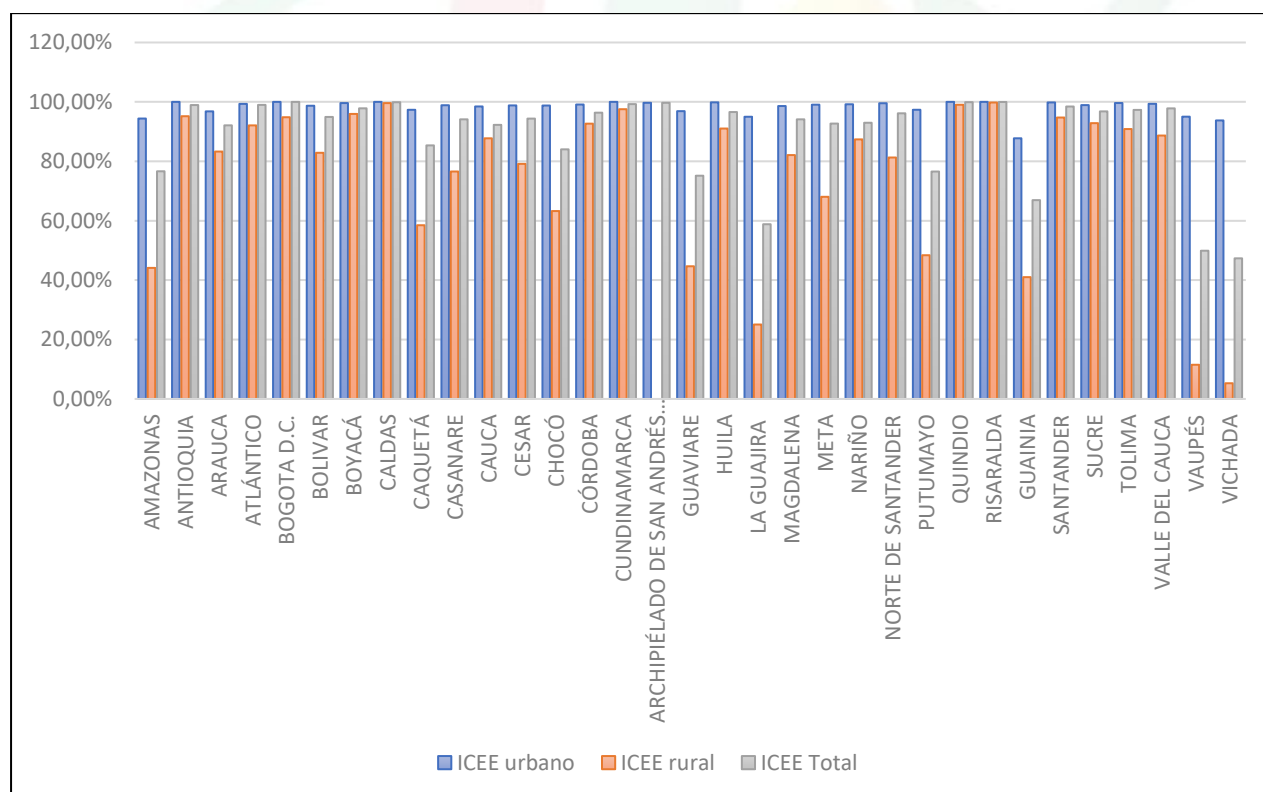


La información de consumo presentada en esta gráfica no incluye información de cargas conectadas directamente al STN de las empresas agremiadas, tampoco incluye información de cargas conectadas al STN que no han sido reportadas al SUI por empresas y/o agentes no agremiado.

3.3.7. Índice de Cobertura Eléctrica en Colombia

De cada 100 hogares colombianos, 97 cuentan con servicio de energía eléctrica (PIEC 2019). De acuerdo con las cifras del Banco Mundial, Colombia se encuentra por encima del promedio de América Latina y el Caribe, con coberturas de 99,52% en las cabeceras municipales y 86,83% en el área rural. No obstante, todavía quedan 495.488 viviendas sin servicio, de las cuales 52.732 se encuentran en cabeceras municipales y 443.256 en zonas rurales (UPME 2019). El porcentaje no electrificado es pequeño, pero afecta a un número importante de personas que en gran parte viven en zonas de difícil acceso y donde es costoso proporcionar el servicio eléctrico.

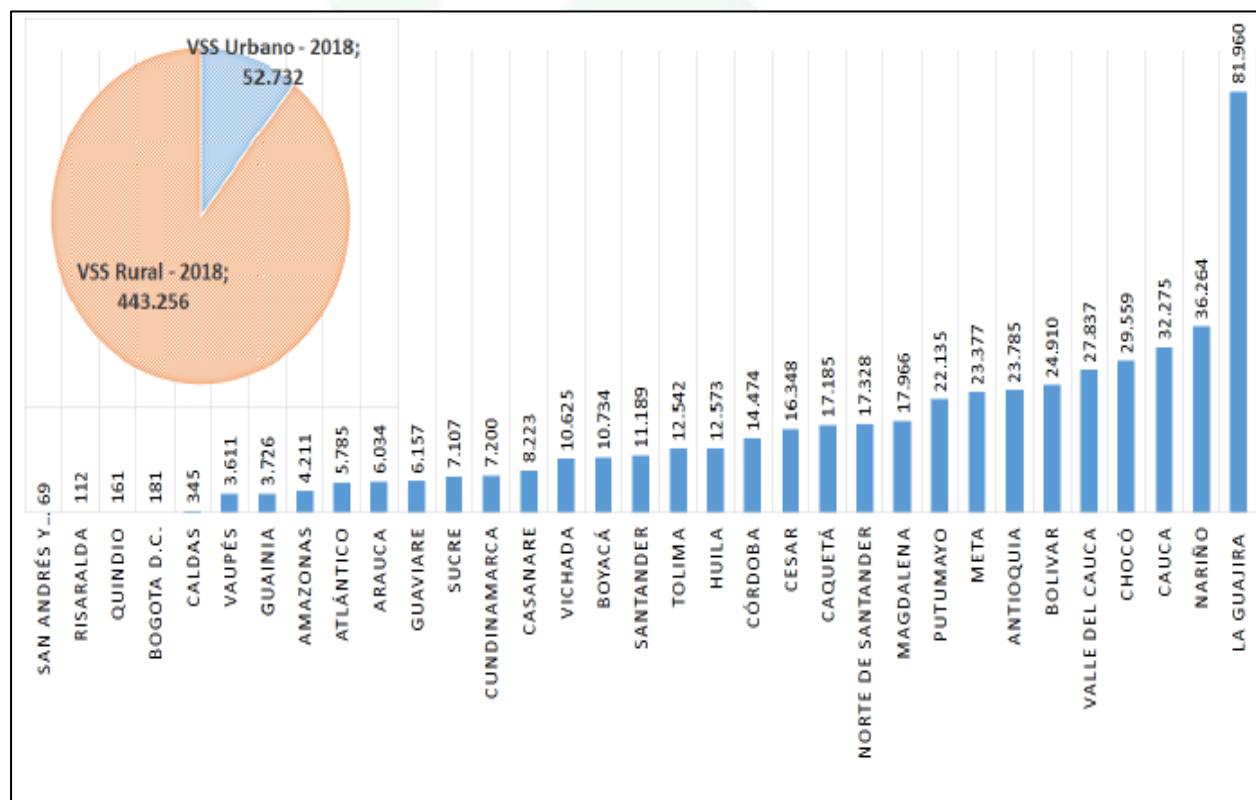
Para el año 2018, se obtiene un ICEE a nivel nacional de 96,53%, lo que equivale a 13.798.765 Usuarios, 14.294.753 Viviendas y 495.988 viviendas sin servicio. La cobertura eléctrica desagregada en urbano y rural es de 99,72% y 87,83% respectivamente. Esquemáticamente, en la Figura 4 se muestra el índice de cobertura eléctrica por departamento, desagregada en urbano y rural.



Gráfica 24. Índice de Cobertura Eléctrica en Colombia-2018

Fuente: UPME

La información recolectada de la UPME arroja para el 2018 la cobertura rural quedo 12,5 puntos porcentuales inferiores a la cobertura urbana. Lo que representa 495.988 viviendas sin servicio de energía, de las cuales 52.732 son del área urbana y 443.256 en el área rural. Este resultado es la base fundamental para la elaboración de un plan de expansión. Las viviendas sin servicio eléctrico por departamento se observan en la figura 5.



Gráfica 25. Viviendas sin servicio por departamento – 2018
Fuente: UPME

Las viviendas sin servicio registradas en el año 2018 son 495.988 desagregada en los sectores urbano y rural es de 52.732 y 443.256.

3.4. Contexto Departamental

Santander es un departamento rico en recursos energéticos y tiene buenas perspectivas de producción de energía a partir de fuentes renovables no convencionales de energía como las provenientes de los residuos agrícolas, pecuarios, sólidos urbanos (biomasa), el agua (PCH's), la energía eólica y la energía solar.

Durante los últimos años ha creado grandes expectativas sobre las potencialidades del sector minero y energético, considerando que puede ser un sector líder, un motor de crecimiento que dinamice la economía. Frecuentemente se alude a la oportunidad que

tiene Santander de convertirse en un departamento minero o productor de energía, tanto a niveles tradicionales (hidrocarburos, metales preciosos, carbón, yeso, etc.), como de energías renovables (biocombustibles, hidroeléctricas, eólica, solar), pues para todas ellas tiene potencialidades. La UPME ha realizado diversos estudios asociados a biomasa residual y los atlas solares y eólico del país, es así como en relación con la biomasa residual los estudios muestran que el sector pecuario de Santander es el de mayor potencial entre los departamentos del país, lo que evidencia las oportunidades de aprovechamiento energético de los residuos de podas, bovino, avícolas y caña de panela.

Uno de los propósitos de la política pública minero-energética de Santander es el mejoramiento de la calidad de vida de los ciudadanos a lo largo del tiempo. Garantizando el acceso a servicios energéticos; lo cual no sólo se promoverá el bienestar, sino que reducirá la pobreza energética, motivará el emprendimiento, creatividad e innovación, aportando al crecimiento de las economías y el desarrollo de las zonas rurales donde no hay cobertura eléctrica; facilitando la introducción a las nuevas fuentes y tecnologías energéticas; y minimizando los impactos negativos al ambiente. Esto se llevará a cabo planteando opciones de abastecimiento de energía eléctrica, es importante tener en cuenta que en algunas zonas es compleja la instalación de redes de energía eléctrica convencional, razón por la cual es necesario pensar en energías renovables.

3.4.1. Generación eléctrica en Santander

Actualmente Santander cuenta con la disponibilidad de seis (6) plantas de generación, las cuales se presentan a continuación:

Tabla 51. Plantas de generación en Santander-2020

Planta	Capacidad Efectiva (MW)	Ubicación	Tecnología
Palmas	18	Lebrija	Hidráulica
Cascada	3,2	San Gil	Hidráulica
Hidosogamoso	820	San Vicente de chucuri – Lebrija – Betulia	Hidráulica
Merilétrica	167	Barrancabermeja	Térmica
Termocentro	300	Cimitarra	Gas
Ferticol	17	Barrancabermeja	Gas

Fuente: ESSA

Las seis plantas generan una potencia cercana a 1325,2 MW. Estas plantas generaron en el año 2019 cerca de 4500 GWh-año, y el departamento consumió cerca de 3000 GWh-año, es decir hay mayor capacidad de generación, se genera el 34% más de lo que demanda el departamento y es energía que se inyecta al sistema interconectado nacional.



3.4.1.1. Termoeléctricas

La ESSA reporta que en Santander la producción de energía por centrales termoeléctricas proviene de la planta Termocentro. Isagen por su parte reporta a Termocentro como parte de las termoeléctricas que hacen parte del sistema eléctrico del país.

La producción de energía por parte de las termoeléctricas viene dada por su capacidad de producción de la siguiente manera:

Las centrales termoeléctricas utilizan el calor que desprende la combustión de un carburante fósil para convertir el agua en vapor de agua. Las centrales termoeléctricas pueden funcionar con tres clases de combustible diferente: gas, fuel y carbón. El combustible se introduce en la caldera con la misión de desprender calor suficiente para calentar los tubos con agua. Esta agua se convierte en vapor y tras eliminar su humedad y aumentar su temperatura en el calentador, se introduce en la turbina generando energía cinética que el alternador transforma en eléctrica. Esta energía, tras pasar por los transformadores que elevan su tensión a un valor adecuado para su transporte, llegará al parque de distribución y por las líneas de transporte a los centros consumidores. Se denominan centrales termoeléctricas clásicas o convencionales aquellas centrales que producen energía eléctrica a partir de la combustión de carbón, fuel-oil o gas en una caldera diseñada al efecto.

El apelativo de "clásicas" o "convencionales" sirve para diferenciarlas de otros tipos de centrales termoeléctricas (nucleares y solares), las cuales generan electricidad a partir de un ciclo termodinámico, pero mediante fuentes energéticas distintas de los combustibles fósiles empleados en la producción de energía eléctrica desde hace décadas y, sobre todo, con tecnologías diferentes y mucho más recientes que las de las centrales termoeléctricas clásicas. Independientemente de cuál sea el combustible fósil que utilicen (fuel-oil, carbón o gas), el esquema de funcionamiento de todas las centrales termoeléctricas clásicas es prácticamente el mismo.

Las únicas diferencias consisten en el distinto tratamiento previo que sufre el combustible antes de ser inyectado en la caldera y en el diseño de los quemadores de ésta, que varían según sea el tipo de combustible empleado. Una central termoeléctrica clásica posee, dentro del propio recinto de la planta, sistemas de almacenamiento del combustible que utiliza (parque de carbón, depósitos de fuel-oil) para asegurar que se dispone permanentemente de una adecuada cantidad de éste. Si se trata de una central termoeléctrica de carbón (hulla, antracita, lignito) es previamente triturado en molinos pulverizadores hasta quedar convertido en un polvo muy fino para facilitar su combustión. De los molinos es enviado a la caldera de la central mediante un chorro de aire precalentado. Si es una central termoeléctrica de fuel-oil, éste es precalentado para que fluidifique, siendo inyectado posteriormente en quemadores adecuados a este tipo de combustible. Si es una central termoeléctrica de gas los quemadores están así mismo concebidos especialmente para quemar dicho combustible. Hay, por último, centrales



termoeléctricas clásicas cuyo diseño les permite quemar indistintamente combustibles fósiles diferentes (carbón o gas, carbón o fuel-oil, etc.). Reciben el nombre de centrales termoeléctricas mixtas.

Meriléctrica: La central térmica Meriléctrica genera con gas, el cual es suministrado por ECOPETROL, está ubicada en el municipio de Barrancabermeja, Santander, con capacidad de generar 167 MW, conformada por una unidad térmica funcionando en ciclo simple con una turbina modelo W501FD2; utiliza como combustible gas natural. CELSIA S.A. E.S.P. opera la Central térmica Meriléctrica.

Termocentro: La central está ubicada en el valle medio del río Magdalena, en el corregimiento de Puerto Olaya, municipio de Cimitarra (Santander) y distante aproximadamente cinco kilómetros de Puerto Berrío (Antioquia). Posee una capacidad instalada de 300 (MW), conformada por dos unidades turbogeneradoras a gas de 100 MW cada una, y una unidad a vapor de 100 MW. Entró en operación en configuración de ciclo simple en febrero de 1997. La conversión de la planta de ciclo simple a ciclo combinado permite aprovechar, a través de un ciclo a vapor, los gases de escape calientes emitidos a la atmósfera durante el proceso de combustión de las turbinas a gas, lo cual incrementa la eficiencia de la planta en un 50%, al no requerirse combustible adicional para generar 100 MW. Esta conversión demandó una inversión de US\$82,7 millones y entró en operación comercial el 30 de noviembre de 2000.

La primera fase, ciclo simple a gas, entró en operación comercial con 200 MW, compuesta por dos unidades de 100 MW cada una. La conversión a ciclo combinado entró en operación con 100 MW en una turbina de vapor, para un total de 300 MW. A partir del 1 de diciembre de 2020, se retiró temporalmente del mercado la operación comercial de la Unidad 2 de la planta, por lo que actualmente opera en la configuración de una turbina a gas y una a vapor.

Ferticol: Ferticol cuenta con 13 plantas que funcionan con gas natural y generan 1.5 megavatios/hora de energía eléctrica, 12 de esas plantas operan constantemente para producir 18 megavatios, y una unidad esta como adicional para superar cualquier emergencia. De los 18 megavatios generados, alrededor de 4.5 son utilizados por Ferticol en su industria petroquímica para la elaboración de abonos nitrogenados y otros productos, y los restantes 13.5 megavatios se venden al Sistema Interconectado Nacional.

3.4.1.2. Hidroeléctricas

La energía hidráulica en el departamento de Santander proviene de las plantas, Cascada, Palmas y Sogamoso.

Central Hidroeléctrica de la Cascada: ubicada en las afueras del municipio de San Gil, en la vía San Gil - Socorro, concebida como un central filo de agua, se alimenta



mediante un canal de derivación de las aguas del río Fonce, tiene una potencia instalada de 3.34 Mw y una potencia neta de 2.6 Mw.

Central Hidroeléctrica de Las Palmas: ubicada en el municipio de Lebrija, cuenta con un túnel de carga de 7646 m y dos tuberías reforzadas de 440m.

La hidroeléctrica de Sogamoso: La Central se ubicada en el cañón donde el río Sogamoso, cruza la Serranía de la Paz, 75 kilómetros aguas arriba de su desembocadura en el río Magdalena y 62 kilómetros aguas abajo de la confluencia de los ríos Suárez y Chicamocha, posee una capacidad de 820 MW, es la cuarta hidroeléctrica con mayor capacidad instalada en el país. Cuenta con la presa La Tora de 190 m de altura y una casa de máquinas con las tres unidades de generación más grandes de Colombia.

El embalse Topocoro de 7.000 hectáreas aproximadamente, es uno de los más extensos del país y almacena el mayor volumen de agua con 4.800 millones de m³, está en jurisdicción de los municipios de Girón, Betulia, Zapatoca, Los Santos, Lebrija, San Vicente de Chucurí, Barrancabermeja, Puerto Wilches y Sabana de Torres que conforman su área de influencia.

A continuación, se presenta la energía generada anual por las plantas que pertenecen a la electrificadora de Santander.

Tabla 52. Generación plantas en kWh - Santander

Plantas	2019	Enero-Octubre 2020	Generador
Palmas	65.726.977,30	46.877.237,81	ESSA
Cascada	15.801.448,70	14.057.834,69	ESSA
TOTAL	81.528.426,00	69.935.072,50	

Fuente: ESSA

3.4.2. Proyectos de generación en Santander reportados por la ESSA

La ESSA cuenta con treinta y dos (32) solicitudes de conexión de nuevos proyectos de generación con energías renovables y no renovables a gran escala.

Tabla 53. Proyectos de generación a gran escala en el departamento de Santander- 2020

Proyecto	Potencia (MW)	FPO	Tecnología	Municipio
Autogeneración Ferticol	17	2020	Gas	Barrancabermeja
Térmica Barranca	100	2021	Gas	Barrancabermeja
PCH Renacer	16,37	2023	PCH	Mogotes
PCH's Palmar 18,01 Mw, Salitre 17,22 Mw, Planada 19,91 Mw	55,14	2022	PCH	Puente nacional Chiquinquirá
CSF continua Barbosa I y Planada 19,91 Mw	19,9	2022	Solar	Barbosa
Andes Solar	125	2021	Solar	Barrancabermeja

Proyecto	Potencia (MW)	FPO	Tecnología	Municipio
Barranquita	9,9	2021	Solar	Barrancabermeja
Galilea A y B	80	2021	Solar	Barrancabermeja
La fortuna	9,9	2021	Solar	Barrancabermeja
Parque Solar Fotovoltaico Lizama	40	2020	Solar	Barrancabermeja
Parque solar fotovoltaico Pradera	40	2020	Solar	Barrancabermeja
Parque Solar San Silvestre	60	2020	Solar	Barrancabermeja
Sol de Santander	40	2022	Solar	Barrancabermeja
Parque solar Capitanejo Solar FV		2022	Solar	Capitanejo
Proyecto Solar Charala	9,9	2022	Solar	Charala
Cimitarra	100	2024	Solar	Cimitarra
Parque Fotovoltaico Cimitarra	19,9	2022	Solar	Cimitarra
Parque fotovoltaico Cimitarra Termo tasajero	19,9	2022	Solar	Cimitarra
Solar Pantano	20	2022	Solar	Girón
Celsia solar Chicamocha	80	2022	Solar	Los Santos
Proyecto Solar fotovoltaico Oiba	5	2022	Solar	Oiba
Cabrera	100	2025	Solar	Pinchote
La manguita	40	2022	Solar	Puerto Wilches
Planta Solar Puerto Wilches	15	2021	Solar	Puerto Wilches
Proyecto Solar Puerto Wilches	60	2022	Solar	Puerto Wilches
PFV Puerto Wilches	19,9	2020	Solar	Puerto Wilches
Parque Solar Sabana II (parque solar isabella)	35	2020	Solar	Sabana de Torres
Planta Solar Sabana de Torres	15	2022	Solar	Sabana de Torres
Sabana	90	2025	Solar	Sabana de Torres
Pétalo de Santander II	19,9	2021	Solar	San Alberto
Central fotovoltaica Macaregua	19,9	2022	Solar	Villanueva
Parque solar Zapatoca	15,5	2020	Solar	Zapatoca

Fuente: Electrificadora de Santander (2020)

Los 32 proyectos suman 1298,11 MW, es decir, los proyectos que se pudieran construir en los siguientes años suman una capacidad instalada muy cercana a la generada por las seis grandes plantas de generación que se encuentran en el departamento. La mayor parte de estos proyectos son solares, cerca del 80% son proyectos solares, 11% pequeñas centrales hidroeléctricas, 8% proyectos a gas. Para hacer estos proyectos viables, se debe revisar, el mercado para la energía, capacidad en la red, permisos ambientales y precio competitivo de los terrenos.



Actualmente la ESSA se encuentra tramitando la conexión de veinte y cuatro (24) proyectos de generación solar a pequeña escala, la información referente a estos proyectos de generación a pequeña escala que se encuentran en trámite de conexión se presenta a continuación:

Tabla 54. Proyectos de generación a pequeña escala en trámite de conexión el departamento de Santander- 2020

Municipio	Cantidad de proyectos	Potencia (KW)	Tecnología
Sabana de torres	1	6,3	Solar FV
Barichara	2	23,7	Solar FV
Barrancabermeja	5	94,3	Solar FV
Bucaramanga	1	14,25	Solar FV
Charalá	1	3,1	Solar FV
Contratación	2	24,24	Solar FV
Floridablanca	3	27,86	Solar FV
Girón	1	3,6	Solar FV
Guadalupe	2	17,32	Solar FV
Lebrija	1	2,48	Solar FV
Piedecuesta	1	5,4	Solar FV
San Martin	2	12,45	Solar FV
Socorro	1	16,65	Solar FV
Villanueva	1	15	PCH

La ESSA reporto ciento dos (103) proyectos de generación solar a pequeña escala que ya se encuentran en operación, los cuales generan una potencia de 1.967,44 KW.

Tabla 55. Proyectos de generación a pequeña escala en operación en el departamento de Santander- 2020

Municipio	Cantidad de proyectos	Potencia (KW)	Tecnología
Barbosa	1	25,41	Solar FV
Barichara	3	32,86	Solar FV
Barrancabermeja	49	432,99	Solar FV
Bucaramanga	20	797,02	Solar FV
Capitanejo	3	2,52-	Solar FV
Charala	1	15	Solar FV
Floridablanca	7	53,93	Solar FV
Girón	9	430,79	Solar FV
Lebrija	1	35,64	Solar FV
Piedecuesta	4	85,41	Solar FV
San Alberto	1	10,05	Solar FV
San gil	3	41,8	Solar FV
San pablo	1	4,02	Solar FV

Fuente:



3.4.3. Proyectos de generación en Santander registrados ante la UPME

La fuente que mayor número de registros presenta ante la UPME es la solar, le siguen la hidráulica, térmica y la eólica. Actualmente Santander cuenta con 57 proyectos de energía solar, 17 proyectos de energía hidráulica, 8 de energía térmica y 2 de Biomasa, para un total de 84 proyectos de los cuales se encuentran vigentes 11 de energía solar.

Cada uno de los proyectos registrados en la UPME se encuentran en diferentes Fases, estas pueden ser tres.

Fase 1- Prefactibilidad. Análisis técnico – económico de las alternativas de inversión para el desarrollo de un proyecto.

Fase 2- Factibilidad. Se perfecciona y precisa la mejor alternativa identificada en la etapa de prefactibilidad, es decir, los estudios son más profundos y completos que la fase anterior. La información debe ser tal que permita tomar la decisión de realizar o no la inversión en la ejecución del proyecto.

Fase 3- Ingeniería de Detalle. Nivel de definición el cual permite la ejecución del proyecto.

3.4.3.1. Proyectos de energía hidráulica en Santander

En la actualidad Santander tiene registrado 17 proyectos de energía hidráulica con un valor total de 1246,54 MW como se observa en la Tabla 8.

Tabla 56. Proyectos hidráulicos registrados en la UPME

Municipio	No. proyectos Hidráulicos	Vigentes	Fase 1	Fase 2	Fase 3	En requerimiento	Capacidad MW
Oiba	3	0	1	2	0	0	51,2
Girón	1	0	0	0	1	0	820
San Gil	1	0	0	1	0	0	156
Suaita	2	0	1	0	0	1	51,2
Guapota	1	0	0	1	0	0	19,9
San Joaquín	2	0	1	0	0	1	62,08
Gambita	2	0	1	1	0	0	32,4
Barichara	1	0	1	0	0	0	204
Onzaga	1	0	1	0	0	0	19,84
Puente Nacional	3	0	0	3	0	0	48
TOTAL	17	0	4	7		2	1246,54

Fuente:

De los 17 proyectos registrados ante la UPME ninguno se encuentra vigente, en la tabla X se dan breves características de los proyectos existentes de energía hidráulica registrados ante la UPME.

Tabla 57. Características De Los Proyectos Hidráulicos Registrados En La UPME

Nombre Proyecto	Estado	Tecnología	Capacidad MW	Municipio	Nombre Promotor
Hidroibita	Fase 1	Filo de agua	11,2	Oiba	Marval S.A
Sogamoso	Fase 3	Embalse	820	Girón	Isagen S.A. E.S.P.
Santa Rosa	Fase 1	Filo de agua	19,9	Suaita	Hmv Ingenieros Ltda
Oibita	Fase 2	Filo de agua	19,9	Guapota	Hmv Ingenieros Ltda
Altamira	En requeri miento	Filo de agua	19,9	Suaita	Hmv Ingenieros Ltda
Chs-Rio Chicamocha- Santander	En requeri miento	Filo de agua	42,18	San Joaquin	Universal Stream S.A.S.
Pequeña Central Hidroelectrica El Tubo	Fase 1	Filo de agua	12,5	Gambita	Empresa Promotora Y Desarrolladora De Proyectos De Ingeniería Ltda - Ipd Ltda
Hidosantander	Fase 1	Embalse	204	Barichara	PCH Colombia S.A E.S.P.
Proyecto Hidroeléctrico Oibita	Fase 2	Filo de agua	20	Oiba	PCH San Bartolomé S.A.S. E.S.P.
PCH San Bartolomé	Fase 2	Filo de agua	20	Oiba	PCH San Bartolomé S.A.S. E.S.P.
Proyecto Hidroeléctrico Piedra Del Sol	Fase 2	Filo de agua	156	San Gil	Hmv-Isagen
PCH Ricaurte	Fase 1	Filo de agua	19,9	San Joaquin	Proeléctrica & Cia S.C.A. E.S.P.
PCH San Luis	Fase 1	Filo de agua	19,84	Onzaga	Proeléctrica & Cia S.C.A. E.S.P.
PCH Salitre	Fase 2	Filo de agua	15	Puente Nacional	Espacio Productivo S.A.S. - E.S.P
PCH Planada	Fase 2	Filo de agua	19	Puente Nacional	Espacio Productivo S.A.S. - E.S.P
PCH Palmar	Fase 2	Filo de agua	14	Puente Nacional	Espacio Productivo S.A.S. - E.S.P



Nombre Proyecto	Estado	Tecnología	Capacidad MW	Municipio	Nombre Promotor
Pequeña Central Hidroeléctrica Miravalle	Fase 2	Filo de agua	19,9	Gambita	Empresa Promotora Y Desarrolladora De Proyectos De Ingeniería Ltda - Ipd Ltda

Fuente: UPME

3.4.3.2. Proyectos de energía solar

En la actualidad Santander tiene registrado 57 proyectos de energía solar con un valor total de 2262,7742 MW como se observa en la Tabla 1.

Tabla 58. Proyectos Solares en Santander - 2020. Fuente: UPME

Municipio	No. proyectos solares	Vigentes	Fase 1	Fase 2	En requerimiento	Capacidad MW
Bucaramanga	14	0	10	2	2	1,81556
Barbosa	2	0	2	0	0	0,03162
Barichara	1	0	0	0	1	0,86
Barrancabermeja	11	3	4	4	3	464,9063
Betulia	1	0	0	0	1	200
Cimitarra	4	2	1	3	0	1099,9
Floridablanca	2	1	1	0	1	0,0551
Girón	6	3	5	1	0	299,94598
Lebrija	2	0	1	1	0	0,3564
Los Santos	5	0	1	4	0	100,6
Piedecuesta	5	0	2	2	1	0,21324
Pinchote	1	0	1	0	0	0,09
Puerto Wilches	1	1	0	1	0	40
Sabana de Torres	1	1	0	1	0	35
Zapatoca	1	0	0	1	0	19
TOTAL	57	11	28	20	9	2262,7742

Fuente: UPME

De los cincuenta y siete (57) proyectos registrados ante la UPME, once (11) proyectos se encuentran vigentes los cuales se pueden observar en la Tabla 2 con un valor total de 1429,53 MW.



Tabla 59. Proyectos solares vigentes en Santander- 2020. Fuente: UPME

Nombre Proyecto	Estado	Capacidad MW	Municipio	Nombre Promotor
SAN SILVESTRE 3	Fase 1	19,9	BARRANCABERMEJA	SOLAR PROJECTS DEVELOPERS S.A.S.
CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE FNCE (FOTOVOLTAICA), 30 KWp EN CARNES MANZANARES	Fase 1	0,03	FLORIDABLANCA	BIENES RAICES SANTANDER SAS
PARQUE SOLAR ISABELA	Fase 2	35	SABANA DE TORRES	COLOMBIA SOLAR CORPORACIÓN INTERNACIONAL SAS
PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA LA FORTUNA	Fase 1	9,9	BARRANCABERMEJA	COLGEOLICA S.A.S.
SEBASTOSOL	Fase 2	700	CIMITARRA	SEBASTOSOL SAS ESP
LA MANGUITA	Fase 2	40	PUERTO WILCHES	FERMINAC INT SAS
BARRANCA SOLAR	Fase 2	125	BARRANCABERMEJA	ANDES SOLAR IV S.A.S.
PLANTA FOTOVOLTAICA CARARE	Fase 1	200	CIMITARRA	ABO WIND RENEVABLES PROYECTO UNO SAS ESP
GUATIGUARA CHARCOS	Fase 1	99,9	GIRON	SOLAR PROJECTS DEVELOPERS S.A.S.
GUATIGUARA PLANADAS	Fase 1	99,9	GIRON	SOLAR PROJECTS DEVELOPERS S.A.S.
GUATIGUARA RINCÓN	Fase 1	99,9	GIRON	SOLAR PROJECTS DEVELOPERS S.A.S.

Fuente:

3.4.3.3. Proyectos de energía térmica

En la actualidad Santander tiene registrado 8 proyectos, no vigentes de energía térmica con un valor total de 1474 MW como se observa en la Tabla X



Tabla 60. Proyectos térmicos registrados en la UPME

Municipio	No. Proyectos	Fase 1	Fase 2	Fase 3	En requerimiento	Capacidad MW
Barrancabermeja	3	0	3	0	0	426
Cimitarra	2	0	2	0	0	850
San Vicente de Chucuri	1	0	0	0	1	150
El Carmen de Chucuri	1	0	1	0	0	99
Lebrija	1	0	1	0	0	99
TOTAL	8	0	7		0	1474

Fuente: UPME

Santander no tiene registrado proyectos vigentes de energía térmica, en la tabla X se dan breves características de los proyectos existentes de energía térmico registrados ante la UPME.

Tabla 61. Características de proyectos térmicos registrados en la UPME

Nombre Proyecto	Estado	Recurso	Tecnología	Capacidad MW	Municipio	Nombre Promotor
Merielectrica Ciclo Combinado	Fase 2	Gas Natural	Ciclo Combinado	103	Barrancabermeja	MERIELECTRICA S.A. & CIA. S.C.A. E.S.P.
Andino Power	Fase 2	Carbón	Ciclo Abierto	150	Cimitarra	REFINERIA SEBASTOPOL
Central Termica Magdalena	Fase 2	Pet Coke	Ciclo Abierto	250	Barrancabermeja	GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P. - GECELCA
Central Termoeléctrica Dos Bocas	En requerimiento	Carbón	Ciclo Abierto	150	San Vicente De Chucuri	CI CARBONES DE SANTANDER S.A.S.
Termo Sanvicente	Fase 2	Carbón	Otra	99	El Carmen De Chucuri	TERMO SANVICENTE S.A. E.S.P.
Termomerielectrica Ciclo Combinado	Fase 2	Gas Natural	Ciclo Combinado	73	Barrancabermeja	CELSIA S.A. E.S.P
Termoberrío	Fase 2	Carbón	Ciclo Abierto	700	Cimitarra	MINESA S.A.
Termolebrija 1	Fase 2	Carbón	Otra	99	Lebrija	AG GROUP S.A.S.

Fuente:

3.4.3.4. Proyectos de Biomasa

Actualmente el departamento de Santander cuenta con dos proyectos de biomasa registrados ante la Upme (Ver tabla xx).



Tabla 62. Proyectos de Biomasa registrados en la UPME

Nombre Proyecto	Vigencia	Estado	Recurso	Tecnología	Capacidad MW	Municipio	Nombre Promotor
AUTOGENERACIÓN AMM S.A.S.	No	Fase 1	Cultivo Energético	Termoquímico	0,14	San Vicente De Chucuri	ACEITES DEL MAGDALENA MEDIO S.A.S.
AUTOGENERACIÓN SABANA S.A.S.	No	Fase 1	Bagazo	Bioquímico	0,43	Rionegro	EXTRACTOR A SABANA S.A.S.

Fuente:

3.4.4. Potenciales de energías renovables en el departamento de Santander

El aprovechar eficientemente el potencial energético solar, hidraulico, eólico y biomasa para la producción de energía eléctrica es un gran reto mundial. Estudios de la UPME y otras entidades han identificado potenciales energéticos importantes de recursos renovables no convencionales en el país, incluyendo solar, hidraulico y eólico .

3.4.4.1. Potencial Hidráulico

El sur de Santander que es un terreno montañoso donde se pueden construir proyectos solares de pequeña escala, pero tiene mayor potencial para pequeñas centrales hidráulicas que no requieren construcción de embalses. Estudios realizados establecen los siguientes potenciales hidráulicos:

Proyecto Fonce: Situado sobre el río Fonce, principal tributario a unos ocho km al norte de la ciudad de San Gil, el Proyecto Fonce aprovecha las aguas del río que lleva el mismo nombre, en un sitio ubicado 480 metros aguas debajo de la confluencia del río Mogoticos, donde su caudal medio es de 81.2m³/s. Allí, mediante una toma lateral situada en la margen izquierda, se captan las aguas y se conducen mediante un sistema de túnel, pozo y tubería, hasta una casa de máquinas subterránea para aprovechar una cabeza hidráulica neta de 476metros que permitiría instalar 520 MW y generar 2577 GWh/año. Estas características fueron normalizadas por la empresa de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P – ISA, para que el proyecto pueda contar con una posible instalación de 420 MW, la cual permitiría generar 2290 GWh/año. El proyecto fue diseñado para evacuar un caudal de 6500 m³/s que permitiría dar paso a una creciente de caudal máxima de 8050m³/s.

Proyecto Cabrera: El Proyecto Cabrera aprovecha las aguas del río Suárez en un sitio ubicado 2.5 km debajo de la confluencia del río Fonce, donde su caudal medio multianual es de 298 m³/s. En ese punto, mediante la construcción de una presa de enrocado con núcleo impermeable de 127 m de altura, se crearía un embalse de 464 millones de m³ de agua. Las aguas se conducen a través de un sistema de pozos y túneles excavados en la margen derecha hasta una casa de máquinas subterráneas donde se alojarán cuatro grupos de turbogeneradores con 150 MW, para una capacidad total de 600 MW. Al igual

que el Fonce, con la normalización este proyecto cambió su capacidad instalada a 605 MW y su generación de 2700 GWh/año.

Entre dichos estudios estaban los de Cabera y Fonce79, para los cuales se realizaron algunas pruebas, que fueron aprobadas por la CREG (Comisión de Regulación de Energías y Gas), con el objeto de tener un portafolio de proyectos para ejecutar o comercializar en el futuro.

En cuanto a los aspectos ambientales de los proyectos Fonce y Cabrera, hay que señalar que se encuentran en una región montañosa, situada al sureste del departamento de Santander; como área de influencia se consideró una extensión de 3500 m², donde tienen asiento cerca de veinte municipios y las obras afectarían a los municipios de San Gil, Barichara, Mogotes, Valle de San José, Ocamonte, Charalá, Páramo, Cabrera, Palmar, Simacota y Socorro. Las repercusiones más importantes desde el punto de vista ambiental están relacionadas con inundaciones y con la disminución del caudal en el tramo del río situado entre el sitio de la presa y la zona de la descarga libre de las aguas servidas del municipio de Valle de San José; así mismo, entre el embalse y la captación de las aguas servidas del municipio de Charalá.

Proyecto Chimera: Se localiza inmediatamente aguas debajo de la confluencia del río Oibita en el río Suárez, unos 20 km al sur del municipio del Socorro y a 4 km de la población de Chima, en la cota 887 msnm. En el sitio del proyecto se drenan unos 9496 km² que corresponden a un caudal medio del orden de 163 m³/s. El proyecto permitirá una generación anual de cerca de 3200 GWh/año mediante seis unidades de generación de 156.5 MW equipadas con turbinas tipo Francis, lo cual significa una capacidad instalada en esta central de 939 MW.

Proyecto Galán: Ubicado sobre el tramo final del río Suárez, 5 km abajo del punteadero de la vía Socorro- Galán, aprovecha un caudal promedio de 303.9 m³/s.

La presa de 72 m de altura contará con una central de generación en caverna que albergará cuatro turbinas tipo Francis con sus respectivos equipos cuya capacidad total instalada será de 500 MW que permitirá producir 2.850 GWh/año de energía media. Al sitio de las obras se llega por la vía Socorro-Zapatoca.

Proyecto Filo-Cristal: A unos 22 km aguas abajo del sitio de presa de la hidroeléctrica Sogamoso, en la cota 110 msnm. Aprovecharía nuevamente las aguas del río Sogamoso y unos 50 m de caída mediante presa y casa de máquinas con capacidad de 262 MW para una generación estimada del orden de 1650 GWh/año.

Proyecto Zambito: Ubicado en el cauce medio del río Magdalena, en un tramo del río que comprende territorios de los departamentos de Santander, Boyacá y Antioquia, entre las cotas 112 y 125 correspondientes al lecho del río en el sitio de presa y nivel de embalse creado. Generaría unos 1595 GWh/año con una instalación de 225 MW equipada con turbinas tipo bulbo, utilizando una caída artificial de 9 m.



Proyecto Vuelta de Acuña: Sitio en el cauce medio del Río Magdalena, el lugar de las obras se ubica en la cota 92 msnm en territorios de Santander y Antioquia donde se levantarán las obras de presa de concreto de unos 15 m de altura, esclusas para navegación y central superficial de generación a pie de presa, que formarán un embalse de 18 km a lo largo del cauce ocupando un área de 32 km² que subirá el nivel de las aguas hasta la cota 107 msnm. El proyecto tendrá una instalación de 255 MW y generará mediante equipos provistos de turbinas tipo bulbo una energía del orden de 1880 GWh/año, aprovechando en el sitio un caudal de 2615 m³/s.

Proyecto Puerto Wilches: En el cauce medio río Magdalena, ubicado en territorios de Santander y Bolívar en la cota 57 msnm, comprenderá obras de presa en concreto de baja altura, esclusas y casa de máquinas superficial de pie de presa que formarán un embalse de 21 km de largo e inundará unos 27 km² elevando el nivel de las aguas del río hasta la cota 6977.

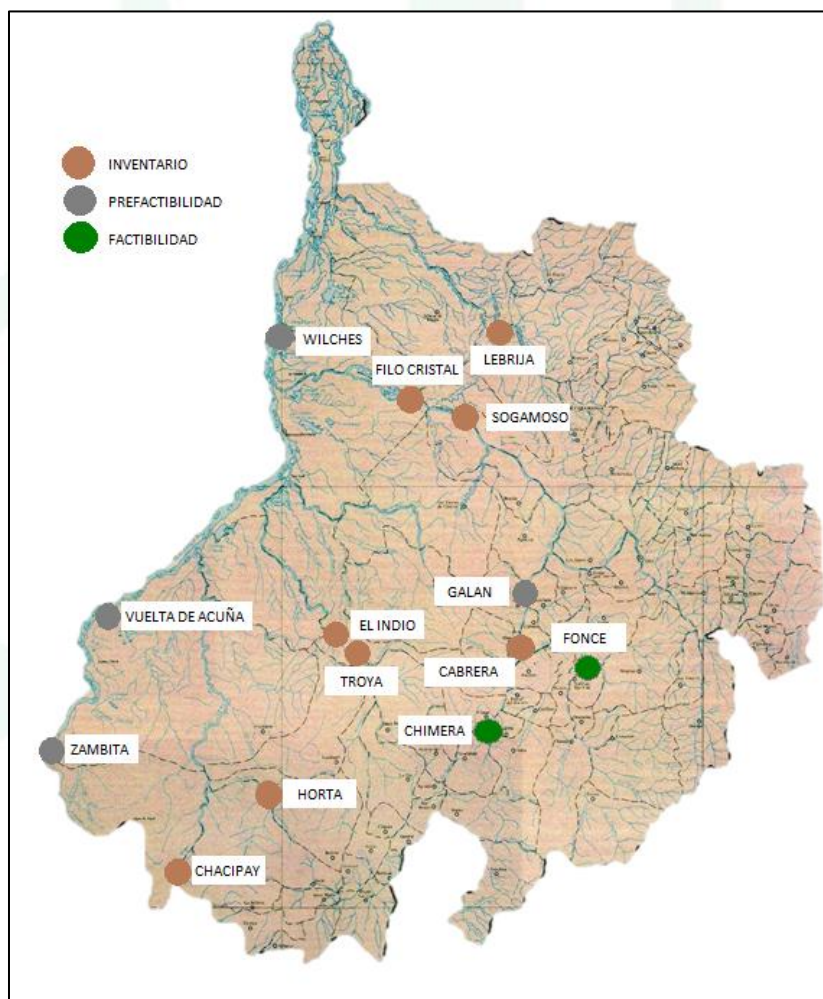


Figura 18. Mapa de posibles zonas de hidroenergía en Santander.
Fuente: Atlas Ambiental Departamento Santander.



Construir represas para producir hidroeléctricidad implica transformar las áreas donde ellas se instalan o que influyen, en forma tal que el capital cuenta con mayores espacios para circular y dominar libremente. Se trata de una reconfiguración territorial cuya condición es un juego de negociaciones que imponen las empresas constructoras a las poblaciones afectadas, esto implica una inversión alta. Los montos de inversión para una hidroeléctrica resultan ser muy altos, y es importante notar que, aunque el principal criterio cuando se hace una inversión es obtener una tasa de retorno alta, también busca minimizar el monto invertido.

3.4.4.2. *Potencial Solar*

Santander tiene un buen promedio de radiación solar durante el año y podría ser aprovechado para soluciones aisladas o de generación distribuida para alimentar zonas que no cuentan con energía, las cuales son aproximadamente el 10% del departamento. El Magdalena Medio Santandereano con un gran potencial de proyectos solares a gran escala, pues los terrenos son planos, de gran extensión, bajos precios y buenas conexiones eléctricas, se tiene un estimado potencial de 1000 MW. Por otro lado, estudios realizados arrojan que Aratoca, Puerto Parra y Curití poseen el mejor potencial solar del departamento de Santander, por lo que se recomienda realizar estudios en estos lugares para determinar el potencial real y realizar proyecciones exactas de los posibles proyectos de generación. (Maldonado, Roncancio, Saavedra, 2019)

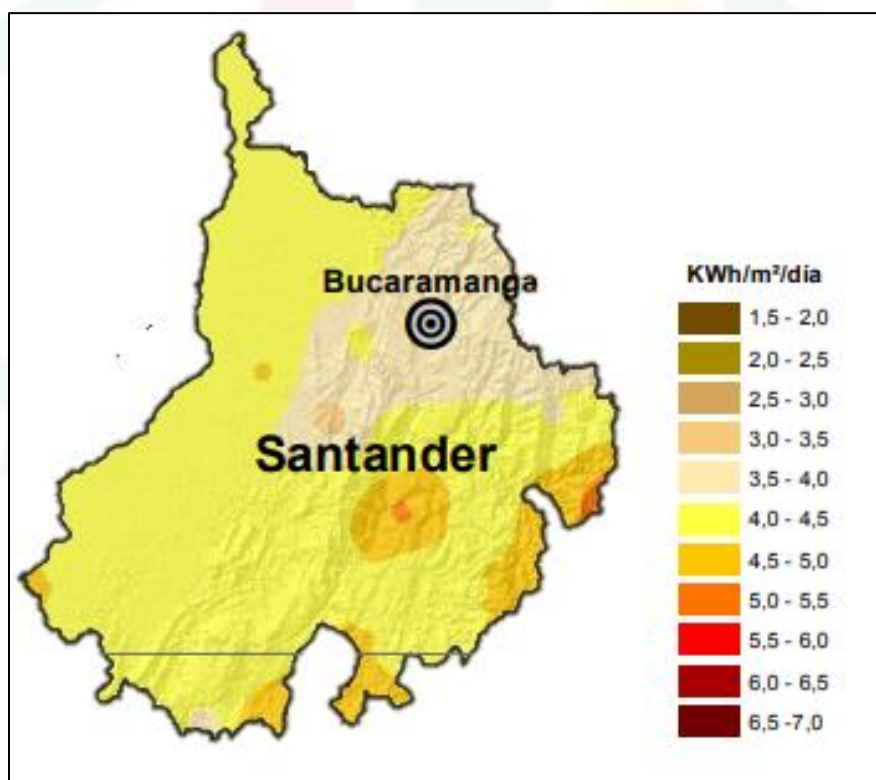


Figura 19. Irradiación global horizontal del departamento de Santander- 2014
Adaptada: IDEAM



La electrificadora de Santander identifico 1.187 usuarios susceptibles para la instalación de soluciones individuales, distribuido en ciertos municipios de Santander como se muestra a continuación

Tabla 63. Soluciones individuales en zonas no interconectadas

Municipio	Provincia	Usuarios Topografía a FV sin proyecto	Usuarios Solución Aislada Concepto UPME	Usuarios FV por restricción Ambiental	Usuarios FV por restricción presupuesta I	Total
Barrancabermeja	Mares	89	-	-	-	89
Betulia	Mares	-	-	12	-	12
Bolívar	Vélez	36	-	-	-	36
California	Soto	3	-	-	-	3
Charala	Guanentina	2	-	-	-	2
Cimitarra	Vélez	35	-	-	-	35
Coromoro	Guanentina	44	-	-	107	151
Curiti	Guanentina	-	10	-	-	10
El Carmen de Chucuri	Mares	7	-	11	-	18
El Peñón	Vélez	166	-	-	2	168
El Playón	Soto	-	-	-	19	19
Encino	Guanentina	-	-	-	90	90
Florián	Vélez	5	-	-	-	5
Hato	Comunera	-	-	-	7	7
La Belleza	Vélez	195	-	-	-	195
Landázuri	Vélez	8	-	-	17	25
Los Santos	Soto	-	-	-	5	5
Onzaga	Guanentina	-	-	-	39	39
Paramo	Guanentina	-	17	-	-	17
Sabana de Torres	Mares	-	-	-	14	14
San Vicente de Chucuri	Mares	12	-	-	-	12
Sucre	Vélez	227	-	-	6	233
Surata	Soto	2	-	-	-	2
TOTAL		831	27	23	306	1.187

Fuente:

3.4.4.3. Potencial Eólico

En cuanto al potencial de aprovechamiento del viento en Santander, aunque no es alto, existen periodos del año como los meses de Julio y agosto que pueden ser aprovechados especialmente en la zona noroccidental. La tecnología existente hoy en día permite beneficiarse de todo tipo de vientos para generar pequeñas potencias de energía que pueden complementar la generación de otras fuentes de energía. Para poder aprovechar la energía eólica es importante conocer las variaciones diurnas y nocturnas y estacionales de los vientos, la variación de la velocidad del viento con la altura sobre el suelo, la





intensidad de las ráfagas en espacios de tiempo breves, y valores máximos ocurridos en series históricas de datos con una duración mínima de veinte años. Para poder utilizar la energía del viento es necesario que éste alcance una velocidad mínima que depende del aerogenerador que se vaya a utilizar, pero que suele empezar entre los 3 m/s (10 km/h) y los 4 m/s (14,4 km/h), velocidad llamada "cut-in speed", y que no supere los 25 m/s (90 km/h), velocidad llamada "cut-out speed".

Es importante anotar que, en Santander, en el Atlas de Viento y Energía Eólica del IDEAM, se reportan dieciséis sitios puntuales que exhiben niveles de velocidad con cierto grado de importancia para el aprovechamiento energético (Ver figura x). Dentro de los sitios encontrados, se tiene la estación ubicada en el aeropuerto de Palonegro, donde las velocidades de los vientos que se presentan entre medio día y cinco de la tarde a lo largo del año -y provienen del noroeste- alcanzan los 5 m/s en promedio. Actualmente no se encuentran registros proyectos con energía eólica en la UPME.

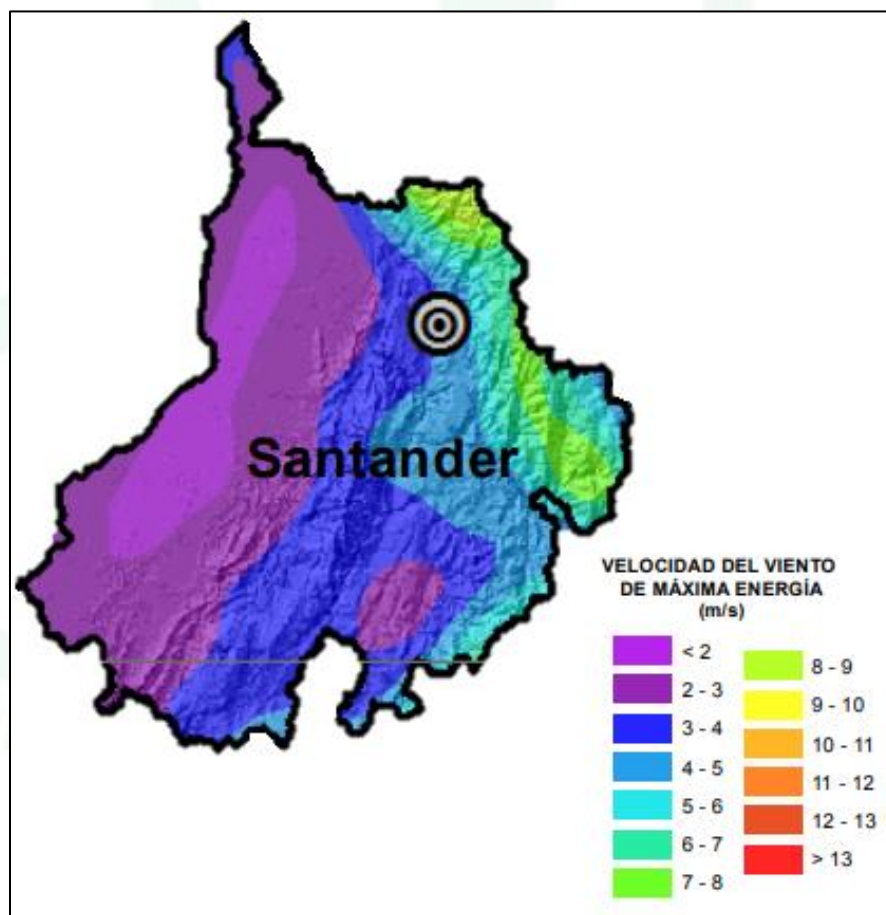


Figura 20. Velocidad Máxima del Viento en Santander 2015
Adaptado: IDEAM





3.4.5. Transporte de Energía en Santander

Actualmente el operador de red más relevante de transmisión de energía, es la electrificadora de Santander, esta cuenta con 892.02 km de red para llegar a cabo la transmisión del servicio de energía.

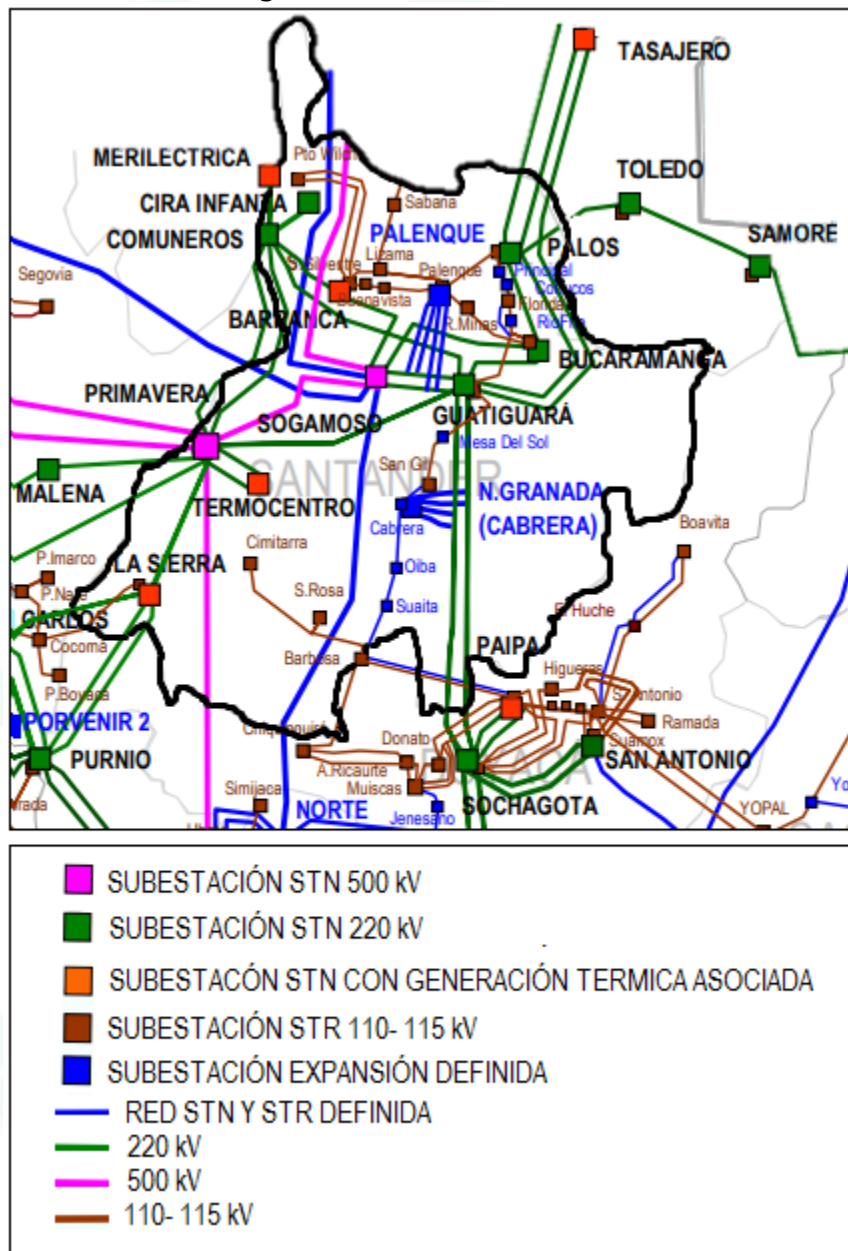


Figura 21. Sistema de Trasmisión en el departamento de Santander.
Adaptado: UPME

Tabla 64. Líneas de transmisión en el departamento de Santander al año 2023

Red de transmisión existente de 220 kV (Km)	km
Bucaramanga - Palos	23,52





Red de transmisión existente de 220 kV (Km)	km
Palos - Guatiguara	30,36
Guatiguara - Bucaramanga	11,43
Bucaramanga - Sogamoso	44,65
Sogamoso - Termobarranca	52,54
Barranca - Comuneros	0,12
Guatiguara - Comuneros	92,18
Total	254,8
Red de transmisión existente de 110- 115 kV (Km)	km
Palos - Palenque	10,69
Palos - Bosconia - florida	18,18
Barranca - Lizama	36,59
Palenque - Lizama	45,69
Piedecuesta - San gil	60,6
Bucaramanga- Florida-pdcta	12,2
San silvestre - Palenque	79,93
Barranca - San silvestre	8,58
Barranca - Pto Wilches	37,71
Barbosa - Cimitarra	61,36
Paipa - Barbosa	65,24
Minas - Bucaramanga - florida	8,72
Palenque - Real de minas	5,12
Lizama - Sabana	33,2
Sabana - San Alberto	44,68
Barranca - Puerto Wilches - In 2	34,2
Wilches - Isla VI	10,64
Barbosa - Chiquinquirá	43,11
Barranca - Buenavista	12,12
Barranca - Condor	8,66
Total	637,22

Fuente:

El Sistema de Transmisión Nacional (STR) del departamento de Santander está conformado por siete (7) líneas de 220 kV con un total de 254,8 km, veinte (20) líneas de 110-115 kV con un total de 637,22 km, cinco (5) subestaciones alimentadas a 220 kV y 18 Subestaciones alimentadas a 115 kV. Se estima con la ejecución actual del plan de inversiones regulatorio, la siguiente proyección de infraestructura para el año 2023.

Tabla 65. Proyección de los sistemas nacionales y regionales en el departamento de Santander al año 2023

Red de trasmisión nacional (km)	Red de trasmisión regional (km)	Subestaciones
213	778	84

Fuente:



3.4.6. Comercialización de Energía en Santander

Actualmente el departamento de Santander cuenta con cuatro (4) comercializadores registradas ante la CREG: Electrificadora de Santander- ESSA, Itacol Energía S.A. E.S.P, Energía y Agua S.A.S. E.S.P. y Ruitoque S.A. E.S.P.

La ESSA registro la comercialización del servicio en el 2020 a 853.789 clientes del mercado regulado clasificados en las clases de servicio: residencial, comercial, industrial, oficial, alumbrado público, acueductos y provisionales. La energía vendida total, correspondiente a la facturada a clientes y usuarios es de 1.524 GWh con un decremento del 1,23% respecto al año anterior. La ESANT a su vez registra la comercialización del servicio de energía eléctrica a tres (3) usuarios y ITALCOL registra la comercialización del servicio de energía a siete (7) usuarios del mercado no regulado clasificados en clase de servicio industrial, facturando una energía a usuarios de 2.083.149, Ruitoque registro distribución de energía a 517 usuarios urbanos y 187 usuarios rurales.

3.4.7. Distribución de Energía en Santander

El departamento cuenta con dos empresas distribuidoras de energía (Ver tabla X). La ESSA cuenta con 78 subestaciones, 35.532 transformadores de distribución con capacidad de 4.528 MVA y 56.443 km de red para llegar a cabo la distribución del servicio de energía.

Tabla 66. Empresas distribuidoras de energía en el departamento de Santander.

Nombre	Nit	Actividad	Fecha registro	Municipio
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	890201230-1	Distribución	20/07/1995	Bucaramanga
RUITOQUE S.A. E.S.P.	804001062-8	Distribución	06/10/2000	Floridablanca

Fuente: CREG

3.4.8. Índice de Cobertura Eléctrica en Santander

Conforme a lo señalado en las Leyes 142 y 143, el Estado debe garantizar la prestación del servicio público de energía eléctrica en todo el territorio nacional. Para ello durante los últimos años Santander por medio de la empresa Electrificadora de Santander ESSA, ha venido desarrollando proyectos de electrificación constantemente, generando de esta manera un incremento tangencial en la cobertura, tal y como se muestra en la tabla 2.



Tabla 67. Índice de Cobertura Eléctrica en Santander

Ítem	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Meta 2020
Cobertura	96,53	96,54	97,01	97,76	98,17	98,41	98,81	98,87	98,95
Cobertura Urbana %	99,50	99,50	99,20	99,59	99,50	99,53	99,81	99,69	99,69
Cobertura Rural %	87,00	87,00	90,00	91,84	93,97	95,01	95,74	96,40	96,80

Actualmente Santander cuenta con 798.798 viviendas, de las cuales 601.235 son viviendas urbanas y 197.563 viviendas rurales como se puede ver en la tabla 51.

Tabla 68. Viviendas con Electrificación en los Municipios del Departamento.

Municipio	Viviendas Urbanas	Viviendas Rurales	Viviendas Totales
Bucaramanga	208.083	3.836	211.919
Aguada	101	629	730
Albania	13	1.857	1.870
Aratoca	770	2.280	3.050
Barbosa	9.522	2.975	12.497
Barichara	1.533	2.080	3.613
Barrancabermeja	76.159	7.795	83.954
Betulia	588	1.679	2.267
Bolívar	648	3.189	3.837
Cabrera	142	492	634
California	258	339	597
Capitanejo	1.341	1.035	2.376
Carcasí	250	1.432	1.682
Cepitá	74	575	649
Cerrito	976	1.102	2.078
Charalá	2.941	2.478	5.419
Charta	311	923	1.234
Chima	191	1.045	1.236
Chipatá	288	1.387	1.675
Cimitarra	5.833	7.472	13.305
Concepción	1.002	1.128	2.130
Confines	223	1.022	1.245
Contratación	1.180	528	1.708
Coromoro	422	2.481	2.903
Curití	1.779	3.002	4.781
El Carmen de Chucurí	866	4.853	5.719
El Guacamayo	302	684	986
El Peñón	180	1.489	1.669
El Playón	2.331	2.382	4.713

Municipio	Viviendas Urbanas	Viviendas Rurales	Viviendas Totales
Encino	197	786	983
Enciso	359	1.046	1.405
Florián	493	1.901	2.394
Floridablanca	85.791	4.661	90.452
Galán	386	819	1.205
Gambita	-	1.159	1.159
Girón	47.330	6.489	53.819
Guaca	649	1.837	2.486
Guadalupe	698	1.595	2.293
Guapotá	224	717	941
Guavatá	354	1.546	1.900
Güepsa	788	1.028	1.816
Hato	199	701	900
Jesús María	304	1.204	1.508
Jordán	36	291	327
La Belleza	610	1.998	2.608
Landázuri	1.229	3.565	4.794
La Paz	368	1.617	1.985
Lebrija	6.350	6.910	13.260
Los Santos	647	5.306	5.953
Macaravita	150	759	909
Málaga	6.610	1.250	7.860
Matanza	633	1.679	2.312
Mogotes	1.513	1.593	3.106
Molagavita	255	1.593	1.848
Ocamonte	368	1.731	2.099
Oiba	1.968	2.699	4.667
Onzaga	622	1.515	2.137
Palmar	201	334	535
Palmas del Socorro	259	918	1.177
Páramo	485	1.204	1.689
Piedecuesta	47.280	11.979	59.259
Pinchote	571	1.305	1.876
Puente Nacional	2.177	4.369	6.546
Puerto Parra	996	1.681	2.677
Puerto Wilches	7.638	3.831	11.469
Rionegro	3.762	6.344	10.106
Sabana de Torres	8.471	3.610	12.081
San Andrés	1.217	2.632	3.849
San Benito	149	1.035	1.184
San Gil	21.096	3.550	24.646
San Joaquín	378	805	1.183
San José de Miranda	336	1.311	1.647



Municipio	Viviendas Urbanas	Viviendas Rurales	Viviendas Totales
San Miguel	216	857	1.073
San Vicente de Chucurí	4.423	6.728	11.151
Santa Bárbara	187	734	921
Santa Helena del Opón	296	1.167	1.463
Simacota	833	2.347	3.180
Socorro	10.019	2.442	12.461
Suaita	1.591	3.045	4.636
Sucre	541	2.725	3.266
Suratá	327	1.196	1.523
Tona	639	2.695	3.334
Valle de San José	936	1.397	2.333
Vélez	3.939	4.395	8.334
Vetas	230	491	721
Villanueva	1.798	1.305	3.103
Zapatoca	2.806	967	3.773

Fuente: Electrificadora de Santander (2020)

De las 798.798 viviendas informadas por la ESSA, se encuentran electrificadas 795.090, sin electrificar 3.708. (Ver tabla x)

Tabla 69. Viviendas sin Electrificación en los Municipios del Departamento.

Municipio	Viviendas Electrificadas	Viviendas sin electrificar
Socorro	2.480	0
Palmas del socorro	923	12
Hato	706	36
Galan	819	78
Palmar	337	0
Confines	1.025	41
Contratación	529	51
El guacamayo	683	41
Chima	1.047	33
Gambita	1.159	232
Guadalupe	1.601	0
Guapota	718	5
Oiba	2.709	83
Simacota	2.352	92
Suaita	3.050	140
Malaga	1.217	26
San Andres	2.644	83
Guaca	1.838	39
Molagavita	1.605	44
San Jose de miranda	1.337	75
Enciso	1.060	0

Municipio	Viviendas Electrificadas	Viviendas sin electrificar
Carcasí	1.434	57
Capitanejo	1.048	33
Macaravita	759	160
San miguel	857	24
Concepción	1.134	23
Cerrito	1.140	54
San gil	3.615	46
Aratoca	2.348	12
Barichara	2.104	88
Cabrera	493	26
Cepita	575	52
Coromoro	2.485	506
Curiti	3.017	34
Charala	2.481	50
Encino	786	175
Jordan	297	0
Mogotes	2.935	58
Ocamonte	1.734	6
Onzaga	1.515	128
Paramo	1.217	17
Pinchote	1.314	29
San Joaquin	803	0
Valle de san Jose	1.400	55
Villanueva	1.321	23
Barrancabermeja	8.242	349
Betulia	1.713	74
El Carmen de chucuri	4.864	479
Puerto Wilches	4.023	39

Fuente: Electrificadora de Santander (2020)

Según la información recolectada como se puede ver en la Tabla 3 el municipio de Gambita es el municipio que presenta menor cobertura eléctrica con un 64%, es decir que, de los 1.159 hogares, 232 tienen servicio de energía eléctrica, teniendo pendientes por electrificar 927 viviendas; seguido de estos los municipios el Peñón, Puerto Wilches, Aguada, Cabrera, California, Cepitá, Coromoro, Encino, La belleza, Pinchote, los cuales poseen cobertura de electrificación inferiores al 90%

Tabla 70. Índice de cobertura eléctrica por municipio en el departamento de Santander-2020.

Municipio	Índice de cobertura en cabecera municipal	Índice de cobertura en el resto de municipio
Bucaramanga	100%	100%
Aguada	28%	89%
Albania	8%	97%

Municipio	Índice de cobertura en cabecera municipal	Índice de cobertura en el resto de municipio
Aratoca	100%	99%
Barbosa	100%	99%
Barichara	100%	96%
Barrancabermeja	100%	91%
Betulia	100%	94%
Bolívar	100%	93%
Cabrera	100%	89%
California	100%	89%
Capitanejo	100%	97%
Carcasí	100%	97%
Cepitá	100%	85%
Cerrito	100%	95%
Charalá	100%	96%
Charta	100%	92%
Chima	100%	97%
Chipatá	100%	98%
Cimitarra	100%	93%
Concepción	100%	98%
Confines	100%	96%
Contratación	100%	90%
Coromoro	100%	83%
Curití	100%	99%
El Carmen de Chucurí	100%	91%
El Guacamayo	100%	93%
El Peñón	100%	72%
El Playón	100%	96%
Encino	100%	81%
Enciso	100%	100%
Florián	100%	93%
Floridablanca	100%	99%
Galán	100%	93%
Gambita	0%	64%
Girón	100%	100%
Guaca	100%	98%
Guadalupe	100%	100%
Guapotá	100%	96%
Guavatá	100%	100%
Güepso	100%	99%
Hato	100%	95%
Jesús María	100%	93%
Jordán	100%	100%
La Belleza	100%	86%
Landázuri	100%	95%
La Paz	100%	96%
Lebrija	100%	100%

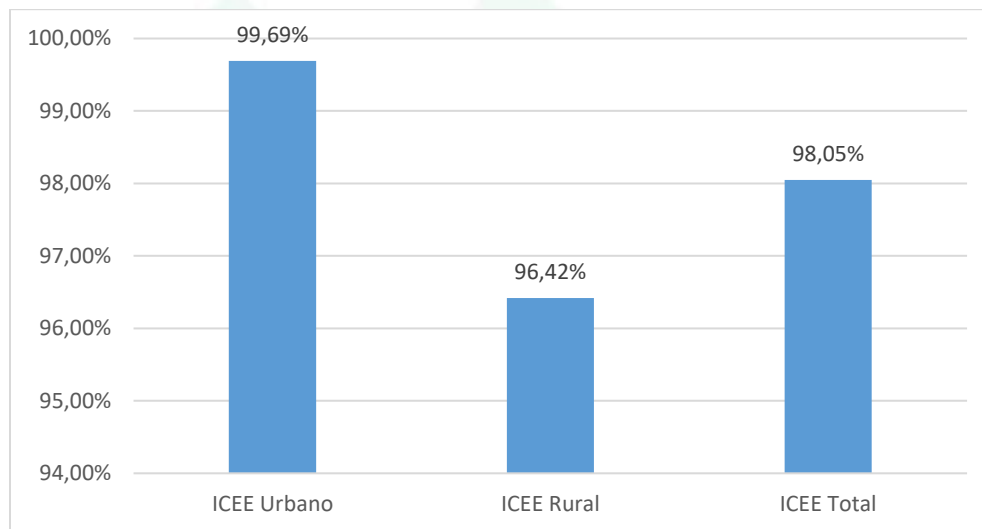
Municipio	Índice de cobertura en cabecera municipal	Índice de cobertura en el resto de municipio
Los Santos	100%	96%
Macaravita	100%	86%
Málaga	100%	96%
Matanza	100%	98%
Mogotes	100%	97%
Molagavita	100%	97%
Ocamonte	100%	99%
Oiba	100%	96%
Onzaga	100%	91%
Palmar	100%	100%
Palmas del Socorro	100%	98%
Páramo	100%	98%
Piedecuesta	100%	97%
Pinchote	100%	84%
Puente Nacional	100%	100%
Puerto Parra	100%	96%
Puerto Wilches	100%	70%
Rionegro	100%	95%
Sabana de Torres	100%	96%
San Andrés	100%	97%
San Benito	100%	96%
San Gil	100%	99%
San Joaquín	100%	100%
San José de Miranda	100%	93%
San Miguel	100%	96%
San Vicente de Chucurí	100%	94%
Santa Bárbara	100%	100%
Santa Helena del Opón	100%	100%
Simacota	100%	97%
Socorro	100%	100%
Suaita	100%	92%
Sucre	100%	90%
Suratá	100%	96%
Tona	100%	99%
Valle de San José	100%	96%
Vélez	100%	99%
Vetas	100%	96%
Villanueva	100%	98%
Zapatoca	100%	74%

Fuente: Electrificadora de Santander (2020)

Puntualmente en lo concerniente a la cobertura eléctrica para el año 2020, el departamento de Santander presentó una cobertura rural del 96,42%, y 99.69% de cobertura de electrificación urbana, tal y como se muestra en la ilustración 22, es



importante resaltar que las áreas carecen de electrificación, se ubican en zonas aisladas, para las cuales es necesario implementar energías alternativas que faciliten su instalación y manteniendo en estos sectores y que su impacto al medio ambiente y el paisajismo sea leve.



Gráfica 26. Índice de cobertura de energía eléctrica-ICEE 2020

Fuente:

El índice de cobertura eléctrica rural se encuentra 3,27% menos que el índice de cobertura eléctrica urbano. Esto por ser las zonas rurales, las zonas con mayor déficit en cobertura eléctrica, se ha venido haciendo un seguimiento de las viviendas sin electrificar y se han desarrollado proyectos con el fin de aumentar la cobertura eléctrica en estas zonas.

3.4.9. Electrificación rural- 2020

En Santander, del total de 211.791 viviendas, se encuentran electrificadas 204.163, sin electrificar 7.628, obteniendo de esta manera cobertura en electrificación del 96.40%.

Tabla 71. Electrificación rural- Santander 2020

Provincias	Viviendas rurales	Viviendas rurales con servicio	Viviendas rurales sin servicio	% Cobertura
Comunera	21.250	20.276	974	95,42%
García Rovira	16.796	16.242	554	96,70%
Guanentá	31.906	30.588	1.318	95,87%
Yariguies	32.032	30.731	1.301	95,94%
Soto	59.414	58.361	1.053	98,23%
Vélez	50.393	47.965	2.428	95,18%
Total Departamento	211.791	204.163	7.628	96,40%

Fuente:

Es importante tener en cuenta que en algunas zonas es compleja la instalación de redes de energía eléctrica convencional, razón por la cual es necesario pensar en energías alternativas; en la siguiente tabla se listan los municipios con el número de las viviendas que requieren de este tipo de electrificación y que además son aptas para la instalación de equipos de energía solar, como solución a las 1560 viviendas en el departamento que requieren de soluciones diferentes a la electrificación.

Tabla 72. Viviendas Aptas para Instalación de Energía Solar – Alternativa de Electrificación.

Número aproximado de viviendas aptas para electrificación rural con energía solar			Número aproximado de viviendas aptas para electrificación rural con energía solar		
No.	Municipio	Cant.	No.	Municipio	Cant.
2	Aguada	10	46	Landázuri	7
3	Albania	9	47	La Paz	71
4	Aratoca	14	48	Lebrija	11
6	Barichara	10	49	Los Santos	15
8	Betulia	32	50	Macaravita	12
9	Bolívar	43	51	Málaga	8
10	Cabrera	12	52	Matanza	30
11	California	4	53	Mogotes	25
12	Capitanejo	10	54	Molagavita	22
13	Carcasí	20	55	Ocamonte	17
14	Cepita	8	56	Oiba	12
15	Cerrito	28	57	Onzaga	28
16	Charalá	7	58	Palmar	7
17	Charta	4	59	Palmas Del Socorro	8
18	Chima	20	60	Paramo	15
19	Chipatá	15	61	Piedecuesta	7
20	Cimitarra	49	62	Pinchote	14
21	Concepción	22	63	Puente Nacional	12
22	Confines	12	64	Puerto Parra	52
23	Contratación	18	65	Puerto Wilches	22
24	Coromoro	20	66	Rionegro	15
25	Curití	7	67	Sabana De Torres	32
26	El Carmen De Chucuri	37	68	San Andrés	17
27	El Guacamayo	27	69	San Benito	12
28	El Peñón	130	70	San Gil	7
29	El Playón	30	71	San Joaquín	13
30	Encino	22	72	San José De Miranda	19
31	Enciso	17	73	San Miguel	22
32	Florián	15	74	San Vicente De Chucuri	39
33	Floridablanca	7	75	Santa Barbara	6

34	Galán	22	76	Santa Helena Del Opón	34
35	Gambita	32	77	Simacota	37
36	Girón	20	78	Socorro	8
37	Guaca	15	79	Suaita	27
38	Guadalupe	12	80	Sucre	170
39	Guapota	8	81	Surata	13
40	Guavatá	5	82	Tona	4
41	Güepso	10	83	Valle De San José	22
42	Hato	8	84	Vélez	12
43	Jesús María	33	85	Vetas	5
44	Jordán	13	86	Villanueva	29
45	La Belleza	45	87	Zapatoca	12
			Total		1560

Fuente: Dirección de Asuntos Mineroenergéticos

3.4.10. Causales de la Falta de Electrificación de las VSS

Las Zonas No Interconectadas (ZNI) en Colombia impiden que la población residente en dichas regiones tenga un acceso a la energía eléctrica constante y de calidad, lo que afecta directamente la calidad de vida, restringiendo oportunidades de educación, productividad y acceso a las TIC. De acuerdo el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (IPSE), las ZNI representan aproximadamente el 52% del territorio colombiano y en ellas se encuentra una población estimada de 1.900.000 habitantes. Estas zonas se encuentran compuestas por un departamento insular (Archipiélago de San Andrés y Providencia), cuatro capitales departamentales (Amazonas, Vichada, Guainía y Vaupés), 17 departamentos, 97 municipios, 37 cabeceras municipales y 1.728 localidades.

Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente, el departamento de Santander no cuenta con zonas no interconectadas al sistema eléctrico nacional, por ello se habla de que serían zonas rurales aisladas (ZRA), las cuales no cuentan con acceso a la energía eléctrica por varios motivos, ejemplo, por su dificultad de acceso o por razones económicas, hacen muy difícil su conexión a las redes de distribución, y por ello, han quedado excluidas a lo largo del tiempo del proceso de electrificación mediante la extensión de redes.

Las ZRA se caracterizan por tener una alta dispersión geográfica y estar alejadas de los núcleos habitados, contar con débiles infraestructuras viarias y de comunicación, y en muchos casos, con orografías complicadas y con áreas protegidas. Estas condiciones hacen que, tanto la inversión inicial como los costes de operación y mantenimiento de las redes, sean excesivamente altos. Por otro lado, las ZRA también tienen dificultad de acceso a suministros y servicios técnicos, y están alejadas de los centros administrativos y de toma de decisiones. Todas estas características hacen aconsejable la descentralización del servicio eléctrico, no solo de los sistemas de generación, sino también, de los aspectos de gestión, financiación y control.

Uno de los grandes retos que afronta la región para erradicar la pobreza y asegurar la prosperidad de sus habitantes es la electrificación de las comunidades rurales aisladas, propósito que hace parte de los objetivos de Desarrollo Sostenible. La meta propuesta por los Estados Miembros de la ONU es que para el año 2030 se debe garantizar el acceso universal a servicios de energía asequibles, confiables y modernos, una labor que, si bien es posible, requiere de la ayuda y el compromiso de diversos actores para que se cumpla.

La estrategia de extender las redes de distribución de los sistemas interconectados a las zonas rurales aisladas ya no es una solución financieramente eficiente, por lo que el abastecimiento utilizando sistemas de generación aislados o micro redes toma cada vez más importancia, especialmente si se usa como fuente de generación los recursos renovables no convencionales con los que cuentan las regiones como la energía solar, la eólica y la biomasa, pues estas contribuirían a la reducción de emisiones de CO₂ y a su vez a la reestructuración de la matriz energética del país.

La selección de la tecnología correcta para suministrar energía a las zonas rurales aisladas y el involucramiento de las comunidades en todas las fases de los proyectos, son hitos fundamentales para garantizar la prestación de un servicio confiable, seguro, sostenible y de calidad. Es aquí donde debe existir una regulación clara para estas zonas, pues no es lo mismo prestar el servicio en estas zonas, y estas no cuentan con la misma economía que las ciudades.

Llegar a alcanzar un 100% de cobertura eléctrica permitirá que los habitantes de las comunidades rurales aisladas mejoren de forma radical su calidad de vida, podrían acceder a mejores herramientas para educarse, podrían refrigerar alimentos y vacunas, además de poder emprender proyectos productivos que les permitan soñar con un mejor presente y futuro.

3.4.10.1. Áreas Protegidas

Por otro lado, la implementación de un sistema eléctrico para las ZNI es parte fundamental para el desarrollo y calidad de vida de sus habitantes, conociendo que hoy en día el servicio de energía eléctrica es vital y en particular utilizada para la conservación de los alimentos, atención de salud y emergencias, conexión al mundo a través de sistemas de comunicaciones, iluminación de viviendas entre otras. Sin embargo, aún existen zonas en Colombia donde no gozan de tan preciado servicio y muchas de ellas con riqueza hídrica y minera, con reservas de hidrocarburos, potencial agrícola y pesquero, y algunas incluso hacen parte del sistema nacional de áreas protegidas, contando con resguardos indígenas y comunidades afrodescendientes. Ahora, si se lograra dar una solución energética para estas áreas, posiblemente se impulsaría su crecimiento económico y se convertiría en parte fundamental para el desarrollo del país, a la vez reduciendo la pobreza y creando nuevas fuentes de empleo.

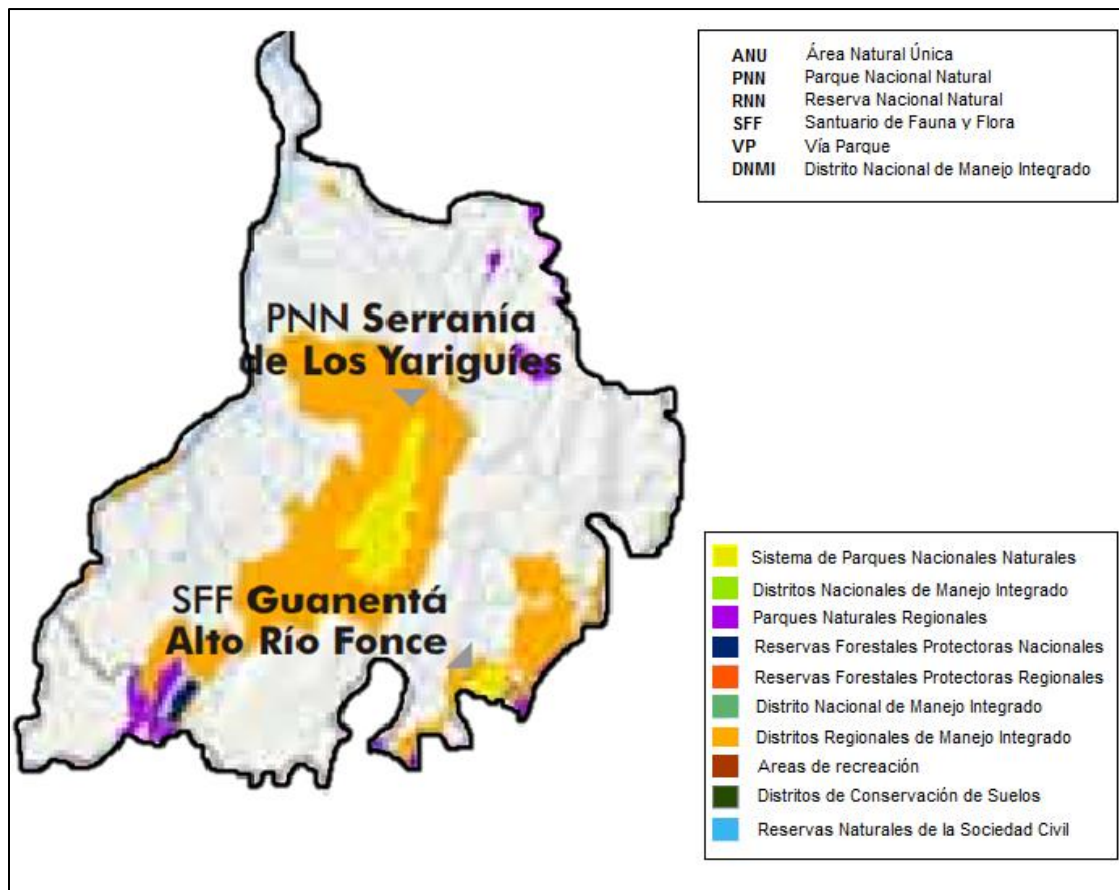


Figura 22. Áreas protegidas en el Departamento de Santander
 Fuente: SINAP

El Sistema de Áreas Protegidas de Santander tiene en total 62 áreas protegidas, para un total de 812.538.66 hectáreas (ver tabla x).

Tabla 73. Áreas protegidas en el departamento de Santander

Nombre	Hectáreas (ha)
Altamira 1	7.766
Altamira 2	27.9
Angula Alta - Humedal El Pantano	3,635
Aves de El Paujil	1,17
Bioparque Mónico	0.849
Bosques Andinos Húmedos el Rasgón	6,596
Bosques de Misiguay	2,805
Cabildo Verde I	52.2
Cabildo Verde II	273.8
Cerro la Judía	3,521
Complejo Ciénagas Papayal	2,838
Cuchilla del Minero	9,319
De Bucaramanga	4,835

Nombre	Hectáreas (ha)
De las Aves Cucarachero Chicamocha - Predio Lagunetas	522.4
De las Aves Reinita Cielo Azul	46.93
De las aves Pauxi Pauxi- predio Buena Vista	71.87
Del Humedal San Silvestre	69,963
Del Rio Minero y sus Zonas Aledañas	48,403
El Contenido	2.242
El Motilón	18.52
El Naranjito - Nacumal	4.396
El Valle	120.3
Ernesto Jiménez Lozada	0.868
Finca Agroecológica El Paraíso	238.9
Finca El Prado	17.57
Finca La Valerosa	473.5
Guanentá Alto Río Fonce	10,266
La Llanada	281.3
La Montaña Mágica El Poleo	67.81
La Victoria	8.993
Las Pampas Porvenir	163.4
Lucitania	336
Madremonte	17.71
Nuestro Sueño	85.61
Ojo de Agua	45.5
Pan de Azucar el Consuelo	17,989
Paramo - La Floresta	324
Páramo de Santurbán	11,593
Páramos de Guantiva y la Rusia	123,043
Páramos de Telecom y Merchán	37.4
Parque el Higuerón	21.1
Pauxi Pauxi El Guadual	43.03
Pauxi Pauxi La Fortuna	48.3
Pauxi Pauxi Las Flores y El Porvenir	99.88
Pauxi Pauxi predio La Colina	30
Pauxi pauxi Buenos Aires	85.98
Pauxi pauxi predio Agua Linda	47.28
Pauxi pauxi predio Dos Quebradas	11.9
Pauxi pauxi predio El Nogal	12.01
Pauxi pauxi predio La Ceiba	12.01
Pauxi pauxi predio La Esperanza	47.69
Pauxi pauxi predio La Pradera	25.01
Santurbán Arboledas	50.61
Santurbán Mutiscua Pamplona	14.58
Serranía de las Quinchas	14,027



Nombre	Hectáreas (ha)
Serranía de las Quinchas	13.9
Serranía de los Yariquíes	418,952
Serranía de los Yariquíes	59,699
Serranía el Peligro	26.27
Sisavita	31.38
Traganubes	13.74
Villa del Monte	2.762

Fuente: El Registro Único Nacional de Áreas Protegidas – RUNAP

